

NR 4
(290)
kwiecień
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



FUNDACJA
WIERTNICTWO-NAFTA-GAZ,
NAUKA I TRADYCJA

**Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie
zaprasza na**



**GEOTECHNOLOGY
AND ENERGY
AGH 2023**

**Międzynarodową Konferencję
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2023**

24-26 maja 2023 r. Zakopane

KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA

TECHNIKI I TECHNOLOGIE DLA GAZOWNICTWA

FORGAZ 2023

Dekarbonizacja systemu gazowego – kierunki rozwoju

ZAKOPANE, 19-21 CZERWCA 2023



Szanowni Państwo,

miło nam poinformować, iż Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy po raz kolejny organizuje

Konferencję Naukowo-Techniczną FORGAZ 2023

Hasłem przewodnim XI edycji Konferencji jest:

Dekarbonizacja systemu gazowego – kierunki rozwoju.

Konferencja odbędzie się w dniach **19-21 czerwca 2023 roku** w hotelu Radisson Blu Hotel & Residences w **Zakopanem**.

Tematyka Konferencji obejmować będzie zagadnienia związane z wytwarzaniem, transportem, magazynowaniem i użytkowaniem paliw gazowych oraz paliw pochodzących z odnawialnych źródeł energii, w tym zagadnienia dotyczące:

- biogazu i biometanu w transformacji energetycznej,
- wodoru jako przyszłościowego nośnika energii w transporcie, energetyce i gazownictwie,
- magazynowania energii odnawialnej w systemie gazowym,
- mechanizmów wsparcia sektora gazowego na drodze do zielonej transformacji,
- certyfikacji wyrobów stosowanych w gospodarce wodorowej,
- nowych technologii pomiarowych w zakresie ilości i jakości paliw gazowych, w tym paliw odnawialnych,
- budowy i eksploatacji sieci gazowych w technologii *H2 Ready* i „*OZE Ready*”,
- bezpiecznego i efektywnego użytkowania gazów odnawialnych i ich mieszanin z gazem ziemnym,
- emisji gazów cieplarnianych z sieci gazowych w dobie transformacji energetycznej.

Mamy nadzieję, że trzydniowe spotkanie, wzorem poprzednich edycji, stanowić będzie doskonałą okazję do wymiany doświadczeń oraz poszerzenia stanu wiedzy w zakresie obejmującym tematykę Konferencji, a także do pogłębienia współpracy środowiska naukowego i branży gazowniczej.

Więcej informacji dotyczących Konferencji znajduje się na stronie internetowej:

<https://www.inig.pl/konferencje/forgaz2023>

Zapraszamy serdecznie do wzięcia udziału w tegorocznej edycji Konferencji.

Komitet Organizacyjny Konferencji Naukowo-Technicznej FORGAZ 2023



Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Bieżący numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych, który macie Państwo przed sobą, zawiera sporą dawkę artykułów naukowych, analiz i opinii oraz materiałów biznesowych powiązanych z nadchodzącą międzynarodową konferencją Geotechnology and Energy AGH 2023. Konferencja ta, to kontynuacja organizowanej od ponad 30 lat przez Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH konferencji Drilling and Gas AGH, będącej wielotematyczną debatą nad wybranymi aspektami bezpieczeństwa energetycznego, transformacji energetycznej i gospodarki niskoemisyjnej. Artykuły prezentowane na naszych łamach stanowią dopełnienie wybranych aspektów prezentacji naukowych tworzących ramy tematyczne tegorocznej konferencji.

Szczególnej Państwa uwadze polecam dwa artykuły w bloku Nauka i technika: „Biogaz i biometan jako zielone paliwa przyszłości – realne wsparcie udziału energii ze źródeł odnawialnych” oraz „Wybrane aspekty bezpieczeństwa przesyłu wodoru: monitoring oraz granice wybuchowości wodoru i jego mieszaniny z gazem ziemnym”. W pierwszym z nich przedstawiono rolę biogazu i biometanu jako istotnego czynnika dywersyfikacji źródeł energii w Polsce i tworzonej nowej strategii energetycznej kraju przez pryzmat energetyki rozproszonej. Zdaniem autora – technologia produkcji biogazu ma w Polsce duże szanse rozwoju ze względu na znaczne zasoby surowców (odpady organiczne i rolnicze) i konieczność spełniania europejskich zobowiązań dotyczących produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Biometan może także być zielonym źródłem energii na terenach wiejskich, bowiem to co z pozoru jest odpadem dla rolnictwa, dla energetyki może być atrakcyjnym surowcem.

W drugim z anonsowanych artykułów, autorzy omawiają wybrane aspekty bezpieczeństwa związane z rurociągowym transportem wodoru, w szczególności granice wybuchowości samego wodoru i jego mieszaniny z gazem ziemnym. Problem ten jest tym bardziej istotny, iż w ostatnich latach zwiększony popyt na alternatywne źródła energii zogniskował sporą uwagę na wodorce właśnie, jako na czystym źródle energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych. W konsekwencji – artykuł nie tylko opisuje metodykę i efekty badawcze tytułowych aspektów bezpieczeństwa przesyłu wodoru ale też prezentuje nowoczesne metody monitoringu przesyłu wodoru i jego mieszaniny z gazem ziemnym.

„Klasycznej” tematyce węglowodorowej poświęcony jest kolejny artykuł działu Nauka i Technika – zatytułowany „Zabiegi ograniczania dopływu wód złożowych do odwiertów eksploatacyjnych jako element poprawy ekonomiki wydobycia węglowodorów”. Ze względu na towarzyszące wydobyciu węglowodorów duże ilości wody złożowej mającej negatywny wpływ na ekonomikę procesu ich wydobycia, istnieje ciągła potrzeba stałego rozwoju dotychczas istniejących i poszukiwanie nowych technik jej ograniczania. W oparciu o badania i prace prowadzone w Instytucie Nafty i Gazu – PIB, autorzy przekonują, że technologia bazująca na micelarnych cieczach zabiegowych serii Multizol charakteryzuje efektywność zapewniającą im skuteczne stosowanie w zdecydowanej większości odwiertów gazowych zapadliska przedkarpackiego i przedgórze Karpat.

Jak zapewne Drodzy Czytelnicy zauważyliście, kwietniowy numer WNiG otwiera wywiad redakcji miesięcznika z Dziekanem Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH prof. dr. hab. inż. Mariuszem Łaciakiem, przedstawiającym wieloaspektową działalność akademicką, naukową i dydaktyczną Wydziału w ostatnich latach, ze szczególnym podkreśleniem badań i prac związanych z dekarbonizacją czy rozwojem technologii paliw alternatywnych. W tym kontekście istotne znaczenia dla społeczności akademickiej wydziału mają kontakty z gospodarką narodową i innymi ośrodkami naukowymi i akademickimi. Doskonałym tego przykładem są np. konferencje naukowe – jak choćby tegoroczna Geotechnology and Energy AGH 2023, nad którą Wiadomości Naftowe i Gazownicze sprawują patronat medialny.

Zapraszam do lektury
tego bardzo bogatego w artykuły naukowe
i opinie eksperckie numeru WNiG

Ryszard Chylarecki



Fot. PKW ORLEN

WYWIAD W DLA WNIG.

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

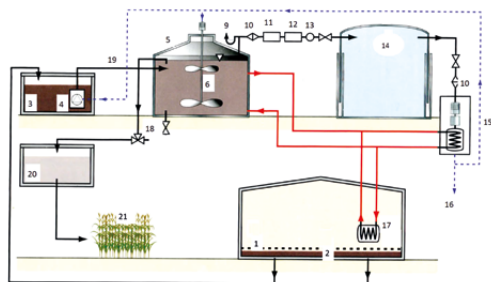
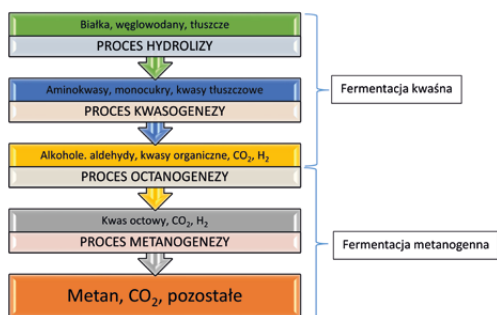
4



NAUKA W TECHNIKA.

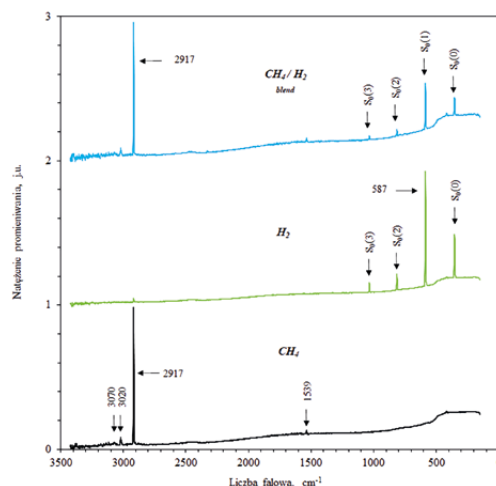
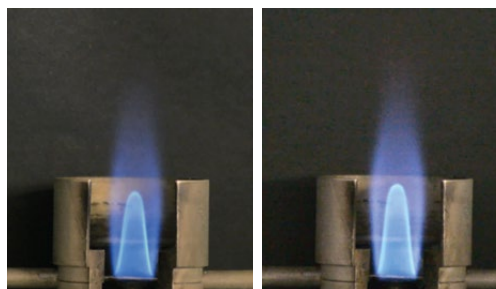
- Biogaz i biometan jako zielone paliwa przyszłości – realne wsparcie udziału energii ze źródeł odnawialnych

6



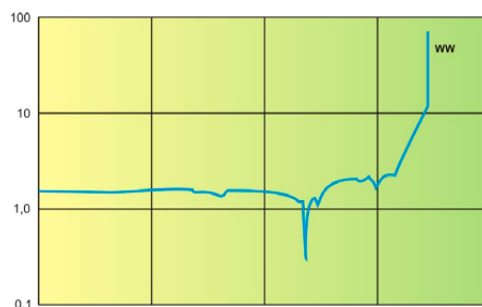
- Wybrane aspekty bezpieczeństwa przesyłu wodoru: monitoring oraz granice wybuchowości wodoru i jego mieszaniny z gazem ziemnym

14



- Zabiegi ograniczania dopływu wód złożowych do odwiertów eksploatacyjnych jako element poprawy ekonomiki wydobycia węglowodorów

20



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.

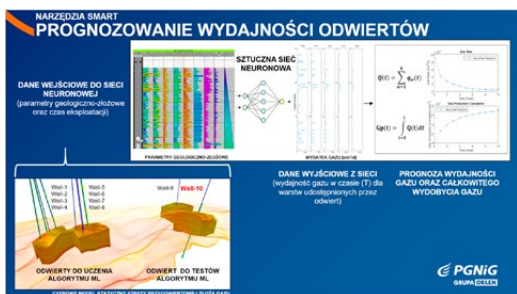
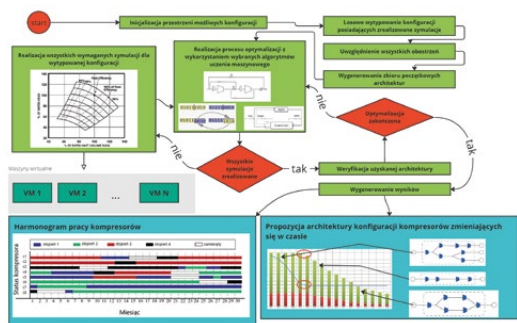
PRENUMERATA I KOLPORTAŻ: tel. 18 352 64 84

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

FOTO OKŁADKA:
str. I okł. – Nowy budynek Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH
Fot. Krzysztof Haładyna

■ Smart Field – rozwijane narzędzia oparte na sztucznej inteligencji

24



■ Spółka Akcyjna – PGNiG Technologie w Krośnie

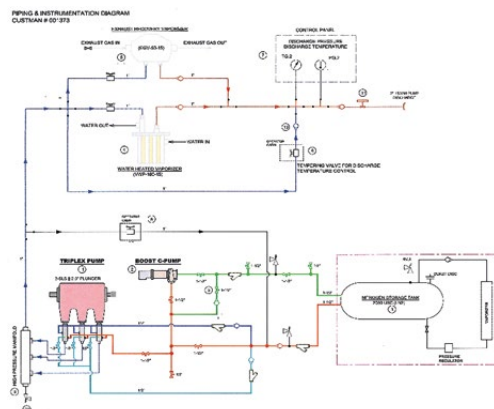
28



WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

■ Zakup Jednostki Azotowej dla spółki Exalo Drilling S.A.

32



KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU W ZE ŚWIATA.

- Komitet monitorujący OPEC+ zmniejszy wydobycie ropy 35
- Skażenie morza w południowej Anglii 35
- Shell wzmacnia sektor paliw odnawialnych 35
- Nieznaczny spadek spalania gazu w pochodniach 35
- Ustabilizowane wydobycie gazu ziemnego w 2022 r. 35
- Rosyjski gaz będzie sprzedawany tylko za ruble? III str. okł.
- Odblokowanie koncesji w Zat. Meksykańskiej III str. okł.
- Badania sejsmiczne w Surinamie III str. okł.
- Partnerstwo Chiny-Katar w branży LNG III str. okł.
- Kontrakt TotalEnergies w Iraku III str. okł.

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

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



Dziekan Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu prof. dr. hab. inż. Mariusz Łaciak. Fot. Krzysztof Haładyna

Od 2020 roku jest Pan Dziekanem Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH. Co udało się osiągnąć w tym czasie?

Od początku pełnionej przeze mnie funkcji Dziekana moim priorytetem jest przede wszystkim rozwój badań naukowych oraz wysoki poziom nauczania na Wydziale. Ważnym celem jest także intensyfikacja współpracy z polskim i międzynarodowym środowiskiem akademickim i biznesowym. Współpraca z przemysłem jest jednym z naszych atutów, obejmuje wspólną realizację projektów, prace badawcze prowadzące do opracowania innowacyjnych rozwiązań technologicznych, organizację praktyk i staży przemysłowych oraz kształtowanie rynku pracy. Realizacja tych prac nie była-

by możliwa bez kadry akademickiej oraz nowoczesnych laboratoriów. W trakcie tej kadencji powstało szereg nowych laboratoriów. Istniejące zostały zmodernizowane i wyposażone w nowoczesny sprzęt i urządzenia.

Wydział prowadzi pierwsze na AGH studia dualne o profilu praktycznym (studia 2 stopnia). Studia te są realizowane we współpracy z Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. W ramach oferty dydaktycznej na Wydziale są prowadzone dwa unikalne w skali kraju kierunki: Geoinżynieria i Górnictwo Otworowe oraz Inżynieria Naftowa i Gazownicza. W ostatnim rankingu studiów inżynierskich Perspektyw za rok 2022 kierunek Górnictwo i Geo-

inżynieria w AGH zajął 1 miejsce w Polsce. Ponadto, Wydział oferuje bardzo szeroką ofertę studiów podyplomowych o tematyce dostosowanej do aktualnych potrzeb przemysłu i gospodarki, które od wielu lat cieszą się dużym zainteresowaniem.

Jakie ma Pan plany rozwoju Wydziału?

Nasze plany dotyczą kilku płaszczyzn. Jedną z nich to rozwój kadry naukowej, co przekłada się na umocnienie dyscypliny naukowej Inżynieria Środowiska, Górnictwo i Energetyka, która rozwija się samoistnie, ze względu na fakt, że wszyscy Pracownicy Wydziału reprezentują tę dyscyplinę. Drugą płaszczyzną to badania naukowe. Wydział kontynuuje prowadzone od ponad

50 lat kierunki badawcze związane z szeroko pojętą inżynierią naftową i gazowniczą ale także stara się odpowiadać na wyzwania stojące przed gospodarką krajową. Podejmowane przez Pracowników Wydziału tematy badawcze wpisują się w zagadnienia związane na przykład z dekarbonizacją (m. in. badania nad: technologiami podziemnego magazynowania wodoru, podziemnego składowania dwutlenku węgla, wykorzystaniem ciepła geotermicznego) czy też rozwojem technologii paliw alternatywnych. Ważnym rozwijającym kierunkiem badań są zagadnienia związane z zastosowaniem technologii wiertniczych w geoinżynierii jak i zagadnień związanych z transportem i energetyką gazową.

Kolejna płaszczyzna to kształcenie, umocnienie kierunków studiów prowadzonych na Wydziale, ale także poszukiwanie nowych możliwości. Wiemy, że czas dla sektora surowcowego jest trudny, borykamy się także z niżem demograficznym. Podejmujemy działania mające na celu podniesienie atrakcyjności prowadzonych przez nas kierunków studiów poprzez wprowadzanie do oferty dydaktycznej no-

wych specjalności. W tym związanych z kósmicznym górnictwem. Ponadto, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom będziemy wzbogacać ofertę dydaktyczną Wydziału o kolejne studia w języku angielskim.

Szczególną uwagę przykładamy do studiów podyplomowych, z których już obecnie znaczna część prowadzona jest na zamówienie firm branżowych. W obszarze badań i nauki priorytetem Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu na najbliższe lata jest prowadzenie badań i działalności innowacyjnej na najwyższym poziomie, dalszy rozwój kontaktów z przemysłem naftowym i gazowniczym oraz pozyskiwanie środków na prowadzenie badań naukowych ze źródeł krajowych i zagranicznych.

Co zdaniem Pana Dziekana sprawia, że wydział wyróżnia się na tle innych jednostek akademickich i dlaczego warto współpracować z Wydziałem Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH?

Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH jest unikalny w skali kraju, ze względu na specyfikę zagadnień naukowych jakimi się zajmujemy oraz prowadzone przez nas kie-

runki studiów. Od wielu lat Wydział ściśle współpracuje z przemysłem: w zakresie nauki, kształcenia kadr, konsultacji czy opracowywania innowacyjnych technologii i produktów dla biznesu. Staramy się słuchać przemysłu i wprowadzać do programów studiów treści odpowiadające potrzebom gospodarki krajowej. Nowoczesne zaplecze naukowe i realizowane dzięki niemu prace badawcze sprawiają, że nasz Wydział jest cenionym partnerem we współpracy z przedsiębiorstwami z różnych sektorów gospodarki. W naszej ofercie są usługi eksperckie, specjalistyczne badania wykonywane przy wykorzystaniu unikatowej aparatury, wdrożenia nowatorskich technologii.

Moim zdaniem, to właśnie sprawia, że jesteśmy postrzegani jako rzetelni naukowcy osadzeni w realiach gospodarczych, którzy kształcą absolwentów o kompetencjach i umiejętnościach niezbędnych na rynku pracy. Stale powiększająca się lista firm, z którymi współpracujemy dowodzi, że nasza oferta badawcza cieszy się szerokim uznaniem.

Redakcja WNIg
dziękuję za rozmowę.



Fot. Krzysztof Haładyna

Biogaz i biometan jako zielone paliwa przyszłości – realne wsparcie udziału energii ze źródeł odnawialnych



Krzysztof Jan Chmielowski



Biogas and biomethane as green fuels of the future - real support for the share of energy from renewable sources

Summary

The article presents selected issues concerning the share of energy from renewable sources in Poland. The process of methane fermentation necessary to obtain biogas was presented, and after appropriate treatment, obtaining biomethane. Selected examples of biogas plants were quoted and the development of newly emerging biogas plants in Poland was determined. On the basis of the collected material, it was found that the biogas production technology has a great chance of development in Poland due to the significant resources of raw materials, the demand for energy in a distributed system and the need to meet the obligations regarding the production of energy from renewable

sources. One of the important challenges related to biomethanation is the efficient use of the gas produced. The development of the biogas and biomethane production sector will in the coming time contribute to the diversification of energy sources and increasing Poland's energy security. What seems to be waste for agriculture can be an attractive raw material for the energy sector. It should be emphasized that biogas and biomethane will be an important element of the future energy and distributed energy strategy in Poland.

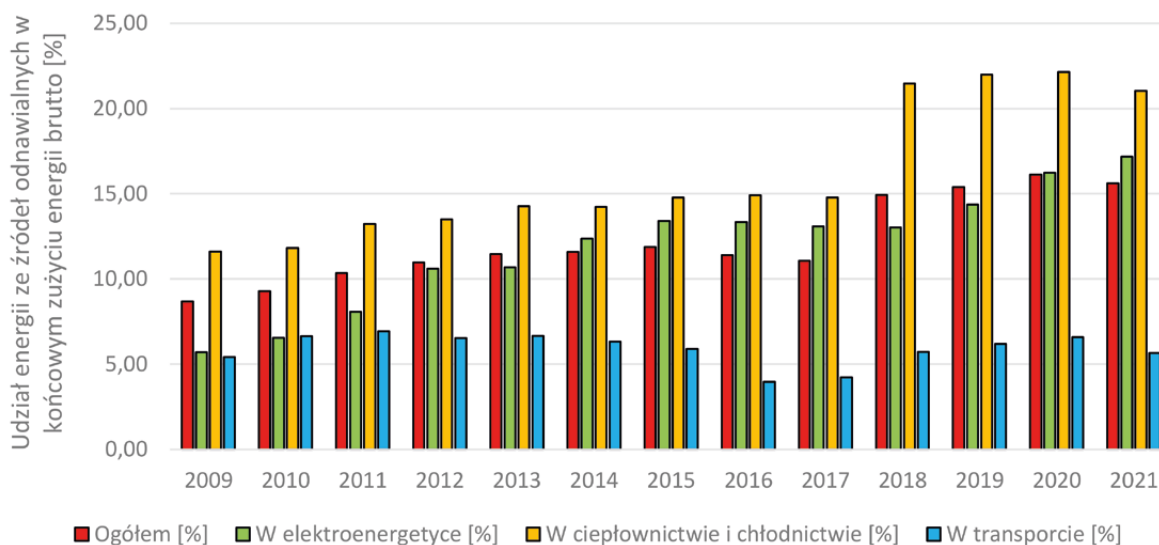
Streszczenie

W artykule przedstawiono wybrane zagadnienia dotyczące udziału energii ze źródeł odnawialnych w Polsce. Przedstawiono proces fermentacji metanowej niezbędny do pozyskania biogazu a po odpowiednim uzdatnieniu pozyskanie biometanu. Przytoczono wybrane przykłady biogazowni oraz określono rozwój nowopowstających biogazowni w Polsce. Na podstawie zebranego materiału stwierdzono, że technologia produkcji biogazu ma duże szanse

rozwoju w Polsce ze względu na znaczne zasoby surowców, zapotrzebowanie na energię w układzie rozproszonym i konieczność spełnienia zobowiązań dotyczących produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Jednym z ważnych wyzwań związanych z biometanacją jest efektywne wykorzystanie wytwarzanego gazu. Rozwój sektora produkcji biogazu i biometanu przyczyni się w nadchodzącym czasie do dywersyfikacji źródeł energii i podniesienia bezpieczeństwa energetycznego Polski. To, co z pozoru dla rolnictwa jest odpadem, może być atrakcyjnym surowcem dla energetyki. Należy podkreślić, że biogaz i biometan będą ważnym elementem przyszłej strategii energetycznej i energetyki rozproszonej w Polsce.

Udział energii ze źródeł odnawialnych

Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie są zobowiązane do zapewnienia określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. Dyrektywa określa wiążący unijny cel ogólny w odniesieniu do całkowitego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii w 2030 r. Ustanawia ona również zasady dotyczące wsparcia finan-



Rycina. 1. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce (Opracowanie własne na podstawie danych GUS)

Tabela 1. Wybrane surowce wraz z potencjalnym uzyskiem biogazu (Kumor 2022)

Grupa surowców	Przykłady surowców	Uzysk biogazu [m ³ /t _{smo}]	Koncentrat CH ₄ [% mol/mol]
Surowce odnawialne i uprawy celowe	Kiszonka kukurydziana, żyto GPS, buraki cukrowe, kiszonka trawy	450-860	50-55
Nawozy naturalne	Gnojowica bydła, obornik bydła, pomiot kurzy	200-700	70-80
Odpady przetwórstwa owocowego	Melasa, wytloki owocowe, wycierka	250-690	65-75
Pozostałości gorzelnicze i browarniane	Wysłodziny browarniane, wytloki winorośli	300-750	58-65

sowego na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz dotyczące prosumpcji takiej energii elektrycznej, wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia oraz w sektorze transportu, współpracy regionalnej między państwami członkowskimi i między państwami członkowskimi a państwami trzecimi, gwarancji pochodzenia, procedur administracyjnych oraz informacji i szkoleń. Dyrektywa określa również kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych dla biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy. Obowiązkowe krajowe cele ogólne składają się na założony 20% udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto we Wspólnocie. Dla Polski cel ten został ustalony na poziomie 15%. Ponadto, każde państwo członkowskie powinno zapewnić, aby w 2020 r. udział energii ze źródeł odnawialnych we wszystkich rodzajach transportu wynosił co najmniej 10% końcowego zużycia energii w transporcie. Zgodnie z założeniami dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” OZE jest elementem dywersyfikacji miks elektroenergetycznego. W perspektywie 2040 r. dążyć się będzie do tego, aby około połowa produkcji energii elektrycznej pochodziła z odnawialnych źródeł. Obok dalszego rozwoju mocy wiatrowych i słonecznych, zintensyfikowane będą działania mające na celu rozwój wykorzystania OZE niezależnych od warunków atmosferycznych, czyli wykorzystujących energię wody, biomasy, biogazu, czy ciepła ziemi. Szczególnie pożądane będzie wykorzystanie OZE w klastrach energii i spółdzielniach energetycznych oraz w ramach instalacji hybrydowych. Na rycinie 1 przedstawiono udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce.

Zgodnie z danymi zamieszczonymi w GUS wskaźnik udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto obliczany jako iloraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych oraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze wszystkich źródeł i wyrażony w % wyniósł w 2021 r. 15,62%, przy przyjętym celu dla Polski na rok 2030 wynoszącym 23%. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym

zużyciu energii brutto w elektroenergetyce wzrósł o 0,93 p. proc. w stosunku do 2020 r. Czynnikiem, które wpłynęły na zwiększenie tego wskaźnika były wzrost końcowego zużycia odnawialnej energii elektrycznej brutto (o 8,6%), przy jednoczesnym zwiększeniu końcowego zużycia energii elektrycznej brutto (o 5,4%). Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie wyniósł 21,03% w 2021 r. Czynnikiem, które wpłynęły na wzrost tego wskaźnika był spadek końcowego zużycia energii odnawialnej na ogrzewanie i chłodzenie (o 0,6%), przy wzroście całkowitego końcowego zużycia energii brutto na ogrzewanie i chłodzenie (o 5,1%). Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w transporcie wyniósł 5,66% w 2021 r. Spadek wartości wskaźnika wynika ze zmian w sposobie jego obliczania, zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001. Przy zastosowaniu obecnie obowiązującej metodologii dla danych za rok 2020, zanotowano by spadek w 2021 r. o 0,11 p. proc. Cel na rok 2030 to 14%.

Biomasa

Według Ustawy o odnawialnych źródłach energii biomasa to ulegająca biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, w tym substancje roślinne i zwierzęce, leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybactwa i akwakultury, przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, peletu, torfiku i biowęgla, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów. Ustawa o odnawialnych źródłach energii definiuje też biomasę pochodzenia rolniczego jako biomasę pochodzącą z upraw energetycznych, a także odpady lub pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty. Substraty można podzielić na wiele

grup, w zależności od ich pochodzenia, stanu: skupienia, wydajności itp. Przykładowo można wyróżnić podziały z uwagi na:

- stan skupienia (ciekłe i stałe),
- pochodzenie (roślinne i zwierzęce, lub pochodzenia rolniczego i komunalnego),
- wydajność (nisko i wysokoenergetyczne),
- możliwości zastosowania (bezpośrednie użycie lub wymagające sanitacji).

W biogazowniach rolniczych jako surowiec do produkcji biogazu można wykorzystywać:

- odpady z produkcji spożywczej (odpady warzyw, wytloki owoców, odpady tłuszczu i serów, odpady z produkcji żelatyny i skrobi, wywar pogorzelniany, wysłodziny browarniane),
- odpady z produkcji zwierzęcej (gnojowica, obornik, suche odchody),
- odpady poubojowe kategorii K2 i K3,
- odpady z produkcji roślinnej (odpady zbożowe, odpady z pasz),
- rośliny energetyczne z upraw celowych (zboża, w tym kukurydza, rośliny okopowe, rzepak, lucerna).

Jako substraty w produkcji biogazu w Europie wykorzystuje się przede wszystkim różnego rodzaju kiszonki (głównie kukurydzy) oraz odchody zwierzęce [Dach i in. 2014]. W tabeli 1 przedstawiono wybrane surowce wraz z potencjalnym uzyskiem biogazu.

Biogaz

Definicja biogazu pojawia się w Ustawie o odnawialnych źródłach energii, gdzie biogaz definiowany jest jako gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów. Ustawa wprowadza zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego oraz mechanizmy i instrumenty wspierające jego wytwarzanie. W ustawie przedstawiono również definicję biogazu rolniczego jako gazu otrzymywanego w procesie fermentacji metabolicznej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów

Tabela 2. Skład biogazu w zależności od pochodzenia (Cebula 2009)

Składnik	Symbol	Jednostka	Źródło biogazu		
			Biogaz rolniczy	Biogaz z oczyszczalni ścieków	Biogaz wysypiskowy
Metan	CH ₄	%	45-75	57-62	37-67
Dwutlenek węgla	CO ₂	%	25-55	33-38	24-40
Siarkowodor	H ₂ S	ppm	10-30000	24-8000	15-427
Tlen	O ₂	%	0,01-2,1	0-0,5	1-5
Azot	N ₂	%	0,01-5,0	3,4-8,1	10-25

Tabela 3. Wybrane parametry fizykochemiczne gazu ziemnego, biogazu oraz biometanu (Kumor 2022)

Parametr	Symbol	Jednostka	Gas ziemny wysokometanowy (grupa E)	Biogaz	Biometan
Ciepło spalania	C _s	[kWh/m ³]	>9,4	5,5-7,7	10,2-10,9
Zawartość metanu	CH ₄	[% mol/mol]	93-99	45-75	95-99
Zawartość etanu	C ₂ H ₄	[% mol/mol]	0-6	0	0
Zawartość dwutlenku węgla	CO ₂	[% mol/mol]	0,0-3,0	28-45	0,1-3,0
Zawartość azotu, tlenu, siarkowodoru	N ₂ +O ₂ +H ₂ S	[% mol/mol]	4	5	5

pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów, a także oczyszczalni ścieków, w tym zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków. W tabeli 2 przedstawiono skład biogazu w zależności od pochodzenia. W tabeli 3 przedstawiono wybrane parametry fizykochemiczne gazu ziemnego, biogazu oraz biometanu

Przebieg procesu fermentacji

Fermentacja jest złożonym procesem biochemicznym. Wyróżnia się cztery podstawowe etapy procesu fermentacji, prowadzone przez odpowiednie rodzaje bakterii: hydrolizę, kwasogenezę (fazę kwaśną), acetogenezę (octanogenezę) oraz metanogenezę. Bakterie metanowe, które żyją w odpowiednich warunkach są zdolne do wytworzenia dużej ilości biogazu o korzystnym składzie. Na przebieg procesu fermentacji metanowej wpływa szereg czynników, z których najważniejsze to:

- odczyn pH (w przypadku fermentacji jednofazowej – powyżej 7, poziom pH=6.8 jest granicą poniżej której metanogeny przestają funkcjonować),
- temperatura procesu: najbardziej rozpowszechniona fermentacja mezofilowa powinna odbywać się w temperaturze 38-42°C, natomiast termofilowa 52-62°C),

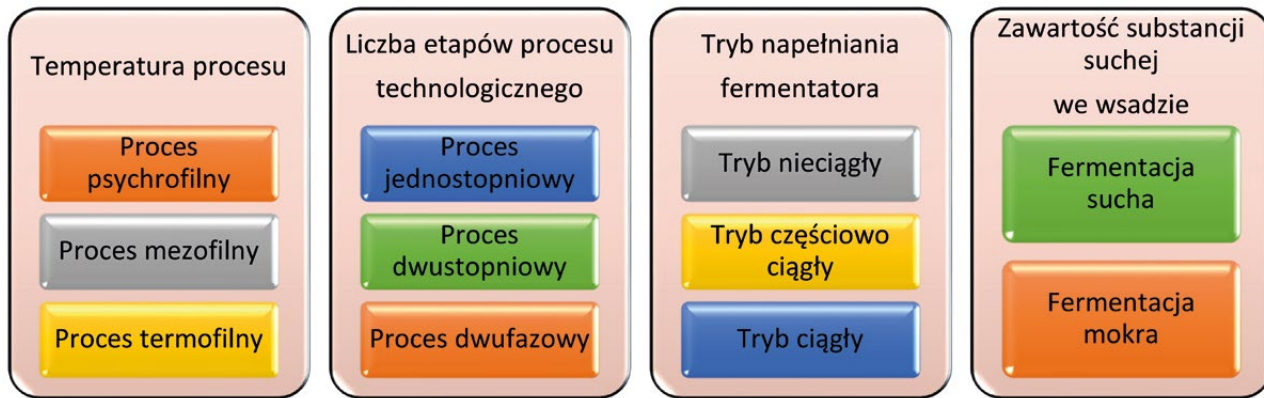
- obciążenie komory fermentacyjnej: tradycyjne technologie maksimum 6 kg s.m.o./m³ fermentora,
- zawartość azotu amonowego: optymalnie pomiędzy 1 a 2 g N-NH₃/dm³ pulpy, co pozwala na swobodny rozwój mikroorganizmów bez inhibicji amonowej,
- mieszanie pulpy: optymalne mieszanie powinno zapewnić uniknięcie tworzenia się kożucha na powierzchni, uniemożliwić powstawanie złożeń osadów na dnie oraz nie powodować rozpadu konglomeratów bakteryjnych w pulpie,
- stosunek węgla do azotu: zbyt niski C:N (poniżej 12:1) może prowadzić do inhibicji amonowej, a zbyt wysoki (powyżej 50:1) ogranicza rozwój mikroorganizmów poprzez wystąpienie zjawiska tzw. głodu azotu,
- czas retencji: zbyt krótki (poniżej 15 dni) powoduje „wypłukanie” fermentora z metanogenów i prowadzi do drastycznego spadku wydajności fermentacji,
- czynnik ludzki: niekompetencja i brak wiedzy oraz doświadczenia w personelu zarządzającym biogazownią, popełnianie licznych dotkliwych błędów.

Temperatura, która musi być utrzymana przez cały okres prowadzenia procesu. Fermentacja metanowa może przebiegać w zakresie temperatur 4-70°C, jednak wyróżnia się dwie maksymalne wydajności gazu: pierwszą przy temperaturze 30-37°C (bakterie mezofilne) i drugą przy temperaturze 52-55°C (bakterie termofilne). Termofilne warunki procesu reakcji pozwalają na jego skrócenie, jednak

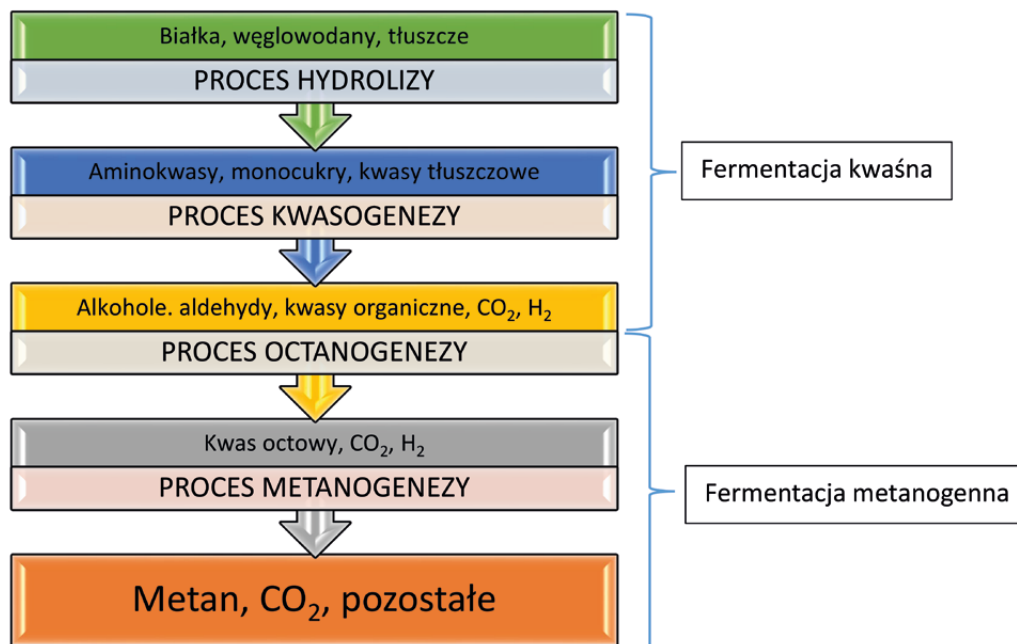
bakterie termofilne są bardziej czułe na zakłócenia i nieregularność dostarczania substratu, co sprawia, że proces ten łatwo ulega zachwianiu. Ponadto utrzymanie temperatury w komorze fermentacyjnej na poziomie ok. 52°C wymaga większych nakładów energii i bardzo starannego zaizolowania komór. Stąd też w warunkach Europy Środkowej najczęściej stosowanym procesem jest fermentacja mezofilna.

Proces fermentacji substratu wprowadzonego do biogazowni zachodzi wielostopniowo. Uproszczony schemat przebiegu procesu fermentacji metanowej przedstawiono na rysunku 3.

W początkowej fazie procesu hydrolizy następuje rozkład różnego rodzaju związków organicznych do związków prostych jak aminokwasy, monocukry i lotnych kwasów tłuszczowych. W specyficznych warunkach procesu (głównie związanych z pH, ale nie tylko) możliwe jest wytwarzanie dużej ilości biowodoru – zachodzi wówczas tzw. proces fermentacji ciemnej. W kolejnym etapie fermentacji metanowej – octanogenezie – następuje skutek działania bakterii głównie Syntrophomonas, Syntrophobacter oraz Desulfovibrio przetworzenie powstałych wcześniej kwasów do kwasu octowego, który jest głównym materiałem bazowym do wytwarzania z niego biogazu. Proces metanogenezy kończy fermentację i jest prowadzony głównie przez bakterie z rodzaju Methanobacterium. Proces ten polega przede wszystkim na rozkładzie kwasu octowego do metanu i dwutlenku węgla [Margel 2002].



Rycina. 2. Podział metod produkcji biogazu (opracowanie własne na podstawie Podkówka 2012)



Rycina. 3. Schemat przebiegu procesu fermentacji metanowej (opracowanie własne na podstawie Czerwińska i Kalinowska 2014)

Poferment

Poferment czyli masa pofermentacyjna pochodzi z naturalnej fermentacji biomasy. Jej zaletą jest to Nie zawiera chemicznych dodatków ani szkodliwych pasożytów ani bakterii chorobotwórczych jak to ma miejsce przy oborniku czy gnojowicy. Poferment z powodzeniem może być stosowany jako wsparcie nawożenia gruntów za pomocą nawozów sztucznych. Masa pofermentacyjna zawiera w sobie m.in. roślinne naturalne regulatory wzrostu i enzymy, które działają stymulująco na korzenie roślin oraz mikroorganizmy gleby. Stosowanie masy pofermentacyjnej wpływa pozytywnie na stosunki wodno-powietrzne oraz zwiększa pojemność kompleksu sorpcyjnego gleby.

Biogazownie

Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2030” wspierane będzie zrównoważone wykorzystanie poszczególnych rodzajów energii

ze źródeł odnawialnych. W zakresie wykorzystania biomasy szczególnie preferowane będą rozwiązania najbardziej efektywne energetycznie, m.in. z zastosowaniem różnych technik jej zgazowania i przetwarzania na paliwa ciekłe, w szczególności biopaliwa II generacji. Niezwykle istotne będzie wykorzystanie biogazu pochodzącego z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i innych odpadów. Docelowo zakłada się wykorzystanie biomasy przez generację rozproszoną. Zgodnie z założeniami tego dokumentu planowano działania na rzecz rozwoju wykorzystania OZE, gdzie zakładano wdrożenie kierunków budowy biogazowni rolniczych, przy założeniu powstania do roku 2020 średnio jednej biogazowni w każdej gminie. Na chwilę obecną jest zaledwie 350 biogazowni. Zgodnie z danymi Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa na dzień 14 marca 2023 r. do rejestru wytwórców biogazu rolniczego było wpisanych 146 biogazowni rolniczych. Zarejestrowane in-

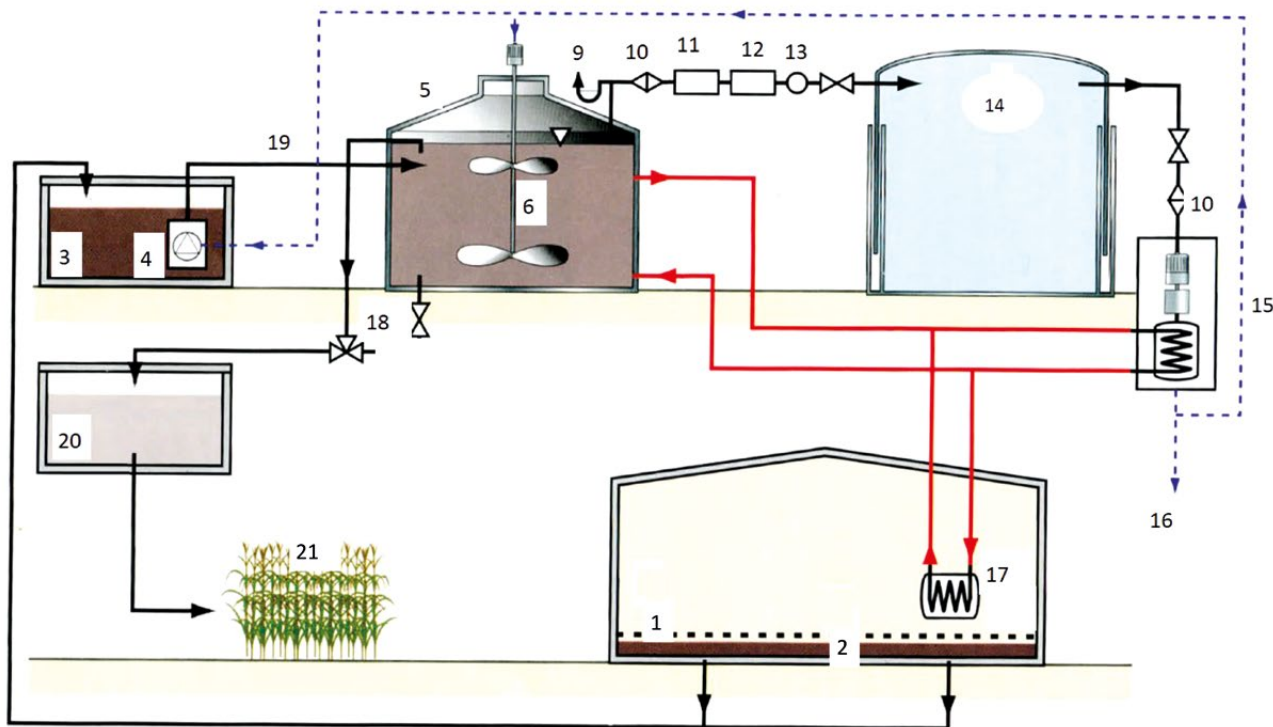
stalacje pozwalały na wytworzenie blisko 583 mln m³ biogazu rolniczego rocznie. Łączna zainstalowana moc elektryczna ww. biogazowni rolniczych wynosiła 142,347 MWe. Wszyscy wytwórcy wpisani do rejestru wykonywali działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego, wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła z biogazu rolniczego (obecnie nie ma w Polsce biogazowni, które oczyszczałyby biogaz rolniczy do postaci biometanu).

W zależności od rodzaju wykorzystywanej materii organicznej:

- biogazownia na składowisku odpadów.
- biogazownia przy oczyszczalni ścieków.
- biogazownia rolnicza.

Na rycinie 4 przedstawiono schemat technologiczny instalacji biogazowni rolniczej.

Naturalnym źródłem metanu są odchody zwierzęce: obornik i gnojowica, dlatego odpady te są dobrym surowcem do produkcji biometanu w biogazowniach rolniczych. Celem funk-



Rycina. 4. Schemat technologiczny instalacji biogazowni (Leśniewicz 2009) 1 – budynek inwentarski, 2 – ruszt, 3 – zbiornik wstępny gnojowicy, 4 – pompa substratu, 5 – komora fermentacyjna z izolacją termiczną, 6 – mieszalniki łopatkowe, 7 – ogrzewnica komory fermentacyjnej, 8 – rurociąg biogazu, 9 – bezpiecznik biogazu, 10 – przerwacz płomienia, 11 – odwadniacz, 12 – odsiarczalniki, 13 – licznik gazu, 14 – zbiornik biogazu, 15 – generator prądotwórczy, 16 – przyłączenie do sieci energetycznej, 17 – ogrzewanie budynków inwentarskich, 18 – rurociąg substratowy gnojowicy przefermentowanej, 19 – przelew gnojowicy przefermentowanej, 20 – zbiornik pofermentu, 21 – zagospodarowanie rolnicze pofermentu.

cjonowania biogazowni rolniczych jest przede wszystkim redukcja emisji metanu i utylizacja odpadów, a równocześnie produkcja biogazu. do tego procesu wykorzystywane są zarówno biodegradowalne odpady i produkty uboczne z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego, a także biomasa z celowych upraw rolniczych. Poddawanie odchodów zwierząt i ptaków hodowlanych fermentacji beztlenowej w kontekście nawozowego wykorzystania niesie za sobą następujące efekty:

- zmniejszenie ilości azotu azotanowego na rzecz amonowego,
- eliminacja patogenów dzięki np. procesowi higienizacji,
- poprawa warunków nawożenia pól uprawnych w porównaniu z surową gnojowicą,
- zdolność do utrzymania równowagi humusu w glebie,
- zniszczenie nasion chwastów - zmniejszenie zużycia herbicydów,
- ograniczenie zużycia nawozów sztucznych,
- redukcja emisji gazów cieplarnianych: podtlenku azotu oraz metanu, wydzielających się podczas przechowywania nawozów naturalnych,
- zmniejszenie ryzyka zanieczyszczenia wód gruntowych i powierzchniowych ograniczenie rozprzestrzeniania czynników chorobotwórczych zawartych

w odchodach zwierzęcych, takich jak bakterie Salmonella, Escherichia coli, bakterie gruźlicy, wirusy pryszczycy itp.

Proces fermentacji metanowej jest znany od dawna i wykorzystywany przez człowieka w procesach o różnych stopniach zaawansowania. W biogazowniach wykorzystuje się biomasa, czyli surowiec odnawialny, dlatego otrzymany biogaz traktowany jest jako odnawialne, ekologiczne źródło energii. Podstawowe źródła pozyskiwania biogazu, stosowanego jako odnawialne źródło energii to: fermentacja osadu czynnego w komorach fermentacyjnych oczyszczalni ścieków, fermentacja organicznych odpadów komunalnych i przemysłowych, fermentacja gnojowicy i obornika w gospodarstwach rolnych, fermentacja biomasy roślinnej, fermentacja wyżej wymienionych substratów w różnych proporcjach.

Typowa instalacja składa się zwykle z:

- układu podawania biomasy
- komory fermentacyjnej
- zbiornika magazynowego dla przefermentowanego substratu
- zbiornika biogazu

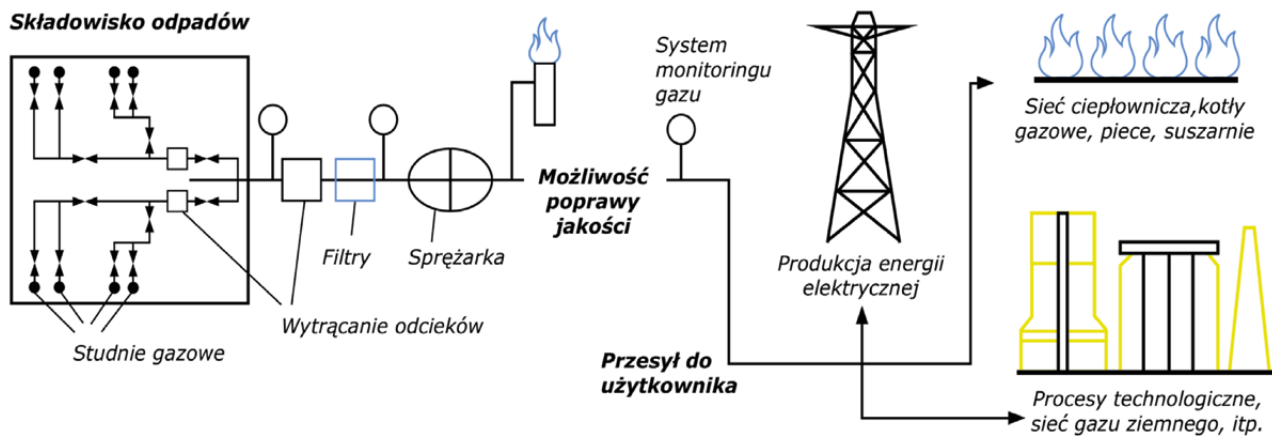
agregatu prądotwórczego (gdy produkowana jest tylko energia elektryczna) lub agregatu kogeneracyjnego (gdy występuje kogeneracja energii elektrycznej i ciepłej).

Korzyści ze funkcjonowania biogazowni dla okolicznych mieszkańców można opisać nastę-

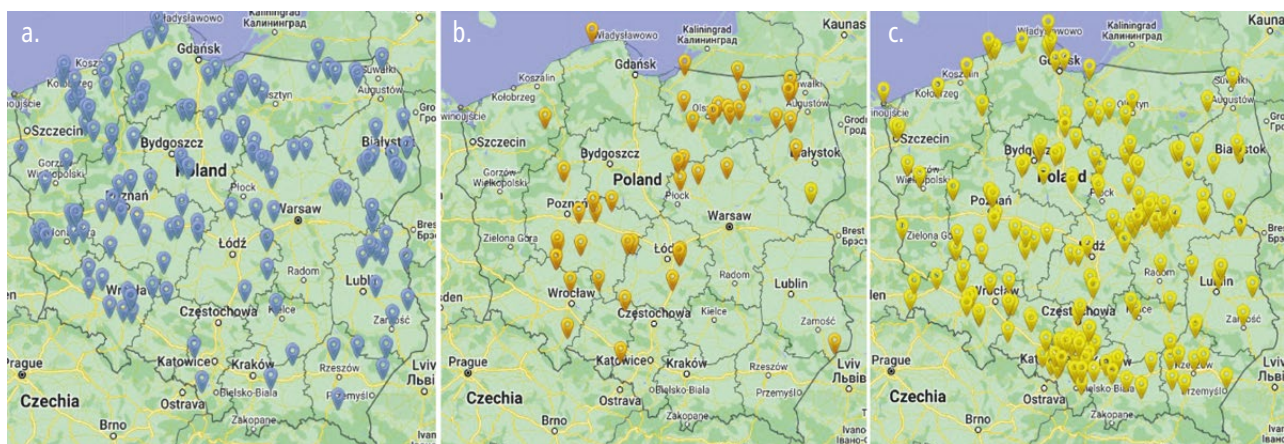
pująco (<https://agronews.com.pl>):

- Rozwój intensywnej produkcji zwierzęcej przyczynia się do zwiększenia emisji odorów, które mogą być uciążliwe dla lokalnej społeczności. Powstające odory niekorzystnie wpływają również na dobrostan utrzymywanych zwierząt.
- Racjonalne zagospodarowanie odchodów zwierzęcych poprzez wykorzystanie ich do produkcji energii elektrycznej i ciepła w biogazowni rolniczej, pozwala ograniczyć i zneutralizować negatywny wpływ odorów na życie ludzi i zwierząt.
- Biogazownia rolnicza może przynosić okolicznym mieszkańcom również wiele innych korzyści. Najważniejszą z nich jest możliwość wykorzystywania pewnego i taniego ciepła powstającego w biogazowni do ogrzewania budynków mieszkalnych.
- Możliwość wykorzystania ciepła z biogazowni przyciąga również do gmin kolejnych przedsiębiorców. To z kolei skutkuje powstawaniem nowych miejsc pracy, a także generuje spore dochody do budżetu gminy w postaci podatków. Dzięki nim gmina może finansować inwestycje potrzebne i przyjazne mieszkańcom.

Na rycinie 5 przedstawiono uproszczony schemat wykorzystania biogazu wysypiskowego.



Rycina 5. Uproszczony schemat wykorzystania biogazu wysypiskowego (Grzesik K., 2005)



Rycina 6. Rozmieszczenie biogazowni w Polsce: a) biogazownie rolnicze, b) mikrobiogazownie rolnicze, c) biogazownie komunalne (opracowanie własne na podstawie <https://magazynbiomasa.pl> dostęp 11-04-2023)

Biogazowni i mikrobiogazowni rolniczych jest obecnie 194, podobnie jak komunalnych. Na rycinie 6 przedstawiono rozmieszczenie biogazowni na tle mapy Polski.

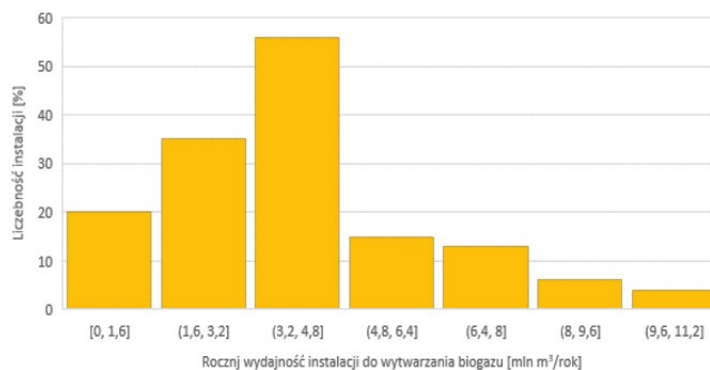
Na rycinie 7 przedstawiono histogram liczebności rocznej wydajności instalacji do wytwarzania biogazu w biogazowniach rolniczych wybudowanych w latach 2010 – 2021.

Na rycinie 8 przedstawiono histogram liczebności zainstalowanej mocy elektrycznej w biogazowniach rolniczych wybudowanych w latach 2010 – 2021.

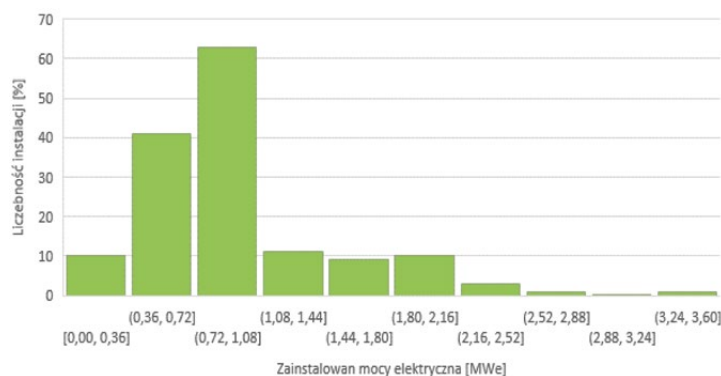
Na rycinie 9 przedstawiono roczną wydajność instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego oraz zainstalowaną moc elektryczną instalacji w biogazowniach wybudowanych w latach 2010 – 2021.

Biometan – oczyszczanie biogazu

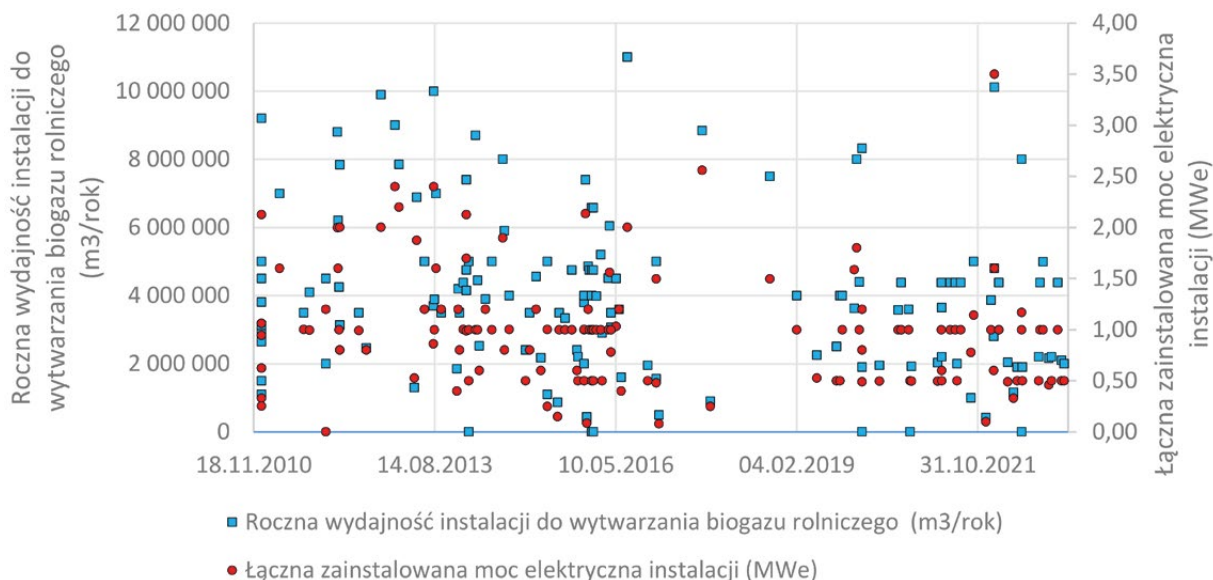
Aby uzyskać tak czysty metan, jaki występuje w skorupie ziemskiej, niezbędne jest oczyszczanie biogazu za pomocą różnych metod. Biogaz i biometan stają się istotnym elementem miks energetycznego z punktu widzenia Europejskiego Zielonego Ładu, mogą być także jednym z kół napędowych regionalnych gospodarek. Ze względu na obecność



Rycina 7. Histogram liczebności rocznej wydajności instalacji do wytwarzania biogazu w biogazowniach rolniczych wybudowanych w latach 2010 – 2021 (opracowanie własne na podstawie zestawienia KODR)



Rycina 8. Histogram liczebności zainstalowanej mocy elektrycznej w biogazowniach rolniczych wybudowanych w latach 2010 – 2021 (opracowanie własne na podstawie zestawienia KODR)



Rycina. 9. Roczna wydajność instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego oraz zainstalowana moc elektryczna instalacji w biogazowniach wybudowanych w latach 2010 - 2021 (opracowanie własne na podstawie zestawienia KODR)

w surowym biogazie związków obniżających jego wartość energetyczną, bądź skracających żywotność urządzeń konwertujących biogaz, niezbędne jest jego uzdatnienie (oczyszczenie) przed zastosowaniem energetycznym. W przypadku zapotrzebowania na czysty biometan do najważniejszych procesów uzdatniania należą: usuwanie CO₂, odsiarczenie, suszenie. Wśród metod uzdatniania biogazu do biometanu poprzez usunięcie dwutlenku węgla można wyróżnić:

- absorpcję fizyczną z wyodrębnieniem płuczki wodnej i wymywania w innych rozpuszczalnikach – np.: proces Selexol,
- absorpcję chemiczną, adsorpcję zmienności-nieniową (PSA),
- separację membranową
- separację kriogeniczną.

W celu szerszego wykorzystania biogazu w silnikach spalinowych i zasilania sieci gazu ziemnego należy go odpowiednio oczyścić. Technologia oczyszczania biogazu sprowadza się do usunięcia dwutlenku węgla, siarkowodoru, siloksanów i osuszenia gazu. W obróbce biogazu można wyróżnić pięć etapów:

- sprężanie biogazu,
- chłodzenie biogazu,
- absorpcja dwutlenku węgla i siarkowodoru,
- osuszanie biogazu,
- usuwanie siloksanów [3].

Wzbogacanie biogazu poprzez usunięcie CO₂ przeprowadzane jest wówczas, gdy istnieje zapotrzebowanie na metan o odpowiedniej jakości (przy przesyłce do sieci gazowej lub wykorzystaniu jako paliwa dla pojazdów). Usunięcie CO₂ może być przeprowadzone różnymi metodami fizykochemicznymi: absorpcja, che-

misorpcja, adsorpcja, membranowa separacja, wykraplanie. Podczas wzbogacania biogazu najczęściej następuje też oczyszczanie go z innych śladowych zanieczyszczeń. Z powodu poczynienia koniecznych nakładów technologicznych oraz pokrycia kosztów inwestycji, nadają się do tego przede wszystkim instalacje biogazu wytwarzające dziennie co najmniej 2500 m³ biogazu.

Podsumowanie

Celem funkcjonowania biogazowni rolniczych jest przede wszystkim redukcja emisji metanu i utylizacja odpadów, a równocześnie produkcja biogazu. Do tego procesu wykorzystywane są zarówno biodegradowalne odpady i produkty uboczne z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego, a także biomasa z celowych upraw rolniczych. Technologia produkcji biogazu ma duże szanse rozwoju w Polsce ze względu na znaczne zasoby surowców, zapotrzebowanie na energię w układzie rozproszonym i konieczność spełnienia zobowiązań dotyczących produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Biometanacja jest to proces ekologiczny, który zmniejsza ilość odpadów organicznych, takich jak resztki żywności i odpady rolnicze. Biometan może być wykorzystany jako zielone źródło energii, co przyczynia się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, a ponadto proces biometanacji może przyczynić się do rozwijania się nowych źródeł energii w obszarach wiejskich. Jednym z ważnych wyzwań związanych z biometanacją jest efektywne wykorzystanie wytwarzanego gazu. Rozwój sektora produkcji biogazu i biometanu przyczyni się w nadchodzącym czasie do dywersyfikacji źródeł energii i podniesienia bezpieczeństwa energetycznego Polski. To, co

z pozoru dla rolnictwa jest odpadem, może być atrakcyjnym surowcem dla energetyki. Należy podkreślić, że biogaz i biometan będą ważnym elementem przyszłej strategii energetycznej i energetyki rozproszonej w Polsce.

Literatura

- Cebula J. (2009). *Biogas purification by sorption techniques*. ACEE Journal, No. 2.
- Dach J., Boniecki P., Przybył J., Janczak D., Lewicki A., Czekała W., Witaszek K., Rodríguez Carmona P. C., Cieślak M. (2014). *Energetic efficiency analysis of the agricultural biogas plant in 250 kWe experimental installation*. Energy, 69, 34-38.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- Grzesik K. (2005). *Zielone Prądy w Edukacji*, Polskie Towarzystwo Inżynierii Ekologicznej, Kraków.
- Kumor M. (2022). *Wpływ zmiany parametrów jakościowych paliwa gazowego zasilającego Zakład Produkcyjny w Płocku oraz CCGT Płock i CCGT Włocławek na parametry i efektywność pracy poszczególnych instalacji*. Rozprawa doktorska. Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Energetyki Paliw. Kraków.
- Leśniewicz N. (2009). *Projekt technologiczny instalacji do produkcji biogazu z gnojowicy dla gospodarstwa o koncentracji zwierząt w zakresie 100-200 SD*. Praca magisterska pod kierunkiem prod. Dr hab. inż. Wacława Ruminaka. Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie.

- *Podkówka W. (2012). Biogaz rolniczy – odnawialne źródło energii. Teoria, praktyczne zastosowanie. PWRiL, Warszawa.*
- *Polityka energetyczna Polski do 2030*
- *<https://agronews.com.pl> – dostęp z dnia 14-04-2023*
- *<https://magazynbiomasa.pl> dostęp 11-04-2023*
- *USTAWA z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370, 2687.*

prof. dr hab. inż. Krzysztof Jan Chmielowski

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu,
Katedra Inżynierii Gazowniczej.

Główne kierunki badań biogaz, biometan, innowacyjne rozwiązanie w związane z gospodarką obiegu za-

mkniętego, biogaz z osadów ściekowych, przekształcanie osadów ściekowych w produkt nawozowy, intensyfikacja usuwania związków biogenych w reaktorach z osadem czynnym. W marcu 2020 roku otrzymał od Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej tytuł profesora nauk inżynieryjno-technicznych. W 2013 roku uzyskał stopień naukowy doktora habilitowanego nauk rolniczych w zakresie ochrony i kształtowania środowiska w specjalności gospodarka wodno-ściekowa. Stopień naukowy doktora habilitowanego uzyskał na Wydziale Inżynierii Środowiska i Geodezji Uniwersytetu Rolniczego im Hugona Kołłątaja w Krakowie. Jako główne osiągnięcie naukowe przedstawił rozprawę habilitacyjną pt. „Skuteczność oczyszczania ścieków w przydomowej oczyszczalni z wykorzystaniem zmodyfikowanego filtra żwirowo-piaskowego”. W 2007 roku na Wydziale macierzystym obronił rozprawę doktorską pt.: „Skuteczność oczysz-

czania w filtrach o przepływie pionowym w przydomowych oczyszczalniach ścieków”. Uzyskał stopień naukowy doktora nauk rolniczych w zakresie kształtowania środowiska. W ramach działalności dydaktycznej w latach 2008-2023 był promotorem 240 prac dyplomowych. Ponadto recenzował ponad 200 prac dyplomowych. Autor lub współautor ponad 200 publikacji naukowych związanych z dyscypliną Inżynieria środowiska, Górnictwo i Energetyka. Autor licznych patentów i wzorów użytkowych z czego część została wdrożona. Kierował licznymi pracami badawczo - wdrożeniowymi oraz współpracował z kilkunastoma przedsiębiorstwami. Uzyskał uprawnienia budowlane do pełnienia samodzielnej funkcji technicznej do projektowania i do kierowania robotami budowlanymi w ograniczonym zakresie w specjalności konstrukcyjno-budowlanej oraz bez ograniczeń w zakresie melioracji wodnych i gospodarki wodnej.

PRENUMERATA

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



Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84
<http://www.wnig.pl> e-mail: prenumerata@wnig.pl

Wybrane aspekty bezpieczeństwa przesyłu wodoru: monitoring oraz granice wybuchowości wodoru i jego mieszaniny z gazem ziemnym



Szymon
Kuczyński



Krzysztof
Kogut



Selected aspects of hydrogen transmission safety: monitoring and hydrogen explosion limits and its admixture with natural gas

Abstract

In recent years, the increasing demand for alternative energy sources, as well as increasingly stringent requirements for reducing greenhouse gas emissions, have prompted consideration of the role of hydrogen as a potential energy carrier. Hydrogen can be used as a clean energy source as well as a green energy carrier from renewable sources. However, in order for hydrogen to become a widely used energy carrier, effective methods of its transport must be developed.

One of the possible ways of transporting hydrogen is pipeline transport. Transporting hydrogen by pipeline has several advantages, including the ability to transport large amounts of hydrogen over long distances, low transport costs compared to road or rail transport, and low environmental impact. Nevertheless, there are also some challenges related to the pipeline transport of hydrogen, including problems with safety, explosive limits and monitoring of quality parameters.

Streszczenie

W ostatnich latach zwiększający się popyt na alternatywne źródła energii, jak również coraz ostrzejsze wymogi dotyczące redukcji emisji gazów cieplarnianych, skłoniły do rozważań na temat roli wodoru jako potencjalnego nośnika energii. Wodór może być wykorzystywany jako czyste źródło energii, a także jako zielony nośnik energii pochodzącej z odnawialnych źródeł. Jednakże, aby wodór mógł stać się szeroko wy-

korzystywanym nośnikiem energii, należy opracować skuteczne metody jego transportu.

Jednym z możliwych sposobów transportu wodoru jest przesył rurociągowy. Transport wodoru rurociągami ma kilka zalet, w tym możliwość przesyłania dużych ilości wodoru na duże odległości, niskie koszty transportu w porównaniu z transportem drogowym lub kolejowym, a także niski wpływ na środowisko. Niemniej jednak, istnieją również pewne wyzwania związane z rurociągowym transportem wodoru, w tym problemy z bezpieczeństwem, granicą wybuchowości oraz monitoringiem parametrów jakościowych.

Wstęp

Aspekty bezpieczeństwa w rurociągowym transporcie wodoru są kwestią kluczową dla skutecznego wdrożenia tej metody transportu. Wodór jest gazem łatwopalnym, a jego uwalanie w atmosferze może prowadzić do poważnych problemów bezpieczeństwa. W artykule zostaną omówione najważniejsze zagadnienia związane z bezpieczeństwem w rurociągowym transporcie wodoru, takie jak metody minimalizowania ryzyka wycieku, rozwiązywanie problemów związanych z detekcją i monitorowaniem wycieków oraz minimalizowanie zagrożenia wybuchem.

Kolejnym istotnym aspektem jest granica wybuchowości wodoru. Granica wybuchowości jest jednym z najważniejszych parametrów określających bezpieczeństwo wodoru jako nośnika energii. W artykule zostaną przedstawione różne metody określania granicy wybuchowości wodoru, a także omówione będą czynniki, które wpływają na jej wartość, takie jak ciśnienie, temperatura i skład gazu.

Produkcja energii elektrycznej i produkcja wodoru z odnawialnych źródeł energii są uważane za skuteczny sposób na rozwiązanie problemu nadmiaru energii odnawialnej. Obecnie,

mieszanie wodoru z gazem ziemnym w określonej proporcji i transport mieszanki przez istniejącą rurociągi gazu ziemnego lub sieci rurociągów uważane jest za najbardziej wykonalny sposób osiągnięcia dużej skali transportu wodoru. Jednak maksymalny dopuszczalny stosunek mieszania wodoru z rurociągami gazu ziemnego nie został jeszcze wyraźnie określony. Dlatego też ważne jest, aby zbadać wpływ mieszanki wodoru z gazem ziemnym na uwodornienie i korozję typowych rur oraz stworzyć kompleksową bazę danych właściwości mechanicznych i system oceny zgodności dla typowych rur. Aby w pełni zrozumieć cechy i prawa ewolucji wypadków dotyczących bezpieczeństwa wodoru, takich jak wycieki, nagromadzenie, spalanie i wybuchy, konieczne jest wyjaśnienie wpływu mieszania wodoru na wypadki bezpieczeństwa oraz opracowanie technik inteligentnego monitorowania wad online i napraw awaryjnych. Obecnie badania nad metodami oceny ryzyka i oceny niezawodności transportu mieszanki wodoru i gazu ziemnego są wciąż niewystarczające, dlatego konieczne jest przeprowadzenie oceny integralności i inteligentnego zarządzania transportem rurociągów gazu ziemnego z uwzględnieniem wpływu mieszania wodoru. Ponadto, istotne jest dalsze ulepszanie sprzętu, procesu transportu, techniki mieszania wodoru i techniki separacji wodoru w rurociągach mieszanych z gazem ziemnym, a także opracowanie norm technicznych i bezpiecznego systemu technicznego działania transportu mieszanki wodoru z gazem ziemnym.

Wodór, o wysokiej gęstości energetycznej i zerowej emisji dwutlenku węgla, wyłonił się jako obiecujące alternatywne paliwo dla szerokiego zakresu zastosowań, w tym transportu, wytwarzania energii i procesów przemysłowych. Pomimo licznych zalet, powszechne przyjęcie wodoru jako alternatywnego paliwa wymaga dogłębnego zrozumienia związanych

z nim zagrożeń dla bezpieczeństwa, zwłaszcza jego palności i wybuchowości.

Wodór, będąc najlżejszym i najbardziej powszechnym pierwiastkiem we wszechświecie, posiada unikalne właściwości, które mogą stwarzać potencjalne zagrożenia dla bezpieczeństwa, jeśli nie zostaną odpowiednio rozwiązane. Niska energia zapłonu, szeroki zakres palności, wysoka prędkość płomienia i skłonność do tworzenia wybuchowych mieszanin z powietrzem w określonych warunkach wymagają rygorystycznych procedur bezpieczeństwa i szeroko zakrojonych badań w celu zminimalizowania zagrożeń związanych z obsługą, magazynowaniem i wykorzystaniem wodoru.

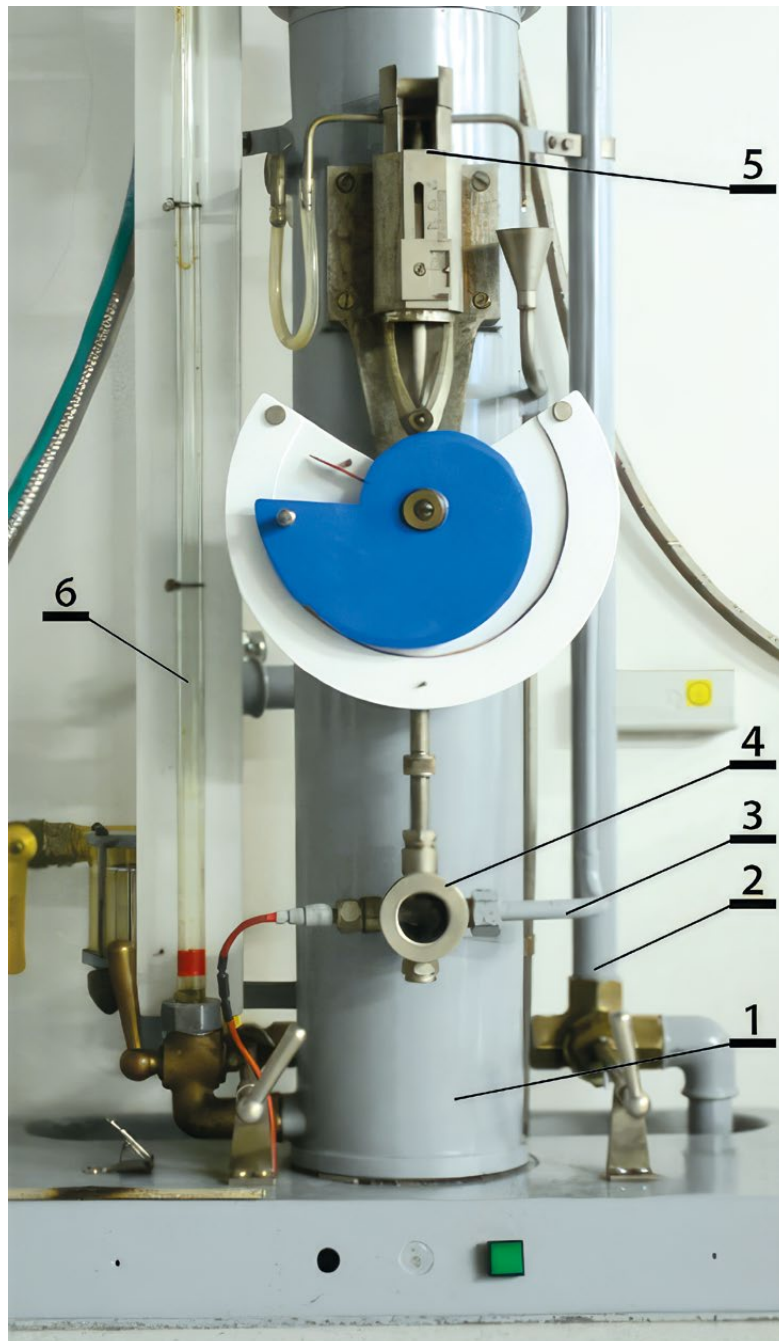
Niniejszy artykuł ma na celu dostarczenie poglądu na aspekty bezpieczeństwa wodoru jako alternatywnego paliwa, badając jego palność i wybuchowość oraz prezentując nowoczesne metody monitoringu paliw gazowych.

Wyznaczenie granic wybuchowości i normalnej szybkości spalania w aparacie Dommera

Aparat Dommera to urządzenie stosowane w badaniach naukowych, mające na celu empiryczne określenie granic wybuchowości (palności) oraz normalnej szybkości spalania mieszanin palnych, między innymi takich jak gaz ziemny czy wodór z powietrzem. Eksperymenty te są kluczowe dla zrozumienia zachowań tych mieszanin podczas spalania oraz dla opracowywania skutecznych strategii bezpieczeństwa w przemyśle i energetyce.

Wygląd aparatu Dommera został przedstawiony na rysunku 1. Budowa aparatu jest bardzo prosta i bazuje na zależnościach geometrycznych oraz uszczelnieniach hydraulicznych. Do wnętrza aparatu (1) zasysane jest powietrze oraz gaz palny, które rozdzielone są zwężającą się ku górze przegrodą metalową w kształcie stożka. Mieszaniu się gazów wewnątrz zbiornika zapobiega dolne zamknięcie hydrauliczne. W trakcie wykonywania analizy podnoszący się poziom wody (doprowadzany rurką 2) wypycha osobne ilości badanego gazu palnego i powietrza, które w rurce mieszacza (3) tworzą homogeniczną mieszkankę gazową i są doprowadzane do komory spalania (4). Zapłon wywołany jest zewnętrzna iskrą. Na wodowskazie (6) możliwe jest zaznaczenie poziomu wody w aparacie w chwili wystąpienia pierwszego i ostatniego momentu spalania. Zmierzone poziomy wody oraz geometra układu, z wykorzystaniem powszechnie znanego twierdzenia Talesa, umożliwiają obliczenie stężenia gazu palnego w mieszance.

Warto zwrócić uwagę na fakt iż w trakcie wykonywania pomiaru suma gazu palnego i powietrza wypychana w jednostce czasu jest



Rys. 1. Aparat Dommera. 1 – zbiornik powietrza (wewnątrz niego znajduje się stożkowa rura gazowa), 2 – doprowadzenie wody do wnętrza zbiornika, 3 – rurka mieszacza, doprowadza mieszkankę do komory zapłonowej, 4 – komora zapłonowa, 5 – palnik kinetyczny do wyznaczania normalnej szybkości spalania, 6 – rurka wodowskazu wraz z wskaźnikami poziomu wody

taka sama. Wynika to z walcowego kształtu zbiornika i stałego w czasie strumienia wody wypełniającego jego wnętrze. Zmienia się natomiast udział gazu w mieszance. Wynika to z zastosowania stożkowej rury rozdzielającej, wewnątrz której znajduje się badany gaz palny.

Wyznaczenie granic wybuchowości

Przedział wybuchowości (palności) definiuje się jako zakres stężeń palnego gazu w mieszaninie z utleniaczem (powietrzem, lub tlenem), w którym mieszkanka ta może ulec za-

płonowi i spalaniu. Z tego względu definiuje się dolną i górną granicę wybuchowości. Jest to odpowiednio minimalne i maksymalne stężenie gazu palnego w mieszance z utleniaczem przy którym może zachodzić proces spalania. Wyznaczenie granic wybuchowości w aparacie Dommera polega na badaniu zdolności mieszaniny do wybuchu w różnych proporcjach składników.

Każdy z gazów palnych charakteryzuje się inną wartością przedziału palności. W tabeli 1 przedstawiono wartości wybranych gazów palnych w mieszaninie z tlenem oraz z powietrzem.

Tabela 1. Granice palności wybranych gazów palnych [Strugała, Porada, 1988; Alcock et al., 2001]

Gaz palny	Mieszanka z powietrzem, % vol.		Mieszanka z tlenem, % vol.	
	dolna	górna	dolna	górna
metan	5,00	15,00	5,40	59,20
etan	3,00	12,50	4,10	50,50
propan	2,12	9,35	2,30	55,00
n-butan	1,86	8,41	1,80	49,00
i-butan	1,80	8,40	1,80	48,00
n-pentan	1,50	7,80	—	—
i-pentan	1,40	7,70	—	—
neo-pentan	1,40	7,50	—	—
wodór	4,00	74,20	4,65	93,90
tlenek węgla	12,50	74,20	15,50	93,90

Oczywiście, na podstawie powyższych informacji oraz znanego składu gazu, korzystając z zależności Le Chateliera, jesteśmy w stanie wyliczyć teoretyczne wartości granic palności:

$$G = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{V_i}{G_i}} \quad [1]$$

lub w przypadku zawartości składników niepalnych w gazie powyżej 1% objętościowego, w formie zmodyfikowanej:

$$G' = G \frac{1 + \frac{B}{1-B}}{1 + G \cdot \frac{B}{1-B}} \quad [2]$$

gdzie:

G – dolna lub górna granica palności mieszanki, % vol.,

G' – dolna lub górna granica palności mieszanki o zawartości składników niepalnych powyżej 1%, % vol.,

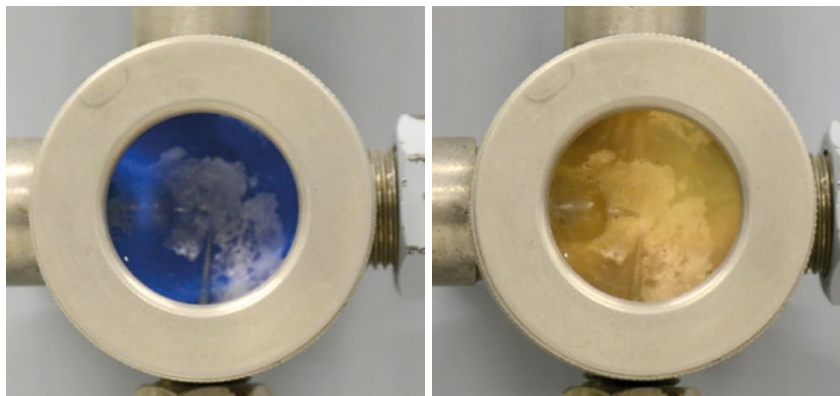
V_i – udziały objętościowe poszczególnych składników mieszanki, –,

G_i – dolna lub górna granica palności poszczególnych składników mieszanki, % vol.,

B – sumaryczny udział składników niepalnych w mieszaninie, % vol.

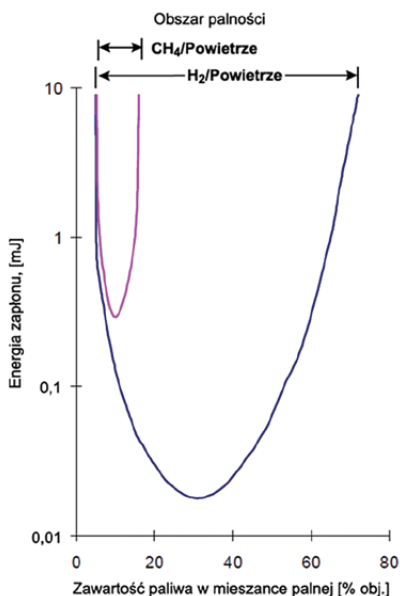
Jednakże zdecydowanie bardziej na wyobraźnię działa obserwacja doświadczenia. Oprócz ewidentnych obserwacji obszaru spalania lub nie, występowania efektu dźwiękowego, którego tutaj niestety nie jesteśmy w stanie przedstawić możliwe jest zauważenie takich niuansów jak występowanie wyłącznie oszronienia wewnętrznej strony komory spalania.

Na rysunku 2 przedstawiono przykładowe spalanie się sieciowego gazu ziemnego oraz mieszanki gazu ziemnego z wodorem, przy molowym udziale wodoru wynoszącym 25%. Na rysunku 2 można zauważyć znaczne różnice w kolorach płomienia powstającego w momencie wybuchu. Dodatkowo w trakcie



Rys. 2. Porównanie spalania w zaplonie od zewnętrznej iskry. lewa – spalanie gazu ziemnego, prawa – spalanie mieszanki gazu ziemnego z wodorem

prowadzonych badań z mieszaniną gazu ziemnego i wodoru zaobserwowano zdecydowanie głośniejszy efekt dźwiękowy. Może to świadczyć o zdecydowanie gwałtowniejszym przebiegu procesu spalania, co będzie zgodne z energią wymaganą do zapalenia się mieszanek gazu ziemnego i wodoru z powietrzem (rysunek 3).



Rys. 3. Wartość energii zaplonu dla mieszanek wodoru i metanu z powietrzem w całym zakresie obszaru palności [Alcock et al., 2001]

Ze względu na znaczne różnice w wartościach granic wybuchowości i konieczności uzyskania zadowalającej rozdzielczości podczas pomiarów, konieczne jest stosowanie kilku rur stożkowych o różnych wartościach kąta rozwarcia stożka.

Wyniki uzyskane za pomocą aparatu Dommera są niezbędne dla zrozumienia właściwości spalania mieszanin wodorowych, co pozwala na opracowanie efektywnych strategii zarządzania ryzykiem i inżynierskich rozwiązań związanych z bezpieczeństwem. Badania te dostarczają istotnych informacji, które mają wpływ na projektowanie instalacji, magazynowanie oraz transport wodoru oraz pozwalają unikać niebezpiecznych sytuacji związanych z wybuchami czy pożarami.

Na rysunku 4 przedstawiono zmianę granic obszaru palności dla mieszanin gazu ziemnego z wodorem.

Normalna prędkość spalania

Kolejnym z parametrów charakteryzujących proces spalania możliwych do zbadania w aparacie Dommera jest normalna szybkość spalania. Definicja jest następująca – jest to liniowa prędkość przemieszczania się czoła płomienia w kierunku normalnym do jego powierzchni (w warunkach spalania jednorodnej mieszanki

Tabela 2. Wartości normalnej szybkości spalania mieszanin wybranych gazów palnych z powietrzem [Strugała, Porada, 1988]

Gaz palny	Udział objętościowy gazu w mieszaninie stechiometrycznej, %	Normalna szybkość spalania, cm/s	Udział objętościowy gazu w mieszaninie przy prędkości maksymalnej, %	Maksymalna normalna szybkość spalania, cm/s
metan	9,5	34	10,5	37
wodór	29,5	160	42,0	267
tlenek węgla	29,5	30	43,0	41,5
eten	7,7	100	10,0	135
etyń	6,5	60	7,0	63

znajdującej się w bezruchu lub w przepływie laminarnym).

Na rysunku 5 przedstawiono zmiany normalnej szybkości spalania wybranych gazów w funkcji współczynnika nadmiaru powietrza. W tabeli 2 porównano wartości dla zmiennych warunków.

Jak można zauważyć dla poszczególnych gazów występują znaczne różnice w normalnej szybkości spalania. Dla interesujących nas gazów – gazu ziemnego (w uproszczeniu można założyć, że jest to metan) i wodoru maksymalna szybkość spalania różni się ponad 7 razy. Może powodować to znaczne problemy eksploatacyjne (przeskok płomienia do wnętrza palnika) przy dużych udziałach wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym.

Również w tym przypadku możliwe jest teoretyczne wyznaczenie normalnej szybkości spalania z wykorzystaniem wzorów:

$$w_n = \frac{\sum_i^n V_i \cdot w_{ni}}{\sum_i^n V_i} \quad [3]$$

gdzie:

w_n – normalna szybkość spalania mieszaniny, cm/s,

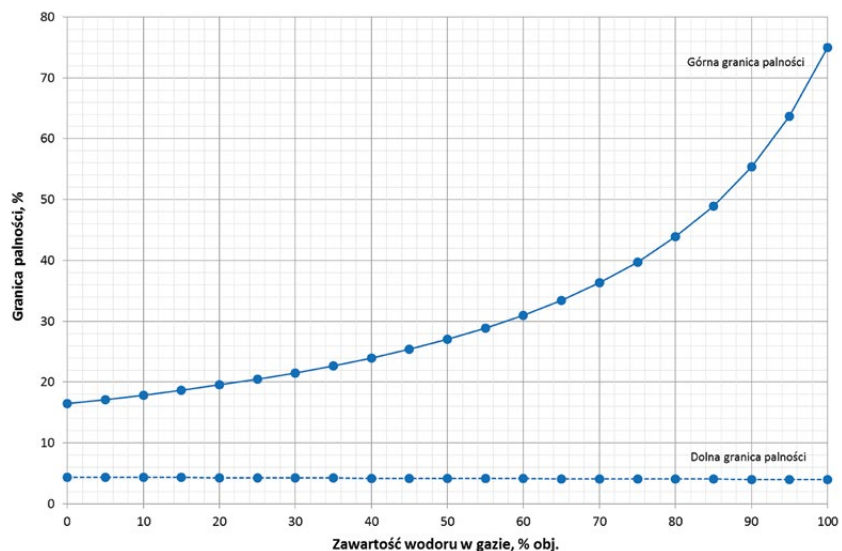
V_i – udziały objętościowe poszczególnych składników mieszaniny, –

w_{ni} – normalna szybkość spalania składników mieszaniny, cm/s,

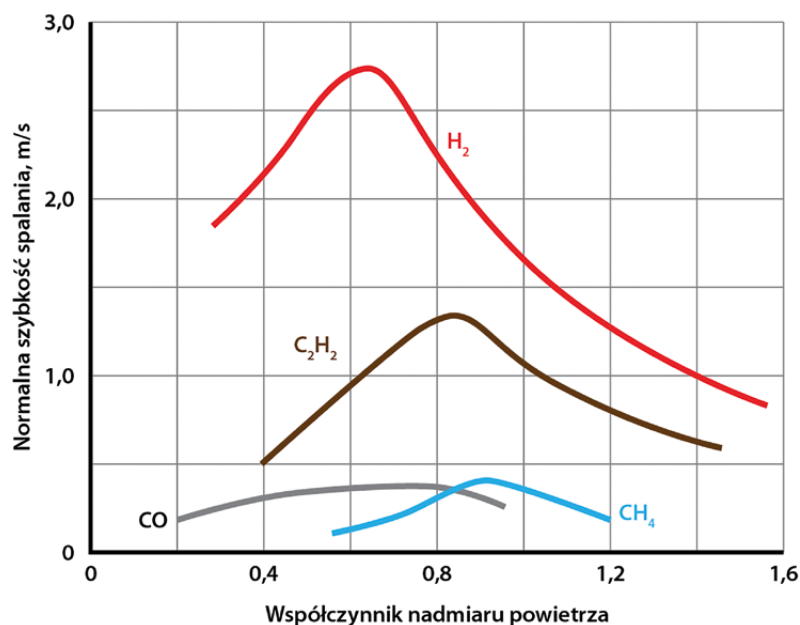
W przypadku zawartości składników niepalnych powyżej 5% objętościowych wyznaczoną ze wzoru 3 wartość normalnej szybkości spalania należy przemnożyć przez współczynnik korekcyjny

$$k = 1 - V_{N_2} - 1,2 \cdot V_{CO_2} \quad [4]$$

Do wyznaczania normalnej szybkości spalania wykorzystuje się palnik kinetyczny (pozycja 5 na rysunku 1) znajdujący się w górnej części aparatu Dommera. Wykorzystując chłodzoną kapilarę mierzymy wysokość wewnętrznego stożka płomienia (dokładnie widocznego na rysunku 6) i korzystając z zależności geome-



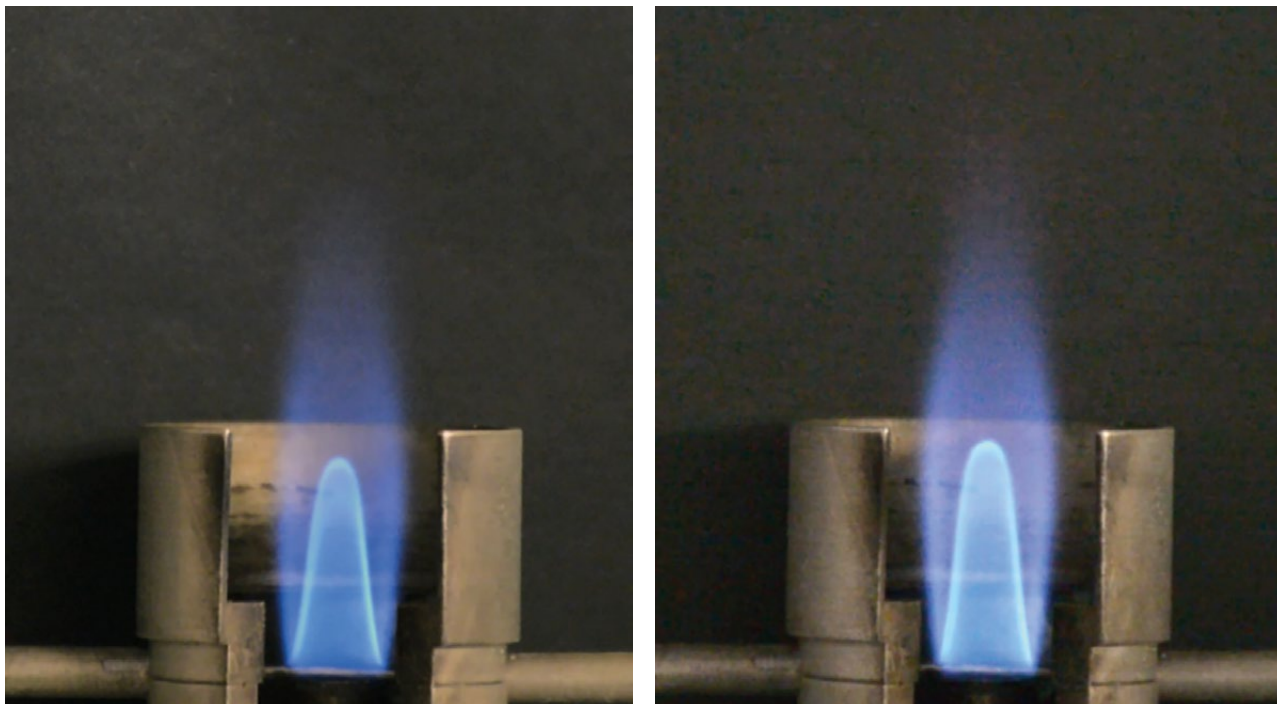
Rys. 4. Zmiana granic palności mieszaniny metanu z wodorem [opracowanie własne na podstawie DNV GL, 2016; Strugała, Porada, 1988]



Rys. 5. Normalna szybkość spalania wybranych gazów palnych [opracowanie własne na podstawie Strugała, Porada, 1988]

trycznych płomienia i warunków przepływu badanej mieszanki obliczamy normalną szybkość spalania. Wykonując serię pomiarów możemy uzyskać krzywą zbliżoną do przedstawionej na rysunku 5.

Na rysunku 6 przedstawiono wygląd płomienia kinetycznego uzyskanego na palniku w trakcie wyznaczania wartości normalnej szybkości spalania dla gazu ziemnego oraz mieszaniny gazu ziemnego z wodorem, przy molowym



Rys. 6. Wygląd płomieni kinetycznych spalanych gazów. lewa – płomień gazu ziemnego, prawa – płomień mieszanki gazu ziemnego z wodorem

udziale wodoru wynoszącym 25% (taka sama mieszanka jak podczas badania granic palności).

W przypadku mieszanki gazu ziemnego z wodorem widoczna jest większa intensywność (co dobrze koresponduje z przedstawionym wyglądem spalania od zewnętrznej iskrzy na rysunku 2), zdecydowanie wyraźniejsze czoło płomienia (wewnętrzny stożek).

Zastosowanie spektroskopii ramanowskiej do monitoringu składu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem

Zastosowanie mieszanin gazu ziemnego i wodoru staje się coraz bardziej popularne jako potencjalne rozwiązanie mające na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych w sektorze energetycznym. Jednakże transport i dystrybucja tych mieszanek przez rurociągi stanowi wyzwanie ze względu na ich różne właściwości fizykochemiczne. Monitorowanie składu i jakości mieszaniny gazu ziemnego i wodoru podczas transportu jest kluczowe, aby zapewnić bezpieczną i efektywną pracę systemu rurociągowego. Tradycyjne metody monitorowania, takie jak chromatografia gazowa, wymagają częstego pobierania próbek i mogą być czasochłonne oraz kosztowne.

Spektroskopia ramanowska jest obiecującą alternatywną techniką do monitorowania w czasie rzeczywistym mieszanin gazu ziemnego i wodoru w rurociągach. Spektroskopia ramanowska jest nieinwazyjną, nieniszczącą techniką optyczną, która dostarcza widma

próbki, umożliwiając identyfikację i ilościowe określenie udziałów różnych składników mieszaniny gazowej, w tym węglowodorów i wodoru, w czasie rzeczywistym z wysoką dokładnością i precyzją.

Na potrzeby prac, układ badawczy został wyposażony w laser diodowy NIR 785 nm o mocy wyjściowej 400 mW. Ten typ lasera jest korzystny dla spektroskopii ramanowskiej dla badań mieszanin gazu ziemnego z sondą umieszczoną na końcu długiego światłowodu wielomodowego (ang. *multimode*) z uwagi na niskie straty przesyłanego sygnału (Kuczyński 2017). Światło lasera rozchodzi się wzdłuż włókna światłowodowego do sondy, która została szczelnie przymocowana do autoklawu odpornego na wysokie ciśnienia i temperatury. W autoklawie światło lasera jest skupione na próbce gazu ziemnego. Promieniowanie ramanowskie emitowane przez próbkę powraca drugim światłowodem (ang. *collection fiber*) do spektrometru. Spektrograf osiowo transmisyjny f/1,8 skupia promieniowanie rozproszone Ramana na matrycy detektora CCD (ang. *charge-coupled device*). Matryca detektora CCD jest chłodzona do -40°C (wykorzystano moduł Peltiera) i rejestruje intensywność rozproszonego promieniowania Ramana. Przetworzony sygnał z detektora CCD zapisywany jest w pliku, który można poddawać dalszym analizom.

Autorski układ przepływowy próbki w fazie gazowej, zbudowany został z armatury Swagelok do którego poprzez światłowód podłączona jest sonda Ramana. Układ, przed każdym napeł-

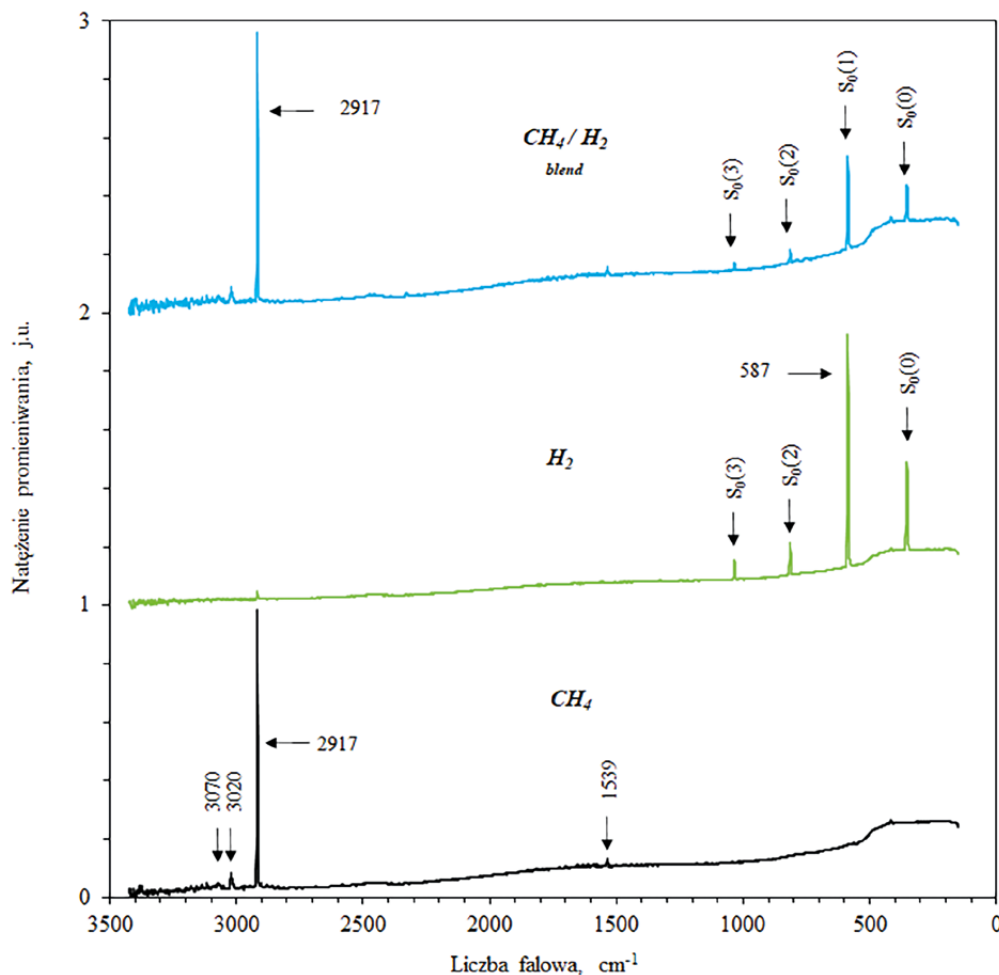
nieniem, przepłukiwany był azotem pod wysokim ciśnieniem. Następnie, za pomocą pompy próżniowej ustalono w układzie warunki próżni i dokonywano kontrolnego sprawdzenia szczelności układu. Układ wyposażono w piezorezystancyjny przetwornik ciśnienia i rezystancyjny czujnik temperatury. Rejestrację warunków ciśnienia oraz temperatury wykonano za pomocą rejestratora. Badania przeprowadzono w warunkach statycznych jak i dynamicznych.

Na rysunku 7 przedstawiono zarejestrowane widma próbek metanu i wodoru oraz ich mieszanin. Wyniki badań wskazują na możliwość zastosowania tej techniki w przemyśle oraz podkreślają jej potencjał do szerszego zastosowania w branży naftowo-gazowniczej.

Podsumowanie

Aby zapewnić bezpieczne wykorzystanie wodoru, konieczne jest badanie jego palności i wybuchowości. Badania te obejmują m.in. określenie granic wybuchowości, temperatury zapłonu, prędkości spalania oraz skłonności do samozapłonu. Badania te pozwalają określić warunki, w których wódór może być bezpiecznie wykorzystywany.

Podsumowując, bezpieczeństwo jest kluczowym aspektem związanym z wykorzystaniem wodoru jako alternatywnego paliwa w tyk w kontekście jego transportu rurociągowego. Konieczne są badania palności i wybuchowości, a także stosowanie nowoczesnych metod monitorowania składu mieszanin gazu ziemnego z wodorem lub wodoru w celu zapewnienia bezpiecznego transportu.



Rys. 7 Widma ramanowskie jednoskładnikowych próbek CH_4 , H_2 oraz dwuskładnikowej mieszaniny CH_4/H_2 (warunki badań: $p = 5 \text{ bar}$, $T = 22,8^\circ\text{C}$)

Spektroskopia ramanowska to nowa metoda analityczna, która wciąż jest rozwijana i nie jest powszechnie stosowana w branży naftowo-gazowniczej. Budowa modeli do analizy jakościowej i ilościowej składu mieszanin gazu ziemnego z wodorem na podstawie sygnału widma ramanowskiego wymaga spełnienia określonych warunków na etapie wzorcowania wstępnego, rejestracji widm, wstępnej obróbki widm oraz selekcji stosowanych modeli chemometrycznych.

Prace zostały sfinansowane z subwencji: 16.16.210.476 oraz 16.16.190.779.

Literatura:

- [1] Alcock, J.L., Shirvill, L.C., Cracknell, R.F. *Compilation of Existing Safety Data on Hydrogen and Comparative Fuels. European Integrated Hydrogen Project Phase 2 (EIHP2)*, 2001.
- [2] DNV GL (2015). Florisson O., van Burgel M., Müller-Syring G.: *Get prepared for hydrogen addition to natural gas, getHYREADY! Issues for the gas distribution grid. 2nd HYREADY meeting, Badhoevedorp, 16-17 February 2015.*
- [3] Zhan, X., Chen, Z. (2022). *Effect of hydrogen-blended natural gas on combustion stability and emission of water heater burner. Case Studies in Thermal Engineering*, 37, 102246. (<https://doi.org/10.1016/j.csite.2022.102246>).
- [4] Jaworski, J., Kukulska-Zajac, E., & Kułaga, P. (2019). *Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazownicze-go. Nafta-Gaz*, 75(10), 625–632.
- [5] Kuczyński, S., Łaciak, M., Olijnyk, A., Szurlej, A., Włodek, T. (2019). *Thermodynamic and technical issues of hydrogen and methane-hydrogen mixtures pipeline transmission. Energies*, 12(3), 569.
- [6] Kuczyński, S. (2017). *Zastosowanie spektrometrii ramanowskiej do wyznaczenia składu gazu ziemnego w warunkach polowych „in-situ” w czasie rzeczywistym. Rozprawa doktorska.*
- [7] Strugała, A., Porada, S. (1988). *Ćwiczenia laboratoryjne z gazownictwa. Część 1. Badanie składu i właściwości fizykochemicznych paliw gazowych. Wydawnictwo AGH.*

dr inż. Szymon Kuczyński

W roku 2007 r. ukończył studia na Wydziale Fizyki i Informatyki Stosowanej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Jest pracownikiem naukowo-dydaktycznym w Katedrze Inżynierii Gazowniczej Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie. Tematyka zainteresowań naukowych jest związana z procesami technologicznymi w gazownictwie ziemnym, magazynowaniem energii, technologią CCS oraz monitoringiem in-situ jakości płynów złożowych z wykorzystaniem spektroskopii Ramana.

dr inż. Krzysztof Kogut

Jest zatrudniony w Katedrze Technologii Paliw, Wydział Paliw i Energii Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Od początku pracy zajmuje się zagadnieniami związanymi z transportem gazu ziemnego gazociągami. W dobie aktualnej transformacji zainteresowania przesunęły się w kierunku transportu mieszanin gazu ziemnego z wodorem i związanych z tym problemów eksploatacyjnych.

Zabiegi ograniczania dopływu wód złożowych do odwiertów eksploatacyjnych jako element poprawy ekonomiki wydobycia węglowodorów



Marcin
Majkrzak



Sławomir
Falkowicz



Water shutoff treatments as way of improving gas exploitation economics

Abstract

The paper presents the most important information on the diagnosis of causes and chemical solutions to the problem of excessive and uncontrolled inflow of formation water to gas and oil production wells. Data showing the costs incurred by oil and gas companies confirms the importance of the problem raised and the need to seek the most effective solution to it. The analysis of sources and the identification of the formation water inflow mechanism is the basic element for the selection of treatment fluids optimally adapted to the reservoir conditions. It was pointed out that currently it is desirable to use selective fluid, an example of which is, developed at the Oil and Gas Institute - National Research Institute, the Multizol series micellar treatment fluid.

Streszczenie

W publikacji przedstawiono najważniejsze informacje dotyczące diagnostyki przyczyn i chemicznych sposobów rozwiązania problemu nadmiernego i niekontrolowanego dopływu wód złożowych do gazowych i ropnych odwiertów eksploatacyjnych. Dane przedstawiające koszty ponoszone przez firmy wydobywcze potwierdzają wagę poruszonego problemu i potrzebę poszukiwania jak najefektywniejszego jego rozwiązania. Analiza źródeł, jak i identyfikacja mechanizmu dopływu wody złożowej, stanowi podstawowy element dla doboru cieczy zabiegowych dostosowanych do warunków złożowych. Wskazano, że obec-

nie pożądane jest stosowanie selektywnie działających cieczy których przykładem jest, opracowana w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym, micelarna ciecz zabiegowa serii Multizol.

Wprowadzenie

Jednym z problemów towarzyszących otworowej eksploatacji węglowodorów jest duża ilość wody złożowej produkowanej z odwiertów ropnych i gazowych, co ma negatywny wpływ na ekonomikę procesu wydobycia [1]. Szacuje się, że produkcja wody w odwiertach ropnych każdego roku kosztuje przemysł naftowy ponad 40 miliardów dolarów. Kwota ta zawiera: koszt wydobycia wody na powierzchnię, jej utylizacji lub ponownego zatłoczenia do złoża, jak również nakłady finansowe na utrzymanie instalacji naziemnych niezbędnych do produkcji wody z odwiertów eksploatujących węglowodory oraz koszty ponoszone na ograniczenie negatywnego wpływu tych procesów na środowisko [2, 5]. Dodatkowo dopływająca do odwiertu eksploatującego węglowodory woda, szczególnie w późnym okresie eksploatacji złoża, znacznie ogranicza produkcję ropy naftowej lub gazu ziemnego. Często ilość produkowanych węglowodorów obniża się do poziomu nieakceptowalnego ekonomicznie, co prowadzi do zamykania odwiertów i wyłączenia złóż z eksploatacji [6, 14].

W skali globalnej wydobycie wód złożowych przewyższało w 2019 roku wydobycie ropy naftowej, w stosunku wolumetrycznym 2,4:1. Przewiduje się, że wraz ze „starzeniem się” złóż ropnych i gazowych stosunek ilości produkowanej wody do ilości wydobytych węglowodorów będzie wzrastał. W Polsce wydobywa się rocznie ok. 4,5 mld m³ gazu ziemnego wraz z którym wydobywana jest woda złożowa,

której ilość wraz z czasem wzrasta. Uśredniając i przyjmując wykładnik wodny na poziomie 0,1 kg/m³ można przyjąć, że produkcji gazu towarzyszy rocznie produkcja wody w ilości 450 tys. ton [6, 12].

Przedstawione powyżej informacje i przytoczone dane jednoznacznie potwierdzają skalę zjawiska nadmiernego i niekontrolowanego dopływu wód złożowych do gazowych i ropnych odwiertów eksploatacyjnych. Wskazują one również na wagę i potrzebę stałego rozwoju istniejących oraz poszukiwania nowych technik umożliwiających jego rozwiązanie [13].

Analiza źródeł dopływu wody złożowej

Przyczyn (mechanizmów) zawodnienia odwiertów eksploatacyjnych może być wiele. Pierwszym, najważniejszym krokiem do skutecznego ograniczenia dopływu wody jest zlokalizowanie i identyfikacja problemu. Następnie należy wybrać najbardziej odpowiednią do tego technologię i dopasować ją do lokalnych warunków. Analizując problem zawodnienia odwiertów eksploatacyjnych należy pamiętać, że nie ma dwóch takich samych przypadków, nie tylko w odniesieniu do tego samego złoża, ale również do sąsiadujących ze sobą odwiertów [13, 15].

Poprawna identyfikacja przyczyn intensywnego i niekontrolowanego dopływu wody do odwiertu produkcyjnego umożliwi rozwiązanie tego problemu możliwie najprostszym sposobem. W pracy Serighta [13] w oparciu o analizę danych geologicznych, złożowych i technicznych skategoryzowano przyczyny nadmiernej produkcji wody biorąc pod uwagę stopień trudności likwidacji dopływu i sposób przeciwdziałania nadmiernym dopływom (tablica 1). Do kategorii A zaliczono mechanizmy dopływu wody, które uznawane są za problemy stosunkowo proste

Tablica 1. Kategorie źródeł niekontrolowanego, nadmiernego dopływu wody w zależności od stopnia trudności likwidacji problemu i sposobu przeciwdziałania tym problemom [13]

Kategoria A: Zabiegi „konwencjonalne”	
1	Nieszczelność kolumny rur okładzinowych, bez ograniczeń przepływu płynu
2	Przepływ przestrzenią pozarurową, bez ograniczeń przepływu płynu
3	Odwierty nieuszczelnione bez przepływu pomiędzy warstwami (crossflow)
Kategoria B: Zabiegi z użyciem cieczy zabiegowej w formie żelantu	
4	Nieszczelność kolumny rur okładzinowych, z ograniczeniami przepływu płynu
5	Przepływ przestrzenią pozarurową, z ograniczeniami przepływu płynu
6	Stożek 2D - szczelina w kontakcie z poziomem wodonośnym
7	System naturalnych szczelin w kontakcie z poziomem wodonośnym
Kategoria C: Zabiegi z użyciem cieczy zabiegowej w formie żelu	
8	Uskoki, szczeliny przecinające otwory horyzontalne lub kierunkowe
9	Pojedyncza szczelina stanowiąca połączenie pomiędzy odwiertami
10	System naturalnych szczelin umożliwiający przepływ mediów pomiędzy odwiertami
Kategoria D: Złożone źródła nadmiernego dopływu wody – zabiegi z użyciem cieczy w formie żelu nierekomendowane	
11	Stożek 3D
12	Stożek w odwiercie poziomym
13	Przepływ kanałowy przez warstwę (brak szczelin) z przepływem pomiędzy warstwami (crossflow)

do rozwiązania. Jednak każdy z nich wymaga indywidualnego podejścia w celu osiągnięcia pełnego powodzenia wdrożonego zabiegu naprawczego. Do mechanizmów dopływu wody zakwalifikowanych do kategorii B i C zaliczono przepływ płynu przez szczeliny, uskoki. Wykonane w ostatnich latach prace przyczyniły się do poszerzenia wiedzy umożliwiającej skuteczne przeciwdziałanie tym problemom – zwłaszcza przy użyciu żelujących cieczy zabiegowych. W przypadku kategorii B najlepszym rozwiązaniem jest zastosowanie cieczy w formie zolu, dla kategorii C w postaci cieczy częściowo żelowanej lub gotowego żelu. Ostatnia kategoria D stanowi zbiór trudnych, złożonych i kosztownych do rozwiązania problemów dopływu wody.

Podstawowym krokiem przy ograniczaniu dopływu wody jest wskazanie odwiertu czy odwiertów, w których wykonanie zabiegu jest możliwe. Najważniejszym czynnikiem rozstrzygającym jest w tym wypadku budowa geologiczna strefy sferforowanej w odwiercie. Jest to szczególnie ważne w przypadku złóż masywowych, o dużej miąższości i nie zawierających nie-

przepuszczalnych wkładek, w których często diagnozuje się dopływ wody stożkiem 3D [7, 15].

Identyfikacja mechanizmów dopływu wody złożowej

Rozpoznanie nadmiernego dopływu wody do odwiertu eksploatacyjnego powinno być wykonywane etapowo. Następnie powinno się zidentyfikować kategorię problemu wodnego, a w ostatnim kroku zaproponować metody jego usunięcia. Właściwa diagnoza „problemu wodnego” jest kluczowym elementem we wskazaniu skutecznej metody (mechanicznej lub przy użyciu cieczy zabiegowych) ograniczania produkcji wody złożowej [10, 13].

Wybór odwiertów, w których występują problemy wodne oraz ich klasyfikacja mogą być wykonywane na kilka sposobów. Ze względu na koszty powszechnie stosowaną metodą identyfikacji mechanizmu dopływu wody złożowej do odwiertu wydobywczego jest analiza historii zmian wykładnika wodnego oraz jego pochodnej w funkcji czasu. Zaproponowana przez Cha-

na [3] metoda interpretacji przebiegu krzywych wykładnika woda/gaz i woda/ropa oraz ich pochodnych w odwiertach gazowych i ropnych jest pierwszym etapem w procesie rozwiązania problemu niekontrolowanego dopływu wody złożowej do odwiertu. Opiera się ona na porównaniu uzyskanych, w wyniku symulacji komputerowych w wyidealizowanych warunkach eksploatacji, zmian wykładnika wodnego i jego pochodnej z historią zmian wskazanych parametrów w analizowanym odwiercie.

W pracy Kabira [8] zaproponowano diagnozowanie problemu z nadmiernym dopływem wody do odwiertu oraz określenie jej kategorii w dwóch etapach. W pierwszej kolejności diagnozę wykonuje się na podstawie analizy istniejących danych (m. in. historii produkcji odwiertu, wykresów wykładników woda/ropa i woda/gaz, wyników badań i pomiarów przeprowadzonych w odwiercie, danych geologicznych, złożowych oraz symulacji numerycznej złoża). W drugim etapie wykonuje się dodatkowe badania, jest on realizowany w przypadku gdy wyniki pierwszego nie umożliwiły diagnozy problemu.

Zgodnie z metodyką bazującą na interpretacji przebiegu krzywych wykładnika woda/gaz i woda/ropa oraz ich pochodnych w odwiertach gazowych i ropnych wyróżnia się trzy podstawowe mechanizmy (o znaczącym negatywnym wpływie na produkcję węglowodorów) dopływu wody do odwiertu [2, 3, 4]:

- dopływ pozarurowy/szczeliną lub uskokiem (fig.1), charakteryzujący się gwałtownym wzrostem krzywej wykładnika wodnego i szybkim ustabilizowaniem się jego wartości na wysokim poziomie;
- dopływ kanałowy (fig.2), charakteryzujący się również gwałtownym wzrostem wykładnika wodnego (w wyniku przepływu wody złożowej pełnym przekrojem warstwy o dużej przepuszczalności), przy czym czas osiągnięcia wartości maksymalnych (poziom stabilizacji krzywej) jest dłuższy, co interpretowane jest jako stopniowe nasykanie przestrzeni porowej warstwy produktywnej wodą złożową. Przebieg krzywej pochodnej wykładnika wodnego jest zbliżony, równoległy do przebiegu krzywej wykładnika;
- stożek wodny (fig.3), cechujący się powolnym wzrostem wartości wykładnika wodnego, przy jednoczesnym spadku wartości jego pochodnej.
- przepływ warstwowy (normalny) występujący w przypadku gdy eksploatacja przebiega bez pojawienia się gwałtownego przypływu wody złożowej. W tym przypadku krzywa wykładnika wodnego ma charakterystyczny lekko narastający przebieg, jego pochodna najczęściej nieregularny prawie równoległy do wykresu wykładnika wodnego.

Chemiczne sposoby ograniczania dopływu wody złożowej do odwiertów wydobywczych

Metody tradycyjne, takie jak cementowanie i urządzenia mechaniczne są stosowane do usuwania najprostszyc problemów z dopływem wody związanych głównie z nieszczelnym orurowaniem i przepływem pozarurowym. Zastosowanie środków chemicznych zatłaczanych do złoża węglowodorów umożliwia znaczne zmniejszenie wykładnika wodnego oraz kosztów eksploatacyjnych związanych z utylizacją wody. Jednym ze najefektywniejszych sposobów obniżania produkcji wody w odwiercie jest selektywna likwidacja właściwości filtracyjnych warstwy wodonośnej. Realizuje się go poprzez zatłaczanie do odwiertu cieczy zabiegowej, która w wyniku reakcji fizyko-chemicznych wytwarza w warstwie wodonośnej nieprzepuszczalną barierę. Znaczącym kosztem w tego typu

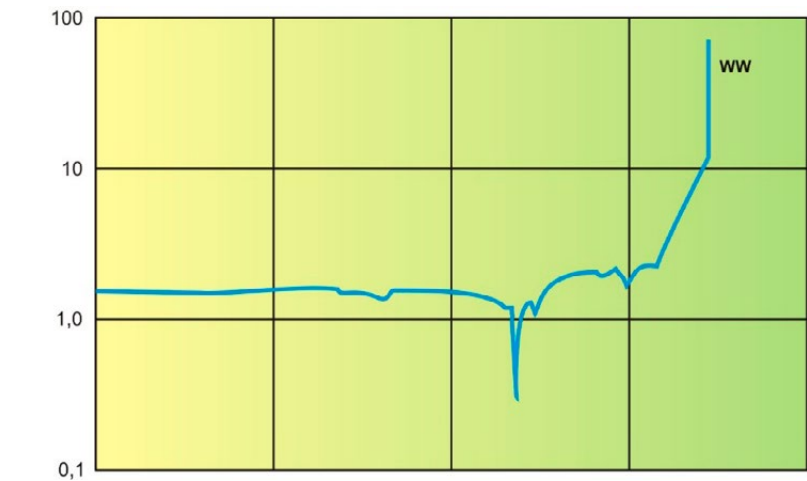


Figura 1. Przebieg zmian wykładnika wodnego WW dla dopływów wody związanych z przepływem pozarurowym, szczeliną lub uskokiem [2]

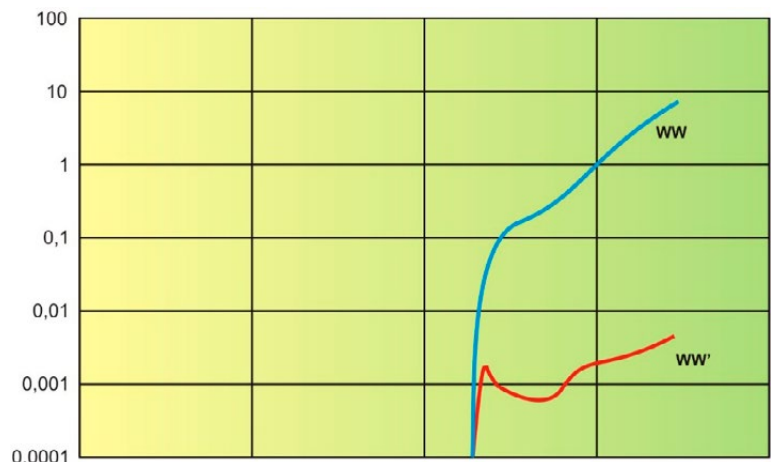


Figura 2. Przebieg zmian wykładnika wodnego WW i jego pochodnej WW' dla dopływów wody związanych z przepływem kanałowym [2]

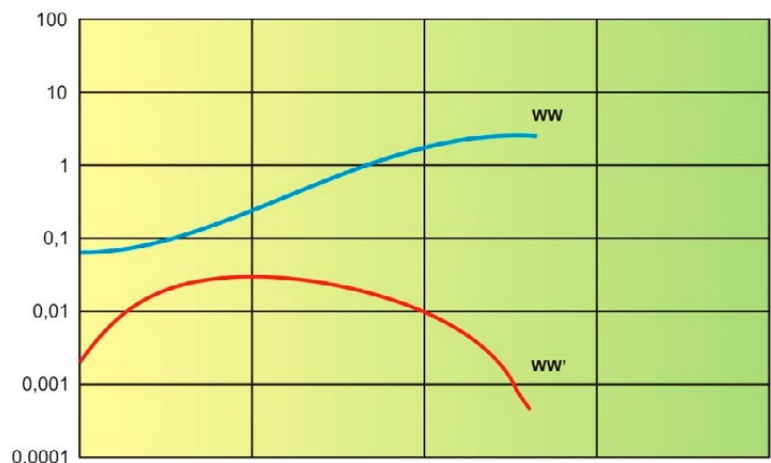


Figura 3. Przebieg zmian wykładnika wodnego WW i jego pochodnej WW' dla stożka wodnego [2]

zabiegach są nakłady finansowe poniesione na wytworzenie i transport na kopalnię cieczy zabiegowej, której w zależności od warunków złożowych zatłacza się od 10 do 100 m³. Jako cieczy zabiegowej najczęściej stosuje się wodne roztwory, dobranych uprzednio, środków chemicznych takich jak monomery czy polimery (np. PAAM). Powszechnie stosowane w latach

80-tych XX wieku technologie oparte na monomerach sieciowanych Cr3+ są obecnie stosowane ze względów ekologicznych.

Obecnie często wykorzystywanym sposobem ograniczania dopływu wody do odwiertów eksploatacyjnych jest stosowanie tzw. technik RPM (Relative Permeability Modification)/DPR (Disproportionate Permeability Modification)

[16]. W technikach tych cieczy zabiegowe, najczęściej na bazie polimerów, zatłaczane są na głębokość od 1 do 2 metrów w głąb złoża i adsorbują się w skale złożowej w strefie zatłoczenia, co wpływa na zmianę właściwości filtracyjnych strefy zainiekowanej. W przypadku złóż szczelinowych i szczelinowo-porowych stosuje się zatłaczanie żeli lub cieczy żelujących (żelanty) [10, 13]. Czynnikiem inicjującym in-situ reakcje chemiczne przy tego typu zabiegach jest mieszanie się roztworów, powstawanie wiązań jonowych lub kowalencyjnych, zmiana pH, strącanie się cząstek nierozpuszczalnych.

W latach 90 tych dwudziestego wieku pojawiły się interesujące koncepcje wykorzystania w zabiegach kontroli produkcji wody w odwiertach gazowych cieczy zabiegowych wykonanych na bazie mikroemulsji. W latach późniejszych specjaliści węgierscy opracowali innowacyjną metodę, klasyfikowaną jako technologia RCC (*Reservoir Conformance Control*), którą z powodzeniem wdrożono w 16 odwiertach gazowych złoża Aglo [9, 10]. W metodzie RCC ciecz zatłaczana jest do złoża bez stosowania technik izolacyjnych, co w praktyce oznacza że zostaje ona zatłoczona do przestrzeni porowej wszystkich udostępnionych warstw. Następnie na skutek kontaktu cieczy z wodą złożową (w odpowiedniej proporcji) w strefie przyodwiertowej warstwy zawodnionej powstanie żelowa bariera izolacyjna ograniczająca przepływ wody. Bariery tego typu w swym założeniu mają skutecznie ograniczać dopływ wody do odwiertu, być trwalsze ze względu na naturę powstawania oraz nie powodować strat w produkcji węglowodorów [11].

Podobne prace prowadzone są także w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym. W wyniku intensywnych prac nad rozwojem technologii selektywnej kontroli dopływu wody do odwiertów gazowych i likwidacji przepływów pozarurowych uzyskano ciecz roboczą serii Multizol. Przeprowadzone ostatnio testy laboratoryjne wykazały, że ciecz Multizol-35 charakteryzuje skuteczność technologiczna w warunkach mineralizacja wody złożowej do 15% i temperaturze do 70°C, co zapewnia jej stosowalność w zdecydowanej większości odwiertów gazowych zapadliska przedkarpacciego i przedgórze Karpat. Micelarna ciecz Multizol-35 jest rozwinięciem technologicznym cieczy stosowanej z powodzeniem w latach 2005-2018 na węgierskich złożach gazu. Ciecz stosowana na Węgrzech miała jednak bardzo niski poziom tolerancji zasolenia, wynoszący zaledwie 1,5%. Jednak mechanizm działania obydwu tych cieczy jest identyczny, co pozwala wnioskować o potencjale wdrożeniowym cieczy Multizol-35. Wszystkie składniki cieczy Multizol-35 posiadają wymagane prawem rejestracji REACH.

Podsumowanie

Zabiegi ograniczania nadmiernego i niekontrolowanego dopływu wód złożowych do gazowych i ropnych odwiertów produkcyjnych mogą wpływać na znacząco poprawę ekonomiki procesu eksploatacji węglowodorów. Warunkiem niezbędnym dla sukcesu tego typu zabiegów jest prawidłowe określenie przyczyn wysokich wartości wykładnika wodnego oraz dobór optymalnej metody przeciwdziałania zdiagnozowanemu problemowi. Powszechnie stosowaną metodą rozwiązania problemu wodnego w odwiertach produkcyjnych jest selektywna modyfikacja właściwości filtracyjnych skał strefy przyodwiertowej z wykorzystaniem środków chemicznych. Kontrola dopływu wody, w tym przypadku, opiera się o zastosowanie dobranych do warunków złożowych cieczy zabiegowych, wytwarzających w strefie zawodnionej żelowe bariery izolacyjne. Wśród licznych wykorzystywanych w tym celu środków interesującym i mogącym przynieść wymierne korzyści wydają się, opracowana w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym, technologia bazująca na micelarnych cieczach zabiegowych serii Multizol.

Bibliografia

- [1] Alfarge D., Wei M., Bai B., 2017. Numerical simulation study of factors affecting relative permeability modification for water-shutoff treatments. *Fuel*, 207: 226-239. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.06.041
- [2] Bailey B., Crabtree M., Tyrrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano Ch., Roodhart L., 2000. *The Challenge of Water Control*. *Oilfield Review*, 12: 30-51
- [3] Chan K.S., 1995. *Water Control Diagnostic Plots*. *Society of Petroleum Engineers*. DOI:10.2118/30775-MS
- [4] Chan K.S., Bond A. J., Keese R. F., Lai Q. J., 1996. *Diagnostic Plots Evaluate Gas Shut-Off Gel Treatments at Prudhoe Bay, Alaska*. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/36614-MS
- [5] Curtice R., Dalrymple E., 2004. *Just the cost of doing business?*. *World Oil Magazine*, 225: 77-78
- [6] Falkowicz F., Dubiel S., Cicha-Szot R., 2014. *Laboratoryjne studium porównawcze środków chemicznych stosowanych w zabiegach ograniczania dopływu wody do odwiertów gazowych*. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, 30: 111-128. DOI:10.2478/gospo-2014-0022
- [7] Falkowicz F., Urbaniec A., Stadtmuller M., Majkrzak M., 2021. *A New Strategy for Pre-Selecting Gas Wells for the Water Shut-Off Treatment Based on Geological Integrated Data*. *Energies*, 14. DOI:10.3390/en14217316
- [8] Kabir A.H., Bakar M.A., Salim M.A., Othman M., Yunos A., 1999. *Water/Gas Shut-off Can-*

didates Selection. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 20–22 April*, s. 1-12. DOI:10.2118/54357-MS

- [9] Lakatos I., Lakatos-Szabo J., Szentes G., Vago A., 2014. *Restriction of Water Production in Gas Wells by Induced Phase Inversion: Field Case Studies*. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, USA*. DOI: 10.2118/168189-MS
- [10] Lakatos I., Lakatos-Szabo G., Szentes G., Bodi T., Vago T., Karaffa Zs., 2016. *Multifunctional Stimulation of Gas Wells Operating in Gas Cap over a Depleted Oil Reservoir*. *SPE International Conference & Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, USA*. DOI: 10.2118/179013-MS
- [11] Majkrzak M., Falkowicz S., Stanik W., 2022. *Laboratoryjna ocena zmian właściwości filtracyjnych osrodków porowatych z wykorzystaniem micelarniej cieczy zabiegowej metodą testów przepływowych*. *Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPE-TROL 2022, Zakopane*
- [12] Salem F., Thiemann T., 2022. *Produced Water from Oil and Gas Exploration-Problems, Solutions and Opportunities*. *Journal of Water Resource and Protection*, 14, 142-185. DOI: 10.4236/jwarp.2022.142009
- [13] Seright S. R., Lane R. H., Sydansk R. D., 2003. *A Strategy for Attacking Excess Water Production*. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/70067-MS
- [14] Seright S. R., Brattekas B., 2021. *Water shutoff and conformance improvement: an introduction*. *Petroleum Science*, 18: 450-478. DOI:10.1007/s12182-021-00546-1
- [15] Sydansk R. D., Seright R. S., 2007. *When and where Relative Permeability Modification Water-Shutoff treatments Can Be Successfully Applied*. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/99371-PA
- [16] Zaitoun A., Kohler N., Bossie-Codreanu D., Denys K., 1999. *Water Shutoff by Relative Permeability Modifiers: Lessons from Several Field Applications*. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston*. DOI: 10.2118/56740-MS

Marcin Majkrzak
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy
Instytut Badawczy
Akademia Górniczo-Hutnicza im.
Stanisława Staszica w Krakowie

Sławomir Falkowicz
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy
Instytut Badawczy

Smart Field – rozwijane narzędzia oparte na sztucznej inteligencji



Jacek
Dudek



Bartłomiej
Kawecki



Daniel
Podsobiński



Paweł
Mucha



Smart Field – developed artificial intelligence solutions

Abstract:

Along with technology development, artificial intelligence (AI) tools are becoming more and more common in various industries, including exploration & production of hydrocarbon. This article discusses various aspects of the application of advanced analytical tools being built as part of the Smart Field project, including the use of machine learning algorithms (ML) to analyse geological and reservoir data, forecasting of production parameters and automatic control of various processes. In addition, the benefits of using AI in the oil & gas industry were indicated, such as increasing accuracy of resource estimation, optimising hydrocarbon production & processing facility with simultaneous increasing energy efficiency while reducing harmful environmental impact.

Streszczenie:

Wraz z postępującym rozwojem technologii, narzędzia sztucznej inteligencji (AI) stają się coraz bardziej powszechne w różnych dziedzinach przemysłu, w tym w poszukiwaniach i wydobyciu ropy naftowej i gazu ziemnego. W niniejszym artykule omówiono różne aspekty zastosowania budowanych w ramach projektu Smart Field zaawansowanych narzędzi analitycznych, w tym wykorzystanie algorytmów uczenia maszynowego do analizy danych geologiczno-złożowych, prognozowanie parametrów produkcyjnych złoża oraz automatyczne sterowanie różnymi procesami. Ponadto, wskazano na korzyści, jakie przynosi zastosowanie AI w branży oil&gas, takie jak zwiększenie dokładności szacowania zasobów, optymalizacja procesów wydobycia i przeróbki węglowodorów, zwiększenie efektywności energetycznej przy jednoczesnym ograniczeniu szkodliwego wpływu na środowisko.

Wstęp

Cyfryzacja i postęp technologiczny, wpływają na wszystkie sektory gospodarki i społeczeństwa. Najnowsze technologie cyfrowe, takie jak chmura obliczeniowa, przemysłowy Internet rzeczy (IoT) czy sztuczna inteligencja i uczenie maszy-

nowe (AI/ML), już dziś odgrywają kluczową rolę w efektywnym prowadzeniu biznesu. Technologie te stanowią jednak zarówno szansę, jak i wyzwanie. Ich maksymalne wykorzystanie wymaga pozyskiwania, przechowywania, przetwarzania i udostępniania dużych ilości danych w cyfrowym ekosystemie zbudowanym w postaci chmury prywatnej, publicznej czy hybrydowej [1].

Tak jak przedstawiono we wcześniejszych wydaniach czasopisma [2],[3],[4], podążając za światowymi trendami w PGNiG OGIĘ Grupa Orlen rozpoczęto projekt Smart Field, w którym najbardziej zaawansowane technologie cyfrowe wykorzystuje się do wsparcia działalności poszukiwawczo-wydobywczej węglowodorów. Smart Field to m.in. kompleksowe podejście umożliwiające niezwykle dokładne analizy całego systemu produkcyjnego od złoża po system przesyłowy, oznacza to nie tylko zwiększenie bazy zasobowej węglowodorów, ale także dzięki możliwości prognozowania i optymalizacji czasu modernizacji/rozbudowy infrastruktury wydobywczej obniżenie kosztów jednostkowych ich pozyskania. Szczegółowy zakres projektu Smart Field można rozdzielić na trzy główne aspekty – integrację danych połączoną z budową bazy danych [4], rozbudowę infrastruktury systemowej oraz implementację zaawansowanych narzędzi analitycznych wykorzystujących elementy AI/ML. Całość umożliwi pełnoskalowe wykorzystanie potencjału i wdrażanie rozwiązań z rodziny AI/ML zarówno komercyjnych jak i tych budowanych wewnątrz koncernu. Realizacja powyższych zadań nie byłaby możliwa bez stałego pogłębiania cyfrowych kompetencji pracowników dzięki przeprowadzeniu szeregu szkoleń oraz warsztatów tematycznych.

W czasie trzech lat trwania projektu Smart Field rozpoczęto budowę własnych rozwiązań AI/ML oraz przedsięwzięto współpracę z firmami zewnętrznymi takimi jak branżowe oil&gas – Schlumberger, Halliburton oraz z obszaru IT – Microsoft, Google, Amazon, IBM oraz Operator Chmury Krajowej, w ramach których zrealizowano szereg projektów. W niniejszym artykule Autorzy przedstawiają wybrane rozwiązania AI/ML, których pełnoskalowe wdrożenie pozwoli na znaczne zwiększenie efektywności i komfortu codziennej pracy specjalistów Grupy Orlen.

Narzędzia AI/ML

Projekt Smart Field zakłada zarówno rozwój wewnętrznych narzędzi oraz wykorzystanie ko-

mercyjnych rozwiązań wiodących dostawców branżowych m.in. firm Schlumberger (oprogramowanie: Eclipse100, Eclipse300, Intersect, Petrel, Pipesim, IAM, Techlog), Halliburton (DecisionSpace), AspenTech (Hysys), IHS (Fekete), Interactive Petrophysics oraz Petroleum Experts (Mbal, Prosper, Gap). Ponadto, z uwagi na analizy/testy rozwiązań chmurowych do grupy narzędzi należy dołączyć rozwiązania firm – Microsoft Azure, Google Cloud, Amazon AWS, IBM oraz Schlumberger (Delfi).

Realizowane prace badawcze dotyczące nowych rozwiązań prowadzone są w różnych trybach takich jak: krótkie testy rozwiązań, pełnoskalowe testy przy ścisłej współpracy z dostawcą tzw. PoV (ang. Proof of Value) / PoC (ang. Proof of Concept) oraz budowa od podstaw własnych rozwiązań przez dedykowany zespół specjalistów. Dzięki realizowanym w ten sposób pracom powstało kilka narzędzi/prototypów, takich jak:

- **Narzędzie do wielokryterialnej optymalizacji zarządzania złożem węglowodorów.** Zaprojektowanie strategii zarządzania złożem węglowodorów zależy od ogromnej liczby różnych zmiennych, często od siebie współzależnych – poprawiając rozwiązanie dla jednej zmiennej pogarszamy je względem drugiej. Wspierane sztuczną inteligencją symulacje różnych wariantów zagospodarowania złoża umożliwiają m.in. optymalizację liczby odwiertów oraz parametrów ich pracy. W ramach zrealizowanych prac powstał prototyp narzędzia opartego na sztucznej inteligencji, którego zadaniem jest przeprowadzenie procesu wielokryterialnej optymalizacji zarządzania pracą złoża węglowodorów, co w prostych słowach można przedstawić jako algorytm, który po odpowiednim zaprogramowaniu przez inżyniera potrafi zaprojektować taki sposób eksploatacji złoża węglowodorów, który umożliwi maksymalizację jego szczytowania przy najmniejszych kosztach, co wpłynie na wzrost wartości NPV projektów. Ponadto, wypracowana metodologia zakłada połączenie zintegrowanej metodyki zarządzania złożem, dzięki czemu możliwe staje się zachowanie wszystkich rzeczywistych ograniczeń systemu produkcyjnego [Rys.1]. W zależności od poziomu skomplikowania analizowanego zagadnienia inżynierskiego poddanie go procesowi optyma-



Rysunek 1. Narzędzie do optymalizacji wielokryterialnej [Materiały własne, PGNiG]

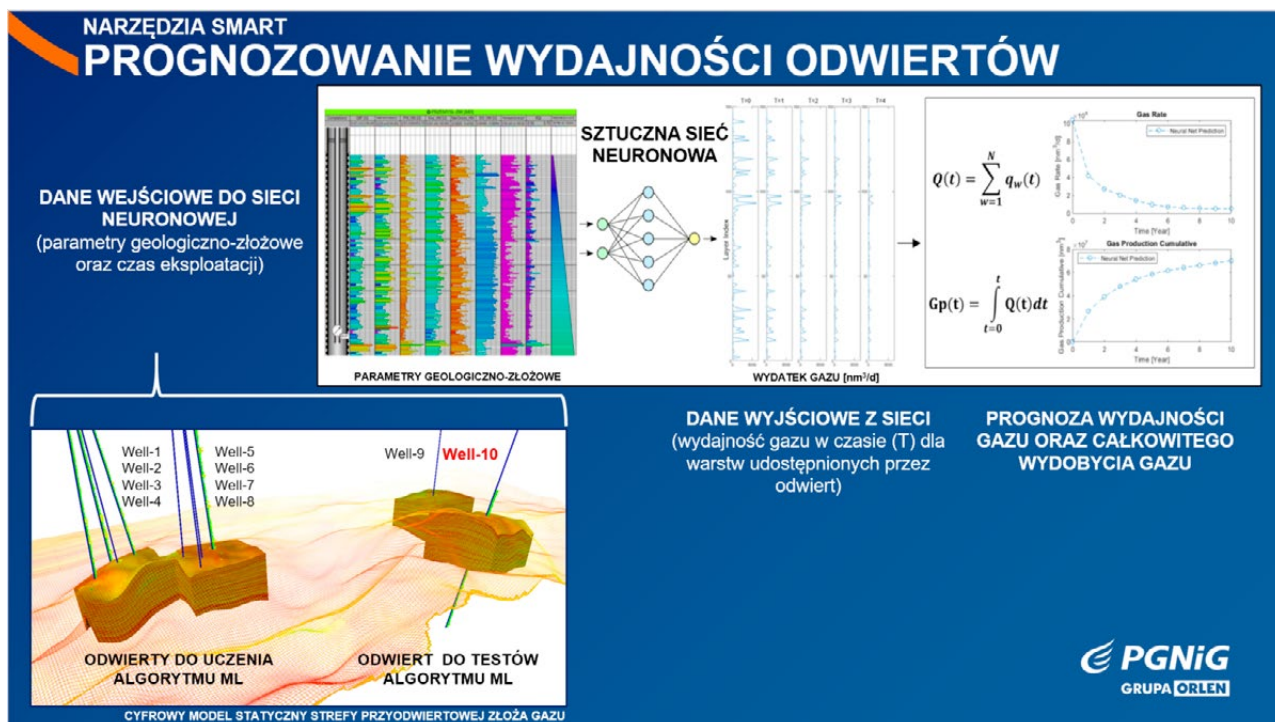
lizacji wielokryterialnej może wpłynąć na poprawę zadanych funkcji celu od kilku do kilkunastu punktów procentowych [5].

Projekt został zrealizowany wspólnie przez specjalistów PGNiG OGiE Grupa Orlen oraz Operatora Chmury Krajowej.

- Zastosowanie sztucznej inteligencji do prognozowania wydajności gazowych odwiertów eksploatacyjnych. W ramach narzędzia zaproponowana została dodatkowa metodyka prognozowania

produkcji gazu oparta na rozwiązaniach uczenia maszynowego, takich jak sieci neuronowe oraz programowanie genetyczne, która umożliwia określenie zależności pomiędzy danymi geologiczno-złożowymi dostępnymi na wczesnym etapie rozpoznania złoża (m.in. danymi geofizyki otworowej), a danymi produkcyjnymi. Zbudowane modele opracowano na podstawie danych pochodzących ze złoża gazu ziemnego i obecnie mogą być wykorzystywane do

prognozowania wydobywania gazu przez okres dziesięciu lat dla nowych odwiertów z tego lub analogicznego horyzontu, osiągając przy tym błąd całkowitego wydobywania gazu mniejszy niż 15% w stosunku do profesjonalnego symulatora złożowego [Rys.2]. Zalety opracowanej metodyki to bardzo krótki czas przygotowania prognoz produkcji gazu (nie przekracza ona kilku sekund) oraz konieczność posiadania jedynie podstawowych informacji geologiczno-złożowych



Rysunek 2. Narzędzie do prognozowania wydajności odwiertów gazowych [Materiały własne, PGNiG]

z danego odwiertu (standardowo dostępnych po wykonaniu otworu). Sama metodyka może zostać powielona dla innych złóż po wcześniejszym przystosowaniu modeli do nowych danych. Szansą rozwoju obecnego rozwiązania jest zastosowanie pomiarów światłowodowych w odwiertach. Pozwolą one m. in. na określenie szczegółowego rozkładu przepływu z całego udostępnionego interwału produkcyjnego [3]. Projekt realizowany jest w całości przez specjalistów PGNiG OGiE Grupa Orlen.

- **Narzędzie do automatycznego doboru i optymalizacji parametrów kompresorów.** Kompresory należą do jednych z ważniejszych elementów wyposażenia systemu produkcyjnego. Ich odpowiedni dobór ma wpływ na możliwości produkcyjne złoża oraz funkcjonowanie jednostki produkcyjnej (kopalni). Budowane narzędzie ma na celu wsparcie procesu doboru projektowanych kompresorów gazu. Aktualnie kompresory dobierane są ręcznie, na podstawie danych z prognoz wydobywania w danym punkcie czasu lub kilku wybranych punktach z przekroju całej prognozy wydobywania. Budowane z wykorzystaniem modeli sztucznej inteligencji narzędzie będzie dobierało optymalne rozwiązanie, które uwzględniając cały profil produkcji umożliwi skuteczną dobór parametrów urządzenia. Optymalizacja będzie realizowana pod kątem określonych parametrów np. kosztu eksploatacji urządzeń, parametrów wydobywania węglowodorów czy ryzyka awarii. W miarę jak warunki w odwiertach zmieniają się, a prognozy wydobywania gazu na

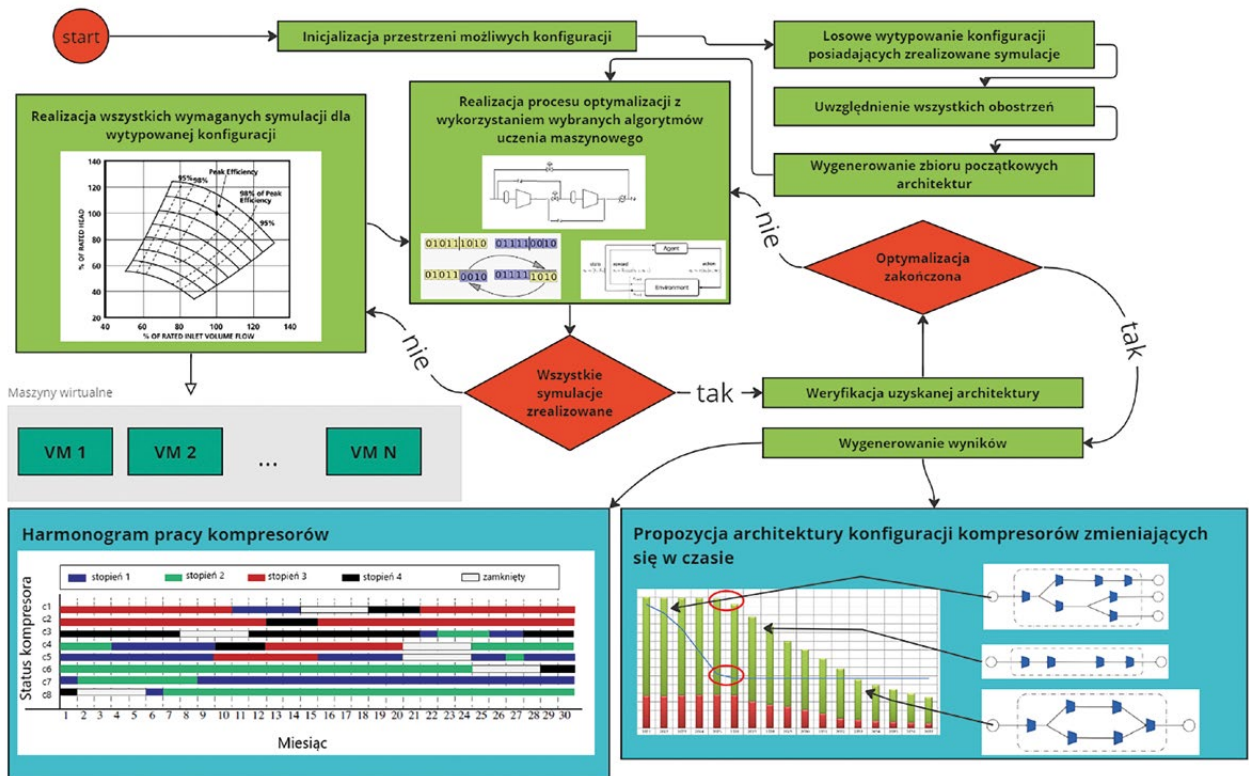
kolejne lata są aktualizowane, konieczne jest ciągle dostosowywanie konfiguracji sprzężarek. Dlatego ważne jest, aby opracować system [Rys.3], który automatycznie odszuka możliwe zoptymalizowane konfiguracje i procedury ich zmian wraz z upływem czasu. W trakcie budowy rozwiązania musimy brać pod uwagę wiele parametrów - począwszy od architektury połączeń ze sobą maszyn w danym punkcie czasu, przez ich budowę czyli ramy, silniki, tłoki czy na samym końcu przestrzenie zamknięte. Należy również pamiętać, że charakterystyki wybranych konfiguracji poznaje się dopiero po wykonaniu samej symulacji w środowisku symulacyjnym producenta sprzężarek. Narzędzie będzie pozwalać na wyszukiwanie konfiguracji z wykorzystaniem wszystkich dostępnych w bazie modeli kompresorów oraz ich parametrów, co umożliwi przeprowadzenie dziesiątek symulacji w całym profilu produkcji, a nie tylko dla wybranych punktów, co znacząco wpłynie na czas i optymalny dobór kompresorów. Projekt realizowany jest w całości przez specjalistów PGNiG OGiE Grupa Orlen.

- **Narzędzie do wsparcia i optymalizacji wydobywania gazu na kopalni – cyfrowy bliźniak (ang. Digital Twin).** Celem projektu jest zbudowanie narzędzi, które wykorzystując komercyjne rozwiązania branżowe Pipesim (symulator przepływu przez odwiert i rurociągi) oraz Symmetry (symulator procesowy) umożliwią stworzenie pełnowymiarowych bliźniaków cyfrowych zarówno odwiertów/rurociągów jak i instalacji procesowej na wybranej

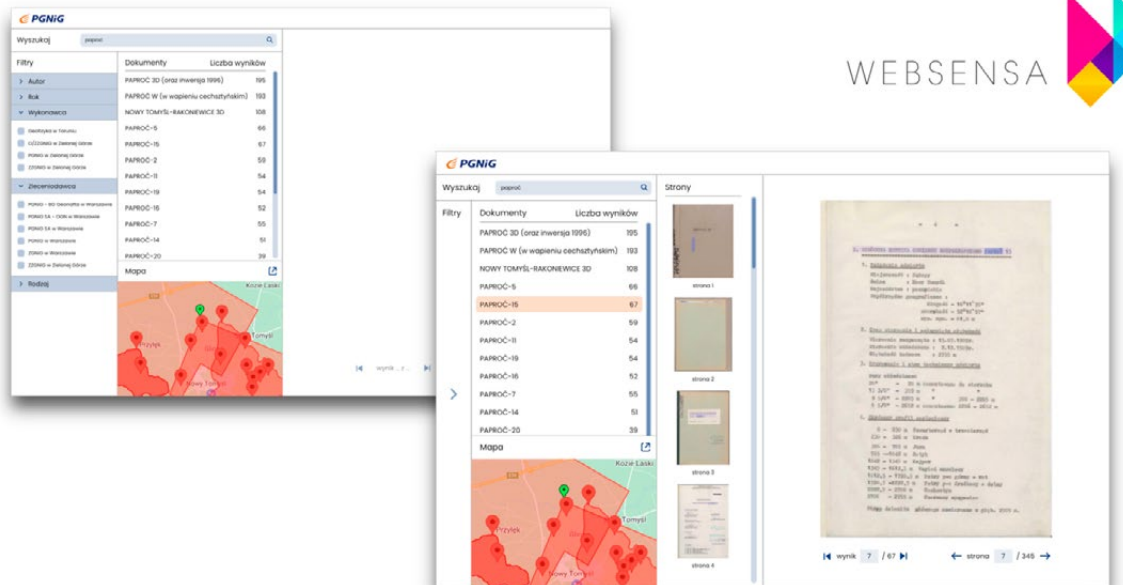
kopalni gazu. Dzięki połączeniu w czasie rzeczywistym z danymi pomiarowymi kopalni, agregowanymi w odpowiednio zabezpieczonym środowisku bazodanowym, będzie możliwa automatyzacja kalibracji zbudowanych modeli cyfrowych do danych produkcyjnych, a tym samym obliczanie optymalnych parametrów pracy każdej modelowanej jednostki systemu produkcyjnego w zadanym interwale czasowym. Ponadto, w przyszłości, na tak przygotowanym zbiorze danych będzie możliwe rzeczywiste wdrożenie rozwiązań typu IoT takich jak np. utrzymanie predykcyjne (ang. Predictive Maintenance), które na podstawie danych pomiarowych pozwala na przewidywanie awarii oraz optymalizację pracy urządzeń. Wykorzystanie tego typu rozwiązań na kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego będzie miało wpływ na zwiększenie poziomu produkcji oraz efektywności energetycznej przy jednoczesnym zmniejszeniu kosztów operacyjnych i szkodliwego wpływu na środowisko. Przy obecnych obostrzeniach środowiskowych (emisja metanu) to właśnie te elementy mogą mieć kluczowy wpływ na rentowność jednostek produkcyjnych (kopalni).

Projekt realizowany jest wspólnie przez specjalistów PGNiG OGiE Grupa Orlen oraz firm Schlumberger i Microsoft.

- **Wyszukiwarka danych.** Jednym z głównych wyzwań z jakimi zmagają się w codziennej pracy specjaliści jest wyszukiwanie danych spośród dziesiątek rozproszonych źródeł, które obejmują m.in.



Rysunek 3. Schemat działania narzędzia do automatycznego doboru i optymalizacji pracy kompresorów [Materiały własne, PGNiG]



WEBSSENSA



Rysunek 4. Przykładowe dashboards wyszukiwarki danych [Materiały własne, PGNiG]

różnego rodzaju zeskanowane dokumentacje złożowe/wynikowe posiadające setki stron, bez możliwości szybkiego wyszukiwania. Zbudowane rozwiązanie posiada możliwość wykonania OCR (ang. Optical Character Recognition – to technologia, która umożliwia optyczne rozpoznawanie znaków dokumentów zeskanowanych) z wykorzystaniem głębokich sieci neuronowych. Ponadto, w narzędziu zawarto szereg innych funkcjonalności, takich jak:

- rankingowanie wyników wyszukiwania z wykorzystaniem algorytmów sztucznej inteligencji,
- możliwość kopiowania tekstu, tabel, wykresów,
- wyszukiwanie pełnotekstowe,
- możliwość inteligentnego wyszukiwania bez konieczności używania filtrów,
- przetwarzania języka naturalnego i analizy semantycznej,
- korelacja dokumentów z obiektami na mapie.

Pierwsze testy wykazały nawet 80% redukcję czasu pracy z dokumentem w porównaniu do klasycznego wyszukiwania. W ramach realizowanego PoC wykonano również przedstawione poniżej dashboards [Rys.4]. Projekt został zrealizowany wspólnie przez specjalistów PGNiG OGiE Grupa Orlen, Google Cloud oraz firmy Websensa.

Podsumowanie i kierunki dalszych prac

Obszar wdrażania narzędzi AI/ML w segmencie poszukiwań i wydobycia węglowodorów jest szeroki i obejmuje różne procesy, jednakże podstawą ich wszystkich są dostępność i jakość posiadanych danych. Dlatego też nadrzędnym elementem do prowadzenia szeroko zakrojonych prac rozwojowych narzędzi AI/ML jest aktualnie wdrażana zina-

retowana baza danych, stanowiąca jedno źródło sprawdzonych danych. Zrealizowane projekty pokazują ogromną perspektywiczność proponowanych rozwiązań, co motywuje nas do dalszych prac nad ich rozwojem i pełnowymiarowym wdrożeniem w codziennej pracy inżynierskiej.

Bibliografia

1. Kawecki B.: *Wpływ cyfryzacji i integracji procesów na wyniki finansowe firmy, GFKM, Uniwersytet Gdański, Warszawa 2022.*
2. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 11-12(286) listopad, grudzień 2022r.*
3. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 2(288) luty 2023r.*
4. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 3(289) marzec 2023r.*
5. Dudek J.: *Wielokryterialna optymalizacja zarządzaniem pracą złoża węglowodorów z wykorzystaniem zaawansowanych metod wydobywania, PKN Orlen Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Warszawa 2023.*

Dr inż. Jacek Dudek
Specjalista Inżynier Złożowy
PKN ORLEN Oddział Geologii
i Eksploatacji PGNiG w Warszawie

Jacek Dudek jest od 5 lat pracownikiem działu inżynierii złożowej gdzie zajmuję się budową modeli dynamicznych złóż węglowodorów oraz prowadzeniem analiz dotyczących projektów zagranicznych. Ponadto, jest współorganizatorem projektu Smart Field.

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 autorem i kierownikiem projektów takich Cyfrowe Złoże i Smart Field.

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 Oi & Gas. Jest członkiem zespołu projektów „Cyfrowe Złoże” i „Smart Field”.

Paweł Mucha
Data Scientist
PKN ORLEN Oddział Geologii
i Eksploatacji PGNiG w Warszawie

Od 2001 zawodowo w branży IT zajmował się programowaniem, analizą biznesową, projektowaniem i wdrażaniem oprogramowania. Specjalizuje się w technikach wykorzystujących uczenie maszynowe do rozwiązywania problemów optymalizacji. Od 2021 związany z projektowaniem i budowaniem rozwiązań wykorzystujących uczenie maszynowe w branży Oil&Gas min. w projekcie narzędzi do wielokryterialnej optymalizacji w PGNiG.

Spółka Akcyjna – PGNiG Technologie w Krośnie



Przemysł naftowy i gazowy posiada piękną i bogatą tradycję sięgającą czasów Ignacego Łukasiewicza, ściśle powiązaną z Podkarpaciem.

W 1854 roku Ignacy Łukasiewicz wspólnie z Tytusem Trzecieckim założyli pierwszą na świecie spółkę naftową, która zaczęła wydobywać i eksploatować ropę w Bóbrce koło Krosna. Pracował on nad udoskonaleniem przetwórstwa ropy naftowej jak i technikami wiercenia otworów. W tym okresie nastąpił ogromny rozwój przemysłu naftowego w Polsce, co przyczyniło się do jego rozkwitu w całym świecie.

PGNiG Technologie, w pewnym obszarze działalności, może pochwalić się ponad 100-letnim doświadczeniem.

W ciągu minionych kilkudziesięciu lat zrealizowaliśmy z sukcesami wiele inwestycji. Wybudowaliśmy ponad 70% krajowej sieci przesyłu gazu (ponad 6.800 km gazociągów), kilkanaście tysięcy kilometrów gazociągów wysokiego ciśnienia oraz kilka tysięcy kilometrów sieci rozdzielczej, a także wiele instalacji odsiarczania, tłoczni gazu i stacji redukcyjno-pomiarowych. Od końca lat 60-tych zagospodarowaliśmy ponad 30 złóż gazu ziemnego w całym kraju. Jedną z największych inwestycji była budowa 270 km polskiego odcinka gazociągu tranzytowego Jamał-Europa Zachodnia. Gazociąg w Polsce posiadający Międzynarodowy Certyfikat Bezpieczeństwa wydany przez Bureau Veritas, a doświadczenia zdobyte podczas tego projektu pozwalają nam podjąć się najtrudniejszych zadań.

Spółka PGNiG Technologie powstała w 2011 roku w wyniku fuzji czterech działających od dziesięcioleci na polskim rynku spółek: BN Naftomontaż, ZUN Naftomet, ZRUG Pogórska Wola oraz BUG Gazobudowa.



Arch. PGNiG Technologie

Celem konsolidacji było stworzenie nowoczesnego i silnego przedsiębiorstwa, będącego liderem w budowie zaawansowanych technologicznie obiektów przemysłu naftowego i gazowniczego.

W listopadzie 2022 PGNiG Technologie, w ramach Grupy PGNiG zostało połączone z PKN ORLEN. Wejście w skład koncernu multienergetycznego stwarza nowe możliwości dla rozwoju firmy i pracowników, którzy zdecydują się na rozpoczęcie kariery zawodowej w PGNiG Technologie. Dzięki połączeniu z PKN Orlen jest jeszcze bardziej atrakcyjnym pracodawcą. To szansa dla Spółki na wykorzystanie możliwości dla rozwoju oraz stabilnego zatrudnienia.

Dzięki posiadanemu zapleczu produkcyjnemu oraz potencjałowi zgromadzonemu wokół obszaru Badań i Innowacji, PGNiG Technologie pracuje nad projektami badawczo-rozwojowymi, które w przyszłości mogą przyczynić się do przełomowych zmian na rynku energii.

Misją firmy jest opracowywanie i wdrażanie technologii udostępniania zasobów ropy naftowej, gazu ziemnego oraz energii ze źródeł odnawialnych. Realizując zamierzone cele, firma kładzie nacisk na podnoszenie jakości życia i poszanowanie środowiska naturalnego poprzez budowę infrastruktury zgodnej z najnowszymi światowymi rozwiązaniami.

Współpraca ze szkołami średnimi pozwala firmie na pozyskiwanie średniego personelu technicznego, doskonale dostosowanego do profilu naszej produkcji i usług.

Nasz zespół tworzą wysoko wykwalifikowani menadżerowie i doświadczeni inżynierowie. Dzięki ich bliskiej współpracy z inwe-

storami jesteśmy w stanie zrealizować nawet najtrudniejsze projekty, ściśle dopasowane do wymagań klientów. Uzyskane certyfikaty potwierdzają wysokie standardy oferowanych usług oraz dbałość o bezpieczeństwo pracy. Posiadamy wdrożony i certyfikowany system zarządzania, oparty na wymaganiach międzynarodowych norm: system zarządzania jakością, zarządzania środowiskowego oraz zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy. Naszym klientom gwarantujemy rzetelne i terminowe realizowanie zleceń, zgodne z wymaganiami jakościowymi dotyczącymi spawania materiałów i konstrukcji metalowych według norm ISO 3834-2. Zapewniamy solidne i bezpieczne wykonanie wszystkich urządzeń do eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego, zgodnie z standardami American Petroleum Institute spec. 6A i spec. Q1.

Świadczymy usługi projektowania, budowy, uruchamiania i eksploatacji kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego, podziemnych magazynów gazu, tłoczni gazu, rurociągów przesyłowych oraz produkcji elementów urządzeń wiertniczych i sprzętu do powierzchniowego wyposażenia odwiertów.

Naszą misją jest ułatwianie dostępu do zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego oraz innych mediów podnoszących jakość życia.

Realizujemy ją poprzez budowę infrastruktury liniowej, górniczej i magazynowej w poszanowaniu środowiska naturalnego i przy wykorzystaniu najnowszych światowych technologii.

Jako generalny realizator inwestycji w branży naftowo-gazowniczej dostarczamy naszym

inwestorom kompleksowe rozwiązania w zakresie usług projektowania, budowy, uruchamiania i eksploatacji kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego, podziemnych magazynów gazu, rozbudowy sieci przesyłowej gazu ziemnego na terenie Polski oraz elementów infrastruktury energetycznej.

Wykonujemy pod klucz, między innymi następujące rodzaje inwestycji:

- gazociągi przesyłowe we wszystkich zakresach średnic i ciśnień eksploatacyjnych,
- instalacje do obróbki i uzdatniania ropy naftowej i gazu ziemnego,
- infrastrukturę naziemną umożliwiającą magazynowanie gazu ziemnego,
- systemowe obiekty przesyłu gazu, w tym stacje redukcyjno -pomiarowe, tłocznie gazu i węzły rozdzielcze,
- sieci gazowe, wodociągowe, kanalizacyjne, ciepłociągi,
- instalacje osuszania gazu,
- stacje CNG.

W zakres naszych szerokich usług serwisowych wchodzi między innymi: prace hermetyczne na czynnych gazociągach, umożliwiające wykonywanie prac bez konieczności wstrzymania przepływu gazu (metoda TD Williamson). Realizacja części linowych inwestycji w obszarach chronionych odbywa się

z pomocą technik przewiertów sterowanych HDD lub Direct Pipe.

Mikanowo – Głównym celem inwestycji było zaprojektowanie oraz budowa w formule „pod klucz” zespołu instalacji technologicznych osuszania gazu ziemnego o wydajności 1 mln m³/h. Instalacja wchodzi w skład inwestycji związanych z budową terminalu LNG w Świnoujściu oraz infrastruktury przesyłowej na terenie kraju. Urządzenia technologiczne zabudowano na terenie o powierzchni wynoszącej ok. 1,6 hektara.

Tarchały – W ramach zadania na Kopalni Gazu Ziemnego Tarchały zabudowany został fabrycznie nowy, kompletnie wyposażony zestaw sprężający gaz ziemny wraz z wszelkimi układami pomocniczymi, przystosowany w pełnym zakresie do pracy w trybie automatycznym z możliwością ręcznego sterowania.

Hermanowice – Strachocina – Zadanie „Budowa gazociągu DN700 Hermanowice – Strachocina” obejmowało budowę gazociągu wysokiego ciśnienia o długości wynoszącej 72 km relacji Hermanowice -Strachocina wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Trasa gazociągów przebiegała przez i w sąsiedztwie obszarów chronionych Natura 2000.

Kamień Mały – Wykonane przez nas prace obejmowały realizację obiektów i in-

stalacji technologicznych, które pozwalają na wydobycie płynu złożowego ze złoża Kamień Mały za pośrednictwem 3 odwiertów. Realizowany przez nas zakres obejmował wykonanie preizolowanych rurociągów przesyłowych wyposażonych w system detekcji wycieku, które transportują płyn złożowy od strefy przyodwiertowej Kamień Mały do Ośrodka Grupowego Górzycy, w trudnym, zawodniącym i bagnistym terenie. Na obiekcie OG Górzycy został zainstalowany zestaw sprężający gaz odseparowany z płynu złożowego, pochodzący ze złóż Górzycy oraz Kamień Mały, który po sprężeniu jest przesyłany istniejącym gazociągiem na Kopalnię Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Zielin. Uruchomienie instalacji pozwala na zwiększenie wydobycia krajowego, rocznie ok. 24 tys. ton ropy naftowej oraz ok. 3,6 mln m sześć. gazu ziemnego.

MOW 100 – W ramach realizacji instalacji PGNiG Technologie SA odpowiedzialna była za opracowanie kompletnej dokumentacji projektowej technologii uzdatniania gazu, następnie produkcję oraz dostawę i montaż dwóch kompletnych mobilnych zestawów o roboczej nazwie „MOW 100”. Zaprojektowane rozwiązania pozwalają na nowatorskie podejście do kompleksowego zagospodarowania złoża gazu ziemnego za pomocą instalacji przewoźnych.



Mikanowo. Fot. arch. PGNiG Technologie



MOW. Fot. arch. PGNiG Technologie

Budowa tłoczni gazu Jaksmanice – Przedmiotem zamówienia było opracowanie dokumentacji projektowej, wykonanie robót budowlano – montażowych wraz z dostawą urządzeń, realizowanym w systemie „pod klucz”. W ramach kompleksowej realizacji inwestycji na terenie naszego zakładu dokonano packagingu mobilnego zestawu agregatu sprężającego gaz ziemny wraz z obudowa akustyczną. Wyprodukowany przez nas zespół sprężarkowy, łącznie z instalacjami, umożliwi zwiększenie produkcji gazu ziemnego w południowej Polsce.

„Zagospodarowanie odwiertów Rogoźnica KGZ Zalesie”. Wykonana przez PGNiG Technologie inwestycja pozwala na wydobycie gazu ziemnego z trzech zlokalizowanych obok siebie odwiertów na złożu Rogoźnica. U uruchomienie inwestycji pozwala na zwiększenie udziału krajowego wydobycia w bilansie energetycznym Polski dzięki czemu wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju.

Zabudowa sprężarki Dzików – Oddany do użytku fabrycznie nowy agregat sprężający gaz ziemny o mocy 1,4 MW przystosowany jest do pracy w pełnym zakresie w trybie automatycznym z możliwością ręcznego sterowania. Dostarczony i zabudowany przez naszą Spółkę zestaw sprężający wraz z układami, urządzeniami i systemami pomocniczymi przeznaczony jest

do podnoszenia ciśnienia gazu ziemnego w celu dalszego skierowania do krajowego systemu przesyłowego.

Obecnie Spółka realizuje kilkadziesiąt zadań mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski.

MOW 60 – Mobilne Ośrodki Wydobywcze – wykonanie instalacji które umożliwią przystąpienie do próbnej eksploatacji. Podstawowe urządzenia jakie są wykonywane w ramach zabudowy MOW 60 to: manifold zwężkowy, separator, zbiorniki, oddzielnik końcowy, filtr gazu, emitor gazu, instalacja osuszania, agregat prądotwórczy, system zbioru danych oraz niezbędne zaplecze techniczne i socjalne w celu zapewnienia ciągłej obsługi.

Wierzchowice – Głównym celem zadania jest zwiększenie pojemności magazynowej czynnej Podziemnego Magazynu Gazu Ziemnego do 2,1 mld Nm³. Rozbudowa magazynu gazu w Wierzchowicach będzie znaczącym wzmocnieniem bezpieczeństwa energetycznego Polski. W efekcie tej inwestycji możliwości gromadzenia zapasów gazu wzrastają o 25 proc.

Zajmujemy się projektowaniem, produkcją i remontami urządzeń do eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego, a także prefabrykacją konstrukcji stalowych różnego przeznaczenia.

Nasza produkcja obejmuje w szczególności:

- powierzchniowe wyposażenie odwiertów ropy i gazu:
 - zasuwki suwakowe,
 - więźby rurowe,
 - głowice eksploatacyjne,
 - zawory iglicowe,
 - łączniki i adaptery,
 - trójniki oraz króćce włączeniowe do czynnych gazociągów,
 - śluzy nadawczo-odbiorcze tłoków,
- elementy wyposażenia platform wiertniczych:
 - części zamienne,
 - ramy transportowe,
 - kosze transportowe,
 - wózki jezdne,
 - listwy zębate,
 - klucze hydrauliczne,
 - rolki stalowe,
- konstrukcje stalowe różnego przeznaczenia:
 - konstrukcje wielkogabarytowe,
 - konstrukcje stalowe wsporcze,
 - zbiorniki,
 - kontenery,
 - ramy,
 - podesty.

Niemal każde urządzenie projektowane jest na indywidualne zamówienie klienta. Oferujemy sprzęt w szerokiej skali ciśnień roboczych do 15000 psi dostosowywany do pracy zarówno w neutralnym, jak i silnie agresywnym środowisku korozyjnymi siarkowodorowym.

Od ponad dwudziestu lat posiadamy licencję American Petroleum Institute w zakresie specyfikacji API Q1 i API 6A. Jako jedyni w Polsce posiadamy tak szeroki zakres licencjonowanych produktów obejmujących, w szczególności: głowice eksploatacyjne, więźby rurowe, zwęzki, zasuwki suwakowe, siłowniki hydrauliczne, wieszaki klinowe i tulejowe, czwórniki, łączniki przejściowe i adaptery, kołnierze zaślepiające i testowe, pierścienie uszczelniające.

Przeprowadzamy weryfikacje, przeglądy oraz remonty urządzeń do eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego, w szczególności zasuw suwakowych, więźb rurowych, głowic eksploatacyjnych, łączników przejściowych i adapterów. Wykonujemy naprawy i modyfikacje zarówno własnych wyrobów jak i urządzeń innych producentów.

Usługi remontowo-naprawcze realizujemy na własnej hali produkcyjnej wyposażonej w park maszynowy dostosowany do realizacji tego rodzaju prac. Posiadamy wyspecjalizowaną, mobilną Sekcję Serwisową dzięki czemu świadczymy usługi montażu i doszczelniania więźb rurowych i głowic eksploatacyjnych w terenie. Zapewniamy klientom serwis gwarancyjny jak również naprawy pogwarancyjne. Świadczymy usługi serwisowo-naprawcze głowic eksploatacyjnych w terenie.

Wśród świadczonych przez nas usług w ramach produkcji i obróbki pracujemy z materiałami takimi jak stal czarna, stal chromo-niklowa, materiały typu Inconel, Duplex oraz inne.

Wykonujemy detale z materiału własnego lub powierzono.

- Oferujemy pomoc na etapie projektowania, obróbki, a także wykonania stosownej dokumentacji konstrukcyjno-technologicznej.

Laboratorium badawcze firmy PGNiG Technologie świadczy usługi z zakresu badań nieniszczących oraz badań niszczących dla materiałów metalicznych oraz złączy spawanych. Prowadzone są one w oparciu o świadectwa kwalifikacyjne nadane przez Centralne Laboratorium Dozoru Technicznego, oraz zezwolenia Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki.

Oferta badań nieniszczących materiałów metalicznych oraz złączy spawanych obejmuje:

- badania radiograficzne, penetracyjne, wizualne oraz ultradźwiękowe złączy spawanych,
- ultradźwiękowe pomiary grubości oraz badania magnetyczno – proszkowe.

Badania radiograficzne wykonujemy za pomocą urządzeń wytwarzających promieniowanie jonizujące - aparatów rentgenowskich.

Badania niszczące wykonuje personel laboratorium posiadający uprawnienia według normy PN-EN ISO 9712.

Na potrzeby realizowanych przez firmę inwestycji oraz na zlecenie firm zewnętrznych wykonujemy badania niszczące, w zakres których wchodzi:

- próby zginania, rozciągania i udarności metali,
- pomiary twardości metodami Rockwella oraz Vickersa,
- badania metalograficzne i próby zginania

W roku 2022 PGNiG Technologie stało się częścią Grupy ORLEN. Niewątpliwie da nam to szansę na wejście na nowe rynki, jak i pozwoli wdrożyć nasz plan rozwojowy. Nasz stały rozwój i inwestowanie w najnowsze technologie sprawiają, że z optymizmem patrzymy w przyszłość, wychodząc naprzeciw nawet najbardziej złożonym zapotrzebowaniom inwestorów.

Dodatковым walorem miejsca, w którym mieści się Spółka, jest infrastruktura drogowa będąca łącznikiem między Wschodem a Zachodem gospodarczej Europy, aktywność portu lotniczego „Jasionka” oraz bliskość granicy z Ukrainą. Dzięki rozwijającej się komunikacji Podkarpacie otwiera się na świat, stwarzając wzajemne możliwości współpracy.

PGNiG Technologie,
Grupa ORLEN



Produkcja, hala W1. Fot. arch. PGNiG Technologie

Zakup Jednostki Azotowej dla spółki Exalo Drilling S.A.



Bogusław
Blicharczyk

Wprowadzenie

W ostatnim okresie działalności biznesowej spółka Exalo Drilling S.A. realizując politykę inwestycyjną, podjęła decyzję w sprawie odnowienia oraz doposażenia parku maszynowego w nowe urządzenia spełniające wymogi w zakresie obowiązującego prawa implementowanego przez organy ustawodawcze UE, a także w zakresie możliwości wykonywania prac specjalistycznych w odwiertach naftowych zgodnie z nowymi technologiami inżynieryjno-złożowymi. Wynikiem podjętej uchwały był zakup nowoczesnego urządzenia o nazwie Jednostka Azotowa.

Opis ogólny urządzenia

Jednostka Azotowa to urządzenie, które umożliwia tłoczenie azotu w postaci gazowej przy określonych parametrach czynnika roboczego tj. ciśnienia, wydajności i temperatury. Jest to



Fig. 1. Zdjęcie Jednostki Azotowej, Fot. arch. Wojciech Kwaśniewicz

technologia, która została zaimplementowana w latach 90-tych ubiegłego stulecia do naszego rodzimego przemysłu naftowego, mająca na celu zastąpienie sprężonego powietrza sprężonym azotem. Pozwoliło to zminimalizować, czy wręcz całkowicie wyeliminować niebezpieczeństwo powstawania wysokiego zagrożenia, jakim było niebezpieczeństwo wybuchu mieszaniny węglowodorów z powietrzem w określonych warunkach termobarycznych na obszarze prowadzenia prac wiertniczych i eksploatacyjnych w zakładach górniczych. Głównym aspektem zastosowania azotu jako czynnika roboczego w procesie technologicznym, są jego własności fizyko-chemiczne.

Pierwsza i zarazem chyba najważniejsza właściwość to jego niepalność, czyli brak możliwości tworzenia z węglowodorami mieszaniny wybuchowej. Zastosowanie azotu w procesach technologicznych w górnictwie naftowym pozwoliło na znacznie obniżenie wskaźników zagrożenia występujących do tej pory na stanowisku pracy. W dalszym okresie stosowania tej technologii obniżanie powyższych wskaźników potwierdzane było podczas analizy czynników ryzyka przez wewnętrzne komisje bezpieczeństwa pracy w zakładach górniczych. Drugi zasadniczy aspekt zastosowania azotu to zwiększająca się w tamtym okresie dostępność na rynku polskim i możliwość dostarczenia



Fig. 2. Zdjęcie Jednostki Azotowej, Fot. arch. Bogusław Blicharczyk

bezpośrednio na teren prowadzenia prac ciekłego azotu.

Być może ktoś zastanawiał się, dlaczego ciekły azot jest stosowany w tej technologii? Odpowiedź jest stosunkowo prosta – zmieniając stan skupienia 1 litra ciekłego azotu jesteśmy w stanie otrzymać prawie 700 litrów azotu gazowego w warunkach odniesienia tzn. przy ciśnieniu atmosferycznym i temp. 20 deg.C. Stosując proste obliczenia można stwierdzić, iż mając do dyspozycji 7,89 m³ ciekłego azotu (pojemność zbiornika na ciekły azot zamontowany na Jednostce Azotowej) otrzymujemy około 5 500 Nm³ azotu w postaci gazowej.

Trzeci aspekt to czynnik ekonomiczny. Stosując kompresor do wytłaczania płynu z odwiertu, czas tłoczenia dochodził do 24 godzin ciągłego tłoczenia. Zastosowanie Jednostki Azotowej pozwoliło na jego 6-krotnie skrócenie, a niejednokrotnie jeszcze większe. W konsekwencji uzyskujemy mniejsze koszty przestoju wiertni lub odwiertu eksploatacyjnego a nawet całej kopalni.

Opis działania Jednostki Azotowej

Ciekły azot jest zgromadzony w zbiorniku nr 3. Zbiornik służy jednocześnie do jego transportu, posiada odpowiednią konstrukcję pozwalającą utrzymać azot w postaci ciekłej. Temperatura azotu w stanie ciekłym wynosi – 196 deg.C. Konstrukcja zbiornika składa się z dwóch zbiorników, wewnętrznego i zewnętrznego. Przestrzeń pomiędzy zbiornikami stanowi próżnia, co ze względu na jej wyspiałe właściwości izolacyjne powoduje, iż azot w zbiorniku wewnętrznym pozostaje cały czas ciekły, niezależnie od pory roku i temperatury panującej na zewnątrz zbiornika magazynowego. Ze względu na fakt, iż zbiornik jest ciśnieniowy, a także służy do transportu materiału zaklasyfikowanego jako niebezpieczny, jego zaprojektowanie, produkcja i eksploatacja podlega zatwierdzeniu oraz nadzorowi odpowiednich organów powołanych do tego celu. W Polsce jest to Transportowy Dozór Techniczny (TDT).

Pompa doładowująca nr 2 dostarcza ciekły azot pod odpowiednim ciśnieniem na układ

ssący pompy triplex. Pompa główna typu triplex w zależności od ustawionych parametrów wynikających z technologii prac w odwiercie, tłoczy ciekły azot o odpowiedniej wydajności, pod ciśnieniem wynikającym z przeciwcisnienia panującego w punkcie podłączenia wylotu linii tłoczącej Jednostki Azotowej. Następnie ciekły azot kierowany jest do dwóch wymienników ciepła, gdzie następuje zmiana stanu skupienia azotu ciekłego na gazowy. Temperatura azotu na wylocie rurociągu jest regulowana zaworem nr 6 w wymaganym zakresie. Wymiennik ciepła nr 1 wykorzystuje ciepło generowane przez układ chłodzenia silnika pokładowego Caterpillar C18, przepływowy generator ciepła napędzany mechanicznie przez silnik C18 oraz energię cieplną odzyskiwaną z oleju układu hydraulicznego Jednostki Azotowej. Wymiennik nr 2 wykorzystuje ciepło generowane przez układ wydechowy silnika CAT C18. Istnieje możliwość wykorzystania wymiennika nr 1, nr 2 lub obydwu w zależności od wydajności tłoczenia i potrzeby dostarczenia odpowiedniej ilości energii cieplnej pozwalającej na zmianę

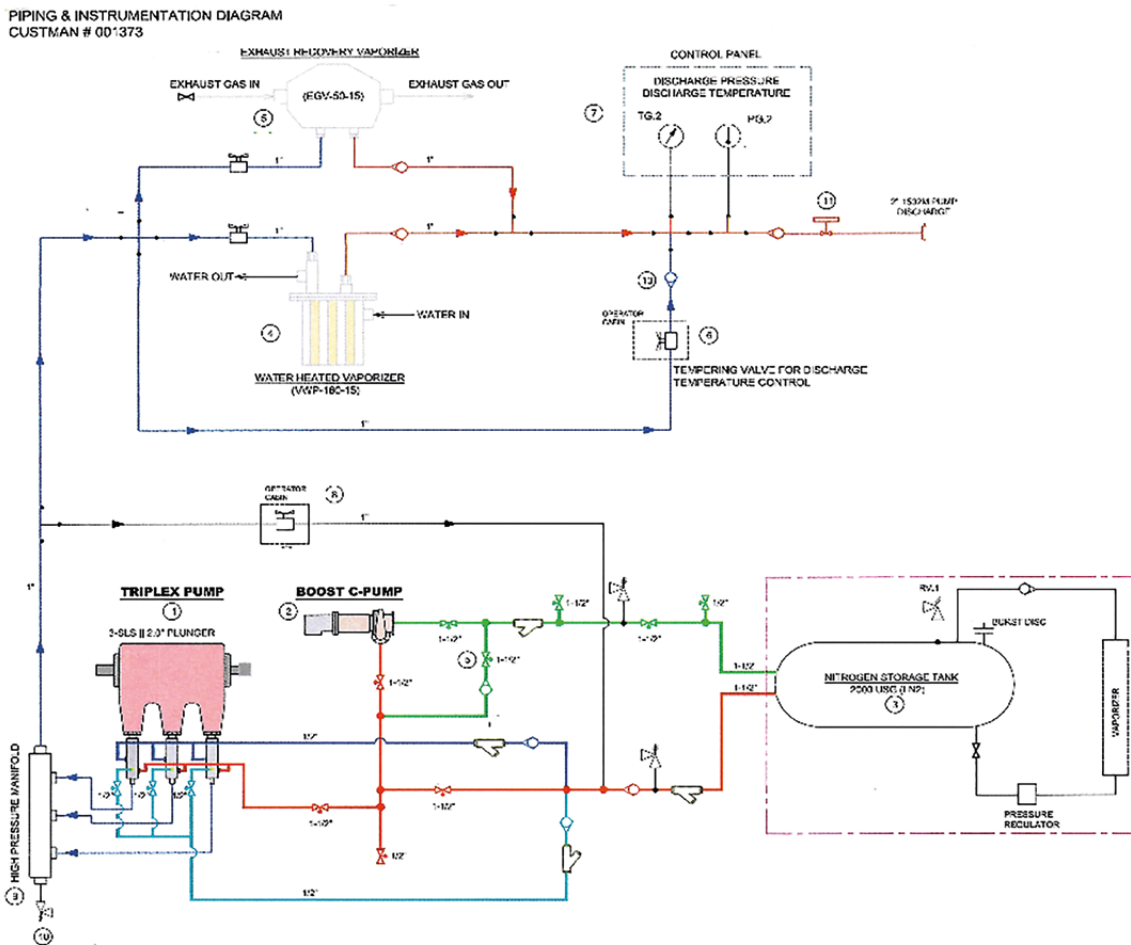


Fig.3. Schemat technologiczny Jednostki Azotowej.
 Objaśnienia do schematu: 1. Pompa triplex, 2. Pompa doładowująca, 3. Zbiornik transportowy ciekłego azotu, 4. Wymiennik ciepła nr 1 – parownik ciekłego azotu, 5. Wymiennik ciepła nr 2 – parownik ciekłego azotu, 6. Zawór regulacji temperatury gazowego azotu, 7. Pomiar temperatury i ciśnienia na linii tłoczenia azotu, 8. Zawór obejściowy, 9. Manifold wysokiego ciśnienia, 10. Zawór bezpieczeństwa na linii tłoczenia ciekłego azotu, 11. Zawór na linii tłoczenia azotu



Fig. 4. Zdjęcie pulpitu sterowniczego Jednostki Azotowej. Fot. arch. Bogusław Blicharczyk

stanu skupienia czynnika roboczego czyli azotu. Nadzorowanie pracy Jednostki Azotowej i jej poszczególnych układów oraz podzespołów realizowane jest z kabiny operatora, w której usytuowany jest pulpit sterowniczy.

Podstawowe parametry techniczne Jednostki Azotowej

- Producent - Manifold Systems Ironworks (MSI), Szwajcaria
- Model - Jednostka typu nieogniowego zamontowana na podwoziu samochodu ciężarowego
- Rok produkcji - 2022
- Max. wydajność tłoczenia - 85 Nm³/min
- Max. ciśnienie tłoczenia - 103,4 MPa
- Podwozie - MAN typ TGS, moc silnika 460 KM EURO VI
- Silnik pokładowy - Caterpillar C18, moc 630 KM, norma emisji spalin STAGE V
- Zbiornik ciekłego azotu - pojemność 7 890 litrów LN₂
- Pompa ciekłego azotu typu triplex (LN₂):
 - producent ACD, model 3-SLS
 - średnica nura 2"
 - skok nura 2,25"
 - max. ciśnienie robocze 103,4 MPa (15 000 Psi)
 - max. wydajność 125 l/min (LN₂)
 - moc pompy 1 100 KM
- Przeplifywy generator ciepła – producent

Island City, generowana energia cieplna 450 KM

Wymiennik ciepła – producent ACD, przepustowość 180k SCFH, ciśn. robocze 103,4 MPa

Linia tłoczenia - rurociąg szybkooskrętny 2" fig. 1502, 15k Psi

System rejestracji parametrów tłoczenia – generowanie wykresów i zapis danych na Pendrive USB

Długość całkowita – 12,0 m

Szerokość – 2,5 m

Wysokość urządzenia – 4,0 m

Rzeczywista masa – 40 000 kg

Ładowność (dotyczy cysterny z ciekłym azotem) – 6,5 tony

Ilość osi – 5

Nacisk na oś – 9 000 kg

Jednostka Azotowa posiada Deklarację Zgodności CE wydaną przez upoważnionego przedstawiciela producenta w UE na zgodność z obowiązującymi dyrektywami

Urządzenie posiada wydaną przez Urząd Dozoru Technicznego homologację jednostkową na zabudowę pojazdu

Podwozie urządzenia posiada wydane Zaświadczenie zezwalające na transport towarów niebezpiecznych ADR

Zbiornik LN₂ posiada dopuszczenie do eksploatacji wydane przez Transportowy Dozór Techniczny

Atuty Jednostki Azotowej

- Jednostka Azotowa zaprojektowana jest do pracy, gdzie technologia przewiduje ciągłe tłoczenie azotu przy różnych reżimach i parametrach wydajności oraz ciśnienia w długich okresach czasu
- posiada układ podgrzewania płynów eksploatacyjnych niezbędny do pracy urządzenia przy ujemnych temperaturach otoczenia
- niska emisja spalin do środowiska dzięki zastosowaniu certyfikowanych silników diesla z układem AdBlue
- niska emisja hałasu do środowiska Lwa – 80dB
- komfortowe warunki pracy dla obsługi urządzenia w związku z zastosowaniem ogrzewanej i klimatyzowanej kabiny
- możliwość tłoczenia azotu w zakresie 8-85 Nm³/min przy ciśnieniu max. 103,4 MPa ze względu na rodzaj zastosowanego napędu pompy triplex oraz moc pompy triplex
- zapis parametrów tłoczenia, sporządzanie wykresów i raportów w prosty i przystępny sposób. Zapis parametrów na pendrive usb
- dobre parametry manewrowania urządzeniem podczas prac terenowych ze względu na zastosowaną 5 oś skrętną

mgr inż. Bogusław Blicharczyk
Główny Specjalista ds. Serwisów
Exalo Drilling S.A.



Jerzy
Zagórski

Komitet monitorujący OPEC+ zmniejsza wydobycie ropy

Wysoka cena ropy utrzymująca się niemal od początku roku przeważnie powyżej 80 USD za baryłkę nie powstrzymała komitetu monitorującego, który obradował online 3 kwietnia br. przed cięciami produkcji. Spodziewano się utrzymania dotychczasowego poziomu wydobycia, tymczasem 9 członków organizacji postanowiło ograniczyć produkcję ropy łącznie o 225 tys. t/d. Nie podano uzasadnienia tych zmian, członkowie komitetu sugerują jedynie, że cięcia są „działaniami wyprzedzającymi możliwe zakłócenia stabilności rynku”. Zdaniem analityków może to być skuteczne tylko w krótkim okresie i jeszcze w tym roku może wywołać większą niepewność na rynku.

Z komunikatu dowiadujemy się, że z dniem 2 kwietnia br. Arabia Saudyjska obniży swoje wydobycie o 68 tys. t/d, Irak o 28,6 tys. t/d, Zjednoczone Emiraty Arabskie o 19,6 tys. t/d, Kuwejt o 17,4 tys. t/d, Kazachstan o 10,6 tys. t/d, Algieria o 6,5 tys. t/d, Oman 5,4 tys. t/d i Gabon o 1,7 tys. t/d. Biorąc pod uwagę limity wydobycia ustalone przez OPEC w maju 2022 r., nie są to znaczne ilości. Limit Arabii Saudyjskiej wynosił 1564 tys. t/d, limit Iraku 653 tys.t/d, limit Zjedn. Emiratów 476 tys. t/d. W przypadku Rosji redukcja produkcji o 68 tys. t/d była już uwzględniona w limitach obowiązujących od maja 2022 r.

Spośród ważniejszych producentów ograniczenia nie objęły Angoli, Azerbejdżanu, Libii, Malezji, Meksyku, Nigerii i Wenezueli.

Przypuszczalnie OPEC+ uważa przedział cenowy 70-80 USD za baryłkę (w przypadku ropy Brent) za zbyt niski i chce go podnieść. Może to być również zabezpieczenie przed utratą udziału w rynku na rzecz producentów spoza OPEC.

Bank *ING* w swojej strategii surowcowej po zmianach dokonanych przez OPEC koryguje prognozy na II połowę br. i dopuszcza cenę Brent 101 USD zamiast poprzedniej 97 USD. Również *Goldman Sachs* przewiduje wzrost

ceny ropy w br. do 95 USD (poprzednio 90 USD) i 97 USD pod koniec roku 2024. Decydujący będzie popyt na ropę – obecnie spodziewany jest wzrost, raczej marginalny w krajach OECD, natomiast znaczny w Chinach.

Cena ropy w koszyku OPEC 4 kwietnia wynosiła 85,50 USD/baryłkę.

Skażenie morza w południowej Anglii

W pobliżu podmorskiego złoża ropy Wytch Farm wskutek nieszczelności zbiorników do wody przedostało się ok. 32000 l płynów wiertniczych z urządzenia wiertniczego należącego do brytyjskiego operatora *Perenco SA*. W sezonie hrabstwo Dorset jest popularnym rejonem turystycznym i skażenie wody w zatoce Poole Harbour zagraża nadmorskim kąpieliskom.

W czasie usuwania skutków skażenia ustawiono 11 zapór zapobiegających rozszerzeniu się zanieczyszczeń i zebrano 140 tys. l wody z ropą oraz 5 t skażonej gleby. Skażenie było przedmiotem dyskusji w Izbie Lordów i minister środowiska, wyżywienia, rolnictwa i rybołówstwa R. Benyon zapowiedział wystąpienie o odszkodowanie od *Perenco SA*.

Shell wzmacnia sektor paliw odnawialnych

W lutym br. nastąpiło pełne przejście *Nature Energy Biogas AS* przez *Shell*. Wartość transakcji to prawie 2 mld USD, Duńska spółka w styczniu uruchomiła 14 zakład produkcji biogazu i rocznie wytwarza 181 mln m³ tego ekologicznego paliwa. *Nature Energy* działa też w innych krajach europejskich i Ameryce Północnej. Opracowało zaawansowaną, wydajną technologię uzyskiwania biogazu i rozwinęło metody dostosowania jej do różnorodnych surowców wsadowych i lokalnych warunków. Początkowo nadal będzie funkcjonować pod dotychczasową marką.

Shell realizuje przejście do zeroemisyjnych paliw i wzmocnienie tego sektora

przez stworzenie zintegrowanego łańcucha produkcji odnawialnego gazu w skali globalnej.

Nieznaczny spadek spalania gazu w pochodniach

Bank Światowy przy współpracy rządów, przedsiębiorstw i organizacji prowadzi systematyczne badania ilości gazu ziemnego spalane bezproduktywnie w pochodniach na złożach ropy i gazu. Rejestruje to aplikacja *Global Gas Flaring Tracker* i według najnowszych danych w 2022 r. spalanie zmniejszyło się i wyniosło 139 mld m³ gazu w porównaniu z 144 mld m³ w 2021 r. Jest to poprawa, jednak tylko o 3,6%. Jednocześnie 139 mld m³ to ilość wystarczająca do wytworzenia 1800 TWh energii, równoważnik niemal 2/3 ilości energii zużywanej w Unii w gospodarstwach domowych. Poprawił się również wskaźnik ilości gazu spalane przy wyprodukowaniu 1 baryłki ropy, obniżył się z 5,1 m³/b w 2021 r. do 4,7 m³/b w br.

Nie zmienia się lista krajów spalających najwięcej gazu w pochodniach – to Rosja, Irak, Iran, USA, Algieria, Wenezuela i Nigeria. Te siedem państw odpowiada za 65% spalania na świecie, przy czym USA, Nigeria i Meksyk z roku na rok wykazują systematyczną poprawę.

Ograniczenie spalania komplikują czynniki techniczne i ekonomiczne, jednak podstawową trudnością w rozwiązywaniu tego problemu jest stwierdzenie zamieszczone w komunikacie Banku Światowego: „Nadal brak odpowiednich regulacji i woli politycznej”.

Ustabilizowane wydobycie gazu ziemnego w 2022 r.

Wydobycie gazu ziemnego na świecie w 2022 r. nie zmieniło się w porównaniu z poprzednim rokiem i wyniosło 4372,4 mld m³ (tab. 1). Czy oznacza to tylko przejściową stagnację, czy też jest zapowiedzią długookresowych zmian? Wskazówek można szukać w przedstawionych w styczniu br. w *BP Energy Outlook* trzech scenariuszach kształtowania się globalnego popytu na gaz

Tabela 1.

	2021 (mld m ³)	2022 (mld m ³)	Zmiana 2021:2022 w %
Ameryka Północna	1268,4	1336,4	105,4
Kanada	173,5	190,7	109,9
Meksyk	48,2	50,0	103,7
USA	1046,7	1095,7	104,7
Ameryka Południowa	170,7	176,0	103,1
Argentyna	37,9	40,4	106,7
Boliwia	20	20,0	100,2
Brazylia	48,8	50,3	103,0
Kolumbia	10,188	10,2	100,0
Peru	12,2256	12,2	100,0
Trynidad	26,4	27,7	105,0
Wenezuela	13,2	13,2	100,3
Pozostałe	54,48	1,9	3,5
Europa	214,6	205,2	95,6
Holandia	21,7	18,8	86,5
Niemcy	4,8	4,6	95,6
Norwegia	117,8	126,2	107,1
Rumunia	9,2	8,8	96,0
W. Brytania	32,5	37,8	116,2
Włochy	3,3	3,3	101,0
Pozostałe	23,9	5,8	24,1
Rosja + b. ZSRR	1045,7	975,0	93,2
Azerbejdżan	32,4	34,8	107,5
Kazachstan	59,1	59,1	100,0
Rosja	793,2	701,5	88,4
Pozostałe	161	179,6	111,5
Afryka	218,6	213,8	97,8
Algieria	102	100,5	98,6
Egipt	70,3	67,0	95,4
Libia	15,3	15,3	99,9
Nigeria	23,8	23,8	99,9
Pozostałe	7,2	7,2	100,3
Bliski Wschód	801,9	804,0	100,3
Arabia Saudyjska	84,9	84,9	100,0
Bahrajn	26	26,2	100,7
Irak	30,7	31,1	101,3
Iran	336,2	336,2	100,0
Katar	208,4	210,4	100,9
Kuwejt	16,3	16,3	100,0
Oman	29,2	29,2	100,0
Zjedn.Emiraty Arab.	56	56,0	100,1
Pozostałe	14,1	13,7	97,5
Daleki Wschód	489,4	494,8	101,1
Brunei	10,9	10,0	91,7
Chiny	197,7	208,4	105,4
Indie	33,2	34,2	102,9
Indonezja	57,9	57,0	98,5
Malezja	66,2	71,5	108,0
Pakistan	36,9	37,4	101,2
Tajlandia	32,7	27,3	83,6
Wietnam	11,6	7,8	67,2
Pozostałe	42,1	41,2	97,9
Australia i Oceania	160,2	167,2	104,3
Australia	156,1	162,9	104,3
Pozostałe	4,1	4,3	104,9
Razem świat	4368,9	4372,4	100,1
W tym OPEC	679,6	678,5	99,8
W tym Europa-morze	158,1	170,9	108,1

do roku 2050 przyjmując za punkt wyjściowy rok 2019 z produkcją 3900 mld m³. Optymistyczny scenariusz nazwany przez BP *New Momentum* zakłada nieznaczny spadek do roku 2025 z produkcją 3815 mld m³, następnie wzrost do 4203 mld m³ w 2025 i do 4387 mld m³ w 2030 r.

Stabilizacja produkcji gazu w skali globalnej rzutuje na wyniki w głównych regionach, więc wzrosty lub spadki również nie są duże. Największy przyrost nastąpił w Ameryce Północnej dzięki dodatnim wskaźnikom w Kanadzie, USA i Meksyku. W Ameryce Południowej rok 2022 zamknął się 3-procentowym wzrostem (w 2021 r. był to 2-procentowy spadek), w Australii z Oceanią ponad 4-procentowym i na tym kończą informacje mogące zapowiadać poprawę w tym roku. Bardzo zróżnicowana jest sytuacja w Azji, gdzie tylko Malezja, Chiny, Indie i Pakistan mają dodatni wynik, podczas gdy pozostali producenci wykazują spadki. W ważnym regionie, jakim jest Bliski Wschód, nie było zakłóceń i poziom wydobycia nie zmienił się.

Aktywność Rosji na rynku gazu pod koniec 2021 r. przygotowująca kryzys gazowy zaowocowała prawie 12-procentowym spadkiem wydobycia. Wzrost w Azerbejdżanie nie mógł zrównoważyć tego ubytku i wynik w regionie obejmującym Rosję i kraje Wspólnoty Państw Niepodległych jest ujemny (-6,8%) w porównaniu z +5,5% w 2021 r.

Wzrost wydobycia gazu o 16% w W. Brytanii nie mógł zahamować spadku w regionie europejskim wynoszącego 4,4%. Wydobycie brytyjskie łącznie z norweskim składa się też na 8-procentowy wzrost ilości gazu dla Europy produkowanego ze złóż podmorskich.

Odwroćcie tendencji nastąpiło też w Afryce – 2-procentowy spadek zastąpił przyrost 13% z 2021 r., ponieważ we wszystkich krajach nastąpił mniejszy lub większy spadek.

Na liście krajów ujętych w tabeli nastąpiły niewielkie korekty w postaci przeniesienia Danii do rubryki zbiorczej „Pozostałe”. Powodem jest malejące wydobycie w granicach 1 mld m³. Z kolei w Ameryce Południowej coraz wyższą pozycję wśród producentów gazu zajmują Kolumbia i Peru i lista została rozszerzona o te dwie pozycje.

Nie zmienił się udział OPEC wynoszący 15,5% całkowitego wydobycia.



Rosyjski gaz będzie sprzedawany tylko za ruble?

W odpowiedzi na sankcje zachodnie rząd rosyjski postanowił 23 marca br. wprowadzić dla odbiorców zagranicznych płatności za gaz w rublach. Rzecznik Kremla Dmitrij Pieskow powiedział, że jest to rozwiązanie, które może być rozszerzone również na inne grupy surowców. Jednocześnie odnosząc się do zachodnich decyzji o zamrożeniu rosyjskich aktywów w wysokości 300 mld dolarów określił je jako „rabunek”, który przyspieszy odchodzenie w transakcjach międzypaństwowych od płatności w dolarach i euro. „Czas zastąpić system Bretton Woods”.

Bretton Woods to ustalone w 1944 r. przez 44 państwa zasady zarządzania systemami monetarnymi. Początkowo były oparte na złocie, później podstawową walutą w rozliczeniach stał się dolar amerykański. Powołano wtedy także Międzynarodowy Bank Odbudowy i Rozwoju i Międzynarodowy Fundusz Walutowy.

Wypowiedzi Pieskowa zostały zauważone w niemieckich kołach finansowych i potraktowane bardzo poważnie. Niektórzy przedstawiciele banków mówią o „konieczności zgromadzenia odpowiedniej ilości rubli na zapłatę za rosyjski gaz i ropę”. Tymczasem z komunikatu rosyjskiego ministerstwa finansów z 5 kwietnia br. wynika, że w kwietniu w budżecie federalnym pojawi się niedobór w wysokości 113,6 mld rubli (1,4 mld USD) spowodowany spadkiem dochodów ze sprzedaży ropy i gazu.



Odblokowanie koncesji w Zat. Meksykańskiej

Decyzja Dep. Zasobów Wewnętrznych z 29 marca br. o wystawieniu na aukcję 13600 bloków koncesyjnych w Zatoce Meksykańskiej jest spełnieniem postulatów firm naftowych, które od dłuższego czasu występowały o szersze udostępnienie koncesji na terenach federalnych. Rząd spodziewa się przyjęcia tych zmian przez Kongres, szczególnie dzięki poparciu senatora Joe Manchina, przewodniczącego senackiego Komitetu Energii i Zasobów Naturalnych. Już teraz przystąpienie do aukcji zgłosiło 27 firm, w tym ExxonMobil i Chevron. Rządowa agencja Biuro Zarządzania Energią Oceaniczną (*BOEM-Bureau of Ocean Energy Management*) podkre-

śla, że jest to jeden z największych przetargów obejmujących tereny publiczne o powierzchni 295 tys. km².

Obecna aukcja była silnie oprotestowana przez aktywistów klimatycznych, podobnie jak zgoda rządu prezydenta Bidena z 13 marca na odblokowanie projektu Willow na Alasce forsowanego przez *ConocoPhillips*. Został on ostatecznie ograniczony do 3 ośrodków wierceń, ale znajdują się one we wrażliwej strefie chronionego krajobrazu arktycznego, w obrębie National Petroleum Reserve, gdzie projektowane wydobycie 24 tys. t/d ropy spowoduje nieodwracalne szkody. Klimatolodzy podają, że w ciągu 30 lat eksploatacji złóż do atmosfery zostanie wyemitowanych 278 mln t gazów cieplarnianych.



Badania sejsmiczne w Surinamie

Seria odkryć w Gujanie oraz odkrycia Sapakara, Kwaskwasi i Keskesi w Surinamie spowodowały intensyfikację badań geofizycznych we wschodniej części tego basenu należącej do Surinamu. Konsorcjum *CGG, TGS i BGP* (Francja, Norwegia i Chiny) zakończyło w marcu br. IV fazę badań sejsmicznych 3-D obejmującą 1800 km² zdjęć w północnej, najgłębszej części basenu. Wstępna wersja wyników ma być dostępna w połowie br., wersja finalna zostanie zakończona do końca 2023 r. Będzie to łącznie 14500 km² nowej sejsmiki 3-D i reprocessing 6400 km² sejsmiki 2-D – materiały o wysokiej jakości niezbędne do oceny potencjału złożowego basenu Gujana-Surinam.

W bezpośrednim sąsiedztwie wykonanych badań sejsmicznych znajdują się koncesje Canje, Demerara, Kanuku i Orinduik.



Partnerstwo Chiny-Katar w branży LNG

Na podstawie umowy z kwietnia br. koncern *Sinopec (China Petrochemical Corporation)* stał się udziałowcem *Qatar Energy* w projekcie North Field East przewidującym rozbudowę zdolności produkcyjnej do 8 mln t gazu skroplonego rocznie. Porozumienie dotyczy objęcia przez *Sinopec* 5% udziałów w jednej z linii produkcyjnych LNG. Poprzednio na podstawie kontraktu z listopada 2022 r. *Sinopec* będzie otrzymywał 4 mln t LNG rocznie.



Kontrakt TotalEnergies w Iraku

Rząd Iraku zgodził się na przejęcie przez *TotalEnergies* 30% udziałów *Basrah Oil Co.* i powołanie konsorcjum składającego się z *TotalEnergies* (45%), *Basrah Oil Co.* (30%) i *Qatar Energy* (25%). Jest to realizacja większego programu zwiększania wydobycia gazu (*GGIP-Gas Growth Integration Project*) rozpoczętego we wrześniu 2021 r. w celu poprawy wykorzystania zasobów naturalnych kraju i zwiększenia produkcji energii elektrycznej.

TotalEnergies wraz z partnerami zobowiązuje się do zainwestowania 10 mld USD w następujące przedsięwzięcia:

- odzyskiwanie gazu spalanego dotychczas w pochodniach na trzech złożach i dostarczenie do elektrowni
- budowa zakładów odsalania wody morskiej i przeznaczenia jej do zatłaczania w eksploatacji ropy jako alternatywy wody słodkiej z rzek i zbiorników

Ponadto *TotalEnergies* zbuduje instalację fotowoltaiczną o mocy 1 GW do zasilania sieci energetycznej w rejonie Basry. W porozumieniu z rządem Iraku *TotalEnergies* zaprosi do współpracy firmę *ACWA Power* z Arabii Saudyjskiej. *ACWA Power* zajmuje się projektowaniem i budową systemów fotowoltaicznych, elektrowni wiatrowych, magazynów energii, instalacji odsalania wody i produkcją wodoru.

Jerzy Zagórski

Źródła: BBC, Bloomberg, BOEM, CGG, ING, Nature Energy Biogas, Offshore, Oil & Gas Journal, OPEC, PGB, Qatar Energy, Reuters, Shell, Sinopec, TGS, TotalEnergies, World Bank, World Oil.



Budynek nad stawkiem - pierwsza szkoła (1947-1952 r.)



Szkoła przy ul. Kolejowej (1952-1967 r.)



Obecny budynek szkoły (od 1967 r.)

75 lat szkoły

Program Jubileuszu Szkoły

Piątek - 30.06.2023 r.

9.30 Msza Święta w Bazylice Mniejszej Fara
koncelebrowana z udziałem księży absolwentów
Po Mszy przemarsz pod Pomnik Ignacego Łukasiewicza
z towarzyszeniem Orkiestry Górniczej z Sanoka
i złożenie kwiatów pod Pomnikiem w imieniu
absolwentów i pracowników szkoły.

12.00 RCKP w Krośnie - Akademia okolicznościowa

17.00 Pałac Polanka - uroczysty Bal Absolwentów,
spotkania integracyjne, koleżeńskie.

Sobota - 01.07.2023 r.

10.00 Budynek szkoły, Bohaterów Westerplatte 20

- wykłady okolicznościowe,
- wystawy okolicznościowe.

Wykłady wygłoszą: Pani dr Magdalena Bernacka,
Pan prof. Piotr Czaja AGH, Pan prof. Roman Kuźniar.

Spotkanie w klasach z wychowawcami, żyjącymi
nauczycielami i obecnie pracującymi w szkole.

Zapraszamy absolwentów na Jubileusz Naftówki

Kontakt: Sekretariat szkoły: 13 43 217 77,

Przewodnicząca Komitetu Organizacyjnego Halina Wilczyńska: 607 140 384

