

NR 2
(288)
luty
2023 r.
miesięcznik
Rok XXVI
ISSN-1505-523X
32,40 zł w tym 8%VAT



wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



LABORATORIUM BADAŃ ARMATURY I TECHNIK EKSPLOATACJI GAZOCIĄGÓW

ZAKŁAD PRZESYŁANIA I DYSTRYBUCJI GAZU

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY



PODSTAWOWA DZIAŁALNOŚĆ LABORATORIUM

- badania dla potrzeb certyfikacji i krajowych ocen technicznych,
- badania na indywidualne zamówienia wg wybranych specyfikacji technicznych.

GRUPY BADANYCH WYROBÓW

- powłoki ochronne stosowane na rurach i armaturze stalowej,
- systemy naprawcze stalowych rurociągów,
- materiały wypełniające przestrzeń międzyrurową,
- armatura gazowa stosowana w instalacjach oraz sieciach,
- armatura wodociągowa i sanitarna stosowana w instalacjach oraz sieciach.



CZYNNA OCHRONA PRZED KOROZJĄ

- kontrola systemów ochrony katodowej,
- badania skuteczności ochrony katodowej podziemnych konstrukcji stalowych,
- badania oddziaływania prądów błędnych pochodzących z trakcji kolejowej i linii WN,
- badania szybkości korozji metodą korozymetrii rezystancyjnej,
- badania stanu izolacji rurociągów metodą DCVG, DCVG + CIPS,
- badania jednostkowej rezystancji przejścia.



Kontakt

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY

Zakład Przesyłania i Dystrybucji Gazu

– Laboratorium Badań Armatury i Techniki Eksploatacji Gazociągów

ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków

Kierownik: mgr inż. Tomasz Minor

Tel.: 12 617 74 43 | Faks: 12 653 16 65 | e-mail: minor@inig.pl





Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Lutowy numer WNIg rozpoczyna artykuł naukowców Instytutu Nafty i Gazu – PIB „Magazynowanie wodoru w podziemnych strukturach geologicznych”, będący systematycznym przeglądem dotychczasowych światowych doświadczeń w tym zakresie. Zainteresowanie tą problematyką wzrosło niepomniernie po 2020 roku, kiedy to Komisja Europejska ogłosiła strategię wodorową, skorelowaną i spójną z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu. Ten ostatni generalnie przewiduje ograniczenie wykorzystywania paliw kopalnych do produkcji energii na rzecz energii odnawialnej, której nadwyżki będzie można wykorzystywać także do produkcji zielonego wodoru. Wodór ten, w przypadku niedoborów energii, będzie zasilać rynek energetyczny. Ze względu na przewidywane spore ilości produkowanego wodoru, strategicznego znaczenia nabierają podziemne struktury geologiczne, i to zarówno związane ze szczypanymi złożami węglowodorów, strukturami zawodnionymi jak i z kawernami w wydajach i pokładach soli. Zestawiając podstawowe kryteria niezbędne do magazynowania wodoru w strukturach podziemnych – autorzy dokonują przeglądu i oceny potencjalnie przydatnych do tego celu struktur geologicznych na obszarze Polski.

Autorami kolejnego artykułu w dziale Nauka i Technika są panowie Andrzej i Paweł Barczyński. To wyjątkowa okazja aby przypomnieć czytelnikom WNIg, że współpraca naszego miesięcznika z dr. hab. inż. Andrzejem Barczyńskim trwa już od blisko 20 lat, a zamieszczony w tym numerze artykuł jest jubileuszową, 40-tą publikacją, której jubilat jest autorem lub współautorem. Wartość tych artykułów wynika między innymi z posiadanych przez autora uprawnień budowlanych projektowych i wykonawczych w zakresie sieci i instalacji gazowych oraz urządzeń energetycz-

nych jak też olbrzymiego doświadczenia zdobytego jako konsultant, ekspert i autor blisko 300 prac wdrożeniowych, projektowych i eksperckich z zakresu gazownictwa. Trzeba też przypomnieć, że Andrzej Barczyński to aktywny uczestnik życia SITPNIg – były wieloletni członek Zarządu Głównego, a obecnie wiceprezes poznańskiego Oddziału SITPNIg. Gorąco dziękując za bardzo miłą dotychczasową współpracę – nieśmiało życzyłbym sobie jej kontynuacji, choćby w postaci kolejnych artykułów.

Artykuł „Przewody światłowodowe w odwiertach – technologie pomiaru i możliwości zastosowania” to kolejny artykuł napisany dla WNIg przez zespół inżynierów złożowych i nowych technologii PKN ORLEN Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG w Warszawie. Tym razem autorzy przedstawiają założenia i przebieg projektu realizowanego w odwiertach gazowych w pld.-wsch. Polsce, a informacje tak uzyskane przyczynią się do zwiększenia wydajności i bezpieczeństwa wydobycia węglowodorów a także zmniejszenia ewentualnych kosztów remontów odwiertów. Zdaniem autorów – pozytywne wyniki pilotażu mogą w przyszłości doprowadzić do szerszego stosowania tej technologii – np. przy magazynowaniu gazu ziemnego czy geosekwestracji CO₂.

I właśnie tematowi geosekwestracji dwutlenku węgla poświęcony jest kolejny artykuł, w którym specjaliści PKN ORLEN analizują, pod kątem możliwości zastosowania w Polsce doświadczeń technologicznych i prawno-organizacyjnych, wnioski i problemy holenderskiego Projektu Porthos. Ze względu na tożsamy z polskim prawem kontekst prawa unijnego i międzynarodowego – autorzy szczegółowo omawiają założenia tego dalece zaawansowanego projektu zatłaczania CO₂ do eksploatowanych podmorskich złóż gazu ziemnego.

Na stronach stowarzyszeniowych magazynu zwracam uwagę na zapowiadaną już relację z uroczystego wręczenia „Honorowych Szpad SITPNIg” najlepszym absolwentom Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH oraz Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH – poszerzoną o kontekst historyczny i genezę samej uroczystości (str. 29). Ponadto wracamy raz jeszcze do bardzo angażującej krośnieńskie środowisko górników naftowych akcji sfinansowania i wykonania w Krośnie pomnika św. Barbary – patronki stanu górniczego (str. 32). A kolejne strony Wiadomości Naftowych i Gazowniczych poświęcone są, jak zwykle, życiu Kół i Oddziałów naszego Stowarzyszenia.

Przyjemnej zimowej(?) lektury

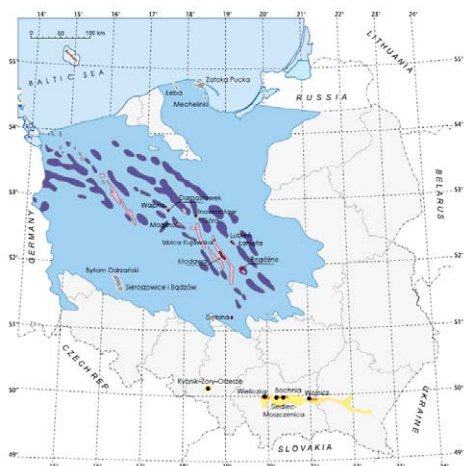
Ryszard Chylarecki



Fot. arch. PKN ORLEN

NAUKA **W** TECHNIKA.

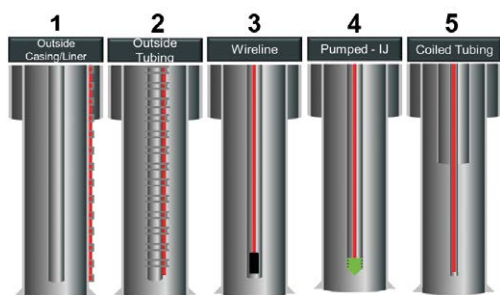
- Magazynowanie wodoru w podziemnych strukturach geologicznych



- Dobór kompensatorów osiowych na gazociągach podwieszonych pod mostem (wiaduktem)

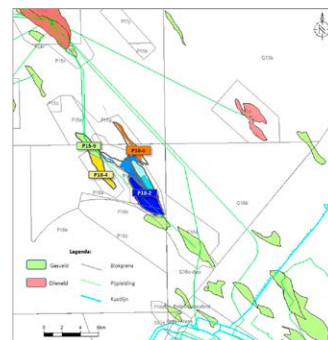


- Przewody światłowodowe w odwiertach – technologie pomiaru i możliwości zastosowania



PROJEKTY **W** GEOSEKWESTRACYJNE.

- Projekt Porthos – przykład realizacji projektów geosekwestracyjnych (CCS)



ANALIZY **W** KOMENTARZE.

- Bezpieczeństwo paliwowe Polski w roku 2023 i latach następnych. Analiza Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza

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

- Rok 2023 według redakcji World Oil
- Średnia cena ropy Brent w 2022 r. wyższa niż w 2021 r.
- Nowe koncesje na Morzu Północnym
- Energinet otrzymał certyfikat DNV dla Baltic Pipe
- Nowe terminale LNG na Bałtyku
- Rekordowe wiercenie w Chinach
- Etiopia
- ExxonMobil na cenzurowanym
- Nowe zasoby gazu ziemnego w województwie lubelskim
- Grupa ORLEN uruchomi nową farmę fotowoltaiczną
- PERN i Port w Gdyni: strategiczna współpraca na rzecz bezpieczeństwa państwa

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



ADRES REDAKCJI
ul. Biecka 9B, 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: NOVA SANDEC

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 2000 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ: tel. 18 352 64 84

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

FOTO OKŁADKA:
str. I okł. – Jastrzębiec. Fot. arch. PKN ORLEN

- Mgr inż. Jerzy Szewczyk

28



BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium
- College was the best time of my life
(Studia to był najlepszy okres w moim życiu)

29

29



- O krośnieńskiej Św. Barbarze raz jeszcze

32



NASZE WSTAWIENIE

- Spotkanie członków Kół SITPNiG z Oddziałów Gorlice, Sanok i Krosno

34



- Kolejny Barbórkowy Turniej w Kręgle o Puchar Przewodniczącego Koła SITPNiG w Lublinie 2022

36



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 rafinerijne i petrochemiczne, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych

Magazynowanie wodoru w podziemnych strukturach geologicznych



Mariusz
Miziołek



Bogdan
Filar



Tadeusz
Kwilosz



The Storage of Hydrogen in Underground Geological Structures

Lead

The increased interest in hydrogen as an energy fuel results from the necessity to look for alternative solutions to fossil fuels, whose resources are limited. Another equally important factor influencing the interest in hydrogen is the problem of climate changes caused by the emission of greenhouse gases.

The effort to limit the emission of CO₂ is the main reason of the increasing interest in hydrogen. On July 8th, 2020 the European Commission (EE) announced its hydrogen strategy, consistent with the assumptions of the European Green Deal. The strategy assumes limiting the application of fossil fuels to the production of energy, and replacing them with renewable energy (RES) produced mainly by wind and solar farms. The surpluses of renewable energy can be used for the production of the so-called green hydrogen, which can subsequently be delivered to the market in the case of energy deficiencies. Currently, two scenarios for the use of hydrogen on the energy market are under consideration. The first one involves the mixing of hydrogen with natural gas and delivering such mixture directly to the gas transmission network. The second option involves storing the produced hydrogen with a purity of 99.9%, which will subsequently be delivered to its receivers, such as the transport, chemical and energy industry. Both the first and the second option of utilising pure hydrogen will require its storage. Although it will be possible to store relatively small amounts of hydrogen in aboveground installations, large amounts of this gas must be stored in facilities with a proper volume. Today, the commonly known technology involves the storage of natural gas in underground gas storage facilities (UGS), with capacities of millions to tens of billions of cubic metres. However, due to differences resulting from the

slightly different physicochemical parameters of the hydrogen molecule from the methane molecule, it is necessary to perform a number of detailed analyses regarding these facilities: the tightness of their structures, the chemical composition of the reservoir rock and the caprock, possible chemical reactions, the biological condition of the reservoir, the diffusion processes, the corrosion processes, the downhole equipment of the wells and the aboveground installation of the storage facility.

Wstęp

Wzrost zainteresowania wodorem jako paliwem energetycznym wynika z konieczności szukania paliw alternatywnych dla paliw kopalnych, których zasoby są ograniczone. Drugim również istotnym czynnikiem mającym wpływ na zainteresowanie wodorem, jest problem zmian klimatycznych wynikający z emisji gazów cieplarnianych. Dążenie do ograniczenia emisji CO₂ jest głównym powodem coraz większego zainteresowania wodorem. W 2020 roku 8 lipca Komisja Europejska (EE) ogłosiła strategię wodorową spójną z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu. Strategia zakłada ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych do produkcji energii i zastępowanie ich energią odnawialną (OZE) produkowaną głównie przez farmy wiatrowe oraz solarne. Nadwyżki energii odnawialnej mogą zostać wykorzystane do produkcji zielonego wodoru, który następnie może zostać dostarczony na rynek w przypadku braków energii. Aktualnie rozważane są dwa scenariusze działania na rynku energetycznym. Pierwszy polega na mieszanii wodoru z gazem ziemnym oraz dostarczaniu takiej mieszanki bezpośrednio do sieci gazociągowej. Drugi wariant polega na zmagazynowaniu wyprodukowanego czystego wodoru, który następnie będzie dostarczany do odbiorców czystego wodoru, takich jak środki transportu, przemysł chemiczny oraz przemysł energetyczny. Zarówno pierwszy jak i drugi wariant zagospodarowania czystego wodoru będzie wymagał jego zmagazynowania. O ile stosunkowo niedu-

że ilości wodoru będą możliwe do magazynowania w instalacjach napowierzchniowych, to duże ilości tego gazu muszą być magazynowane w obiektach o dużej pojemności. Aktualnie powszechnie znana jest technologia magazynowania gazu ziemnego w podziemnych magazynach gazu (PMG), które mogą magazynować gaz ziemny w ilościach od milionów do dziesiątek miliardów metrów sześciennych. Jednak ze względu na różnice wynikające z nieco odmiennych parametrów fizyko-chemicznych cząsteczki wodoru od cząsteczki metanu konieczne jest dokonanie szeregu szczegółowych analiz dotyczących: szczelności struktur, składu chemicznego skał zbiornikowych i uszczelniających, możliwych reakcji chemicznych, stanu biologicznego złoża, procesów dyfuzji, procesów korozyjnych, wyposażenia wgłębnego odwiertów oraz instalacji napowierzchniowej magazynu.

Pierwsze próby magazynowania gazu ziemnego przeprowadzono w 1915 roku w Kanadzie w stanie Ontario [1]. Aktualnie, w różnych krajach eksploatowanych jest 671 podziemnych magazynów gazu. Kruck Olaf w publikacji „Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen” przedstawił, że prawie czysty wodór (92%) jest magazynowany, na potrzeby przemysłu chemicznego w trzech kavernach solnych w miejscowości Teesside w Wielkiej Brytanii od 1972 roku, [5]. W artykule opublikowanym przez Geological Society of London zauważono, że powszechne zastosowanie wodoru w gospodarce będzie wymagało wytworzenia buforu energii w celu bilansowania zmienności zapotrzebowania rynku na energię, a co za tym idzie budowę wielkoskalowych podziemnych magazynów wodoru [7]. W publikacji podkreślono, że duże ilości wodoru mogą zostać zmagazynowane w podziemnych strukturach geologicznych: porowych (szczerpane złoża gazu ziemnego i aquifery) lub wylugowanych kavernach solnych.

Powyższe publikacje pokazują, że magazynowanie dużych ilości wodoru może z powodzeniem odbywać się w podziemnych strukturach geologicznych.

Tabela 1. Wykaz podstawowych parametrów podziemnych magazynów wodoru

Nazwa obiektu/ kraj	Rok uruchom.	Rodzaj struktury	Zawartość wodoru w gazie [%]	Ciśnienie/ Temperatura [bar/°C]	Pojemność robocza/ geometryczna [tys. m ³]	Głębokość stropu [m p.p.t.]
Kiel Niemcy	1971	kawerna solna	60-64	80-100 /b.d.	b.d./32,0	1330
Teesside Wielka Brytania	1972	3 kawerny solne	95, CO ₂ -3-4%	50 /b.d.	(3x70)	400
Texas, ConocoPhillips USA	1980	kawerna solna 45x300 m	95	150 /	30000,0/ 580	850
Texas, Prexair USA	2007	kawerna solna 45x300 m	95	70-135 /	b.d./566	850-1400
Beynes Francja	1956	akifer p-ce	50	36,8 / (max.48,7)	385000/ 1185	430
Lobodice Czechy	1962	akifer p-ce	50, (CH ₄ -256%)	90 / 34°C	b.d./400	430

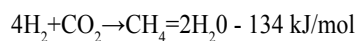
1. Dotychczasowe próby magazynowania wodoru w podziemnych strukturach geologicznych

Wszystkie dotychczasowe próby podziemnego magazynowania wodoru były związane z magazynowaniem:

- gazu miejskiego,
- wodoru na potrzeby przemysłu chemicznego,
- wodoru na potrzeby przemysłu kosmicznego.

Pionierami magazynowania gazu miejskiego (koksowniczego) były takie kraje, jak Francja, Niemcy i Czechy. Głównymi składnikami gazu miejskiego był wodór (50-65%) i metan (20-25%). Gaz miejski magazynowany był w kawernach solnych i strukturach zawodnionych. W kawernach solnych gaz miejski przechowywano w Niemczech: Bad Landstadt, Kiel i Ketzin [3]. Z kolei w magazynach Lobodice (Czechy) oraz Beynes (Francja) gaz miejski magazynowano w strukturach zawodnionych (wodonośnych), [4]. Magazynowanie gazu miejskiego w strukturze Lobodice prowadzono w latach 1962 do 1990. Pojemność czynna magazynu wynosiła 100 mln m³. W roku 1991 magazyn Lobodice przekształcono w podziemny magazyn gazu ziemnego. Magazyn został wytworzony w utworach klastycznych miocenu w środkowej części Moraw. Podczas magazynowania gazu miejskiego w strukturze stwierdzono zmniejszenie zawartości H₂ w gazie przy jednoczesnym wzroście udziału metanu CH₄ [9]. Badania wykazały, że proces zamiany wodoru w metan był spowodowany obecnością bakterii metanogenicznych w złożu. Bakterie metanogenne były ka-

talizatorami reakcji prowadzącej do powstania metanu.



Był to jeden z pierwszych potwierdzonych przypadków produkcji metanu w złożu przez bakterie metanogenne, na tak dużą skalę. Identyfikacja potwierdzona również w magazynie Beynes. Magazyn Beynes eksploatowany był w latach 1956-1972 przez firmę GDF. Pojemność magazynu wynosiła 330 mln m³ [6][7].

Na szczególną uwagę zasługuje magazyn kawernowy wytworzony w Teesside (Wielka Brytania), który był jednym z pierwszych dużych magazynów wodoru, magazynujący wodór o dużej czystości (95%). Magazyn został wybudowany w 1972 roku i jest nadal wykorzystywany dla potrzeb przemysłu chemicznego. W tabeli 1 przedstawiono wykaz podstawowych parametrów podziemnych struktur, w których magazynowano wodór.

Bezawaryjna eksploatacja podziemnych struktur geologicznych wykorzystywanych do magazynowania wodoru lub mieszanin gazowo-wodorowych, poczynając od 1956 roku udowodniła techniczną możliwość takiego działania. Doświadczenia uzyskane podczas magazynowania wodoru pozwalają na wyciągnięcie dwóch wniosków:

- magazynowanie mieszanin gazowo-wodorowych może być prowadzone zarówno w podziemnych strukturach porowatych (szczerpane złoża gazu ziemnego i ropy naftowej, jak i struktury zawodnione), jak i w kawernach solnych,
- wymóg zachowania czystości wodoru podczas jego magazynowania preferuje

wykorzystania magazynów wybudowanych w strukturach solnych lub warstwach zawodnionych, gdyż pierwotnie w tych strukturach nie występuje inny gaz.

2. Podziemne struktury geologiczne wykorzystywane do magazynowania wodoru

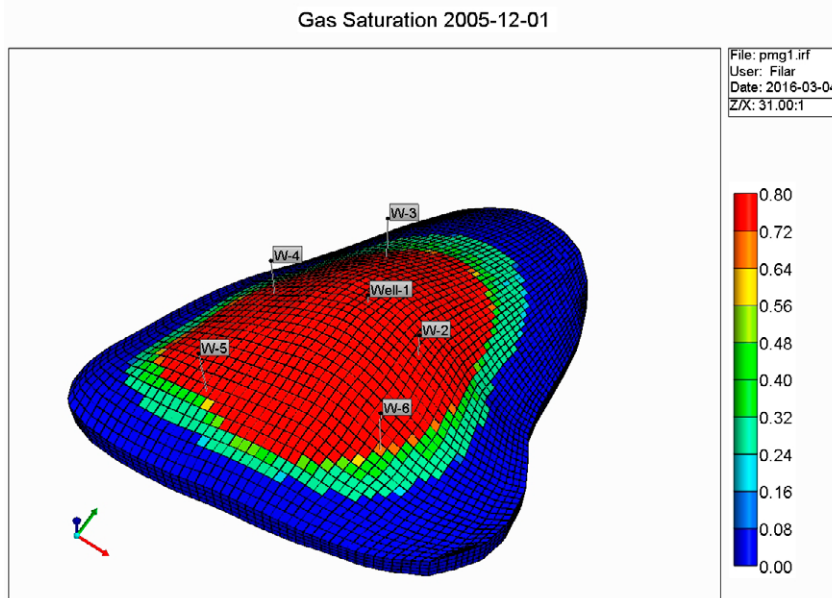
Technologia podziemnego magazynowania gazu ziemnego znana jest od 1915 roku, w którym to przeprowadzono pierwsze próby magazynowania gazu w wyeksploatowanym złożu. Dotychczasowe bezproblemowe magazynowanie wodoru w kawernach solnych oraz warstwach wodonośnych, przedstawiono w punkcie pierwszym. Przedstawione przykłady pokazały, że magazynowanie wodoru w geologicznych strukturach podziemnych jest technicznie możliwe. Dodatkowo należy podkreślić, że technologia magazynowania wodoru bazuje na technologii magazynowania gazu ziemnego, z uwzględnieniem różnic w parametrach występujących pomiędzy gazem ziemnym, a wodorem. Magazynowany wodór różni się od magazynowanego gazu ziemnego dużo większą przenikliwością oraz możliwością występowania problemu kruchości wodorowej. Wieloletnia bezawaryjna eksploatacja kawernowego magazynu wodoru w Teesside pokazała, że geologiczne struktury solne nadają się do magazynowania „czystego” wodoru. Z drugiej strony bezawaryjne magazynowanie mieszanin gazowo-wodorowych w strukturach zawodnionych potwierdza przydatność tego typu struktur do magazynowania wodoru. Należy stwierdzić, że magazyny wybudowane w strukturach zawodnionych praktycznie nie różnią się od złóż wę-

glowodorów, z punktu widzenia geologicznego. Dlatego należy stwierdzić, że magazynowanie wodoru może również odbywać się w szcerpanych złożach węglowodorów. W związku z tym magazyny wodoru można wybudować w następujących podziemnych strukturach geologicznych:

- szcerpane złoża węglowodorów,
- wylugowane kawerny solne,
- struktury zawadnione.

Magazyny wodoru w szcerpanych złożach węglowodorów

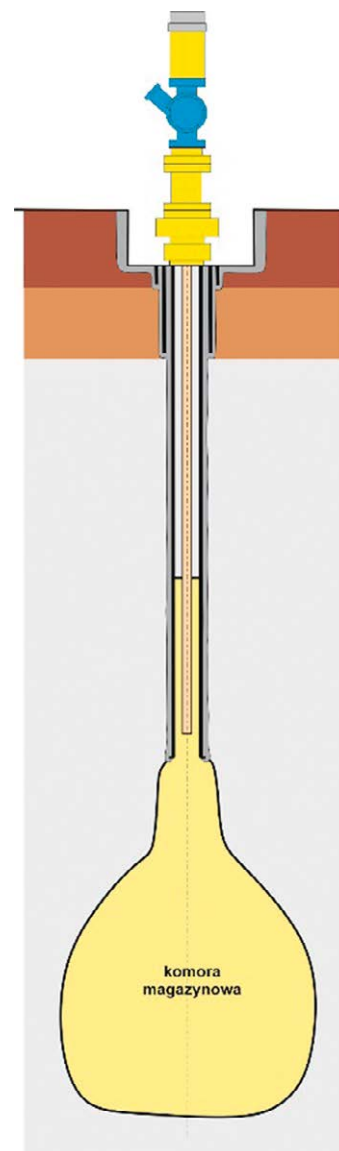
Szcerpane złoża gazu ziemnego są to struktury geologiczne, zawierające poziom skał zbiornikowych, w których pierwotnie występowała naturalna akumulacja węglowodorów, gazu ziemnego i/lub ropy naftowej. Eksploatacja tych zasobów doprowadziła do ich szcerpania. Po zakończeniu eksploatacji poziom zbiornikowy może zostać następnie wykorzystany do podziemnego magazynowania wodoru lub mieszaniny gazu ziemnego i wodoru. Takie struktury mają liczne zalety. Podstawową zaletą złoża szcerpanego jest ich szczelność o czym świadczy występowanie akumulacji węglowodorów. Dodatkowo dane złożo jest dobrze rozpoznane pod względem przestrzennym, głębokościowym, objętościowym, a jego parametry petrofizyczne są zbadane. Obraz przykładowego złoża gazu ziemnego przedstawiono na rys. 1. Kolejną zaletą szcerpanych złoża gazu ziemnego jest możliwość wykorzystania gazu ziemnego pozostałego po eksploatacji jako część buforu (poduszki gazowej). Niestety gaz pozostały po eksploatacji złoża może wchodzić w reakcje chemiczne z wodorem i obniżać jego jakość. Natomiast wodór zatłaczany do złoża szcerpanego uległby zmieszaniu z gazem pozostałym po eksploatacji, co spowodowałoby obniżenie czystości odbieranego gazu. Dodatkowym, lecz istotnym czynnikiem przemawiającym za wykorzystaniem szcerpanych złoża do magazynowania wodoru, jest możliwość wykorzystania infrastruktury technicznej, co znacząco obniża koszty budowy takiego magazynu. Do magazynowania wodoru można również wykorzystać już istniejące magazyny gazu ziemnego i wtedy wodór stanowiłby domieszkę do gazu ziemnego. Duża ilość złoża węglowodorów o pojemnościach wynoszących od kilku milionów do kilkunastu miliardów metrów sześciennych pozwala na dostosowanie wielkości magazynu wodoru do potrzeb rynku. Należy podkreślić, że szcerpane złoża węglowodorów nie nadają się do magazynowania czystego wodoru, w przypadku, gdy odbierany wodór z magazynu musi posiadać wysoki stopień czystości. Wyeksploatowane złoża węglowodorów idealnie nadają się do magazynowania mieszaniny gazowo-wodorowych.



Rys. 1. Obraz przykładowego złoża gazu ziemnego

Magazyny wodoru w kawernach solnych wylugowanych w złożach pokładowych oraz w wysadach solnych

Kawerny solne są to obiekty, które nie występują naturalnie lecz są wytwarzane przez człowieka w złożach soli kamiennej np.: w wysadach solnych lub w złożach pokładowych. Do magazynowania wodoru można wykorzystać kawerny solne ługowane na potrzeby magazynowe. W świecie aktualnie działają 104 magazyny gazu wytworzone w kawernach solnych, na ogólną liczbę wszystkich PMG wynoszącą 671 [1]. Kawernowe magazyny wodoru (Teesside i Prexair) działające od 1972 roku wykazały przydatność podziemnych struktur solnych do magazynowania wodoru. Wielkość pojedynczych kawern może być różna i wynosić od 10 000 m³ do około 1 000 000 m³. Duże kawerny ługowane są w wysadach solnych, natomiast mniejsze w pokładowych złożach soli. Wynika to z faktu, że wysady solne osiągają miąższość do kilku kilometrów, podczas gdy pokładowe złoża soli posiadają miąższość rzędu od kilku do kilkuset metrów. Głębokości wytworzonych kawern solnych są również zróżnicowane i przeważnie mieszczą się w przedziale 400-2000 m. Górne ciśnienie pracy komory może dochodzić do 24 MPa. Główną zaletą magazynów kawernowych jest ich bardzo duża wydajność. Przyjmuje się, że cała pojemność czynna magazynu kawernowego może zostać szcerpana w czasie krótszym niż 40 dni. Magazyny kawernowe nadają się do przechowywania czystego wodoru. Spowodowane jest to tym, że po zakończeniu ługowania w kawernie znajduje się solanka, która następnie jest wytłaczana przez wodór. Przykładową kawernę solną podziemnego magazynu wodoru przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Przykładowa kawerna solna podziemnego magazynu wodoru

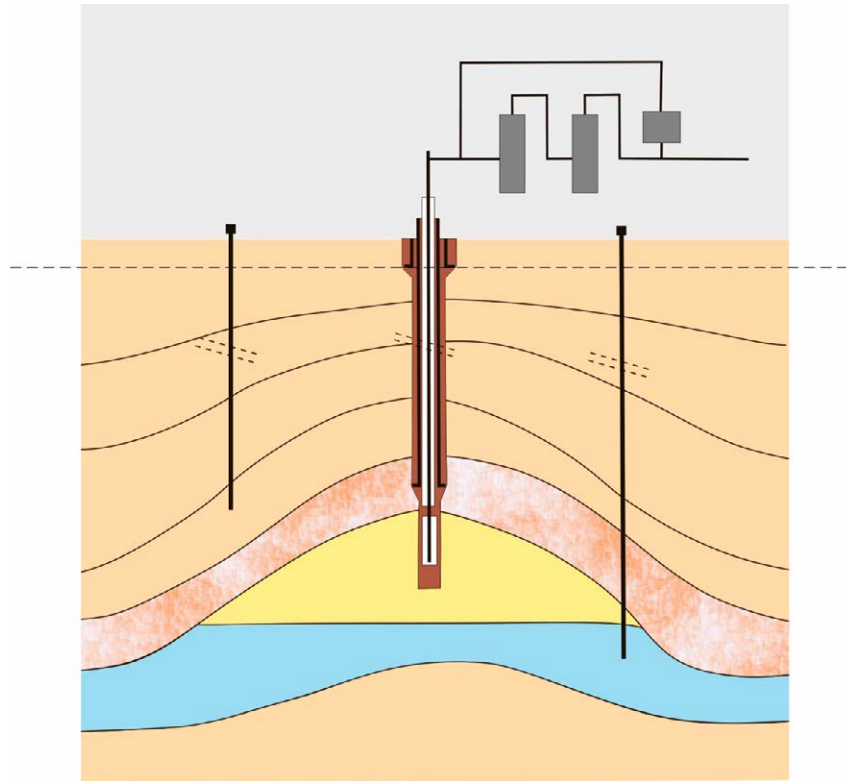
Struktury zawodnione

Struktury zawodnione są to podziemne obiekty geologiczne, najczęściej o charakterze antyklin, pierwotnie zawodnione. Budowa antyklinalna tych struktur jest podstawą do traktowania ich jako potencjalne pułapki złożowe, które mogą zostać wykorzystane do budowy podziemnych magazynów wodoru. Poziomy zbiornikowe występujące w obrębie struktur zawodnionych typowane do magazynowania wodoru powinny charakteryzować się dobrymi lub bardzo dobrymi parametrami porowatości oraz przepuszczalności. W przeciwieństwie do złóż gazu ziemnego, które pierwotnie są szczelne, szczelność struktur zawodnionych musi zostać wykazana. Z reguły stopień rozpoznania struktur zawodnionych jest znikomy, bazuje głównie na badaniach sejsmicznych oraz rozpoznaniu pojedynczymi otworami wiertniczymi. W związku z tym konieczne jest poniesienie dużych kosztów na rozpoznanie struktury, które wykaże jej szczelność. W początkowym etapie niezbędne jest wykonanie badań sejsmicznych 3D oraz wierceń otworów badawczo-rozpoznawczych. Cały proces rozpoznania i przygotowania struktury zawodnionej może więc trwać, co najmniej kilka lat (5-7 lat). Na świecie w 2018 roku było 75 PMG wytworzonych w akiferach [1], z czego w Europie było ich 20 (z tego 10 we Francji i 5 w Niemczech). Wielkość PMG w akiferach jest różna np. we Francji całkowita pojemność gazu w poszczególnych magazynach zawiera się w przedziale 0,4-6,76 mld m³ (np. UGS Chemery posiada pojemność 6,759 mld m³), a głębokości stropu poziomu magazynowego zawierają się w przedziale 400-1400 m p.p.t. Przykładowy schemat budowy magazynu w strukturze zawodnionej przedstawiono na rys. 3.

Główną zaletą struktur zawodnionych jest to, że przeważnie występują w regionach, w których nie występują złoża węglowodorów lub struktury solne. Dodatkową zaletą struktur zawodnionych jest możliwość magazynowania w nich czystego wodoru. Niestety największą wadą tego typu struktur jest wysoki koszt budowy magazynów.

3. Określenie podstawowych kryteriów złożowych niezbędnych do bezpiecznego magazynowania wodoru w podziemnych strukturach geologicznych

Bezawaryjne długoletnie magazynowanie wodoru musi zostać poprzedzone licznymi badaniami, które potwierdzą przydatność wybranej struktury geologicznej do budowy podziemnego magazynu wodoru. W związku z tym, do najważniejszych kryteriów, które powinna spełniać każda podziemna struktura



Rys. 3. Przykładowy schemat budowy magazynu w strukturze zawodnionej

geologiczna należy:

- szczelność struktury – jest to najważniejsze kryterium przydatności danej struktury do magazynowania wodoru. Bez szczelności nie ma żadnego magazynu. Przyjmuje się, że złoża węglowodorów są szczelne przynajmniej do pierwotnego ciśnienia złożowego,
- szczelność odwiertów udostępniających strukturę – odwierty mogą naruszyć szczelność struktury, dlatego jakość ich zacementowania musi zostać potwierdzona poprzez: badania ciśnieniowe, badania stanu zacementowania rur, stanu technicznego rur okładzinowych i eksploatacyjnych,
- poziom magazynu musi być monitorowany poprzez otwory piezometryczne zlokalizowane w poziomie magazynowym oraz w poziomach niżej i wyżej zaległych,
- poziom magazynowy musi być dobrze rozpoznany pod względem strukturalnym, tektonicznym, zmienności fałdowej, występowania pułapek złożowych oraz charakteru zamknięć pułapki i jej głębokości,
- konieczne jest rozpoznanie miąższości i ciągłości poziomu uszczelniającego strop poziomu magazynowego,
- konieczne jest rozpoznane położenia pierwotnego konturu gaz-woda oraz jego ewentualne zmiany w trakcie eksploatacji złoża oraz magazynu,

- muszą zostać ustalone warunki energetyczne złoża,
- w przypadku złóż węglowodorów, konieczne jest ustalenie pierwotnych zasobów geologicznych złoża oraz zasobów aktualnych opartych na bazie eksploatacji złoża oraz magazynu,
- konieczna jest wiedza dotycząca parametrów petrofizycznych skał zbiornikowych oraz uszczelniających w tym; porowatości, przepuszczalności, nasycień wodą i gazem ziemnym/ropą naftową, ciśnień kapilarnych, itp.,
- konieczne jest rozpoznanie składu petrograficznego i mineralnego skał zbiornikowych i uszczelniających, ich granulometrii, zwięzłości, szczelinowatości, parametrów geomechanicznych, składu gazu ziemnego rodzimego oraz składu chemicznego wód złożowych, w przypadku złóż węglowodorów,
- określenie wielkości ciśnienia pierwotnego i projektowanego zakresu ciśnień pracy magazynu.

4. Możliwości magazynowania wodoru w podziemnych strukturach geologicznych w Polsce

Polska, z punktu widzenia geologicznego, jest w bardzo dobrej sytuacji gdyż na jej terenie występują wszystkie typy struktur geologicznych, w których można wybudować podziemne magazyny wodoru. Najwięcej podziemnych



Rys. 4. Mapa rozmieszczenia złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce, źródło: http://geoportal.pgi.gov.pl/css/surowce/images/2013/mapy/large/large_7.jpg

struktur geologicznych związanych jest ze złożami węglowodorów, występującymi w Polsce. Zgodnie z danymi publikowanymi przez PiG w „Bilansie zasobów złóż i kopalin w Polsce”, w roku 2018 w Polsce występowało 298 złóż gazu ziemnego [8]. Z czego 182 złoża były eksploatowane w roku 2018. Z tej liczby 78 złóż znajdowało się na Niżu, 77 złóż na Przedgórzu Karpat, 25 złóż w Karpatach i 2 złoża w strefie Bałtyku. Rys. 4 przedstawia lokalizację występowania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce.

W Polsce poza złożami szcerpanymi występują duże możliwości budowy podziemnych kawernowych magazynów wodoru w wysadach lub pokładach solnych. W 2018

roku analizę przydatności wysadów solnych do celów magazynowania wodoru przedstawili G. Czapowski i R. Tarkowski [2]. Spośród 27 rozpoznanych wysadów wytypowano 7 do szczegółowej analizy geologiczno-złożowej. Lokalizację struktur soli przedstawił Czapowski, Aleksandrowski i Jarosiński na rys. 5. Poniżej w tabeli 2 przedstawiono podstawowe dane dotyczące tych struktur. Spośród przeanalizowanych wysadów za najkorzystniejsze do celów magazynowania wodoru autorzy wytypowali wysady solne: Rogoźno, Damasławek, Łanięta oraz Lubień.

W punkcie 1 i 2 przedstawiono możliwości magazynowania wodoru w strukturach zawodnionych. Biorąc jednak pod uwagę duże

możliwości magazynowania wodoru w szcerpanych złożach węglowodorów oraz kawernach solnych, to wydaje się, że struktury zawodnione na obecnym etapie prac są poza kręgiem zainteresowania. Główną przyczyną tej sytuacji jest ich słabe rozpoznanie.

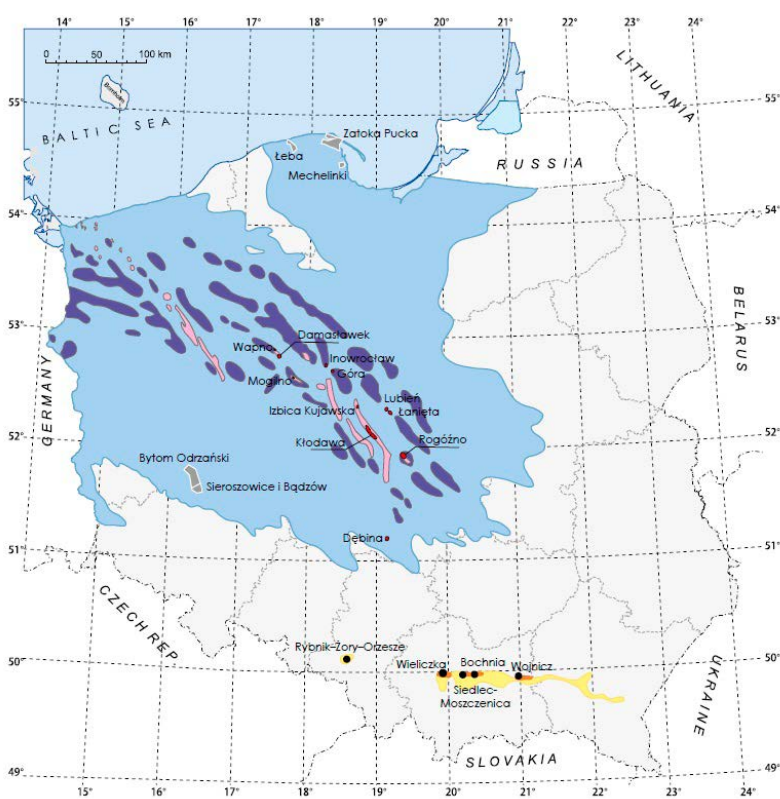
Publikowany materiał został zaczerpnięty z Raportu INiG-PIB, pn. Rynek Polskiej Ropy i Gazu, 2021.

Literatura:

1. Cornot-Gandolphe S. – „Underground Gas Storage In The World – 2018 Status”. Cedigaz Insights .31 November 2018 Report Prepared By For Cedigaz.
2. Czapowski G. I Tarkowski R. – „Uwarun-

Tabela 2. Wysady solne, wybrane parametry geologiczno-złożowe na podstawie G. Czapowski i R. Tarkowski [2]

Nazwa wysadu	Wysokość [km]	Głębokość lustra soli [m]	Miaższość soli [m]	Forma	Stos. do Mezoz.	Zasoby [tony]
Goleniów N	8,7 x 3	I poz. 2074,4	ok. 35	słup solny	nie przebija	4,9
Goleniów N	1,6 x 1	II poz. 2111,6	ok. 47			
Domasławek	5,5 x 3,5	śr. 475	> 154	słup solny	nie przebija	17,69
Izbica Kujawska	3 x 2	224,5 – 563,5	> 857,8	słup solny	nie przebija	b.d.
Lubień	2,6 x 2,2	303 – 441,6	893	słup solny	nie przebija	4,07
Łanieta	śr. 3,5	235,4 – 282,5	257,4	słup solny	nie przebija	2,13
Rogoźno	6,7 x 4,1	320,9 - 427	> 196,3	pień solny	przebija	8,6
Dębina	0,6 x 0,8	169,3 - 215	332,7	słup solny	nie przebija	b.d.



Rys. 5. Mapa struktur soli występujących w Polsce, Czapowski, Aleksandrowski, Jarosiński, <https://www.pgi.gov.pl/psg-1/psg-2/informacja-i-szkolenia/wiadomosci-surowcowe/10716-wystepowanie-soli-kamiennej-w-polsce.html>

kowania Geologiczne Wybranych Wysadów Solnych W Polsce I Ich Przydatność Do Budowy Kawern Do Magazynowania Wodoru” Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego, 2018 R | Nr 472 | 53-81

3. Juhlin Ch., Giese R., Zinck-Jørgensen K., Cosma C., Kazemini H., Juhojuntti N., Lüth S., Norden B., And Förster A. – „Case History 3d Baseline Seismics At Ketzin, Germany: The Co2sink Project”.

Geophysics, Vol. 72, No. 5 September-October 2007; P. B121–B132,

4. Kopal L., Cizek P., Milicka J. – „Geological Model Of Lobodice Undergroun D Gas Storage Facility Based On 3d Seismic Interpretation”. Contributions To Geophysics And Geodesy Vol. 46/2, 2016 (125–135),

5. Kruck Olaf, Cortogino Fritz, Perlicz Ruth, Rudolph Tobias, 2013, “Overview on all Known Underground Storage Technolo-

gies for Hydrogen”,

6. Panfilov M. – „Underground And Pipeline Hydrogen Storage”. December 2016 R. Compendium Of Hydrogen Energy (Pp.91-115).

7. Stone H. B. J., Veldhuis I., Richardson R. N., 2013, Underground hydrogen storage, doi:10.1144/SP313.13

8. Szuflicki M., Malon A., Tymiński M., 2019, BILANS ZASOBÓW ŻŁÓŻ KOPALIN W POLSCE wg stanu na 31 XII 2018 r., <http://geoportal.pgi.gov.pl/>

9. Tarkowski R. – „Wybrane Aspekty Podziemnego Magazynowania Wodoru”. Przegląd Geologiczny, Vol. 65, Nr 5, 2017.

Mgr Mariusz Miziołek
Starszy specjalista badawczo-techniczny
w Zakładzie Podziemnego
Magazynowania Gazu,
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy
Instytut Badawczy

Mgr inż. Bogdan Filar
Starszy specjalista badawczo-techniczny,
kierownik Zakładu Podziemnego
Magazynowania Gazu,
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy
Instytut Badawczy

Dr Tadeusz Kwilosz
Adiunkt w Zakładzie Podziemnego
Magazynowania Gazu,
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy
Instytut Badawczy

Dobór kompensatorów osiowych na gazociągach podwieszonych pod mostem (wiaduktem)



Andrzej Barczyński



Paweł Barczyński

Selection of axial compensators on gas pipelines suspended under a bridge (viaduct)

Abstract

The article presents the rules for the selection of compensators mounted on suspended gas pipelines for the construction of bridges (viaducts). Lack of adequate compensation of the gas pipeline due to the impact of temperature changes may lead to a construction disaster. At the end of the article, an example of the selection of bellows compensators for given sections of the gas pipeline is given.

Streszczenie

W artykule przedstawiono zasady doboru kompensatorów montowanych na gazociągach podwieszonych do konstrukcji mostów (wiaduktów). Brak odpowiedniej kompensacji gazociągu wskutek oddziaływania zmian temperaturowych, może doprowadzić do katastrofy budowlanej. Na końcu artykułu podano przykład doboru kompensatorów mieszkowych dla podanych odcinków gazociągu.

1. Uwagi wstępne

Jedną z podstawowych zasad fizyki jest cecha materiałów do rozszerzalności i kurczliwości wskutek oddziaływania zmian temperaturowych (rozszerzalność termiczna).

Kompensacja wydłużeń termicznych rurociągów jest zagadnieniem niezwykle istotnym, wymagającym szczegółowego rozwiązania już na etapie projektowania.

Negatywnym przykładem może być zaprojektowanie gazociągu średniego ciśnienia podwieszono pod wiaduktem w jednym z miast wojewódzkich. Po dwóch latach eksploatacji okazało się, że nastąpiło uszkodzenie kompensatorów mieszkowych zamontowanych na gazociągu (rys. 1).

Przy wyborze metody kompensacji należy wziąć pod uwagę wszystkie okoliczności, które mogą mieć wpływ na pracę instalacji, jej montaż, ilość miejsca jaką dysponujemy do podwieszenia, ewentualne kolizje z inną trasą rurociągów.

Bez względu jednak na wybraną metodę kompensacji gwarancją prawidłowej pracy instalacji będzie precyzyjny i dokładny montaż oparty na odpowiedniej jakości certyfikowanych materiałów.

Elementami elastycznymi amortyzującymi zmiany rozszerzalności/kurczliwości są kompensatory. W gazociągach podwieszono pod mostem (wiaduktem) stosowane są kompensatory typu mieszkowego, których głównym zadaniem jest kompensacja rozszerzalności osiowej materiału.

2. Wydłużenie gazociągu ze względu na zmiany temperaturowe

Wydłużenie gazociągu wskutek zmian temperatury można obliczyć wg wzoru:

$$\Delta L = L \cdot (T_{\max} - T_{\min}) \cdot \alpha = L \cdot \Delta T \cdot \alpha$$



Rys. 1. Uszkodzenie kompensatorów mieszkowych zamontowanych na gazociągu podwieszonym pod wiaduktem
Fig. 1. Damage to bellows compensators installed on the gas pipeline suspended under the viaduct

gdzie:

L – długość gazociągu pomiędzy podpórkami stałymi [m]

α – współczynnik liniowej rozszerzalności cieplnej [mm/m°C]

ΔT – zmiana (przyrost) temperatury

Ze względu na to, że gazociągi zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Przemysłu [1] wykonuje się albo ze stali lub z polietylenu wartość współczynnika liniowej rozszerzalności można odpowiednio przyjąć dla gazociągów:

- stalowych - $\alpha = 0,0111$ mm/m°C,
- polietylenowych (PE) - $\alpha = 0,20$ mm/m°C [6].

Uwaga:

1. Ze względu na to, że w gazociągu płynie gaz o temperaturze od -5 do $+5$ °C w porze zimowej i do 15 °C, w okresie letnim stanowiąc dla gazociągu medium chłodzące, a w okresie zimowym ogrzewające, stąd temperatura gazociągu nigdy nie powinna osiągnąć wartości maksymalnych otoczenia.
2. Rozszerzalność termiczna polietylenu jest o jeden rząd większa od stali.
3. Dla gazociągu polietylenowego można przyjąć mniejszą różnicę temperatur (gazociąg powinien posiadać izolację cieplną).

3. Elementy kompensacji wydłużeń termicznych

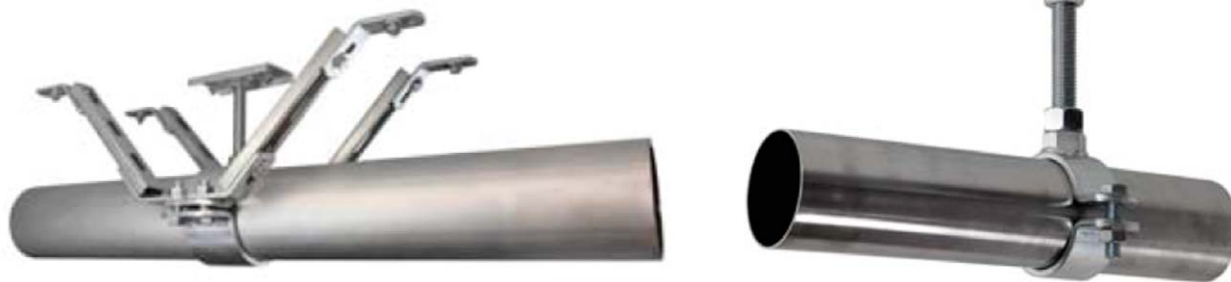
Kompensowanie wydłużeń termicznych realizowane jest poprzez zastosowanie czterech elementów:

- punktów stałych - PS,
- podpór przesuwanych - PP
- kompensacji naturalnej,
- kompensatorów mieszkowych - KO,

Punkty stałe PS są to miejsca, które dzielą całą instalację na odcinki poddane kompensacji. Ich zadaniem jest niedopuszczenie do przemieszczenia się rur wskutek działania sił podczas wydłużania się rurociągów, jak i wzrostu ciśnienia wewnątrz. Punkty stałe powinny być montowane do mocnego i stabilnego podłoża (rys. 2), a ich umiejscowienie na instalacji wskazuje projektant.

Kompensacja naturalna to najprostszy sposób redukcji wydłużeń.

Polega ona na wykorzystaniu do kompensacji załamania przebiegu przewodów np. w narożnikach pomieszczeń. W tym celu tworzone



Rys. 2. Przykłady rozwiązania konstrukcji punktów stałych [5]
Fig. 2. Examples of fixed point construction solutions [5]

jest ruchome ramię o odpowiednich wymiarach, które uzyskuje się poprzez prawidłowe rozmieszczenie mocowań. Długość ramienia ustala się na podstawie tabel i obliczeń oraz wytycznych producentów rur [5].

Wydłużenia możemy także w sposób naturalny skompensować poprzez zastosowanie prostego elementu jakim jest wieszak wahadłowy. Pozwoli on na swobodny ruch rurociągu podczas wydłużania związany np. ze wzrostem temperatury medium oraz na powrót do pozycji wyjściowej przy jej spadku.

Kompensacja kształtowa ma zastosowanie tam, gdzie naturalne ułożenie instalacji nie zapewnia dostatecznego zniwelowania wydłużeń termicznych rurociągu. Najczęściej stosowana jest kompensacja U-kształtowa. Wielkość ramienia takiej kompensacji jest zależna od zmian długości przewodów rurowych, którą ustala projektant na podstawie tabel i obliczeń.

Zdarza się jednak, że brak miejsca nie pozwala na wykonanie kompensacji kształtowej.

W tej sytuacji jedyną możliwością skompensowania wydłużeń jest zastosowanie kompensatorów osiowych zwanych ze względu na swą budowę mieszkowymi. Przejmują one zmiany długości wzdłuż przewodów rurowych. Podstawą prawidłowej pracy tego typu kompensatorów jest właściwy dobór i rozmieszczenie punktów stałych oraz zastosowanie podpór przesuwnych.

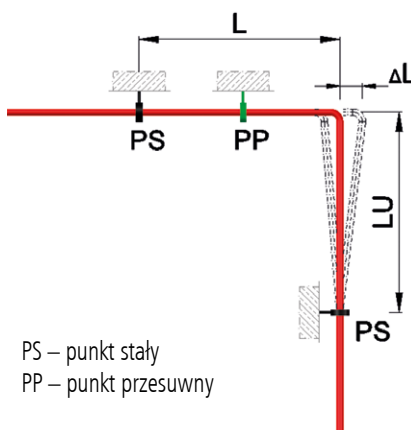
Konstrukcja kompensatorów osiowych oparta jest na mieszkach sprężystych, których sztywność jest znacznie mniejsza od sztywności kompensowanych przewodów. Mieszki są wrażliwe na działające siły poprzeczne wynikające ze wzrostu ciśnienia w przewodach pod wpływem rosnącej temperatury medium. Stąd konieczność stosowania dobrej jakości podpór przesuwnych (PP), które powinny uniemożliwić ruch poprzeczny rury, zapewniając mu jednocześnie swobodny ruch osiowy.

Kompensatory mieszkowe powinny być wykonane zgodnie z normą PN-EN ISO 3183 [3], przy czym jednostkowa zawartość węgla powinna być nie wyższa niż 0,21 % maksymalnej zawartości siarki i fosforu nie przekracza

0,035%, a część mieszkowa wykonana wg Dyrektywy Ciśnieniowej (Dyrektywa 97/23/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 29 maja 1997 r. w sprawie zbliżenia ustawodawstw Państw Członkowskich dotyczących urządzeń ciśnieniowych [2]). Kompensator do rury należy połączyć w sposób trwały w zależności od rodzaju jego końcówek - króćców (połączenie kołnierzowe, spawane, gwintowane). Po wykonaniu wyrób należy poddać pneumatycznej próbie szczelności i wytrzymałości.

4. Wzory dotyczące kompensacji naturalnej

Ze względu na to, że na wejściu i wyjściu z mostu gazociąg o średnicy zewnętrznej D_z posiada kompensację naturalną typu L (rys. 3) należy ją uwzględnić przy wyznaczaniu wydłużenia na początkowym i końcowym odcinku.



Rys. 3. Schemat kompensacji naturalnej
Fig. 3. Natural compensation scheme

Wartość kompensacji naturalnej można wyznaczyć ze wzoru (1):

$$\Delta L = \left(\frac{Lu}{K}\right)^2 \cdot \frac{1}{D_z} [m]$$

gdzie:

Lu – długość ramienia elastycznego, [m]
 K – stała materiałowa, [-]

D_z – średnica zewnętrzna rury, [m]
 ΔL – zmiana długości rury, [m]

Współczynnik K dla stali dobrano wg „Poradnika Ogrzewanie i Klimatyzacja” - Recknagel, Spenger, Hönnmann, Schramek [4], natomiast dla polietylenu wg [6].

Do obliczeń przyjęto: K

- dla stali = 65
- dla HDPE = 26

Natomiast długość ramienia elastycznego – Lu [m] można wyznaczyć po przekształceniu wzoru (1):

$$Lu = K \cdot \sqrt{D_z \cdot \Delta L}$$

5. Zasady montażu kompensatorów

Przed wbudowaniem nowych kompensatorów należy opracować szczegółową technologię ich montażu uwzględniając warunki temperaturowe i naciągi wstępne. Jeżeli chcielibyśmy zastosować kompensatory bez naciągów wstępnych wtedy należy zastosować 2 szt. Do sprawnego funkcjonowania kompensatorów mieszkowych należy dotrzymywać ściśle określonych warunków, które powinny przedłużyć ich trwałość i zapewnić ich bezawaryjną eksploatację [5].

W różnych fazach montażu należy zwracać szczególną uwagę na:

- zapobieganie uszkodzenia mieszka poprzez uderzenie, które może spowodować trwałe zniekształcenie kształtu mieszka, ochronę jego podczas prac spawalniczych lub zgrzewania,
- montaż kompensatora poprawnie w kierunku przepływu medium (gazu),
- po montażu należy zdjąć uchwyty transportowe (o ile zostały zastosowane),
- zaleca się, aby odległość kompensatora od podpory stałej (PS) była min $4 \times D_z$ lub $2 \times D_z + \frac{1}{2} \Delta L$ (wybrać mniejszą wartość spośród dwóch wartości),
- ponadto zaleca się, aby odległość punktu przesuwnego (PP) od mieszka była około $14 D_z$.

Podczas próby ciśnieniowej i po jej zakończeniu sprawdzić czy:

- nie doszło do nieszczelności lub spadku ciśnienia,
- któryś z mieszkań nie został uszkodzony,
- wytrzymały punkty stałe i pozostałe elementy systemu.

W celu wykorzystania zdolności kompensacyjnej kompensatora osiowego zalecane jest jego wstępny naciąg.

Wielkość wstępnego naciągu jest zależna od maksymalnej (t_{max}) i minimalnej (t_{min}) temperatury, która może występować podczas całego okresu użytkowania i od temperatury otoczenia podczas jego montażu (t_{mon}):

$$\Delta = \frac{\lambda}{2} \cdot \left(\frac{t_{mon} - t_{min}}{t_{max} - t_{min}} \right) \cdot \lambda$$

przy czym:

Δ (mm) – wstępny naciąg kompensatora: (+) naciągnięcia lub (-) ściśnięcie

λ (mm) – całościowa zdolność kompensacyjna (przesunięcie osiowe)

L_v (mm) – długość swobodna kompensatora

t_{mon} – temperatura otoczenia podczas montażu kompensatora

$$t_{min} \leq t_{mon} \leq t_{max}$$

Długość montażowa kompensatora:

$$L_m = L_v + \Delta \text{ (mm)}$$

6. Przykład wyznaczenie wydłużeń termicznych i kompensacji naturalnej dla wybranych odcinków gazociągu zlokalizowanego pod wiaduktem

Na rys. 4 przedstawiono schematycznie fragment gazociągu stalowego podwieszono pod wiaduktem.

Dla poszczególnych odcinków gazociągu należy wyznaczyć wydłużenia termiczne i kom-

pensację naturalną oraz dobrać kompensatory mieszkowe (osiowe). Do obliczeń przyjęto, że maksymalna zmiana temperatury wynosi: $\Delta T = 60^\circ\text{C}$ (deg)

a) **Odcinek I:** od początkowego punktu stałego do podpory stałej zlokalizowanej 5 m od kolana gazociągu.

Gazociąg na tym odcinku ma długość $L_1 = 5$ m. Odcinek ten posiada na końcu podporę stałą.

Maksymalne wydłużenie gazociągu na tym odcinku przy ekstremalnych temperaturach wyniesie:

$$\Delta L = 5 \text{ m} \cdot (60 \text{ deg}) \cdot 0,0111 \text{ mm/m}^\circ\text{C} = 3,33 \text{ mm}$$

Ze względu na to, że na tym odcinku działa kompensacja naturalna typu L (kolano) i przyjmując:

$$D_z = 0,273 \text{ m}$$

$$L_u = 4,0 \text{ m}$$

$$K = 65$$

kompensację naturalną można obliczyć ze wzoru:

$$\Delta L = \left(\frac{4,0}{65} \right)^2 \cdot \frac{1}{0,273} = 0,014 \text{ m}$$

$$\text{czyli: } \Delta L_{\text{komp. naturalna}} = 14 \text{ mm}$$

Wniosek: Kompensacja naturalna jest wystarczająca, aby wyrównać przemieszczania się tego odcinka gazociągu od wydłużeń termicznych. Dlatego też, nie wymagana jest zabudowa dodatkowego kompensatora.

b) **Odcinek II:** o długości $L_2 = 281$ m

Odcinek ten posiada na początku i na końcu podpory stałą.

Maksymalne wydłużenie gazociągu na tym odcinku przy ekstremalnych temperaturach wynosi:

$$\Delta L = 281 \text{ m} \cdot (60 \text{ deg}) \cdot 0,0111 \text{ mm/m}^\circ\text{C} = 187,15 \text{ mm}$$

Należy zastosować 1 szt. podwójnego kompensatora ± 100 mm z naciągiem wstępnym np. kompensator typ IIKSS273.16.200.OW.OZ. NW produkcji ENERGOMET – Wrocław [7].

c) **Odcinek III:** o długości $L_3 = 260$ m Odcinek ten posiada na początku i na końcu podporę stałą.

Maksymalne wydłużenie gazociągu na tym odcinku przy ekstremalnych temperaturach wynosi:

$$\Delta L = 260 \text{ m} \cdot (60 \text{ deg}) \cdot 0,0111 \text{ mm/m}^\circ\text{C} = 173,2 \text{ mm}$$

Wniosek: Proponuje się zastosować podobny kompensator jak na odcinku II.

Wnioski końcowe:

- 1) Kompensacja rurociągów montowanych pod konstrukcjami mostowymi jest zagadnieniem ważnym, wymagającym szczegółowego rozwiązania już na etapie projektowania.
- 2) Rozszerzalność termiczna polietylenu jest o jeden rząd większa od stali.
- 3) Przed wbudowaniem kompensatorów należy opracować szczegółową technologię ich montażu uwzględniając warunki temperaturowe i naciągi wstępne.

Literatura:

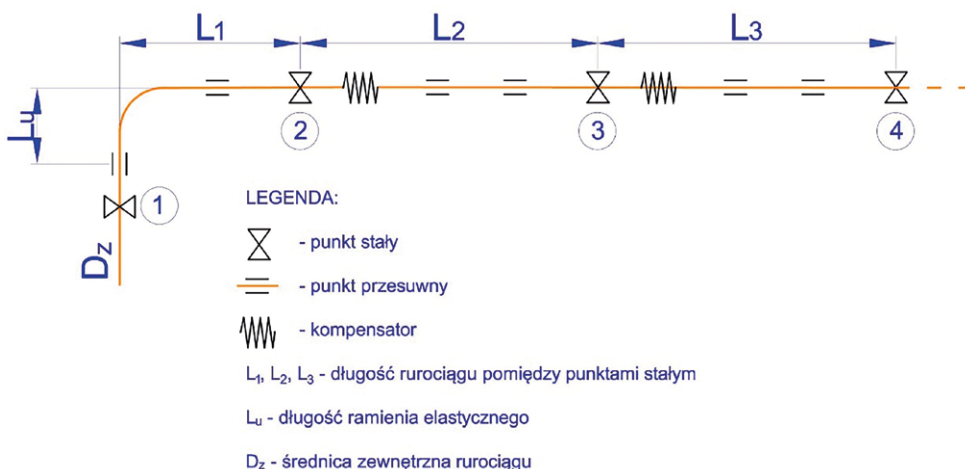
1. Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. z 2013 r. poz. 640)
2. Dyrektywa 97/23/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 29 maja 1997 r. w sprawie zbliżenia ustawodawstw Państw Członkowskich dotyczących urządzeń ciśnieniowych
3. PN-EN ISO 3183 - Przemysł naftowy i gazownictwo -- Rury stalowe do rurociągowych systemów transportowych
4. Poradnik Ogrzewanie i Klimatyzacja – Recknagel, Sprenger, Hönnmann, Schramek. Wydawnictwo EWF (wydawca OMNI SCALA - Wrocław ISBN 978-83-92683-36-0)
5. Technika budowy rurociągów – SIKLA – 2013
6. Vademecum Gazownika tom II „Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego” – Praca zbiorowa pod redakcją Andrzeja Barczyńskiego, SITPniG, Kraków 2013 r.
7. Katalog firmy ENERGOMET – Wrocław

dr hab. inż. Andrzej Barczyński

Emerytowany pracownik GK PGNiG, obecnie nauczyciel akademicki oraz prowadzi firmę doradczą-szkoleniową.

mgr inż. Paweł Barczyński

Dyrektor ds. Technicznych w firmie ROMGOS Gwiazdowsky Sp. z o.o. oraz prowadzi firmę doradczą-projektową.



Rys. 4. Schemat gazociągu podwieszono pod wiaduktem (mostem)

Fig. 4. Diagram of the gas pipeline suspended under the viaduct (bridge)

Przewody światłowodowe w odwiertach – technologie pomiaru i możliwości zastosowania



Daniel Podsobiński



Marcin Głód



Bartłomiej Kawecki



Fiber optic cables in wellbores - measurement technologies and application possibilities

Abstract:

Fibre optic borehole measurements have been used successfully around the world for many years. Their information contributes to increasing productivity and total hydrocarbon production, safety, and reducing costs incurred for well repairs. PGNiG Orlen Group has launched a pilot project involving the application of fibre optic technology in gas wells targeting Miocene formations in southeastern Poland. The paper presents the measurement technology, techniques for installing fibre-optic cables in wells, installation elements, possibilities of its application, and the concept of using fibre-optic measurement by PGNiG Orlen Group. Positive results from the pilot may open the way for future implementation of this technology, for example in wells for gas storage, CCS or geothermal projects.

Streszczenie:

Pomiary światłowodowe w odwiertach stosowane są z powodzeniem na świecie od wielu lat. Informacje uzyskane dzięki nim przyczyniają się do zwiększenia wydajności oraz całkowitego wydobycia węglowodorów, bezpieczeństwa, a także redukcji kosztów poniesionych na remonty odwiertów. PGNiG Grupa Orlen rozpoczął projekt pilotażowy związany z zastosowaniem technologii światłowodowej w odwiertach gazowych udostępniających formacje mioceńskie w południowo-wschodniej części Polski. W artykule przedstawiono technologię pomiaru, techniki instalacji przewodów światłowodowych w odwiertach, elementy konstrukcyjne instalacji, możliwości jej zastosowania, a także koncepcję wykorzystania pomiarów przez PGNiG Grupa Orlen. Pozytywne rezultaty pilotażu mogą otworzyć w przyszłości drogę do

dalszej implementacji tej technologii np. w odwiertach przeznaczonych do magazynowania gazu, projektach CCS czy geotermii.

Wstęp

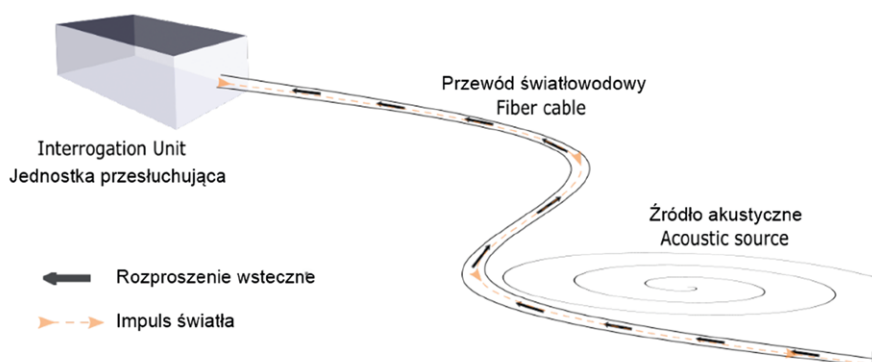
Pomiary światłowodowe w odwiertach ropnych oraz gazowych nie są nowością i stosowane były już z powodzeniem od lat 90. Pierwotnie wykorzystywano je głównie w celu monitoringu ciśnienia dennego [1] [2], jednak obecnie posiadają znacznie szerszy zakres możliwości. Informacje uzyskane dzięki przewodom światłowodowym zainstalowanym w odwiertach przyczyniają się do zwiększenia wydajności oraz całkowitego wydobycia węglowodorów, bezpieczeństwa, a także redukcji kosztów poniesionych na remonty odwiertów. Różnorodne czujniki i technologie światłowodowe umożliwiają pomiar takich parametrów, jak: temperatura, naprężenie, ciśnienie, a nawet obecność określonych substancji chemicznych. Odpowiednia infrastruktura danych oraz właściwa metodyka ich przetwarzania umożliwiają przekształcenie uzyskanych pomiarów w wartościowe informacje, które – zbierane w czasie rzeczywistym – pozwalają na ciągły monitoring odwiertu w trakcie produkcji, zatlaczania czy zabiegów intensyfikacyjnych [3]. Tym samym, istnieje możliwość szybkiej reakcji oraz podjęcia właściwych decyzji.

Jak dotąd, pomiary światłowodowe nie zostały wykonane przez PGNiG Grupa Orlen w żadnym odwiercie w Polsce, jak również na koncesjach zagranicznych (onshore i offshore). Ilość informacji możliwych do uzyskania dzięki tej technologii wskazuje na jej ogromny potencjał, co zostało potwierdzone na rzeczywistych przykładach największych światowych firm naftowych i opisanych szeroko w literaturze. Z tego względu PGNiG Grupa Orlen planuje wdrożenie pomiarów światłowodowych również na własnych odwiertach. Całość prac jest częścią projektu „Smart Field”.

Technologia pomiarów światłowodowych w odwiertach

System pomiarowy wykorzystujący technologię światłowodową składa się z pasywnego włókna światłowodowego oraz jednostki przesłuchującej (ang. „Interrogation Unit” - IU) umieszczonej na jednym końcu przewodu. Działanie systemu pomiarowego polega na wysłaniu impulsu światła laserowego przez IU wzdłuż przewodu światłowodowego, a następnie odbiorze sygnału zwrotnego. Rys. 1 przedstawia przykład światłowodowego systemu pomiarowego odbierającego sygnał akustyczny.

Sygnałem zwrotnym są przede wszystkim trzy różne rodzaje światła rozproszonego znane jako rozproszenie Rayleigha, Ramana i Brillou-



Rys. 1. Przykład światłowodowego systemu pomiarowego przetwarzającego sygnał akustyczny – DAS. (Źródło: [4]).

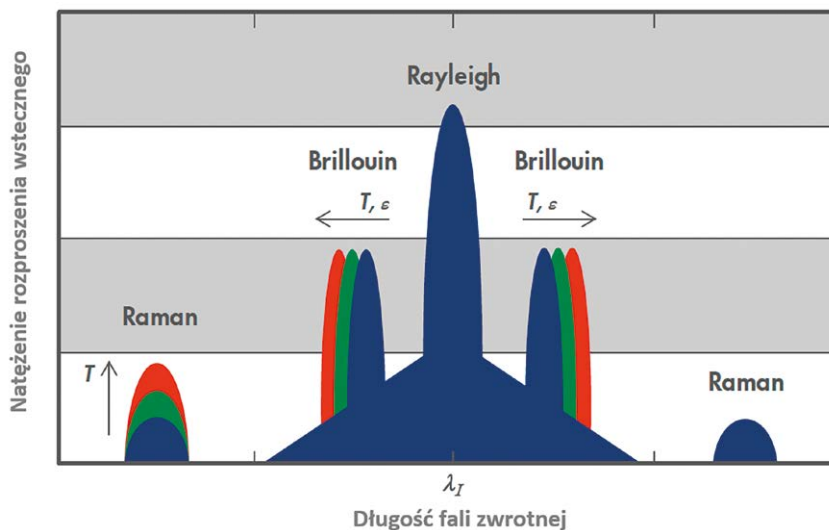
uina, przedstawione na Rys. 2 [3]. Każdy typ rozproszenia wstecznego światła może być rozróżniony na podstawie odmiennej częstotliwości, która jest powodowana innymi zjawiskami fizycznymi, tworząc podstawę dla rozmaitych technologii pomiarowych [4]. Długość fali rozproszonego światła zmienia się w funkcji temperatury i naprężenia.

Rejestracja różnego rodzaju parametrów w odwiercie z wykorzystaniem włókien światłowodowych odbywa się poprzez zastosowanie odpowiedniej technologii pomiarowej. Najpopularniejsze techniki detekcji stosowane w przewodach światłowodowych to:

- DAS (ang. „*Distributed Acoustic Sensing*”) – technika umożliwiająca pomiar zaburzeń akustycznych w światłowodzie oparta na rozproszeniu Rayleigha. Efekt Rayleigha polega na sprężystym rozpraszaniu fotonów, w wyniku którego powstaje energia wstecznie rozproszona o tej samej długości fali co światło padające [5] Rayleigh, 1881, 1897. Energia rozpraszana wstecznie może być interretowana poprzez układ pseudo-mikrofonów rozmieszczonych wzdłuż całego włókna światłowodowego [3].
- DTS (ang. „*Distributed Temperature Sensing*”) – technika umożliwiająca pomiar temperatury na podstawie efektu Ramana, który polega na wstecznym rozproszeniu światła na dwie spektralnie przesunięte długości fal w stosunku do światła padającego. Obecna technologia pozwala na pomiar temperatury z rozdzielczością nawet co 0.5 m i dokładnością 0.5°C [3].
- FBG (ang. „*Fibre Bragg Gratings*”) – czujniki punktowe rozmieszczane wzdłuż światłowodu i rejestrujące lokalne, okresowe współczynniki załamania światła w rdzeniu światłowodu. Technologia wykorzystywana jest do pomiaru temperatury, ciśnienia, a nawet obecności określonych substancji chemicznych [3].
- QDPS (ang. „*Quasi Distributed Pressure Sensing*”) – technologia polegająca na umieszczeniu czujników FBG na membranie. Czujniki FBG określają wartość ciśnienia na podstawie odkształcenia powstałego w wyniku ciśnienia płynu złożowego odchylającego membranę [3].

Techniki instalacji przewodów światłowodowych w odwiertach

Zaletą przewodów światłowodowych są różnorodne możliwości montażu w odwiercie, które pozwalają na jego instalację zarówno na etapie wiercenia otworu, jak i w czasie jego eksploatacji.



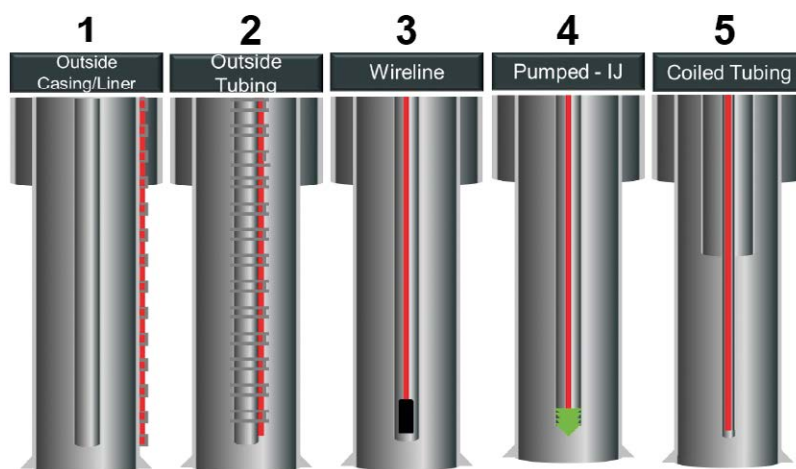
Rys. 2. Podstawowe rodzaje światła rozproszonego stosowane w pomiarach światłowodowych. T – temperatura, ε – naprężenie. (Źródło: [3]).

Istnieje kilka możliwości montażu przewodu światłowodowego w odwiercie: na zewnątrz kolumny rur okładzinowych, na zewnątrz kolumny rur wydobywczych, zapuszczanie wewnątrz rur wydobywczych za pomocą przewodu linowego (Wireline) lub przewodu nawijanego (Coiled Tubing) oraz poprzez zapompowanie przewodu (sprowadzenie linii światłowodowej na spód odwiertu przez przetłocznice cieczy roboczej). Powyższe metody instalacji zostały zobrazowane na Rys. 3. Montaż przewodu światłowodowego na zewnątrz kolumny rur okładzinowych jest najefektywniejszy z punktu widzenia zakresu oraz jakości uzyskanych pomiarów, jednak jego instalacja musi być wykonana na etapie wiercenia. Wady i zalety powyższych metod instalacji przewodów światłowodowych w odwiertach zostały opisane w publikacji [6].

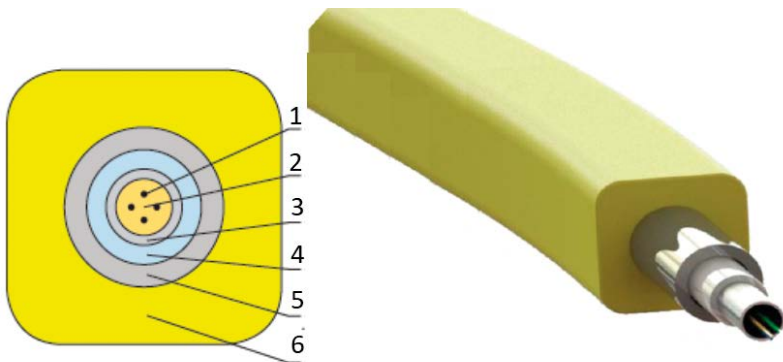
Elementy konstrukcyjne instalacji światłowodowej

Pomiary oparte na technologii światłowodowej wykonywane są za pomocą instalacji złożonej z szeregu połączonych ze sobą elementów. Poniżej przedstawiono podstawowe elementy wchodzące w skład instalacji światłowodowej do monitorowania pracy odwiertów.

- Kabel światłowodowy – włókna światłowodowe wykonane są z akrylanów odpornych na temperaturę do 175°C. Stosuje się również inne specjalne kompozycje szklane i powłoki z włókien, aby zwiększyć parametry temperaturowe do 300°C. Dobór kabla, rodzaj izolacji, wypełnienie obudowy oraz sposób zabezpieczenia włókien światłowodowych dostosowane są indywidualnie do wa-



Rys. 3. Metody instalacji przewodów światłowodowych w odwiercie. (Źródło: [7]).
1 – na zewnątrz kolumny rur okładzinowych, 2 – na zewnątrz kolumny rur wydobywczych, 3 – wewnątrz kolumny rur wydobywczych za pomocą liny, 4 – wewnątrz kolumny rur wydobywczych poprzez zapompowanie, 5 – wewnątrz kolumny rur wydobywczych za pomocą przewodu nawijanego.



Rys. 4. Przekrój poprzeczny kabla światłowodowego. (Źródło: [8]).
1 – włókno światłowodowe, 2 – wypełniacz żelowy, 3 – rurka metalowa, 4 – płaszcz buforowy, 5 – zbrojenie, 6 – enkapsulacja polipropylenowa.

runków otworowych ciśnienia, temperatury oraz składu płynów złożowych. Gwarantuje to niezawodność działania oraz żywotność przewodu;

- **Sploty/złącza kablowe** – systemy światłowodowe wymagają splotów u wylotu głowicy, jak również przewodzenia przez elementy uzbrojenia (typu paker). Złącza kablowe można poddać próbie ciśnieniowej do 10 000 psi, a kabel jest fizycznie łączony za pomocą spawarki;
- **Zakończenie kabla** – montaż zakończenia kabla jest zwykle przeprowadzany w obiekcie bazowym u producenta/wykonawcy przed wysyłką na lokalizację. Zakończenia oraz spawy są kompletowane i montowane w kontrolowanym środowisku. Następnie poddawane są testom ciśnieniowym do 10 000 psi przed zapuszczeniem do odwiertu. Obudowa jest zamontowana w obrobionym mechanicznie zakończeniu, aby zapewnić ochronę podczas operacji zapuszczania oraz przez cały okres eksploatacji odwiertu;
- **Protektor kabla** – niezbędny element zapewniający jego stabilizację i trwałe przymocowanie do zestawu rur. Zabezpiecza kabel przed uszkodzeniem na wskutek tarcia o ściany odwiertu. Protektory kabla montowane są na połączeniach mufowych oraz na caliźnie rur. Wstępują również jako elementy zabezpieczające przetworniki PT;
- **Przetworniki ciśnienia i temperatury** – umożliwiają pomiar ciśnienia i temperatury wewnątrz zestawu rur wydobywczych oraz w pierścieniowej przestrzeni międzyrurowej. Ciśnienie jest przekazywane przez mały port ciśnieniowy na korpusie manometru do wewnętrznego mechanizmu czujnika optycznego, w którym pomiary ciśnienia i temperatury są dokonywane za pomocą dwóch światłowodowych

czujników siatkowych Bragga. Ciśnienie i temperatura mierzona jest przez pozostawienie otwartego portu ciśnieniowego w mierzonym kierunku (np. przestrzeń międzyrurowa / rury wydobywcze). Do pomiaru ciśnienia i temperatury w zestawie wydobywczym, przetwornik może być przymocowany do trzpienia montażowego (mandrel) za pomocą podwójnych metalowych uszczelkek typu o-ring lub c-ring.



Rys. 5. Światłowodowy przetwornik ciśnienia i temperatury. (Źródło: [9]).



Rys. 6. Trzpień montażowy (mandrel) z obudową rozdzielacza światłowodowego. (Źródło: [10]).



Rys. 7. Element wyprowadzenia światłowodowego z głowicy tzw. Wellhead Outlet. (Źródło: [11]).

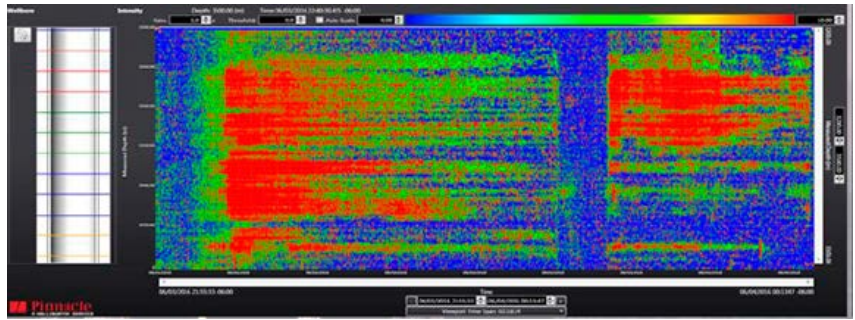
- **Trzpień montażowy (mandrel)** – element rurowy wyposażony w port montażowy optycznych przetworników ciśnienia i temperatury;
- **Wyjście z głowicy** – zapewnia dostęp do odwiertu i jest elementem za pomocą którego kabel jest wprowadzany do odwiertu. Wyjście z głowicy odwiertu zaprojektowano w sposób uniemożliwiający przedostanie się płynów złożowych do 1/4" kabla. Certyfikowane jest na wytrzymać ciśnienia i temperatury odpowiednio do 15 000 psi i 85°C. Wyjście z głowicy odwiertu zapobiega wyciekom płynu lub gazu z odwiertu zapewniając jednocześnie ścieżkę wyjścia światłowodu;
- **Kabel powierzchniowy** – okablowanie powierzchniowe obejmuje światłowód od zakończenia głowicy odwiertu (tj. wyjścia z głowicy) do jednostki przesłuchującej (szafy interrogatorowej). Zaprojektowane do działania w trudnych warunkach polowych. Okablowanie jest dostarczane w oplocie o niskiej emisji dymu (LSZH);

- Szafa interogatorowa – element powierzchniowej instalacji światłowodowej, w którym zabudowane są interogatory (jednostki przesłuchujące);
- Interogator DTS, DAS, DPS – jednostki przesłuchujące do pomiaru temperatury, akustyki, ciśnienia;
- Napowierzchniowy system wizualizacji danych – aplikacja do wizualizacji surowych danych (RAW Data) odczytanych na bieżąco z pomiaru temperatury z interogatora DTS oraz akustyki z interogatora DAS;
- Zautomatyzowana platforma – zautomatyzowana platforma umożliwia wizualizację pomiarów rozkładu ciśnienia i temperatury w odwiercie oraz bieżącą interpretację danych z ustaloną dozą prawdopodobieństwa anomalii w odczytach DTS/DAS/DPS. Aplikacja zapewnia podgląd produkcji odwiertu w trybie dwufazowym (gaz/płyn) wzdłuż trajektorii odwiertu, a w szczególności w interwale udostępnionej strefy produkcyjnej. Platforma występuje w architekturze otwartej, co umożliwia dalszą rozbudowę jej funkcjonalności.

Możliwości zastosowania przewodów światłowodowych

Pomiary przy użyciu technologii z wykorzystaniem światłowodów są sprawdzonym rozwiązaniem do monitorowania pracy odwiertów oraz złóż węgłowodurów. Firmy serwisowe specjalizujące się w tych technologiach jak również światowi operatorzy złóż wprowadzają coraz to nowsze rozwiązania w rozwój aplikacji celem ich szerokiego zastosowania i uzyskania wielowymiarowego obrazu zjawisk zachodzących w złożu i odwiertach. Poniżej przedstawiono niektóre z zastosowań pomiarów światłowodowych, których rzeczywiste przykłady zostały szeroko opisane w publikacjach [2] [12] [13] [14] [15]:

- monitoring ciśnienia oraz temperatury w odwiercie;
- monitoring przepływu wielofazowego w odwiercie;
- monitoring procesu zatłaczania wody lub gazu do złoża;
- monitoring szczelności w odwiercie;
- monitoring korozyjności;
- monitoring i optymalizacja sztucznych metod wydobywania/podnoszenia;
- monitoring zabiegów stymulacyjnych (szczelinowanie, kwasowanie);
- monitoring zabiegów intensyfikacji wydobycia (zatłaczanie wody, gazu);
- sejsmika 4D w odwiercie – VSP (ang.



Rys. 8. Przykładowa wizualizacja surowych danych (RAW data). (Źródło: [7]).

„Vertical Seismic Profiling”);

- mikrosejsmika;
- monitoring integralności odwiertu;
- monitoring integralności nadkładu;
- detekcja znaczników chemicznych i termalnych;
- detekcja piaszczenia;
- monitoring perforacji, reperforacji;
- monitoring i optymalizacja procesów wspomaganie wynoszenia płynu złożowego (np. pompy węgłbene, gazodźwig).

Koncepcja wykorzystania pomiarów światłowodowych w PGNiG Grupa Orlen

Zastosowanie pomiarów światłowodowych umożliwia monitorowanie produkcji w odwiercie w czasie rzeczywistym, pozwala na lepsze zrozumienie horyzontu złożowego oraz określenie interwałów, z których następuje dopływ płynów złożowych. Dane uzyskane z pomiarów pozwolą nam znacznie szybciej reagować na problemy zachodzące w trakcie prowadzenia eksploatacji, co z kolei przełoży się na minimalizację ryzyka oraz kosztów operacyjnych.

W tym celu jako początkowy etap rozwoju technologii w Polsce zdecydowano się wprowadzić ją w trzech odwiertach wykonanych w utworach miocenijskich w południowo-wschodniej części Polski. Do zastosowania pomiarów w technologii światłowodowej w wytypowanych odwiertach zespół projektowy przeanalizował oraz przyjął następujące podejście do realizacji projektu analizując poszczególne aspekty:

- **Techniczne** – wybór technologii gwarantujący techniczne wykonanie projektu poprzez minimalizację ryzyka związane z zastosowaniem technologii i wdrożenia jej w wytypowanych odwiertach;
- **Geologiczne** – założono aby udostępniony interwał produkcyjny odwiertu wynosił minimalnie 50 m - wytypowane odwierty posiadają projektowaną miąższość w geologicznym projekcie wiercenia przekraczające niekiedy 250 m udostępnienia;

- **Złożowe** – odwiert powinien posiadać odpowiednie zasoby wydobywalne węglowodurów będących celem zainteresowania aby w określonym czasie monitoringu węgłbenego produkcji istniała możliwość analizy zjawisk zachodzących w trakcie eksploatacji.
- **Czas zwrotu informacji** – odwierty przeznaczone do montażu instalacji światłowodowej celem monitoringu węgłbenego produkcji powinny odznaczać się relatywnie krótkim czasem koniecznym na zagospodarowanie w celu jak najszybszego uzyskania informacji zwrotnej.

W trakcie prac projektowych analizowano odwierty przeznaczone do prac obróbczych i rekonstrukcyjnych polegających na wykonaniu sidetracka i udostępnieniu horyzontów niżej położonych. Odwierty te wydawały by się najlepszymi kandydatami do zastosowania tej technologii ze względu na szybki czas uzyskania informacji zwrotnej. Jednakże brak infrastruktury powierzchniowej w postaci zasilania w energię elektryczną oraz systemu transferu dużych ilości danych generowanych przez jednostki odsłuchujące, jak również ich położenie w terenie oraz brak możliwości zabezpieczenia powierzchniowej instalacji światłowodowej przed aktami wandalizmu, wyeliminowało ich kandydaturę.

Finalnie zdecydowano się na zastosowanie węgłbenego monitoringu produkcji przy użyciu technologii światłowodowej w nowo wierconych odwiertach z jednej lokalizacji (padu), których wykonanie planowane jest na przełomie roku 2023/2024. Jednym z aspektów przemawiających za wykonaniem instalacji w obrębie jednego padu jest możliwość mapowania badanego rejonu w trakcie prowadzenia pomiarów. Jako sposób zbrojenia odwiertu w światłowód wybrano system permanentny zapuszczony na zestawie rur wydobywczych. Ten sposób zbrojenia zapewnia pomiar w przestrzeni międzyrurowej jak również wewnątrz zestawu wydobywczego. Zastosowanie rur ciętych pozwoli również monitorować rozkład akustyki, ciśnienia i temperatury wzdłuż profilu udostępnienia odwiertu.

Podsumowanie i wnioski

Realizowany projekt wykorzystania technologii światłowodowej w odwiertach jest jednym z elementów prowadzonych prac związanych z cyfryzacją w PGNiG Grupa Orlen pod nazwą „Smart Field”.

Zintegrowane Zarządzanie Złożem polega na połączeniu danych poszukiwawczych i wydobywczych począwszy od geofizyki otworowej, geologii, wiertnictwa, inżynierii złożowej, inżynierii produkcji oraz inżynierii procesowej, kończąc na analizie ekonomicznej. Obecnie wyzwaniem w procesie cyfryzacji staje się jednej strony nadmiar i duplikacja danych oraz brak możliwości rzetelnego ich przetwarzania, z drugiej – brak wystarczającej ilości danych o wysokiej jakości. Rozwijająca się technologia odpowiada na te problemy i pozwala sprawnie nimi zarządzać. Jednym z krytycznych punktów w całym systemie produkcyjnym jest odwiert, dlatego też pozyskanie informacji z tego miejsca jest niezmiernie istotne.

Często mówimy: „nie możesz zarządzać tym czego nie mierzysz”. W porównaniu ze stosowanymi od wielu lat jednopunktowymi pomiarami, rozkładami ciśnień i temperatur w wyselekcjonowanych odwiertach oraz okazjonalnymi pomiarami PLT, inwestycja w światłowodowe rozproszone czujniki DTS, DAS i DPS oznacza zwiększoną rozdzielczość danych, co umożliwi ciągle monitorowanie produkcji w odwiercie oraz pozwoli na lepsze zrozumienie zjawisk zachodzących w odwiercie i złożu.

Rewolucja w dziedzinie pomiarów światłowodowych oraz ilość uzyskiwanych dzięki nim danych skłoniła branżę Oil & Gas jak również PGNiG Grupa Orlen do rozpoczęcia prac nad zautomatyzowanymi platformami analitycznymi, które mogą pozwolić na przetwarzanie dużych ilości danych w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Proces ten ma miejsce na powierzchni z wykorzystaniem komputerów lub chmur obliczeniowych, gdzie z pomocą technologii uczenia maszynowego przetwarzane są ogromne ilości danych w celu znalezienia anomalii w określonych typach monitorowania. Zautomatyzowana platforma do analizy i interpretacji danych pozwala na lepsze i szybsze zrozumienie zjawisk przepływowych zachodzących w złożu i odwiercie. Wykorzystanie odpowiednich algorytmów pozwoli na optymalizację projektów udostępniania złoża oraz optymalizację procesu produkcji mającą na celu zwiększenie wydobywania, jak również efektywne wykorzystanie zasobów złoża przy minimalizacji ryzyka operacyjnego oraz ograniczeniu kosztów.

Zastosowanie tego typu technologii jest wprowadzeniem poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów na nowy, wyższy wymiar,

łączy sztuczną inteligencję z wykorzystaniem wiedzy i wieloletniego doświadczenia specjalistów PGNiG. Wspomniane w artykule trzy wytypowane odwierty, w których zostaną zainstalowane przewody światłowodowe, są pilotami tej technologii. W dalszych etapach, jej pełny zakres możliwości może zostać wykorzystany na innych polach tematycznych związanych z podziemnym magazynowaniem gazu, wodoru, biometanu, udostępnianiem złóż niekonwencjonalnych (np. monitorowanie zabiegów intensyfikacji wydobywania), a także z szeroko pojętą transformacją energetyczną i zielonym ładem w projektach typu CCS oraz geotermii.

Bibliografia

- [1] J. R. Clowes, "Fibre optic pressure sensor for downhole monitoring in the oil industry," *University of Southampton*, 2000.
- [2] A. H. Hartog, "Distributed Sensors in the oil and gas industry," *Opt. Fibre Sensors Fundam. Dev. Optim. Devices*, pp. 151–191, 2020.
- [3] P. G. E. Lumens, "Fibre-optic sensing for application in oil and gas wells," *Technische Universiteit Eindhoven, Eindhoven*, 2014.
- [4] H. A. Arief, T. Wiktorski, and P. J. Thomas, "A Survey on Distributed Fibre Optic Sensor Data Modelling Techniques and Machine Learning Algorithms for Multiphase Fluid Flow Estimation," *Sensors*, vol. 21, no. 8. 2021, doi: 10.3390/s21082801.
- [5] R. E. KLEINMAN and T. B. A. SENIOR, "Rayleigh Scattering," in *Low and High Frequency Asymptotics*, vol. 2, V. K. VARADAN and V. V. B. T.-M. and M. M. of H. VARADAN, Eds. Elsevier, 1986, pp. 1–70.
- [6] M. C. Fenta, D. K. Potter, and J. Szanyi, "Fibre optic methods of prospecting: A comprehensive and modern branch of geophysics," *Surv. Geophys.*, vol. 42, no. 3, pp. 551–584, 2021.
- [7] S. Krocza, "Pomiary Światłowodowe - Prezentacja dla PGNiG." *Halliburton*, 2020.
- [8] "Permanent Optical Cable." *Schlumberger*, [Online]. Available: <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/permanent-optical-cable-ps.ashx>.
- [9] "SmartPort." <https://www.smartfibres.com/products/smartport> (accessed Feb. 02, 2023).
- [10] "SmartMandrel." <https://www.smartfibres.com/products/smartmandrel> (accessed Feb. 02, 2023).
- [11] "TYPE F FIBER WELLHEAD OUTLETS." <https://www.antech.co.uk/type-f-electrical-wellhead-outlets.html> (accessed Feb. 02, 2023).
- [12] C. S. Baldwin, "Applications for fiber optic sensing in the upstream oil and gas industry," in *Fiber Optic Sensors and Applications XII*, 2015, vol. 9480, pp. 69–78.
- [13] M. M. Molenaar, E. Fidan, and D. J. Hill, "Real-time downhole monitoring of hydraulic fracturing treatments using fibre optic distributed temperature and acoustic sensing," 2012.

[14] J. Van der Horst et al., "Fibre optic sensing for improved Wellbore production surveillance," 2014.

[15] G. Ugueto, P. Huckabee, M. Wojtaszek, T. Darredia, and A. Reynolds, "New near-wellbore insights from fiber optics and downhole pressure gauge data," 2019.

Mgr. inż. Daniel Podsobiński
Specjalista Inżynier Złożowy
PKN ORLEN Oddział Geologii
i Eksploatacji PGNiG w Warszawie

Daniel Podsobiński od 6 lat jest pracownikiem PGNiG w Dziale Inżynierii Złożowej, gdzie zajmuje się budową dynamicznych modeli złóż węglowodorów, budową modeli zintegrowanych, prognozami produkcji oraz optymalizacją wydobywania. Interesuje się zastosowaniem sztucznej inteligencji w branży Oil & Gas. Jest członkiem zespołu projektów „Cyfrowe Złoże” i „Smart Field”.

Mgr. Inż. Marcin Głód
Specjalista Inżynier Produkcji
PKN Orlen Oddział Geologii
i Eksploatacji PGNiG w Warszawie

Marcin Głód od 17 lat jest pracownikiem PGNiG. W trakcie swojej kariery przeszedł przez różne stanowiska w Działach Stymulacji Wydobywania, Inżynierii Złożowej i Optymalizacji Wydobywania zajmując się pracami serwisowymi w odwiertach i pomiarach. Obecnie jest również kierownikiem projektu „Fiberoptic”.

Mgr. Inż. Bartłomiej Kawecki
Główny Specjalista ds. Nowych
Technologii
PKN ORLEN Oddział Geologii
i Eksploatacji PGNiG w Warszawie

Bartłomiej Kawecki od 15 lat pracuje w PGNiG W przeciągu swojej kariery przeszedł przez różne stanowiska pracy od operatora na kopalniach ropy i gazu ziemnego przez specjalistę ds. inżynierii złożowej i obecnie gł. specjalistę ds. nowych technologii. Jest współautorem i kierownikiem projektów takich jak „Cyfrowe Złoże” i „Smart Field”.

Projekt Porthos – przykład realizacji projektów geosekwestracyjnych (CCS)



Helena Cygnar



Michał Porębski

Wstęp

W artykule omówiono holenderski projekt Porthos, który zakłada zatłaczanie CO₂ do eksploatowanych podmorskich złóż gazu ziemnego. Emitenci będą dostarczać CO₂ do portu w Rotterdamie, a następnie rurociągiem będzie transportował go na platformę posadowioną na złożu. Projekt zakłada częściowe wykorzystanie istniejącej infrastruktury, która była wykorzystywana przy prowadzeniu eksploatacji złoża.

Na przestrzeni ostatnich lat rośnie w Europie ilość projektów związanych z geosekwestracją dwutlenku węgla (CCS, carbon capture and storage). W krajach Europejskiego Obszaru Gospodarczego (Unia Europejska, Islandia, Liechtenstein i Norwegia) dzieje się to głównie za sprawą możli-

wości pozyskania dofinansowania z funduszy europejskich lub rządowych poszczególnych państw. Według danych na styczeń 2022 roku zgłoszonych jest ponad 60 projektów związanych z zatłaczaniem CO₂ (źródło: <https://www.iogp.org/>).

W Polsce, według stanu na dzień 31 grudnia 2022 r., nie było uruchomionego żadnego projektu CCS, mimo iż trwa etap koncepcyjny w odniesieniu do kilku tego typu inicjatyw. Obecnie trwają prace nad zmianą otoczenia prawnego działalności CCS, w szczególności ustawy z dnia 9 czerwca 2011r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. nr 163, poz. 981 z późn. zm.) oraz jej aktów delegowanych (rozporządzeń). Kształt otoczenia prawnego tego rodzaju działalności wynika w dużej mierze z ram określonych w prze-

pisach prawa unijnego (dyrektyw), które zostały implementowane do prawodawstw krajów członkowskich UE.

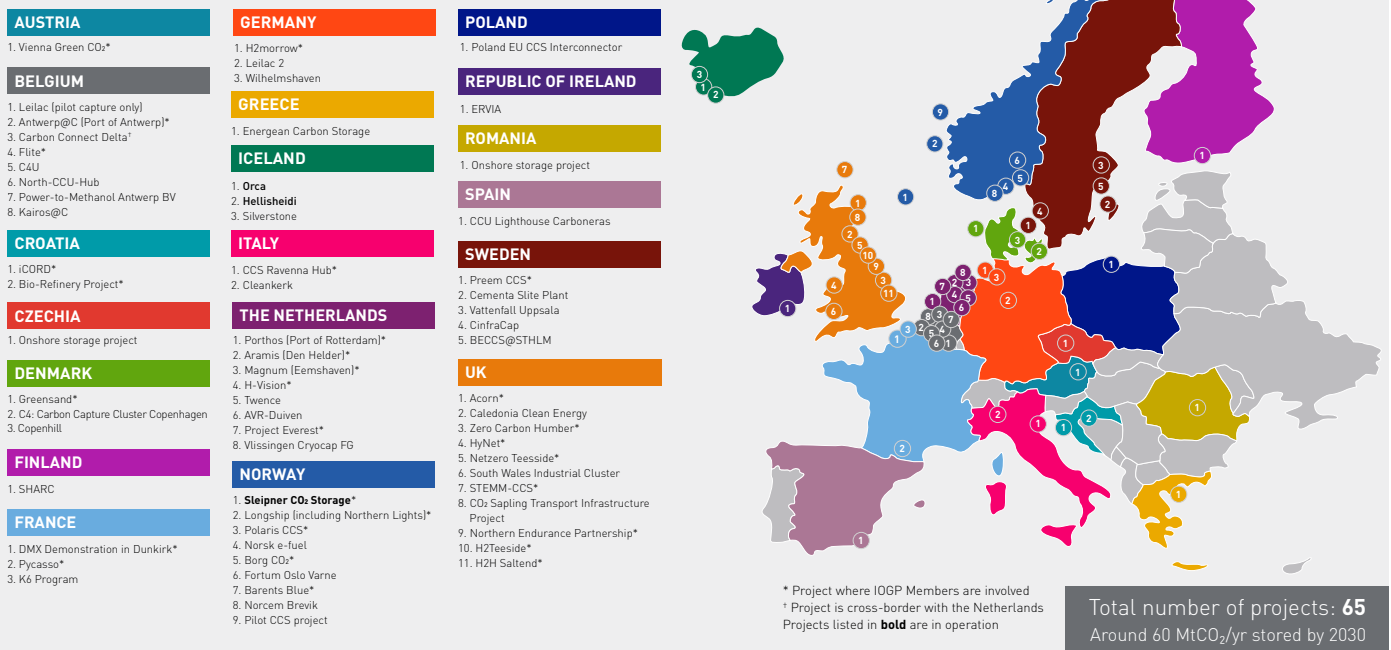
Kształt prawodawstwa w zakresie CCS (w tym sposób implementacji prawa UE), strategię ekonomiczną i klimatyczną poszczególnych państw europejskich oraz – co oczywiste – ogólny poziom ich rozwoju gospodarczego i zaawansowania sprawiają, że wskazać można kraje znajdujące się w awangardzie tego rodzaju projektów inwestycyjnych. Z uwagi na – tożsamy polskiemu – kontekst prawa unijnego oraz międzynarodowego, autorzy artykułu postanowili przyjrzeć się Niderlandom – państwu Unii Europejskiej, na obszarze którego prowadzone są zaawansowane prace projektowe.

Ogólne informacje o projekcie

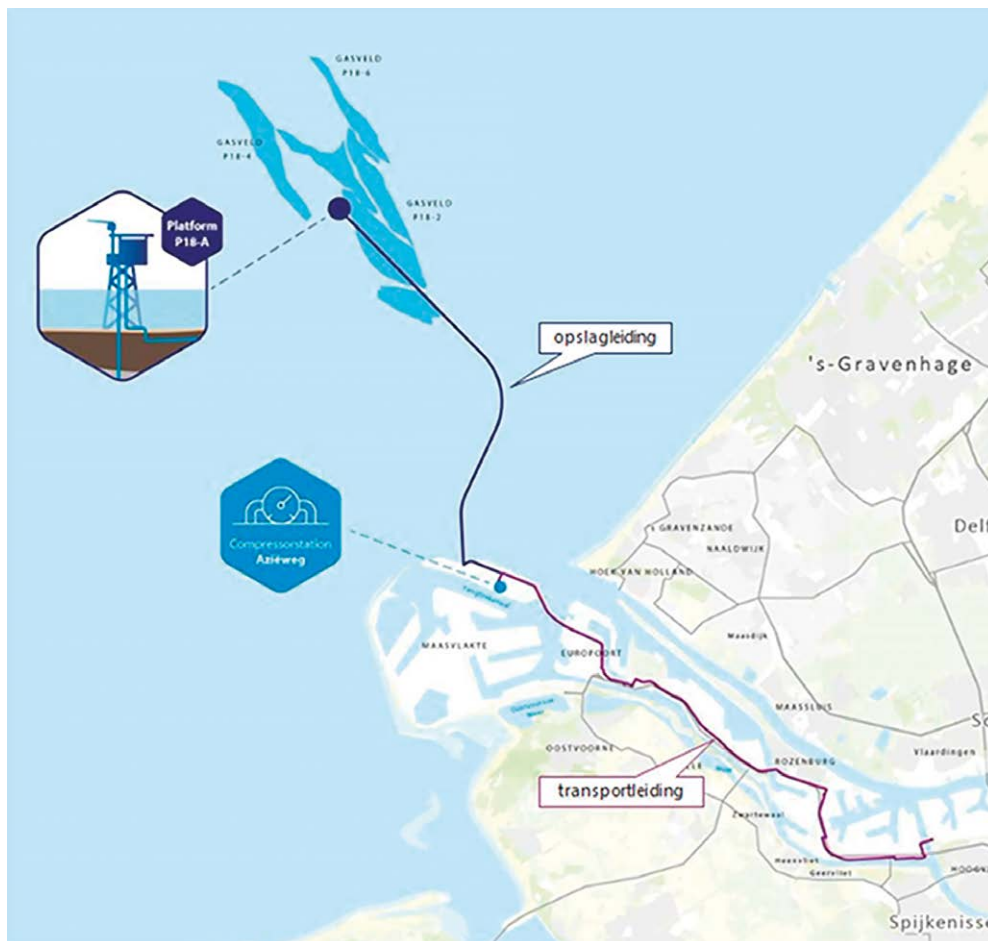
Zaprojektowana infrastruktura projektu Porthos (Rys. 1) składa się z:

- Rurociągu transportowego lądowego o długości około 33 kilometrów biegnącego przez teren portu, do którego może podłączyć się wielu dostawców CO₂;

Overview of existing and planned CCUS facilities



Źródło: https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2022/11/Map-of-EU-CCUS-Projects.pdf?_gl=1*fxy6lj*_ga*MT10NTkyODUzOS4xNjc2MDI0NTky*_up*MQ



Rys. 1. Infrastruktura projektu Porthos

- Stacji kompresorowej, w której podwyższane jest ciśnienie CO₂ w celu dalszego transportu i składowania;
- Rurociągu podmorskiego położonego na dnie morskim i biegnącego od stacji kompresorowej do platformy P18-A na Morzu Północnym – około 20 kilometrów od brzegu;
- Platformy P18-A wraz z otworami zatłaczającymi, magazynującej CO₂ w głębokich warstwach zbiornikowych, które pierwotnie zawierały gaz ziemny.

Infrastruktura Porthos przygotowana jest do transportu do 5 Mton CO₂ rocznie. Na obecnym etapie przewiduje się, że z obszaru portu w Rotterdamie będzie dostarczane około 2,5 Mton CO₂ rocznie. W oparciu o dostępną pojemność magazynową wynoszącą około 34-38 Mton (+/- 3%), w złożach gazowych można zatłaczać około 2,5 Mton CO₂ rocznie przez okres około 15 lat. Termin pierwszego zatłaczania CO₂ został przewidziany na dzień 1 stycznia 2026 r.

Magazyn dwutlenku węgla

W fazie wstępnej projektu Porthos przeprowadzono inwentaryzację potencjalnych zbiorników magazynowych. Główne kryteria

wyboru odpowiedniego magazynu do składowania CO₂ to:

- Dostępność – kiedy planowane jest zakończenie bądź wstrzymanie produkcji z danego złoża;
- Odpowiednia pojemność magazynowa, tak aby w okresie co najmniej 10 lat można było zatłoczyć kilka ton CO₂ rocznie;
- Jakość skały zbiornikowej – podziemnego magazynu, w szczególności dobre właściwości petrofizyczne umożliwiające sprawne zatłaczanie CO₂;
- Odpowiednia odległość od wybrzeża i stacji kompresorowej – większe odległości transportowe mogą prowadzić do wyższych kosztów, a także dłuższego procesu budowy infrastruktury transportowej;
- Jakość istniejących otworów w tym:
 - Dostępność wystarczającej ilości otworów przewidzianych do zatłaczania CO₂ (po wykonaniu odpowiednich rekonstrukcji);
 - Brak otworów zlikwidowanych lub opuszczonych o wysokim ryzyku wystąpienia migracji CO₂.

Wskazane w projekcie Porthos złożo P18-2 jest częścią klastra trzech złóż gazu składających się z poziomów P18-2, P18-4 i P18-6, jak poka-

zono na Rys. 2. Gazonośna część zbiornika P18-2 znajduje się na obszarze koncesji P18a i P18c.

Eksploatacja tych złóż rozpoczęła się w 1993 roku i prowadzona jest sześcioma otworami produkcyjnymi wykonanymi z platformy P18-A. Wydobyty gaz jest transportowany rurociągiem z platformy do instalacji przetwarzania w sąsiednim Bloku P15. Po oczyszczeniu suchy gaz transportowany jest na wybrzeże 40-kilometrowym gazociągiem.

Przed uruchomieniem zatłaczania CO₂ wydobycie gazu ziemnego ze złóż zostanie wstrzymane. W związku z tym na Platformie P18-A nie będzie miało miejsca jednoczesne wydobycie gazu ziemnego i zatłaczanie CO₂. Po zakończeniu eksploatacji odwierty zostaną przestawione na zatłaczanie.

Poniżej opisano krótką charakterystykę poziomów magazynowych:

- Zbiornik P18-2 ma największą pojemność wśród zbiorników P18. Ciśnienie początkowe (ciśnienie pierwotne) wynosi 375 bar. Przy ciśnieniu końcowym 351 barów (ciśnienie hydrostatyczne na głębokości referencyjnej 3400 mTVDss) po zatłoczeniu CO₂, pojemność magazynowa wynosi około 32 Mton CO₂. W zbiorniku P18-2 zatłaczanie CO₂ odbywać się będzie poprzez

cztery istniejące odwierty produkcyjne, które po rekonstrukcjach zostaną przekształcone w odwierty zatłaczające.

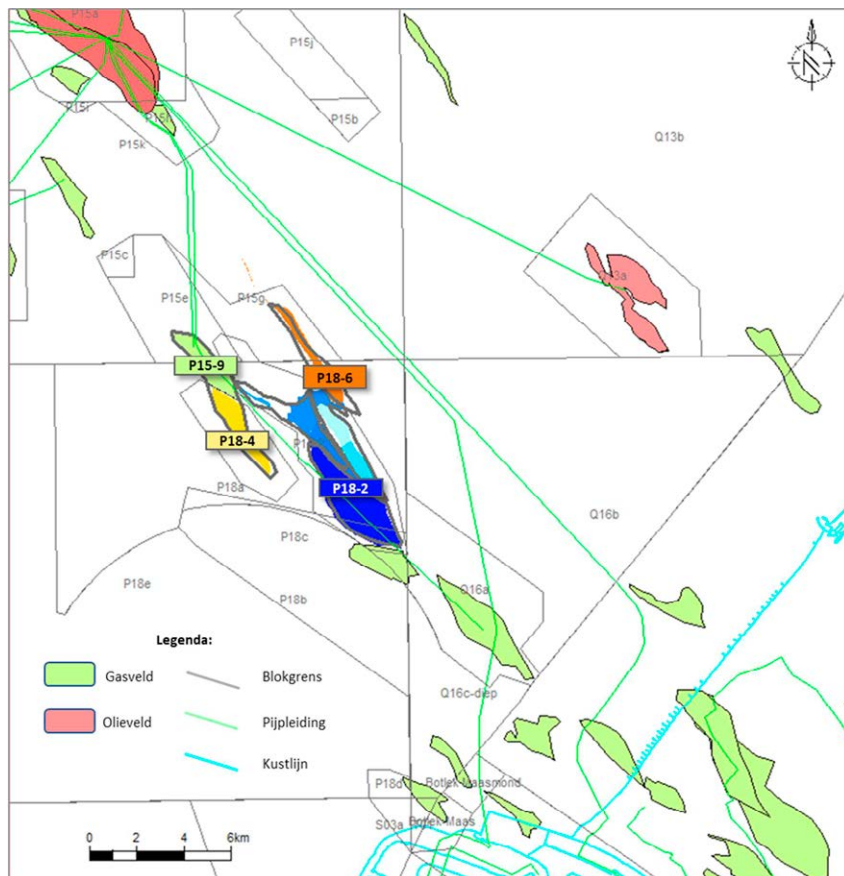
- Początkowe ciśnienie w zbiorniku w P18-4 wynosiło 348,5 bar, ciśnienie hydrostatyczne wynosi $330 \pm 2\%$ bar na głębokości referencyjnej 3200 mTVDss. Przy zastosowaniu ciśnienia hydrostatycznego jako ciśnienia końcowego, zbiornik P18-4 może zmagazynować około 8 Mton CO₂. W zbiorniku P18-4 znajduje się jeden odwiert który po rekonstrukcji zostanie przekształcony w odwiert do zatłaczania.
- Początkowe ciśnienie w zbiorniku P18-6 wynosiło 377 barów, ciśnienie hydrostatyczne wynosi $361 \pm 2\%$ bar na głębokości referencyjnej 3500 mTVDss. Stosując ciśnienie hydrostatyczne jako ciśnienie końcowe, zbiornik P18-6 może zmagazynować około 0,6 Mton CO₂. W zbiorniku P18-6 znajduje się jeden odwiert który po rekonstrukcji będzie otworem zatłaczającym.

Zarządzanie ryzykiem

Zarządzanie ryzykiem jest integralną częścią całego cyklu życia systemu magazynowego zarówno w fazie projektowej, jak i w fazie eksploatacji, a następnie w fazie po zakończeniu zatłaczania. Zagrożenia zidentyfikowano na podstawie szczegółowej charakterystyki kompleksu składowania. Dodatkowo poprzez wykonanie modelowania przeanalizowano struktury geologiczne i otwory. Na tej podstawie opracowano system magazynowania i plan zatłaczania.

Punktem wyjścia jest założenie, że zatłaczanie i składowanie będzie odbywać się w ramach sprawdzonych naturalnych granic struktur geologicznych, takich jak wytrzymałość skały macierzystej i uskoki uszczelniające. Ciśnienie końcowe po zatłaczaniu nigdy nie przekroczy pierwotnego ciśnienia gazu, nawet w dłuższym okresie czasu. Dwutlenek węgla będzie zatłaczany do momentu osiągnięcia średniego ciśnienia w zbiorniku, które nie przekracza ciśnienia hydrostatycznego. Przy tym ciśnienie jest również znacznie niższe niż początkowe ciśnienie gazu ziemnego w złożu. Dzięki temu zachowana jest zasada podciśnienia podczas zatłaczania do zbiornika w stosunku do otaczających go warstw geologicznych, co zapobiega wyciekom z kompleksu magazynowego. Ciśnienie w zbiorniku nie przekroczy również w dłuższym okresie czasu, po zatłoczeniu i zamknięciu, początkowego ciśnienia gazu ziemnego, a więc pozostanie poniżej udowodnionych limitów naturalnych.

W ramach opracowania planu zarządzania ryzykiem identyfikuje się wszystkie możliwe potencjalne incydenty i zagrożenia. Opis tych



Rys. 2. Mapa bloku P18 i jego najbliższego otoczenia. Zbiorniki P18 znajdują się w większości w Bloku P18 i częściowo w Bloku P15 i obejmują obecne koncesje wydobywcze P18a, P18c i P15c oraz koncesję na magazynowanie P18-4.

zagrożeń oraz związane z nimi bariery zapobiegawcze i łagodzące stanowią zasadniczą część wymienionego opracowania.

Po zdefiniowaniu zagrożeń, w fazie operacyjnej, prowadzony będzie monitoring. Monitoring pozwala na weryfikację bazowych modeli a rzeczywistym funkcjonowaniem całego systemu składowania. W razie potrzeby będzie można wdrożyć działania naprawcze w postaci korekty prowadzenia zatłaczania.

Jako zagrożenia wskazano wyciek z kompleksu składowania oraz przemieszczanie się gruntu. Analiza ryzyka została wykonana metodą bowtie (diagram, który jest prostym wizualnym sposobem zilustrowania zależności między zagrożeniami, przyczynami, potencjalnymi konsekwencjami i kontrolami ryzyka - barierami) z następującymi 5 bowtami.

- Ograniczenie: wyciek poziomy z kompleksu składowania;
- Osłona: wyciek pionowy z kompleksu składowania (z wyłączeniem odwiertów);
- Zamknięcie: wyciek przez otwory podczas zatłaczania;
- Ograniczenie: wyciek przez otwory ich zamknięciu;
- Sejsmiczność: ruch szczelin w wyniku prowadzenia zatłaczania.

Na podstawie analiz bowtie zdefiniowano bariery prewencyjne i zaradcze. Następnie dokonano oceny ryzyka rezydualnego przy użyciu matrycy oceny ryzyka. W wyniku tego stwierdzono, że wszystkie ryzyka resztkowe są dopuszczalne, aby bezpiecznie i trwale składować CO₂ w kompleksie składowania P18.

Monitoring

Plan monitorowania koncentruje się na kluczowych obszarach istotnych dla bezpieczeństwa składowania CO₂. Dotyczy to instalacji zatłaczających, kompleksu magazynowego i bezpośredniego otoczenia kompleksu magazynowego. Monitoring służy do prowadzenia stałej obserwacji i regulacji procesu zatłaczania i składowania CO₂. W przypadku przekroczenia określonych wartości granicznych uruchamiane są działania naprawcze.

Rejestrowane na bieżąco wartości pomiarowe dają wgląd w postępy przepływu i zatłaczania w odwiertach. Te informacje wykorzystywane są jako dane wejściowe do kontroli operacyjnej, która jest również połączona z innymi elementami infrastruktury Porthos.

Wyniki pomiarów z monitoringu są wykorzystywane do okresowych sprawozdań z następujących procesów:

- Bezpieczeństwo i integralność, w odniesie-

niu do potencjalnych szkód dla środowiska lub podłoża. Monitoring służy potwierdzeniu, że CO₂ pozostaje zmagazynowany w zbiorniku i nie przedostaje się do biosfery oraz że struktura zbiornika i warstwy uszczelniające są zachowane. Monitorowanie zapewnia wgląd w skuteczność wszelkich działań naprawczych;

- ETS i przechowywane zakładanej ilości CO₂. Monitoring będzie musiał wykazać, że wychwycony CO₂ został rzeczywiście trwale usunięty z biosfery i że nie trzeba będzie umarzać uprawnień do emisji dla tego CO₂;
- Wytyczenie miejsca występowania składowiska. Monitorowanie będzie musiało wykazać integralność występowania magazynów;
- Uzasadnienie przekazania odpowiedzialności po zakończeniu zatłaczania.

Zatłaczanie CO₂ do zbiorników P18, podzielone jest na kilka etapów. Sposób i zakres monitoringu zależy od fazy projektu:

• Faza przed zatłaczaniem

Jest to faza rozruchu. Instalacje i urządzenia na platformie są instalowane, odwierty produkcyjne są poddawane rekonstrukcji na odwierty zatłaczające, a funkcjonowanie elementów jest testowane aż do momentu, gdy okaże się, że zatłaczanie CO₂ może się bezpiecznie rozpocząć. Faza przed zatłaczaniem jest zakończona po potwierdzeniu integralności całego systemu.

W instalacjach zatłaczających przeprowadzane są testy, które mają zapewnić ich szczelność. Odwierty zatłaczające są przygotowywane do zatłaczania CO₂. W ramach ich przygotowania wykonuje się szereg pomiarów, które służą potwierdzeniu, że odwierty nadają się do zatłaczania CO₂. Ponadto prowadzone są pomiary środowiska w bezpośrednim sąsiedztwie kompleksu magazynowego. Służą one jako punkt odniesienia dla sytuacji po zaprzestaniu zatłaczania CO₂ i zamknięciu obiektu (likwidacja).

Parametrami monitorowanymi w tej fazie są:

- Ocena odwiertów i systemu w trakcie i po zakończeniu robót;
- Ocena dostępnych informacji przed/ w trakcie i bezpośrednio po uruchomieniu systemu, w razie potrzeby dostosowanie planu zarządzania ryzykiem i planu monitorowania; oraz
- Uzyskanie tzw. danych pomiaru bazowego, danych, które mogą być wykorzystane jako odniesienie sytuacji przed zatłaczaniem w niepożądanym przypadku migracji CO₂.

• Faza zatłaczania

Proces zatłaczania CO₂ odbywa się w ramach ścisłych ograniczeń operacyjnych. Proces kontroli przepływu jest zasilany mierzonymi parametrami procesu, a regulacje są wykonywane

przez system kontroli procesu.

Integralność systemu składowania CO₂ jest monitorowana zarówno poprzez ciągle pomiary sygnałów procesowych, jak i roczne lub wieloletnie pomiary w odwiertach (pomiary nieciągłe).

Celami monitoringu w tej fazie są:

- Utrzymanie składu wtłaczanego CO₂ w ustalonych wcześniej zakresach (pomiary ciągłe);
- Utrzymanie temperatury i ciśnienia zatłaczania w odwiertach w ustalonych wcześniej zakresach (pomiary ciągłe);
- Wykonywanie corocznie pomiarów przepływu, na podstawie których sporządzany jest bilans masowy, w celu wykrycia wszelkich odchyłeń mogących świadczyć o migracji CO₂ (pomiary ciągłe);
- Integralność systemu odwiertu poprzez monitorowanie ciśnień pierścieniowych (pomiary ciągłe);
- Zapewnienie integralności systemu odwiertów (pomiary nieciągłe);
- Monitorowanie integralności występowania magazynów (pomiary nieciągłe);
- pomiary ciśnienia i temperatury w zbiorniku w celu monitorowania dyspersji CO₂ (pomiary nieciągłe);
- Rejestrowanie wszelkiej aktywności sejsmicznej (pomiary ciągłe).

• Faza po zatłaczaniu

Faza ta rozpoczyna się okresem monitorowania zachowania się zbiornika (ciśnienie i temperatura) oraz integralności zbiornika i odwiertów. Po wykazaniu przewidywalności zachowania zatłoczonego CO₂ rozpoczną się prace nad trwałym uszczelnieniem odwiertów (likwidacja odwiertów). Przewiduje się, że w projekcie Porthos okres ten będzie trwał 12 miesięcy.

Parametry, które będą monitorowane w tej fazie to między innymi:

- Ciśnienie w zbiorniku i temperatura w zbiorniku;
- Aktywność sejsmiczna;
- Okresowa obserwacja dna morskiego w pobliżu odwiertu w celu wykluczenia wycieku CO₂ na dno morskie.

Po trwałym uszczelnieniu odwiertu i usunięciu urządzeń naziemnych nastąpi nieokreślony jeszcze okres monitorowania dna morskiego w celu potwierdzenia integralności procesu. W tym okresie dno morskie będzie okresowo monitorowane pod kątem braku pęcherzyków gazu w bezpośrednim sąsiedztwie kompleksu składowania.

Parametry monitorowane w tej fazie to:

- Monitorowanie aktywności sejsmicznej;
- Okresowa obserwacja dna morskiego w pobliżu odwiertu w celu wykluczenia wycieku CO₂ na dno morskie.

• Przekazanie odpowiedzialności.

Po dłuższym okresie monitorowania dna morskiego, odpowiedzialność za zarządzanie i monitorowanie miejsca składowania CO₂ zostaje przeniesiona na państwo.

Parametrami monitorowanymi w tej fazie są:

- Monitorowanie aktywności sejsmicznej;
- Okresowa obserwacja dna morskiego w pobliżu odwiertu w celu wykluczenia wycieku CO₂ na dno morskie.

Helena Cygnar

Od 17 lat pracuje w branży związanej z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów, absolwentka Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, specjalista w zakresie geofizyki i geologii. Karierę rozpoczęła w firmie serwisowej Geofizyka Toruń S.A. a od 2013 roku dołączyła do LOTOS Petrobaltic S.A.. Obecnie zajmuje stanowisko Szefa Biura Poszukiwań i Koncesji. Specjalista w zakresie geofizyki i geologii, a także prawa geologicznego i górniczego, posiada uprawnienia Ministerialne kategorii I i IX.

radca prawny Michał Porębski

Ukończył studia prawnicze na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Gdańskiego. W latach 2012 – 2015 odbył aplikację radcowską w Okręgowej Izbie Radców Prawnych w Gdańsku. Wykonuje zawód radcy prawnego.

Ekspert w Biurze Prawnym Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A., w ramach którego zajmuje się obsługą prawną segmentu upstream. Specjalista w obszarze morskiego prawa publicznego oraz prywatnego (krajowego i międzynarodowego), prawa geologicznego i górniczego, prawa ochrony środowiska, prawnych uwarunkowań realizacji inwestycji, prawa Unii Europejskiej; znawca orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskich w zakresie zagadnień offshore. Członek grup roboczych działających w ramach: Porozumienia na rzecz Morskiej Energetyki Wiatrowej (grupa robocza nr 6. otoczenie regulacyjne) oraz Porozumienia na rzecz Gospodarki Wodorowej (grupa robocza nr 4. regulacyjna). Współautor i współredaktor opracowania *Zielona Księga dla Rozwoju CCS w Polsce. Postulaty biznesu w procesie legislacyjnym*. Uczestnik prac Zespołu do spraw rozwoju technologii wychwytu, składowania i wykorzystania CO₂ działającego przy Ministrze Klimatu i Środowiska.

Bezpieczeństwo paliwowe Polski w roku 2023 i latach następnych.

Analiza Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza

W bieżącym roku, jak i w latach następnych rynek paliw gotowych znacznie się zmieni. Przyczyn tego jest wiele i są one od siebie niezależne. Począwszy od wojny na Ukrainie, która skutkuje objęciem agresora czyli Rosji (i wspierającej ją Białorusi) sankcjami, po zmiany właścicielskie operatorów terminali paliwowych i decyzje regulacyjne Komisji Europejskiej, Wszystko może mieć wpływa na poziom zaspokojenia polskiego rynku w paliwa gotowe. Najgorszym scenariuszem jest okresowy brak paliw w Polsce.

Eksperti Instytutu Polityki Energetycznej im. Łukasiewicza Mariusz Ruszel i Przemysław Ogarek w najnowszej analizie pokazują jak wygląda obecnie, a także jak może wyglądać w następnych latach bezpieczeństwo paliwowe Polski w kontekście zmian właścicielskich na rynku logistyki produktów naftowych oraz remedies Komisji Europejskiej w sprawie fuzji



Orlenu i Lotosu. Uwzględniają też embargo na produkty naftowe z Rosji oraz zmianę kierunków importu gotowych paliw na rynek ukraiński.

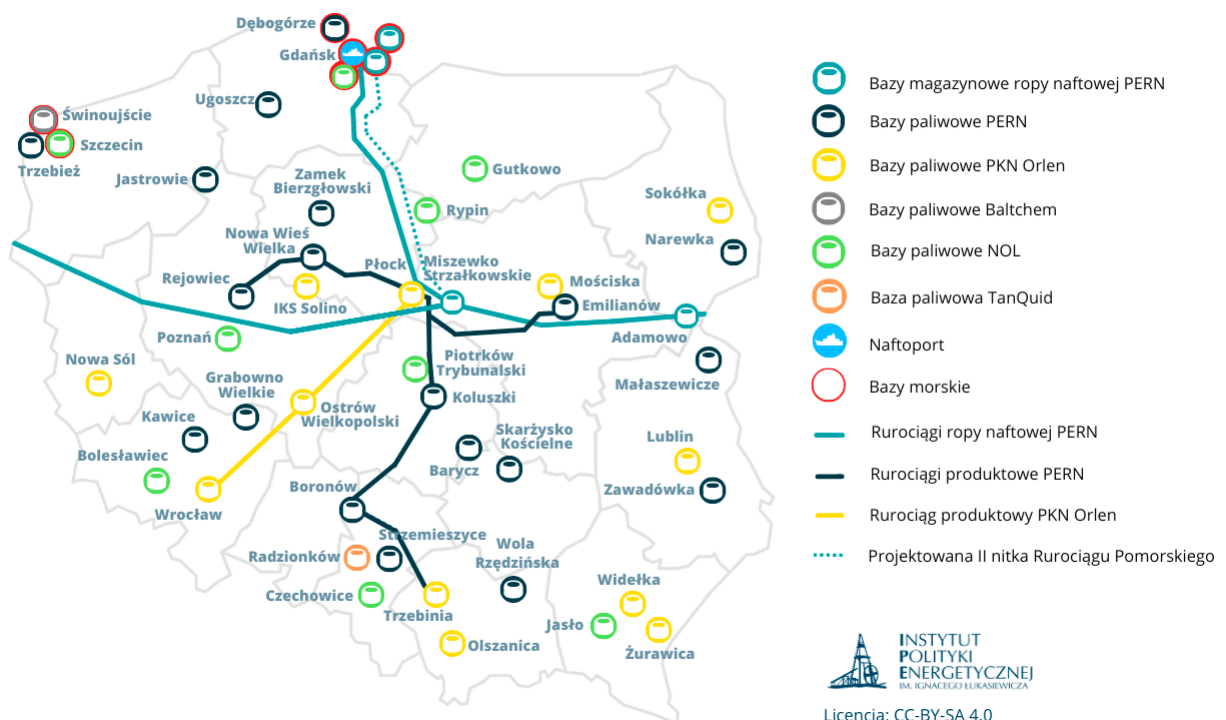
Nowy właściciel Baltchemu

Jak wiadomo, produkcja paliw w Polsce jest mniejsza od potrzeb rynkowych, dlatego nasz kraj importuje część paliw gotowych. W 2021 r. importowaliśmy 31,7% oleju napędowego oraz 18,7% benzyny. Według szacunków ekspertów Instytutu Łukasiewicza, w 2022 r. import paliw utrzymywał się na zbliżonym po-

ziomie. By import był skutecznie prowadzony, konieczne są infrastruktura (kolejowa, drogowa oraz morska) oraz możliwości wykorzystania tej infrastruktury.

Ważnym podmiotem na tym rynku jest firma Baltchem, operator morskich terminali paliw gotowych w Szczecinie i w Świnoujściu. W ubiegłym roku spółka zmieniła właściciela. Fundusz Warsaw Equity Group sprzedała ją ukraińskiemu przedsiębiorstwu Ukrpaletsystem (prowadzącemu sieć stacji paliw UPG), działającej wspólnie z polskim partnerem biznesowym.

Infrastruktura przesyłu i magazynowania ropy naftowej i paliw



Kamienie milowe na drodze do uniezależnienia się od rosyjskiej ropy i produktów jej rafinacji (szósty pakiet sankcji)

Zakazu zakupu, importu lub transferu ropy naftowej transportowanej drogą morską i niektórych produktów ropopochodnych z Rosji do UE. Zakaz ten obowiązuje od 5 grudnia 2022 roku w przypadku ropy i od 5 lutego 2023 roku w przypadku rafinowanych produktów ropopochodnych.



Wprowadzenie pułapu cenowego na poziomie 60 USD za baryłkę dla ropy naftowej z Rosji transportowanej drogą morską. Ma on zastosowanie do ropy naftowej transportowanej drogą morską, olejów ropy naftowej oraz olejów otrzymanych z minerałów bitumicznych pochodzących lub eksportowanych z Rosji.

Zakaz dla statków UE transportu rosyjskiej ropy naftowej (od 5 grudnia 2022 roku) i produktów ropopochodnych (od 5 lutego 2023 roku) do państw trzecich.



Zakaz powiązanego świadczenia pomocy technicznej, usług pośrednictwa lub finansowania bądź udzielania pomocy finansowej.



Licencja: CC-BY-SA 4.0

– W naszej ocenie jest wysoce prawdopodobne, że nowy właściciel zmieni dotychczasową politykę firmy i będzie wykorzystywał zakupione morskie terminale do importu paliw gotowych na potrzeby rynku ukraińskiego – oceniają Mariusz Ruszel i Przemysław Ogarek. – Naszym zdaniem jest możliwe, że w krótkiej perspektywie czasowej wywoła to strukturalny deficyt paliw na polskim rynku.

Nowi dostawcy paliw dla krajów nad Bałtykiem i dla Ukrainy

Jednak to nie koniec zmian w sektorze logistyki paliw ropopochodnych. Polski Koncern Naftowy Orlen, wdrażając warunki Komisji Europejskiej (remedies) w zamian za zgodę na fuzję z Grupą Lotos został zobowiązany do rezygnacji z dzierżawy części morskiego terminala w Dębogórze. Są podstawy, by przewidywać, iż nowy użytkownik tychże magazynów może wykorzystywać je do obsługi innych rynków niż polski. Co za tym przemawia?

Otóż zaplanowane na 5 lutego 2023 r. wprowadzenie sankcji na paliwa importowane z Federacji Rosyjskiej stworzy całkowicie nową sytuację rynkową wśród państw położonych nad Morzem Bałtyckim. W Finlandii, Szwecji, Danii, Niemczech, Polsce, na Litwie, Łotwie i w Estonii pojawiają się nowi producenci i dostawcy paliw, zastępujący podmioty z Rosji. Moce magazynowe Dębogórze, które zwolnił Orlen, będą atrakcyjnym aktywem dla wchodzących w miejsce Rosjan firm zaopatrujących rynek w basenie Morza Bałtyckiego.

Polska infrastruktura naftowa odgrywa ważną rolę w zapewnianiu paliw dla Ukrainy. Przed rosyjską agresją, Ukraina sprowadzała

niemal 80% paliwa z importu, głównie z Białorusi i Rosji. Teraz ci dostawcy nie wchodzą w grę, ukraińskie porty także nie mogą odbierać produktów naftowych. Wobec tego w 2022 r. ponad 90% oleju napędowego i benzyn sprowadzano z kierunku zachodniego, a głównymi dostawcami stały się Polska oraz Rumunia.

Inwestycje w logistykę paliw są konieczne

To pokazuje – jak dowodzą eksperci z IPE im. Łukasiewicza – konieczność rozbudowy zarówno pirsów do odbioru paliw gotowych w Naftoporcie, jak i rozbudowy powierzchni magazynowej, a także wybudowania infrastruktury pozwalającej na transport paliw koleją. Pozwoli to na zwiększenie konkurencji pomiędzy potencjalnymi dostawcami paliw gotowych na polski rynek, która będzie skutkować obniżeniem cen.

W tej chwili państwowa spółka PERN inwestuje zarówno w logistykę dostaw drogą morską paliw gotowych, jak i w magazyny produktów ropopochodnych. Nowe inwestycje należy traktować jako niezbędne dla stabilizacji sytuacji na rynku oleju napędowego oraz benzyn.

W 2023 r. – zgodnie z przyjętymi kamieniami milowymi na drodze do eliminacji wschodnich dostaw – zmiany dotychczasowych kierunków przepływów surowców przyspieszą. Wymagać to będzie skutecznego zarządzania i dostosowywania się do realiów rynkowych, a także do zwiększenia tempa i skali prowadzonych inwestycji infrastrukturalnych.

Można spodziewać się, że Rosja przegra trwającą batalię energetyczną i nie powróci już do roli czołowego europejskiego eksportera

surowców energetycznych, realizującego swoje cele polityczne poprzez szantaż energetyczny.

Unijne szlaki handlowe prawdopodobnie się wydłużą, a koszty przepływów wzrosną. Rynki staną się też bardziej podzielone i mniej przejrzyste. Tak dynamicznie zmieniający się krajobraz branży oraz wynikający z tego wzrost wolumenu potencjalnych zagrożeń, skutkować będzie zwiększeniem poziomu oddziaływania struktur państwowych na rynek energii, stawiając bezpieczeństwo i niezależność infrastruktury krytycznej jako kluczowe wyzwanie realizowanej polityki energetycznej.

– Rozbudowa zdolności odbiorczych produktów naftowych drogą morską dobrze wpisuje się zmieniające się ogólnoeuropejskie i światowe zmiany w sektorze handlu produktami naftowymi – podsumowują Mariusz Ruszel i Przemysław Ogarek.

Mariusz Ruszel,
Przemysław Ogarek
Instytut Polityki Energetycznej
im. Ignacego Łukasiewicza

Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza w Rzeszowie to powstały w 2015 r. niezależny think tank grupujący ekspertów zajmujących się energetyką. Instytut prowadzi działalność naukowo-badawczą, ekspercką, propaguje naukę i wiedzę o polityce energetycznej. Wydaje też analizy, raporty, książki czy anglojęzyczne czasopismo naukowe Energy Policy Studies.

Strona IPE: <https://www.institutpe.pl/>
IPE na Facebooku: <https://bit.ly/3yBbDBV>

Jerzy
Zagórski

Rok 2023 według redakcji World Oil

Od 55 lat redakcja miesięcznika World Oil organizuje spotkania „Forecast Breakfast” z udziałem szefów firm naftowych i ekspertów, poświęcone perspektywom przemysłu w rozpoczynającym się roku. Takie spotkanie odbyło się również 27 stycznia i wzięli w nim udział kongresmeni z Teksasu Wesley Hunt, Mark Finley (Rice University), Jeremy Thigpen, szef *Transocean* i redaktor naczelny World Oil Kurt Abraham. Generalna ocena sytuacji w 2023 r. wypada pozytywnie, w branży naftowej zaznacza się rosnąca aktywność sektora upstream. Najwięcej zastrzeżeń i wątpliwości co do takiej oceny zgłaszała M. Finley porównując globalne projekcje obejmujące uruchomienie nowych źródeł dostaw w Norwegii, Gwincji i innych regionach z perspektywami rozwoju w USA, gdzie wysokie stopy procentowe i napięcia polityczne mogą hamować rozwój. Obszarem stabilności jest natomiast produkcja ropy z łupków, gdzie operatorzy kontynuują wydobycie w basenie permskim zachodniego Teksasu.

Dla globalnego rynku elementem ryzyka stanowi Rosja, zmniejsza je jednak ponowne otwarcie Chin i w sumie sytuacja uspokaja się, także ze względu na zmniejszenie zagrożenia

covidowego i kolejne miesiące zapowiadają się raczej pomyślnie. Wypowiedzi J. Thigpena dotyczyły właściwie wyłącznie doświadczeń sektora *offshore* z ostatnich 7-8 lat, zdaniem autora wyjątkowo niesprzyjających dla kontraktorów ze względu na spadające ceny baryłki ropy i zmniejszenie liczby kontraktów. Uważa, że nastąpił okres odnowienia działalności upstream ponieważ gospodarka przesuwana się od transformacji energetycznej do bezpieczeństwa energetycznego, co zresztą jest dość daleko idącym stwierdzeniem. Możliwa jest więc poprawa i wzrost popytu na paliwa w porównaniu z najniższym stanem w czasie pandemii, ponieważ w wielu miejscach na świecie ludzie szukają wyższego standardu życia, a ropa i gaz odgrywają kluczową rolę w tym procesie. Operacje wiertnicze na morzu będą skoncentrowane na poprawie bezpieczeństwa i wydajności. Produktowność wzrasta, czas od odkrycia do uzyskania pierwszej ropy skracają się i te czynniki wpływają korzystnie na rynek *offshore*.

Najmniej do dyskusji wniósł kongresmen Hunt, wiceprzewodniczący komisji energii i zasobów mineralnych, który przede wszystkim opowiadał o swoich osiągnięciach w Kongresie jak propagowanie hasła „uwolnienie amerykańskiej energii”, przekonywał też, że Stany Zjednoczone mają możliwości zaopatrzenia w paliwa nie tylko siebie, lecz także swoich sojuszników posiadając zasoby basenu permskiego i łupków Marcellus.

W podsumowaniu K. Abraham przyłącza się do opinii M. Finleya powołując się na prognozę wzrostu ilości wierceń w USA o 8%, najwięcej w Teksasie i środkowym regionie kontynentalnym. Na świecie ożywienie powinno nastąpić we wszystkich regionach włącznie z Bliskim Wschodem, Afryką, Ameryką Południową i Ka-

nadą. W Europie W. Brytania zmagają się z podatkiem od nadmiernych zysków, co zniechęca inwestorów i większość przechodzi do Norwegii. Inwazja w Ukrainie po nałożeniu zachodnich sankcji hamuje wiercenia w Rosji. Wykorzystuje to Azerbejdżan i Kazachstan intensyfikując działania w zakresie upstream.

Był jeszcze inny przekaz od redaktora: przestroga o zamiarach aktywistów klimatycznych pragnących odejścia od konwencjonalnych zasobów energetycznych, chociaż w przewidywalnej przyszłości przemysł związany z ropą i gazem nadal zajmować będzie ważne miejsce w funkcjonowaniu społeczeństwa.



Średnia cena ropy Brent w 2022 r. wyższa niż w 2021 r.

Rok 2022 rozpoczął się na giełdzie londyńskiej z ceną ropy 78,94 USD/baryłkę i notowania powoli wzrastały osiągając 22 lutego 93,32 USD (fig. 1). Dekret prezydenta Putina o włączeniu do Federacji Rosyjskiej ukraińskich obwodów donieckiego i ługańskiego rozpoczął wojnę w Ukrainie i w ciągu kilku dni cena ropy doszła 8 marca do maksymalnej wartości w ub. roku – 128,36 USD. Drugi, nieco słabszy szczyt wystąpił 8 czerwca z ceną 123,77 USD. Minimum cenowe z wartością 76,45 USD nastąpiło 8 grudnia. Jak widać, przejście od wysokich cen w czerwcu do zamykającej rok 2022 ceny 86 USD odbywało się dość łagodnie, różnice tygodniowe przeważnie były w granicach 2-5 dolarów. Nadzwyczajne wydarzenia w rodzaju awarii lub przerw w dostawach surowca tylko sporadycznie zaznaczyły się na wykresie. Takimi wyjątkami jest początek rosyjskiej inwazji, awaria ropociągu *CPC* w Ka-

Cena ropy Brent w 2022 r.
(wg bankier.pl)

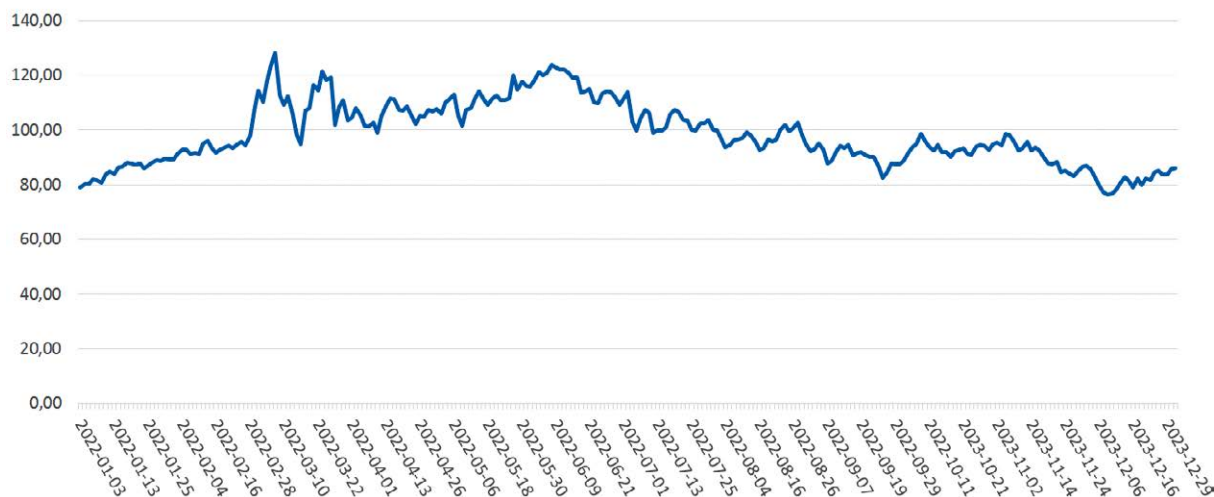


Fig. 1

zachstanie, pożar terminalu Freeport w Teksasie oraz uszkodzenie i wyciek z rurociągu Keystone w stanie Kansas, natomiast wstrzymanie przesyłu gazociągiem jamalskim czy zamknięcie Nord Stream 1 nie wywołało reakcji cenowej. Średnia cena ropy była jednak znacznie wyższa niż w 2021 r. i wynosiła 98,50 USD, podczas gdy w 2021 r. było to 60,73 USD.

W styczniu br. cena ropy Brent oscylowała w granicach 78-87 USD.



Nowe koncesje na Morzu Północnym

Norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii 10 stycznia br. ogłosiło wyniki przetargu na koncesje poszukiwawcze na Morzu Północnym, w tym 29 koncesji w sektorze M. Północnego, 16 na Morzu Norweskim, i 2 na Morzu Barentsa. Do przetargu stanęło 25 firm. *Equinor* zdobył 26 koncesji, na 18 będzie operatorem. Wiceprezes koncernu Jez Avery powiedział, że 80% wierceń będzie zlokalizowanych na obszarach rozpoznanych i dojrzałych termicznie. Pomyślnie rozwijają się poszukiwania i udostępnianie zasobów, które *Equinor* prowadzi w rejonie złoża Troll. Na początku lutego poinformowano o sukcesie wiercenia poszukiwawczego Rover Sør, którego zasoby wstępnie oszacowano na 2,3-6,4 mln t równoważnika ropy naftowej. Było to kolejne odkrycie na tym obszarze po *Echino Sør* (2019), *Swisher* (2020), *Røver Nord* (2021), *Blasto* (2021), *Toppand* (2022) i *Kveikje* (2022). Ze względu na istnienie rozbudowanej infrastruktury nawet niewielkie zasoby mogą być tu racjonalnie wykorzystane. W marcu zakończone będzie wiercenie następnego otworu Heisenberg. Wcześniej, 18 stycznia na Morzu Norweskim w pobliżu złoża *Irpa* odkryto przemysłowe złożo *Obelix Upflank* o zasobach wydobywalnych szacowanych na 2-11 mld m³ gazu. W otworze 6605/1-2 S w utworach górnej kredy przewiercono interwał roponośny o własnościach zbiornikowych, a niżej trzy pakiety piaszczyste: górny gazonośny o miąższości 10 m, środkowy o miąższości 35 m z 2-metrowym interwałem gazonośnym i dolny zawodniony o miąższości 25 m. Kontakt gaz-woda występuje na głębokości 3190 m pod dnem morza. Całkowita miąższość horyzontów gazonośnych według Norweskiego Dyrektariatu Naftowego wynosi 29 m. W sąsiednim otworze 6605/1-2 A z dobrymi własnościami zbiornikowymi nie było objawów złożowych.

Rozstrzygnięto również ogłoszony 7 października ub. roku przetarg w sektorze brytyj-

skim obejmujący 258 bloków koncesyjnych. Ogółem wpłynęło 115 ofert z 76 firm, więcej niż w poprzednich przetargach. Omawiając nowe projekty urząd *North Sea Transition Authority* przywiązuje szczególną uwagę do podmorskiego magazynu gazu *Rough*, w którym wykorzystano częściowo wyeksploatowane złożo gazu z 1975 r. Magazyn zamknięto w 2017 r. i obecnie planuje się jego odnowienie z możliwością przechowywania tam także wodoru.

Minister energii i klimatu G. Stuart uważa przetarg za bardzo istotny jeśli chodzi o zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, bo ropa i gaz z Morza Północnego pokrywają ¾ zapotrzebowania krajowego. Jednocześnie zwraca uwagę na modyfikację obecnych inwestycji na morzu pod kątem mniejszych emisji gazów cieplarnianych niż dotychczas. Pozwoli to na osiągnięcie zakładanego poziomu redukcji emisji w eksploatacji złóż o 10% do roku 2025 i o 25% do roku 2027, uzgodnionych w porozumieniu *North Sea Transition Deal* z 2021 r.



Energinet otrzymał certyfikat DNV dla Baltic Pipe

Norweskie towarzystwo ubezpieczeniowe *DNV (Det Norske Veritas)* wydało 6 stycznia br. certyfikat dopuszczenia do użytku dla podmorskiej części gazociągu *Baltic Pipe*. Poinformował o tym *Energinet*, duński operator gazociągu. Przesył gazu przez *Baltic Pipe* rozpoczął się 1 października ub. roku. *DNV* sprawowało nadzór nad projektowaniem, budową, montażem i posadowieniem rurociągu na dnie Morza Północnego i Bałtyku.



Nowe terminale LNG na Bałtyku

Pierwszy niemiecki terminal LNG został uruchomiony w ub. roku w *Wilhelmshaven* w Dolnej Saksonii. Teraz powstała w kwietniu 2022 r. spółka *Deutsche ReGas GmbH* wspólnie z *TotalEnergies* uruchomiła drugi pływający terminal LNG w gminie *Lubmin* w Meklemburgii-Pomorzu Przednim. W grudniu ub. roku w porcie *Lubmin* w zatoce *Greifswaldzkiej* zakotwiczył statek *FSRU (Floating Storage Regasification Unit)* „*Neptun*” wyczaarterowany przez *TotalEnergies*. Oficjalne otwarcie terminalu nastąpiło 14 stycznia, a 24 stycznia do *Lubmin* przybył tankowiec *FSU (Floating Storage Unit)* „*Hispania*” transportujący 140 tys. m³ LNG z Egiptu.



Rekordowe wiercenie w Chinach

W prowincji *Syczuan* ustanowiono nowy rekord głębokości wiercenia – otwór poszukiwawczy *Yuanshen-1* osiągnął głębokość pionową 8866 m. Na głębokości 8700 m przewiercono serię porowatych skał węglanowych z objawami węglowodorów, zaklasyfikowanych do *ediarkaru*. Otwier *Yuanshen-1* rozpoczął nowy program badawczy koncernu *Sinopec* nazwany „*Project Deep Earth*” z zadaniem poszukiwania gazu w prowincjach *Syczuan* i *Chongqing*.

Poprzedni rekord wiertniczy ustanowiono w ub. roku również w prowincji *Syczuan* wykonując otwór *Rentan-1* do głębokości 8445 m.



Etiopia

W regionalnych mediach z północnej Afryki w styczniu pojawiły się doniesienia o znaczącym odkryciu ropy w Etiopii po ukazaniu się komunikatu ministra górnictwa i ropy naftowej z 19 stycznia o odkryciu w basenie *Nilu Błękitnego* w rejonie *Warra Iluu* zasobów ropy przekraczających 270 mln t. Jest to niewątpliwie bardzo ważna wiadomość dla gospodarki kraju, który importuje przeważającą część paliw, jednak zastanawia brak reakcji branżowych portali naftowych, tematu nie podjęły ani *Oil & Gas Journal*, ani *World Oil*.

Istotnie, nowe zasoby mogłyby przyciągnąć inwestycje i zintensyfikować rozwój przemysłu w tej części Afryki, jednak szczególnie w tym regionie sytuacja zdecydowanie nie zachęca zagranicznych firm do wejścia i aktywności. Wieleletnia wojna domowa w Etiopii w połączeniu z konfliktami w krajach sąsiednich (*Erytrea*, *Jemen*, *Somali*, *Sudan* i *Sudan Południowy*) spowodowała migrację, głód, kryzys humanitarny, dewastację infrastruktury i destabilizację wewnętrzną. Poszukiwania naftowe w Etiopii były z różnym nasileniem prowadzone po II wojnie światowej, ale osiągnięcia były skromne i wydo-

bycie na większą skalę nie rozwinęło się. Krótkotrwałym sukcesem było odkrycie w 2018 r. złoża Hillala z produkcją 225 t/d ropy. Zagrożenie bezpieczeństwa pracowników i operacji zmusiło w 2013 r. firmę *Genel Energy* do wycofania się, to samo spotkało *Africa Oil* w 2015 r.



ExxonMobil na cenzurowanym

Rok 2022 był kolejnym okresem bardzo wysokich temperatur, w 30 krajach zanotowano rekordowo gorące lato. W 2021 r. ocieplenie zmniejszyło się pod wpływem długotrwałego układu La Niña na Oceanie Spokojnym, ale był to krótkotrwały efekt. Średnia temperatura powierzchni Ziemi była o 1.2 °C wyższa niż w okresie przedindustrialnym. Recesja, kryzys energetyczny i sytuacja geopolityczna chwilowo odsunęły zagadnienia klimatyczne na dalszy plan, jednak spalanie ropy i gazu i emisja CO₂ nadal szkodzą środowisku naturalnemu.

Potwierdzają to opublikowane w styczniu br. w portalu „Geoscience” analizy dokumentów z lat 1977-2002 opracowanych w koncernie *ExxonMobil* oraz publikacji autorstwa współpracowników koncernu. Wynika z nich, że już w latach 70-tych dostrzeżono związek między emisją gazów cieplarnianych i postępującym ociepleniem klimatu. Pierwsze ostrzeżenia o antropogenicznym globalnym ociepleniu przyniósł panel *IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)* w 1995 r., powtórzono je w 2000 r. i w następnych raportach. W ekspertyzach *Exxonu* również prognozowano wzrost temperatury 0,2°C na dekadę, ustalono też z tolerancją do 5 lat, że skutki globalnego ocieplenia dadzą znać o sobie w 2000 r.

Te prognozy pozostawały wewnętrznymi dokumentami koncernu i nie były znane opinii publicznej. Udostępniano jedynie wybrane ich fragmenty podkreślające niepewne elementy wyników, bądź też sugerujące możliwość innego kierunku zmian klimatycznych. Pierwsze sygnały o istnieniu materiałów *Exxonu* potwierdzających prognozy *IPCC* pojawiły się w 2015 r., jednak były bagatelizowane przez kierownictwo koncernu. Najważniejsze zarzuty pod adresem *Exxonu* sformułowane w publikacji „Geoscience” to:

- podkreślanie niepewności wniosków naukowych dotyczących efektu cieplarnianego. W 2013 r. ówczesny prezes *Exxonu* Rex Tillerson w wywiadzie telewizyjnym przekonywał o wątpliwościach co do działania czynników klimatycznych
- kwestionowanie wiarygodności modeli klimatycznych przyjmowanych do prognoz jako opartych na niesprawdzonych lub niekompletnych obserwacjach

- odrzucanie wcześniejszych prognoz zmian klimatycznych przewidujących dłuższy cieplejszy interwał po ostatnim zlodowaceniu na rzecz zapowiedzi nastąpienia nowej epoki lodowej eliminującej ocieplenie, jaka pojawiła się w środowisku klimatologów. Bardzo szybko została ona podważona na podstawie danych z aktualnego globalnego monitoringu pogody
- twierdzenie, że dostępne dane o ociepleniu nie są obiektywne, mają wiele luk i trudno na podstawie tych pomiarów jednoznacznie potwierdzić tezę o ścisłym związku działalności człowieka ze zmianą klimatu
- pomijanie wpływu emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Aby ustabilizować poziom CO₂ poniżej 550 ppm i ograniczyć ocieplenie do 2°C w porównaniu z okresem przedindustrialnym ilość CO₂ wysyłanego do atmosfery i określana jako „budżet węglowy” powinna być kontrolowana. Zagadnienie to było badane również przez *Exxon* i obliczono wielkość budżetu węglowego na 251 do 716 gigaton w latach 2015-2100. Nie było jednak następnego kroku czyli ostrzeżenia dla inwestorów, konsumentów i opinii publicznej o tym zagrożeniu. Jest to najważniejszy argument obciążający postawę i politykę informacyjną największego amerykańskiego koncernu naftowego. Jaka będzie reakcja zarządu firmy to dopiero się okaże, bo materiał „Geoscience” ukazał się na początku br., a do końca miesiąca na stronie *Exxonu* nie pojawił się żaden komentarz na ten temat.

Warto dodać, że inne koncerny jak *Total*, *General Motors* czy *Ford* również prowadziły podobne badania i zachowywały się identycznie nie ujawniając wyników wskazujących na negatywny wpływ spalania paliw kopalnych na środowisko naturalne.

Jerzy Zagórski

Źródła: *bankier.pl*, *Deutsche ReGas*, *Equinor*, *Ethiopian Monitor*, *Hart Energy*, *Offshore*, *Oil & Gas Journal*, *OPEC*, *Reuters*, *rp.pl*, *Science*, *Sinopec*, *TotalEnergies*, *World Oil*.



Nowe zasoby gazu ziemnego w województwie lubelskim

Prace poszukiwawcze prowadzone przez PKN ORLEN potwierdziły dodatkowe 500 mln m sześć. gazu ziemnego w złożu Jastrzębiec w okolicach Biłgoraja. Tym samym zasoby wy-

dobyczne złoża wzrosły do 700 mln m sześć. Zdaniem specjalistów Spółki, mogą być one jeszcze większe, co mają potwierdzić kolejne prace wykonane na tym złożu.

– Krajowe zasoby gazu ziemnego, obok dostaw przez Baltic Pipe oraz Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, są ważnym elementem systemu bezpieczeństwa energetycznego Polski. Kolejne odkrycia ropy i gazu w najbliższych latach pozwolą Grupie ORLEN utrzymać w poziomie zbliżonym do 20% rocznego zapotrzebowania na to paliwo w naszym kraju. Każdy metr sześcienny gazu ziemnego z własnego wydobycia to nie tylko dodatkowa gwarancja bezpieczeństwa, ale także dodatkowe wpływy finansowe dla samorządów, na których terenie eksploatujemy surowce. Dlatego ORLEN w dalszym ciągu będzie inwestować w poszukiwania i wydobycie węglowodorów. Integracja w silnym koncernie multienergetycznym spółek działających w segmencie upstream pozwoli zintensyfikować działania w tym zakresie i stworzyć potencjał do osiągnięcia jeszcze lepszych efektów – powiedział Daniel Obajtek Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Potwierdzenie nowych zasobów gazu ziemnego w złożu w okolicach Luchowa Dolnego (gmina Tamogród, powiat biłgorajski) na koncesji nr 36/96/p „Biszcz – Tamogród”, to efekt wykonania otworu rozpoznawczego Jastrzębiec-4. Został on zaprojektowany w oparciu o wyniki badań geologicznych zrealizowanych metodą zdjęcia sejsmicznego 3D. Wstępne szacunki wskazują, że w złożu Jastrzębiec znajdują się zasoby gazu ziemnego o wielkości ok. 700 mln m sześć. Jednakże analiza obrazu sejsmicznego Jastrzębiec 3D pozwala sądzić, że w rzeczywistości mogą być one jeszcze większe. Trwające obecnie dalsze prace rozpoznawcze oraz analiza danych uzyskanych podczas wiercenia i testów nowego otworu dostarczą więcej szczegółowych informacji na temat zasobności odkrytego złoża.

Otwór Jastrzębiec-4, z którego roczna produkcja może osiągnąć ok. 22 mln m sześć., włączony będzie do eksploatacji do istniejącej już infrastruktury kopalnianej Ośrodka Zbioru Gazu Wola Różaniecka. Podobnie jak kolejny otwór Jastrzębiec-5, którego wiercenie obecnie rozpoczyna się na tym samym placu wiertniczym. Wcześniej, w wyniku prac poszukiwawczych prowadzonych w latach 2016-2018, do kopalni tej podłączono otwory Jastrzębiec-2 i Jastrzębiec-3, których produkcja kształtuje się na poziomie 12,5 mln m sześć. gazu ziemnego rocznie.

Uzyskany pozytywny wynik odwiertu w obrębie koncesji Biszcz-Tamogród potwierdza wysoką perspektywiczność tego rejonu Polski i realnie przyczynia się do zwiększenia krajowych zasobów i wydobycia gazu ziemnego. Warto wspomnieć, że np. w bliskim sąsiedztwie od złoża Jastrzębiec trwa

zagospodarowanie trzech nowych złóż gazu ziemnego. Szacowana przez spółkę łączna produkcja ze złóż Brzyska Wola, Kulno i Dąbrowica Duża, których zagospodarowanie zakończy się w przyszłym roku, osiągnie roczny poziom ok. 40 mln m sześć.

Odkrycia i eksploatacja gazu z kolejnych złóż ma korzystny wpływ nie tylko na możliwość zabezpieczenia dostaw gazu, ale także na kondycję finansową samorządów, na terenie których znajdują się zasoby ropy i gazu. Spółki prowadzące wydobycie węglowodorów mają bowiem obowiązek uiszczać tzw. opłatę eksploatacyjną uzależnioną od wielkości wydobycia. Opłata dzielona jest pomiędzy gminy (60 proc.), powiaty, województwa (po 15 proc.), na terenie których znajduje się złoża oraz dodatkowo Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (10 proc.). W 2022 roku PGNiG z tytułu opłaty eksploatacyjnej przekazało do samorządowych budżetów około 140,5 mln zł.

Dodatkowym źródłem dochodów gmin związanym z działalnością wydobywcą PGNiG z Grupy ORLEN jest podatek od nieruchomości przeznaczonych pod infrastrukturę związaną z eksploatacją węglowodorów. W 2022 roku Spółka zapłaciła z tego tytułu 72,8 mln złotych.



Grupa ORLEN uruchomi nową farmę fotowoltaiczną

Energa Green Development, spółka z Grupy ORLEN, uzyskała komplet pozwoleń na budowę 65 MW mocy w ramach realizacji pierwszego etapu farmy fotowoltaicznej Mitra. Rozpoczęcie prac budowlanych planowane jest na połowę tego roku. Obecnie prowadzone jest postępowanie, które wyłoni wykonawcę obiektu. Farma Mitra powstaje w miejscowości Przykona, w województwie wielkopolskim, na zrewitalizowanych terenach pokopalnianych.

Farma Mitra jest obecnie największym realizowanym przez Energe z Grupy ORLEN projektem fotowoltaicznym. Według szacunków farma będzie w stanie w ciągu roku wyprodukować energię, która jest w stanie zasilić ponad 30 tys. gospodarstw domowych. Farma powstanie na należących do Energi gruntach w gm. Przykona, w powiecie tureckim (woj. wielkopolskie), zrehabilitowanych po odkrywce węgla brunatnego kopalni Adamów. Łącznie powstające i działające już w tej lokalizacji moce odnawialne Grupy ORLEN będą w stanie zasilić czystą energią blisko 70 tysięcy gospodarstw domowych.

– Konsekwentnie rozwijamy nowoczesną energetykę opartą o odnawialne źródła energii, wspierane niskoemisyjnymi źródłami gazowymi

i technologią małych reaktorów jądrowych. Już dzisiaj należymy do największych wytwórców energii w kraju, a ponad połowa naszej produkcji pochodzi właśnie ze źródeł nisko- i zeroemisyjnych. Będziemy dalej inwestować w tym segmencie, bo to pozwala nam realnie uniezależnić się od paliw kopalnych i wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne Polski. Farma fotowoltaiczna Mitra to trzecia duża inwestycja fotowoltaiczna Energi po włączeniu gdańskiej grupy w strukturę koncernu ORLEN. Wchodzimy w kolejny etap tej inwestycji, i spodziewamy się, że po zawarciu kontraktu z wykonawcą budowa jej pierwszego etapu zajmie nieco ponad rok – powiedział Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

– Farma Mitra to jak dotąd największa farma fotowoltaiczna realizowana przez Energe. Jej realizacja to jednak tylko niewielka część szeroko zakrojonego planu realizowanego w ramach strategii Grupy ORLEN. W portfelu posiadamy obecnie projekty fotowoltaiczne o łącznej mocy zainstalowanej sięgającej 500 MW. Na etapie inicjowania są kolejne przedsięwzięcia. Dzięki temu wymiennie zwiększymy nie tylko potencjał mocy OZE w Grupie ORLEN, ale również wzmocnimy swój udział w transformacji krajowego systemu generacji energii elektrycznej – podkreśla Szymon Wojnicki, Prezes Zarządu Energa Green Development.

Energa Green Development szykuje się obecnie do wyłonienia wykonawcy. Oprócz budowy samej farmy Mitra, wybrana firma będzie też odpowiedzialna za wykonanie infrastruktury wyprowadzenia mocy do sieci elektroenergetycznej: Głównego Punktu Odbioru GPO Psary oraz połączenie go linią kablową o długości 11 km ze stacją Głównego Punktu Zasilania GPZ Żuki. Wykonawca będzie też odpowiedzialny za przygotowanie wniosku o uzyskanie pozwolenia na użytkowanie inwestycji oraz przekazanie jej do eksploatacji. Oprócz tego przez 2 lata od zakończenia inwestycji wybrana firma będzie świadczyła usługę serwisową.

Jeszcze w tym roku Energa uruchomi też w pełnym zakresie dwie inne farmy fotowoltaiczne. Pierwszą z nich jest farma Gryf o docelowej mocy zainstalowanej zwiększonej z 20 do ok. 26 MW. Obiekt ten powstaje w bezpośrednim sąsiedztwie farmy wiatrowej Przykona, na tych samych gruntach, na których budowana będzie farma Mitra. Drugi projekt to powstająca farma Wielbark w województwie warmińsko-mazurskim o łącznej mocy 62 MW. W ramach farmy Gryf uruchomiono już 12 MW mocy, pozostałe uruchomione zostaną w pierwszym półroczu tego roku, po zmodernizowaniu stacji GPZ Wielbark.

Biuro prasowe
PKN Orlen

PERN

PERN i Port w Gdyni: strategiczna współpraca na rzecz bezpieczeństwa państwa

Stanowisko Przeladunku Paliw Płynnych należące do Portu Gdynia i baza paliw PERN w Dębogórze to dziś kluczowe elementy infrastruktury stanowiące filary bezpieczeństwa energetycznego Polski. Współpraca obu podmiotów właśnie wchodzi na wyższy poziom. Trwają intensywne prace nad pogłębieniem toru wodnego w Porcie Gdynia, który pozwoli PERN rozładowywać tankowce z olejem napędowym o ładowności ponad 100 tys. ton i zanurzeniu do 15 m.

Baza paliw w Dębogórze w styczniu tego roku rozładowała aż o dwie trzecie paliw więcej niż w styczniu 2022 roku, realizując maksymalne możliwe wolumeny, a PERN wraz z Partnerami czyli Portem w Gdyni i PKP prowadzi szereg inwestycji by zwielokrotnić możliwości w tym zakresie.

Zbiorniki na paliwo i kolej w centrum uwagi

Od 2016 roku PERN intensywnie rozwija bazę w Dębogórze. Do tej pory spółka wybudowała już trzy nowe zbiorniki na olej napędowy o pojemności 32 tys. m³ każdy. Dwa podobne trafią do użytku Klientów jeszcze w tym roku. To nie koniec inwestycji, gdyż PERN jest w trakcie procesu budowy kolejnych trzech zbiorników – tym razem o pojemności 50 tys. m³ każdy.

Spółka realizuje szereg działań, które pozwolą zwiększyć możliwości załadunku i ekspedycji paliw na transport kolejowy. Jest to istotny element z uwagi na konieczność jak najszybszego wywozu produktów na teren kraju.

Wiemy, że zapotrzebowanie na usługi Portu w Gdyni i PERN będzie w najbliższym czasie tylko wzrastało z uwagi na zmianę architektury dostaw ropy naftowej i paliw do Polski. Inwestycje, które obecnie realizujemy pozwolą nam wejść na wyższy poziom bezpieczeństwa energetycznego i jeszcze lepiej obsłużyć tych klientów, z którymi mamy podpisane kontrakty – zaznaczył Paweł Stańczyk, prezes PERN.

Katarzyna Krasieńska
Rzecznik prasowy PERN S.A.



Mgr inż. Jerzy Szewczyk (1934 - 2022)



Mgr inż. Jerzy Szewczyk, wieloletni Naczelny Dyrektor Centrali Produktów Naftowych CPN (1984 – 1990) i Prezes Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (1984 – 1988) odszedł od nas w lipcu 2022 r. w wieku 88 lat.

Urodził się w Warszawie 16.07.1934 r., a po Powstaniu Warszawskim, wraz z matką i młodszym bratem, którym choć sam jest jeszcze dzieckiem musi się opiekować, trafia do obozu na terenie Niemiec. W 1947 r. odnajduje ich ojciec, który walczył w Powstaniu i został osadzony w niemieckim oflagu. Wszyscy wracają do Polski i osiadają w Radomsku, miasteczku w woj. łódzkim. Tam uczęszcza do I Liceum Ogólnokształcącego i po maturze w 1953 r. rozpoczyna studia na Wydziale Mechanicznym Politechniki Łódzkiej (1953 – 1958). Pracę zawodową rozpoczyna w Zakładach Mechanicznych im. Strzelczyka w Łodzi, pozostając jednocześnie asystentem na macierzystym Wydziale.

W latach sześćdziesiątych wiąże się, już na całe swoje życie zawodowe, z Centralą Produktów Naftowych w Oddziale w Łodzi. Jako merytoryczny, sumienny i pracowity członek CPN-owskiej społeczności szybko awansuje, zostając dyrektorem tego Oddziału, a wkrótce zostaje powołany do warszawskiej centrali CPN, najpierw jako z-ca Nacz. Dyr. ds. techn. (1978 – 1984), a następnie jako Naczelny Dyrektor CPN (1984 – 1990). Lata spędzone w CPN były dla Niego, oprócz rodziny,

najważniejszymi w życiu. Do dzisiaj szereg obiektów naftowych w Polsce, w tym baz i stacji benzynowych – choć już po innych znakami – to Jego dzieło, bądź z inspiracji bądź z wykonania. A kiedy w 1981 r. w jednej z największych baz magazynowych – w Mościskach, wybuchł najpoważniejszy w historii CPN pożar, to On jako ówczesny dyrektor techniczny całego CPN został sprowadzony na miejsce pożaru specjalnym samolotem, gdyż akurat przebywał poza Warszawą. Kierował pracami naprawczymi i remontowymi po pożarze, wykonywanymi zresztą szybko i sprawnie, głównie przez służby techniczne OD CPN Łódź.

W 1984 r. zostaje wybrany na bardzo prestiżową w środowisku funkcję Prezesa Zarządu Głównego Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Funkcję tę pełnił z dużym oddaniem przez całą kadencję 1984-1988. W okresie tym m.in. wzbogacił Muzeum Przemysłu Naftowego w Bóbrce o nowy pawilon wystawienniczy, wybudowany w formie górskiej stacji benzynowej, który później był wzbogacany przez jego następców i współpracowników.

Jerzego Szewczyka pożegnaliśmy w lipcu 2022 r. na cmentarzu wolskim w Warszawie. Pozostał w naszej pamięci jako wspaniały kolega i przyjaciel, wraz ze swoją nieodłączną fajką.

Jerzy Małycka



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

01.02.2023 r. w Bóbrce odbyło się posiedzenie Komisji ds. Historii i Muzealnictwa SITP NiG. Głównymi tematami były propozycje uzupełnienia opisów ogólnych i technicznych ścieżki zwiedzania Muzeum w Bóbrce, a także reaktywowania sektora rafineryjnego w Muzeum. Poruszono również temat wiertnicy Bitków.

16.02.2023 r. odbyło się spotkanie online z przedstawicielami WPC Young Professionals Poland, podczas którego przedstawili oni

zrealizowane dotychczas zagadnienia, jak również plan działalności w 2023 roku. Przedmiotem dyskusji był także problem bardzo niskiego udziału i aktywności młodzieży w działalności Stowarzyszenia.

16.02.2023 r. w siedzibie SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Prezydium SITP NiG. Członkowie Prezydium zapoznali się z bieżącą sytuacją finansową Stowarzyszenia oraz omówili projekt budżetu SITP NiG na rok 2023. Sekretarz generalny przedstawił działalność WPC Young Professionals Poland i zasignalizował możliwość połączenia ich działalności z działalnością Komisji ds. Młodzieży i Studentów SITP NiG.

College was the best time of my life (Studia to był najlepszy okres w moim życiu)

Studia są określane, jako najpiękniejszy okres w życiu każdego człowieka. We wspomnieniach zapewne zawsze pojawi się ten okres. Nie do wie się ten, kto sam tego nie przeżył. Studia pokazują, jakimi powinniśmy być ludźmi. Jest to czas, w którym samemu podejmuje się jedne z ważniejszych życiowych decyzji. W tym okresie zachodzą zmiany, rodzą się związki, czasami na całe życie.

Studia, to jednocześnie zdobywanie wiedzy i jej utrwalanie, aby spożytkować ją w następnym jeszcze dłuższym życiowym etapie, jakim jest praca.

Niestety, ten okres 5-ciu lat studiowania mija tak szybko, jak szybko się zaczyna. Kończy się zdobyciem upragnionego dyplomu. Bardzo ważne jest, aby w jakiś sposób upamiętnić ten życiowy dla studenta moment. W Biuletynie AGH (grudzień 2022 nr 177) można przeczytać informację o pierwszej pilotażowej graduacji, która miała miejsce 26.11.2022 roku dla trzech Wydziałów, które zgłosiły gotowość i chęć uczestniczenia w tej uroczystości [1], (patrz Adnotacja). Taka uroczystość, po raz 31, miała również miejsce 03.02.2023 na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH [2], (Fot. 1).

Od 2006 roku, uroczystość z okazji zakończenia studiów została wzbogacona o wręczenia Honorowej Szpady Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, zwanego dalej w skrócie „SITP NiG” najlepszej (-mu) absolwentce (-owi) kończącej (-mu) studia w danym roku i dodatkowo wyróżnień za zajęcie kolejnych miejsc w tym konkursie [3].

Narodziny tego zaszczytnego wyróżnienia - geneza „Honorowej Szpady SITP NiG” swój początek zawdzięcza dr. inż. Stanisławowi Szfranowi (Sekretarz Generalny SITP NiG w latach 2000-2016), na którego wniosek, zaakceptowany przez Zarząd Główny SITP NiG, w 2006 roku został opracowany Regulamin Nadawania „HONOROWEJ SZPADY SITP NiG” najlepszemu absolwentowi. Na podstawie ww. regulaminu jest powoływana przez Zarząd Główny SITP NiG, na okres kadencji władz, Kapituła Honorowej Szpady SITP NiG [3, 4].

W skład Kapituły Honorowej Szpady SITP NiG wchodzi:

- Sekretarz generalny SITP NiG - Kanderz,
- Dziekani Wydziałów
- Wiceprezes SITP NiG,
- Prodzikani Wydziałów ds. Dydaktycznych,
- Inne osoby wskazane przez Dziekanów Wydziałów lub Zarząd Główny SITP NiG.



Fot. 1. Władze, Pracownicy i zaproszeni Goście podczas uroczystości wręczenia dyplomów ukończenia studiów i honorowych szpad dla najlepszej studentki (-ów) Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH.

Kapituła Honorowej Szpady obejmuje dwa Wydziały tj.: Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH oraz Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH, członków wspierających SITP-NiG. Na podstawie listy rankingowej i szczegółowej weryfikacji, Kapituła Honorowej Szpady dokonuje wyboru najlepszej (-go) studentki (-a) na poszczególnym z ww. Wydziałów w danym roku.

Decyzje o nadaniu Honorowej Szpady SITP-NiG były zawsze zamieszczane w Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych i na stronach internetowych.

Na posiedzeniu 13 grudnia 2022 roku, „Kapituła Honorowej Szpady SITP-NiG” po przeprowadzonej ocenie listy rankingowej absolwentek (-ów) Wydziałów GGOŚ i WNiG w roku akademickim 2021/2022, do nagrody „Honorowej Szpady SITP-NiG” dla Najlepszych Absolwentek (-ów) zostali mianowani [2]:

- Pani mgr inż. Patrycja Rogala z Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska.
- Pan mgr inż. Wiktor Liszka z Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu, (Fot. 2).

Ponadto wyróżnienia otrzymali:

- Pan mgr inż. Jan Kowalski z Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu.
- Pan mgr inż. Andrzej Radoń z Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska.
- Pan mgr inż. Karol Sierzeń z Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska.

Po złożeniu Ślubowania rozpoczęła się uroczystość wręczania Honorowych Szpad SITP-NiG, wyróżnień i dyplomów ukończenia studiów na WVNIG w Auli AGH.

Tak się złożyło, że ze względu na zaległości spowodowane pandemią Covid 19, w tym roku na uroczystej gali „Święta Absolwentów” (03.02.2023) były wręczane trzy szpady (Fot.3) oraz wyróżnienia.

Ponadto Honorowe Szpady SITP-NiG dla najlepszych Studentek (-ów) na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, uroczystości otrzymali:

- Za rok 2021: Mgr inż. Zięba Maria - Kierunek Studiów - Inżynieria Naftowa



Fot. 4. Najlepsza Absolwentka Wydziału WNiG za 2021 rok - mgr inż. Maria Zięba i najlepszy Absolwent za rok 2020 - Michał Figiel.



Fot. 2. Najlepszy Absolwent Wydziału WNiG za 2022 rok. Dziekan WVNIG Mariusz Łaciak, Sekretarz Generalny Janusz Pudło w asyście Wiceprezesa SITP-NiG Jana Artymiuka dokonują celebracji wręczania Honorowej Szpady dla najlepszego Absolwenta za 2022 rok, mgr inż. Wiktorowi Liszce.



Fot. 3. Na głowni szpady wygrawerowane są napisy: na jednej stronie - „Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego”, a na drugiej stronie - „Sapere aude» (temu, który odważył się być mądrym) NAJLEPSZEMU ABSOLWENTOWI Wydziału AGH w r” [3].



i Gazownicza, Specjalność - Inżynieria Gazownicza, (Fot. 4) [5].

- Za rok 2020: Mgr inż. Figiel Michał, Kierunek Studiów - Inżynieria Naftowa i Gazownicza, Specjalność - Inżynieria Gazownicza, (Fot. 4) [6].

Wyróżnienia z Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu otrzymali:

- Za rok 2021: Mgr inż. Adam Zagłoba [5].

- Za rok 2020: Mgr inż. Kłoczek Magdalena, mgr inż. Jurkiewicz Michał, mgr inż. Korzeń Karol, oraz mgr inż. Kruk Jakub [6].

Wszyscy Absolwenci dodatkowo na pamiątkę otrzymali birety z haftem Loga AGH i Loga WVNIG od fundatorów, którzy wręczali je osobiście, w osobach: Prezes Zarządu firmy Lotos Petrobaltic Grzegorz Strzelczyk w asyście Prezesa Zarządu Lotos Petrobaltic SPV. Sp. z o.o. Sławomira Sadowskiego.

Prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet (Dziekan 1996-1999 i 2008-2016) od 2008 roku tradycyjnie funduje miniaturę lampy naftowej Ignacego Łukasiewicza. W tym roku lampę otrzymali: Przewodnicząca Wydziałowej Rady Samorządu Studenckiego (WRSS) w roku 2021, oraz wyróżniony za rok 2021 mgr inż. Adam Zagłoba, jako podziękowanie za wkład w organizację poprzedniej, tej wyjątkowej corocznej studenckiej dyplomowej gali (Fot 6).

Na zakończenie z mównicy popłynęły ciepłe i serdeczne podziękowania i gratulacje. W imieniu nagrodzonych Honorową Szpadą, podziękowanie wygłosił mgr inż. Michał Figiel. Koleżeńskie gratulacje przekazała obecna Przewodnicząca WRSS, studentka Izabela Dybaś. Serdeczne gra-





Fot. 5. Dyplomy ukończenia studiów i birety otrzymali mi.: Najlepszy Absolwent za 2022 rok - mgr inż. Wiktor Liszka, Przewodnicząca WRSS w latach 2019-2020 - mgr inż. Sylwia Pazdur i Absolwentka z Angoli - mgr inż. Fellsberta Cuangana.



Fot. 6. Pamiątkowe miniaturowe lampy Ignacego Łukasiewicza powędrowały: do Przewodniczącej WRSS w 2021/2022, mgr inż. Karoliny Przewoźnik i do mgr inż. Adama Zagłoby, wyróżnionego Absolwenta za 2021 rok.

tulację, złożyła również Pani Prodziekan ds. Studenckich dr hab. inż. Aneta Sapińska-Śliwa i Dziekan Wydziału, prof. dr hab. inż. Mariusz Łaciak.

Po odśpiewaniu GAUDEAMUS nastąpiło zamknięcie 31 Uroczystości Wręczenia Honorowych Szpad SITPNiG, Wyróżnień i Dyplomów ukończenia studiów i wymarsz Poczty Władz i Pracowników Wydziału z Auli AGH.

W godzinach popołudniowych w hotelu SWING odbyła się Biesiada Piwna i Bal Wiertnika 2023.

ADNOTACJA.

Tutaj należy się małe sprostowanie zamieszczony w Biuletynie AGH treści: „Święto Absolwentów AGH to pierwsze w historii naszej uczelni wydarzenie pozwalające celebrować ukończenie studiów ... itd. Z uwagi na pilotażowy charakter wydarzenia, itd. ... [1].”

Na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, pierwsza graduacja miała miejsce w 1990 roku za I kadencji Dziekana Prof. dr hab. inż. Stanisława Rychlickiego i jest uroczystością celebrowaną, poza dwuletnią przerwą z powodu pandemii Covid 19, do dnia dzisiejszego.

Wszystkie te wydarzenia rozpoczynały się w Auli AGH z zachowaniem akademickiej celebracji, jaka obowiązuje na ważnych uczelnianych ceremoniach.

W godzinach popołudniowych Absolwenci zawsze byli ugoszczeni w różnej formie bankie-

towej z pamiątkowymi kufkami z datą uroczystości studenckiego świętowania.

Początkowo uroczystości odbywały się w listopadzie, ale w 2002 roku, za I kadencji Dziekana, Prof. dr hab. inż. Stanisława Stryczka, zostały na stałe przeniesione na ostatni piątek stycznia. Podniosłość i dostojność tego odświętnego wydarzenia spowodowały, że od 2008 roku (II kadencja prof. dr hab. inż. Andrzeja Goneta) zaczęło ono występować pod nazwą „DZIEŃ DYPLOMANTA”. Pod jaką nazwą ta uroczystość będzie realizowana na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu w 2024 roku, to jeszcze nie jest ostatecznie zdecydowane.

OCzekujemy ujednoczenia nazwy tego uroczystego święta, tak jak np. nazwane ono zostało w Biuletynie AGH, nr 177 [1].

Jako Stowarzyszenie nadal będziemy trwali przy ideałach SITPNiG, dla podkreślenia więzi łączącej Stowarzyszenie z Akademią Górniczo-Hutniczą im. St. Staszica w Krakowie m.in. poprzez nadawanie HONOROWEJ SZPADY SITPNiG najlepszej (-mu) absolwentce (-owi) w danym roku akademickim na WWNiG i WGGiOŚ.

Literatura:

1. Żarczyńska-Klepacz Karolina: Święto Absolwentów AGH. *Biuletyn AGH*, nr 177, str. 25, grudzień 2022.
2. Sapińska-Śliwa Aneta: *Wiadomości Naftowe*

i *Gazownicze, Posiedzenie Kapituły Honorowej Szpady SITPNiG*, Nr 1 (287), str. 21, styczeń 2023. <https://www.sitpnig.pl/single-post/posiedzenie-kapitu%C5%82y-honorowej-szpady-sitpnig>

3. Szafran Stanisław: Honorowa Szpada SITPNiG rozstrzygnięcie konkursu. *Biuletyn Informacyjny Pracowników AGH*, nr 173, str. 21, grudzień 2007. http://www.biuletyn.agh.edu.pl/archiwum_bip/archiwum_bip_pdf/pdf_173/173.pdf
4. Regulamin nadawania „HONOROWEJ SZPADY SITPNiG” najlepszemu absolwentowi Wydziału ... <https://docplayer.pl/13925117-Regulamin-nadawania-honorowej-szpady-sitpnig-najlepsze-mu-absolwentowi-wydzialu.html>
5. Posiedzenie Kapituły „Honorowej Szpady SITPNiG” dla Najlepszych Absolwentów Wydziału GGI OŚ oraz WNiG. <https://www.sitpnig.pl/single-post/posiedzenie-kapitu%C5%82y-honorowej-szpady-sitpnig-dla-najlepszych-absolwent%C3%B3w-wydzialu%C5%82u-ggio%C5%9B-oraz-wnig-1>
6. Laureaci Konkursu Honorowej Szpady. <https://www.sitpnig.pl/single-post/laureaci-konkursu-honorowej-szpady>, <https://www.sitpnig.pl/single-post/posiedzenie-kapitu%C5%82y-honorowej-szpady-sitpnig-dla-najlepszych-absolwent%C3%B3w-wydzialu%C5%82u-ggio%C5%9B-oraz-wnig>

Dr inż. Jan Artymiuk

Zdjęcia: Krzysztof Haładyna

O krośnieńskiej Św. Barbarze raz jeszcze

W listopadowo - grudniowym (11-12/2022) numerze naszego miesięcznika ukazała się bardzo okrojona z materiałów ilustracyjnych informacja o powstałej w Krośnie, historycznej stolicy polskich górników naftowców, figurze patronki górniczego stanu Św. Barbary. Jak pisaliśmy, jej imię znane było podkarpackim górnikom naftowcom pracującym na tym terenie już od połowy XIX wieku, a słynęli oni ze swej wielkiej pracowitości, solidności i pobożności.

Ziemia krośnieńska w efekcie ich ciężkiej pracy wzbogaciła się nie tylko o walory materialne lecz również duchowe. To z tej ziemi wywodziły się rzesze doświadczonych naftowców budujących podwaliny górnictwa naftowego w innych krajach i kontynentach a następnie na ziemiach północno zachodnich naszego kraju i obszarze morza Bałtyckiego. Figura Św. Barbary stanowi więc swego rodzaju wyraz pamięci o krośnieńskich naftowcach, którzy swą ciężką i jakże niebezpieczną pracą przyczynili się do rozslawienia tej ziemi.

W bieżącym wspomnieniu przedstawiamy ciekawsze ilustracje związane z budową tego pomnika.

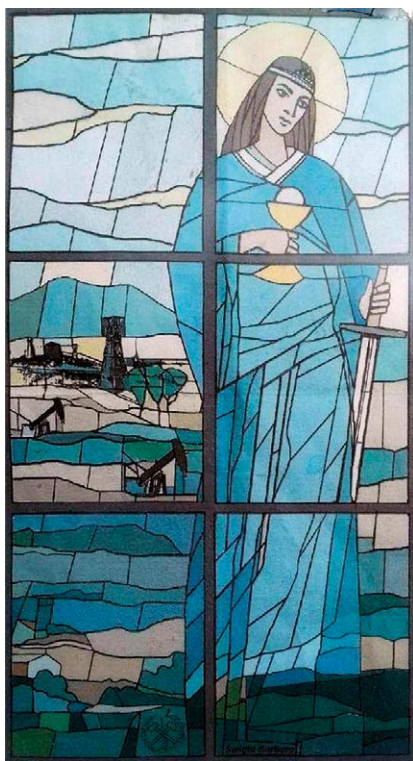


Fig. 2. Projekt witraża autorstwa Prof. A. Zięblińskiego, który posłużył za motyw wykonania pomnika



Fig. 1. Ilustracja obu stron przygotowanych cegiełek



Fig. 3. Surowy blok piaskowca przygotowany w kamieniołomie w Komborni



Fig. 4. Wstępnie obrabiony blok piaskowca z widocznymi przebarwieniami. Obecnie jako ciekawy przykład piaskowca karpackiego posadowiony przed frontem Szkoły Naftowej w Krośnie



Fig. 5. Piaskowiec sztyłowiecki



Fig. 6. Kolejne etapy prac rzeźbiarskich



Fig. 7. Kolejne etapy prac rzeźbiarskich



Fig. 8. Postać bliska finalnej

Na podstawie Uchwały Zarządu Okręgowego SITPNiG w Krośnie, podjętej na wniosek kol. Jana Lubasia w jubileuszowym roku Ignacego Łukasiewicza, powołano Komitet Budowy figury Św. Barbary na dziedzińcu Bazyliki w Krośnie. Opracowano również projekt cegiełki na rzecz jej ufundowania. Jako motyw wykorzystano przedwojenny wzór akcji Spółki Nafta Gaz. Przedstawiamy jej ilustrację (Fig. 1).

Rozprowadzenie wydrukowanych cegiełek przyczyniło się do zgromadzenia niezbędnych środków finansowych wśród osób indywidualnych. Znaczącą pozycją były również datki firm naftowych takich jak: Exalo Drilling, PGNiG Technologie, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, oraz Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Logistykę i przygotowanie całego przedsięwzięcia wzięło na siebie Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego Oddział w Krośnie, szczególnie w osobach kol. Janusza Pudło i kol. Jana Lubasia. Znacznej pomocy udzieliło również PGNiG Technologie z Krosna z jej Prezesem Zbigniewem Leniowskim.

Jak już pisaliśmy rozważano różne koncepcje: rzeźby wewnątrz Bazyliki czy też witraża na jednym z jej okien. Akceptację gospodarza ks. Prałata dra Andrzeja Chmury oraz Podkarpackiego Konserwatora Zabytków uzyskała figura Św. Barbary wykonana z piaskowca. Miejscem posadowienia figury wybrano północno-wschodnią

część dziedzińca Bazyliki. Również po dłuższych dyskusjach na motyw rzeźby wybrano projekt, jak na razie niezrealizowanego witraża (Fig. 2), którego autorem był Prof. dr. hab. Andrzej Ziębliński, artysta sztuk wizualnych z Krakowa.

Wykonanie figury zlecono znanemu od 30 lat na terenie Krosna rzeźbiarzowi i malarzowi z Kałusza Wołodymironowi Romaniwowi.

Pierwsze trudności wystąpiły z nabyciem odpowiedniego materiału; zakup piaskowca z Komborni był niefortunny, gdyż podczas jego obróbki okazało się, że zawiera żelaziste przebarwienia oraz wkładki ilaste i po kilku tygodniach prac trzeba było z niego zrezygnować (Fig. 3 - 4).

Zakup drugiego bloku z piaskowca z kamieniołomu w Lipowicy również okazał się złym wyborem, po przewiezieniu na miejsce okazało się, że jest pęknięty, co było efektem prac z użyciem materiałów wybuchowych związanych z jego pozyskaniem. Dopiero po długich staraniach sprowadziliśmy piaskowiec sztydłowiecki i właśnie z niego została wykonana figura Św. Barbary.

Na fotografiach przedstawiamy stopniowo jak z ciosów piaskowca wyłaniała się sylwetka Patronki Górników (Fig. 5 - 8).

Finalna figura w otoczeniu stylowych lamp gazowych symbolizujących gazowników posadowiona została na cokole, na którym uwidoczniono charakterystyczny symbol górników naftowców z uदारowym świdrem pośrodku.

Umieszczono również napis:

ŚWIĘTA BARBARO
ORA PRO NOBIS
NAFTOWCY ZIEMI KROŚNIEŃSKIEJ

W uroczystościach poświęcenia figury w dniu 9 grudnia 2022 w krośnieńskiej Bazylice podczas uroczystości Barbórkowych zamykających niejako obchody Roku Łukasiewicza wzięła udział liczna rzesza naftowców Podkarpacia i delegacji z innych części naszego kraju oraz mieszkańcy Krosna.

Materiał opracował
Oddział SITPNiG w Krośnie



Fig. 9. W dniu otwarcia i poświęcenia figury. Fot. terazKrosno.pl



Fig. 10. Uroczystości odsłonięcia i poświęcenia figury Św. Barbary 9 grudnia 2022. Fot. terazKrosno.pl

Spotkanie członków Kół SITP NiG z Oddziałów Gorlice, Sanok i Krosno



ODDZIAŁ W GORLICACH



Kapryśna tegoroczna zima okazała się bardzo łaskawa 20 stycznia 2023 r. Na ten dzień Zarząd Oddziału w Gorlicach zaplanował doroczne zimowe spotkanie członków swoich kół w Regetowie. Na spotkanie zaprosiliśmy członków zaprzyjaźnionych kół z Krosna i Sanoka.

Silne opady śniegu jakie nawiedziły nasze tereny w tych dniach utrudniły niektórym dotarcie do Regetowa, ale większość dotarła na umówioną godzinę. Bajkowa aura zasypanych śniegiem drzew i pól zrekompensowała im utrudnienia na drodze dojazdu. Nie zważając na padający śnieg większość skorzystała z godzinnej przejażdżki zaprzęgami konnymi, krętymi drózkami Regetowa. W regionalnej gospodarce





na zmarzniętych czekał już gorący posiłek, który pozwolił zapomnieć o trudach przejażdżki.

Prezisi Zarządu Oddziałów przywitali wszystkich uczestników spotkania, poinformowali o programie spotkania, oraz wręczyli zaległe odznaczenia stowarzyszeniowe swoim członkom. Była to doskonała okazja do podsumowania dotychczasowej działalności kół oraz dyskusji nad problemami nurtującymi aktualnie członków w ich macierzystych zakładach pracy, oraz członków będących już na emeryturach. Przedstawiono również plany wspólnych wycieczek na obecny rok oraz imprez naukowo-technicznych.

Po części oficjalnej zaproszono wszystkich do zabawy przy płonącym kominku i orkiestrze naszych kolegów z kopalni Osobnica.

Andrzej Drzymała
SITPNiG O/Gorlice

Zdjęcia: Konrad Korona

Kolejny Barbórkowy Turniej w Kręgle o Puchar Przewodniczącego Koła SITP NiG w Lublinie 2022



ODDZIAŁ W TARNOWIE

Zgodnie z wieloletnią tradycją (przerwaną pandemią w latach 2020-2021) Zarząd Koła SITP NiG w Lublinie zorganizował ponownie sztanदारową imprezę – Turniej Barbórkowy w Kręgle o Puchar Przewodniczącego Koła. To już (czy aż?) XIX edycja turnieju zorganizowanego w ramach Sympozjum Technicznego Koła SITP NiG przy ZG w Lublinie pn. „Co wiemy o alternatywnych źródłach energii i elektromobilności”.

Zainteresowanie kolejną edycją turnieju przeszło najsmielsze oczekiwania organizatorów. Turniej od lat cieszy się taką popularnością, że zgłoszenia do turnieju z ogłoszonego miesiąca trwały 2 dni i musieliśmy ograniczyć listę chętnych.

Kolejne tygodnie treningów i przygotowań, kompletowanie składów, uroczyste i komisyjne losowanie grup eliminacyjnych oraz torów i ... przyszedł czas rywalizacji. Do turnieju rozegranego w dniu 02.12.2022r. w Galerii Vivo – Klub Bowlingowy Masters zgłosiło się 16 drużyn. Zawody odbyły w dwóch grupach eliminacyjnych. Do finału „A” awansowało 5 drużyn z najlepszymi wynikami a w finale „B” o miejsca 6-10



Medale i trofea w turnieju ufundowało Koło SITP NiG w Lublinie

Wyniki poszczególnych drużyn:

Miejsce	FINAŁ A	Punkty
I	WYAUTOWANI	750
II	INWESTORZY	626
III	HaHaCze	586
IV	KAZUSY	541
V	ZAGAZOWANI	483

Miejsce	FINAŁ B	Punkty
VI	KOCHONES TEAM	761
VII	EKSPLLOATACJA	553
VIII	CH4	531
IX	DIAMENTOWY TEAM	497
X	GAS.GAS	418

rywalizowały drużyny z kolejnymi wynikami z eliminacji. Już na tym etapie 6 najsłabszych drużyn odpadało z dalszej rywalizacji. W każdej drużynie, które wystawiały jednostki i działał OZG w Lublinie, pracownicy PGNiG OD musieli występować przynajmniej 1 kobieta i 1 członek stowarzyszenia. Poziom sportowy od wielu lat jest bardzo wysoki i tak było w tym roku.

Analizując wyniki nie można przejść obojętnie wobec wspaniałego wyniku drużyny Kochones Team – gdyby po eliminacjach weszli do finału A – to z takim wynikiem wygraliby cały turniej – natomiast wygrana finału B pozwoliła zająć dopiero 6 miejsce.

Najlepszym zawodnikiem został Jacek Siwiec rzucając w jednej grze 188 pkt., natomiast



Przebieg eliminacji



Najlepsza zawodniczka turnieju



Najlepszy zawodnik turnieju



Drużyna CH4



Drużyna EKSPLOATACJA



Drużyna INWESTORZY

najlepszą zawodniczką została Aneta Kalicka z wynikiem 147 pkt.

Dla drużyn z miejsca I-III wręczono okazałe pamiątkowe puchary, a wszyscy uczestnicy drużyn z miejsc 1-10 odebrali medale za uczestnictwo, najlepszym indywidualnie wręczono wygrawerowane statuetki.

Zawody profesjonalnie prowadziła wyspecjalizowana firma, organizując w trakcie zawodów dodatkowe konkursy z nagrodami rzeczowymi. Wszystkie trofea wręczał po zakończeniu turnieju Zarząd Koła. Tegoroczne zawody stały na bardzo wysokim poziomie sportowym i organizacyjnym – przez ponad 5

godzin bawiło się ponad 100 osób – członków SITPNiG, pracownicy PSG i PGNiG OD oraz Nasi sympatycy. Poprzedzające zawody **Symposium Techniczne** także cieszyło się dużym zainteresowaniem. Trzy referaty dotyczyły zastosowania wodoru jako nośnika energii (wygłosił autor Andrzej Frącek – Prezes SEP w Radomiu), elektromobilności (autor Paweł Krokowski OZG w Lublinie) i cyfryzacji prawa budowlanego (akty prawne w tym zakresie zebrał Tomasz Życzyński z OZG w Lublinie).

Na koniec relacji z bardzo udanej imprezy będącej wspaniałą promocją Koła SITPNiG w Lublinie kilka zdjęć z naszego turnieju.

A z kronikarskiego obowiązku tradycyjnie Zarząd Koła w Lublinie składa przy tej okazji podziękowania Oddziałowi SITPNiG w Tarnowie za pomoc finansową przy organizacji symposium i zawodów, a naszym członkom za uczestnictwo i wspaniałą atmosferę.

Szymon Kamiński
Członek Zarządu Koła SITPNiG
przy OZG w Lublinie

Zdjęcia: Tomasz Życzyński
i Waldemar Kasprzak – Archiwum
Koła SITPNiG w Lublinie



Drużyna WYAUTOWANI zwycięży turnieju



Nowy globalny porządek energetyczny Transatlantycki Szczyt Gazowy

14-17 MAJA 2023 r. MIĘDZYDROJE
VIENNA HOUSE AMBER BALTIC

PARTNER GŁÓWNY
KONFERENCJI



PARTNER BRANŻOWY
KONFERENCJI



PARTNER MERYTORYCZNY
KONFERENCJI



PATRON MEDIALNY



ORGANIZATOR

studio | 4u

BIURO ORGANIZACYJNE KONFERENCJI

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

www.gazterm.pl