

marzec 2019

Przegląd Gazowniczy

nr 1 (61)

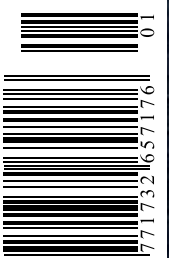
cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

**EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA
W ŁAŃCUCHU DOSTAW GAZU**

ISSN 1732-6675 NR INDEKSU 386464



9 771732 657176 01


Targi Kielce
exhibition & congress centre



EXPO GAS

Targi Techniki Gazowniczej
24–25 kwietnia 2019, Kielce

Targom towarzyszy konferencja

„Efektywność energetyczna w łańcuchu dostaw gazu”

ORGANIZATORZY:



PATRONAT HONOROWY:



MINISTERSTWO
ENERGII



MINISTERSTWO
PRZEDSIĘBIORCZOŚCI
I TECHNOLOGII



Urząd Regulacji
Energetyki



www.expo-gas.pl

TARGI DAJĄ WIĘCEJ

Sprawdź na:

■ www.targidajawiecej.pl

■ facebook.com/targidajawiecej

Na progu wiosny patrzymy na świat bardziej optymistycznie. Co ważniejsze, wielu z nas udziela się optymizmem innym. I dobrze. Życie dzięki temu staje się lepsze. Optymizm udzielił się również naszej branży. Tak w każdym razie wynika ze wszystkich analiz i prognoz. „Błękitne paliwo” na naszych oczach staje się paliwem XXI wieku. W ostatnim kwartale odbyły się dwa ważne dla naszego środowiska wydarzenia – doroczne sympozjum Izby Gospodarczej Gazownictwa w Zakopanem i 39. Zjazd Gazowników, na którym celebrowaliśmy 100. rocznicę I Zjazdu. Na obu spotkaniach, z udziałem polityków, naukowców, liderów przemysłu i przedstawicieli naszego środowiska, nikt już – jak to było do niedawna – nie wyrażał nadziei, że gaz będzie coraz bardziej znaczącym surowcem w gospodarce, ale – operując twardymi danymi – pokazywano, że już tak jest. Dyskusje, które prowadzono, dotyczyły jedynie skali i tempa wzrostu zapotrzebowania na gaz. Prezentowane analizy precyzyjnie uzasadniały, że jest to jedyny pewny scenariusz dla bezpieczeństwa i stabilności energetycznej naszej gospodarki. We wszystkich omawianych obszarach jednoznacznie wskazywano, że sektor gazowniczy osiągnął wysoki poziom bezpieczeństwa dostaw, zbudował solidne fundamenty infrastrukturalne, wypracował precyzyjne plany inwestycyjne, aplikuje skutecznie narzędzia gospodarki 3.0 i otwiera się na model gospodarki 4.0. Dynamikę zmian technologicznych potwierdzimy zapewne pod koniec kwietnia, na X, jubileuszowych Targach Expo-Gas w Kielcach, a w tym numerze „Przeglądu Gazowniczego” prezentujemy analizy historyczne, wskazujące na skalę rewolucji technologicznej, która dokonała się w ostatnim 15-leciu. Czy to wszystko oznacza, że możemy spocząć na laurach? Wręcz przeciwnie. Żeby ziszczyły się wszystkie optymistyczne

prognozy, musimy włożyć wysiłek proporcjonalny do skali tych przewidywań i analiz. O ile możemy być spokojni o przygotowanie sektora gazowniczego na czekające go wyzwania, to niestety, nie możemy tego powiedzieć o uwarunkowaniach okołobiznesowych.

Przed wszystkim chodzi o otoczenie prawne. Jeśli gazownictwo ma coraz więcej znaczyć w polskiej gospodarce, konieczne jest szybkie zakończenie prac nad nową polityką energetyczną państwa. Długofalowy, strategiczny dokument PEP 2040 musi stać się prawną mapą drogową dla rynku energii, musi gwarantować realizację planowanych inwestycji na wielką skalę. Kolejną kwestią są niezbędne nowe regulacje w zakresie prawa inwestycyjno-budowlanego. Te funkcjonujące obecnie zawierają liczne bariery i mogą skutecznie zablokować nawet najbardziej ambitne scenariusze rozwoju. Wprawdzie są procedowane zmiany, w które aktywnie się włączamy, jako IGG, ale proces ten nadal trwa. Cieszy natomiast fakt, że w przypadku uregulowania kwestii relacji inwestorskich uprzedzamy nawet planowane zmiany prawa i w ramach struktur IGG powołaliśmy zespół, który pracuje nad kodeksem dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca. To z pewnością kolejny, optymistyczny akcent zmian w dobrym kierunku.



Łukasz Kroplewski
Prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Teresa Laskowska, przewodnicząca,
Izba Gospodarcza Gazownictwa
Ewa Kukulska-Zajac, INiG-PIB
Sławomir Lizak EuRoPol GAZ S.A.
Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.
Rafał Pazura, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
Tomasz Pietrasieński, OGP GAZ–SYSTEM S.A.
Arkadiusz Piłat, Transition Technologies S.A.
Marcin Poznań, PGNiG SA
Jerzy Rymkiewicz, PGNiG SA
Edward Słoma, PGNiG Termika SA
Magdalena Wiciak, PSG sp. z o.o.
Piotr Wojtasik, Gas Storage Poland sp. z o.o.



Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
tel. 22 631 08 46, 22 631 08 38
faks 22 631 08 47, e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

Redaktor naczelny: Adam Cymer
tel. kom. 602 625 474,
e-mail: adam.cymer@gmail.com

DTP i druk: BARTGRAF
00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26
tel. 22 625 55 48, e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść zamieszczanych ogłoszeń i reklam oraz może odmówić zamieszczenia reklamy, jeśli jej treść lub forma pozostają w sprzeczności z prawem, linią programową i charakterem pisma.

TEMAT WYDANIA

- 8 **Optymalizacja kosztów przedsięwzięć inwestycyjnych.** Grzegorz Wielgus analizuje planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego.
- 11 **Zwiększanie efektywności energetycznej poprzez zagospodarowanie termicznej energii odpadowej w transporcie gazu.** Izabela Kijeńska-Dąbrowska i Adam Przybył analizują, jak wykorzystanie energii chłodu z procesu regazyfikacji LNG poprawia efektywność energetyczną.
- 14 **Możliwości zmniejszenia kosztów transportu gazu.** Andrzej J. Osiadacz wskazuje, że odpowiedni dobór struktury oraz geometrii systemu przesyłowego zmniejsza koszty budowy i zarządzania przesyłem gazu.
- 18 **Wykorzystanie energii odpadowej w stacjach gazowych.** Małgorzata Kwęstarcz pisze o stacjach gazowych zeroenergetycznych i bezemisyjnych.
- 24 **Wykorzystanie ciepła odpadowego w stacjach przetłoczeniowych.** Maciej Chaczykowski pisze o wpływie tego procesu na efektywność energetyczną tłoczni.

NASZ WYWIAD

- 28 **Dzięki aktywności IGG EXPO-GAS to nie tylko wystawa.**
Rozmowa z dr. Andrzejem Mochoniem, prezesem zarządu Targów Kielce.

SYMPOZJUM ZAKOPANE 2019

- 29 **Innowacyjne gazownictwo dla klimatu.** Omówienie konferencji.

JUBILEUSZOWE, X TARGI EXPO-GAS

- 31 **Innowacyjne gazownictwo – metody sztucznej inteligencji w eksploatacji złóż i podziemnych magazynów gazu ziemnego.** Jerzy Stopa, Edyta Kuk i Damian Janiga
- 36 **Zmiany technologiczne gazomierzy miechowych w ostatnich latach.** Paweł Kułaga
- 38 **Zmiany technologiczne w sektorze wiertniczym w ostatnich piętnastu latach.**
Jacek Adamiak, Edyta Stopyra

TRADING LNG – SPOJRZENIE Z LONDYNU

- 35 **To był aktywny przełom roku.** Ireneusz Łazor, biuro handlowe PGNiG w Londynie

100. ROCZNICA I ZJAZDU GAZOWNIKÓW

- 41 **39. Zjazd Gazowników**

PGNiG SA

- 42 **PGNiG – trzy nowe koncesje w Norwegii.** Pierwsze komercyjne bunkrowanie statków w polskich portach morskich

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 44 **Przyszłe modele wzrostu spółek obrotu energią**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 46 **Kampania „Przyłącz się, liczy się każdy oddech” zawitała do kolejnych miast**

GAZ-SYSTEM S.A.

- 48 **Wyzwania w zakresie przesyłu gazu ziemnego z domieszką wodoru**

GAS STORAGE POLAND

- 50 **Cyfrowe miejsce pracy**

PGNiG TERMIKA SA

- 52 **Jeden z najnowocześniejszych w Polsce bloków energetycznych**

EuRoPol GAZ s.a.

- 54 **Zmiany w gazownictwie w okresie trzydziestu lat**

OSOBOWOŚĆ

- 56 **Wiedza uczy pokory.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Jerzego Stopy.

TARGI EXPO-GAS

- 58 **X jubileuszowe targi**

TECHNOLOGIE

- 60 **IV Konferencja Techniczno-Naukowa Energas 2019**



28



58

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

W styczniu, tradycyjnie w Zakopanem, IGG zorganizowała sympozjum gazownicze, które odbyło się pod hasłem „**Innowacyjne gazownictwo dla klimatu**”. Celem spotkania była wymiana informacji, doświadczeń i poglądów na temat roli i znaczenia nowych technologii dla klimatu. W spotkaniu udział wzięło ponad 80 przedstawicieli szeroko pojętej branży energetycznej. Sesje i panele dyskusyjne uświetniła obecność znanych i cenionych ekspertów i praktyków branży gazowniczej oraz przedstawicieleli instytutów badawczych, technicznych uczelni wyższych oraz gości zagranicznych. Sympozjum zaszczylił również swoją obecnością przedstawiciel Senatu i Ministerstwa Energii (szersza relacja na stronie 29).

W styczniu br. – wspierając ważne dla branży wydarzenia – IGG objęła patronat nad IV edycją Konferencji Techniczno-Naukowej Energas 2019 „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej”. Kolejna jej edycja zaplanowana została na styczeń 2020 roku.

Pod patronatem IGG 5 kwietnia 2019 roku w Warszawie firma Gascontrol Polska sp. z o.o. organizuje VII spotkanie śląskich firm gazowniczych, na które serdecznie zapraszamy wszystkich zainteresowanych. W trakcie spotkania przedstawione zostaną inicjatywy realizowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa oraz informacje na temat aktualnego stanu prac powołanego przy IGG Zespołu ds. Ustanowienia Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca.

Izba Gospodarcza Gazownictwa, wraz z Polskim Zrzeszeniem Inżynierów i Techników Sanitarnych oraz Stowarzyszeniem Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, była współorganizatorem jubileuszowej edycji 39. Zjazdu Gazowników, który odbył się w Warszawie 14–15 marca 2019 roku pod hasłem „Gazownictwo w 100-lecie odzyskania niepodległości”. W spotkaniu udział wzięło około 300 przedstawicieli branży energetycznej. Podczas sesji tematycznych omówiono kwestie dotyczące roli gazu w bilansie energetycznym kraju, rozbudowy krajowego systemu transportu gazu oraz innowacyjności w polskim gazownictwie. W spotkaniu uczestniczyli: Andrzej Dera, sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta RP, Luis Bertran, sekretarz generalny IGU, oraz David Carroll, prezydent IGU w latach 2015–2018, członek Komitetu Wykonawczego IGU w latach 2018–2021 (szerzej na stronie 62).

W pierwszym kwartale IGG aktywnie współpracowała z organami administracji państwowej, opiniując – w konsultacji z firmami członkowskimi – ważne dla branży akty prawne, w tym m.in.

- projekt „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” (KPEIK);
- projekty ustaw: „Prawo zamówień publicznych” oraz „Przepisy wprowadzające prawo zamówień publicznych”.

Jednym z ważniejszych dokumentów, jakie IGG konsultowała w I kwartale 2019 roku była „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku”. Przygotowany na podstawie uwag firm członkowskich – przy wsparciu działającego przy IGG zespołu ekspertów – obszerny materiał, zawierający uwagi zarówno o charakterze ogólnym, jak i szczegółowym, został przekazany do Ministerstwa Energii. Izba Gospodarcza Gazownictwa wzięła również udział w konsultacjach branżowych zorganizowanych w sprawie tego dokumentu w Krajowej Izbie Gospodarczej. Przygotowane wspólnie stanowisko zostało przez KIG przeka-

zane ministrowi energii i prezydentowi RP.

W ramach uzgodnień międzyresortowych i konsultacji społecznych projektu ustawy „Prawo zamówień publicznych” przedstawiciele IGG aktywnie uczestniczyli w zorganizowanym przez Urząd Zamówień Publicznych i Ministerstwo Przedsiębiorczości i Technologii spotkaniu *hackathone*. Celem spotkania, w którym udział wzięło około 100 przedstawicieli różnych podmiotów, było przedyskutowanie postulatów i zmian procedowanego projektu. Uczestnicy, podzieleni na 10-osobowe zespoły eksperckie, przygotowywali własne propozycje udoskonalenia projektu, które następnie zaprezentowano i poddano dyskusji. W kolejnym, marcowym spotkaniu wielu przedstawicieli naszej branży uczestniczyło w konferencji uzgodnieniowej dla tego projektu.

Członkowie IGG zapraszani są również do udziału w grupach roboczych wyznaczanych przez ministerstwa w celu przedyskutowania nowelizowanego prawa, na przykład do grup roboczych ME do spraw realizacji narodowego celu wskaźnikowego (NCW) czy w sprawie międzynarodowej roli euro w dziedzinie energii. Wzięli również udział w konsultacjach dotyczących rezygnacji z sezonowych zmian czasu.

Spotkania kontynuował również powołany przy IGG zespół problemowy ds. zmiany rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie. Zaprojektowane przez zespół, spełniające oczekiwania branży, zapisy projektu rozporządzenia formułowane są w celu rozpoczęcia zewnętrznej procedury uzgodnień.

W pierwszym kwartale prace kontynuował również Zespół ds. Ustanowienia Kodeksu Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca. Celem powołanego przez Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa zespołu jest opracowanie zbioru spójnych i przejrzystych zasad i regulacji niezbędnych do prawidłowej współpracy stron w procesie przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych. Przedstawiciele z różnych branżowych środowisk pracują razem w zespołach roboczych w celu wypracowania standardów dla branży. Na pierwszych dwóch spotkaniach zbierane były opinie dotyczące uciążliwości, a na kolejnych zespoły wypracowywały propozycje i rekomendacje, które będą zawarte w następujących dokumentach: 1) matryca ryzyk, 2) wzorcowa dokumentacja projektowa, 3) wzorcowa umowa i instrukcje – kwestie kontraktowe, 4) zasady kwalifikacji wykonawców i dostawców, 5) metody nadzoru i zarządzania dla inwestycji. Prace Zespołu ds. Kodeksu Dobrych Praktyk przebiegają zgodnie z harmonogramem. W pracach 35-osobowego zespołu uczestniczą również zaproszeni eksperci z różnych sektorów gospodarki.

W pierwszym kwartale kontynuowano prace Zespołu Konsultacyjnego ds. Pozyskiwania Środków UE przy IGG. Szczególnie istotne działania związane są z zapewnieniem pozyskania środków dla branży w zapisach dokumentów unijnych oraz z przygotowaniem systemu rozdziału środków w nowej perspektywie finansowej UE po 2020 roku. W lutym odbyło się spotkanie



Agnieszka Rudzka

dokończenie na str. 63

- **29 marca br.** Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG ds. rozwoju, wziął udział w spotkaniu Grupy Ekspertów UNECE ds. Gazu. Jednym z tematów rozmów były działania branży gazowej zmierzające do redukcji emisji metanu. Podczas szóstego już spotkania grupy omówiono m.in. znaczenie gazu dla poprawy jakości powietrza w miastach. Uczestnicy poświęcili także dużo uwagi zagadnieniom zwiększenia możliwości wykorzystania niekonwencjonalnych źródeł gazu, w tym metanu z pokładów węgla kamiennego. – *Udział w tego rodzaju spotkaniach branżowych jest dla nas niezmiernie ważny. Prowadzenie aktywnego dialogu z innymi przedstawicielami sektora oraz Organizacji Narodów Zjednoczonych stwarza niepowtarzalną szansę do promocji gazu ziemnego jako najmniej emisyjnego paliwa kopalnego, którego zastosowanie może przyczynić się do osiągnięcia celów zrównoważonego rozwoju. Spotkania tego typu umożliwiają również prezentację stanowiska PGNiG w kluczowych dla nas kwestiach* – powiedział **Łukasz Kroplewski**, podsumowując obrady.

- **26 marca br.** GAZ–SYSTEM poinformował, że najdłuższy przewiert w Polsce został zakończony. Przejście pod Odrą wykonano na odcinku gazociągu DN1000 Brzeg–Zębice–Kielczów. To dotychczas najdłuższy taki przewiert HDD – wynosi 1180 metrów. Inwestycja jest ważnym fragmentem gazociągu Zdzieszowice–Wrocław, będącego elementem gazowego korytarza północ–południe. Podczas budowy gazociągu z Brzegu do Kielczowa GAZ–SYSTEM wykorzystał nowoczesne technologie, w tym 4 przewierthy HDD, 1 przewiert Direct Pipe, wiercenie mikrotunelowe oraz 20 przecisków. Metodę bezwykopową zastosowano w ponad 30 miejscach.

- **22 marca br.** GAZ–SYSTEM na PCI Energy Days w Brukseli. To forum zorganizowane przez Komisję Europejską, które w jednym miejscu zgromadziło przedstawicieli czołowych europejskich firm energetycznych, realizujących projekty infrastrukturalne, posiadające status PCI (ang. *Projects of Common*

26 marca br. Spółki PGNiG Upstream Norway i Aker BP podpisały umowę na wynajem półzanurzalnej platformy wiertniczej. Jesienią rozpocznie się wiercenie otworu poszukiwawczego na prospekcie Shrek. Dla Grupy PGNiG będzie to pierwszy otwór realizowany w roli operatora na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Należące do firmy Odfjell Drilling urządzenie o nazwie Deepsea Nordkapp wykorzystane zostanie do odwiercenia otworów wydobywczych na złożach Skogul i Ærfugl. Wiercenia rozpoczną się w maju br. Platforma jest całkowicie nową jednostką, oddaną do użytku w styczniu tego roku. Jej najnowsza, VI generacja pozwala na pracę w ekstremalnych warunkach morskich. W kwietniu 2019 roku platforma dotrze do norweskiego portu w Bergen, gdzie poddana zostanie ostatnim testom przed dopuszczeniem do prac wiertniczych.

Interest – Projekty Wspólnego Zainteresowania). Celem konferencji, która odbyła się 19–20 marca 2019 roku w Brukseli, była wymiana wiedzy i doświadczeń pomiędzy promotorami projektów, decydentami i środowiskiem eksperckim w zakresie budowania transeuropejskiej infrastruktury energetycznej. GAZ–SYSTEM także zaprezentował realizowane przez spółkę projekty PCI.

- **21 lutego br.** PGNiG SA oraz Fundacja Startup Hub Poland zaprosiły do Polski zagraniczne startupy oferujące innowacyjne rozwiązania dla branży energetycznej. W inauguracji programu Poland Prize w PGNiG wzięło udział osiem startupów. Podczas spotkania w centrum startupowym InnVento zaprezentowały się startupy z Wielkiej Brytanii, Włoch, Estonii, Litwy, Ukrainy, Białorusi i Węgier. – *Kilka spośród rozwiązań przedstawionych przez zagraniczne startupy szczególnie nas zainteresowało. Jeden z nich opracował system gromadzenia danych, wykorzystujący połączenie zdjęć satelitarnych*

„Cyfrowe złożo”

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo opracowało Zintegrowany System Zarządzania Złożem, który zoptymalizuje działalność wydobywczą spółki. Oprócz poprawy wyników operacyjnych i finansowych w kraju, nowe narzędzie będzie wspierać ekspansję PGNiG na rynkach zagranicznych.

W procesie poszukiwania i eksploatacji złóż biorą udział m.in. geolodzy, inżynierowie złóżowi i produkcyjni oraz ekonomiści. W każdej z tych dziedzin wykorzystuje się inne oprogramowanie i zestawy danych, co utrudnia wspólną pracę. Trudności te rozwiązuje platforma „Cyfrowe złożo”, która integruje wyniki pracy specjalistów z różnych dyscyplin w jeden model złożowy. Taki model, obejmujący cały proces wydobywczy, pozwala m.in. symulować różne scenariusze wydobywania z kilku złóż jednocześnie, zwiększyć dokładność prognoz, optymalizować program wierceń, analizować efekty planowanych inwestycji (CAPEX) oraz optymalizować zużycie energii (OPEX) i łańcuchy dostaw.

Korzyści z wdrożenia systemu pokazują wyniki pilotażu przeprowadzonego na złożu Załęcze, eksploatowanym od ponad 40 lat. PGNiG wykorzystywała narzędzie do analizy różnych scenariuszy modernizacji kopalni gazu. Pozwoliło to na wybór optymalnego wariantu inwestycji, którego efektem jest wzrost prognozowanego wydobycia ze złoża o 800 mln m³ gazu ziemnego. Zwiększenie przewidywanej produkcji przełożyło się z kolei na poprawę efektywności ekonomicznej samej inwestycji – NPV (wartość bieżąca netto) w wariantcie wybranym za pomocą „Cyfrowego złoża” jest o ponad 200 proc. wyższy niż dla inwestycji zaprojektowanej w tradycyjny sposób. Kolejnym etapem wdrożenia będzie budowa kompatybilnej z systemem Zintegrowanej Bazy Danych, gromadzącej wszystkie informacje geofizyczne, geologiczne, eksploatacyjne i finansowe dotyczące wydobycia. Baza pozwoli znacznie skrócić średni czas akwizycji danych potrzebnych do tworzenia modeli złóż. PGNiG jest w trakcie prac nad pilotażową wersją systemu, zintegrowaną z bazą danych.

i sztucznej inteligencji, który można zastosować przy poszukiwaniu węglowodorów i do monitorowania sieci gazociągów. Inny z kolei przyjechał do Polski z opartym na środowisku chmury oprogramowaniem, które pozwala zarządzać zużyciem energii w budynkach – powiedział Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG ds. rozwoju.

- **20 lutego br.** w Warszawie odbyło się pierwsze spotkanie grupy ds. LNG, powołanej w 2018 roku w ramach Partnerstwa Wschodniego (*Eastern Partnership LNG Network*). W spotkaniu udział wzięło ponad 100 osób z krajów UE oraz Partnerstwa Wschodniego. Posiedzenie otworzyli sekretarz stanu w MSZ – Szymon Szykowski vel Sęk, ambasador USA – Georgette Mosbacher, przedstawicielka Komisji Europejskiej – Anne-Charlotte Bournoville oraz prezesi polskich spółek gazowych GAZ–SYSTEM oraz Polskie LNG – Tomasz Stępień i Paweł Jakubowski. – *Globalny rynek LNG rozwija się w szybkim tempie. Według szacunków, do 2023 roku jego zasoby mogą wzrosnąć o 100 bcm. Potencjał, jaki się z tym wiąże, jest nieoceniony z punktu widzenia dywersyfikacji źródeł energii oraz dostępu do elastycznego rynku. Unia Europejska współpracuje z partnerami zagranicznymi i wspiera ich w tworzeniu odpowiednich warunków dla płynnego, transparentnego i elastycznego rynku LNG, korzystnego zarówno dla konsumentów, jak i producentów* – oceniła w swym wystąpieniu Anne-Charlotte Bournoville, szefowa wydziału zagranicznego DG ENER Komisji Europejskiej.

- **27 stycznia br.** Do Polski dotarł kolejny ładunek skroplonego gazu ziemnego LNG. To już pięćdziesiąta dostawa zakupiona przez PGNiG. Łączny wolumen sprowadzonego gazu skroplonego wynosi ok. 5,7 mld m³ po regazyfikacji.

- **27 lutego br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz Polska Grupa Górnicza podpisały umowę w sprawie przedekspluatacyjnego ujęcia metanu z pokładów węgla kamiennego. Prace będą prowadzone na terenie KWK Ruda Ruch Bielszowice. Umowa pomiędzy PGNiG i PGG przewiduje wykonanie systemu otworów składającego się z odwiertu pionowego i połączonego z nim intersekcyjnie odwiertu horyzontalnego. Po odwierceniu otworów i wykonaniu kompletnych badań geofizycznych i badań laboratoryjnych w otworze horyzontalnym przeprowadzony zostanie zabieg intensyfikacyjny, którego celem będzie stymulacja przyływu metanu do otworu. Następnie PGNiG przeprowadzi testy produkcyjne, aby ustalić potencjał odmetanowania pokładów węgla przewidzianych do eksploatacji. Prace będą prowadzone na terenie Kopalni Węgla Kamiennego Ruda Ruch Bielszowice, w obrębie zachodniej części złoża węgla kamiennego „Zabrze-Bielszowice”. PGG planuje rozpocząć eksploatację ścian w tej partii złoża po 2026 roku.

PGNiG NA RYNKU LNG MAŁEJ SKALI

LNG małej skali (ang. small-scale LNG) to ten fragment rynku gazu ziemnego, na którym gaz jest transportowany w stanie skroplonym (bez regazyfikacji) z wykorzystaniem autocystem, kontenerów kriogenicznych bądź cystern kolejowych.

W ten sposób gaz może być dostarczony na tereny, gdzie nie ma dostępu do ogólnopolskiej sieci gazociągów transportujących gaz w stanie lotnym. Na miejscu gaz skroplony jest regazyfikowany i wprowadzany do zamkniętej, tzw. wyspowej, sieci gazociągowej zaopatrującej pojedynczą miejscowość lub zakład przemysłowy.

LNG jest również wykorzystywane jako paliwo w ciężarówkach, autobusach i stłakach.

SKĄD PGNiG IMPORTUJE LNG

Kraj	Procent
Katar	84%
USA	3%
Norwegia	13%

RYNEK LNG MAŁEJ SKALI W POLSCE

Kategoria	Procent
PGNiG (import i produkcja krajowa)	69 proc.
Inni dostawcy (import)	31 proc.

Źródło: dane wewnętrzne PGNiG na 2019 r.

LICZBA ZAŁADOWANYCH CYSTERN LNG W PIERWSZYCH TRZECH LATACH DZIAŁALNOŚCI TERMINALI

Rok	Liczba cystern
2017	118
2018	538
2019	1523

Źródło: dane wewnętrzne PGNiG w Świnoujściu

ODBIORCY LNG (w proc.)

Kategoria	Procent
SIĘCI WYSPOWE	58
PRZEMYSŁ SPOŁYWCZY	21
TRANSPORT	3
POZOSTALI	18

Źródło: dane wewnętrzne PGNiG w Świnoujściu na 2019 r.

ŁADUNEK JEDNEJ CYSTERNY TO:

17,5 tony LNG = 24 000 m³ gazu (po regazyfikacji)

ROCZNE ZUŻYCIE GAZU PRZEZ ok. 200 GOSPODARSTW DOMOWYCH UŻYWAJĄCYCH GAZU DO GOTOWANIA	ODCZĄSIE DOMU JEDNORODZINNEGO PRZEZ ok. 11 LAT
--	--

Na podstawie: szacunkowe zużycie gazu domowego przez rodzinę w średniej wielkości.

PGNiG

Optymalizacja kosztów przedsięwzięć inwestycyjnych

Grzegorz Wielgus

Ostateczny sukces strategii rozwoju zależy od wielu czynników. Kluczowym działaniem jest badanie obecnego potencjału rynkowego, a następnie prognoza jego wzrostu dla obszaru planowanego do gazyfikacji. Przy ocenie lokalnego popytu nie można abstrahować od czynników związanych z planowaniem energetycznym czy ochroną powietrza. Nie sposób nie uwzględnić również aspektów podażowych. Równowaga między popytem a podażą, rozumianą tutaj jako możliwość budowy efektywnej ekonomicznie sieci gazowej, jest koniecznym elementem możliwości gazyfikacji nowych obszarów.

Rozwój przedsiębiorczości w Polsce, skutkujący wzrostem siły nabywczej ludności, a także rosnące koszty użytkowania paliw stałych przekładają się na zwiększenie popytu na paliwo gazowe. Powyższą sytuację rynkową należy oceniać w kategoriach szansy dla rozwoju dystrybucyjnej sieci gazowej. Ostateczny sukces strategii rozwoju zależy od wielu czynników. W realiach funkcjonowania operatora sieci dystrybucyjnej, którego stawki za usługę dystrybucyjną zatwierdza prezes Urzędu Regulacji Energetyki [1], kluczowym działaniem jest badanie obecnego potencjału rynkowego, a następnie prognoza jego wzrostu dla obszaru planowanego do gazyfikacji. Przy ocenie lokalnego popytu nie można abstrahować od czynników związanych z planowaniem energetycznym czy ochroną powietrza. Nie sposób nie uwzględnić również aspektów podażowych. Równowaga między popytem a podażą, rozumianą tutaj jako możliwość budowy efektywnej ekonomicznie sieci gazowej, jest koniecznym elementem możliwości gazyfikacji nowych obszarów. Wzrost dostępności skroplonego gazu ziemnego (LNG) na polskim rynku wymiennie sprzyja uzyskiwaniu takiej równowagi, zastępując konieczność budowy kosztownych długich odcinków gazociągów doprowadzających – budową stacji regazyfikacji. Dodatkowo, technologia LNG pozwala skracać okres oczekiwania na dostawę paliwa gazowego poprzez pregazyfikację nowych obszarów. Efektywność ekonomiczna planowanej do realizacji sieci gazowej, a zatem wzrost wartości operatora systemu dystrybucyjnego, zależą od wielu działań realizowanych na etapie: a) koncepcji, b) projektowania, c) budowy, a finalnie d) eksploatacji i funkcjonowania majątku sieciowego. Każde wyzwanie związane z gazyfikacją nowych terenów wymaga nieszablonowego podejścia, szczególnie w planowaniu przebiegu sieci gazowej. Jednak na etapie przygotowania koncepcji konieczne już jest uwzględnianie kluczowych czynników determinujących aspekty ekonomiczne, które w znacznym stopniu wpływają na dalsze etapy realizacji inwestycji.

Opis aspektów nieszablonowego podejścia do przygotowania koncepcji gazyfikacji stanowiłby zbyt obszerny materiał. W ramach jego uproszczenia warto skupić się na kluczowych

determinantach kosztów przedsięwzięcia. Ich charakterystyka oparta jest na przykładzie gazyfikacji gazem wysokometanowym grupy E nowego obszaru wymagającego budowy infrastruktury:

- gazociągów dn 63 – dn 225 o łącznej długości 47,3 km, w tym gazociągu doprowadzającego dn 225 o długości 22,1 km,
- 336 przyłączy dn 32 – dn 110 o łącznej długości 3 km,
- systemowej stacji redukcyjno-pomiarowej wysokiego ciśnienia o przepustowości 3150 m³/h.

Popyt charakteryzuje następująca struktura odbiorców:

- 307 do 10 m³/h – głównie odbiorcy domowi,
 - 28 odbiorców powyżej 10 m³/h – odbiorcy instytucjonalni, w tym znaczący odbiorca branży przetwórstwa spożywczego.
- Do czasu wybudowania gazociągu doprowadzającego przewidziano wydzierżawienie stacji LNG.

W kalkulacji kosztów wykorzystano narzędzie do oceny efektywności ekonomicznej inwestycji stosowane w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.

Działania na etapie koncepcyjnym i projektowym, wpływające na koszty przedsięwzięć

Etapy przygotowania koncepcji gazyfikacji i dokumentacji projektowej w aspekcie przyszłych przedsięwzięć należy traktować integralnie. Prawidłowo wyznaczone trasy przebiegu gazociągu na etapie koncepcyjnym optymalizują prace projektowe, nie wpływając zasadniczo na zmianę uzasadnienia biznesowego realizacji inwestycji. W takich przypadkach pozwala to kontrolować zlecone prace projektowe, nie dopuszczając do znaczącej zmiany zakresu rzeczowego i finansowego przedsięwzięcia.

Kluczowymi czynnikami, ustalonymi na etapie koncepcji, wpływającymi na dalsze koszty przedsięwzięcia są:

- właściwy dobór średnic gazociągów i przepustowości stacji gazowych na podstawie przeprowadzanych analiz hydraulicznych,
- zoptymalizowane trasy przebiegu gazociągów z uwzględnieniem ich lokalizacji w pasie drogowym lub leśnym, co przekłada się na koszty corocznych opłat.

Przewymiarowanie infrastruktury zwiększa wysokość ponoszonych nakładów finansowych. Negatywne skutki nie kończą się na etapie inwestycyjnym. Nakłady inwestycyjne stanowiące wartość początkową majątku są podstawą do naliczania podatku od nieruchomości, wynoszącego corocznie do 2%. W analizowanym projekcie dla 47,3 km długości gazociągów zwiększenie średnicy tylko o jeden poziom powoduje wzrost łącznych nakładów inwestycyjnych o 10%.

Wpływ optymalizacji lokalizacji gazociągów w pasach drogowych i leśnych na koszty zostanie omówiony w dalszej części pracy.

Przedstawione powyżej elementy nie wyczerpują listy czynników mających wpływ na racjonalizację nakładów inwestycyjnych. Mają one jednak istotne znaczenie na finansowe aspekty realizacji projektów i w całości zależą od działań operatora systemu dystrybucyjnego. Poza tym projektując sieć gazową, można przewidzieć zastosowanie materiałów, armatury, sposobu i warunków prowadzenia budowy, przekraczając wymogi określone w regulacjach, normach i standardach, wydając w ten sposób niepotrzebnie środki finansowe. Nie bez znaczenia są także warunki realizacji kontraktu na budowę sieci gazowej, określane na etapie przygotowania dokumentacji przetargowej. Sposób dokonywania płatności za zrealizowane roboty budowlane (konfiguracja: etapowania, płatności częściowych, płatności po odbiorze technicznym, płatności końcowych) wpływa na wysokość kosztów finansowania zewnętrznego, które zwykle ponoszą wykonawcy robót. Oczywiście, powyższe wydatki są uwzględniane w kalkulacji oferty przetargowej, wpływając na wartość początkową majątku sieciowego. Kolejnym ważnym elementem warunkującym poziom kosztów jest właściwe pełnienie obowiązków nadzoru inwestorskiego. Błędy popełnione na etapie budowy przekładają się na awaryjność sieci gazowych, generując przyszłe koszty remontów podczas eksploatacji.

Optymalizacja kosztów przedsięwzięcia na etapie jego użytkowania

Przeprowadzenie analizy efektywności ekonomicznej przedsięwzięć rozwojowych, poza ustaleniem wartości wskaźników służących ekonomicznej ocenie inwestycji, pozwala także skupić się na poszczególnych pozycjach kosztowych przedsięwzięć, umożliwiając ustalenie możliwości ich optymalizacji. Zamieszczony wykres przedstawia strukturę kosztów przedsięwzięcia opisanego we wstępie.

Najważniejsze czynniki generujące największe koszty to:

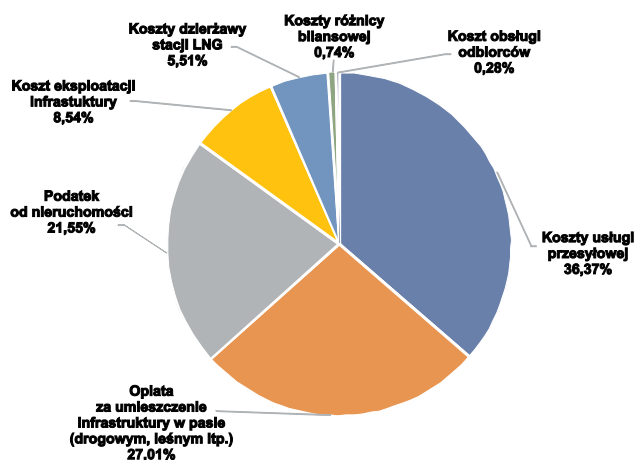
- usługa przesyłowa – 36,37%,
- opłaty za umieszczenie infrastruktury w pasie (drogowym, leśnym itp.) – 27,01%,
- podatek od nieruchomości – 21,55%.

W działaniach optymalizacyjnych, szczególnie w przypadkach zadań rozwojowych, dla których wskaźniki oceny efektywności znajdują się blisko granicy przyjętych wartości minimalnych, warto pogłębić analizę dla każdego aspektu. Optymalizację taką przeprowadza się w odniesieniu do projektu, nie można jednak pominąć działań systemowych z obszaru B+R+I, które w przyszłości mogą wpłynąć na optymalizację kosztów.

Koszty usługi przesyłowej

Koszty usługi przesyłowej ponoszone przez operatora systemu dystrybucyjnego kalkulowane są w przypadkach przy-

Struktura kosztów przedsięwzięcia dla projektu opisanego we wstępie



Źródło: opracowanie własne.

łączenia jego sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej OGP GAZ–SYSTEM S.A. [2]. W analizowanym przypadku stanowią one 36,37% ogółu kosztów. Usługa przesyłowa kalkulowana jest na podstawie taryfy zatwierdzonej przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki [1]. W obecnie obowiązującej taryfie do kalkulacji kosztów usługi przesyłowej ujmuje się wartość zamówionej mocy umownej oraz wartość stawki opłaty dla punktu wyjścia z systemu przesyłowego. Kalkulacja mocy umownej w nowym punkcie wyjścia z systemu przesyłowego ustalana jest na podstawie zapotrzebowania odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem aspektów jednoczesności poboru. Dla istniejących punktów analizowane są przepływy historyczne i wzrost zapotrzebowania przez nowych odbiorców oraz ewentualne spadki wynikające z ograniczenia zapotrzebowania istniejących użytkowników paliwa gazowego. Sytuację dodatkowo komplikuje struktura odbiorców. Przeważnie energetyczne wykorzystanie gazu przez odbiorców do ogrzewania wymaga przy zamawianiu mocy na punktach OGP GAZ–SYSTEM S.A. uwzględnienia historycznych aspektów temperaturowych. W 2012 roku wystąpiły skrajnie niskie temperatury, znacznie wpływające na wykorzystanie zamawianych mocy. Globalnie prognozowane ocieplenie nie oznacza, że w polskich warunkach nie wystąpi w przyszłości skrajnie chłodna zima. Coroczna prognoza zapotrzebowania godzinowego musi opierać się na analizie przepływów strumieni paliwa gazowego oraz zmian popytu wynikających z zapotrzebowania obecnych i przyszłych odbiorców, przy uwzględnieniu historycznych minimalnych temperatur. Niezbędne jest to dla zachowania ciągłości i bezpieczeństwa dostaw, a także dla optymalizacji kosztów usługi przesyłowej.

Opłata za umieszczenie infrastruktury w pasie (drogowym, leśnym itp.)

Wysokość kosztów związanych z umieszczeniem gazociągów w pasach drogowych, leśnych itp. zależy od planowania przebiegu sieci na etapie koncepcji i sporządzania dokumentacji projektowej. W wielu przypadkach możliwe jest omijanie lokalizacji na terenach zurbanizowanych sieci gazowych w pasach drogowych poprzez budowę gazociągów na terenach prywatnych właścicieli. Wpływa to jednak na wzrost liczby koniecznych zgód na umiesz-

czenie gazociągów, co wydłuża okres przygotowania dokumentacji projektowej. Trudno wskazać tutaj rozwiązanie idealne dla każdego projektu rozwojowego. W analizowanym projekcie 80% sieci gazowej zlokalizowane jest w pasach drogowych. Zmniejszenie tego zakresu o połowę pozwoli na ograniczenie całkowitych kosztów o 22%. Drugim ważnym działaniem dla obniżenia kosztów lokalizacji gazociągów w pasach drogowych są rozmowy z władzami lokalnymi. Często stawki opłat ustalane przez rady gmin dla takich przedsiębiorstw jak operator systemu dystrybucyjnego są znacznie wyższe od stawek ustalanych dla przedsiębiorstw komunalnych. Taka forma nie sprzyja rozwojowi sieci gazowej na terenie kraju, stanowiąc barierę ekonomiczną. Władze lokalne bywają jednak nieświadome skutków takich decyzji. W tych przypadkach nieocznione znaczenie ma dialog pomiędzy jednostkami samorządowymi a operatorem systemu dystrybucyjnego.

Podatek od nieruchomości

W każdym projekcie budowy sieci gazowych podatek od nieruchomości stanowi istotną pozycję kosztową [3]. Ustalany jest na podstawie wartości początkowej majątku, odzwierciedlającej nakłady inwestycyjne, wynosząc 2% rocznie. Ustawodawca przewidział możliwość różnicowania przez rady gmin stawek dla poszczególnych rodzajów przedmiotów opodatkowania, uwzględniając rodzaj prowadzonej działalności, jednak w praktyce taka forma stanowi pomoc *de minimis*. Pomoc ta objęta jest limitem, który przy skali działalności prowadzonej przez PSG praktycznie wyklucza możliwość korzystania z możliwości różnicowania stawek.

Koszty eksploatacji infrastruktury

Koszty eksploatacji infrastruktury stanowią także kluczową pozycję w zestawieniu. W omawianym przypadku stanowią one 8,54%. W zależności od rodzaju obiektu obejmują wydatki związane z:

- kontrolą gazociągów, przyłączy i armatury,
- eksploatacją i wymianą planową reduktorów,
- czynnościami eksploatacyjnymi na stacjach i ich terenie,
- czynnościami eksploatacyjnymi na nawianialniach,
- eksploatacją urządzeń pomiarowych (w tym koszty odczytu i eksploatacji telemetrii),
- pracami eksploatacyjnymi i konserwacyjnymi na gazociągach i przyłączach,
- zabezpieczeniami przed korozją,
- zabezpieczeniami oraz usuwaniem awarii i nieszczelności,
- remontami.

Optymalizacja kosztów w tym zakresie wiąże się z działaniami w obszarach:

- procesów eksploatacyjnych i serwisowych poprzez optymalizację sposobu realizacji zadań,
- postępowań przetargowych na zakup materiałów i usług,
- stosowania telemetrii i systemów sterowania w celu zmniejszenia stopnia koniecznej obsługi,
- wsparcia informatycznego zwiększającego efektywność pracy kontrolerów sieci, brygad monterskich, pogotowia gazowego itp.,
- działalności B+R+I.

Ostatnio wraz ze wzrostem znaczenia teleinformatyki rośnie znaczenie prac związanych z działalnością B+R+I. Zastąpienie kontroli sieci gazowych wysokiego ciśnienia, realizowanych przy

wykorzystaniu śmigłowców, kontrolą przy użyciu dronów wymaga dalszych prac badawczo-rozwojowych w zakresie pomiaru metanu. Obecnie pozytywnie można ocenić wprowadzenie kontroli dywanowej. Kierunek działań B+R+I w tych obszarach pozwoli w przyszłości znacznie obniżyć tego rodzaju koszty. Działalność badawcza dotycząca diagnozy stanu sieci gazowych przy wykorzystaniu technik akustycznych, termowizyjnych itp. daje nadzieje na praktyczne wdrożenie technologii, wpływając pozytywnie na wzrost niezawodności i spadek kosztów eksploatacji sieci. Podobny skutek mają przynieść badania dotyczące wzrostu zakresowości pomiarów na stacjach gazowych, eliminując poza nakładami koszty serwisowania mniejszej liczby ciągów pomiarowych.

Koszty dzierżawy stacji LNG

W przypadkach planowanych pregazyfikacji nowych obszarów do czasu wybudowania gazociągu doprowadzającego dostawy paliwa gazowego realizowane są z wykorzystaniem technologii LNG. Decyzja biznesowa mająca na celu optymalizację kosztów przy dobrym rozeznaniu rynkowym może dotyczyć wyboru pomiędzy dzierżawą a wykorzystaniem własnych urządzeń. Przy niewielkiej liczbie planowanych pregazyfikacji korzystnym rozwiązaniem jest zwykle dzierżawa urządzeń. Wzrost liczby takich przypadków skłania do zakupu urządzeń, których realokowanie w nowe miejsca zwiększa ich poziom operacyjnego wykorzystania.

Koszty różnicy bilansowej

Poprzez koszty różnicy bilansowej należy rozumieć straty gazu ponoszone na sieciach gazowych. Zagadnienie strat jest przedmiotem wielu dyskusji naukowych. Rzetelna ocena ich wielkości zależy od wielu czynników. Najistotniejsze są aspekty pomiarowe. Sposób prowadzenia pomiaru uzależniony jest przede wszystkim od wielkości przepływów gazu. W przypadku odbiorców domowych nie dokonuje się korekcji temperatury i ciśnienia. Przepływy na stacjach pomiarowych o dużych przepustowościach mogą być znacznie zróżnicowane w cyklach rocznych czy dobowych, co przy określonej zakresowości pomiaru może skutkować odchyleniami w relacji do rzeczywistych wolumenów.

Pomijając aspekty pomiarowe warto skupić się na rzeczywistych przyczynach strat paliwa gazowego, które wpływają na działalność operatora systemu dystrybucyjnego. Jakość prowadzonych prac budowlanych jest kluczowym czynnikiem sukcesu. Na występowanie strat mogą także wpływać błędy w dokumentacji projektowej, np. lokalizacja gazociągów na terenach osuwiskowych, niewłaściwa armatura na terenach, na których mogą wystąpić szkody górnicze. Negatywne skutki będą spowodowane błędami w kontroli sieci i jej eksploatacji. Generalizując, ograniczenie strat w przeważającej części zależy od dotrzymywania jakości na etapach: projektowym, budowlanym i eksploatacyjnym.

Koszty obsługi odbiorców

Relatywnie niewielka liczba 336 odbiorców w omawianym projekcie, wynikająca z poziomu urbanizacji obszaru gazyfikacji, nie generuje znaczącej pozycji kosztowej związanej z ich obsługą. W ich kalkulacji ujmuje się głównie wydatki związane z odczytami oraz kosztami kontroli jakości i nawonienia. Głównym kierunkiem racjonalizacji tego rodzaju kosztów jest telemetryzacja pomiarów. Malejące koszty transmisji danych oraz wydatki związane z zakupem urządzeń pomiarowych, przy rosnących kosztach

odczytów inkasenckich, pozwalają sukcesywnie rozszerzać grupę odbiorców, dla których zastosowanie zdalnego odczytu danych pomiarowych przynosi korzyści finansowe przedsiębiorstwom dystrybucji gazu. Prognozuje się, że w okresie kilku lat celowe będzie zastosowanie tego typu rozwiązania w grupie odbiorców indywidualnych korzystających z gazu do celów grzewczych, a w okresie do 10 lat – dla wszystkich użytkowników paliwa gazowego.

* * *

Przyrost gospodarczy, wzrost siły nabywczej ludności i zwiększona presja na ochronę środowiska stanowią siłę napędową wzrostu popytu na gaz ziemny. Szansa ta w realiach przedsiębiorstwa, którego przychody są regulowane, wymaga szczególnego nacisku na racjonalizację działań na wszystkich etapach realizacji inwestycji – od przygotowania koncepcji, poprzez przygotowanie dokumentacji projektowej i budowę sieci, aż po eksploatację infrastruktury. Główne kierunki działań to racjonalizacja wydatków

(nakładów inwestycyjnych i kosztów) oraz zabezpieczenie wysokiej jakości funkcjonowania sieci gazowej. Na etapie inwestycyjnym największą uwagę należy zwracać na właściwy dobór średnic gazociągów i przepustowości urządzeń oraz na planowanie przebiegu trasy gazociągów. Na etapie wykorzystania majątku sieciowego kluczowa jest racjonalizacja kosztów usługi przesyłowej poprzez systematyczne analizowanie przepływów oraz zmian w popycie przy kontrolowaniu zmian klimatycznych.

Grzegorz Wielgus, dyrektor departamentu strategii, PSG.

Literatura

[1] Ustawa „Prawo energetyczne” z 10 kwietnia 1997 r. (Dz.U. Nr 54/1997).

[2] Taryfa dla usług przesyłania paliw gazowych nr 12 Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/taryfa-i-stawki-oplat/>

[3] Ustawa o podatkach i opłatach lokalnych z 12 stycznia 1991 r. (Dz.U. 1991, Nr 9, poz. 31).

Zwiększanie efektywności energetycznej poprzez **zagospodarowanie termicznej energii odpadowej w transporcie gazu**

Izabela Kijeńska-Dąbrowska, Adam Przybył

Wraz ze wzrostem świadomości odbiorców w zakresie konieczności minimalizacji konsumpcji energii wzrasta zapotrzebowanie na nowoczesne technologie podnoszące efektywność energetyczną. Jedną z form energii, która wzbudza coraz większe zainteresowanie ze względu na znaczny potencjał poprawy efektywności energetycznej jest niewykorzystana energia termiczna, będąca „efektem ubocznym” procesów związanych z transportem i dostawami gazu ziemnego.

Wykorzystanie energii chłodu z procesu regazyfikacji LNG

Transport gazu ziemnego w postaci skroplonej coraz częściej jest alternatywą dla klasycznego przesyłu gazociągowego. Mniejsze nakłady inwestycyjne na infrastrukturę przesyłową, czystość, komfort użytkowania oraz elastyczność dostaw sprawiają, że LNG staje się atrakcyjnym paliwem dla wielu gałęzi gospodarki. Najczęściej ostatnim etapem transportu LNG jest jego regazyfikacja, polegająca na ponownej zmianie stanu skupienia ze skroplonego na gazowy. W zależności od przeznaczenia i wykorzystywanej technologii regazyfikacji może ona wymagać dostarczenia energii, tj. ogrzewania gazu w celu przyspieszenia procesu, ale również – co wydaje się bardziej interesujące – wykorzystania energii chłodu zawartej w LNG. Dzięki energii odzyskiwanej w procesie regazyfikacji LNG możliwe jest zmniejszenie zapotrzebowania na energię (elektryczną lub uzyskiwaną w procesie spalania gazu ziemnego) niezbędną do przeprowadzenia procesu regazyfikacji.

W innym przypadku energia chłodu jest bezpowrotnie tracona.

Popyt na energię chłodu występuje i wzrasta zwłaszcza w przedsiębiorstwach przemysłu wydobywczego i stalowego oraz rafineryjnego. Nowoczesne budownictwo komercyjne, zwłaszcza biurowo-usługowe, również wykazuje rosnący popyt na usługi związane z wykorzystaniem chłodu – np. w systemach klimatyzacyjnych. Prowadzone analizy wskazują na rosnące zainteresowanie rynkiem chłodu w Polsce, przy czym źródło jego wzrostu uzależniają od możliwości finansowych oraz zaawansowania technologii pozyskiwania energii chłodu.

Podstawy teoretyczne możliwości wykorzystania energii chłodu z procesu regazyfikacji LNG

Proces skraplania gazu ziemnego, czyli jego schłodzenie do temperatury około -162°C , jest bardzo energochłonny – skroplenie 1 tony LNG wymaga zużycia około 850 kWh energii elektrycznej.

Część energii wykorzystanej do skroplenia LNG można odzyskać na etapie jego regazyfikacji. Możliwą do wykorzystania użyteczną energię nazywamy egzergią fizyczną. Składa się ona z dwóch elementów: energii cieplnej (chłodu) i energii mechanicznej (ciśnienia). W przypadku LNG wielkość energii chłodu związana jest z różnicą między temperaturą LNG przed regazyfikacją i po tym procesie, a wielkość energii mechanicznej zależy od wielkości energii odzyskiwanej podczas rozprężenia gazu

Wartość możliwej do odzyskania energii chłodu ma różną wielkość dla różnych instalacji regazyfikacji i zależy od:

- warunków (ciśnienia i temperatury), w jakich LNG jest magazynowany w danej instalacji,
- ciśnienia i temperatury gazu wymaganych przez instalacje wykorzystujące gaz ziemny po jego regazyfikacji,
- składu chemicznego gazu.

- technologii kriogenicznej separacji powietrza,
- technologii skraplania CO₂ i produkcji suchego lodu,
- technologii generacji energii elektrycznej z energii chłodu,
- technologii wykorzystania energii chłodu na potrzeby procesów produkcyjnych w zakładach chemicznych lub rafinerijnych,
- technologii niszowe i w fazie badawczo-rozwojowej, takie jak odsalanie wody morskiej, mielenie kriogeniczne.

W przypadku terminali importowych istotnym czynnikiem, warunkującym możliwości wykorzystania energii chłodu LNG, jest ich skala i wolumen regazyfikowanego LNG, które będą znacząco mniejsze w przypadku instalacji Small-Scale LNG (SSLNG). Nie bez znaczenia są również uwarunkowania techniczne i logistyczne. Nie na każdym terminalu importowym instalacja systemu odzysku chłodu jest uzasadniona i możliwa do wykonania.

Instalacje wykorzystania energii chłodu z regazyfikacji LNG

Kraj	Kriogeniczna separacja powietrza	Wytwarzanie energii elektrycznej	Mielenie kriogeniczne	Skraplanie CO ₂	Mrożenie i chłodnictwo	Rafinerie i chemia	Klimatyzacja
Australia	1						
Belgia		1					
Chiny	5		1		1		
Francja		1					
Hiszpania		1				1	0*
Japonia	8	16	1	5	2	2	1
Korea Płd.	1		1				
Tajwan	1				1		
Włochy		1			0**	1	0**

Źródło: Analizy i opracowania Działu Nowych Technologii na podstawie [1], [2] i inne.

* W Barcelonie prowadzone są prace analityczne dotyczące wykorzystania chłodu systemowego.

** Na Sycylii prowadzone są prace analityczne dotyczące wykorzystania dystrybucji chłodu na potrzeby przemysłu spożywczego i klimatyzacji z terminalu LNG.

Technologie odbioru i wykorzystania energii chłodu LNG stosowane na świecie

Największy potencjał wykorzystania energii chłodu mają terminale importowe LNG, co wynika głównie z efektu skali i znacznego wolumenu regazyfikowanego surowca. Instalacje wykorzystujące tę energię przedstawiono w zamieszczonej tabeli. Wykorzystanie efektu skali jest możliwe jedynie w przypadku ciągłej pracy instalacji regazyfikacji. Gdy terminal stanowi jedynie zabezpieczenie na wypadek przerw w dostawach gazu ziemnego gazociągami, a jego wykorzystanie jest sporadyczne lub sezonowe, możliwości ekonomicznego zagospodarowania energii chłodu są ograniczone. W związku z tym światowym liderem w wykorzystaniu energii chłodu w terminalach importowych LNG jest Japonia, która 98% zużycia gazu ziemnego pokrywa z dostaw realizowanych za pośrednictwem 35 terminali LNG. Dlatego obserwuje się tam większe zainteresowanie rozwojem i zastosowaniem nowych technologii wykorzystania energii chłodu niż np. w Chinach czy Hiszpanii.

Pierwsza liczba – ilość instalacji; druga – procentowy udział wykorzystania energii chłodu.

Do technologii wykorzystania energii chłodu stosowanych powszechnie w terminalach importowych LNG należy zaliczyć:

- wykorzystanie energii chłodu do skraplania BOG (*boil-off gas*),
- technologie chłodzenia i mrożenia produktów spożywczych i innych dóbr wymagających przechowywania w niskich temperaturach,

W przypadku SSLNG można zidentyfikować kilka parametrów decydujących o atrakcyjności danego rynku z punktu widzenia możliwości wykorzystania energii chłodu z regazyfikacji LNG. Kluczowym czynnikiem, który należy uwzględnić, jest logistyka paliwa. Średniej wielkości stacja regazyfikacji, o wydajności 2500 Nm³/h do pracy z pełną mocą, wymaga około 3–4 transportów LNG na dobę. Dla uzyskania efektywności energetycznej i ekonomicznej wykorzystania energii chłodu na instalacji regazyfikacji LNG małej skali konieczne jest zaistnienie u odbiorcy końcowego zapotrzebowania i na gaz ziemny, i na energię chłodu. Optymalne rozwiązanie zakłada, że odbiorca energii chłodu zainteresowany jest również odbiorem gazu ziemnego, co pozwoli uniknąć konieczności budowy dodatkowej infrastruktury do dystrybucji gazu. Takie wykorzystanie energii chłodu z regazyfikacji LNG jest atrakcyjne zwłaszcza dla odbiorców z branż wykorzystujących również gaz ziemny, takich jak branża chemiczna (surowiec do produkcji tworzyw sztucznych, nawozów), obróbka metali, produkcja szkła, wytwarzanie energii i ciepła, przemysł papierniczy, produkcja żelaza, stali i wyrobów stalowych, przetwórstwo żywności, przemysł chemiczny i rafinerijny. Atrakcyjność instalacji SSLNG obejmuje również możliwość integracji energii chłodu z LNG z istniejącym systemem chłodzenia u odbiorcy końcowego i może zaistnieć zwłaszcza w przedsiębiorstwach branż przetwórstwa rolno-spożywczego i przechowywania dóbr w niskich temperaturach.

Analiza stosowanych obecnie na świecie technologii odzysku energii chłodu z procesu regazyfikacji LNG wskazuje, że najbardziej efektywne ekonomicznie i energetycznie są rozwiązania, w których energia chłodu jest wykorzystywana bezpośrednio, bez przemiany w energię elektryczną. Ze względu na odmienne wymagania dotyczące temperatur energii chłodu wykorzystywanej w różnych rozwiązaniach, istnieje możliwość równoczesnego zastosowania kilku technologii wykorzystania energii chłodu na jednej instalacji regazyfikacyjnej.

Zagospodarowanie energii odpadowej na tłoczniach gazu

Podstawowym sposobem transportu paliwa gazowego jest przesył gazociągami wysokiego ciśnienia. Bezpieczny transport paliw gazowych siecią przesyłową wiąże się ze znacznymi nakładami energetycznymi. Przepływ gazu możliwy jest pod warunkiem zaistnienia różnicy ciśnień między dwoma punktami sieci przesyłowej. W celu podniesienia ciśnienia gazu do poziomu umożliwiającego przesłanie go na wymaganą odległość jest on sprężany w tłoczniach. Tłocznie stanowią najbardziej energochłonny element sieci przesyłowej, co przekłada się na koszty eksploatacyjne. Wysokość tych kosztów można próbować redukować poprzez wykorzystanie technologii odzysku energii odpadowej.

W polskim systemie przesyłowym większość zespołów sprężających zasilana jest gazowymi silnikami spalinowymi. Przeciętny tłokowy silnik spalinowy wykorzystuje jedynie ok. 25% energii spalanej paliwa na użyteczną pracę mechaniczną. Pozostałe 75% energii zostaje bezpowrotnie utracone na skutek tarcia, chłodzenia oraz emisji spalin o różnym zakresie temperatur. W przypadku napędu turbinowego energia zawarta w spalinach może sięgać nawet 90% energii odpadowej.

Metody odzyskiwania energii ze spalin

Wydajność procesu odzyskiwania energii ze spalin w dużym stopniu zależy od strumienia masy i temperatury spalin. Strumień masy spalin jest funkcją rozmiaru i prędkości obrotowej silnika. Wraz ze wzrostem rozmiaru silnika i jego prędkości obrotowej rośnie ilość i temperatura spalin. System odzysku energii jest więc bardziej korzystny dla większych silników. Odzyskaną energię można wykorzystać do trzech podstawowych celów: ogrzewania, chłodzenia lub generacji energii elektrycznej. Bezpośrednie metody odzysku energii ze spalin, oparte na wymienniku ciepła i dostarczaniu ciepła, są rozwiązaniem technicznie najprostszym i najtańszym. Ich dodatkową zaletą jest bezawaryjność oraz brak ingerencji w urządzenia i inne instalacje na tłoczni. Aspekt bezpieczeństwa jest tu niezwykle ważny, ponieważ niezawodność tłoczni gazu stanowi o bezpieczeństwie całego systemu przesyłowego, a co za tym idzie – o bezpieczeństwie energetycznym kraju. Istotnym ograniczeniem tego rozwiązania jest spadek ciśnienia w kolektorze wylotowym. Musi on być utrzymywany poniżej wartości maksymalnej podawanej dla danego typu silnika.

Wewnętrzne zapotrzebowanie tłoczni na ciepło jest niewielkie w porównaniu z całkowitym potencjałem odzysku energii. Wykorzystanie całkowitej energii jest utrudnione, ponieważ często tłocznie budowane są w znacznych odległościach od potencjalnych odbiorców ciepła, co sprawia, że konieczność ponoszenia kosztów przesyłu negatywnie wpływa na ekonomię procesu. W Europie trwają prace nad rozwojem technologii mobilnych ma-

gazynów gazów jako alternatywą dla transportu ciepła rurociągami, nie ma to jednak uzasadnienia biznesowego.

Obieg Rankine'a

Nadmiar energii cieplnej może posłużyć do generacji energii elektrycznej, która jest łatwiejsza w przesył na znaczne odległości. W tym celu można posłużyć się instalacjami opartymi na obiegu Rankine'a. Metoda ta polega na wytwarzaniu pary w obiegu wtórnym za pomocą energii cieplnej gazów spalinowych w celu wytworzenia dodatkowej energii za pomocą ekspandera pary. Szczególnym przypadkiem takiego systemu, mającym zastosowanie w odzysku energii przy spalinach niskotemperaturowych, jest tzw. organiczny cykl Rankine'a (ORC). Swoją nazwę zawdzięcza nietypowemu czynnikowi roboczemu, jakim są węglowodory, których przemiana ze stanu ciekłego w gazowy następuje w znacznie niższej temperaturze niż dla powszechnie używanego czynnika (wody). Odzysk ciepła odbywa się w następujący sposób: czynnik roboczy jest pompowany do komory spalania (wymienika ciepła), gdzie zostaje odparowany, a następnie zachodzi jego ekspansja na turbinie generatora. Para z turbiny jest przekierowana do skraplacza, w którym zostaje skondensowana do fazy ciekłej. Kondensat ze skraplacza jest zwracany do pompy w celu kontynuacji cyklu.

W ostatnich latach na rynku pojawiła się szeroka oferta modułowych urządzeń do wytwarzania energii elektrycznej w obiegu elektrowni parowej z czynnikiem organicznym. Elektrownia ORC działa w sposób analogiczny do konwencjonalnej elektrowni parowej.

Zalety układów ORC są następujące:

- znana i prosta technologia,
- łatwość sterowania i wysoki stopień automatyzacji,
- szeroki zakres dopuszczalnych obciążeń (10–100% mocy znamionowej),
- wysoka sprawność wewnętrzna turbiny (ok. 85%),
- niska prędkość obrotowa,
- płaska charakterystyka energetyczna sprawności w szerokim zakresie obciążenia,
- możliwość zasilania ciepłem na niskim poziomie temperatury,
- niewielkie wymagania obsługi oraz koszty utrzymania i serwisu,
- dyspozycyjność urządzenia do 98%,
- długa żywotność związana z niskim obciążeniem mechanicznym elementów.

Do wad układów ORC należy zaliczyć:

- wysokie nakłady inwestycyjne,
- znaczne gabaryty ze względu na niski poziom temperatury przy przepływie ciepła,
- duże strumienie czynnika roboczego w obiegu,
- konieczność uzupełniania czynnika roboczego,
- wysoka cena czynnika roboczego,
- właściwości czynnika roboczego (często są to czynniki niebezpieczne),
- niska sprawność wytwarzania energii elektrycznej.

* * *

OGP GAZ–SYSTEM w trakcie prowadzonych badań analizuje kwestie poprawy efektywności energetycznej na infrastrukturze systemu przesyłowego gazu ziemnego. W ramach zrealizowanych studiów zdefiniowano wiele wyzwań technologicznych, ekonomicznych i prawnych, mających wpływ na bezpośrednie zastosowanie technologii odzysku energii odpadowej na instalacjach,

co jednak nie ogranicza możliwości dalszego szukania rozwiązań z perspektywą ich zastosowania w przyszłości.

Warunkiem koniecznym i kluczowym dla zastosowania rozwiązań wykorzystania energii chłodu LNG jest zlokalizowanie odbiorcy/klienta, u którego istnieje zapotrzebowanie na gaz ziemny i na energię chłodu. Ma to szczególne znaczenie przy wyborze odpowiedniej technologii na etapie projektowania i lokalizacji każdej instalacji regazyfikacji LNG, niezależnie od jej wielkości.

Technologie odzysku energii z ciepła odpadowego spalin mogą przyczynić się do obniżenia kosztów eksploatacyjnych urządzeń, a przy sprzyjających warunkach również generować przychody związane ze sprzedażą ciepła lub energii elektrycznej (w przypadku braku możliwości jej zużycia na obiekcie). Obecnie istnieje wiele dobrze rozwiniętych i sprawdzonych technologii, jednakże nie zostały one zastosowane w niektórych gałęziach przemysłu ze względu na niekorzystne warunki rynkowe czy bariery techniczno-ekonomiczne.

Na szczególną uwagę zasługują bariery regulacyjno-prawne wpływające na różne możliwości wykorzystania odpadowej energii termicznej, głównie energii chłodu odzyskiwanej w procesie regazyfikacji. Obowiązujące obecnie przepisy krajowe nie definiują jednoznacznie, kto jest właścicielem energii odpadowej i czy w związku z tym, że odzysk energii termicznej następuje podczas

procesów technologicznych realizowanych na instalacjach i na koszt operatora, może być ona przez niego wykorzystywana.

Zmieniające się dynamicznie otoczenie gospodarcze stwarza nowe możliwości dla odzysku odpadowej energii termicznej w obszarach, w których nie był on wcześniej stosowany. Dlatego bardzo ważne jest kompleksowe badanie zjawisk i obszarów strat energii, rozwijanie metod jej odzysku oraz monitorowanie przesuujących się barier. Taka analiza może pomóc w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych oraz określaniu priorytetów badawczych na rzecz promowania efektywności energetycznej w przemyśle gazowniczym.

Dr Izabela Kijeńska-Dąbrowska, starszy specjalista w Pionie Badań i Rozwoju GAZ-SYSTEM
Inż. Adam Przybył, specjalista w Pionie Badań i Rozwoju GAZ-SYSTEM

Literatura:

- [1] Taehong Sung, Kyung Chun Kim, *LNG Cold Energy Utilization Technology w Energy Solutions to Combat Global Warming*, Switzerland: Springer International Publishing, 2017, s. 47–66.
- [2] Hoyeon Kim, *Review on Economical Efficiency of LNG Cold Energy Use in South Korea w 23rd World Gas Conference*. Amsterdam, 2006.

Możliwości zmniejszenia kosztów transportu gazu

Andrzej J. Osiadacz

Budowa/rozbudowa i eksploatacja gazociągów przesyłowych związana jest z wysokimi kosztami zarówno na etapie inwestycji, jak i eksploatacji. Poprzez odpowiedni dobór struktury oraz geometrii systemu przesyłowego można uzyskać znaczne zmniejszenie kosztów w fazie budowy, a także stworzyć warunki do efektywnego ekonomicznie zarządzania procesem przesyłu gazu.

Etap projektowania

Liczba tłoczni, ich lokalizacja, parametry pracy każdej tłoczni, długości odcinków oraz średnice rurociągów powinny być określone na podstawie kosztów realizacji inwestycji oraz późniejszych kosztów eksploatacji. Proces doboru tych parametrów powinien odbywać się z wykorzystaniem tzw. algorytmów projektowania. Zastosowanie takich narzędzi wspomagających pracę inżyniera projektanta prowadzi do powstania projektu sieci, który ekstremalizuje sformułowaną funkcję celu (wskaźnik określający efektywność zaprojektowanych rozwiązań), a także uwzględnia ograniczenia eksploatacyjne i techniczne. Ze względu na to, że budowa i eksploatacja gazociągów wysokiego ciśnienia związana jest z wysokimi kosztami, logiczne wydaje się przyjęcie za wskaźnik efektywności powstałego projektu kosztów jego realizacji,

rozumianych jako zamortyzowane koszty inwestycyjne i eksploatacyjne. W związku z tym algorytm projektowania jest procedurą, która minimalizuje podczas działania przyjęty wskaźnik, uwzględniając między innymi wymogi eksploatacyjne stawiane przez późniejszych użytkowników sieci (zakres dopuszczalnych ciśnień, prędkości przepływu gazu i stopni sprężania).

Narzędziem matematycznym wykorzystywanym do rozwiązywania tego typu problemów jest optymalizacja. Istnieje wiele działających algorytmów optymalizacyjnych, lecz stopień skomplikowania problemu narzuca konieczność zastosowania najbardziej „elastycznych” procedur (pod względem możliwości obliczeniowych), a co za tym idzie – wykorzystujących mocno rozbudowany aparat matematyczny.

Rozważmy, jakiego typu zmienne pod względem matematycznym występować będą w rozpatrywanym problemie oraz jakiego

typu jest sam problem. Długości odcinków gazociągu i ciśnienia w węzłach sieci mogą zmieniać się w sposób ciągły, w narzuconych przez projektanta granicach. Średnice natomiast powinny zmieniać się w sposób skokowy, przyjmując wartości dyskretne, wynikające z oferowanych przez producentów średnic handlowych. Wszystkie zmienne powiązane są ze sobą nieliniowym równaniem przepływu,

$$Q = \frac{A}{\rho} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D}{ZRTL\lambda}} \quad (1)$$

gdzie:

- p_1 – ciśnienie na początku odcinka gazociągu [bar],
- p_2 – ciśnienie na końcu odcinka gazociągu [bar],
- L – długość rurociągu [m],
- λ – współczynnik strat liniowych,
- D – średnica [m],
- Q – przepływ [m^3/h],
- ρ – gęstość gazu w warunkach rzeczywistych [kg/m^3],
- A – pole przekroju gazociągu [m^2],
- Z – współczynnik ściśliwości gazu,
- R – indywidualna stała gazowa [$J/kg K$],
- T – temperatura gazu [K].

a w przypadku sieci o oczkowej strukturze – także II prawem Kirchoffa. Funkcja celu jest również zależnością nieliniową (patrz wzór 3). Tak więc, oryginalne zadanie jest problemem programowania nieliniowego z nieliniowymi ograniczeniami i zmiennymi typu mieszanego. Pamiętajmy także o tym, że średnice należy wybierać ze zbioru dyskretnego. Jest to zadanie trudne do rozwiązania, wymagające bardzo skomplikowanego aparatu matematycznego. Często dąży się do uproszczenia problemu kosztem dokładności matematycznego opisu zadania, traktując średnice jako wartości zmieniające się w sposób ciągły. Przy tak sformułowanym zadaniu w wyniku obliczeń otrzymamy wartości średnic, które nie będą zgodne z wartościami oferowanymi przez producentów. Należy wówczas do zasadniczej procedury obliczeniowej dołączyć algorytm optymalizacji dyskretnej, pozwalający na wyznaczenie rzeczywistych średnic lub, w przypadku małych sieci, doprowadzić średnice do odpowiednich wartości, posługując się intuicją i doświadczeniem inżynierskim.

Funkcja celu jest określona jako minimum kosztów rozumianych jako roczne koszty eksploatacji tłoczni oraz zdyskontowane koszty inwestycyjne rur i sprężarek. Zakłada się, że sprężarki pracują z temperaturą wejściową równą temperaturze otoczenia. Wartość mocy sprężarek opisana jest zależnością:

$$N_e = \frac{10^{-6} n p_N Q_N Z T_s}{\eta_m (n-1) T_N} \left(\left(\frac{p_i}{p_s} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \quad (2)$$

gdzie:

- n – wykładnik politropy,
- p_N – ciśnienie w warunkach normalnych 101325 Pa,
- Q_N – przepływ gazu w warunkach normalnych [m^3/h],
- T_s – temperatura gazu na ssaniu,
- T_N – temperatura w warunkach normalnych 273.15 K,
- p_s – ciśnienie na ssaniu [Pa],
- p_t – ciśnienie na tłoczeniu [Pa],
- η – sprawność mechaniczna sprężarki,
- N_e – moc sprężarki [MW].

Przyjmuje się założenie, że roczne koszty eksploatacji są wprost proporcjonalnie do mocy tłoczni, a roczne koszty inwestycyjne dla każdego odcinka rurociągu zależą od długości i średnicy rury. Jeśli chodzi o roczne koszty inwestycyjne budowy tłoczni, to zakłada się, że wszystkie nakłady inwestycyjne zależne są od założonej mocy tłoczni.

Funkcję celu można zapisać w następujący sposób:

$$\sum_{i=1}^n \left[(C_e + C_c) K Q_i \left(\left(\frac{p_i}{p_{si}} \right)^e - 1 \right) \right] + \sum_{j=1}^m C_s L_j D_j, \quad (3)$$

gdzie:

- K – współczynniki zawierające odpowiednie wielkości ze wzoru (2),
- n – liczba tłoczni,
- m – liczba odcinków rurociągu,
- L_j – długość j-tego odcinka,
- D_j – średnica j-tego odcinka,
- C_e – koszty eksploatacji,
- C_s – koszty inwestycji odcinka rurociągu,
- C_c – koszty inwestycji tłoczni.

Rozwiązując tak postawione zadanie optymalizacji, otrzymujemy strukturę, która dla danych wartości zasilania i obciążenia sieci (znajomość długoterminowej prognozy zapotrzebowania na gaz) oraz narzuconych ograniczeń minimalizuje funkcję celu, co oznacza, że minimalizuje koszty inwestycji i ogranicza koszty eksploatacji. Formułując ograniczenia na średnice gazociągów, można zaprojektować system z żądanym zapasem przepustowości, co czyni go rozwojowym, a jednocześnie „elastycznym hydraulicznie”, a to pozwala na efektywną minimalizację kosztów eksploatacji dla różnych warunków pracy systemu.

Chropowatość powierzchni wewnętrznej gazociągu ma istotny wpływ na spadek ciśnienia, a zatem wzrost kosztów eksploatacji systemu przesyłowego. Bezwzględna chropowatość jest funkcją materiału rury, lat eksploatacji oraz rodzaju transportowanego gazu. Stosowanie powłok wewnętrznych w gazociągach w sposób zasadniczo mniejsza opory przepływu, a tym samym zwiększa przepustowość bez zmiany średnicy rur. Nakłady inwestycyjne związane z nałożeniem powłoki wewnętrznej rekompensowane są zyskiem związanym ze zwiększeniem przepustowości. Przy założeniu realizacji zadania inwestycyjnego, polegającego na budowie gazociągu o określonej średnicy i jak największej przepustowości, okres zwrotu inwestycji jest znikomy w stosunku do okresu użytkowania gazociągu. Nakładanie powłok wewnętrznych to zmniejszenie nakładów inwestycyjnych poprzez:

- zmniejszenie liczby stacji przetłocznych lub mocy zainstalowanej w tłoczniach przy zachowanej przepustowości,
- dla znacznie zmniejszonych oporów przepływu możliwe zmniejszenie ciśnienia roboczego gazociągu, a co za tym idzie
 - zmniejszenie grubości ścianki stosowanych rur,
- znaczne zmniejszenie ilości zanieczyszczeń w strumieniu gazu, takich jak cząstki rdzy czy zgorzeli,
- sposobność rozważenia zmniejszenia nakładów na stację filtrów w stacji przetłocznej,
- znaczne zmniejszenie częstotliwości czyszczenia wnętrza rurociągów za pomocą tłoków. Przyjmując przepływ turbulentny

- w rurociągu oraz wzór (4) na wyznaczenie współczynnika oporu hydraulicznego, strumień objętości gazu obliczamy:
- dla rury stalowej bez pokrycia wewnętrznego z zależności (5),
 - dla rury stalowej z powłoką wewnętrzną z zależności (6).

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 4 \log \left[\frac{3,7 D}{k} \right]$$

$$Q_s = \frac{A}{\rho} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D}{ZRTL}} \sqrt{\frac{1}{\lambda_s}} \quad (4)$$

$$Q_p = \frac{A}{\rho} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D}{ZRTL}} \sqrt{\frac{1}{\lambda_p}} \quad (5)$$

gdzie:

k – współczynnik chropowatości bezwzględnej,
 indeks s oznacza rurę bez pokrycia wewnętrznego,
 indeks p oznacza rurę z pokryciem wewnętrznym.

Po przekształceniach otrzymamy zależność (7), z której wynika, o ile wzrośnie przepustowość rurociągu z powłokami wewnętrznymi w stosunku do rurociągu surowego.

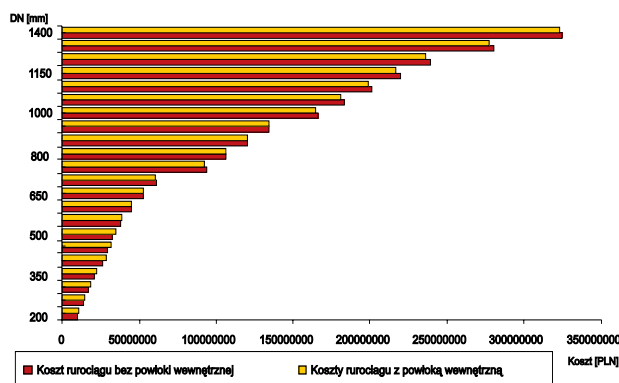
$$\frac{Q_p}{Q_s} = \sqrt{\frac{\lambda_s}{\lambda_p}} \quad (7)$$

Z kolei równanie (8) mówi o przyroście przepływu dzięki pokryciom wewnętrznym.

$$\frac{Q_p - Q_s}{Q_s} = \frac{\log \frac{k_s}{k_p}}{\log \frac{3,7 D}{k_s}} \quad (8)$$

Na rysunku 1 przedstawiono koszty rurociągów o zbliżonej przepustowości dla L=150 km, bez powłoki wewnętrznej i z powłoką wewnętrzną.

Rys. 1 Koszty rurociągów o zbliżonej przepustowości na odcinku L=150 km



Powyższy wykres wskazuje, iż powyżej średnicy DN 600 koszt rurociągu z powłoką wewnętrzną jest niższy niż koszt rurociągu bez tej powłoki (uwzględniając koszt jej nałożenia). Jest to możliwe dzięki zmniejszeniu grubości ścianki oraz obniżeniu ciśnienia roboczego. Poniżej średnicy DN 600 nie jest to możliwe ze względu na wymóg zachowania minimalnej grubości rury w zależności od jej średnicy wg PN-EN 10208-2:1996.

Analizując różne warianty budowy lub modernizacji istniejącej sieci gazowej należy pamiętać o zależności przepustowości gazociągu od jego średnicy:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \sqrt{\frac{\lambda_1}{\lambda_2} \cdot \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^5} \quad (9)$$

gdzie:

Q_1, Q_2 – przepustowość gazociągu w zależności od średnic D_1 i D_2 ,

D_1, D_2 – średnice nominalne gazociągu [m],

λ_1, λ_2 – współczynniki oporów liniowych [-].

Z powyższych wzorów wynika, że stosunek przepustowości gazociągów jest wprost proporcjonalny do stosunku średnic do potęgi 2,5, a odwrotnie proporcjonalny do pierwiastka kwadratowego ze stosunku współczynników oporów liniowych.

Jeśli przyjmiemy że $D_1=0,5$ m, a $D_2=0,7$ m oraz że $\lambda_1=\lambda_2$, to $Q_2/Q_1=2,31$.

Łatwo zatem ocenić efekt ekonomiczny wynikający z doboru określonej średnicy rury. Większa średnica rury to mniejszy spadek ciśnienia, większa przepustowość, niższe koszty eksploatacji, większa akumulacyjność.

Pamiętajmy, że przepustowość rurociągu równa jest przepustowości odcinka o najmniejszej średnicy. Analizując gazociągi połączone szeregowo, należy zwrócić uwagę na obszary ograniczające zdolność przesyłową systemu, tzw. wąskie gardła. Są to fragmenty sieci gazowej, w których występuje mniejsza średnica rurociągu w porównaniu z odcinkiem poprzednim i następnym. Na tych odcinkach sieci o mniejszej średnicy dochodzi do dodatkowego spadku ciśnienia, a tym samym do wzrostu prędkości. W tych miejscach następuje strata mocy. Wąskie gardła zmniejszają akumulacyjność systemu i czynią go zdecydowanie droższym w eksploatacji.

Etap eksploatacji

Koszty działalności operatora sieci gazowej dzieli się na:

a) **koszty stałe**, które nie zależą od ilości przesyłanego gazu, do których zalicza się:

- amortyzację,
- koszty działalności przedsiębiorstwa,
- podatki,
- usługi obce,
- wynagrodzenia,

b) **koszty zmienne**, które zależą od ilości przesyłanego gazu, do których zalicza się:

- gaz paliwowy,
- koszty funkcjonowania tłoczni (koszty pracy sprzężarek, energii elektrycznej, przeglądów, remontów, opłat środowiskowych).

Udział gazu paliwowego w kosztach zmiennych zależy od ilości transportowanego gazu, liczby pracujących tłoczni i stopnia ich obciążenia.

Ogólnie, koszty zmienne procesu przesyłu gazu to koszty bezpośrednie.

Koszty bezpośrednie – koszty gazu paliwowego zużywanego do napędu agregatów (silników gazowych, turbin), energii elektrycznej zużywanej na potrzeby chłodzenia oraz opłat środowiskowych związanych z zanieczyszczeniem środowiska. Dodatkowym kosztem są opłaty związane z emisją CO_2 .

Z przeprowadzonych analiz wynika, że koszty gazu paliwowego stanowią zdecydowaną większość kosztów bezpośrednich transportu gazu, ponoszonych przez operatorów.

Według danych Transco, roczne koszty paliwa turbin pracujących w systemie przesyłowym Wielkiej Brytanii wynoszą rocznie ponad 40 mln funtów, co stanowi ponad 70% całkowitych kosztów energii zużywanej przez operatora. Dane American Gas Association mówią, że koszty pracy sprężarek stanowią do 50% kosztów eksploatacji przeciętnego przedsiębiorstwa transportu gazu. To wyjaśnia celowość stosowania algorytmów optymalizacji.

Jednym z kluczowych zadań operatora systemu przesyłowego jest minimalizacja kosztów transportu gazu. Polega ona przede wszystkim na minimalizacji kosztów tłoczenia gazu poprzez minimalizację kosztów paliwa zużywanego w stacjach przetłoczeniowych.

Głównymi elementami stacji przetłoczeniowej są sprężarki gazu i ich napędy, chłodnice gazu, filtry i odwadniacze gazu, orurowanie, armatura zaporowa. W stacjach przetłoczeniowych gazu ziemnego zazwyczaj stosowane są dwa typy sprężarek: tłokowe i odśrodkowe. Sprężarki tłokowe zwykle napędzane są silnikami elektrycznymi lub silnikami tłokowymi, natomiast sprężarki odśrodkowe – turbinami gazowymi lub silnikami elektrycznymi. Sterowanie tłoczniami polega na takim wyborze parametrów pracy tłoczni (liczba pracujących maszyn oraz parametry pracy każdej maszyny), aby dla zadanych wartości ciśnienia ssania, tłoczenia oraz przepływu przez tłocznie zminimalizować zużycie paliwa, przy jednoczesnym spełnieniu ograniczeń eksploatacyjnych. W praktyce oznacza to sterowanie wybranym parametrem pracy maszyny, np. prędkością obrotową, w przypadku turbiny napędzającej sprężarkę odśrodkową lub prędkością obrotową silnika i martwymi przestrzeniami sprężarki tłokowej w przypadku sprężarki tłokowej. Koszty paliwa do napędu sprężarek są funkcją mocy sprężarek, która z kolei zależy od stopnia sprężania oraz wartości temperatury na wejściu stacji przetłoczeniowej.

Wiadomo, że im niższa temperatura gazu na wyjściu tłoczni, tym niższe koszty transportu gazu, spowodowane mniejszymi stratami ciśnienia przy przepływie przez gazociąg. Istotne jest, aby temperatura gazu na wyjściu tłoczni była funkcją m.in. temperatury otoczenia, ilości transportowanego gazu, odległości od następnej tłoczni oraz poziomu ciśnienia w gazociągu. Bardzo ważne jest również, aby koszty chłodzenia gazu nie przewyższały zysków z obniżonych kosztów transportu.

Aby efektywnie sterować gazowym systemem przesyłowym (wyposażonym np. w sprężarki odśrodkowe i turbiny gazowe), minimalizując koszty transportu, należy posiadać matematyczne modele maszyn przepływowych, które łatwo wprowadzić do obliczeń symulacyjnych i optymalizacyjnych. Model sprężarki odśrodkowej, umożliwiający wyznaczenie sprawności procesu sprężania w różnych warunkach pracy systemu, model matematyczny turbiny gazowej, umożliwiający określenie sprawności turbozespołu oraz zużycia paliwa przy nominalnym i częściowym obciążeniu maszyn, oraz model matematyczny chłodnicy wentylatorowej gazu, umożliwiający wyznaczenie wydajności chłodnicy i zapotrzebowania na energię elektryczną w różnych warunkach pracy systemu.

Znajomość charakterystyk sprężarki i turbiny jest niezbędna z punktu widzenia prowadzenia ruchu. Algorytmy optymalizacji, których celem jest ekstremalizacja określonego wskaźnika jakości wymagają znajomości aktualnych zależności wiążących określone

wielkości ruchowe z wielkościami opisującymi efektywność eksploatacji maszyn. Należy pamiętać o tym, że systemy techniczne w miarę upływu czasu eksploatacji zużywają się – następuje ich stopniowa degradacja, która wpływa na zmianę parametrów roboczych systemu/maszyny.

Przez degradację w systemach mechanicznych rozumiemy stopniową utratę właściwości konstrukcyjnych i/lub funkcjonalnych elementów systemów mechanicznych lub nawet w efekcie całego systemu. Utrata ta będzie się objawiać jako zmiana (przrost, ubytek) właściwości mechanicznych i/lub geometrycznych elementów systemu, wykraczająca poza założone im przez konstruktora tolerancje. Zmiany te pojawiają się jako skutek funkcjonowania obiektu/systemu w swym środowisku i interakcji energetycznych zewnętrznych, zwłaszcza wewnętrznych.

Konieczna jest zatem okresowa weryfikacja i modyfikacja charakterystyk roboczych maszyn w tłoczni gazu.

W zagadnieniach sterowania i symulacji systemem gazowniczym punktem wyjściowym jest model matematyczny opisujący przepływ gazu. Dotyczy to zarówno stanów ustalonych, jak i nieustalonych.

Przepływom płynów lepkich przez przewody zamknięte towarzyszy dyssypacja energii, ujawniająca się spadkiem ciśnienia wzdłuż przewodu. Parametrem określającym wartość strat ciśnienia jest współczynnik oporu hydraulicznego λ , który jest funkcją jakości wewnętrznej powierzchni rurociągu i charakteru przepływu.

Jakość wewnętrznej powierzchni rurociągu zależy m.in. od sposobu kontroli stanu powierzchni. Najefektywniejszą metodą jest stosowanie tłoków czyszczących i inspekcyjnych (inteligentnych).

Stosowanie tłoków czyszczących umożliwia utrzymanie projektowanej przepustowości poprzez usuwanie zanieczyszczeń odkładających się na wewnętrznej ścianie rurociągu. Zanieczyszczenia powodują wzrost oporów liniowych, które wywołują straty energetyczne w przepływającym gazie. Konsekwencją tego jest spadek zdolności przepustowej rurociągu.

Badania diagnostyczne tłokami inteligentnymi pozwalają uzyskać szczegółowe dane o stanie technicznym rurociągu. Informacje te, po przetworzeniu przez specjalistyczne oprogramowanie komputerowe, w krótkim czasie umożliwiają dostęp do wiarygodnych danych o lokalizacji miejsc potencjalnych zagrożeń, takich jak uszkodzenia mechaniczne, deformacje przewodu, stan korozji i pomiar jej postępu. Dane te ułatwiają operatorowi podejmowanie decyzji czy i w jakim zakresie konieczny jest remont danego odcinka. Ogranicza to możliwość powstania awarii, która mogłaby spowodować przerwanie dostaw gazu. Dostęp do szczegółowych informacji o każdym fragmencie przewodu umożliwia zmniejszenie częstotliwości bezpośredniej kontroli rurociągów w terenie, co pozwala zmniejszyć koszty eksploatacyjne systemu. Zastosowanie tłoków inteligentnych umożliwia zlokalizowanie najbardziej krytycznego miejsca, wpływającego na bezpieczeństwo pracy rurociągu, i przeprowadzenie niezbędnej naprawy. Pozwala to na wydłużenie czasu eksploatacji starzejącego się rurociągu bez ograniczeń parametrów jego pracy, np. ograniczanie ciśnienia w celu zminimalizowania liczby awarii i strat gazu na skutek nieszczelności.

Bardzo istotnym elementem zarówno sterowania, jak i budowy/rozbudowy systemu transportu gazu jest prognoza zapotrzebowania na gaz o różnych horyzontach czasowych.

Prognoza krótkookresowa – prognoza budowana na taki odcinek czasu, w trakcie którego w prognozowanym zjawisku zachodzą tylko zmiany ilościowe (godziny, doba, dni).

Prognoza średniookresowa – dotyczy odcinka czasu, w którym oczekuje się, że w prognozowanym zjawisku występują zmiany ilościowe i niewielkie jakościowe (miesiąc, rok).

Prognoza długookresowa – budowana jest na odcinek czasu, w którym mogą występować zmiany zarówno ilościowe, jak i jakościowe (kilka lat).

Trafna prognoza różnych zjawisk w przyszłości przekłada się na wymierne korzyści materialne w gospodarce. Wiarygodna informacja dotycząca wielkości poboru gazu przez odbiorców w przyszłości pozwala na optymalne przygotowanie parametrów pracy systemu transportu gazu, gwarantujących ograniczenie kosztów eksploatacji. Jednocześnie pozwala na dostawę gazu zgodnie z ustalonymi parametrami. Prognozy zużycia gazu ziemnego powinny być wykonywane zarówno w skali makro dla całego kraju, jak i w odniesieniu do systemu przesyłowego czy dystrybucyjnego. Składnikiem niezbędnym do osiągnięcia sukcesu w prognozowaniu zapotrzebowania na gaz jest dostęp do danych historycz-

nych o odpowiedniej jakości oraz dostępność do odpowiednich danych bieżących. Prognozowanie zapotrzebowania na gaz jest procesem trudnym i wymagającym dużej wiedzy, zaś opracowanie poprawnych modeli prognostycznych, gwarantujących odpowiednią jakość informacji, wymaga zastosowania złożonych narzędzi. Praktyka wykazuje, że dobre prognozy to warunek konieczny dla prawidłowego rozwoju systemów transportowych, a także efektywnego nimi zarządzania.

* * *

Transport gazu jest procesem skomplikowanym, kosztochłonnym i bardzo ważnym zarówno dla gospodarki kraju, jak i jego obywateli. Przy dużej staranności procesu budowy/rozbudowy systemu transportu gazu oraz dzięki nowoczesnym metodom zarządzania systemem istnieją możliwości znacznego obniżenia kosztów eksploatacji.

Prof. zw. dr hab. inż. Andrzej J. Osiadacz, Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej

Wykorzystanie energii odpadowej w stacjach gazowych zeroenergetycznych, bezemisyjnych

Małgorzata Kwestarz

Zapotrzebowanie na ciepło do podgrzewania gazu jest znaczącym elementem bilansu energetycznego stacji, a koszty podgrzewania gazu mają dominujący udział w kosztach eksploatacji stacji. Badania wykazują, że w polskich warunkach ilość gazu potrzebna do produkcji ciepła na potrzeby podgrzewania gazu w stacji gazowej może stanowić nawet około 1,5% ilości przesyłanego gazu.

Stacja gazowa zeroenergetyczna

Proponowane rozwiązanie umożliwia wykorzystanie traconej energii w procesie rozprężania gazu oraz zastosowanie odnawialnych źródeł energii do podgrzania gazu i utrzymania temperatury strumienia gazu za stacją redukcyjną na poziomie co najmniej +5°C.

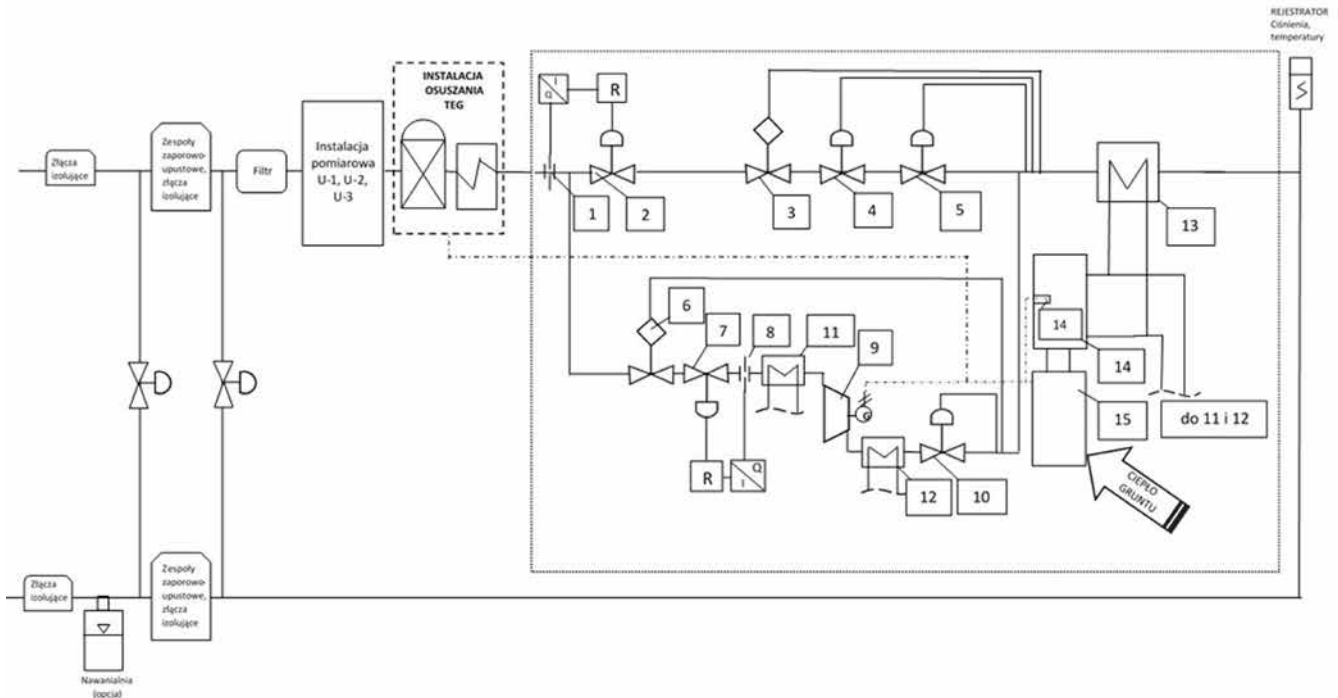
Jeżeli gaz ziemny jest zawilgocony, w proponowanej stacji gazowej wprowadzono moduł osuszania gazu. W odróżnieniu od dotychczasowej praktyki, opartej na procesie podgrzewania gazu wilgotnego do temperatury 30–40°C przed zaworami redukcyjnymi w celu zapobiegawczym przed wykopleniem się wilgoci i powstaniem hydratów. Przy redukcji ciśnienia gazu dokładnie osuszonego, gdy nie istnieje niebezpieczeństwo tworzenia się hydratów [6, 7] można całkowicie zrezygnować z podgrzewania gazu, co oznacza, że zamiast podgrzewania gazu przed rozprężaniem należy zastosować jego osuszanie. W proponowanej

zeroenergetycznej stacji gazowej instalacja podgrzewania gazu została zastąpiona instalacją jego osuszania. W miejsce klasycznego reduktora zamontowany został turboekspander (rozprężarka). To rozwiązanie umożliwia odzyskanie energii, która przy tradycyjnym rozwiązaniu, polegającym na dławieniu przepływu gazu, jest bezpowrotnie rozpraszana [2]. Moc dostępna na wale rozprężarki wykorzystana jest do napędu generatora prądu elektrycznego. Energia elektryczna z generatora wykorzystana została do zasilania urządzenia grzewczego instalacji osuszania (regeneracji mieszaniny glikolu z wodą) [1, 3].

W celu zapewnienia temperatury gazu za stacją redukcyjną na poziomie co najmniej +5°C zamontowano sprężarkową pompę ciepła, zasilaną energią elektryczną produkowaną przez generator współpracujący z turboekspanderem.

Na rysunku 1 przedstawiono schemat blokowy stacji gazowej z modułem osuszania, wyposażonej w turboekspander i sprężarkową pompę ciepła.

Rys. 1. Schemat blokowy stacji gazowej z instalacją osuszania gazu, turboeskpanderem i sprężarkową pompą ciepła

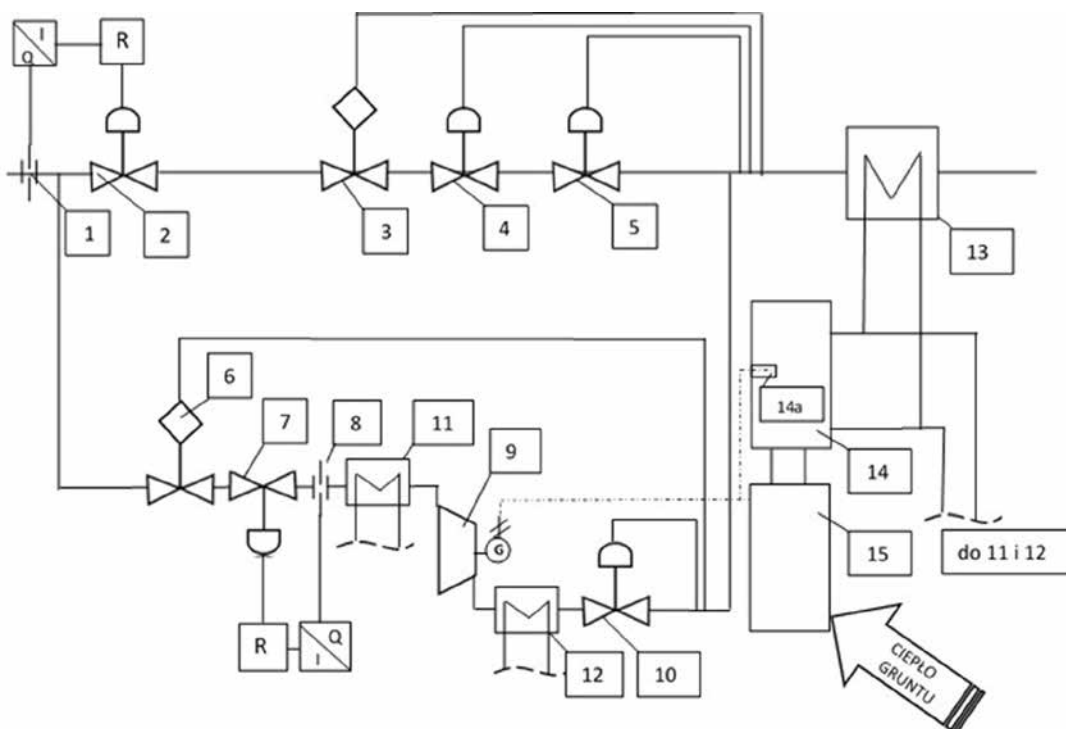


Legenda:

- 1 – pomiar natężenia przepływu
- 2 – zawór regulacyjny
- 3 – zawór szybkozamykający
- 4 – reduktor
- 5 – monitor
- 6 – zawór szybkozamykający
- 7 – reduktor
- 8 – pomiar natężenia przepływu
- 9 – turboeskpander

- 10 – zawór redukcyjny
- 11 – wymiennik płaszczowo-rurowy woda-gaz I stopnia (przed redukcją)
- 12 – wymiennik płaszczowo-rurowy woda-gaz II stopnia (po redukcji)
- 13 – wymiennik płaszczowo-rurowy woda-gaz, stabilizujący temperaturę gazu na poziomie +5 st. C
- 14 – cieczowy zasobnik ciepła
- 14 a – grzałka elektryczna
- 15 – sprężarkowa pompa ciepła, zasilana energią elektryczną, współpracująca z wymiennikiem gruntowym

Rysunek 2. Schemat technologiczny zeroenergetycznej stacji gazowej bez instalacji osuszania, wyposażonej w sprężarkową pompę ciepła [1]



Rys. 3. Schemat instalacji osuszającej gaz w środowisku Aspen HYSYS

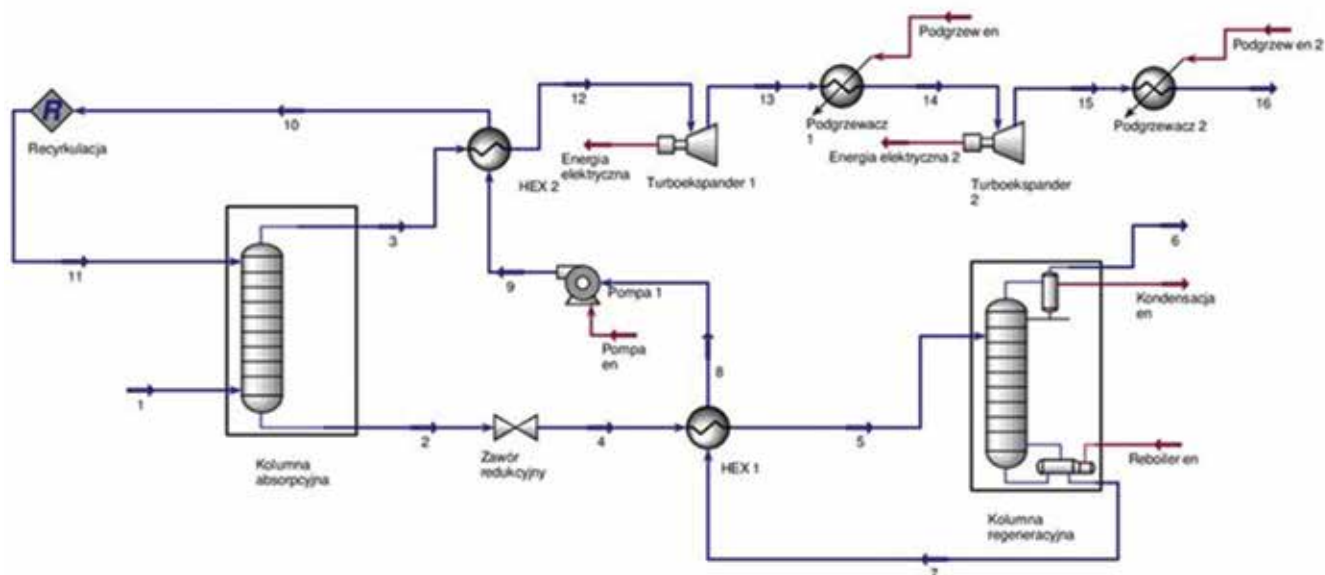


Tabela 1. Bilans energii w instalacji osuszającej gaz dla stacji o przepustowości 10 000 m³/h

Element	Moc elektryczna [kW]	Strumień ciepła [kW]	Produkcja/pobór
Turboekspander 1+2	+480,4		produkcja
Reboiler	-110,6		pobór
Pompa	-2,1		pobór
Podgrzewacz 1		289,2	produkcja
	-96,4		pobór
Podgrzewacz 2		205,0	produkcja
	-68,4		pobór
Bilans Moczy Σ =	+202,9		

W zeroenergetycznej stacji gazowej, wyposażonej w instalację osuszania gazu, zastosowano absorpcyjną metodę osuszania gazu do temperatury punktu rosy około -30 °C. W takich układach najczęściej stosowane są roztwory, DEG (glikol dietylenowy) lub TEG (glikol trietylenowy) [6]. Instalacja osuszania po stronie gazu ziemnego składa się z dwóch głównych urządzeń, którymi są absorber i wymiennik ciepła. Strumień osuszonego gazu przepływa następnie przez zawór szybkozamykający (6) i reduktor monitorujący (7) do turboekspandera, w którym następuje redukcja ciśnienia gazu. Proces osuszania gazu ziemnego odbywa się na kolumnie absorpcyjnej. Strumień osuszanego gazu przepływa przez absorber pionowo do góry, w kierunku przeciwnym do glikolu trietylenowego (TEG), którego zadaniem jest zaabsorbowanie wody z gazu. Para wodna zawarta w strumieniu gazu ziemnego jest pochłaniana przez absorbent. W kolumnie destylacyjnej regeneratora bogaty w wodę glikol jest podgrzewany do temperatury ok. 204°C, w której następuje odparowanie z niego wody odprowadzanej w strumieniu pary za pośrednictwem skraplacza na górze kolumny. Ciepło do regeneracji roztworu dostarczane jest za pośrednictwem elektrycznego reboilera zasilanego energią elektryczną generowaną przez turboekspander.

Jeżeli gaz ziemny w sieci gazowej jest suchy, stacja redukcyjna nie jest wyposażona w instalację osuszania. Na rysunku 2 przedstawiono zeroenergetyczną stację redukcyjną dla gazu suchego. Wykorzystuje ona odnawialne źródło energii, czyli ciepło gruntu, które za pomocą sprężarkowej pompy ciepła zasilanej energią elektryczną z generatora prądu podgrzewa gaz wychodzący ze stacji redukcyjnej [1].

Wykonano badania symulacyjne stacji zeroenergetycznej. Wykazały one efektywność energetyczną proponowanego rozwiązania. Rozpatrzono stację gazową o nominalnej przepustowości 10 000 m³/h, którą posiada 90% stacji gazowych wysokiego ciśnienia, pracujących w polskim systemie gazowniczym. Przyjęto ciśnienie wejściowe 4,8 MPa, ciśnienie wyjściowe 340 kPa, a temperaturę gazu na wejściu stacji 4°C. Do symulacji przyjęto, że przesyłany gaz ziemny wysokometanowy (grupa E) jest silnie zawilgocony, tj. udział masowy wody w strumieniu gazu wynosi 1%. Tak wysoki poziom zawilgocenia umożliwił sprawdzenie, czy ilość energii elektrycznej wytworzonej w wyniku redukcji ciśnienia gazu w turboekspanderze pokryje zapotrzebowanie na energię niezbędną do regeneracji absorbenta i podgrzewu gazu do temperatury gazu na wyjściu stacji, równej temperaturze gazu na wejściu stacji. Na potrzeby analizy przyjęto dwustopniowy turboekspander o izentropowej sprawności 75%, z dwoma nagrzewnicami zainstalowanymi odpowiednio po każdym ze stopni turbinowych, współpracującymi z elektryczną, sprężarkową pompą ciepła typu powietrze-woda o współczynniku efektywności grzewczej (COP) równym 3,0. Analizy dokonano w oprogramowaniu Aspen HYSYS.

Zgodnie z oznaczeniami na rysunku 3 gaz w wymienniku ciepła HEX2 podgrzewany jest do temperatury 25,8°C, natomiast w nagrzewnicy międzystopniowej (podgrzewacz 1) do temperatury 20,0°C. Stopnie redukcji ciśnienia wynoszą odpowiednio 3,66 i 3,82, co odpowiada ciśnieniu gazu po pierwszym stopniu turboekspandera, wynoszącym około 1,3 MPa. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 1 [3].

Rezultaty badań wykazały możliwość zbilansowania energii w układzie turbogenerator-osuszacz i potwierdziły, że propono-

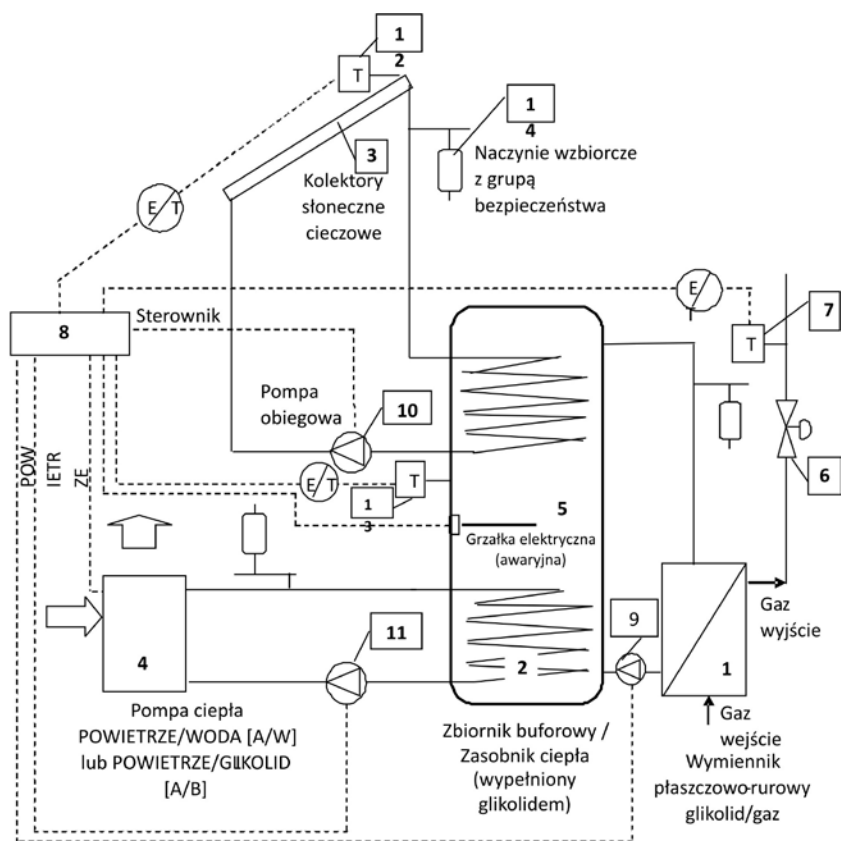
wane rozwiązanie pozwala na całkowite wyeliminowanie zapotrzebowania na energię pierwotną w stacji gazowej, a zatem na skonstruowanie zeroenergetycznej stacji gazowej.

Reasumując, stacja gazowa wyposażona w turbosprężarkę napędzającą generator prądu może być autonomiczną jednostką w procesie eksploatacji. Niemniej jednak ze względów bezpieczeństwa w okresie postępu turbosprężarki niezbędne jest zachowanie dotychczasowego przyłącza elektroenergetycznego.

Dalsze badania poświęcono modułowi wytwarzania ciepła w celu podgrzania gazu przed redukcją ciśnienia [4].

Wpisując się w politykę energetyczną kraju, zakładającą gospodarkę niskoemisyjną, a w perspektywie zeroemisyjną, rozwiązania oparto na odnawialnych źródłach energii. Zaproponowano kilka rozwiązań instalacji źródła ciepła z wykorzystaniem OZE.

Rys. 4. Schemat technologiczny hybrydowej instalacji OZE do podgrzewania gazu w stacji gazowej – instalacja bazowa [4]



Rozwiązanie A/E

Hybrydowa instalacja OZE, stanowiąca rozwiązanie bazowe, składa się z dwóch zespołów urządzeń wytwórczych, tj. sprężarkowej pompy ciepła i zespołu kolektorów słonecznych cieczowych, a także ze zbiornika buforowego, który jest jednocześnie zasobnikiem ciepła, oraz z płaszczowo-rurowego wymiennika ciepła. Schemat technologiczny instalacji zamieszczono na rysunku 4.

Proces podgrzewania gazu odbywa się w przeponowym wymienniku ciepła (1), do którego ciepło dostarczane jest

z zasobnika ciepła (2), współpracującego z kolektorami słonecznymi (3) oraz z pompą ciepła (4). Strumień gazu jest podgrzewany ciepłem z zasobnika w postaci strumienia glikolidu lub wody w ilości zapewniającej wymaganą wartość temperatury gazu po redukcji ciśnienia w zaworze redukcyjnym (6). Wartość temperatury gazu po redukcji ciśnienia mierzona jest przez przetwornik temperatury (7) i przekazywana do sterownika programowalnego PLC (8), w którym jest porównywana z zadaną wartością temperatury. Otrzymany w układzie sumującym sygnał jest przekazywany do regulatora temperatury, który przekształca go w sygnał sterowania pracą pompy obiegowej (9). W celu zmniejszenia amplitudy zmian temperatury gazu po redukcji ciśnienia (uchybu), sterownik (8) realizuje algorytm sterowania, wykorzystujący prognozowane wartości zapotrzebowania na gaz, mające wpływ na wartość strumienia

ciepła potrzebnego do podgrzewania gazu. W zasobniku ciepła (2) zachowana jest stratyfikacja temperatury, co oznacza, że glikolid o wyższej temperaturze będzie gromadził się w górnej części zbiornika. Grzałkę górną zasila kolektory słoneczne cieczowe, które ładują zasobnik poprzez strumień krążącego glikolidu w układzie zamkniętym w efekcie pracy pompy obiegowej (10), która załączana jest przez sterownik (8) po otrzymaniu sygnału z przetwornika temperatury (12). Proces ładowania zasobnika ciepła przez zespół kolektorów słonecznych jest priorytetowy i niezależny od bieżących potrzeb podgrzewania gazu. W przypadku, gdy temperatura w zasobniku osiągnie 100°C – wskazanie przetwornika temperatury (13), zostanie włączona pompa obiegowa (9), zasila ją wymiennik podgrzewający gaz bez względu na bieżące wskazania przetwornika temperatury gazu po redukcji (7), w celu rozładowania zasobnika i zabezpieczenia układu hydraulicznego kolektorów cieczowych przed rozszczelnieniem. Jeżeli kolektory słoneczne nie generują strumienia ciepła, temperatura w zasobniku zacznie się obniżać. Gdy temperatura w połowie wysokości zasobnika obniży się poniżej wymaganej wartości, tj. 35°C, co zostanie zmierzone przez przetwornik temperatury (13) i przekazane do sterownika (8), zostanie włączona

pompa ciepła (4) i pompa obiegowa (11). Pomiar temperatury celowo prowadzony jest w połowie wysokości zasobnika, ponieważ daje to pewność, że co najmniej połowa zbiornika jest zawsze wypełniona glikolidem bądź wodą o temperaturze powyżej 35°C.

W przypadku zaistnienia niekorzystnych warunków atmosferycznych, tj. dużego zachmurzenia lub okresu nocy i temperatury poniżej -25°C, zostanie załączona awaryjna grzałka elektryczna (5) przez sterownik (8). Po uzyskaniu w zasobniku temperatury 35°C grzałka zostanie wyłączona. Urządzenia zasilane są energią elektryczną doręczaną z sieci elektroenergetycznej. W tym przypadku stacja gazowa nie jest zeroenergetyczna. Jej atutem jest brak

niskiej emisji, czyli jest stacją zeroemisyjną. Podstawowe źródło ciepła stanowi powietrze stąd A (Air)/E (Electricity).

Rozwiązanie A/T

Rozwiązanie AT polega na zastąpieniu zasilania urządzeń w wersji instalacji hybrydowej AE energią elektryczną z sieci elektroenergetycznej, wyprodukowaną przez generator prądu współpracujący z turboekspanderem. W tym rozwiązaniu podstawowe źródło ciepła stanowi powietrze zewnętrzne – stąd A(Air)/ T(Turboexpander).

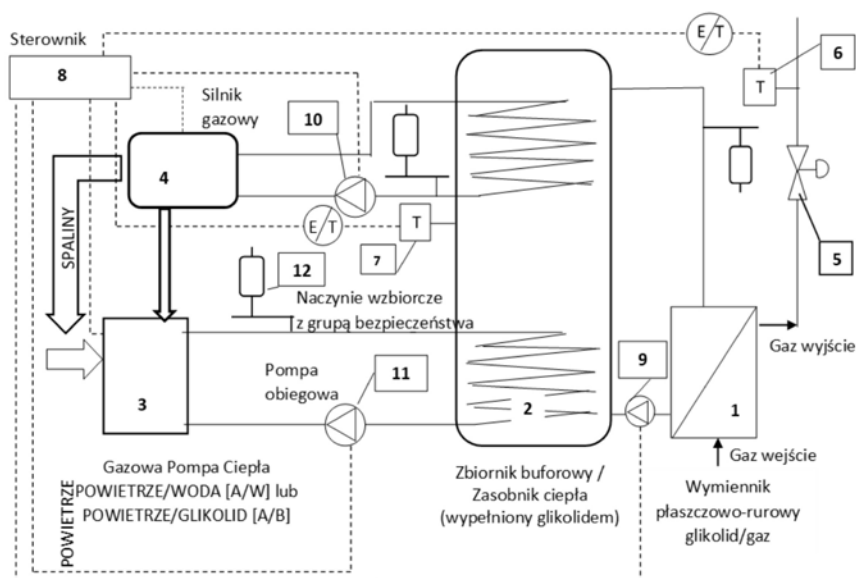
Rozwiązanie GHP/E

Rozwiązanie GHP bazuje na układzie hybrydowym OZE. Różnica polega na wyeliminowaniu kolektorów cieczowych i zastosowaniu sprężarkowej pompy ciepła (3) napędzanej silnikiem gazowym (4), oznaczonej jako gazowa pompa ciepła (GHP) [8]. Schemat instalacji GHP/E zamieszczono na rysunku 5. Ciepło pochodzące z systemu chłodzenia miski olejowej i bloku silnika jest magazynowane w zasobniku buforowym (2) poprzez nagrzewnicę górną. Sterowanie pracą instalacji gazowej pompy ciepła realizuje sterownik (8).

Pracę pompy (11) inicjuje spadek temperatury w zbiorniku buforowym (2), mierzony przetwornikiem temperatury (7). Sprężarka pompy ciepła (3) napędzana jest silnikiem gazowym (4). Podgrzewanie gazu odbywa się w wymienniku płaszczowo-rurkowym (1), zasilanym wodą ze zbiornika buforowego. Ładowanie zbiornika kończy się, gdy temperatura osiągnie 95°C.

Zastosowanie silnika spalinowego zasilanego gazem ziemnym do napędu sprężarkowej pompy ciepła pozwala na wykorzystanie ciepła wody chłodzącej silnik i ciepła spalin, co umożliwia uzyskanie znacznych oszczędności energii pierwotnej [5]. Dotychczasowe realizacje systemów grzewczych i klimatyzacyjnych, wykonane z wykorzystaniem gazowych pomp ciepła, w budynkach potwierdzają oszczędności eksploatacyjne około 40%. W polskich warunkach, na stacjach gazowych nie zrealizowano dotychczas

Rysunek 5. Schemat technologiczny instalacji do podgrzewania gazu w stacji gazowej z wykorzystaniem pompy ciepła zasilanej silnikiem gazowym [4]



akich rozwiązań. Dodatkowym argumentem przemawiającym za zastosowaniem silnika spalinowego jest redukcja zapotrzebowania na moc elektryczną. Niemniej jednak w rozwiązaniu tym niezbędne jest zasilanie energią elektryczną z sieci zewnętrznej, stąd oznaczenie GHP/E.

Rozwiązanie GAHP/E

Rozwiązanie GAHP (*Gas Absorption Heat Pump*), z zastosowaniem monoblokowej gazowej absorpcyjnej pompy ciepła, bazuje na instalacji ze sprężarkową pompą ciepła, zasilaną silnikiem spalinowym, czyli rozwiązaniu GHP/E. Różnica polega na zastąpieniu sprężarkowej pompy ciepła zasilanej silnikiem gazowym przez absorpcyjną pompę ciepła zasilaną gazem ziemnym. Ciepło wytwarzane w procesie spalania gazu napędza sprężarkę termochemiczną pompy.

Schemat technologiczny instalacji OZE z GAHP zamieszczono na rysunku 6.

Bez zmian pozostaje dolne źródło ciepła, czyli powietrze zewnętrzne, oraz system podgrzewania gazu przed zaworem redukcyjnym, tj. wymiennik płaszczowo-rurkowy zasilany z zasobnika ciepła, który współpracuje z układem kolektorów słonecznych cieczowych, tak jak w rozwiązaniu bazowym, czyli A/E.

Zastosowanie instalacji hybrydowej GAHP szacunkowo przyniesie oszczędności około 50%. W przypadku absorpcyjnej pompy ciepła nie ma możliwości generowania energii elektrycznej, a zapotrzebowanie na moc elektryczną kształtuje się na poziomie 0,8 kW. Atutem omawianego rozwiązania jest możliwość montażu absorpcyjnej pompy ciepła poza budynkiem stacji, bez konieczności zabudowy w kontenerze.

Analiza techniczno-środowiskowa

Wykonano analizę techniczno-środowiskową dla hybrydowej instalacji OZE – rozwiązania A/E. Jako punkt wyjścia do analizy przyjęto stację gazową o następujących parametrach:

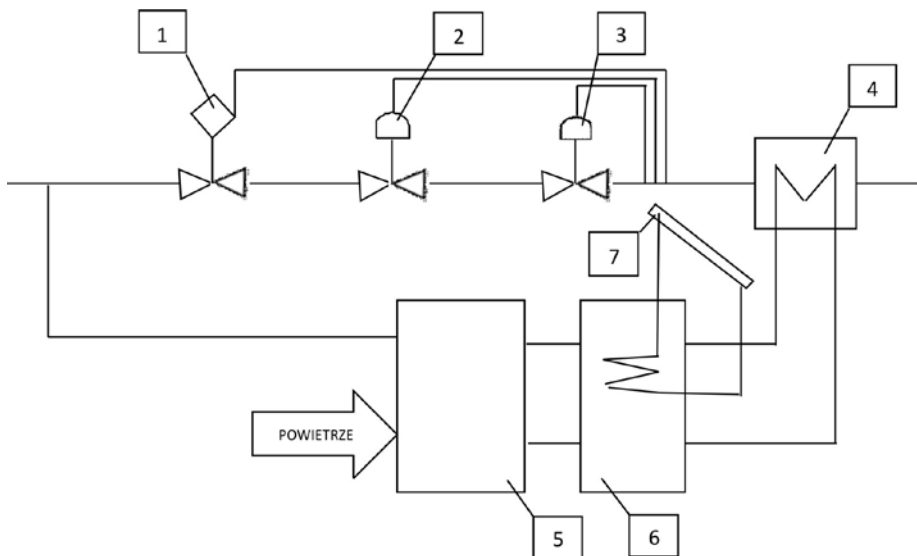
- maksymalny strumień gazu 4000 m³/h, co odpowiada mocy wymiennika ciepła 8,2 kW,
- roczne zapotrzebowanie na ciepło do podgrzewania gazu 14 000 kWh [4].

Dobór urządzeń

Dobór układu kolektorów słonecznych cieczowych

Szacunkowe zyski ciepła z absorbera płaskiego o powierzchni 1 m² w okresie lipiec–sierpień kształtują się na poziomie 250 kWh/miesiąc. W skali roku absorber płaski o powierzchni 1 m² charakteryzuje się wydajnością 1800 kWh/rok [10]. Oznacza to, że w przypadku absorberów próżniowych, o wyższej wydajności, do obliczeń można przyjąć wskaźnikową wartość 2000 kWh/rok. Przyjmując roczne zapotrzebowanie na ciepło stacji na poziomie 14 000 kWh, wymagana ilość ciepła dostarczyłby absorber

Rys.6 Schemat technologiczny hybrydowej instalacji GAHP z OZE do podgrzewania gazu w stacji gazowej niskoemisyjnej



Legenda:
1-3 – jak wyżej
4 – podgrzewacz gazu

5 – gazowa absorpcyjna pompa ciepła firmy,
6 – zasobnik ciepła,
7 – kolektory cieczowe próżniowe z rurką cieplną

próżniowy o powierzchni 7 m². Z uwagi na to, że w lecie pobór gazu znacząco maleje, a w związku z tym maleje również zapotrzebowanie na ciepło do jego podgrzewania, powierzchnię absorbera próżniowego należy zredukować do 3 m². W okresie letnim uzyskana wielkość strumienia ciepła wyniesie około 900 kWh/miesiąc, co odpowiada 30 kWh na dobę. W skali roku z kolektorów słonecznych pozyskamy 6000 kWh, co stanowi 43% rocznego zapotrzebowania na ciepło do podgrzewania gazu.

Dobór pompy ciepła powietrze/glikolid

Proponowany układ bazuje na sprężarkowej pompie ciepła z dolnym źródłem ciepła – powietrzem zewnętrznym oraz górnym – glikolidem, czyli roztworem wodnym glikolu etylenowego w zakresie temperatury -20°C/35°C. Obniżenie temperatury źródła górnego do poziomu 35°C pozwala na uzyskanie wyższego współczynnika COP niż dla pomp podgrzewających czynnik do 60 bądź 90°C. Pompy dostępne na rynku europejskim, o mocy grzewczej 8 kW, charakteryzują się sprawnością określaną współczynnikiem COP na poziomie 4, przy założeniu średniej temperatury powietrza zewnętrznego 7°C. Oznacza to, że moc elektryczna do napędu sprężarki wynosi 2 kW. Jeżeli przyjmiemy że 40% ciepła uzyskamy z kolektorów cieczowych, to pompa ciepła będzie rocznie generować 60% ciepła.

Prowadząc obliczenia zgodnie z decyzją Komisji Europejskiej z 1 marca 2013 2013/114/UE (nr C(2013) 1082), ustanawiającą wytyczne dla państw członkowskich dotyczące szacowania ilości energii odnawialnej pochodzącej z różnych technologii pomp ciepła zgodnie z wymogami załącznika VII do dyrektywy 2009/28/WE, należy przyjąć następujące założenia: HHP = 1710 h, SPF = 2,5, gdzie HHP są to równoważne godziny pracy z pełnym obciążeniem (h), a SPF jest szacunkowym, przeciętnym współczynnikiem wydajności sezonowej.

Wyliczenie statystyczne energii OZE na podstawie decyzji KE z 01.03.2013 r. 2013/114/UE: ilość energii z OZE =

$$8,0 \times 1710 \times (1 - 1/2,5) = 8\,208 \text{ kWh OZE/rok.}$$

Według decyzji Komisji Europejskiej, aby energia przekazywana przez pompę ciepła została uznana za energię odnawialną, gdy minimalna wartość współczynnika SPF (ang. *Seasonal Performance Factor*) dla pomp ciepła zasilanych energią elektryczną wynosi co najmniej 2,5, przy sprawności produkcji energii elektrycznej 45,5%. Można zatem uznać, że całe ciepło wyprodukowane przez sprężarkową pompę ciepła jest energią odnawialną.

Hybrydowy układ podgrzewania gazu będzie wyposażony w trzy pompy obiegowe, które szacunkowo zużywają energię elektryczną w ilości odpowiadającej 1% ciepła generowanego przez układ, czyli około 140 kWh/rok.

Emisja zanieczyszczeń

Analizę efektywności ekologicznej przeprowadzono w drodze porównania emisji zanieczyszczeń z kotłowni gazowej, będącej rozwiązaniem obecnie stosowanym, oraz emisji zanieczyszczeń z hybrydowej instalacji OZE (A/E).

Kotłownia gazowa

Do obliczeń przyjęto zużycie ciepła 14 000 kWh. Pominięto zużycie energii w urządzeniach pomocniczych, uznając, że zużycie energii elektrycznej do zasilania urządzeń pomocniczych w źródle ciepła wyposażonym w hybrydową instalację OZE będzie kształtowało się na zbliżonym poziomie. Wskaźnik emisji zanieczyszczeń przyjęto na podstawie danych zawartych w dokumencie „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2014” do raportowania w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji za rok 2017, opublikowanym przez KOBiZE. Wskaźnik emisji jednostkowej wynosi 55,54 kg/GJ. Roczne zużycie ciepła wynosi 14 000 kWh, co odpowiada 50,40 GJ/rok.

Uwzględniając współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla kotłowni gazowej wynoszący 1,1, roczna emisja CO₂ kształtuje się na poziomie: 50,40 × 1,1 × 55,54 = 3 079,14 kg.

Hybrydowa instalacja OZE

Do obliczeń przyjęto zużycie energii elektrycznej przez sprężarkową pompę ciepła wynoszące 8208/4 = 2 052 kWh/rok. Zużycie energii elektrycznej przez urządzenia pomocnicze pominięto.

Kalkulację emisji CO₂ oparto na wskaźnikach emisyjności CO₂ dla energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, opublikowanych w grudniu 2018 roku przez KOBiZE [3] w wysokości 778 kg/MWh.

Współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla energii elektrycznej pobieranej z sieci systemowej krajowej wynosi 3,0. Roczna emisja CO₂ osiąga wartość 2052 × 778 / 1000 × 3 = 4 789,37 kg.

Zatem emisja CO₂ wynikająca z zastosowania hybrydowej instalacji OZE wynosi 4,8 Mg/rok. Emisja ta jest przypisana do zużytej energii elektrycznej, co oznacza że strumień dwutlenku węgla został wygenerowany w elektrowni zawodowej. Dla porównania: dotychczas stosowany kocioł gazowy generuje emisję około 3,1 Mg/rok, ale w miejscu położenia stacji gazowej.

* * *

Stacje gazowe charakteryzują się dużym potencjałem efektywności energetycznej i środowiskowej. Zastosowanie układu z turboekspanderem zarówno dla gazu wilgotnego, jak i suchego umożliwi odzysk rozpraszanej energii w procesie redukcji ciśnienia gazu. Zastąpienie dotychczasowego systemu podgrzewania gazu poprzez układy wykorzystujące odnawialne źródła energii zdecydowanie zmniejsza, a nawet eliminuje emisję zanieczyszczeń.

Zeroenergetyczna, bezemisyjna stacja gazowa spełnia wymagania nałożone przez dyrektywy europejskie w zakresie efektywności energetycznej i doskonale wpisuje się w projekt gospodarki niskoemisyjnej bądź bezemisyjnej.

Dr inż. Małgorzata Kwestarz, Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska
Literatura

- [1] Fluid Systems Sp. z o.o., 2018, Patent nr 230197: *Sposób redukcji ciśnienia paliw gazowych*.
- [2] Kostowski W, Skorek J, Bargiel P. 2013, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” 7(183), 9–15.
- [3] Osiadacz A., Chaczykowski, M., Kwestarz M., Isoli N. 2018, „Gaz Woda i Technika Sanitarna” 4/2018, 122–126.
- [4] Osiadacz A., Chaczykowski, M., Kwestarz M., 2018, „Gaz Woda i Technika Sanitarna” 6/2018, 202–206.
- [5] Osiadacz A., Chaczykowski M. 2010, *Stacje gazowe: teoria, projektowanie, eksploatacja*. Fluid Systems, Warszawa.
- [6] Osiadacz, A., Uilhoorn, F. E., Chaczykowski, M., 2009, „Petroleum Science and Technology” 27 (2) 208–225.
- [7] Osiadacz, A., Uilhoorn, F. E., Chaczykowski, M. 2013, „Archives of Mining Sciences” 58 (1) 131–144.
- [8] Ruciński A., Lipiński D. 2016, „Chłodziwo i Klimatyzacja”, nr 1/2, 34–38.
- [9] ROBUR, Dokumentacja techniczna GAHP-A, Kod: D-LBR598.
- [10] Więcka A., Wiśniewski G, Kurowski K., Grysiuk M., 2008. *Kolektory słoneczne. Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle*, MEDIUM, Warszawa.

Wykorzystanie ciepła odpadowego w stacjach przetłocznych

Maciej Chaczykowski

Interesującym zagadnieniem badawczym, w tym także z inżynierskiego, praktycznego punktu widzenia, jest odzysk ciepła odpadowego w stacjach przetłocznych na potrzeby produkcji energii elektrycznej lub dodatkowej pracy napędowej do napędu sprężarek gazu. W pierwszym przypadku mamy do czynienia ze skojarzoną produkcją pracy napędowej i energii elektrycznej w tłoczni gazu, którą można uznać za układ kogeneracyjny, natomiast w drugim przypadku wytwarzanie dodatkowej pracy napędowej sprężarki gazu pozwala zwiększyć efektywność energetyczną tłoczni.

Kierunek badań związany z odzyskiem ciepła w stacjach przetłocznych był intensywnie rozwijany przed dekadą w świetle rosnących cen energii elektrycznej, głównie w Ameryce Północnej i w Europie, o czym świadczą następujące publikacje: Leslie i in. [2009], Gutiérrez i López [2009], Saavedra i in. [2010]. Przykłady realizacji instalacji odzysku ciepła, zwłaszcza w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie, były dosyć liczne. W raporcie [Hedman, 2008, 2009] stwierdzono, że w przemyśle gazowniczym USA istniało 90–100 stacji przetłocznych, wyposażonych w turbiny gazowe o mocy powyżej 11 MW i o wskaźniku obciążenia powyżej 60% (5250 h/rok), które potencjalnie pozwalały wytworzyć 500–600 MW energii elektrycznej z ciepła odpadowego i spełniały warunki konieczne do uzyskania pozytywnych wyników oceny opłacalności inwestycji. W pracy [Campana i in., 2013] oszacowano potencjał odzysku energii elektrycznej ze stacji przetłocznych w Europie na poziomie 1300 MW, z roczną ilością wytworzonej energii na poziomie 10,43 TWh i unikniętą emisją gazów cieplarnianych 3,7 mln ton. Spadek cen energii elektrycznej spowodował mniejsze zainteresowanie inwestycja-

mi w instalacje odzysku ciepła w stacjach przetłocznych. Jednak w ostatnim czasie, w świetle regulacji na rzecz ochrony klimatu i presji norm środowiskowych na branżę energochłonne, powraca zainteresowanie tymi rozwiązaniami [Kostowski i in., 2015; Sakineh i in., 2016; Bianchi i in., 2019].

Konwersja ciepła odpadowego na energię elektryczną

Wygodnym sposobem konwersji niskotemperaturowego ciepła odpadowego zawartego w spalinach z turbiny gazowej na energię elektryczną jest wykorzystanie siłowni parowej z organicznym czynnikiem roboczym (siłowni ORC). Ilość energii, jaką można uzyskać w urządzeniach odzyskowych zasilanych spalinami z turbiny gazowej jest funkcją liczby godzin pracy turbiny oraz temperatury i strumienia gazów spalinowych, które z kolei zależą od chwilowej mocy turbiny. Oceniając zasoby ciepła odpadowego z turbin gazowych przez pryzmat zastosowań urządzeń odzyskowych w stacjach przetłocznych, należałoby przyjąć założenie, że lokalnie produkowana energia elektryczna mogłaby

być wykorzystana wewnętrznie na obiekcie (do zasilania urządzeń stacji, na przykład wentylatorów w chłodnicach gazu), a pozostała część mogłaby być sprzedana na rynku energii i przekazana do sieci energetycznej. Dlatego pełna analiza zasobów energii powinna określić zarówno przewidywane zasoby bezpośrednie, jak i zasoby skumulowane.

Liczne przykłady funkcjonujących elektrociepłowni gazowo-parowych na świecie wynikają z ich efektywności ekonomicznej, ponieważ spaliny z turbiny gazowej można wykorzystać do produkcji pary lub gorącej wody, wykorzystywanej w zależności od potrzeb na obiekcie, w sąsiednich zakładach przemysłowych, a także w systemach ciepłowniczych. Stacje przetłoczone charakteryzują się jednak niewielkim zapotrzebowaniem na ciepło i z reguły położone są poza terenami zurbanizowanymi, gdzie dostawa ciepła do systemu ciepłowniczego nie jest możliwa. Alternatywnym rozwiązaniem w stosunku do produkcji ciepła jest konwersja energii odpadowej na pracę napędową w obiegu Clausiusa-



Siłownia ORC w stacji przetłoczonej w Almendralejo, Hiszpania [Gutiérrez i López, 2009].

-Rankine'a i wykorzystanie jej do napędu dodatkowej sprężarki lub generatora prądu elektrycznego. W Europie układy parowe w stacjach przetłoczonych, w których turbina parowa napędzała dodatkową sprężarkę gazu, zostały zrealizowane w połowie lat 80. ubiegłego wieku w Niemczech i Włoszech, przy czym prezentowane były odpowiednio w artykułach Urbana [1987] oraz Cocchiego i in. [1988]. W ostatnich latach to rozwiązanie zrealizowano na stacji przetłoczonej gazociągu jamalskiego w Malnow.

Według Lesliego i in. [2009], w latach 1968–1970 w Stanach Zjednoczonych zainstalowano cztery turbiny parowe w stacjach przetłoczonych, a kolejną – w 1980 roku. W latach 1992–2000 w Kanadzie (Ontario) uruchomiono pięć układów parowych wykorzystujących entalpię spalin z turbin gazowych w stacji przetłoczonej – w celu powiększenia mocy sąsiedniej elektrociepłowni. W jednym z gazowo-parowych bloków energetycznych w Kanadzie (Alberta), początkowo przewidzianym do pracy z wodą jako czynnikiem roboczym, problemy związane z zamarzaniem doprowadziły do zmiany wody na czynnik organiczny [Leslie i in., 2009].

Powyższe przykłady są rzadkie głównie dlatego, że turbiny gazowe do napędu sprężarek w stacjach przetłoczonych są w przybliżeniu o jeden rząd wielkości mniejsze od bloków energetycznych w elektrowniach gazowo-parowych, co prowadzi do małej mocy układów parowych, których jednostkowe nakłady inwestycyjne (na kW mocy) są znacząco wyższe. Ponadto, bezpośredni napęd sprężarek gazu powoduje, że parametry pracy turbiny mogą przez

długi czas różnić się od parametrów w warunkach projektowych, ponieważ w systemach gazowniczych występują sezonowe zmiany poboru gazu. Nierównomierność poboru gazu powoduje, że turbiny gazowe muszą umożliwiać pracę sprężarek przy częściowym obciążeniu, wskutek czego mogą występować okresy spadku temperatury i strumienia objętości spalin z turbiny. W tych warunkach zastosowanie siłowni ORC może okazać się korzystniejszym rozwiązaniem. W artykule Gutiérreza i Lópeza [2009] omówiono doświadczenia z etapu projektowania i wykonania pierwszej w Europie siłowni ORC w stacji przetłoczonej (patrz zdjęcie).

Analiza rezultatów wykazała, że w przypadku sezonowych zmian natężenia przepływu gazu w gazociągu siłownia ORC generuje więcej energii elektrycznej niż siłownia kondensacyjna w skali rocznej. W artykule Bronickiego i Schocheta [2005] wymieniono dodatkowe korzyści siłowni ORC w porównaniu z tradycyjnymi siłowniami parowymi w odniesieniu do stacji przetłoczonych gazu; są to:

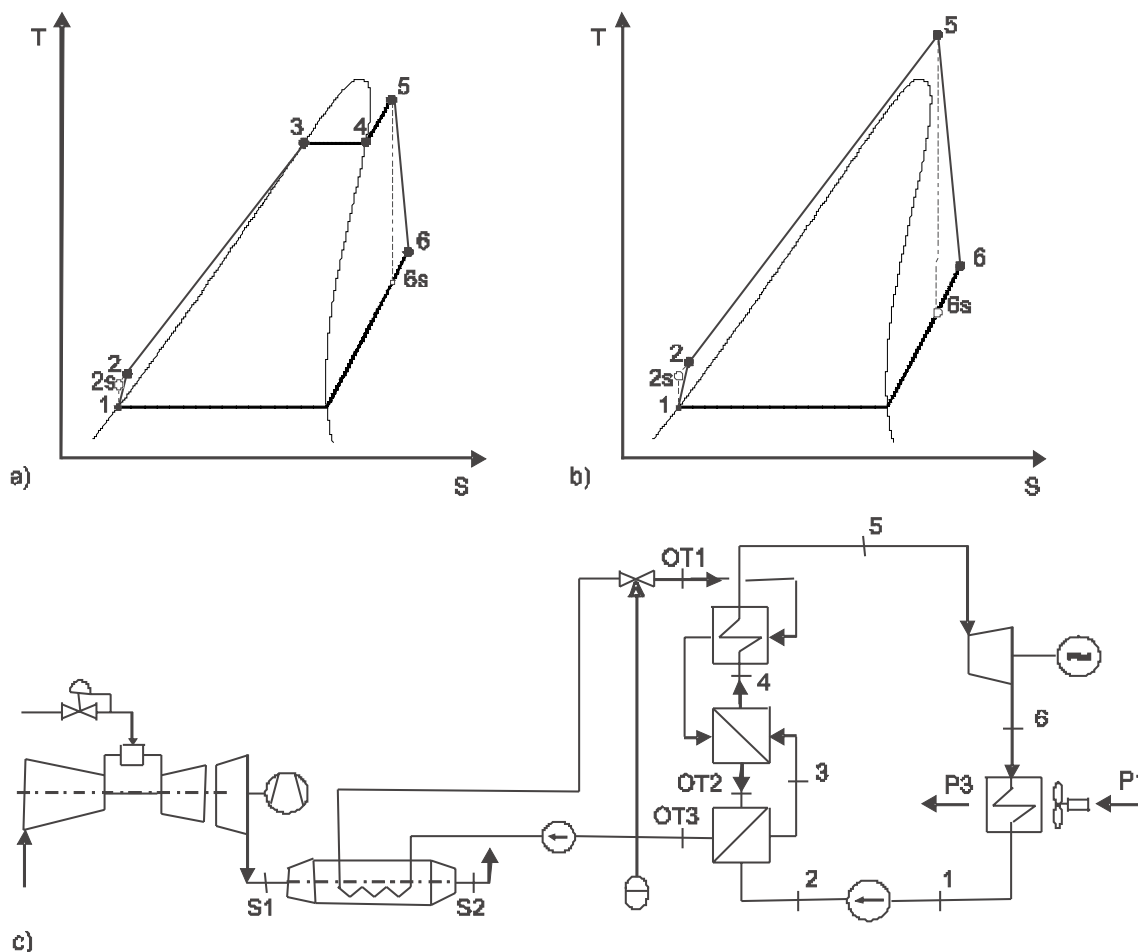
- prostota konstrukcji turbiny (z uwagi na mniejsze stopnie ekspansji) i systemu sterowania, mniejsze średnice przewodów i wymiary elementów instalacji (kotłów i skraplaczy) jako efekt mniejszej objętości właściwej czynnika organicznego w porównaniu z parą wodną,

- możliwość chłodzenia powietrzem dzięki mniejszym powierzchniom skraplacza, dzięki czemu siłownie ORC mogą być stosowane na obszarach, w których odpowiednie zasoby wodne nie są dostępne *in situ*.

- niskie ciśnienie robocze czynnika w instalacji, umożliwiające zdalną obsługę, dzięki czemu mniejsze są koszty eksploatacji (duża liczba stacji przetłoczonych w USA pracuje bez stałego nadzoru bezpośrednio na obiekcie). Na mocy przepisów obowiązujących w większości stanów USA zdalne sterowanie siłownią parową nie jest możliwe, konieczne jest więc zatrudnienie uprawnionego operatora do pracy ciągłej na obiekcie. Gutiérrez i López [2009] wskazują ponadto, że siłownie ORC w stacjach przetłoczonych przyczyniają się do uniezależnienia produkcji energii od zewnętrznych dostawców, co zaleca dyrektywa Unii Europejskiej w sprawie promowania kogeneracji (2004/8/EC).

Na rysunku 1 przedstawiono przykładowy schemat siłowni ORC. Bezpieczeństwo użytkowania jest podstawowym czynnikiem brany pod uwagę przy projektowaniu elementów stacji przetłoczonych. Jako nośnik ciepła między spalinami z turbiny a organicznym czynnikiem roboczym stosowany jest olej termalny. Zaletą dodatkowego pośredniego nośnika ciepła jest możliwość stosowania mniej skomplikowanej armatury i urządzeń zabezpieczających po stronie turbozespołu gazowego, uproszczenie nadzoru, a także brak osadów kamienia kotłowego. Natomiast wadą jest wydłużenie łańcucha procesów wymiany ciepła i związane z tym dodatkowe straty termodynamiczne. Jako nośnik ciepła zazwyczaj stosowany jest olej syntetyczny, który krąży w obiegu pomiędzy wymiennikiem ciepła spalinolej, a następnie układem szeregowo połączonych wymienników ciepła w kotle-parowniku instalacji ORC. W wyniku bezwładności cieplnej pośredni nośnik ciepła gwarantuje większą stabilność działania systemu ORC. Olej termalny stanowi również dodatkowe zabezpieczenie dla funkcjonowania systemu, ponieważ zmniejsza ryzyko związane z palnością czynnika roboczego i pozwala na eksploatację wymiennika ciepła spalinolej pod ciśnieniem atmosferycznym. Ponadto, istnieje możliwość odbioru ciepła z przewodów spalinowych różnych

Rys. 1. Ideowy schemat siłowni ORC w obiegu prostym dla stacji przetłoczej



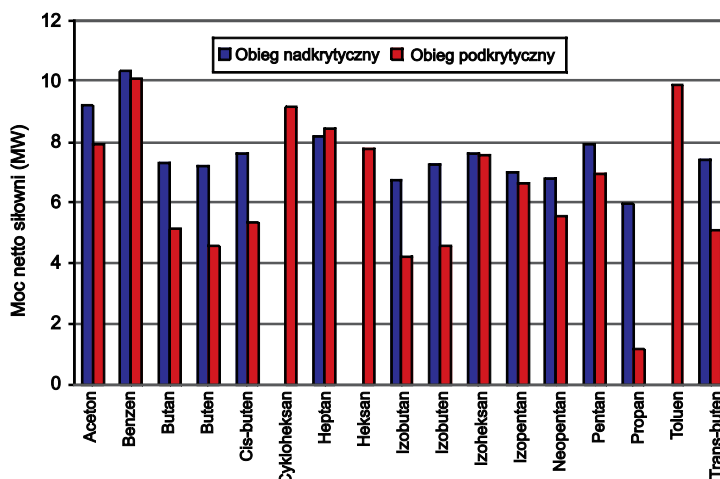
a) obieg podkrytyczny we współrzędnych temperatura–entropia, b) obieg nadkrytyczny, c) schemat procesu technologicznego w siłowni z obiegiem podkrytycznym, S – spaliny, OT – olej termalny, P – powietrze.

turbozespołów, co jest szczególnie ważne w przypadku sprężarek połączonych równolegle, w których tylko część jednostek pracuje przy częściowym obciążeniu systemu przesyłowego gazu. Korzyści wynikające z zastosowania pośredniego nośnika ciepła osiągane są kosztem niższej sprawności całkowitej siłowni, wynikającej z dodatkowych strat w procesie wymiany ciepła.

Odpowiedni dobór organicznego czynnika roboczego jest niezbędny do osiągnięcia wysokiej efektywności konwersji energii. Generalnie, najkorzystniejsze dla systemów ORC są tzw. suche i izentropowe czynniki robocze, tzn. czynniki, których krzywe nasycenia mają nieujemne nachylenie na wykresie w układzie współrzędnych temperatura–entropia. Ich ekspansja przebiega w obszarze pary przegrzanej, co pozwala uniknąć ryzyka kondensacji czynnika roboczego, która w przeciwnym przypadku mogłaby prowadzić do uszkodzenia łopatek turbiny na skutek uderzeń hydraulicznych.

Wybór czynnika roboczego i jego wpływ na sprawność układów ORC były przedmiotem wielu badań, przy czym w niektórych pracach podejmowane są próby sformułowania kryteriów

Rys. 2. Moc netto siłowni ORC w obiegu prostym



oceny przydatnych przy wyborze czynnika. Papadopoulos i in. [2010] przedstawili ogólną procedurę doboru czynnika roboczego na podstawie wspomaganej komputerowo projektowania molekularnego, przypisując czynnikom roboczym miary w czterech podstawowych kategoriach związanych z termodynamiką, środowiskiem, bezpieczeństwem i procesem, które zostały następnie wykorzystane jako kryteria oceny w procedurze wyboru kolejnych cząsteczek. Autorzy konkludują, że metodologia prowadzi do identyfikacji zarówno konwencjonalnych, jak i nowych struktur molekularnych związków proponowanych jako czynniki robocze, dzięki czemu rozszerza zakres dotychczasowych metod przeglądu.

Ciśnienie i temperatura par czynnika roboczego na wejściu turbiny w oczywisty sposób wpływają na całkowitą sprawność i moc siłowni ORC. Ciśnienie na wyjściu turbiny jest rezultatem złożonej temperatury kondensacji i wynika z przyjętej technologii chłodzenia czynnika roboczego. W przypadku prostej siłowni ORC, bez przegrzewu czynnika roboczego, dobór parametrów obiegu wymaga przeprowadzenia analizy wrażliwości na zmiany temperatury na wejściu turbiny.

Przykład analizy dla systemu przesyłowego Jamał–Europa

W pracach [Chaczykowski, 2016a, 2016b] przeprowadzono analizę potencjału odzysku ciepła w pięciu stacjach przetłocznych gazociągu Jamał–Europa na terenie Polski, w których znajdują się turbiny gazowe SGT-600, przeznaczone do napędu mechanicznego o mocy 25 MW. Według danych producenta [Siemens AG, 2010] moc netto jednostki w warunkach ISO jest równa 25,40 MW, temperatura i strumień masy spalin wynoszą odpowiednio 543°C i 0,4 kg/s. Strumień ciepła odprowadzonego do atmosfery przy temperaturze powietrza 15°C możemy szacować na 46,2 MW. Wartość ta dotyczy jednej turbosprężarki.

Analizowano obiegi podkrytyczne i nadkrytyczne dla kilkunastu czynników roboczych i trzech konfiguracji siłowni ORC, pracującej w obiegu prostym oraz w obiegach z regeneracją ciepła. Dla każdej kombinacji wariantu obiegu i czynnika roboczego przeprowadzone zostały obliczenia mające na celu określenie parametrów eksploatacyjnych układu z wykorzystaniem procedury przeglądu opartej na algorytmie genetycznym.

Wyniki obliczeń mocy netto siłowni ORC w obiegu prostym dla różnych czynników roboczych przy jednakowych wartościach temperatury i strumienia spalin na wejściu podgrzewacza oleju termalnego oraz temperatury powietrza chłodzącego skraplacz przedstawiono na rysunku 2. Zauważalna jest największa wartość mocy użytecznej siłowni w przypadku takich czynników jak benzen, toluen, aceton i cykloheksan, które należy uznać za najlepsze czynniki robocze dla tej aplikacji z punktu widzenia efektów cieplnych. Nadkrytyczne parametry czynnika wydają się nie zwiększać mocy siłowni ORC w znaczący sposób przy zastosowaniu powyższych czynników roboczych.

Należy podkreślić, że wyniki obliczeń przedstawione na rysunku 2 dotyczą pracy turbozespołu w warunkach nominalnych (ISO). Moce i sprawności układu w warunkach projektowych i przy częściowym obciążeniu maszyn są mniejsze o kilkadziesiąt procent, a ich określenie wymaga szczegółowej analizy pracy turbozespołu.

* * *

Polityka klimatyczna i energetyczna Unii Europejskiej – z celami ograniczenia energochłonności i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych – powoduje duże zainteresowanie technologiami umożliwiającymi wykorzystanie energii odpadowej. Takim rozwiązaniem w przesyłaniu gazu jest siłownia ORC, umożliwiająca wykorzystanie ciepła spalin z turbiny gazowej. Można przypuszczać, że w nadchodzących latach przedstawione rozwiązania będą przykuwały uwagę operatorów systemów przesyłowych gazu ziemnego w kontekście możliwych aplikacji w Europie, być może również w Polsce.

Prof. dr hab. inż. Maciej Chaczykowski, Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska

Literatura

- Bianchi M., Branchini L., De Pascale A., Melino F., Peretto A., Archetti D., Campana F., Ferrari T., Rossetti N., 2019, *Feasibility of ORC application in natural gas compressor stations*, Energy 173:1–15.
- Bronicki L.Y., Schochet D.N., 2005, *Bottoming organic cycle for gas turbines*, w materiałach ASME Turbo Expo 5, art. no. GT2005-68121, s. 79–86.
- Campana F., Bianchi M., Branchini L., De Pascale A., Peretto A., Baresi M., Fermi A., Rossetti N., Vescovo R., 2013, *ORC waste heat recovery in European energy intensive industries: Energy and GHG savings*, Energy Conversion and Management 76:244–252.
- Chaczykowski M., 2016, *Organic Rankine cycle for residual heat to power conversion in natural gas compressor station*, Part I: Modelling and optimisation framework. Arch. Min. Sci., Vol. 61, No 2, p. 245–258.
- Chaczykowski M., 2016, *Organic Rankine cycle for residual heat to power conversion in natural gas compressor station*, Part II: Plant simulation and optimisation study. Arch. Min. Sci., Vol. 61, No 2, p. 259–274.
- Cocchi V., Mezzedimi V., Pucci M., Vitali G., 1988, *Combined cycle turbines used on Snam's compressor station*, Pipeline Ind 69:13–16.
- Gutiérrez L.C., López, J.M., 2009, *Residual Heat To Power Generation in a Compression Station of Enagas (Spain)*, w materiałach 24th World Gas Conference, Buenos Aires, 3066–3076.
- Hedman B.A., 2008, *Waste Energy Recovery Opportunities for Interstate Natural Gas Pipelines*, INGAA Report, Washington, D.C.
- Hedman B.A., 2009, *Status of Waste Heat to Power Projects on Natural Gas Pipelines*, INGAA Report, Washington, D.C.
- Kostowski W.J., Kalina J., Bargiel P., Szufleński P., 2015, *Energy and exergy recovery in a natural gas compressor station – A technical and economic analysis*, Energy Conversion and Management 104: 17–31.
- Leslie N.P., Sweetser R.S., Zimron O., Stovall T.K., 2009, *Recovered Energy Generation Using an Organic Rankine Cycle System*, ASHRAE Trans 115:220–230.
- Papadopoulos A.I., Stijepovic M., Linke P., 2010, *On the systematic design and selection of optimal working fluids for Organic Rankine Cycles*, Appl Therm Eng 30:760–769.
- Saavedra I., Bruno J.C., Coronas A., 2010, *Thermodynamic optimization of organic Rankine cycles at several condensing temperatures: Case study of waste heat recovery in a natural gas compressor station*, Proc IMechE, Part A: J Power and Energy 224:917–930.
- Sakineh Tavakkoli, Omkar R. Lokare, Radisav D. Vidic, and Vikas Khanna, 2016, *Systems-Level Analysis of Waste Heat Recovery Opportunities from Natural Gas Compressor Stations in the United States*, ACS Sustainable Chemistry & Engineering 2016 4 (7), 3618–3626.
- Schroeder D.J., Leslie N., 2010, *Organic Rankine Cycle Working Fluid Considerations for Waste Heat to Power Applications*, ASHRAE Trans 116 PART 1: 525–533.
- Siemens AG, 2010, *Industrial Gas Turbine SGT-600*, Technical specifications.
- Urban M., 1987, *Combined cycle for energy conservation at a compressor station*, ASME Int Gas Turbine Inst Publ IGTI 1:297–301.

Dzięki aktywności IGG EXPO-GAS to nie tylko wystawa



Rozmowa z **dr. Andrzejem Mochonem**, prezesem zarządu Targów Kielce

Targi Kielce to ponad ćwierć wieku doświadczenia wystawienniczego. Proszę powiedzieć, jakie zmiany zaszły w tym czasie w branży?

Zmiany w targowym świecie nierozzerwalnie łączą się ze zmianami rynkowymi. Utrzymanie się w czołówce oznacza podążanie za trendami. Obecnie obowiązująca jest tzw. festiwalizacja targów. Wokół wystawy powinien zostać stworzony kalendarz wydarzeń towarzyszących, atrakcyjny dla każdego gościa ekspozycji. Jednocześnie musimy mocniej działać na emocjach, co jest charakterystyczne dla wielu branż, choćby marketingu czy sprzedaży.

Targi muszą być coraz bardziej atrakcyjne, bo tego oczekuje młode pokolenie. Wystawy powinny być obudowane eventami i koncertami, zapewniać rozrywkę. Ośrodki wystawiennicze to przestrzeń biznesowa, ale coraz częściej także rozrywkowa. Choć, oczywiście, nie można umniejszać merytorycznego aspektu, który wciąż pozostaje sednem targowych spotkań.

Jak prezentujemy się na tle tych światowych trendów, firmowanych przez UFI – Światowy Związek Przemysłu Targowego?

Gros naszej działalności koncentruje się na rynkach europejskich, ale pojawiają się wystawcy i zwiedzający ze wszystkich kontynentów. Na największe branżowe wystawy, takie jak np. Międzynarodowy Salon Przemysłu Obronnego – MSPO, Targi Przetwórstwa Tworzyw Sztucznych – PLASTPOL czy przemysłowy Salon STOM, przyjeżdżają do nas goście z całego globu. To oznacza, że nasze poczynania, zgodne ze światowymi trendami, są zauważalne i doceniane.

Jakie najnowsze technologie są wykorzystywane przez sektor wystawienniczy, w jakim kierunku rozwija się wystawowy design?

Branża wystawiennicza stoi przed dużym wyzwaniem – musimy zmierzyć się z rewolucją technologiczną. Wykorzystanie narzędzi digitalowych, e-commers, aplikacje mobilne to obszary, bez których niemożliwe jest profesjonalne przygotowanie targów.

W czasach, gdy gros działań promocyjnych przejął internet, czym biznesowi imponują targi? Polska Izba Przemysłu Targowego prowadzi kampanię „Targi dają więcej”, a więc co dają?

Dają to, co dawały jeszcze przed wybuchem technologicznego boomu. Mimo dynamicznego rozwoju sektora e-commers

targi pozostają dobrym miejscem dla biznesu i to się nie zmienia. Oczywiście, musimy korzystać z dobrodziejstw technologicznych – marketing i promocja wydarzeń nie mogą się bez tego obyć. A dlaczego dają więcej? Bo w jednym miejscu w kilka dni można nawiązać więcej kontaktów, podpisać więcej umów i zarobić więcej pieniędzy.

Jaka może być wizja targów 2030 czy 2050?

Możliwe, że będziemy na te targi przylatywać samochodami rodem z „Powrotu do przyszłości”. Ale dopóki nie przestaniemy spotykać się, żeby porozmawiać przy filiżance dobrej kawy, targi nie zmieniają swojej formuły. To nadal będą biznesowe spotkania, gdzie uścisk dłoni będzie oznaczał więcej niż 40 wymienionych maili.

Targi Kielce wraz Izba Gospodarczą Gazownictwa organizują w tym roku jubileuszowe, X Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS. Czym wyróżniają się wśród ponad 70 innych wystaw tematycznych? Czy poziomem innowacyjności sektora?

Każdą odbywającą się w naszym ośrodku branżową wystawę traktujemy z takim samym pietyzmem. A o wyjątkowości Targów EXPO-GAS z pewnością świadczy ogromne zaangażowanie Izby Gospodarczej Gazownictwa, najważniejszego podmiotu, zrzeszającego całą polską branżę w merytoryczną część targów. Z IGG współpracujemy od 15 lat i dzięki jej aktywności EXPO-GAS to nie tylko wystawa, ale również bogaty program wydarzeń konferencyjno-warsztatowych.

Wystawcy są nagradzani medalami Targów Kielce. Jakie nagrody wyróżniały się czymś szczególnym, w tym także na targach gazowniczych?

Dla nas, organizatorów, bardzo ważny jest konkurs na najlepszą aranżację stoiska targowego i sposób promocji. Podczas Targów EXPO-GAS wystawcy prezentują swoje produkty na zaprojektowanych i skonstruowanych specjalnie na to wydarzenie stoiskach. Po pomysłowości i dbaniu o estetykę prezentacji widać, czy branża przygotowuje się na targi ze szczególną starannością. Stałym punktem wszystkich organizowanych przez nas wystaw jest konkurs dla wystawców, podczas którego niezależna komisja wybiera najlepsze produkty. Jest to bardzo ważny element targów, a medale i wyróżnienia są cenione przez wystawców.

Rozmawiał **Adam Cymer**

Innowacyjne gazownictwo dla klimatu

W dniach 18–19 stycznia br. w Zakopanem odbyło się cykliczne sympozjum Izby Gospodarczej Gazownictwa. W tym roku tematem wiodącym było „Innowacyjne gazownictwo dla klimatu”. Grudniowy COP 24 w Katowicach znacząco wzmocnił proces rozwoju energetyki proekologicznej, co otwiera nowe perspektywy dla sektora gazowniczego.

Teresa Laskowska, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa, otwierając obrady, podkreśliła, że gaz – jako najbardziej ekologiczne z paliw kopalnych i najbardziej kompatybilne z energią ze źródeł odnawialnych – jest wielką szansą do wykorzystania w polityce proekologicznej, w takich obszarach jak transport publiczny, likwidacja niskiej emisji poprzez rozwój systemów ciepłowniczych czy gazyfikacja nowych regionów kraju. Sektor gazowniczy osiąga coraz bardziej znaczące sukcesy w walce o czyste powietrze.



Jako pierwszy głos zabrał senator Adam Gawęda, gość honorowy. Wskazał na konieczność zmian w polskim miksie energetycznym, polegających na tym, aby bardziej eksponować rolę gazu ziemnego i podkreślił, że jako związany z branżą górniczą widzi dla niej nowe szanse dzięki technologii zgazowania węgla.

Sympozjum podzielone zostało na dwie sesje problemowe. Pierwsza nosiła tytuł: „Ochrona klimatu”, a druga: „Nowe technologie dla klimatu”.

Wprowadzenia do obrad dokonał prof. dr **Waldemar Kamrat** (Politechnika Gdańska), omawiając „Krajowe i światowe raporty o stanie klimatu”. Profesor na wstępie stwierdził, że narodowe i międzynarodowe akademie nauk oraz profesjonalne stowarzyszenia wytworzyły obecnie opinię naukową o zmianie klimatu, zwłaszcza o globalnym ociepleniu. Oceny te w znacznej mierze potwierdzają i popierają stanowisko IPCC głoszące, że „...rosnąca liczba obserwacji daje zbiorczy obraz ocieplającego się świata i innych zmian w systemie klimatycznym...”. Istnieją nowe i mocniejsze dowody na to, że ocieplenie obserwowane w ostatnich 50 latach spowodowane jest działalnością człowieka, szczególnie przez spalanie paliw kopalnych. Raporty IPCC i Klubu Rzymskiego wskazują na konieczność ograniczenia globalnego wzrostu temperatury do 1,5 stopnia C, co wiąże się z radykalną redukcją emisji: 45% do 2030 i 100% do 2050 roku. Konieczność całkowitego odejścia od paliw kopalnych wyrażają już takie organizacje jak m.in. ONZ, UE,

OECD, MFW, G7 czy Bank Światowy. Następnie profesor omówił opracowania różnych ośrodków naukowych wielu specjalizacji, podkreślając trafność wskazanych raportów. Zwrócił także uwagę na opinie negacjonistów, poddających w wątpliwość wspomniane raporty, w tym Komitetu Nauk Geologicznych PAN. Komitet zwraca uwagę na fakt, że od 12 tys. lat Ziemia znajduje się w kolejnej fazie cyklicznego ocieplenia i jest w pobliżu jego maksimum. W ubiegłym tysiącleciu, po okresie ciepłym, z końcem XIII w. rozpoczął się okres chłodny, trwający do połowy XIX w., po czym znów nastąpiło ocieplenie. Obserwowany dziś przejściowy wzrost globalnej temperatury wynika z naturalnego rytmu zmian klimatu. W końcowej części prezentacji profesor omówił konsekwencje zaleceń ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dla Polski, podkreślając, że w głównej mierze decydują o tym regulacje europejskie w postaci tzw. pakietu zimowego, standardy emisyjne BAT oraz dyrektywa MCP, narzucające Polsce drastyczne ograniczenia emisji.

Prezentację pierwszej sesji obrad rozpoczął dr **Grzegorz Tchorek**, ekspert z Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego, który omówił zagadnienia technologii wodorowych w elektromobilności. Zauważył na wstępie, że te technologie są wyzwaniem na najbliższe 5–10 lat, choć ten wyścig już się rozpoczął. Zwrócił uwagę, że dzisiaj elektromobilność, choć dynamicznie się rozwija, wciąż nie może pokonać bariery nowych technologii w budowie baterii, stanowiących prawie 40 proc. wartości samochodu, ale model li-

PARTNERZY SYMPOZJUM

towo-jonowy już swój potencjał prawie wyczerpuje. Wszystkie mankamenty funkcjonującego modelu elektromobilności możemy wykluczyć poprzez inwestowanie w technologie wodorowe. Polska jest znaczącym producentem wodoru na świecie, dystans polskiego B+R względem liderów technologicznych w kategorii baterie elektrochemiczne jest mniejszy niż w ogniwach paliwowych, co rozwiązuje problem baterii i jej ładowania, i pozwala myśleć o praktycznych zastosowaniach technologii wodorowych, np. w wózkach widłowych. Kolejne wyzwanie to wodór jako magazyn energii. Może być istotnym elementem w procesie magazynowania energii w relatywnie długim czasie (energia z OZE, optymalizacja sieci, magazynowanie czy *smart grid*).

Jako następny głos zabrał dr **Rafał Ślęfarski** z Politechniki Poznańskiej, wskazując na możliwość redukcji efektu cieplarnianego przez zwiększenie udziału gazu ziemnego w bilansie energetycznym Polski. Gaz ten może zostać wykorzystany w produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnych elektrowniach parowo-gazowych, w których sprawność wytwarzania energii osiąga najwyższe wartości (ponad 60%), nieosiągalne dla innych stosowanych



obecnie technologii. Innym ważnym aspektem użytkowania urządzeń zasilanych paliwami gazowymi jest niska emisja pozostałych związków toksycznych, takich jak tlenki azotu (NOx), tlenki węgla, lotne związki organiczne czy cząstki stałe PM2.5 oraz PM10. Ciekawe wydaje się również połączenie branży gazowniczej z energią odnawialną. Wyróżnić tutaj można dwa warianty współpracy. Pierwszy z nich to stabilizacja parametrów sieci elektroenergetycznej, a drugi to możliwość wykorzystania sieci gazowniczej jako magazynu energii elektrycznej produkowanej z OZE, w postaci wodoru lub metanu.

Kolejnej prezentacji dokonał prof. dr **Stanisław Nagy** z AGH, podejmując problem walki ze smogiem na przykładzie Krakowa, ale z odwołaniem do doświadczeń londyńskich (tzw. smog zimowy) oraz amerykańskich (tzw. smog letni typu „Los Angeles”). Profesor scharakteryzował możliwe źródła smogu, grzewcze (46% wysokości stężenia średniorocznego pyłu PM10, 85% stężenia benzo(a)piranu), samochodowe (30% wpływu na stężenia normy dla pyłu PM10, 65% wpływu na stężenia średnioroczne dwutlenku azotu), przemysłowe (2% dla stężeń średniorocznych pyłu PM10 i benzo(a)pirenu, około 4% stężenia średniorocznego dla dwutlenku azotu). Następnie omówił doświadczenia Krakowa w walce ze smogiem na podstawie precedensowej uchwały ze stycznia 2016 roku, która sprawi, że od września br. będzie „zero węgla”. Podkreślił również aktywne włączenie PSG do walki z niską emisją w Krako-

wie poprzez wzrost przyłączy gazowych i modernizację infrastruktury, a także działania na rzecz rozwoju transportu publicznego, skoncentrowane na wspieraniu gazo- i elektromobilności.

Kolejnym mówcą w pierwszej sesji był **Grzegorz Wielgus** z PSG. Tematem tej prezentacji było planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego. Na wstępie autor podkreślił, że ostateczny sukces strategii rozwoju systemu gazowego zależy od wielu czynników. W realiach funkcjonowania operatora sieci dystrybucyjnej, którego stawki za usługę dystrybucyjną zatwierdza prezes URE, kluczowym działaniem jest badanie obecnego potencjału rynkowego, a następnie prognoza jego wzrostu dla obszaru planowanego do gazyfikacji. Przy ocenie lokalnego popytu nie można abstrahować od czynników związanych z planowaniem energetycznym czy ochroną powietrza. Nie sposób nie uwzględnić również aspektów podażowych. Kluczową rolę w planowaniu inwestycji ma jednak kwestia prawa inwestycyjnego, a także planowanie energetyczne i przestrzenne w gminach, decyzje lokalizacyjne, środowiskowe oraz pozwolenia. To wszystko wpływa na planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego.

Druga sesja dotyczyła roli nowych technologii w ochronie klimatu. Pierwsza prezentacja poświęcona była technologii LNG. **Tomasz Małan** z PGNiG Obrót Detaliczny obszernie zaprezentował walory ekologiczne technologii LNG, scharakteryzował obszary zastosowań i ich efektywność w gazyfikacji kraju. Zwrócił uwagę na uniwersalną dostępność LNG dzięki wszechstronnym możliwościom jego dostarczania z użyciem wyspecjalizowanych flot morskich, kolejowych i drogowych, a także dużej skali urządzeń regazyfikacyjnych. Dobór zestawu poszczególnych urządzeń jest dopasowany do szczegółowego zapotrzebowania odbiorców. LNG w przemyśle to gwarancja bezpieczeństwa, niskich kosztów eksploatacji oraz niezawodności, przy jednocześnie niskim oddziaływaniu na środowisko naturalne. LNG to paliwo dedykowane użytkownikom pojazdów ciężarowych dużej ładowności i autobusów, dla których znaczenie mają koszty transportu i zasięg. Z uwagi na bezpieczeństwo stosowania i najwyższą gęstość energetyczną oraz ekologiczny charakter, LNG coraz częściej jest paliwem żegludowym wybieranym przez armatorów. W podsumowaniu autor scharakteryzował odbiorców paliwa LNG, a także wskazał potencjalne obszary rozwoju zapotrzebowania.

Kolejny mówca, **Artur Michałowski** z PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa SA, prezentację poświęcił scentralizowanym systemom ciepłownictwa jako najlepszą receptę na zwalczanie niskiej emisji, najbardziej efektywny zarówno pod względem sprawności wytwarzania, jak i ochrony środowiska sposób ogrzewania indywidualnych lub grupowych węzłów cieplnych. Dostarczane z elektrociepłowni ciepło systemowe produkowane jest w procesie kogeneracji, czyli jednocześnie z energią elektryczną. Dzięki temu procesowi spala się o 20 proc. mniej paliwa i emituje o 30 proc. mniej dwutlenku węgla, niż gdyby ciepło i prąd produkowane były osobno. W prezentacji wskazano, że dzięki nowej jednostce, oddanej do eksploatacji w 2018 roku, zbudowanej w technologii fluidalnej, przystosowanej do spalania paliwa węglowego, gazu z odmetanowania kopalń oraz biomasy, zwiększono średnioroczną

dokończenie na str. 62

Innowacyjne gazownictwo

– metody sztucznej inteligencji w eksploatacji złóż i podziemnych magazynów gazu ziemnego

Jerzy Stopa, Edyta Kuk, Damian Janiga

Wyznaczenie optymalnego sterowania w przypadku magazynów zlokalizowanych w szcerpanych złożach węglowodorów stanowi złożony i skomplikowany problem, wymagający połączenia wiedzy inżynierskiej, geologicznej i matematycznej. W artykule przedstawiono innowacyjne podejście, pozwalające na określenie nieintuicyjnych rozwiązań inżynierskich przy wykorzystaniu metod sztucznej inteligencji.

Zarządzanie złożem węglowodorów czy podziemnym magazynem gazu ziemnego jest trudnym problemem inżynierskim ze względu na konieczność uwzględnienia szerokiej gamy czynników oraz założeń projektowych, do których można zaliczyć elementy techniczne i technologiczne oraz parametry geologiczno-złożowe. Interferencja wymienionych czynników utrudnia prognozowanie prowadzonej eksploatacji czy procesu magazynowania. W związku z tym konieczne jest wykorzystywanie zaawansowanych symulacji numerycznych, które obecnie są światowym standardem przy projektowaniu przebiegu zagospodarowania złoża, umożliwiając integrację dostępnych danych geologiczno-złożowych. W praktyce przemysłowej określenia wpływu poszczególnych elementów na wyniki dokonuje się najczęściej na podstawie analizy scenariuszy eksploatacji. Testowanie różnych konfiguracji wariantów eksploatacji jest manualnym procesem iteracyjnym, uwzględniającym główne założenia projektowe, bazującym na wiedzy eksperckiej lub doświadczeniu kadry operatorskiej. Takie podejście nie gwarantuje jednak otrzymania najlepszego (optymalnego) rozwiązania pod względem przyjętego kryterium jakości, którym może być dowolnie zdefiniowana funkcja celu, zależna od zmiennych decyzyjnych. Celem optymalnego sterowania złożem jest określenie zmiennej w czasie strategii eksploatacji, która ekstremizuje (minimalizuje bądź maksymalizuje) zadane kryterium jakości, z uwzględnieniem ograniczeń wynikających z fizycznej natury problemu. Tym celem może być na przykład minimalizacja produkcji wody, maksymalizacja kaloryczności wydobywanego gazu czy wartość ekonomiczna projektu. W przypadku optymalizacji złoża lub podziemnego magazynu gazu wykorzystanie klasycznych metod matematycznych wyznaczania sterowania optymalnego jest niemożliwe ze względu na brak bezpośredniej zależności funkcyjnej między funkcją celu a zmiennymi decyzyjnymi. Innowacyjnym rozwiązaniem jest wykorzystanie do analizowanego problemu połączenia metod sztucznej inteligencji z komputerową symulacją.

Metody sztucznej inteligencji w przemyśle naftowo-gazowniczym

Sztuczna inteligencja stanowi gałąź informatyki obejmującą techniki pozwalające komputerom na wspomaganie lub zastą-

pienie człowieka w rozwiązywaniu nietrywialnych problemów postrzeganych jako wymagające ludzkiej inteligencji. Szeroko pojęta sztuczna inteligencja odgrywa coraz większą rolę nie tylko w życiu codziennym, ale także w wielu gałęziach przemysłu. Metody sztucznej inteligencji są szeroko wykorzystywane do poprawy jakości planowania i sterowania procesów oraz harmonogramowania zadań. Ze względu na dużą efektywność i uniwersalność potencjalnie mogą być one zastosowane do wyznaczania sterowania procesami przemysłowymi w przemyśle naftowo-gazowniczym, gdzie znajdują coraz więcej zastosowań. Algorytmy sztucznej inteligencji wykorzystywane są m.in. do interpretacji wyników profilowań geofizycznych, określenia charakterystyki złoża oraz właściwości płynów złożowych, optymalizacji procesu wiercenia i późniejszej produkcji oraz doboru sterowania procesami wydobywczymi. Ich wspólną cechą jest zdolność do uczenia się oraz adaptacji do nowych warunków. Do najbardziej popularnych metod sztucznej inteligencji w przemyśle naftowym i gazowniczym należą:

- sztuczne sieci neuronowe, odgrywające główną rolę w ramach szeroko pojętego uczenia maszynowego,
- algorytmy genetyczne, stanowiące najpopularniejszą grupę algorytmów ewolucyjnych,
- systemy ekspertowe, wykorzystywane jako systemy wspomaganie podejmowania decyzji,
- zbiory rozmyte, umożliwiające formalną reprezentację języka naturalnego.

Inteligentne sterowanie złożem węglowodorów

Obecnie prowadzone są badania nad wykorzystaniem metod sztucznej inteligencji do optymalizacji różnych procesów związanych z eksploatacją węglowodorów. Oryginalnym podejściem jest opracowany w Katedrze Inżynierii Naftowej WNNiG AGH autonomiczny i inteligentny system decyzyjny, pozwalający na optymalne zarządzanie złożem węglowodorów przeznaczonych do eksploatacji lub magazynowania. Zaproponowane rozwiązanie może zostać wykorzystane przez operatora złoża w celu podniesienia efektywności technologiczno-ekonomicznej lub stanowić element szkoleniowy kadry operatorskiej. System może

zostać wykorzystany do optymalizacji pracy złoża poprzez sterowanie produkcją w sposób realizujący dowolnie zdefiniowany cel optymalizacji, jak np. maksymalizacja wartości ekonomicznej czy minimalizacja ryzyka zawodnienia odwiertów.

Koncepcja opracowanego systemu decyzyjnego opiera się na połączeniu numerycznych symulacji złożowych, będących obecnie światowym standardem w prognozowaniu pracy złoża, z metodami sztucznej inteligencji, a zwłaszcza algorytmami optymalizacyjnymi, drzewami decyzyjnymi i sztucznymi sieciami neuronowymi. Synergia przedstawionych metod umożliwia automatyczne uzyskanie optymalnego schematu podejmowania decyzji technologicznych w zależności od przyjętych założeń i reguł oraz kryterium decyzyjnego, z uwzględnieniem dynamicznych warunków złożowych. Można więc powiedzieć, że zasady są zdefiniowane przez człowieka, z uwzględnieniem wiedzy eksperckiej, ale finalne rozwiązanie jest efektem działania algorytmu sztucznej inteligencji i może być dla inżyniera niezrozumiałe, ponieważ bywa nieintuicyjne. Mimo że szczegóły jego uzyskania pozostają „tajemnicą sztucznej inteligencji”, ostatecznie rozwiązanie ma formę zrozumiałych reguł, np. schematu zatłaczania/odbioru gazu z PMG, który może być zweryfikowany pod względem inżynierskim i zastosowany w praktyce. Zrozumienie rozwiązania proponowanego przez sztuczną inteligencję może wymagać pewnego wysiłku, ale zazwyczaj daje się ono uzasadnić na gruncie wiedzy eksperckiej. Dzieje się tak, dlatego że algorytm sztucznej inteligencji zawsze jest opracowany na podstawie wiedzy inżynierskiej, a więc podejmuje decyzje podobnie jak zrobiłby to człowiek, z tą różnicą, że uwzględnia ogromną ilość informacji, co dla człowieka jest nieosiągalne. Wykorzystanie algorytmu opierającego się na symulacjach złożowych oraz aktualnych pomiarach pozwala na sterowanie, które uwzględni również przyszłe skutki aktualnych decyzji. Wykonane przez autorów eksperymenty numeryczne pokazały, że prowadzi to do decyzji wyprzedzających pewne zdarzenia lub zapobiegających negatywnym zjawiskom, które mogą wystąpić w trakcie procesu eksploatacji, np. zawadnianiu się odwiertów produkcyjnych czy lokalnemu obniżeniu się ciśnienia poniżej progu nasycenia i wystąpieniu dwufazowego przepływu.

W ramach opracowanego systemu decyzyjnego zbudowane zostały moduły optymalizacji lokalizacji nowych odwiertów udostępniających złożę węglowodorów, optymalizacji stref wykonania zabiegów perforacji, optymalizacji pracy odwiertów (produkcyjnych i iniekcyjnych). System posiada budowę modułową, dzięki czemu możliwa jest zmiana kryterium oceny rozwiązania, np. ocena ekonomiczna (maksymalizacja NPV) czy technologiczna (maksymalizacja wydobywania, maksymalizacja wydobywanej energii). Zaimplementowane mogą zostać ograniczenia techniczne i technologiczne, gwarantujące optymalne wykorzystanie posiadanych zasobów infrastruktury.

Przykłady implementacji

Ciekawym przykładem wykorzystania opracowanego systemu decyzyjnego jest wspomaganie sterowania podziemnym magazynem gazu w przypadku zmiennej kaloryczności gazu wydobywanego w PMG Wierzchowice, gdzie zatłaczany jest gaz wysokometanowy, zaś gaz rodzimy zawiera około 30% azotu. Mieszanie się wysokometanowego gazu zatłaczanego z zaazotowanym gazem rodzimym powoduje, że gaz odbierany z magazynu może być gorszej jakości niż gaz zatłaczany. Ze względu na to, że magazyn

jest rozliczany z ilości energii, należy tak nim sterować, aby produkować gaz o jak największej wartości energetycznej, a zatem jak najmniejszej zawartości azotu. Może to być realizowane przy wykorzystaniu doświadczenia inżynierskiego, ale taka metoda nie gwarantuje optymalności rozwiązania. Sterowanie wykorzystujące sztuczną inteligencję bazuje na wyznaczeniu takiego ciągu decyzji operatorskich związanych ze zmiennym w czasie sposobem sterowania odwiertami produkcyjnymi, które zmaksymalizują wartość energetyczną gazu wydobywanego podczas cyklu odbioru. Uproszczony model matematyczny optymalizacji przyjmuje następującą postać:

$$E_k(\mathbf{u}) = \sum_{n=1}^T \left(\sum_{i=1}^N C_i y_{i,n,k} u_{n,k} \right)$$

$$J(\mathbf{u}) = \sum_{k=1}^M E_k(\mathbf{u})$$

$$J(\hat{\mathbf{u}}) = \max_{\mathbf{u}} J(\mathbf{u})$$

gdzie:

- E_k – energia zawarta w gazie wydobytym z k-tego otworu
- J – całkowita energia zawarta w gazie wydobytym z magazynu, funkcja celu
- c_i – ciepło spalania i-tego składnika wydobywanego gazu,
- $y_{i,n,k}$ – udział molowy w wydobywanym gazie i-tego składnika w k-tym otworze w n-tym dniu
- M – liczba otworów
- N – liczba składników wydobywanego gazu,
- T – liczba dni w cyklu odbioru gazu z magazynu,
- $u = u_{n,k}$ – wydajność k-tego otworu w n-tym dniu (sterowanie),
- $\hat{\mathbf{u}}$ – optymalne sterowanie magazynem.

Zadanie sprowadza się więc do wyznaczenia takiego sterowania $\hat{\mathbf{u}}$, które maksymalizuje J .

Idea zaproponowanego rozwiązania bazuje na ciągłym monitorowaniu zawartości azotu C_{N_2} w gazie wydobywanym z odwiertów i zmianie sterowania w zależności od uzyskanych wyników zgodnie z algorytmem:

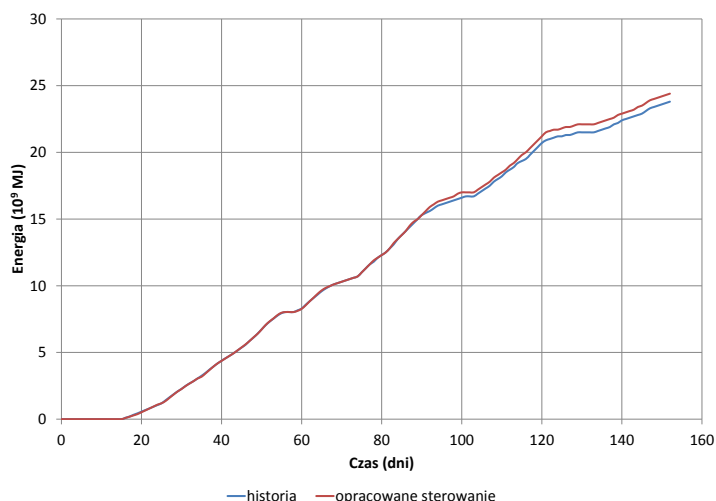
- 1) przypisanie każdego otworu do jednej z trzech grup: o niskiej, średniej lub wysokiej zawartości azotu w zależności od C_{N_2} ,
- 2) jeżeli odwiert należy do grupy o wysokim udziale azotu, tzn. $C_{N_2} > p_1$, to jego wydajność jest zmniejszana o wartość p3% dobraną przez algorytm optymalizacyjny,
- 3) jeżeli odwiert należy do grupy o średniej koncentracji azotu, tzn. $p_1 < C_{N_2} < p_2$ to jego wydajność pozostaje bez zmian,
- 4) jeżeli odwiert należy do grupy o niskim udziale azotu, to jego wydajność może być zwiększona o wartość dobraną przez algorytm optymalizacyjny.

Do określenia wartości parametrów p_1 , p_2 , p_3 wykorzystano metody uczenia maszynowego, sprzężone z symulatorem złożowym. Przyjęte założenia uzupełnione są o określone założenia technologiczne, pozwalające na utrzymanie wydobywania na założonym poziomie. Tak zdefiniowany proces decyzyjny wykorzystywany jest w każdym kroku czasowym, co prowadzi do automatycznego wygenerowania i realizacji optymalnej strategii sterowania magazynem.

Wartości współczynników dobrane przez algorytm są następujące $p_1 = 0,0217$, $p_2 = 0,0374$, $p_3 = 0,2762$. Jak widać, nie są one intuicyjne i powodują podjęcie akcji modyfikowania wydajności otworów znacznie wcześniej niż mógłby to zrobić operator.

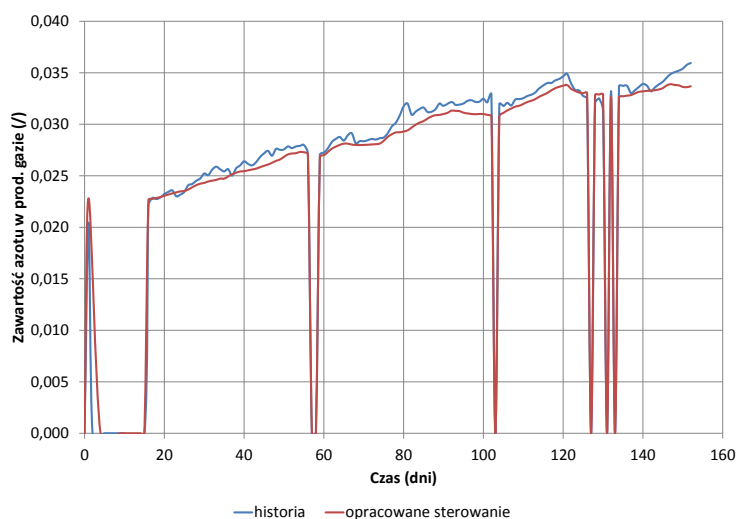
Wyniki działania opracowanej metody zestawiono z historycznym cyklem odbioru, uzyskując zmniejszenie wydobywania azotu skutkujące wzrostem wydobywania energii o 2,4% przy tej samej objętości wydobytego gazu (rysunek 1). Wartość ekonomiczna

Rysunek 1. Ilość energii zawartej w gazie wydobywanym z magazynu. Porównanie przebiegu historycznego z rozwiązaniem zaproponowanym przez sztuczną inteligencję [1].



tej ilości energii przekracza 3 mln euro. Zmiany koncentracji azotu w wydobywanym gazie przedstawiono na rysunku 2. Schemat eksploatacji opracowany w wyniku działania modułu optymalizacyjnego jest podobny do prowadzonej obecnie eksploatacji, jednak niewielkie korekty powodują sukcesywne zwiększanie kaloryczności wydobywanego gazu, co jest widoczne już od 20. dnia odbioru. Na początku cyklu zmiany są mało istotne, co związane

Rysunek 2. Zmiany zawartości azotu w wydobywanym gazie. Porównanie przebiegu historycznego z rozwiązaniem zaproponowanym przez sztuczną inteligencję [1].



jest z wytworzeniem stref gazu wysokometanowego w bezpośrednim sąsiedztwie odwiertów. Po pewnym czasie dochodzi do zaburzenia tych stref na skutek mieszania się gazu zatłaczanego z zaazotowanym gazem rodzimym, co powoduje lokalne obniżenie kaloryczności, a w konsekwencji konieczność uwzględnienia tych skomplikowanych zjawisk przy określeniu schematu eksploatacji. Jak widać z rysunków 1 i 2, przewaga sztucznej inteligencji objawia się głównie w końcowej fazie cyklu, kiedy skład gazu w magazynie jest silnie niejednorodny. Zaprezentowany model optymalizacyjny jest oryginalnym rozwiązaniem autorskim. Opisana metoda była prezentowana na 27. Światowej Konferencji Gazowniczej w Waszyngtonie w 2018 roku. Więcej szczegółów można znaleźć w artykule [1].

Innym przykładem praktycznego zastosowania sztucznej inteligencji jest optymalne sterowanie PMG z aktywną wodą złożową. Eksploatacja PMG w takich warunkach jest trudna ze względu na nierozpoznane do końca przepływy wody oraz związane z nimi efekty inercyjne. Pojawienie się wody w końcowych okresach cyklu odbioru zwykle świadczy o podchodzeniu frontu wodnego do strefy magazynowej, co może skutkować zmniejszaniem się pojemności czynnej magazynu. Analiza pracy PMG w kontekście migracji wody złożowej pozwala wnioskować, że optymalizacja pracy odwiertów udostępniających może przyczynić się do stabilizacji pracy magazynu oraz możliwości jego stopniowej rozbudowy. Główną obserwacją wykorzystaną w optymalizacji pracy przykładowego PMG jest fakt, że odwierty można podzielić na trzy grupy ze względu na wydajność produkcji wody:

- grupa 1. – odwierty o wysokim wydobywaniu wody,
- grupa 2. – odwierty o średnim wydobywaniu wody,
- grupa 3. – odwierty o znikomym wydobywaniu wody.

W odwiertach grupy 1. obserwowany jest najszybszy przyrost wykładnika wodnego. W grupie 2. – mniejszy niż w pierwszej, a grupa 3 charakteryzuje się najmniejszą produkcją wody.

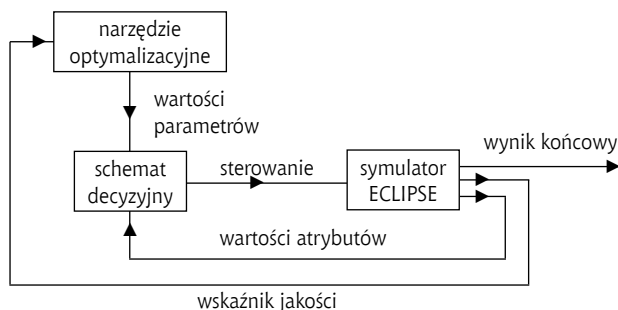
Schemat postępowania w cyklu zatłaczanie–odbior został opracowany jako sparаметryzowane drzewo decyzyjne, które określa m.in. długość przerw technologicznych pomiędzy cyklami, udział poszczególnych grup w zatłaczaniu w zależności od stanu PMG, a dla cyklu odbioru wydajności indywidualnych odwiertów w zależności od wartości wykładnika wodnego. Optymalizacja procesu ma na celu minimalizację wydobywania wody złożowej przy realizacji założonego schematu pracy magazynu. Model optymalizacyjny zbudowany w Katerze Inżynierii Naftowej AGH generuje samodoskonalące, automatyczne sterowanie zadanego procesu wydobywczego, wykorzystując opracowane narzędzie optymalizacyjne. Narzędzie to „uczy się” na podstawie wyników zbieranych podczas procesu optymalizacji, które wartości parametrów mają większą szansę na poprawę jakości rozwiązania [2, 3]. Najpierw narzędzie to zbiera dane z początkowych realizacji, a następnie w procesie uczenia się iteracyjnie wykonuje trzy kroki:

- na podstawie dotychczas zebranych danych buduje model przestrzeni przeszukiwania,

- używa zbudowanego modelu przestrzeni przeszukiwania do wyboru kolejnych wartości parametrów,
- z wykorzystaniem symulatora złożowego oblicza wartość wskaźnika jakości, tworząc nowy zestaw danych.

Po wykonaniu założonej liczby iteracji wynikiem działania narzędzia optymalizacyjnego jest taki zestaw wartości zmiennych decyzyjnych, który umożliwi minimalizację zadanego kryterium jakości. Idea połączenia wykorzystanego narzędzia optymalizacyjnego z symulatorem złożowym przedstawiona została na rysunku 3.

Rysunek 3. Schemat połączenia algorytmu optymalizacyjnego opartego na sparametryzowanym drzewie decyzyjnym z symulatorem złożowym



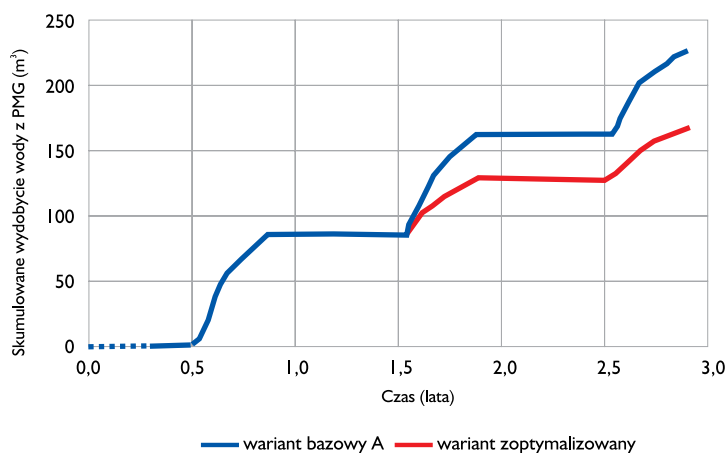
W wyniku optymalizacji pracy PMG uzyskano ograniczenie produkcji wody o 26%, co przedstawiono na rysunku 4. Synergicznym efektem redukcji wydobywania wody złożowej poprzez odepchnięcie konturu woda–gaz poza strefę magazynową jest zmniejszenie zmian ciśnienia spowodowanych inercją wody, co może przełożyć się na wzrost czynnej pojemności magazynowej.

* * *

Proponowane rozwiązanie, stanowiące połączenie teorii drzew decyzyjnych, symulacji złożowych i zaawansowanych metod sztucznej inteligencji do sterowania pracą odwiertów, umożliwia:

- wykorzystanie wiedzy eksperckiej, dobrych praktyk, doświadczenia inżynierskiego,
- lepsze zrozumienie podstaw fizycznych wyznaczonego sterowania,

Rysunek 4. Zmiany wydobywania wody złożowej w trakcie symulacji trzech cykli zatlaczania–odbioru, porównanie wariantu A – inżynierskiego z efektem sterowania optymalnego.



- automatyczne dostosowanie ogólnego algorytmu optymalizacyjnego do konkretnego problemu,
- zwiększenie wydajności obliczeń – możliwość zastosowania do złożonych modeli symulacyjnych rzeczywistych złóż węglowodorów.

W przypadku optymalizacji pracy podziemnych magazynów gazu wdrożenie proponowanych rozwiązań może przynieść operatorowi obiektów następujące efekty ekonomiczne:

- ograniczenie kosztów odbioru gazu poprzez poprawę jego jakości,
- obniżenie kosztów związanych z przygotowaniem odbieranego z magazynu gazu do transportu,
- zwiększenie efektywności ekonomiczno-energetycznej PMG, bez dodatkowych nakładów finansowych, ponieważ zmianie ulegać będzie jedynie sterowanie istniejącymi odwiertami, bez ingerencji w istniejącą infrastrukturę.

W zastosowaniu do eksploatacji złóż węglowodorów inteligentne sterowanie pozwala na osiągnięcie większych współczynników szczypania.

Metody sztucznej inteligencji oraz bazujące na ich podstawie innowacyjne rozwiązania informatyczne, dzięki elastyczności i możliwości łatwego dostosowania do różnych sytuacji, z powodzeniem mogą być wykorzystane do rozwiązywania różnych problemów związanych z optymalizacją pracy złóż węglowodorów oraz podziemnych magazynów gazu ziemnego. Omówione rozwiązania pozwalają podnieść efektywność procesu bez ponoszenia znaczących kosztów operacyjnych. Opracowane systemy decyzyjne, będące połączeniem wiedzy eksperckiej i sztucznej inteligencji, mogą również służyć jako element szkoleniowy kadry operatorskiej.

Prof. zw. dr hab. inż. Jerzy Stopa, mgr inż. Edyta Kuk, dr inż. Damian Janiga, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu

Literatura:

[1] Stopa J., Aszkenazy J., *Storing Gas In Low Quality Gas Reservoirs – Intelligent Control And Industrial Experiences*, 27th World Gas Conference, Washington, 2018.

[2] Janiga D., Stopa J., Mikołajczak E., Wojnarowski P., Czarnota R., *Smart control of CO₂ Huff and Puff process in dual porosity reservoir*, 17th international multidisciplinary scientific geoconference SGEM, Wiena, 2017.

[3] Mikołajczak E., Stopa J., Wojnarowski P., Janiga D., Czarnota R., *Intelligent control of CO₂-EOR proces*, AGH Drilling, Oil, Gas 35.1 (2018).

[4] Janiga D., Stopa J., Wojnarowski P., *Application of artificial intelligence in CO₂-EOR process optimization*, Conf. Proc. SGEM 2016: 30 June – 6 July, 2016, Albena, Bulgaria.

[5] Janiga D., Czarnota R., Stopa J., Wojnarowski P., *Huff and puff process optimization in micro scale by coupling laboratory experiment and numerical simulation*, Fuel, 2018 vol. 224, s. 289–301.

[6] Stopa J., Janiga D., Wojnarowski P., Czarnota R., *Optimization of well placement and control to maximize CO₂ trapping during geologic sequestration*, AGH Drilling, Oil, Gas, 2016 vol. 33 no. 1, s. 93–104.

[7] Janiga D., Czarnota R., Stopa J., Wojnarowski P., Piotr K., *Performance of nature inspired optimization algorithms for polymer Enhanced Oil Recovery process*, Journal of Petroleum Science & Engineering, 2017 vol. 154, s. 354–366.

To był aktywny przełom roku

Ireneusz Łazor

Z powodu wysokich temperatur w Azji amerykańskie LNG „obrało kurs” na Europę.

■ Na przełomie roku ceny w basenach obu oceanów podążały w przeciwnych kierunkach. Podczas gdy ceny w Europie rosły do najwyższego poziomu od czterech zim, w Azji nietypowo ciepła zima spowodowała obniżenie cen do najniższego od dwóch zim poziomu. W efekcie spread pomiędzy TTF* a azjatyckim wskaźnikiem JKM (Japan/Korea Marker) spadł do ok. 1 USD/mmBtu. Taki układ cen spowodował zwiększenie atrakcyjności dostaw amerykańskiego LNG do Europy.

■ Zmienność i nieprzewidywalność warunków rynkowych zawsze była, jest i będzie siłą napędową dla tradingu. Każda nieregularność, odchylenie od normy, rzeczywistość inna od wcześniejszych przewidywań kreuje możliwości handlu spotowego. Również i w naszym londyńskim biurze tradingowym grudniowo-styczniowa nieregularność zaowocowała kolejnymi sfinalizowanymi transakcjami typu spot – dwoma ładunkami zakupionymi od firmy Centrica, jednym od Equinor i jednym z Naturgy (d. Gas Natural Fenosa). Natomiast w lutym do terminalu w Świnoujściu przyłynął jeszcze jeden spot od firmy Centrica.

■ Jakie są przewidywania na kolejne miesiące? Gdzie dzisiaj jest konsensus rynku? Jeśli chodzi o spready, oczekiwana jest istotna zmiana relacji.

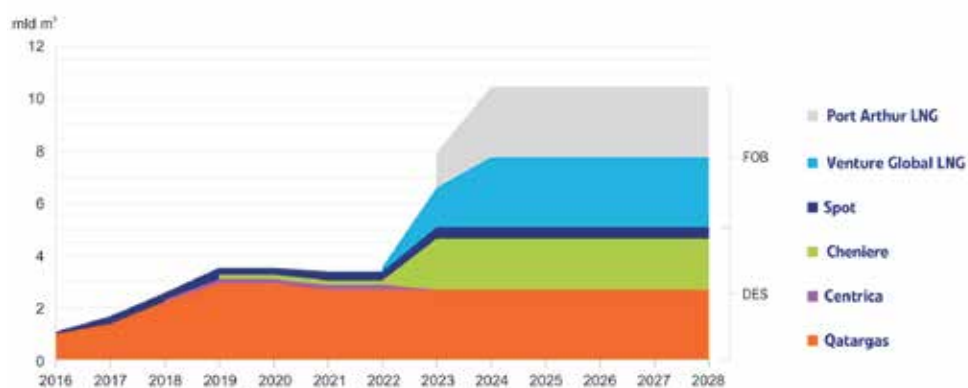
Spread Azja/Europa (JKM vs TTF) wynosi:

- marzec: 1,38 USD/mmBtu
- kwiecień: 0,66 USD/mmBtu
- maj: 0,96 USD/mmBtu

Oczywiście, im bliżej daty dostawy, tym niewiadomych jest mniej. W marcu możliwe już będzie zweryfikowanie lutowych przewidywań.

■ Cena ładunku LNG to jednak nie wszystko. Istotnym elementem, który wpływa na rentowność każdej transakcji, jest koszt transportu. Prześledźmy to na przykładzie. Na początku lutego jednorazowy czarter metanowca TFDE o pojemności 160 tys. m³ z Sabine Pass w USA do Dahej w Indiach kosztował około 1,44 USD/mmBtu. Taki sam czarter z SabinePass do terminalu Gate w Holandii to koszt około 0,58 USD/mmBtu. Dla porównania: jednorazowy czarter z Zeebrugge do Tokio przez Kanał Sueski kosztuje 1,53 USD/mmBtu, a z Dampier w Australii do Tokio tylko 0,51 USD/mmBtu. Zatem odległość, którą metanowiec ma do przebycia, również decyduje o jednostkowej cenie transportu.

PGNiG: portfel LNG [po regazyfikacji]



■ Musimy również pamiętać, że rynek metanowców to rynek sam w sobie. W 2018 roku „do służby” weszło 50 nowych zbiornikowców. W 2019 roku prawdopodobna liczba nowych metanowców, które zaczną obsługiwać wolumeny LNG, to 75 statków. Na początku tego roku Katar, największy eksporter LNG, ogłosił potrzebę zakupu około 60 metanowców. Całkowite roczne możliwości produkcji tego typu transportowców w azjatyckich stoczniach to około 65 statków. Cykl procesu produkcyjnego trwa 2–2,5 roku.

Ireneusz Łazor, dyrektor biura handlowego PGNiG w Londynie

*TTF (*Title Transfer Facility*) – wirtualny punkt obrotu gazem w Holandii, jeden z najważniejszych ośrodków handlu gazem ziemnym w Unii Europejskiej.

Zmiany technologiczne gazomierzy miechowych w ostatnich latach

Paweł Kułaga

Gazomierz miechowy jest jednym z najstarszych i najczęściej stosowanych liczników gazu ziemnego. Podstawę obecnie stosowanego systemu rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami gazu w gospodarce komunalno-bytowej, usługach, handlu i przemyśle drobnym stanowi odczyt stanu liczydła gazomierza miechowego.

Do 2006 roku gazomierze były wprowadzane na rynek wyłącznie decyzją zatwierdzenia typu, uzyskanej na podstawie obowiązujących w chwili wprowadzania gazomierza przepisów metrologicznych [1]. Wraz z wejściem w życie dyrektywy metrologicznej 2004/22/WE, zwanej MID [2], oraz rozporządzenia ministra gospodarki z 18 grudnia 2006 roku w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych [3], zmieniły się zasady wprowadzania gazomierzy do obrotu i użytkowania. Okres od 30 października 2006 roku do 29 października 2016 roku był okresem przejściowym, w którym obowiązywały jednocześnie i stare, i nowe zasady wprowadzania przyrządów pomiarowych do obrotu lub użytkowania – stare wobec przyrządów pomiarowych posiadających ważną decyzję zatwierdzenia typu, wydaną przed 30 października 2006 roku, a nowe – wobec przyrządów pomiarowych poddanych ocenie zgodności od 30 października 2006 roku. Przyrządy pomiarowe posiadające ważną decyzję zatwierdzenia typu mogły być produkowane i poddawane legalizacji pierwotnej przez organy administracji miar nie dłużej niż do 29 października 2016 roku. Nowe konstrukcje przyrządów pomiarowych, zgłaszane od 30 października 2006 roku, poddane są wyłącznie ocenie zgodności i są znakowane znakiem CE. Wraz z wprowadzeniem dyrektywy metrologicznej do polskich przepisów zostały określone wymagania dla gazomierzy i przeliczników. Ważność certyfikatu badania typu UE wynosi 10 lat. Proces oceny zgodności gazomierzy może być przeprowadzony wyłącznie przez jednostkę notyfikowaną, stronę trzecią na podstawie badań przeprowadzonych przez akredytowane laboratoria. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy jest jednostką notyfikowaną o numerze identyfikacyjnym 1450. Notyfikacja upoważnia instytut do prowadzenia procedur oceny zgodności według dyrektywy metrologicznej w zakresie posiadanej akredytacji PCA, tj. jednostki certyfikującej wyroby nr AC 010 oraz jednostki badawczej nr AB 041.

Systematycznie gazomierze posiadające stare decyzje zatwierdzenia typu są zastępowane gazomierzami po ocenie zgodności posiadającymi oznakowanie CE. Wraz ze zmianą przepisów i postępem technologicznym można zaobserwować zmiany konstrukcyjne gazomierzy miechowych. Równocześnie następują zmiany technologiczne w produkcji gazomierzy. Związane są one

zarówno z działaniami wymuszonymi przez rynek (np. ograniczeniem hałasu emitowanego przez gazomierz, ograniczeniem strat ciśnienia, zwiększeniem odporności na warunki środowiskowe), jak i działaniami optymalizacji produkcji, wykorzystania nowych materiałów oraz ujednoczenia gazomierzy. Poniżej przedstawione zostały najważniejsze zmiany, wpływające zarówno na bezpieczeństwo eksploatacji, jak i stabilność metrologiczną oraz dokładność gazomierzy.

Wykorzystanie materiałów z tworzyw sztucznych

Istotne zmiany konstrukcyjne w gazomierzach wynikają z zastosowania szeroko dostępnych tworzyw sztucznych. Materiały z tworzyw stosuje się obecnie przede wszystkim w konstrukcji układu pomiarowego oraz liczydła gazomierza. Zastosowanie znalazły tutaj między innymi poliamid (PA), poliwęglan (PC), tworzywa polimerowe (POM), tworzywo ABS. Szczególnie zastosowanie mają tworzywa na membrany gazomierzy, które obecnie stanowią wyłącznie materiały syntetyczne wykonane z tkaniny poliestrowej obustronnie gumowanej. Istotną korzyścią zastąpienia elementów stalowych przez materiały z tworzyw sztucznych jest brak możliwości oddziaływania magnesami neodymowymi na układ pomiarowy gazomierzy. Obserwuje się zastępowanie elementów metalowych tworzywami, np. przewodników, obudowy miechów, dźwigni rozrządu. Przynosi to również korzyści ekonomiczne, np. poprzez zmniejszenie ciężaru gazomierzy, co wpływa na aspekty produkcyjne, transport czy montaż gazomierzy.

Wykorzystanie technologii wydruku 3D

Wszelkie zmiany w konstrukcji gazomierzy muszą być poprzedzone badaniami inżynierskimi i produkcją prototypów modyfikowanych podzespołów. Ostatnio naprzeciw potrzebie konstruktorów przyszła technologia druku 3D. Wiele zmian w konstrukcji układu pomiarowego można wprowadzić szybciej dzięki drukowaniu detali zamiast czasochłonnego procesu wtrysku. Skraca to znacznie fazę konstrukcji i badań inżynierskich. Docelowo może się okazać, że jest to tańsza technologia niż opracowanie matryc i formowanie wtryskowe podzespołów z tworzyw termoplastycznych. Część elementów gazomierza może być produkowana poprzez wydruk 3D z odpowiednich materiałów, np. antystatycznych.

Ujednoczenie obudów i jednostek pomiarowych

Dużym ułatwieniem w produkcji gazomierzy może być ujednoczenie obudów gazomierzy, wielkości króćców wylotowych czy rozstawów montażowych. Dzięki zastosowaniu zoptymalizowanej obudowy oraz polepszeniu jakości produkcji możliwe jest oferowanie gazomierzy różnej wielkości w tych samych obudowach, a nawet z taką samą jednostką pomiarową i objętością cykliczną, z zachowaniem równocześnie wymaganych parametrów metrologicznych. Wpływa to bezpośrednio na lepszą optymalizację procesu produkcji, a co za tym idzie – stwarza możliwość zaoferowania niższych cen gazomierzy.

Wykorzystanie zaawansowanych technologii oraz materiałów o lepszych parametrach

Wprowadzając zmiany, producenci korzystają również z zaawansowanych technologii. Przykładem może być „przelotka” ognioodporna, gwarantująca przejście elektryczne pomiędzy liczydłem gazomierza a sterowaniem wbudowanego w obudowie gazomierza zaworu gazowego, przy równoczesnym zminimalizowaniu przecieków gazu przez to połączenie. Wiele zmian konstrukcyjnych podyktowanych jest koniecznością sprostania wymaganiom klientów (operatora gazowniczego). Przykładami mogą być działania w celu zmniejszenia hałasu poprzez zastosowanie specjalnie dobranych materiałów układu rozrządu gazomierza, zmniejszenia oporów przepływu, a także w celu poprawy charakterystyki, progu rozruchu. ?????

Zastosowanie liczydła elektronicznego, modułów transmisji zdalnej (radiowe, GSM, GPRS) i zawór gazowy

Jedną z bardziej istotnych zmian jest dostosowanie gazomierza do współpracy z systemami AMR (*automated meter reading*). Za rozwojem sieci energetycznych i gazowniczych pod kątem zdalnego odczytu i zarządzania pomiarami podąża także rozwój gazomierzy umożliwiających obecnie zdalną transmisję danych oraz zaawansowane funkcje pomiarowe, czego nie posiadają klasyczne gazomierze miechowe, wyposażone w liczydło mechaniczne. Naprzeciw temu wychodzi „gazomierz inteligentny”, wyposażony w liczydło elektroniczne lub dodatkowy wbudowany moduł telemetryczny, który może być połączeniem bezawaryjnego liczydła mechanicznego, wyposażonego w enkoder oraz modułu radiowego lub GSM. Umożliwia on komunikację bezprzewodową, posiada też dodatkowe funkcjonalności, jak np. sterowanie zaworem, system przedpłatowy, rejestrację zużycia, zaawansowane funkcje rozliczeniowe, zdalny odczyt zużycia oraz połączenie w zaawansowane sieci pomiarowe AMI [4]. Wbudowany moduł radiowy lub GSM, za pomocą którego realizowana jest transmisja danych pomiarowych i diagnostycznych, generuje alarmy związane z nieprawidłowym działaniem oraz nielegalnymi ingerencjami w pracę urządzenia, a także archiwizuje dane o stanie liczydła gazomierza. Zastosowanie gazomierzy inteligentnych pozwala przedsiębiorstwom gazowniczym na: zwiększenie częstotliwości oraz poprawę jakości i skuteczności odczytów, ograniczenie nielegalnego poboru gazu, lepsze zarządzanie kontami odbiorców, zwiększenie szybkości rozliczeń, poprawę jakości usług i organizacji przedsiębiorstwa (więcej możliwości w zakresie taryfikowania, wprowadzenie rozliczeń w jednostkach energii, ułatwienie procesu wstrzymania i wznowienia dostaw gazu), a także na zwiększe-

nie bezpieczeństwa pracy sieci gazowej i instalacji gazowych [5]. Korzyści dla odbiorców polegają głównie na możliwości świadomego zarządzania zużyciem energii i na aktywnym uczestnictwie w rynku. Poprzez lepszy dostęp do danych pomiarowych odbiorca może ograniczać konsumpcję energii oraz poprawiać efektywność jej zużycia (racjonalizacja zużycia), a także korzystać z procedury zmiany sprzedawcy.

Budowa modułowa liczydła

Coraz powszechniej występującym zapotrzebowaniem klientów jest możliwość implementacji w liczydło różnych systemów zdalnej komunikacji (radiowa, GSM). Pożądana staje się zatem optymalizacja podczas projektowania urządzenia, tak aby proces badania i certyfikacji mógł być możliwie krótki. Należy bowiem pamiętać, że istotne zmiany, np. płytki PCBC liczydła elektronicznego, wymuszają przeprowadzenie długotrwałych badań potwierdzających, iż wprowadzone modyfikacje nie wpływają na charakterystyki metrologiczne gazomierza oraz jego deklarowane funkcjonalności.

Systemy przedpłatowe

Coraz bardziej pożądanym elementem kontroli budżetu gospodarstw domowych staje się możliwość kształtowania kosztów związanych z zakupem paliwa gazowego i jego eksploatacją. Jednym z narzędzi w takim systemie jest gazomierz przedpłatowy, który pozwala odbiorcy zamawiać taką ilość gazu, jaka jest potrzebna w danym okresie, wykorzystując w tym celu dostępne technologie sterowania i transmisji danych.

Najważniejsze korzyści dla odbiorcy z zastosowania systemów przedpłatowych to:

- łatwe gospodarowanie konsumpcją mediów użytkowych,
- bieżący podgląd ilości danego medium pozostałego do dyspozycji odbiorcy,
- możliwość samodzielnego określenia momentu i ilości zakupu,
- brak kłopotów z płatnościami dla wynajmujących mieszkania,
- ograniczenie do minimum wizyt inkasentów,
- brak wpływu wahań cen gazu na rynku po wykupieniu określonego wolumenu przez użytkownika.

Korekcja temperatury i błędów gazomierza

Bardzo istotną zaletą wykorzystania liczydła elektronicznego jest możliwość realizacji elektronicznej korekcji błędów oraz elektronicznej korekcji temperatury. W stosunku do gazomierzy tradycyjnych z liczydłem mechanicznym można zastosować dużo bardziej precyzyjną i łatwiejszą korekcję temperatury. Zamiast korekcji mechanicznej (bimetalicznej), stosując pomiar temperatury w gazomierzu, można realizować algorytmy korekcji temperatury. Dodatkowo, zmierzoną objętość w warunkach pomiaru można skorygować poprzez zastosowanie krzywych korekcji błędów np. punktowych, wielomianowych. Pozwala to na znacznie bardziej precyzyjne adiustacje krzywych błędów w stosunku do liczydeł mechanicznych.

W polskim systemie rozliczeniowym przyrost objętości gazu wskazywany przez gazomierz miechowy jest uznawany za gaz zużyty przez odbiorcę w danym okresie rozliczeniowym. Przy takim systemie powstają błędy rozliczeniowe wynikające z przyjmowanego uproszczenia, iż 1 m³ gazu odczytany z liczydła gazomierza miechowego jest równoważny 1 m³ gazu w warunkach

normalnych. Rzeczywiste warunki, w jakich pracuje gazomierz powodują, iż termodynamiczne parametry gazu dostarczanego odbiorcom różnią się od kryteriów przyjętych jako normalne warunki odniesienia, tj. od temperatury równej 273,15 K i ciśnienia o wartości 101,325 kPa [6]. Obecne technologie umożliwiają wprowadzenie do gazomierzy korekcję temperatury, a także, dzięki zastosowaniu liczydeł elektronicznych, wartości średnich energetycznych gazu, na podstawie których możliwy jest odczyt (bezpośrednio na gazomierzu) zużycia w postaci energii w jednostce kWh (MJ), a nie jak dotychczas – w metrach sześciennych. Umożliwia to bezpośrednie porównanie zużycia energii różnych nośników.

* * *

Przez ostatnie dwie dekady roczne zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce wzrosło z około 11 do 17 mld m³ [7]. Według ekspertów, do 2030 roku wyniesie ono ponad 20 mld m³/rok [8]. Rosnące zapotrzebowanie oraz podążające za nim podwyżki cen gazu wymuszają na rynku energetycznym poszukiwanie rozwiązań pozwalających na niwelowanie kosztów obsługi układów rozliczeniowych. Rozwiązaniem, które przynosi duże efekty, jest ulepszenie systemów opomiarowania oraz stosowanie nowoczesnych metod i technologii pomiarowo-rozliczeniowych. Rozwój elektroniki i automatyki umożliwia wprowadzenie w gazomierzach zaawansowanych funkcji pomiarowych oraz zdalnej transmisji danych, czego nie zapewniają gazomierze wyposażone wyłącznie w liczydło mechaniczne. Inteligentne systemy pomiarowe mają dostarczyć dystrybutorowi energii pełną informację pomiarową i serwisową, a – z drugiej strony – użytkow-

nikowi kompleksową informację o zużytej energii, tzn. nie tylko jej wartość, ale również czasowy rozkład poboru, koszt, aktualne taryfy, ewentualne zaległości itp. [9].

Autor jest pracownikiem Zakładu Metrologii Przepływów w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym.

LITERATURA

- [1] Tyszownicka M., Jaworski J., *Wybrane problemy systemu oceny zgodności i prawnej kontroli metrologicznej na przykładzie gazomierzy i przeliczników*, „Nafta Gaz” 2012, nr 12, s. 1030–1035.
- [2] Dyrektywa 2004/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 31 marca 2004 roku w sprawie przyrządów pomiarowych (Dz.U. UE L 135 z 30.04.2004).
- [3] Rozporządzenia ministra gospodarki z 18 grudnia 2006 roku w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (Dz.U. z 2007 r. Nr 3, poz. 27 z późn. zm.).
- [4] Kulaga P., *Ocena zgodności gazomierzy inteligentnych w świetle wymagań dyrektywy metrologicznej*, „Nafta Gaz”, 2014, nr 6, s. 375–382.
- [5] Jarek A., *Doświadczenia z wdrożeń inteligentnego opomiarowania w dystrybucyjnych spółkach gazowniczych*. Konferencja „Zaawansowane systemy pomiarowe – smart metering w elektroenergetyce i gazownictwie”, 22–24 maja 2010, prezentacja.
- [6] Wagner-Staszewska T., Jaworski J., Gacek Z., *Metoda objętościowa „skorygowana” – nowy system rozliczania indywidualnych odbiorców gazu*, „Nafta Gaz”, 2008, nr 2, s. 114–120.
- [7] Ministerstwo Energii, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku* (PEP 2040).
- [8] Polit J., Mazurowski M., Gałek G., *Uwarunkowania strategii rozwoju podziemnych magazynów gazu ziemnego w Polsce*, „Nafta Gaz” 2010, nr 10, s. 892–897.
- [9] Kubiak Z., Urbaniak A., *Systemy monitorowania zużycia mediów w budynkach*, „Rynek Energii”, 2009, nr 5, s. 22–31.

Zmiany technologiczne w sektorze wiertniczym w okresie ostatnich piętnastu lat

Jacek Adamiak, Edyta Stopyra

Historia wierceń prowadzonych przez PGNiG sięga lat 80. XX wieku. Od tego czasu wykonano w Polsce tysiące otworów wiertniczych, których celem było odkrycie i pozyskanie cennych węglowodorów. Wcześniej, tj. od 1946 roku, wiercenia prowadziły państwowe spółki wiertnicze, natomiast przed drugą wojną światową prace związane z poszukiwaniem złóż ropy naftowej realizowały prywatne, niezależnie działające firmy, które – patrząc z dzisiejszej perspektywy – wykorzystywały dosyć proste technologie, choć na ówczesne potrzeby skuteczne.

Do końca lat 80. ubiegłego wieku polski przemysł bazował przede wszystkim na doświadczeniach z bloku radzieckiego. Pomimo wolniejszego rozwoju technologicznego to właśnie w tamtym okresie odwiercono otwory badawcze Kuźmina-1 (7541 m) i Paszowa-1 (7210 m), które miały dostarczyć

geologom informacji na temat wglębnej budowy geologicznej Karpat. Do dziś stanowią one niepokonane rekordy pod względem głębokości.

Prawdziwy przeskok technologiczny nastąpił w latach 90., kiedy to ze środków Banku Światowego zakupiono nowoczesne

urządzenia i sprzęt wiertniczy. Kontakt z technologią pochodzącą z Zachodu (przede wszystkim z USA) znacząco przyczynił się do zoptymalizowania i poprawy jakości prowadzonych prac. Kolejny boom pod względem rozwoju przemysłu naftowo-gazowniczego nastąpił na początku XXI wieku i bez wątpienia miał związek z poszukiwaniami niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego z formacji łupkowych.

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie kilku rozwiązań techniczno-technologicznych niedostępnych jeszcze 15 lat temu, a stosowanych dzisiaj powszechnie przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA.

Wiercenia kierunkowe

Rozwiązaniem powszechnie stosowanym w wierceniach kierunkowych jest silnik węglony, pozwalający na sterowanie dolnym zestawem przewodu. Niestety, mimo tej zalety brakuje mu efektywności, głównie z powodu tzw. *slidingu*. W tym przypadku z pomocą przychodzą obrotowe systemy sterowalne (tzw. RSS). Generalnie, można je podzielić na trzy grupy:

- *push-the-bit*, gdzie zmiana kierunku wiercenia następuje poprzez hydrauliczną aktywację łap odchylających znajdujących się nad świdrem;
 - *point-the-bit* – podstawowym elementem tego systemu jest wał, który w zależności od wzajemnego położenia tulei ugina się, co odpowiednio zmienia oś świdra;
 - *system hybrydowy* – rozwiązanie będące połączeniem technologii z konfiguracji *point-* i *push-the-bit*.
- Główne korzyści wynikające z użycia RSS to między innymi:
- zmiana kierunku wiercenia bez konieczności *slidingu*;
 - skrócenie czasu wiercenia;
 - zmniejszenie ryzyka przychwycenia przewodu wiertniczego dzięki jego ciągłej rotacji;
 - nieustanne oczyszczanie otworu, ulepszony transport zwiercin na powierzchnię;
 - duża kontrola procesu wiercenia w czasie rzeczywistym, „gładza” ściana otworu;
 - „gładka” ściana otworu, pozwalająca m.in. na bezpieczne operacje dźwigowe;
 - generowanie mniejszych oporów – osiągnięcie dłuższych odcinków horyzontalnych.

Pracy systemów kierunkowych bardzo często towarzyszy aparatura do pomiaru parametrów wiercenia, parametrów otworu



Otwór Wysin-3H, agregaty pompowe firmy UOS, mat. PGNiG SA.

kierunkowego czy profilowania oporności w czasie rzeczywistym (MWD, LWD, *Geosteering*). Dzięki temu inżynierowie naftowi w czasie rzeczywistym są w stanie zidentyfikować zarówno kąt, jak i azymut wiercenia oraz przewiercaną formację, a także rodzaj nasycenia medium złożowym (ropa naftowa, gaz, solanka).

Wszystko to wpływa na poprawę efektywności wiercenia, co z kolei przekłada się bezpośrednio na obniżenie kosztów operacji. Rozwiązanie to pozwala na osiąganie bardzo dużych wartości DLS (szybkości budowy kąta, wyrażanej w °/30 m), łatwe manewrowanie zestawem BHA i wiercenie długich odcinków o stałym kącie krzywizny. To w dużej mierze dzięki zastosowaniu systemów RSS PGNiG SA wykonało otwór, w którym odcinek horyzontalny osiągnął około 1200 m długości i z powodzeniem zrealizowało projekt CBM (*Coalbed Methane*), w którym maksymalna inklinacja otworu wyniosła prawie 96°!

CRT

Po dowieńczeniu do projektowanej głębokości wyzwaniem mogą być kolejne prace związane z zarurowaniem długiej sekcji poziomej. Aby zmniejszyć ryzyko wystąpienia komplikacji podczas tych operacji, PGNiG SA standardowo w przypadku otworów horyzontalnych wykorzystuje technologię CRT (z ang. *Casing Running Tool*), stanowiącą bezpieczniejszą i bardziej efektywną alternatywę dla tradycyjnego zapuszczania rur okładzinowych. Specjalnie przeznaczone do tego urządzenie modułowe (montowane do napędu górnego *Top Drive*) pozwala na utrzymanie cyrkulacji, spychanie i wykonywanie ruchu góra–dół czy obracanie kolumną rur okładzinowych.

Intensyfikacja wydobycia i prace towarzyszące

W niektórych przypadkach po przeprowadzeniu analizy dostępnych danych z procesu wiercenia i wyników testów produkcyjnych podejmowana jest decyzja o przeznaczeniu otworu do intensyfikacji, np. zabiegu szczelinowania hydraulicznego. W każdym projekcie skala (ilość płynu, materiału podsadzkowego itp.) oraz takie parametry jak np. wydatki i ciśnienia zostają odpowiednio dobrane do warunków geologiczno-złożowych.

PGNiG SA posiada doświadczenie w realizacji wielkoskalowych zabiegów, w których ilość płynu zatłaczanego na jeden interwał wynosiła około 2000 m³, a łączna moc floty (w skład której wchodziły nowoczesne agregaty pompowe) przewyższała 20 000 KM.

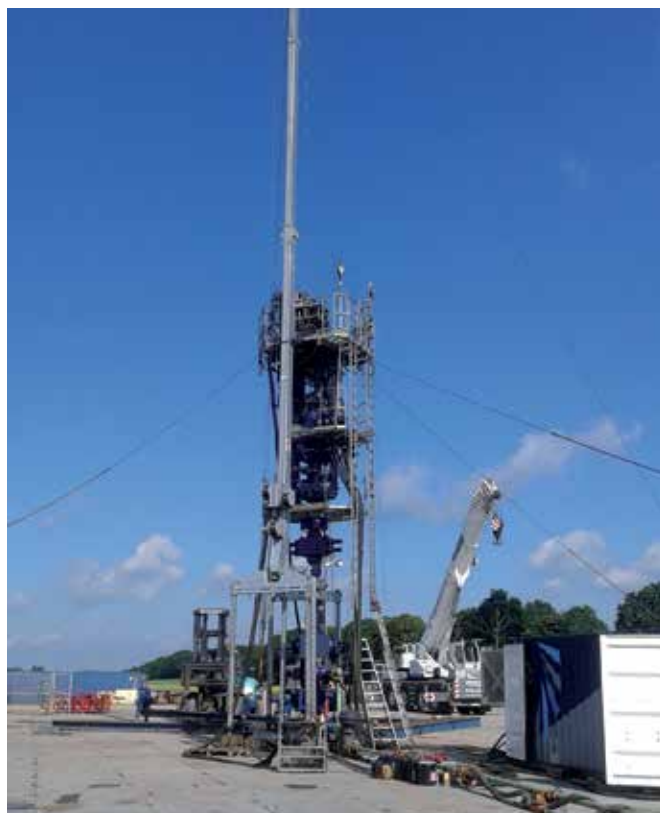
Do technologii coraz powszechniej wykorzystywanych podczas szczelinowania hydraulicznego można zaliczyć:

- monitoring mikrosejsmiczny – służący do rejestracji zjawisk mikrosejsmicznych – tzw. eventów, wywołanych przez operację szczelinowania hydraulicznego;
- *plug & perf* – rozwiązanie pozwalające na wykonanie w czasie jednego marszu specjalnym zestawem: odizolowania korkiem kompozytowym BP (*Bridge Plug*) strefy zeszczelinowanej oraz wykonania perforacji kolejnego wytypowanego odcinka.

Prace za pomocą jednostki snubbing

Jednostka *snubbing* jest to urządzenie pozwalające na bezpieczną pracę w otworze wiertniczym w warunkach występowania braku stabilności ciśnieniowej. W PGNiG SA wykorzystano jednostkę *snubbing* do skutecznego odwiercenia prawie 400-metrowego odcinka poziomego w eksploatowanym złożu gazu ziemnego, gdzie gradient złożowy nie przekraczał 0,0025 MPa/m.

Stosowano również jednostkę do bezpiecznego wyciągnięcia z otworu przewodu wiertniczego i skutecznej likwidacji dopływu do otworu płynu złożowego o anomalnym gradientcie ciśnienia złożowego z dużą zawartością trującego siarkowodoru. Jednostka *snubbing* znalazła też zastosowanie w odwiertach, w których uzbrojenie wgłębne wymagało pracy w warunkach dopływu do otworu.



Otwór Wysin-2H/2Hbis, *snubbing* unit firmy Snubco, mat. PGNiG SA.

Urządzenia wiertnicze

PGNiG SA w ostatnich kilku latach używało i używa nowoczesne urządzenia wiertnicze (np. NOV CE-ATEX 2000HP, IDM 2000HP, Drillmec 2000HP, Bentec EuroRig). Urządzenia te w dużej mierze są zautomatyzowane, zapewniają komfort i bezpieczeństwo pracy, dzięki czemu zwiększa się ich efektywność – również w czasie transportu, prac montażowych i demontażowych. Nowoczesne urządzenia posiadają systemy umożliwiające sterowanie za pomocą tzw. joysticków, co pozwala na precyzyjne i płynne kierowanie wierceniem oraz takie „cenne” detale jak kamery i czujniki pozwalające na podgląd i pełną kontrolę poszczególnych elementów urządzenia.

W 2018 roku PGNiG SA ze środków własnych zakupiło urządzenie wiertnicze Bentec 2000HP – najnowocześniejsze i najbardziej zaawansowane technologicznie dostępne na rynku urządzenie. Jego parametry zostały zindywidualizowane na potrzeby PGNiG SA, co pozwala na osiągnięcie długości otworu wiertniczego nawet do 7000 metrów w warunkach geologicznych wymagających stosowania wysokich reżimów hydraulicznych.

Bardzo istotne jest również to, że urządzenie Bentec 2000HP jest w pełni mobilne, tzn. bez konieczności czasochłonnego i kosztownego demontażu/montażu może w obszarze przygotowanego placu wierceń wykonywać kilka odwiertów, „przechodząc”



Urządzenie wiertnicze Bentec 2000HP – kabina wiertacza, mat. PGNiG SA.



Urządzenie wiertnicze Bentec 2000HP, mat. PGNiG SA.

z jednego miejsca wiercenia na kolejne. Stosowanie wyżej opisanych rozwiązań niewątpliwie wpływa na poprawę efektywności prac wiertniczych oraz w znaczącym stopniu przyczynia się do lepszego osiągnięcia założonych celów (zarówno geologicznych, jak i złożowych). W konsekwencji przekłada się to na rachunek ekonomiczny przedsięwzięcia, również ze względu na obniżenie poziomu awaryjności i komplikacji oraz szybszą realizację projektów wiertniczych.

Jacek Adamiak, główny specjalista w Pionie Robót Geologicznych, **Edyta Stopyra**, specjalista ds. wierceń w Dziale Projektowania i Nadzoru Technologicznego, Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG SA



Adam Cymer

W dniach 14–15 marca br. w Warszawie odbył się 39. Zjazd Gazowników, w 100. rocznicę I Zjazdu Gazowników Polskich, który zorganizowany został w kwietniu 1919 r. Wydarzenie to znalazło się w kalendarium oficjalnych obchodów stulecia odzyskania przez Polskę niepodległości. Organizatorami były: Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych (PZITS), Izba Gospodarcza Gazownictwa (IGG) oraz Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPNIg). Patronat nad wydarzeniem objął minister energii. Partnerami wydarzenia byli: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA i Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. jako partnerzy strategiczni oraz Emerson Process Management sp. z o.o. i PKN Orlen jako partnerzy główni.

W sesji inauguracyjnej udział wzięli przedstawiciele Międzynarodowej Unii Gazowniczej (*International Gas Union*, IGU): Luis Bertran, sekretarz generalny IGU, oraz **David Carroll**, prezydent IGU w latach 2015–2018 i członek Komitetu Wykonawczego IGU w latach 2018–2021, którzy po raz pierwszy uczestniczyli w spotkaniu polskiego sektora gazowniczego. Polskie firmy gazownicze reprezentowali: **Piotr Woźniak**, prezes PGNiG SA, oraz **Artur Zawartko**, wiceprezes GAZ–SYSTEM S.A. Otwierający obrady **Paweł Stańczak** (PZITS, SITPNIg) wraz z prof. dr. **Andrzejem Osiadaczem**, przewodniczącym Rady Programowej 39. Zjazdu Gazowników, zarysowali krótko historię polskiego gazownictwa i tradycje organizacji zrzeszającej przedstawicieli tego sektora gospodarki.

W pierwszej sesji problemowej, poświęconej „**roli gazu w bilansie energetycznym kraju**”, referat wprowadzający wygłosił prof. dr **W. Mielczarski** (Politechnika Łódzka), a w panelu dyskusyjnym, którego moderatorem był prof. dr **S. Nagy** (AGH), udział wzięli: prof. dr **T. Chmielniak** (Politechnika Śląska), **M. Dziadkiewicz** (PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji), prof. dr **J. Hupka** (Politechnika Gdańska), **M. Kamiński** (EY Polska), dr inż. **M. Kwęstnarz** (Politechnika Warszawska), prof. dr **W. Mielczarski** (Politechnika Łódzka), **H. Mucha**, prezes PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., **J. Radomski** (Orlen Upstream sp. z o.o.) oraz **M. Sienkiewicz** (Towarowa Giełda Energii). Uczestnicy debaty bardzo obszernie przedstawili argumenty przemawiające za zasadniczą zmianą pozycji gazu ziemnego w bilansie energetycznym kraju, wynikające z polityki energetycznej UE, ustaleń szczytów klimatycznych, a także potrzeb polskiej gospodarki. Wskazywali wiele obszarów – technologicznych, naukowo-badawczych i biznesowych – w których „błękitne” paliwo powinno stać się paliwem XXI wieku jako najbardziej ekologiczne z paliw kopalnych, najbardziej efektywne w połączeniu z energią odnawialną, najkorzystniejsze w ekologizacji transportu i likwidacji niskiej emisji w systemach ciepłowniczych. Podkreślono, że sprzyja temu budowa

systemu bezpieczeństwa dostaw gazu, dynamiczny rozwój infrastruktury i potencjał inwestycyjny sektora gazowniczego. Wskazano również na konieczność podniesienia rangi gazownictwa w długofalowej strategii energetycznej państwa.

Drugi panel dyskusyjny poświęcony był problemowi „**rozbudowy krajowego systemu transportu gazu w przesyłach i dystrybucji**”. Wprowadzeniem do dyskusji była prezentacja **Sławomira Sieradzkiego** (GAZ–SYSTEM S.A.) oraz **Mariusza Koniecznego** (Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.). Moderatorem panelu był prof. dr **Andrzej Osiadacz** (Politechnika Warszawska), a wzięli w nim udział: prof. dr **Maciej Chaczykowski** (Politechnika Warszawska), **Paweł Dobrowolski** (PWC Advisory sp. z o.o. sp.k.), **Piotr Dworak** (EuRoPol GAZ s.a.), **Krzysztof Hnatio** (prezes Gas Storage Poland sp. z o.o.), **Sławomir Sieradzki** (GAZ–SYSTEM S.A.), prof. dr **Jerzy Stopa** (Akademia Górniczo-Hutnicza), oraz **Marian Żołyński** (prezes PSG sp. z o.o.).

Prezentacje wprowadzające do dyskusji bardzo obszernie zarysowały skalę planowanego rozwoju systemu gazowego w Polsce, a co ważniejsze – pokazały spójność planowania zrównoważonego rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Skala tych zmian sprawi, że po 2022 roku na wejściu do naszego systemu będziemy dysponowali 52 mld m³ paliwa gazowego, a sieć dystrybucyjna obejmie ponad 72% użytkowników. Dyskusja panelowa wzbogaciła debatę o kwestie związane z rozbudową gazoportu i rozwojem technologii opartych na LNG, a także o problem magazynowania gazu i konieczność rozbudowy pojemności. Pojawił się również wątek dotyczący ewentualnego utworzenia hubu gazowego w polskim systemie, ponieważ warunki infrastrukturalne dopuszczają takie rozważania, choć otoczenie rynkowe jest już bardzo konkurencyjne. Mocnym akcentem panelu były głosy inwestorów i wykonawców dopominających się nowego prawa budowlano-inwestycyjnego, bo funkcjonujące rozwiązania utrudniają realizację zakładanych projektów rozwojowych.

Trzeci panel dyskusyjny poświęcony był **innowacyjności w polskim gazownictwie**. Prezentacji wprowadzającej do dyskusji dokonała **Joanna Podgórska** (PGNiG SA).

Moderatorem panelu był prof. dr **Tadeusz Chmielniak** (Politechnika Śląska), a uczestniczyli w nim: **Wioletta Czemieli-Grzybowska** (Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.), dr inż. **Jacek Jaworski** (Instytut Nafty i Gazu, PIB), **Aneta Korda-Burza** (GAZ–SYSTEM S.A.), **Tomasz Kosik** (Emerson Process Management sp. z o.o.), prof. dr **Janusz Kotowicz** (Politechnika Śląska), **Joanna Podgórska** (PGNiG SA), prof. dr **Stanisław Nagy** (Akademia Górniczo-Hutnicza) oraz prof. dr **Mateusz Turkowski** (Politechnika Warszawska).

Prezentacja wprowadzająca pokazała polską pozycję w rankingach światowych gospodarek, w których z 1% przeznaczanym B+R sytuujemy się na 39. miejscu, a wśród innowatorów UE zajmujemy czwarte od końca miejsce. Nakłady na działalność zdominowane są przez największe przedsiębiorstwa przemysłowe (ponad 60%). Pozytywnym jest jednak to, że jesteśmy w czołówce krajów przyjaznych startupom. Na krajowym rynku liderem innowacyjności jest GK PGNiG SA (1 mld zł), a struktura portfela jest taka, że 69% przypada na innowacje, a 31% na B+R. Debatę panelową skoncentrowana była na analizie progów i barier dla innowacji, szczególnie że przed sektorem gazowniczym stoi wielkie wyzwanie sprostania dokonującej się rewolucji technologicznej, w tym perspektywa rozwoju technologii wodorowych. Ważnym akcentem dyskusji było wskazanie, że konieczna jest zmiana modelu oceny projektów realizowanych na uczelniach i w instytutach naukowych, odejście od nagradzania za indeksy, a nagradzanie za wdrożenia.

Na zakończenie 39. Zjazdu Gazowników uczestnicy otrzymali ankietę, której wyniki pozwolą organizatorom na dokonanie podsumowania zjazdu, wniosków i postulatów ważnych dla przyszłości sektora gazowniczego w Polsce.

PGNiG – trzy nowe koncesje w Norwegii

Łukasz Ruciński

PGNiG Upstream Norway, norweska spółka z GK PGNiG, w ramach corocznej rundy licencyjnej APA 2018 (*Awards in Predefined Areas*) otrzymała od Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii trzy nowe koncesje. Na dwóch z nich będzie pełnić rolę operatora.

- Inwestycje w Norwegii są fundamentem pod budowę niezależności energetycznej Polski. Trzy nowe koncesje na norweskim szelfie kontynentalnym to bardzo dobra wiadomość dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa i szansa na duże odkrycia gazu ziemnego. Warto podkreślić, że przyznane koncesje opierają się głównie na ciekawych i innowatorskich koncepcjach poszukiwawczych, opracowanych w PGNiG, ukierunkowanych głównie na poszukiwania gazu ziemnego, w tym w utworach kenozoiku, które zyskały uznanie wśród najlepszych firm naftowych i instytucji rządowych odpowiedzialnych za rozwój przemysłu gazowo-naftowego w Norwegii – powiedział Piotr Woźniak, prezes PGNiG.

PGNiG Upstream Norway będzie pełnić rolę operatora na koncesji PL838B z 40 proc. udziałów (pozostali udziałowcy to: Aker BP – 30 proc. i DEA – 30 proc.) oraz na koncesji PL1017 z 50 proc. udziałów (pozostałe 50 proc. udziałów objął Equinor). Trzecia otrzymana koncesja to PL1009 z 35 proc. udziałów, na której operatorem jest ConocoPhillips z 65 proc. udziałów. Wszystkie koncesje zlokalizowane są w rejonie Morza Norweskiego. Na dwóch z nich zidentyfikowane zostały prospekty poszukiwawcze o potencjale gazowym.

- Norwegia jest przewidywalnym partnerem biznesowym. Zgodnie z ostatnimi szacunkami norweskich władz, dotychczas wyprodukowała mniej niż połowę szacowanych zasobów ropy i gazu ze swojego szelfu. Jest to rynek perspektywiczny, na którym osiągamy dobre rezultaty i solidne stopy zwrotu z naszych inwestycji. Gaz z Norwegii będzie produkowany przez kolejne dziesięciolecia.

Pierwsze komercyjne bunkrowanie statków w polskich portach morskich

Marek Jankowski

Grupa LOTOS i PGNiG zrealizowały między 13 a 18 marca 2019 r. dwa komercyjne bunkrowania statków morskich skroplonym gazem ziemnym LNG. To pierwsze takie operacje przeprowadzone w portach morskich w Gdańsku i Gdyni. Współpraca obu firm w tym obszarze wzmocni konkurencyjność polskich portów i spopularyzuje ekologiczne paliwo LNG na Bałtyku.

- Bunkrowanie statków gazem ziemnym w postaci skroplonej stanowi kolejną z wielu możliwości wykorzystania gazu, który PGNiG sprowadza do Polski z Kataru, Norwegii i USA za pośrednictwem Terminalu LNG

im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Jesteśmy przekonani, że paliwo to, m.in. ze względu na ekologiczne walory, stanowi przyszłość transportu morskiego na Bałtyku – mówi Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. handlowych.

13 marca br. do zbiorników statku Fure Valo wtłoczono 54 tony paliwa LNG (32.000 Nm³ gazu). Jednostka należy do szwedzkiego armatora, który planuje dalszy rozwój floty napędzanej LNG, i do końca roku ma mieć sześć takich statków. Drugie bunkrowanie odbyło się 18 marca br. Do zbiorników statku Ireland trafiło 18 ton paliwa LNG (10800 Nm³) z jednej cysterny.

- Cieszę się, że zgodnie z zeszłorocznymi zapowiedziami dokonaliśmy pierwszych w pełni komercyjnych bun-

PGNiG w Norwegii

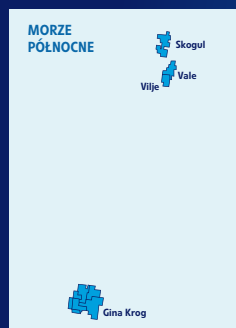
24 koncesje

Wydobycie gazu w 2018 roku:

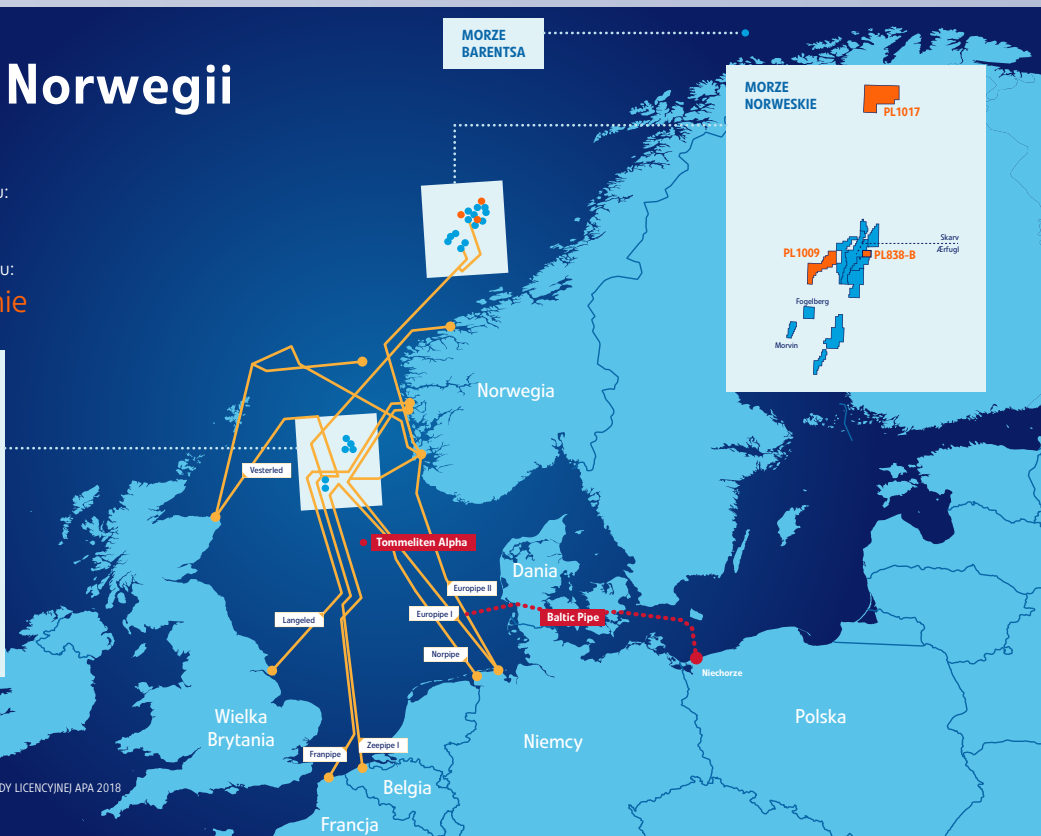
0,53 mld m³

Wydobycie gazu po 2022 roku:

2,5 mld m³ rocznie



- ISTNIEJĄCE GAZOCIĄGI
- - - BALTIC PIPE
- KONCESJE PGNiG
- KONCESJE UZYSKANE W RAMACH RUNDY LICENCYJNEJ APA 2018



Działamy na tamtym rynku od ponad 11 lat i zamierzamy, tak jak to już czynią nasi zachodni sąsiedzi, od 2022 roku sprowadzać stamtąd surowiec bezpośrednim gazociągiem z własnych złóż – dodał Piotr Woźniak.

Przyznanie PGNiG roli operatora na dwóch kolejnych koncesjach stanowi dowód uznania norweskich władz dla kompetencji spółki. W ramach koncesji PL838B oraz PL1017 PGNiG otrzymało dwa lata na wykonanie analiz geologicznych i geofizycznych, których celem będzie dokładne oszacowanie potencjału naftowego objętych koncesjami obszarów. Po tym okresie zostaną podjęte decyzje o wierceniu otworów poszukiwawczych lub zwolnieniu

niektórych koncesji bez wykonywania wierzeń (*drill or drop decision*). W ramach koncesji PL1009, na której rolę operatora pełni ConocoPhillips, partnerzy zobowiązani są do wykonania odwiertu poszukiwawczego w terminie dwóch lat.

Grupa Kapitałowa PGNiG obecna jest w Norwegii poprzez spółkę zależną – PGNiG Upstream Norway, która obecnie posiada udziały w 24 koncesjach. Norweskimi Szelf Kontynentalny objęty jest jednym z priorytetów inwestycyjnych określonych w „Strategii” Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017–2022.



krowań statków LNG w Polsce. To milowy krok w kierunku rozwoju tego rynku w polskich portach morskich, który znacząco zwiększy ich konkurencyjność – powiedział **Henryk Mucha**, prezes PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Zgodnie z dyrektywą w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, najpóźniej do końca 2025 r., w portach morskich powinna powstać odpowiednia liczba punktów bunkrowania LNG. W przypadku Polski mają to

być: Gdańsk, Gdynia, Szczecin i Świnoujście. Od tej chwili usługa bunkrowania LNG wchodzi do stałej oferty obu podmiotów i może być świadczona w obu trójmiejskich portach.

– Zainteresowanie usługą bunkrowania w polskich portach wśród armatorów jest bardzo duże. To zasługa rosnącej świadomości, że LNG – jako alternatywne paliwo żeglugowe – to jedyne rozwiązanie mogące spełnić zarówno obecne, jak i przyszłe normy emisyjne, przy jednoczesnej opłacalności ekonomicznej – powiedział **Marcin Szczudło**, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny odpowiedzialny za obszar CNG/LNG.

LNG będzie zyskiwać na popularności także ze względu na przyjęcie tzw. dyrektywy siarkowej. Komisja Europejska planuje do 2050 r. całkowicie wyeliminować emisje pochodzące z transportu morskiego. Dla Europy Środkowo-Wschodniej oznacza to normy bardziej restrykcyjne niż w innych częściach świata. Dyrektywa siarkowa nakłada na armatorów, których statki pływają po obszarze SECA (*Sulphur Emission Control Areas*), m.in. po Bałtyku i Morzu Północnym, obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1%.

Przyszłe modele **wzrostu** spółek **obrotu energią**

Jacek Brzozowski

Firmy oferujące energię i jej nośniki, z uwagi na charakter prowadzonej działalności i kształt rynków, przez wiele lat nie musiały wychodzić poza skuteczną i sprawdzoną formułę biznesową. To się jednak zmieniło – w następstwie uwolnienia rynku pojawiła się realna konkurencja. Ale to rozwój technologii oraz megatrendy społeczno-gospodarcze wymuszają zmiany, które w przyszłości wpłyną na sposób działania tej branży.

Strategia nigdy się nie sprawdza, ale jest potrzebna – to powiedzenie przypisywane jest jednemu z amerykańskich generałów, który słynął ze starannego planowania swoich operacji i towarzyszącej mu skuteczności. Nie bez przyczyny to jeden z licznych terminów, który do biznesu trafił z wojskowości – dobrze bowiem oddaje istotę podejścia do planowania działań biznesowych, uwzględniającą oparcie się na określonej orientacji, pozwalającą zdefiniować kierunek działania i mobilizującą zasoby. Dodatkowo, strategia definiuje cele i metody, przy uwzględnieniu rozwoju otoczenia rynkowego, dostępnych zasobów i wymagań czasowych. Na przykład naczelną orientacją przyświecającą działaniom PGNiG Obrót Detaliczny jest przekonanie, że to klienci i ich potrzeby stoją w centrum działania. Właśnie dlatego rozwój oferty produktowej powinien nie tylko odzwierciedlać, ale nawet wyprzedzać zmiany następujące w otoczeniu rynkowym.

To pozornie niepodważalne stwierdzenie wcale nie jest takie oczywiste. Przez wiele dekad handel energią oparty był na modelu operacyjnym polegającym na

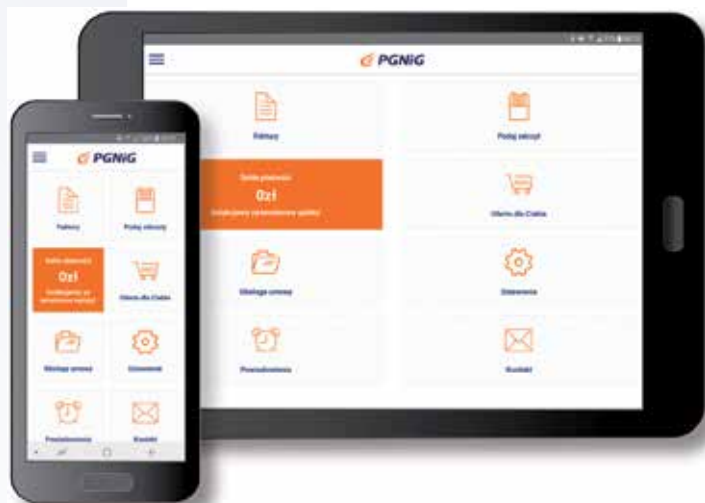
sprzedaży produktu wytworzonego w ramach działalności zintegrowanej pionowo (w modelu *upstream-downstream*). Potrzeba zmian i dostosowania, wynikająca z postępującej liberalizacji rynków energetycznych, stanowi główne tło procesów, którym w ostatnich latach podlegają firmy energetyczne. Podstawową przyczyną są jednak trendy modernizacyjne zachodzące we wszystkich płaszczyznach naszego życia.

O ile możemy więc przyjąć, że to obowiązujące modele regulacyjne stworzyły warunki do wykształcenia się efektywnej konkurencji na rynkach europejskich, to właśnie czynniki rynkowe napędzają obecnie największe przekształcenia. Wśród nich wpływ mają przede wszystkim:

- zmieniające się modele korzystania z energii,
- ograniczanie energochłonności i materiałochłonności gospodarek,
- rosnące oczekiwania klientów, związane z jakością i dostępnością kanałów obsługi,
- rozwój alternatywnych źródeł energii jako uzupełnienie źródeł tradycyjnych,
- nowe modele konkurowania i oferowania usług, widoczne w każdej gałęzi gospodarki.

Powyższe zjawiska, wkraczające w każdą sferę naszego życia, nie omijają także firm energetycznych. To wszystko składa się na „kreatywną destrukcję” lub „uberyzację”. Są to zjawiska wymuszające na firmach dostarczających energię lub jej nośniki dostosowanie swojego modelu biznesowego do dynamiki oraz oczekiwań po stronie konsumentów, przy założeniu, że ich potrzeby są coraz szerzej określane przez nowe megatrendy zarówno techniczne, jak i społeczno-ekonomiczne. Wśród nich najważniejsze są: digitalizacja procesów biznesowych, elektromobilność, Przemysł 4.0, Internet Rzeczy (IoT), inteligentny dom, gospodarka obiegu zamkniętego, rozwój zastosowań sztucznej inteligencji, Big Data i robotyzacja.

Taka sytuacja niesie konkretne wyzwania. Digitalizacja powoduje przenoszenie na energetykę oczekiwań ze sfery internetu, takich jak nieustanne porównywanie, optymalizowanie, negocjowanie warunków, wyszukiwanie no-





Potencjalne opcje rozwoju produktowego firm energetycznych – na podstawie opracowania firmy konsultingowej Arthur D. Little

wych, korzystniejszych ofert. Jednocześnie coraz trudniej jest zwrócić i utrzymać uwagę odbiorców. W tym kontekście niezwykle istotna jest umiejętność dostosowania się dostawców do „cyfrowej podróży klienta”, czyli reagowania na informacje gromadzone ze wszystkich kanałów komunikacji i obsługi. Towarzyszy temu rosnąca świadomość klientów. Dostrzegalny jest bardzo silny trend profesjonalizacji zakupów zarówno po stronie dużych firm, jak i w segmencie mniejszych podmiotów oraz instytucji i placówek publicznych. Stwarza to pole do popisu w zakresie tworzenia nowych, zaawansowanych produktów, ale niesie też ryzyko, które już obserwujemy. Tradycyjne rynki energetyczne stają się polem do ekspansji dla graczy spoza branży, a to grozi wykluczeniem ich z bezpośredniej relacji z klientami – poprzez innowacyjne podmioty z obszaru handlu internetowego czy mediów społecznościowych, których ambicją jest coraz większy wpływ na to, co klienci oglądają i jakie usługi wybierają. Odpowiedzią na to wyzwanie jest koncentracja na tym, aby tej relacji nie oddać, aby być jeszcze bliżej klienta. Innowacje konkurencyjne wymuszają więc na firmach energetycznych tworzenie własnych, nowatorskich koncepcji rozwoju.

Te wyzwania są tym istotniejsze, że w coraz większym stopniu mamy do czynienia z przenikaniem się branż i zacieraniem się granic między segmentami rynku. Na przykład w Sztokholmie jedna z firm energetycznych, we współpracy z firmami z branży IT, rozpoczęła pilotażowy projekt polegający na odzysku ciepła z gigantycznych serwerowni (wymagających chłodzenia) na rzecz ogrzewania budynków. Z kolei wiodące grupy energetyczne w Europie odchodzą od tzw. produktocentryzmu, czyli definiowania swojego pozycjonowania rynkowego przez pryzmat oferowanych produktów, na rzecz zintegrowanego zaspokajania potrzeb klientów wokół takich sfer działania jak dom, praca, biznes i transport.

W tych okolicznościach rośnie rola kultury innowacyjnej, rozumianej jako zdolność do efektywnego wykorzystania potencjału różnych jednostek biznesowych. Pozwala ona na szybkie wdrażanie nowych rozwiązań produktowych i organizacyjnych wspierających konkurencyjność firmy. Ze względu na wieloletnie przyzwyczajenia większość dużych spółek energetycznych wciąż obciążona jest pewnymi ograniczeniami, wynikającymi z modelu działania. Wolniej docierają do nich sygnały rynkowe, wolniej reagują również na nowe trendy i zjawiska po stronie popytowej. Coraz odważniej jednak sięgają do narzędzi pozwalających na nabywanie kompetencji i doświadczeń w budowaniu szybkiej ścieżki dla absorpcji innowacji do biznesu. Do takich rozwiązań należy zaliczyć inkubatory, programy akceleryjne czy inicjatywy badawcze, realizowane przeważnie przy wsparciu partnerów instytucjonalnych.

Istnieją różne teorie i przykłady praktyczne, w jakim kierunku postępować będą dalsze zmiany. Czy firmy obrotu energią pozostaną podmiotami branżowymi czy może przekształcą się w swego rodzaju platformy handlowe, zdolne do sprzedaży wszelkich produktów i usług, o które poproszą klienci? Czy rozwój będzie przebiegał wokół historycznie ukształtowanych kompetencji czy wręcz przeciwnie – zatrą się granice między podmiotami z powiązanych rynków i wszyscy będą oferować wszystko? Podstawowym celem w tym zmieniającym się otoczeniu rynkowym wydaje się budowa firmy zdolnej do adaptacji do każdych okoliczności, odpornej na przyszłe wyzwania, niezależnie od tego, jaki ostatecznie model działania okaże się optymalny.

Jacek Brzozowski, dyrektor Biura Rozwoju Biznesu, PGNiG Obrót Detaliczny

Kampania „Przyłącz się, liczy się każdy oddech” zawitała do kolejnych miast

Artur Michniewicz

Wiślica, Skawina i Ustrzyki Dolne to kolejne miasta, którym Polska Spółka Gazownictwa przekazała profesjonalne urządzenia do pomiaru jakości powietrza w ramach kampanii społecznej „Przyłącz się, liczy się każdy oddech”.

Kampania „Przyłącz się, liczy się każdy oddech” realizowana jest przez PSG od 2018 roku. Jej cel to walka ze smogiem, a tym samym poprawa jakości powietrza i życia mieszkańców. W ramach akcji organizowane są spotkania z ekspertami na temat znaczenia czystego powietrza i szkodliwości smogu, a także prezentacje walorów gazu jako ekologicznego i czystego paliwa będącego alternatywą dla starych pieców i kotłów węglowych.

Spotkanie w Ustrzykach Dolnych

25 lutego w Ustrzykach Dolnych na Podkarpaciu PSG przekazała Starostwu Powiatowemu profesjonalne urządzenie do pomiaru jakości powietrza. Konferencji towarzyszyły bezpłatne spirometryczne badania płuc dla mieszkańców, przygotowane dzięki współpracy z Polską Federacją Stowarzyszeń Chorych na Astmę, Alergię i POCHP.

Odbierając urządzenie do monitorowania jakości powietrza, Marek Andruch, starosta bieszczadzki, podzię-

kował Polskiej Spółce Gazownictwa za przekazanie sprzętu, który będzie wspomagał starania w zakresie działań zmierzających do poprawy jakości powietrza i ochrony środowiska. Starosta dodał również, że inicjatywa PSG jest spójna z działaniami starostwa, które chce zapewnić mieszkańcom Ustrzyk i okolic życie na jak najwyższym poziomie, a co się z tym wiąże – również jak najlepszą jakość powietrza.

Adam Pęziół, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Jaśle, omówił założenia kampanii oraz najważniejsze inwestycje spółki w województwie podkarpackim. Dodał również, że PSG, systematycznie rozbudowując sieć dystrybucji gazu, likwiduje tzw. białe plamy na mapie polskiego gazownictwa, dając możliwość korzystania z gazu ziemnego mieszkańcom tych gmin, którzy dotychczas musieli ogrzewać domy innymi – znacznie mniej ekologicznymi – rodzajami paliw. Korzystanie z gazu ziemnego jest jedną z najbardziej efektywnych metod walki ze smogiem.

– *Problem jakości powietrza występuje w Polsce nie od dzisiaj. Ale dopiero międzynarodowe raporty, nagłośnione przez ogólnopolskie media, rozpowszechniły ten temat. Według zestawienia Europejskiej Agencji Środowiska, Polska zajmuje pierwsze miejsce pod względem najwyższych stężeń pyłów PM2,5 oraz benzoapirenu wśród wszystkich państw UE – powiedział profesor Artur Badyda z Politechniki Warszawskiej, ekspert kampanii.*

Problem jakości powietrza stanowi duże wyzwanie zarówno dla polityków, jak i obywateli. Jest on złożony i zależy od wielu czynników. Stąd wiele działań, które można i należy przedsięwziąć w celu jego eliminacji. Wśród nich znajdują się m.in. zmiany prawne związane z wprowadzeniem norm jakości dla paliw stałych, rezygnacja z paliw stałych na rzecz ogrzewania gazowego i elektrycznego czy termomodernizacja. Pomocne będą narzędzia finansowe, które umożliwią ich realizację oraz skuteczna kontrola wdrażania, zwiększająca efektywność tych działań – podkreślił.



Od lewej: Jarosław Jaworski, burmistrz Wiślicy, poseł Krzysztof Lipiec i Radosław Słoniewski, dyrektor OZG Kielce.

Skawina – kolejne miasto w gronie uczestników kampanii

Konferencja prasowa połączona z podpisaniem porozumienia między PSG a gminą Skawina oraz przekazaniem urzędzenia do pomiaru powietrza odbyła się 27 lutego w skawińskim ratuszu.

Udział w niej wzięli m.in. Monika Kolasa, dyrektor Biura Wojewody Małopolskiego, Tomasz Ożóg, zastępca burmistrza Skawiny, oraz Paweł Firlej, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Krakowie.

Dyrektor Firlej zaprezentował działalność oddziału i plany inwestycyjne PSG dotyczące Małopolski. Wśród nich znalazły się gazyfikacja Szczawnicy i ościennych gmin, budowa gazociągu Krynica–Muszyna, a na terenie Skawiny m.in. inwestycje w Strefie Aktywności Gospodarczej. – *Bardzo aktywnie pracujemy nad tym, żeby pojawił się tam gaz* – stwierdził dyrektor Paweł Firlej. Podkreślił też aktywność władz miasta w działaniach na rzecz poprawy jakości powietrza i eliminacji źródeł niskiej emisji. – *Współpracę ze Skawiną możemy uznać za wzorową* – dodał.

O znaczeniu walki ze smogiem mówiła ekspert Dominika Mucha z Politechniki Warszawskiej. Wskazywała na jego ogromną szkodliwość, o której świadczą badania licznych instytucji krajowych i międzynarodowych. – *Z raportu Europejskiej Agencji Środowiska wynika, że z powodu przekroczenia ilości pyłu zawieszonego w powietrzu co roku w Polsce umiera przedwcześnie prawie 46 tys. osób, a 2700 z powodu nadmiaru tlenków siarki i azotu* – powiedziała.

Odbierający urządzenie do monitorowania jakości powietrza Tomasz Ożóg dziękował za dotychczasową współpracę ze spółką. Nawiązał też do działań władz miasta w zakresie promowania wśród mieszkańców wymiany przestarzałych kotłów i pieców węglowych na urządzenia przyjazne dla środowiska. – *W ubiegłym roku aż 70 procent osób, które zdecydowały się na wymianę źródeł ciepła, wybrało gaz* – dodał Tomasz Ożóg.

Konferencja w Wiślicy

Spotkanie w Wiślicy, które odbyło się 28 lutego br., było ostatnim w ramach kampanii „Przyłącz się, liczy się każdy oddech”. Udział w nim wzięł Radosław Słoniewski, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Kielcach, który w imieniu PSG przekazał urządzenie do pomiaru jakości powietrza burmistrzowi Jarosławowi Jaworskiemu. – *To urządzenie jest dla nas bardzo ważne także dlatego, że inicjuje rozpoczęcie procesu gazyfikacji Wiślicy, która – mam nadzieję – diametralnie zmieni stan powietrza w naszym mieście. A nie jest z nim najlepiej, zwłaszcza w sezonie grzewczym* – powiedział burmistrz.

Gościem specjalnym konferencji był Krzysztof Lipiec, poseł na Sejm RP. W krótkim wystąpieniu powiedział o aktywnych działaniach rządu w zakresie walki ze smogiem i zachęcał samorządowców i mieszkańców do skorzystania z funduszy w ramach programu „Czyste powietrze”. Podkreślił także znaczenie inwestycji PSG i zalety gazu



ziemnego. – *Błękitne paliwo jest nowoczesnym nośnikiem energii i jestem przekonany, że niebawem Wiślica z tego skorzysta* – stwierdził.

Przy okazji spotkania przedstawiono plany inwestycyjne PSG dotyczące województwa świętokrzyskiego. Zaprezentował je Tomasz Nowosielski, zastępca dyrektora OZG Kielce. Wskazał, że w ramach likwidacji „białych plam” spółka planuje gazyfikację 12 gmin, a poza nimi m.in. modernizację gazociągu Starachowice–Ostrowiec Świętokrzyski, budowanego jeszcze w ramach COP. Dominika Mucha z Politechniki Warszawskiej, ekspert kampanii, mówiła z kolei o zdrowotnych konsekwencjach zanieczyszczenia powietrza, powodującego w Polsce około 45 tys. rocznie przedwczesnych zgonów.



Kampania społeczna „Przyłącz się, liczy się każdy oddech” zawiązała łącznie do 22 miast w całej Polsce.

Artur Michniewicz, Departament Komunikacji,
Oddział Wsparcia w Warszawie

Wyzwania w zakresie przesyłu gazu ziemnego z domieszką wodoru

Dorota Polak, Paweł Szufleński

Jednym z najważniejszych wyzwań, przed jakimi stoi obecnie ludzkość jest walka z postępującymi zmianami klimatu. Już w trakcie Szczytu Ziemi w Rio de Janeiro w 1992 r. przyjęto trzy konwencje, wśród których znalazła się międzynarodowa umowa klimatyczna, czyli Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC). Zgodnie z jej postanowieniami państwa mają wspólnie starać się spowolnić globalne ocieplenie i zmianę klimatu oraz walczyć ze skutkami tych zjawisk.

Kolejnymi ważnymi inicjatywami mającymi ograniczyć emisje gazów cieplarnianych do atmosfery były Protokół z Kioto z 1997 r. oraz Porozumienie Paryskie, które weszło w życie 4 listopada 2016 roku, po tym, jak zostały spełnione warunki ratyfikacji przez co najmniej 55 państw, które są łącznie odpowiedzialne za przynajmniej 55% globalnych emisji gazów cieplarnianych. Na uwagę zasługuje fakt, że wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej ratyfikowały porozumienie.

Również UE wyznaczyła sobie cele dotyczące stopniowego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 2050 r. Główne cele w zakresie klimatu i energii określono w pakiecie klimatyczno-energetycznym do 2020 roku oraz w ramach polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030. Cele te mają wyznaczać kierunek na drodze do transformacji unijnej gospodarki do 2050 roku zgodnie z planem działania dotyczącym przejścia na gospodarkę niskoemisyjną.

W październiku 2014 roku przywódcy krajów UE wyznaczyli nowe cele dotyczące klimatu i energii na 2030 rok. Obejmują one:

- zmniejszenie o co najmniej 40 proc. emisji gazów cieplarnianych w UE w porównaniu z poziomem z 1990 roku,
- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do poziomu wynoszącego co najmniej 27 proc.,
- poprawę o co najmniej 27 proc. efektywności energetycznej.

Aby przeciwdziałać niebezpiecznym zmianom klimatu, w dłuższej perspektywie konieczne będą dalsze ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. W ramach wspólnych wysiłków podejmowanych przez kraje rozwinięte UE zobowiązała się, że do 2050 roku ograniczy emisje o 80–95 proc. w porównaniu z poziomem z 1990 roku.

Mając na uwadze cele klimatyczne, można zaobserwować różne inicjatywy zmierzające do promowania odnawialnych źródeł energii lub paliw alternatywnych. Paliwem takim może być wodór. Może on pochodzić z reformingu parowego lub być uzyskiwany w procesie elektrolizy, w wyniku zagospodarowania „nadmiarowej” energii elektrycznej wytworzonej przez OZE w procesie elektrolizy (tzw. zielony wodór).

W zależności od wielkości zapotrzebowania odbiorców końcowych na wodór, może on być transportowany z wykorzy-

staniem zbiorników, za pomocą dedykowanych rurociągów, z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury gazowej jako doładowania do gazu ziemnego oraz za pomocą autocystern. Technologie transportu z wykorzystaniem zbiorników ciśnieniowych są już dość dobrze rozwinięte, natomiast przesył wodoru jako domieszki do gazu ziemnego gazociągami stanowi nadal duże wyzwanie technologiczne.

Projekty wodorowe

Na terenie Unii Europejskiej realizowanych jest kilka projektów pilotażowych, mających za zadanie zbadanie możliwości przesyłu wodoru gazociągami.

Na podstawie analizy mapy projektów Power-to-Gas w Europie [<http://europeanpowertogas.com/projects-in-europe>] można zauważyć, że liderami projektów dotyczących zagospodarowania wodoru są Niemcy, Holandia, Dania i Wielka Brytania.

Na szczególną uwagę zasługuje przeprowadzony w Wielkiej Brytanii **projekt H21 Leeds City Gate**. Prace prowadzone były przez konsorcjum, w skład którego weszli operator systemu dystrybucyjnego Northern Gas Networks, Kiwa Gastec, Amec Foster Wheeler oraz niezależni konsultanci. Dotyczył on zbadania możliwości pełnej konwersji sieci gazowej w mieście Leeds na wodór.

Zgodnie z wynikami projektu, najwcześniejszym terminem rozpoczęcia konwersji brytyjskiego miasta z wykorzystaniem modelu Leeds jest rok 2025.

We Francji realizowany jest **projekt Jupiter1000** [www.jupiter1000.eu]. Jego koordynatorem jest GRTgaz, natomiast w skład konsorcjum weszły Atmosat, RTE, McPhy, Marseille Fos, Leroux & Lotz, CNR, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) oraz TIGF. Celem projektu jest zbadanie możliwości magazynowania energii elektrycznej w postaci wodoru uzyskiwanego w procesie elektrolizy. Wodór mieszany jest z gazem ziemnym w odpowiednich proporcjach (obecnie maksymalnie 6%) i włączany do sieci gazu ziemnego.

Projekt Hydrogen Mobility Europe [www.h2me.eu] realizowany jest przez ponad 40 partnerów z dziewięciu krajów. Łączą ich doświadczenia związane z transportem, wodorem oraz energetyką. Projekt ten ma na celu potwierdzenie technicznej i handlowej gotowości pojazdów, stacji paliw i technik wytwarzania wodoru.

Brytyjski projekt **HyDeploy** realizowany jest przez Northern Gas Networks, Cadent Gas, Keele University, Health & Safety Laboratory, ITM Power oraz Progressive Energy. Polega na zbadaniu możliwości użytkowania gazu ziemnego z dodatkiem 20% wodoru pochodzącego z odnawialnych źródeł energii, bez konieczności zmiany urządzeń domowych (kuchenki gazowe, kotły grzewcze). Badania dotyczą wprowadzania wodoru do prywatnej sieci gazowej w Keele Campus, wielkości małego miasteczka.

Także Polska może pochwalić się realizacją kilku ważnych projektów wodorowych, w których brał udział również GAZ-SYSTEM.

Kluczowym zadaniem GAZ-SYSTEM jest zapewnienie bezpiecznego transportu paliw gazowych siecią przesyłową na terenie całego kraju, w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych, podłączonych do systemu przesyłowego. Aktywność GAZ-SYSTEM koncentruje się więc na działaniach związanych z badaniem możliwości bezpiecznego przesyłu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem systemem przesyłowym gazu ziemnego.

GAZ-SYSTEM w ostatnich latach aktywnie uczestniczył w działalności **European Power to Gas Platform** – inicjatywy zrzeszającej takie podmioty jak Teréga, Ontras, MicrobEnergy, GRTgaz, Edison EDF, Gas Networks Ireland, DNV GL, Alliander, Energinet, Fluxys, Gasunie oraz GERG. Głównymi celami platformy były: wymiana informacji w zakresie wdrażania technologii *Power-to-Gas* oraz współpraca zainteresowanych stron przy inicjowaniu prac R&D i projektów demonstracyjnych związanych z wytwarzaniem i zagospodarowaniem wodoru.

W ramach konsorcjum: Grupa LOTOS S.A. – lider konsorcjum, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Akademia Górniczo-Hutnicza, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP sp. z o.o., Politechnika Śląska oraz Politechnika Warszawska – zrealizowany został **projekt Hestor**. Był on sfinansowany ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Jego celem było zbadanie możliwości zmagazynowania w kawernach solnych wodoru uzyskanego z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz dalsze jego wykorzystanie do celów energetycznych, technologicznych i jako paliwa w transporcie. Istotnym aspektem było określenie ekonomicznych warunków opłacalności projektu. Założono, że wodór zostanie wytworzony na drodze elektrolizy wody z wykorzystaniem nadmiarowej energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

W ramach współpracy z Grupą PGE GAZ-SYSTEM wykonał „**Studium wykonalności budowy instalacji *Power-to-Gas***”, czyli zastosowania technologii magazynowania energii, polegającej na przemianie energii elektrycznej na inny nośnik energii, tj. na paliwo gazowe.

W ramach współpracy z Groupe Européen de Recherches Gazières (GERG), przy udziale E.ON Technologies GmbH, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. oraz Kiwa Technology B.V., zrealizowano również **projekt DomHydro**, analizujący wpływ gazu ziemnego zawierającego dodatek wodoru na wybrane urządzenia spalające paliwo gazowe. Obecnie w trakcie realizacji jest międzynarodowy **projekt HYREADY**, którego celem

jest określenie wytycznych w zakresie przygotowania gazowego systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego do przesyłu gazu ziemnego z dodatkiem wodoru. W projekt zaangażowanych jest 13 firm.

Pracownicy GAZ-SYSTEM regularnie uczestniczą w pracach CEN/CENELEC SFEM WG Hydrogen. W ramach zespołu opracowywane są normy i wytyczne w celu ustandaryzowania na rynek elektroenergetyczny zeroemisyjnego nośnika energii – wodoru, kwestii dotyczących wodoru, a zwłaszcza w pracach grupy CEN/CLC TC 6 Hydrogen in Energy Systems, która zajmuje się standaryzacją zagadnień związanych z zatłaczaniem wodoru do sieci gazowej.

Mimo wielu prac, które zostały już wykonane, przed branżą gazowniczą jest jeszcze dużo zagadnień wymagających szczegółowego przeanalizowania i wykonania dodatkowych badań. Brakuje jednoznacznych wytycznych, które wskazywałyby na techniczne możliwości transportu wodoru jako domieszki do gazu ziemnego. Załącznik E (informacyjny) normy PN-EN 16726+A1:2018-11 – Infrastruktura gazowa – Jakość gazu – Grupa H – wskazuje na podstawie przeprowadzonych analiz w ramach grupy GERG, że dodanie do 10% H₂ możliwe jest w niektórych częściach systemu gazowego. Wskazuje również, że H₂ jest dobrym substratem dla bakterii redukujących siarczany i siarkę. Istnieje więc ryzyko związane ze wzrostem zawartości bakterii w podziemnych magazynach gazu, prowadzącym do tworzenia się siarkowodoru, zużycia wodoru i zatykania porów skały złożowej. Natomiast specyfikacja UN ECE R110 określa wartość graniczną wodoru, wynoszącą 2% obj. w stalowych zbiornikach pojazdów na CNG, co w przypadku zlokalizowania stacji CNG przy gazociągach znacząco ogranicza poziom dozwolonej koncentracji wodoru. W załączniku do ww. normy również wskazywane są ograniczenia odnośnie do koncentracji wodoru dla turbin gazowych.

Niezwykle istotne jest wykonanie szczegółowej analizy systemu przesyłowego gazu ziemnego i wykonanie prac badawczych pod kątem możliwości przesyłu gazu ziemnego domieszkowanego wodorem o różnym poziomie jego koncentracji, biorąc pod uwagę m.in. materiały, z których zbudowana jest infrastruktura, zespoły sprężające gaz oraz systemy pomiaru ilości i jakości gazu. Istotne jest również odpowiednie zabezpieczenie odbiorców końcowych „wrażliwych” na wodór, który może wystąpić w gazie ziemnym. Tego typu analiza obecnie realizowana jest w GAZ-SYSTEM.

Równolegle do prowadzonych prac i analiz związanych z określeniem technicznych możliwości transportu wodoru, konieczne jest wypracowanie na poziomie kraju i UE odpowiednich regulacji dotyczących przesyłu wodoru jako dodatku do gazu ziemnego. Będą one miały wpływ na wewnętrzne regulacje operatorów systemów przesyłowych gazu ziemnego, tj. w naszym przypadku na „Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej”.

Dr inż. Dorota Polak, wiodący specjalista w Pionie Badań i Rozwoju GAZ-SYSTEM

Dr inż. Paweł Szufleński, zastępca dyrektora w Pionie Badań i Rozwoju GAZ-SYSTEM

Cyfrowe miejsce pracy

Wioletta Rodak-Słabuszewska

W marcu br. w spółce Gas Storage Poland (GSP) wdrożono platformę intranetową GSPnet. Dzięki temu organizacja weszła na nowy poziom cyfryzacji i unowocześnienia funkcjonowania firmy. Intranet to puzzle służące wzmocnieniu sprawności wewnętrzzorganizacyjnej. Puzzle, które trzeba poukładać, a każdy z nich ma swoje miejsce.

Prowadzenie biznesu w branży gazowniczej w cyfrowych czasach wymaga dostosowania się do wyzwań rynku i potrzeb pracowników. Papierowe procedury nie nadążają za trendami. Firmowe zasoby i procesy przenosi się na cyfrowe platformy. Dotyczy to również komunikacji wewnętrznej w przedsiębiorstwach. Wszystko, co może być zdigitalizowane, będzie zdigitalizowane.

Nowoczesne firmy mają portale intranetowe, które nie tylko są biuletynami informacyjnymi, ale pełnią również funkcje operacyjne, umożliwiając dostęp do innych systemów informatycznych z centralnego punktu startowego (tzw. *dashboard*). Taki system intranetowy to „cyfrowy kombajn”, umożliwiający między innymi wymianę danych między działami, pracę grupową oraz dostęp do aktualnych informacji o wydarzeniach w przedsiębiorstwie.

Dotychczas w spółce Gas Storage Poland wykorzystywanych było kilka narzędzi komunikacji wewnętrznej, ale spółka nie miała nowoczesnego portalu intranetowego. Jednym ze stosowanych wcześniej narzędzi był ECM, czyli system zarządzania informacją i dokumentacją. Niestety, zastosowana technologia nie spełniła oczekiwań użytkowników. Dlatego GSP potrzebowało systemu, który największe korzyści przyniesie w obszarze komunikacji z pracownikiem, przepływu informacji, organizacji pracy, archiwizacji dokumentacji oraz ogólnego usprawnienia i przyspieszenia procesów zachodzących w firmie.

Głównym celem biznesowym projektu wdrożenia platformy intranetowej GSPnet jest zwiększenie efektywności pracy całej organizacji poprzez:

- usprawnienie komunikacji wewnętrznej,
- digitalizację informacji (sposoby gromadzenia i dostępu do wiedzy),
- optymalizację dostępu do innych systemów sieci lokalnej (integracja z aplikacjami Microsoft i innych producentów),
- automatyzację wybranych procesów biznesowych.

ETAP PLANOWANIA GSPnet

Proces wdrożenia nowej platformy rozpoczęto od zaplanowania działań. Zgromadzono informacje, głównie ze stron internetowych firm zajmujących się wdrażaniem intranetów, na temat dobrych praktyk, kolejności działań i metod podejścia do projektów intranetowych. Dzięki temu powstał obraz, na podstawie którego miał być poprowadzony projekt GSPnet. Z zebranej wiedzy wy-

łonił się harmonogram jego przygotowania. Pierwszym etapem było poznanie potrzeb intranetowych pracowników Gas Storage Poland. Do tego celu wykorzystano 12-osobowy zespół projektowy, składający się z pracowników GSP ze wszystkich trzech lokalizacji firmy.

ETAP BADANIA POTRZEB PRACOWNIKÓW GSP

Na początku wspólnie z zespołem projektowym postanowiono opracować pytania do ankiety pracowniczej. Wyszło ich 8. Zespół zdecydował się na taką kolejność pytań, aby na początku ankiety pracownicy nie sugerowali się żadnymi podpowiedziami i aby samodzielnie odpowiadali, jakiego intranetu oczekują. Dopiero druga część kwestionariusza zawierała konkretne odpowiedzi do wyboru.

Kolejnym etapem badań były pogłębione wywiady (*in depth interviews*, IDI), które przeprowadził każdy członek 12-osobowego zespołu projektowego. W zależności od wielkości działu przeprowadzano wywiady z co najmniej dwoma, a maksymalnie z pięcioma osobami w GSP z najbliższego otoczenia. Po zakończeniu wywiadów każdy członek zespołu projektowego przesłał do kierownika projektu GSPnet swoje notatki, które poddano analizie razem z materiałem zebrany z ankiet. Na tej podstawie powstała lista, która wymagała obróbki analitycznej. Opracowano zestawienie, zaprezentowano je zespołowi projektowemu, a następnie omówiono. W ramach tej wspólnej pracy uzyskano listę funkcji, które podzielono na moduły, a następnie naniesiono na pierwszą mapę intranetu. Po zebraniu dodatkowych informacji z dialogu technicznego, z ekspertami z firm wdrażających portale intranetowe, zespół intranetowy w ramach iteracji przygotował drugą, ulepszoną mapę GSPnet.

ETAP PROJEKTOWANIA PLATFORMY INTRANETOWEJ GSPnet

Po wyłonieniu – w ramach postępowania zakupowego – wykonawcy GSPnet, rozpoczęto prace projektowe. Jako pierwszą opracowano analizę przedwdrożeniową. Następnie zespół projektowy dostarczył persony – archetypy użytkowników GSPnet, aby wykonawcy łatwiej było zaprojektować szatę graficzną dla platformy. Jednym z najważniejszych zadań było opracowanie nowoczesnej i wyróżniającej się szaty graficznej, zgodnej z kolorystyką firmową.

Mapa GSPnet



Źródło: materiały własne Gas Storage Poland.

ETAP WDROŻENIA CYFROWEGO MIEJSCA PRACY

Na podstawie przygotowanego projektu technicznego uruchomiono portal intranetowy na serwerze testowym. Po zakończeniu serii testów i naniesieniu wszystkich korekt, w marcu 2019, nastąpiło wdrożenie platformy GSPnet w środowisku produkcyjnym.

Szata graficzna GSPnet



Źródło: materiały własne Gas Storage Poland.

Platforma intranetowa GSPnet to duże osiągnięcie dla spółki Gas Storage Poland. Rozpoczynając projekt budowy intranetu dla GSP, mieliśmy przed sobą pustą kartkę, którą trzeba było zapisać informacjami. Wykorzystano do tego User Centered Design (UCD) i User Experience (UX), badając potrzeby pracowników GSP. Oceniając ten projekt poprzez model ewolucji intranetu, GSP z najniższego poziomu – intranetu podstawowego – od razu wskoczyło na poziom najbardziej zaawansowany – cyfrowe miejsce pracy.

Praca nad platformą GSPnet nigdy się jednak nie skończy. W miarę rozwoju spółki GSP, jej intranet będzie rozwijał się razem z nią o kolejne funkcje i moduły. Skoro organizacja zdecydowała się na elektroniczny model biznesowy w postaci spersonalizowanego portalu i platformy współpracy, to nie może zejść z raz obranej ścieżki. Tylko konsekwentne działanie przyniesie wymierne korzyści i efekty w budowaniu kultury

organizacyjnej opartej na wiedzy w elektronicznym środowisku pracy.

Wioletta Rodak-Słabuszewska, główny specjalista ds. komunikacji w GSP, kierownik projektu GSPnet

Więcej informacji na temat studium przypadku GSPnet oraz platform intranetowych w książce Urszuli Kandefar i Grzegorza Mazurka pt. „Intranet – skuteczna komunikacja wewnętrzna w organizacji”, Warszawa 2019.

Jeden z najnowocześniejszych w Polsce bloków energetycznych

Ewa Paczeńny-Lach

7 listopada 2018 roku w Oddziale „Zofiówka”, należącym do PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA, dokonano uroczystego oddania do eksploatacji jednego z najnowocześniejszych w Polsce, wielopaliwowych bloków energetycznych o mocy 80 MW_e.



Uczestnicy uroczystości otwarcia bloku energetycznego przed pałacem w Boryni.

– Grupa PGNiG, odpowiadając na wyzwania rynkowe, realizuje ambitne inwestycje rozwojowe. Nowy blok energetyczny w Oddziale „Zofiówka” stanowi kluczowy element strategii bezpieczeństwa energetycznego dla mieszkańców Jastrzębia-Zdroju i kopalń funkcjonujących na tym terenie. Inwestycja pozwoli na produkcję energii elektrycznej i ciepła przez następne 30 lat – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA.

Blok fluidalny CFB charakteryzuje się nie tylko najnowocześniejszymi rozwiązaniami technologicznymi, ale też kompleksową dbałością o środowisko naturalne.

Wybudowany kocioł CFB jest jedyną w Polsce jednostką tego typu, pozwalającą na jednoczesne spalanie aż czterech różnych paliw: węgla, paliwa niskokalorycznego (mułów), gazu z odmetanowania kopalń oraz biomasy. Dzięki zastosowanej technologii parametry techniczne bloku spełniają wymagania unijnego prawa w zakresie ochrony środowiska – dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (IED).

Budowa bloku CFB była wyjątkowo trudnym wyzwaniem logistycznym i technicznym. W ramach przedsięwzięcia powstało m.in.

55 nowych obiektów budowlanych, a 5 zmodernizowano. Realizacja bloku w znacznym stopniu prowadzona była w obrębie czynnych instalacji i urządzeń elektrociepłowni, co wymagało planowania prac w taki sposób, aby zapewniać ciągłość produkcji zakładu.





Uroczyste przecięcie wstęgi przez (od lewej): Jarosława Głowackiego, prezesa PGNiG TERMIKA, Piotra Woźniaka, prezesa PGNiG, i Marka Rusakiewicza, prezesa PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa.

Wybudowano nowy blok w samym środku pracującej elektrociepłowni. Instalacja dostarczy do krajowych odbiorców energię elektryczną i ciepłą do pobliskich zakładów, a także dla mieszkańców prawie 100-tysięcznego Jastrzębia-Zdroju. Nowy blok to 80 MW mocy elektrycznej brutto oraz ok. 125 MW mocy cieplnej.

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA należy do Grupy Kapitałowej PGNiG TERMIKA.

Ewa Pacześny-Lach, PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA



Zmiany w gazownictwie w okresie trzydziestu lat

Ryszard Ceglarek, Artur Kościński, Krzysztof Wolski

Na przełomie lat 80. i 90. ubiegłego wieku w Polsce rozpoczął się etap wielkich przemian. Ich wynikiem był coraz szybciej postępujący rozwój technologiczny. Zaczęły do nas napływać rozwiązania dużo wcześniej stosowane w krajach zachodnich. Po prawie 30 latach od chwili rozpoczęcia przemian technika jest tak zaawansowana, że możemy prawie wszystkim sterować zdalnie za pomocą telefonu, a komunikować się za pomocą zegarka. A jak wyglądały początki?

Kiedy w latach 1989 i 1990 rozpoczęła się nasza „przygoda” z branżą gazowniczą w Wielkopolskim Okręgowym Zakładzie Gazownictwa w Poznaniu (WOZG), funkcjonował tam system opracowany przez Instytut Nafty i Gazu. Urządzenia do zbierania danych pomiarowych CST72, instalowane na stacjach redukcyjnych gazu, miały duże gabaryty i były bardzo ciężkie. Funkcjonowanie CST72 oparto na bazie bramek logicznych TTL. Obecnie wydaje się to niemożliwe, ale w tym urządzeniu nie było mikroprocesora, a konfiguracja stacji polegała na wkładaniu odpowiednich modułów i ustawieniu przycisków na panelu czołowym.

Dane z poszczególnych CST72 zbierano za pomocą jednostki centralnej o symbolu UST, również opracowanej przez INiG. Współpracowała ona z dwoma terminalami monochromatycznymi, mającymi ekran w kolorze zielonym. Z powodu wypalania się luminoforu, po około roku eksploatacji wartości danych można było odczytywać nawet przy wyłączonym monitorze. Cała konfiguracja transmisji i parametrów wyświetlanych na ekranie zapisana była w pamięci EPROM. Jakkolwiek zmiana konfiguracji, dodanie lub zmiana układu wyświetlanych parametrów, wiązała się ze zdemontowaniem urządzenia i zawiezieniem do Instytutu Nafty i Gazu w celu przeprogramowania pamięci.

Do połączenia i przesyłu danych niezbędne było jeszcze urządzenie do transmisji danych oraz linia telefoniczna (najczęściej dzierżawiona). Tutaj z pomocą polskiemu przemysłowi przyszła poznańska Teletra, produkująca Urządzenia Telegrafii Wielokrotnej TgFM. Ponieważ były one eksportowane do innych krajów bloku wschodniego, a zwłaszcza do ZSRR, gdzie płacono nie za sztukę, a za kilogram urządzenia, konstruktorzy z Teletry dołożyli wszelkich starań, aby „cena” osiągnęła odpowiedni poziom wagowy. Skutek był taki, że należało wykonać „pancerne” stalowe regały o bardzo dużej nośności, które wytrzymałyby ciężar aparatów transmisyjnych. W początkowym okresie system obsługiwał około trzech, a potem pięć głównych obiektów i z każdego transmitowano kilkanaście parametrów. Prędkość transmisji wynosiła 100 b/s – 100 bitów na sekundę!

Rok 1992 zaowocował pojawieniem się nowego systemu o nazwie Telas, który powstał we współpracy z pracownikami Politechniki Poznańskiej i zastąpił urządzenie UST. Funkcjonował on już na komputerach PC i był oparty na systemie operacyjnym DOS. Dzięki możliwości dodawania kanałów transmisji i dowolnej konfiguracji ekranów stacje dyspozytorskie mogły swobodnie się rozwijać. Przyzwyczajenie, że podstawą pracy dyspozytorów jest telefoniczna lub radiowa łączność głosowa i specjalny, ręcznie zapisywany dziennik dyspozytora oraz przekonanie o niekorzystnym dla człowieka wpływie monitorów komputerowych, powodowały „opór” przed wprowadzaniem nowych technologii. Przez ponad pół roku pracownicy siedzieli przy nakrytych gazetami monitorach, ponieważ „miały one rakotwórczy wpływ na ludzi”. Program Telas ewoluował, dochodziły nowe funkcjonalności, dokładane były nowe „drivery” do współpracujących z pojawiającymi się na



Przykładowe zdjęcia szafek telemetrii stosowanych na małych obiektach gazowniczych (zdjęcie pochodzi z dokumentacji firmy COMMON).

rynku urządzeniami, aż w końcu zaimplementowana została aplikacja automatycznego tworzenia raportu godzinowego i dobowego. Ten moment stał się przełomem w funkcjonowaniu systemu i pracy dyspozytorów. Powoli z monitorów zaczęły znikać gazety, a system telemetrii okazał się bardzo przydatny i stał się niezbędny do pracy. Nocne wizyty w gazowni w celu usuwania zdarzających się awarii stały się faktem, bo przecież „raporty to się w średniowieczu ręcznie robiło”.

W latach 199–1994 w polskim przemyśle pojawił się „duch postępu”. Na rynek wprowadzono pierwsze modemy do transmisji danych, które zaczęły „wypychać” z eksploatacji urządzenia telegrafii wielokrotnej TgFM, i umożliwiły zwiększenie prędkości danych do 1200–9600 bit/s. Wprowadzenie łączności modemowej zaowocowało dalszym wzrostem liczby obsługiwanych obiektów. Ze względu na możliwości techniczne polskiej telekomunikacji oraz koszty utrzymania łączy bezpośrednich duża część mniej istotnych obiektów „odpytywana” była za pomocą łączy komutowanych kilka razy na dobę. Pojawiły się także pierwsze modele sieciowego przelicznika gazu firmy PLUM. Wraz z pojawieniem się Windows 95 system Telas został wyparty przez nową wersję, pracującą już w okienkach – Telwin. Urządzenia do zbierania danych pomiarowych CST72 zastąpiono mikroprocesorowymi stacjami pomiarowymi, zaprojektowanymi i produkowanymi przez pracowników Działu Pomiarów i Automatyki. Urządzenia te zbudowane były na bazie procesora Z80, stosowanego między innymi w słynnych komputerach ZX Spektrum.

W drugiej połowie lat 90. ubiegłego wieku na zlecenie gazowni poznańskiej została zaprojektowana i później produkowana kolejna wersja mikroprocesorowej stacji pomiarowej, w pełni konfigurowalnej i o znacznie większej dokładności przetwornika. Kolejnym krokiem było zastosowanie w gazownictwie programowalnych sterowników PLC.

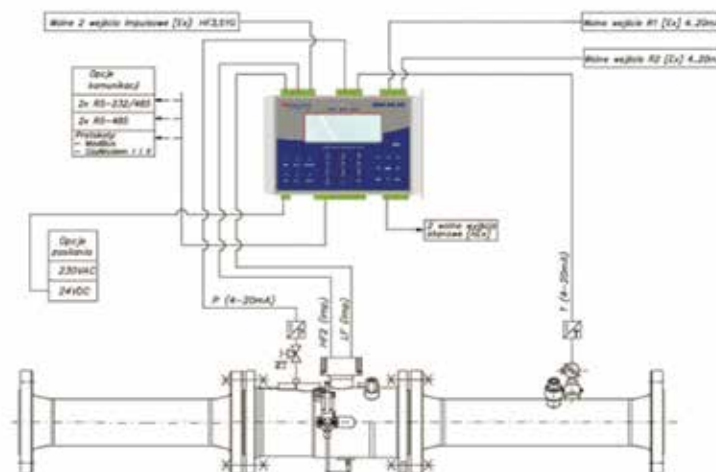
Dużym przełomem w drugiej połowie lat 90. było wprowadzenie łączności GSM, a później zasilających je paneli fotowoltaicznych. Technologia ta umożliwiła monitorowanie nawet małych obiektów gazowniczych, bez dostępu do linii telefonicznych i źródła zasilania. Powszechny dostęp i obniżenie kosztów urządzeń transmisji danych (głównie GSM) oraz powszechne stosowanie na stacjach redukcyjno-pomiarowych i w punktach pomiarowych elektronicznych przeliczników spowodowały gwałtowny wzrost liczby obsługiwanych obiektów. W tym okresie większość przemysłowych odbiorców gazu poddano telemetryzacji.

W kraju dał się zauważyć bardzo wyraźny podział w podejściu do telemetrii z obiektów gazowniczych. Poznański okręg postawił głównie na łączność „modemową” – stacje „odpytywane” były rzadko (najwyżej kilka razy na dobę), lecz w ten sposób nawet małe obiekty były monitorowane. Stałe łącza i transmisję danych on-line posiadały tylko duże obiekty oraz poszczególne rejon i rozdzielnie gazownicze. Jeden z okręgów swoją sieć telemetrii zbudował głównie na bazie łączności radiowej. Inny do systemu telemetrii włączał głównie duże obiekty, stosując łącza dedykowane. Te pionierskie systemy zdalnej transmisji danych

w przemyśle gazowniczym budowane były stosunkowo niskim nakładem środków i niejednokrotnie dzięki oddolnej inicjatywie działów pomiarowych i automatyki.

Początek XXI wieku to bardzo szybki rozwój infrastruktury informatycznej i dostępności zaawansowanych systemów transmisji danych. Komputery klasy PC coraz częściej zastępowane były serwerami sieciowymi, działającymi w systemach redundantnych, gromadząc już dużą liczbę parametrów w bazach danych SQL. Podczas budowy nowych gazociągów często równolegle układane są linie światłowodowe, zapewniające łączność pomiędzy obiektami zainstalowanymi na gazociągu. Coraz częściej na obiektach gazowniczych implementowana jest funkcja zdalnego sterowania. System telemetrii, czyli zdalnej wizualizacji parametrów obiektów technologicznych przekształcił się w rozbudowany system – SCADA (ang. *Supervisory Control And Data Acquisition* – system informatyczny nadzorujący przebieg procesu technologicznego lub produkcyjnego). Obecnie SCADA jest podstawowym narzędziem pracy każdego dyspozytora, dostarcza danych do planowania i umożliwia kontrolę nad pracą obiektu. W skali krajowej dane z systemów SCADA umożliwiają prognozowanie zapotrze-

Przykładowy schemat współczesnego układu pomiarowego z gazomierzem turbinowym



Rysunek pochodzi z dokumentacji firmy INTEGROTECH.

bowania na gaz i symulację zachowania się całego systemu gazowniczego Polski. Niejednokrotnie automatycznie dostarczają dane do systemów rozliczania pomiędzy odbiorcami i dostawcami gazu.

Jako ciekawostkę można dodać, że w początkowym okresie transmisja danych z pierwszej uruchomionej tłoczni gazu na gazociągu jamalskim do Krajowej Dyspozycji Gazem zrealizowana była z wykorzystaniem systemu TelWin i łączności przy użyciu zwykłej komutowanej linii telefonicznej. System ten, który tylko tymczasowo miał zapewnić transmisję danych, działał jeszcze kilka lat.

Ryszard Ceglarek w latach 1989–1999 WOZG w Poznaniu, 2000–2004 w ATREM S.A., od 2004 r. w EuRoPol GAZ s.a.
 Artur Kościński od 1995 w EuRoPol GAZ s.a.
 Krzysztof Wolski w latach 1990–1999 WOZG w Poznaniu, 2000–2004 ROP w Poznaniu, od 2004 r. w EuRoPol GAZ s.a.

Wiedza uczy pokory



– *Matematyka nie rządzi światem, ale ten świat opisuje* – mówi Ian Stewart, znany brytyjski matematyk. – *Temu kto nie zna matematyki, trudno spostrzec głębokie piękno przyrody* – potwierdza sławny fizyk, Richard Feynman. To trafne usytuowanie myśli matematycznej. Ale w przypadku praktycznych zastosowań, zwłaszcza związanych z naturalnymi obiektami, jakimi są złoża węglowodorów, to za mało. W optymalizacji złoża lub podziemnego magazynu gazu wykorzystanie klasycznych metod matematycznych wyznaczania sterowania optymalnego jest bardzo trudne ze względu na brak bezpośredniej zależności między funkcją celu a zmiennymi decyzyjnymi. Innowacyjnym rozwiązaniem jest wykorzystanie do analizowanego problemu połączenia metod sztucznej inteligencji z komputerową symulacją. W tej dziedzinie olbrzymi dorobek naukowy posiada prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa, kierownik Katedry Inżynierii Naftowej AGH.

Jerzy Stopa zainteresowanie matematyką wyniósł z rodzinnego, inżynierskiego domu. Edukacja szkolna tylko umocniła tę pasję dzięki znakomitym nauczycielom krakowskiego liceum, jakimi byli prof. Maciej Klakla, matematyk, oraz prof. Władysław Błasiak, fizyk. Jedyną wątpliwość odnosiła się do wyboru kierunku studiów – matematyka czy fizyka. W Akademii Górniczo-Hutniczej, na istniejącym wówczas wydziale elektrotechniki, automatyki i elektroniki, uruchomiono właśnie nową specjalność: matematykę stosowaną. To był najlepszy wybór, bo w programie studiów było bardzo dużo i matematyki, i fizyki, ale też wiele przedmiotów inżynierskich. Po ukończeniu studiów (w 1981 roku) od razu powstał plan studiów doktoranckich. Początkowo tematem miało być zastosowanie metod, które dzisiaj nazywamy sztuczną inteligencją, do automatycznego rozpoznawania polskiej mowy. Na początku lat 80. ubiegłego wieku było to absolutną nowością. Czasy studenckie to piękny okres w życiu, ale skromne stypendium nie wystarczało na utrzymanie. Jerzy Stopa znalazł pracę ochroniarza w konsulacie amerykańskim w Krakowie. – *Dzięki tej pracy miałem dostęp do najnowszej literatury fachowej, która była wtedy w Polsce nieosiągalna. Szefowie traktowali mnie z sympatią, więc mogłem zamówić dowolną książkę do funkcjonującej przy konsulacie biblioteki* – wspomina Jerzy Stopa. – *Czytałem więc prace dotyczące systemów rozpoznawania mowy z coraz większą frustracją wynikającą ze świadomości, że do opisywanych w nich technologii nie mogę się nawet zbliżyć ze względu na brak odpowiedniego laboratorium. Postanowiłem zmienić branżę, myślałem o górnictwie, nie precyzując nawet jakim. Przypadek jednak, a może przeznaczenie, sprawił, że dokonałem wyboru. Będąc kiedyś w u prof. Alfreda Trzaski, świetnego hydromecha-*

nika, kierownika studium doktoranckiego, poznałem prof. Jakuba Siemka, który zaproponował mi temat z gazownictwa. Prof. Siemek stał się moim mentorem, przewodnikiem, nauczył mnie jak stosować matematykę w praktycznych zastosowaniach. Był promotorem mojej pracy doktorskiej (1985 rok), przez wiele lat współpracowaliśmy. Wkrótce poznałem kolejną, bardzo ważną dla mnie osobę – prof. Stanisława Rychlickiego. Profesor wprowadził mnie do przemysłu gazowniczego, dzięki niemu poznałem branżę i wielu ludzi z nią związanych. Te kontakty i długie dyskusje z inżynierami pracującymi w branży sprawiły, że powoli zacząłem rozumieć zjawiska i procesy technologiczne, które wcześniej istniały dla mnie tylko w postaci równań matematycznych. W chwili obrony doktoratu wydawało mi się, że mogę matematycznie opisać każde zjawisko zachodzące w złożach. Teraz wiem, że to tylko niedoskonałe przybliżenie rzeczywistości. Nauczyłem się pokory wobec natury i nabrałem szacunku wobec wiedzy i doświadczenia ludzi pracujących w terenie.

Jerzy Stopa od początku zajmował się komputerową symulacją złóż i podziemnych magazynów gazu, co w Polsce było w powijakach, ale na świecie też dopiero wchodziło do praktyki inżynierskiej. – *W poznawaniu tej nowej dziedziny bardzo pomocne były studia matematyczne* – mówi Jerzy Stopa. – *Komputerowa symulacja polega na zbudowaniu modelu matematycznego i na numerycznym rozwiązaniu równań, które opisują w jakiś sposób rzeczywistość. W efekcie powstaje wirtualny model rzeczywistości, który może być użyty do prognozowania i optymalizacji procesów technologicznych. Właściwie przez całe życie zawodowe zajmuję się pokrewnymi zagadnieniami, modelowaniem matematycznym procesów związanych z eksploatacją złóż, ochroną środowiska. Po latach doświadczeń mogę jednak powiedzieć, że nadal nie znamy wszystkich praw rządzących złożami. To, co się w nich dzieje, możemy opisać w postaci bardzo skomplikowanego aparatu matematycznego, ale jest to tylko przybliżenie. I tak naprawdę to mamy dość ograniczone możliwości weryfikacji tego przybliżenia. Możemy tylko obserwować efekty w postaci pomiarów w otworach, ale poza nimi jest to bardzo trudne. Mamy do dyspozycji metody geofizyczne, sejsmiczne, ale opierają się one na subiektywnej interpretacji. Wyniki nie są jednoznaczne, czego najlepszym dowodem jest to, że nadal nie uzyskujemy stuprocentowej trafności wierceń. Postęp jednak następuje. Jeśli chodzi o symulację złóż, to potrafimy budować realistyczne modele symulacyjne, służące do analizy różnych możliwych wariantów technologicznych. Dzięki nim potrafimy odpowiedzieć na pytanie, co się stanie, jeśli zastosujemy taką czy inną technolo-*

gię. Obecnie próbujemy pójść dalej, tzn. optymalizować technologie, budować systemy oparte na sztucznej inteligencji, które same sugerują, co trzeba zrobić, żeby osiągnąć z góry zdefiniowane cele. I pierwsze sukcesy już mamy. W zespole, którym kieruję, zbudowaliśmy system optymalizacyjny, będący obecnie w fazie testów, we współpracy z PGNiG.

Tych nowych projektów i doświadczeń dotyczył referat Jerzego Stopy przedstawiony na ubiegłorocznym, 27. Światowym Kongresie Gazowniczym, zorganizowanym przez Międzynarodową Unię Gazowniczą, tym razem w Waszyngtonie, przyjęty z wielkim zainteresowaniem. Aktywność zagraniczna autora tego referatu to ważny obszar jego działalności naukowej. Prezentował swoje referaty na światowych kongresach naftowych (2009, 2011, 2014) i światowych konferencjach gazowniczych (2007, 2009, 2012, 2018). Był współprzewodniczącym sesji na światowych kongresach naftowych w Doha (2011) i w Moskwie (2014). – Obecność na kongresach otworzyła możliwość prezentowania dorobku polskiego sektora gazowniczego na tym forum, także w wymiarze naukowym. Dzięki rekomendacji profesora Rychlickiego w 2009 roku zostałem członkiem komitetu roboczego ds. podziemnego magazynowania gazu Międzynarodowej Unii Gazowniczej. Przez kilka kadencji mogłem uczestniczyć w jego pracach, a także w wielu nieformalnych spotkaniach i dyskusjach. To ciekawe doświadczenie, ponieważ opinie tam prezentowane czasem diametralnie różnią się od zawartych w oficjalnych komunikatach. Z tych spotkań wyniosłem pewną obserwację. Przez kilka lat mojego uczestnictwa w pracach komitetu spotykałem przedstawicieli innych państw, zwykle na poziomie wyższej kadry zarządzającej lub profesorów uniwersyteckich. Byli to ci sami ludzie niezależnie od zmieniającej się koniunktury politycznej w ich krajach. U nas w tym samym czasie kadry kierownicze zmieniły się kilkakrotnie. Ta rotacja i brak ciągłości zarządzania nie służą dobrze ani branży, ani współpracy międzynarodowej. Niepokojący jest też zmniejszający się udział polskich inżynierów w ważnych konferencjach międzynarodowych, przez co tracone są okazje do wymiany doświadczeń i nawiązania kontaktów z kolegami z branży w innych krajach świata. Pamiętam wcześniejsze kongresy jako spotkanie profesjonalistów, nasycone tematami technicznymi i technologicznymi. Na poziomie inżynierskim współpraca zawsze była bardzo dobra, niezależnie od aktualnej sytuacji politycznej. Pamiętam zainteresowanie polskim gazem niekonwencjonalnym, szczególnie gdy głośno było o naszych złóżach gazu łupkowego, ale też debaty na temat podziemnych magazynów gazu, co było ważne dla nas, bo w tym zakresie nie odstajemy od światowej czołówki, a w niektórych rozwiązaniach nawet jesteśmy liderami. Obecnie obserwuję zwiększający się wpływ polityki. To było widać na Światowym Kongresie Naftowym w Moskwie w 2014 roku, na którym brak było delegacji USA, i na Światowej Konferencji Gazowniczej w Waszyngtonie w 2018 roku, gdzie zabrakło reprezentacji rosyjskiego Gazpromu. Bez głosu ważnych graczy obraz światowego gazownictwa jest niepełny i międzynarodowe konferencje przestają pełnić rolę globalnego forum wymiany myśli. Ze szkodą dla wszystkich.

Dorobek naukowy profesora jest imponujący, wielokrotnie publikowany i prezentowany na forum międzynarodowym. Ale jego aktywność sprowadza się nie tylko do działalności naukowej. Przecież te prace nie są „sztuką dla sztuki”, one są dedykowane przemysłowi gazowniczemu. Uczestniczą w programach innowacyjności, wiele z nich powstaje w wyniku współpracy z przemysłem naftowym i gazowniczym. I w takim kontekście niezmiennie pojawia problem

relacji nauki z biznesem. Mimo licznych inicjatyw organizacji biznesowych i samorządów gospodarczych wielu branż, a nawet instytucji rządowych, wciąż nie potrafimy wypracować efektywnego modelu komercjalizacji nauki. – Nie wiem, dlaczego wciąż borykamy się z tym problemem – mówi Jerzy Stopa. – Przypuszczam, choć opieram się na obserwacji, że czynnikiem destrukcyjnym jest ogromna rotacja kadr na stanowiskach kierowniczych zarówno w biznesie, jak i instytucjach publicznych, co oznacza, że wciąż nowi liderzy mają mało czasu i oczekują szybkich efektów. A jeśli dodać do tego, że często zmieniają się reguły gry, obie strony są źle przygotowane do takiego procesu. Obserwuję przy tym rosnącą presję na szybką komercjalizację badań i technologii. Nawet w ogłaszanych konkursach na projekty naukowe oczekuje się szybkich efektów ekonomicznych, co w przypadku naszej branży nie jest możliwe w krótkim okresie. W tej sprawie zawsze odwołuję się do doświadczeń amerykańskich. Opracowanie skutecznych technologii eksploatacji złóż niekonwencjonalnych trwało tam ponad 20 lat przy dużym wsparciu ze strony kolejnych rządów. Oni potrafią skutecznie budować konsorcja biznesu i uniwersytetów, firmy finansują utrzymanie takiego konsorcjum, ale za to mogą korzystać z uzyskanych rezultatów. Pod pewnymi względami Polska jest podobna do Stanów Zjednoczonych, bo do dzisiaj spieramy się, czy pierwsze otwory naftowe były w Pensylwanii czy w Bóbrce. Jednak podejście do tych starych otworów jest zupełnie inne. Oni uruchomili specjalny program rządowy dedykowany dojrzałym złóżom, wspierający rewitalizację tych złóż i opracowali technologię wydobycia tych zasobów, które tam jeszcze pozostały. W przypadku złóż ropy naftowej eksploatowanych tzw. metodami pierwotnymi, jak to obecnie wykonuje się w Polsce (poza jednym przypadkiem – złoża B3 na Bałtyku), szacuje się, że współczynnik szczypania wynosi do 30% pierwotnych zasobów. Pozostałe 70% jest celem zaawansowanych metod eksploatacji. Polskie ośrodki naukowe, w tym AGH i INiG, wielokrotnie występowały z inicjatywami w tej kwestii, ale spotykaliśmy się oczywiście z koniecznością wykazania ekonomicznego efektu. Jeśli podejmujemy próbę opracowania nowej technologii lub nawet wdrożenia na naszych złóżach metody znanej z innych rejonów świata, to nie wiemy z góry, jaki będzie efekt, zwłaszcza efekt ekonomiczny. A zatem konieczne są testy pilotujące i cierpliwość. Amerykanie potrafią czekać, my chcemy sukcesu finansowego od razu. Jest jeszcze jeden aspekt sprawy. Rynek gazu ziemnego jest poddany wielu wahaniom, które są sumarycznym efektem oddziaływania różnych czynników, w tym polityki. By na nim efektywnie funkcjonować, musimy długofalowo określić nasze oczekiwania wobec sektora gazowniczego, a nawet szerzej – rynku energii. Polski rynek gazu znalazł się w nowej, niespotykanej wcześniej sytuacji, bo pojawiają się możliwości – aktywność GK PGNiG SA w zakresie dywersyfikacji dostaw, aktywność w zakresie pozyskania gazu z zasobów krajowych, z własnego wydobycia na szelfach norweskich – ale rosną także zagrożenia. Prognozy wzrostu zapotrzebowania na gaz osiągają coraz większy wymiar, któremu trzeba będzie sprostać zarówno w zakresie bezpieczeństwa dostaw, jak i rozbudowy infrastruktury. Z punktu widzenia sektora gazowego konieczne jest wsparcie poprzez wyraźne określenie pozycji gazu w miksie energetycznym Polski i zapisanie tego wyraźnie w spójnej i długofalowej polityce energetycznej kraju, co oznacza wzmocnienie decyzyjności w planowaniu krajowego rozwoju rynku energii i uruchamiania inwestycji ten rozwój wspierających.

Adam Cymer



X jubileuszowe targi

Jacek Jaworski



Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS, których organizatorami są Izba Gospodarcza Gazownictwa oraz Targi Kielce S.A. to największa krajowa wystawa przedsiębiorstw branży gazowniczej z licznym udziałem firm zagranicznych. W tym roku odbędzie się (24–25 kwietnia br.) jubileuszowa, X edycja Targów.

Zakres branżowy targów obejmuje urządzenia do poszukiwań, wydobycia i przesyłu gazu; urządzenia, narzędzia, materiały i sprzęt do budowy, renowacji i wyposażenia gazociągów; stacje gazowe; odbiorniki gazu; przyrządy pomiarowe; aparaturę kontrolną; urządzenia do automatyzacji i sterowania; urządzenia do nowych zastosowań gazu; technologie informacyjne; inwestycje; usługi.

Komisja Konkursowa w dotychczasowych edycjach targów przyznała 50 medali, 20 wyróżnień, 7 nagród specjalnych oraz 7 nagród przyznanych przez prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa. Wśród tych ostatnich znalazła się szkoła – Zespół Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi za – przywrócenie edukacji zawodowej w zakresie technik gazownictwa.

Najwięcej nagród przyznano w kategorii aparatura i przyrządy pomiarowe – 29, w tym 18 medali i 11 wyróżnień.

W kategorii „**urządzenia i sprzęt do budowy gazociągów**” przyznano 23 nagrody (17 medali i 6 wyróżnień).

W kategorii „**urządzenia i sprzęt do poszukiwań**” przyznano 5 medali, w kategorii „**usługi**” przyznano 2 medale i 2 wyróżnienia, a w kategorii „**urządzenia do przesyłu i magazynowania gazu**” przyznano jedno wyróżnienie.



Targi Kielce 2019

Podczas każdej edycji targów odbywają się: konferencja problemowa, a także, organizowane przez Komitet Standardu Technicznego IGG, warsztaty promujące standaryzację techniczną.

Targom towarzyszy Konkurs o Medale i Wyróżnienia Targów EXPO-GAS, których organizatorem są Targi Kielce oraz Izba Gospodarcza Gazownictwa. Nagrody specjalne przyznaje prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa. Celem konkursu jest promocja najlepszych wyrobów prezentowanych na targach. Komisję konkursową

LP	Edycja	Powierzchnia m ²	Liczba wystawców
1	2004	670	42
2	2005	850	50
3	2006	1 350	69
4	2007 (ostatnia edycja w cyklu rocznym)	1 340	70
5	2009	1 510	78
6	2011	2 100	110
7	2013	2 190	136
8	2015	2 684	136
9	2017	2 510	130



powołują Targi Kielce oraz Izba Gospodarcza Gazownictwa. Komisji konkursowej podczas I edycji targów przewodniczył Marek Grunt, podczas II edycji – dr inż. Mieczysław Menżyński z KSG sp. z o.o., III – Andrzej Hluzow z GSG sp. z o.o., IV – Zdzisław Kowalski z IGG. Od V edycji komisji konkursowej przewodniczy dr inż. Jacek Jaworski z Instytutu Nafty i Gazu – PIB.

Medale i wyróżnienia przyznane na Targach EXPO-GAS znakomicie dokumentują skalę zmian technicznych i postępu technologicznego w polskim i światowym gazownictwie, które dokonały się w ostatnich 15 latach. W tym numerze publikowane są analizy wybranych zmian. W jednym z artykułów omawiamy zmiany w systemach transmisji przesyłu danych – od łączności przy użyciu zwykłej komutowanej linii telefonicznej do systemu znanego jako *Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)*. W innych – zmiany technologiczne gazomierzy miechowych, a także metody sztucznej inteligencji w eksploatacji złóż i podziemnych magazynów

gazu ziemnego czy wyzwania w zakresie przesyłu gazu ziemnego z domieszką wodoru. W tych dziedzinach polskie firmy poczyniły olbrzymie postępy, a wiele ich produktów i urządzeń znalazło uznanie w oczach komisji konkursowej Targów EXPO-GAS.

Wiele nagrodzonych urządzeń, narzędzi i systemów transmisji danych było prezentowanych na łamach „Przeglądu Gazowniczego” i wiemy, że znacząca ich liczba osiągnęła sukces zarówno na rynku krajowym, jak i zagranicznym.

Jacek Jaworski, zastępca dyrektora ds. gazownictwa, Instytut Nafty i Gazu-PIB (Państwowy Instytut Badawczy)





Gazociągi wysokiego ciśnienia

– nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia sieci gazowej

Krzysztof Górny, Gascontrol Polska

W okresie od 30 stycznia do 1 lutego 2019 roku w Kocierz Hotel & SPA w Targanicach odbyła się czwarta edycja Konferencji Techniczno-Naukowej Energas 2019.

Spotkanie zostało zorganizowane przez Instytut Techniki Ciepłej Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej w Gliwicach oraz Gascontrol Polska sp. z o.o. W radzie naukowej konferencji zasiadali: prof. dr hab. inż. Andrzej Szlęk, dziekan Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej w Gliwicach, oraz dr hab. inż. Wojciech Kostowski, kierownik Zakładu Termodynamiki, Gospodarki Energetycznej i Chłodnictwa w Instytucie Techniki Ciepłej.

Konferencja Energas 2019 odbyła się pod patronatem Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa. Partnerami głównymi Energas 2019 były: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz przedsiębiorstwa Chart Ferox a.s. i Radiatym sp. z o.o. Wydarzenie wspierała również spółka GAZ-SYSTEM S.A. oraz firmy: Anticor sp. z o.o., Arma-pol sp. z o.o., Broen Poland sp. z o.o., Canusa-CPS, Energodiagnostyka sp. z o.o., FASTRA s.r.o., Lincoln Electric Bester sp. z o.o. oraz Spetech sp. z o.o.

W ramach konferencji zorganizowano pięć paneli tematycznych. Pierwszy związany był z rozwojem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego w kontekście dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Przedstawione w nim zostały referaty związane z wodorem jako szansą dla gospodarki niskoemisyjnej, monitoringiem sieci przesyłowych, urządzeniami do regazyfikacji gazu skroplonego LNG, spotowymi dostawami gazu skroplonego LNG, dozorem technicznym zbiorników wysokociśnieniowych CNG i kriogenicznych LNG w Polsce na tle innych państw UE oraz z technologią *Power-to-Gas* w obszarze wielkoskalowego magazynowania wodoru.

Drugi dzień konferencji otworzyło podsumowanie działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa w 2018 roku. Kolejne referaty dotyczyły eksploatacji i ochrony gazociągów. Wygłoszone zostały prezentacje związane z nowoczesnymi zabezpieczeniami rurociągów przesyłowych przed oddziaływaniem sił powstałych na skutek eksploatacji górniczej poprzez zastosowanie kompensato-

rów, ciągłością izolacji przeciwkorozyjnej rurociągów stalowych na połączeniach spawanych i odcinkach zabudowanych na rurach osłonowych oraz z projektowaniem szczelności połączeń kołnierzych.

Trzeci panel tematyczny związany był z innowacjami w gazownictwie. Zaprezentowano w nim nowości z branży armatury gazowniczej, urządzenia do hermetycznego wstrzymywania przepływu gazu, systemy monitorujące niekontrolowane wycieki z gazociągów oraz urządzenia do spawania zautomatyzowanego gazociągów. Omówiono również zagadnienia dotyczące przesyłania wodoru oraz redukcji emisji metanu do atmosfery.

Czwarty panel odbył się w formule dyskusji na temat rozwoju systemu przesyłowego w kontekście dywersyfikacji dostaw gazu (gazociągi przesyłowe, tłocznie gazu ziemnego, rozbudowa gazoportu, połączenia transgraniczne, rozwój LNG i CNG). W tym panelu udział wzięli przedstawiciele firm strategicznych i wykonawczych, a także świata nauki. Podczas dyskusji uczestnicy konferencji mogli uzyskać informacje na temat kierunków rozwoju branży gazowniczej, które wspierane są przez plany inwestycyjne największych firm strategicznych, będących spółkami Skarbu Państwa.

Piąty, ostatni panel związany był z zagadnieniami energetycznego wykorzystania gazu ziemnego. Przedstawiono w nim referaty związane z efektywnością energetyczną, technologiami do



Widok czołówki spawalniczej.

odzyskiwania energii gazu skroplonego LNG oraz z nowoczesnymi technikami mapowania korozji.

W tym roku konferencja zgromadziła ponad 120 specjalistów związanych z inżynierią gazownictwa oraz szeroko rozumianą energetyką gazową.

Podczas spotkania uczestnicy mieli możliwość uzyskania informacji na temat innowacyjnych rozwiązań stosowanych w gazownictwie. Zaprezentowano nowoczesne rozwiązania z zakresu armatury gazowniczej, uszczelnień połączeń kołnierzych oraz ochrony antykorozyjnej połączeń spawanych. Duże zainteresowanie wśród uczestników konferencji wzbudził pokaz spawania zautomatyzowanego, które jest optymalnym sposobem wykonywania stalowych gazociągów liniowych o dużych średnicach i przepustowościach. Przedstawiono również nowoczesne rozwiązania z zakresu monitorowania bezpieczeństwa pracy gazociągów przesyłowych oraz utrzymania ciągłości dostaw gazu do odbiorców końcowych w sytuacjach awaryjnych oraz podczas wykonywania planowanych prac modernizacyjnych na gazociągach. Szczególną uwagę należy tu zwrócić na zaprezentowane podczas konferencji rozwiązania stosowane przy magazynowaniu, regazyfikacji oraz transporcie gazu skroplonego LNG. Omówiono również aspekty związane z magazynowaniem i przesyłaniem wodoru z wykorzystaniem sieci gazowych.

Oprócz wysłuchania referatów uczestnicy konferencji mogli zapoznać się z ekspozycjami firm krajowych i zagranicznych, a także podzielić się uwagami i doświadczeniami podczas dyskusji toczonych zarówno na sali obrad, jak i w kulkarach. Takie spotkania umożliwiają omówienie problemów związanych z profesjonalną i bezpieczną realizacją obiektów infrastruktury gazowej, w tym gazociągów wysokiego ciśnienia, przy ciągle zmieniających się warunkach i coraz wyższych oczekiwaniach użytkowników.

O potrzebie spotkań związanych z tematyką inżynierii gazownictwa i energetyki gazowej, zrzeszających jednocześnie naukowców, inwestorów, projektantów, wykonawców oraz dostawców urządzeń, świadczyć mogą deklaracje uczestnictwa w kolejnej, piątej już edycji Konferencji Energias 2020, która zaplanowana jest na 29–31 stycznia 2020 roku.



Patronat:



Partner Główny:



Partner wspierający:



Współorganizator:



Innowacyjne...

dokończenie ze str. 30

sprawność wytwarzania energii elektrycznej brutto o prawie 10%, spełniając jednocześnie wszystkie normy ochrony środowiska.

W trzeciej prezentacji tej sesji dr inż. **Ewa Kukulska-Zajac** oraz dr inż. **Jacek Jaworski** z Instytutu Nafty i Gazu – PIB, omówili problem inwentaryzacji i redukcji metanu jako elementu walki o opłatę klimatu. Zwrócili uwagę, że metan jest drugim po CO₂ istotnym gazem powodującym wzmocnienie efektu cieplarnianego, którego potencjał tworzenia efektu cieplarnianego GWP (*Global Warming Potential*) jest około 20-krotnie wyższy niż dwutlenku węgla. W krajach uprzemysłowionych metan stanowi zwykle 15% wszystkich gazów cieplarnianych wprowadzanych do atmosfery. Szacuje się także, że około 37% całkowitej wielkości emisji metanu na świecie związanej z wydobyciem, przeróbką i transportem gazu ziemnego pochodzi z sektora transportu i magazynowania tego gazu. Dlatego inwentaryzacja i redukcja emisji metanu z systemu gazowniczego jest tak ważnym elementem działań na rzecz czystego powietrza. Instytut Nafty i Gazu – PIB od lat prowadzi inwentaryzację emisji metanu z sektora wydobycia, przesyłu i dystrybucji paliw węglowodorowych. Dokonane w latach 2011–2012, a następnie w latach 2014–2016 inwentaryzacje emisji metanu z sieci gazowych pozwoliły nie tylko na dokładniejsze oszacowanie wielkości emisji metanu, ale również na wskazanie newralgicznych elemen-

tów systemu gazowniczego, które stanowią główne źródła emisji metanu. Z kolei wskazanie istotnych źródeł emisji pozwala na wybór i zoptymalizowanie działań na rzecz ograniczenia emisji tego gazu cieplarnianego. Redukcję emisji metanu można osiągnąć zarówno na elementach liniowych sieci gazowej, jak i na stacjach gazowych w stosunkowo prosty sposób – poprzez eliminowanie nieszczelności na armaturze zainstalowanej na gazociągach i przyłączach oraz stacjach gazowych. W tym zakresie szczególnie rekomendowane są działania polegające na zwiększeniu częstotliwości kontroli szczelności oraz możliwie szybkim usuwaniu wykrytych nieszczelności. Również stopniowa wymiana żeliwnych i skorodowanych stalowych gazociągów i przyłączy gazowych na elementy wykonane z tworzyw sztucznych przyczyniać się będzie do ograniczenia emisji metanu. Oczywiście, także modernizacja stacji gazowych powinna przynieść stosunkowo szybko widoczne efekty w tym zakresie.

Towarzyszące sesjom tematycznym panele dyskusyjne, których moderatorami byli prof. dr **Waldemar Kamrat** (Politechnika Gdańska) oraz prof. dr **Stanisław Nagy** (AGH), z udziałem naukowców i liderów polskiego sektora gazowniczego, doprecyzowały i rozbudowały wiele kwestii związanych z rolą sektora gazowniczego w budowaniu ekologicznego modelu rynku energii w Polsce. Zwrócono uwagę, że samorząd gospodarczy, jakim jest Izba Gospodarcza Gazownictwa, taki kierunek ewolucji polskiego rynku energii wskazywał w swoich uwagach zgłoszonych do projektu PEP 2040, ogłoszonego przez Ministerstwo Energii.

Oprac. Adam Cymer

Serdecznie zapraszamy do odwiedzenia naszego stoiska



GC[®]
GASCONTROL
POLSKA

Solar Turbines

A Caterpillar Company

CANUSA-CPS

CLOCK SPRING | **NRI**

fastra.



EXPO-GAS

Targi Techniki Gazowniczey

24–25.04.2019 • TARGI KIELCE

Odwiedź nas na stoisku

E-42

www.expo-gas.pl



Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

w Ministerstwie Inwestycji i Rozwoju z udziałem przedstawicieli Ministerstwa Energii oraz firm członkowskich IGG w celu omówienia aktualnego stanu zaawansowania prac.

W pierwszym kwartale br., w marcu, odbyło się również spotkanie Komitetu ds. Ryzyka przy Izbie Rozliczeniowej Giełd Towarowych S.A., w którym uczestniczył przedstawiciel IGG.

W ramach działalności ICE-CMM IGG aktywnie uczestniczyła w XXVIII edycji Szkoły Eksploatacji Podziemnej, która odbyła się w Krakowie w lutym br., współorganizując sesję dotyczącą metanu z kopalń węgla. Uruchomiona została również sprzedaż przygotowanej pod egidą UNECE polskojęzycznej wersji „Poradnika dobrych praktyk w zakresie skutecznego odmetanowania i wykorzystania metanu w kopalniach węgla”. Poradnik zawiera zalecany zbiór zasad i standardów dotyczących ujmowania i wykorzystania metanu kopalnianego (CMM) i jest odpowiedzią na dotychczasowe braki w tej dziedzinie. Przekazana w ramach poradnika wiedza ma kluczowe znaczenie dla wyeliminowania wybuchów metanu i zminimalizowania wpływu emisji metanu kopalnianego na środowisko. Zainteresowanych zapraszamy do zakupu wydawnictwa.

Przed nami X (jubileuszowa) edycja **Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS w Kielcach**, podczas których prezen-

wane będą najnowsze rozwiązania techniczno-technologiczne firm produkcyjnych i usługowych zarówno w gazownictwie, jak i w szeroko pojętej elektroenergetyce. Tematem tegorocznej konferencji – tradycyjnie towarzyszącej targom – będzie „**Efektywność energetyczna w łańcuchu dostaw gazu**”. Podczas sesji tematycznych omówione zostaną kwestie dotyczące efektywności energetycznej w gazownictwie oraz ograniczenia kosztów eksploatacji poprzez innowacyjne rozwiązania w zakresie odzysku chłodu, ciepła czy wykorzystania energii odpadowej. W drugim dniu targów odbędą się warsztaty z zakresu standaryzacji technicznej. W ich trakcie uczestnicy spotkania zapoznają się z prowadzonymi przez IGG działaniami na rzecz ujednolicenia i uszczegółowienia wymagań dotyczących działalności technicznej. Targi zakończy uroczysta gala, podczas której najlepsze produkty i wystawcy zostaną uhonorowani odznaczeniami i wyróżnieniami Komisji Konkursowej Izby Gospodarczej Gazownictwa i Targów Kielce. Wręczone zostaną odznaczenia ministra energii i medale prezydenckie dla osób o szczególnych zasługach dla branży gazowniczej. Absolwenci organizowanych przez IGG we współpracy z GFKM studiów MBA odbiorą dyplomy. Wszystkich zainteresowanych zapraszamy do Kielc 24–25 kwietnia 2019 roku.

Agnieszka Rudzka

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

W ramach prowadzonej w I kwartale 2019 roku działalności standaryzacyjnej IGG odbyło się wiele spotkań zespołów roboczych opracowujących nowe oraz nowelizujących ustanowione dokumenty standaryzacyjne.

W styczniu, lutym i marcu odbyły się spotkania:

ZR 28, który pracuje nad standardem **ST-IGG-2801** dotyczącym klasyfikacji uszkodzeń ścianek stalowych gazociągów oraz metod napraw (kierownik – Paweł Wiśniewski, GAZ-SYSTEM), prace nad tym dokumentem powinny się zakończyć w 2019 r.,

ZR 21, który pracuje nad **ST-IGG-2101** dotyczącym projektowania i użytkowania gazociągów z PE do 1,0 MPa oraz **ST-IGG-2102** dotyczącym gazociągów z PE do 1,6 MPa, (kierownik – Paweł Filanowski, PSG) – także w przypadku tych standardów należy oczekiwać, że DS powstaną w br.,

ZR 26, który pracuje nad nowelizacją **IGG ST-IGG-2601 Prace gazoniebezpieczne. Sieci gazowe dystrybucyjne oraz IGG 2602 Prace gazoniebezpieczne. Sieci gazowe przesyłowe** (kierownik – Łukasz Piwoda, GAZ-SYSTEM),

ZR 31, który rozpoczął nowelizację **ST-IGG-0504 Zespoły gazowe na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi** (kierownik – Antoni Zieliński),

ZR 34, który opracowuje **WT-IGG-3401**, zawierające wytyczne dla gazociągów z materiałów elastycznych (kierownik – Piotr Paszyk, GAZ-SYSTEM),

ZR 1, który rozpoczął prace nad nowelizacją **WT-IGG-0101 Wytyczne wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu $p > 4$ bar**, (kierownik – Daniel Wysokiński GAZ-SYSTEM),

ZR 16, który pod nowym kierownictwem ma zadanie znowelizować **ST-IGG-1601:2012 – Stacje CNG** oraz **ST-IGG-1602 – Urządzenia do tankowania CNG** – (kierownik – Mariusz Konieczny, PSG),

ZR 13, który pracuje nad opracowaniem **ST-IGG-1301** dotyczącego rozruchu i ruchu próbnego (kierownik – Grzegorz Jasiński, GAZ-SYSTEM),

ZR 6 w sprawie omówienia projektu **ST-IGG-0601 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia**, który jest w trakcie już drugiej nowelizacji, z uwagi na zaawansowanie prac spodziewane jest ustanowienie standardu w br.

25 marca odbyło się XLV Posiedzenie Plenarne KST, na którym rozpatrywano propozycje firm członkowskich, dotyczące rozpoczęcia prac nad nowymi dokumentami standaryzacyjnymi. Warto zauważyć, że w odpowiedzi na Komunikat IGG w styczniu br. zgłoszono aż dziewięć nowych tematów. KST wyraził zainteresowanie tematami dotyczącymi: a) ograniczenia pulsacji, których źródłem są sprężarki tłokowe, b) tłokowania gazociągów, c) doboru kompensatorów na terenach eksploatacji górniczej, d) wymagań w zakresie projektowania osuszalni oraz e) balastowania gazociągów lądowych. Po wstępnym doprecyzowaniu zakresu standardów IGG ogłosi nabór do odpowiednich zespołów roboczych.

KST zatwierdził także nowe wytyczne dotyczące opracowania i redagowania dokumentów standaryzacyjnych IGG, które powinny przyczynić się do zapewnienia jednolitej formy graficznej wszystkich DS.

sekretariat KST

OBWIESZCZENIE O DRUGIEJ LICYTACJI URZĄDZEŃ GAZOWNICZYCH

Komornik sądowy przy Sądzie Rejonowym w Rzeszowie podaje do publicznej wiadomości, że **04.06.2019 roku o godz. 11.00** w kancelarii komornika odbędzie się druga licytacja urządzeń gazowniczych. Informacje o licytowanych urządzeniach gazowniczych znajdują się na stronie: www.rzeszowkomornik.pl.



Radosnych Świąt Wielkanocnych

Z okazji nadchodzących Świąt Wielkiej Nocy
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo
życzy, aby radość zmartwychwstania była obecna
w Waszych sercach i domach