

grudzień 2016

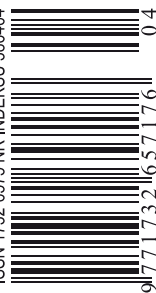
Przegląd gazowniczy nr 4 (52)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

PARTNER STRATEGICZNY:  **PGNiG**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 657176 04



Targi Kielce
exhibition & congress centre

EXPO-GAS



Targi Techniki Gazowniczej

26-27 kwietnia 2017, Kielce

26 kwietnia 2017 r.

Konferencja:

Gaz ziemny jako wsparcie dla bezpieczeństwa rynku energii i ochrony środowiska.

Referat wiodący:

Przedstawiciel Ministerstwa Energii - Gaz ziemny w założeniach do PEP do 2050 roku.

Sesja I - Kogeneracja gazowa systemowa elementem Rynku Mocy

Sesja II - LNG i CNG wsparciem dla ochrony środowiska

27 kwietnia 2017 r.

Standaryzacja techniczna IGG - warsztaty

PATRONAT MEDIALNY:

ORGANIZATORZY:

energia NOWOCZESNE TECHNOLOGIE | **instalacyjne** **Przegląd** **gazowniczy**

Targi Kielce **Izba Gospodarcza Gazownictwa**
exhibition & congress centre

www.expo-gas.pl

TARGI DAJĄ WIĘCEJ

Sprawdź na:

■ www.targidajawiecej.pl

■ facebook.com/targidajawiecej

Gaz ziemny. Błękitne, ekologiczne paliwo. I choć ekologiczne, ekonomiczne, to niedoceniane. Bez względu na polityczne zapatrywania decydentów. Dotychczasowe zapisy w dokumentach tworzonych jako „Polityka energetyczna państwa” nigdy nie preferowały gazu ziemnego. I nawet gazowniczej branży trudno mieć o to pretensję. Jak bowiem budować strategię opartą na błękitnym paliwie, gdy jego dostawy możliwe były tylko z jednego kierunku, a negocjacyjne możliwości dotyczące cen i innych składników kontraktu określić można było jako jedne z najsłabszych w Europie. Jak bowiem preferować gaz ziemny, gdy do ceny węgla doliczyć należałoby społeczne i polityczne koszty zaprzestania korzystania z niego. Tak było dotychczas... Czy tak musi być teraz?

Od kilku lat realizowany jest program rozbudowy krajowej sieci gazowej, który ma na celu zwiększenie możliwości dostaw tego surowca z innych niż dotychczas kierunków. Zainwestowaliśmy w gazoport – obecnie jedną z najnowocześniejszych tego typu instalacji na świecie. Rozbudowa sieci dystrybucyjnej ma zwiększyć możliwości dostępu do infrastruktury gazowej dla potencjalnych klientów. Walczymy o wsparcie dla kogeneracji, w której gaz powinien odgrywać znaczącą rolę. Wszystko to sprawia, że dramatycznie niski na tle rozwiniętych państw Europy wskaźnik zużycia gazu ziemnego na jednego mieszkańca, w niedalekiej przyszłości może ruszyć w oczekiwanym kierunku. Czy tak będzie?

Wszystko w rękach krajowych przedsiębiorstw określanych mianem strategicznych. To one muszą wykorzystać zrealizowane inwestycje, przekuć je na biznesowy sukces. Mają ku temu lekko zapalone zielone światło, bo w pierwszym od wielu lat rządowym dokumencie dotyczącym strategii pojawiły się poważne zapisy dotyczące gazownictwa. Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju definiuje konieczność powstania w Polsce hubu gazowego.

Strategiczne firmy działać będą w swoim własnym interesie, a także dla wielu małych i średnich przedsiębiorstw świadczących gazownicze usługi, których istnienie zależne jest



od środków przeznaczanych na inwestycje i remonty, a bez nich trudno byłoby funkcjonować całej branży. Niestety, mijający, dość przełomowy z wielu względów dla polskiego gazownictwa rok dość poważnie osłabił większość z nich. Stuprocentowe kryterium najniższej ceny mści się na wykonawcach, a inwestorom przynosi tylko krótkoterminowe i przeważnie pozorne korzyści. Przenoszenie na wykonawców całej odpowiedzialności za realizowane kontrakty to rozwiązanie chwilowo wygodne, ale niezbyt skuteczne i często opóźniające inwestycje. To dobre sposoby na unicestwienie technicznej siły, która pozostała jeszcze na rodzimym rynku. Przykład biur projektowych, znikających z gazowniczej mapy kraju od wielu lat powinien być tu doskonałym wzorem. Prowadzony za pośrednictwem IGG dialog dotyczący budowania poważnych i odpowiedzialnych relacji inwestorskich nabrał dobrego tempa. W długofalowej perspektywie z pewnością może on przynieść korzyści dla wszystkich jego stron. Oby stało się to już w nadchodzącym 2017 roku! Oby bożonarodzeniowe świętowanie dawało wszystkim związanym z polskim gazownictwem – w myśl mojej ulubionej pastorałki – „nadzieję na wszystko”.

Cezary Mróz
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Cezary Mróz, przewodniczący
Grzegorz Romanowski, wiceprzewodniczący

Krzysztof Grzesiak, UDT
Zbigniew Kajdanowski, PGNiG SA
Ewa Kukułska-Zajac, INiG-PIB
Teresa Laskowska, IGG
Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.
Tomasz Pietrasieński, GAZ-SYSTEM S.A.
Marcin Szczudło, PSG sp. z o.o.
Emilia Tomalska, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
Anna Trojanowska, PGNiG SA



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

TEMAT WYDANIA

- 8 **Wkrótce wyniki projektu GEO-METAN.** Maciej Szota z PGNiG SA omawia prace nad przedekspluatacyjnym wydobyciem metanu z pokładów węgla
- 10 **Wpływ wodoru transportowanego siecią gazową na jej funkcjonowanie.** Piotr Janusz oraz Łukasz Zabrzęski z AGH zwracają uwagę, że dodatek wodoru do gazu ziemnego wywiera znaczący wpływ na parametry przesyłu i wymaga dalszych analiz i badań
- 15 **Pierwszy w Polsce przewiert *Direct Pipe*.** Małgorzata Bułaś i Roland Kośka prezentują doświadczenia GAZ-SYSTEM S.A. w przygotowaniu i realizacji przejść bezwykopowych tą metodą

NASZ WYWIAD

- 20 **Potrzebujemy innowacji w każdej sferze naszego działania.**
Rozmowa z Łukaszem Kroplewskim, wiceprezesem PGNiG SA ds. rozwoju



20

PUBLICYSTYKA

- 22 **LNG ze Stanów Zjednoczonych coraz bliżej.** Joanna Dziejcz-Wieczorkowska oraz Dariusz Kryczka z GAZ-SYSTEM S.A. omawiają pierwsze duże spotkanie przedstawicieli sektora gazowego z Europy Środkowo-Wschodniej i Stanów Zjednoczonych na temat amerykańskich dostaw LNG
- 24 **Ciepłownictwo systemowe czeka na system wsparcia kogeneracji.**
Jacek Szymczak, prezes IGCP, analizuje problem braku systemowych rozwiązań w tej kwestii

FORUM EKSPERTÓW

- 26 **Stawiamy sobie ambitne, ale bardzo konkretne cele.**
Rozmowa z prof. dr. hab. Maciejem Chorowskim, dyrektorem NCBiR
- 28 **Realnie i szybko wspieramy rozwój.**
Rozmowa z Michałem Szaniawskim, wiceprezesem Agencji Rozwoju Przemysłu SA

ROZKŁADÓWKA

- 30 **Barbórka Centralna 2016 GK PGNiG**

V KONGRES POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

- 32 **Wystąpienie Krzysztofa Tchórzewskiego,** ministra energii, na V Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego
- 34 **Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski.**
Relacja z obrad V KPPG
- 39 **Uchwała V KPPG**



30

- 40 PGNiG SA
- 42 POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA
- 44 GAZ-SYSTEM S.A.
- 46 URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO

OSOBOWOŚĆ

- 48 **Systemowiec.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Kazimierza Nowaka

TECHNOLOGIE

- 54 **Nowe materiały do budowy gazociągów.** Mgr inż. Piotr Szewczyk i dr inż. Jacek Jaworski z INiG-PIB omawiają dostępne na świecie technologie wykorzystujące tworzywa sztuczne w budowie gazociągów



54

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Niedawno zakończyły się uroczystości barbórkowe, a już nadeszły święta Bożego Narodzenia i Nowy Rok, czas wypoczynku w rodzinnym gronie, ale również zadumy, podsumowań i planów na przyszłość. Ostatni kwartał 2016 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa spędziła pracowicie.

25–27 października 2016 r. w Ossie odbył się V Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Organizowany co dwa lata, jest jednym z najważniejszych wydarzeń dla branży. Tegoroczny kongres odbył się pod hasłem „**Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski**”. Wzięło w nim udział ponad 200 specjalistów z branży gazowniczej oraz przedstawiciele parlamentu RP, urzędów centralnych, uczelni wyższych, instytutów badawczych i stowarzyszeń technicznych (szerzej na str. 32–39). Wszystkim naszym gościom i uczestnikom kongresu serdecznie dziękujemy za udział w obradach.

W drugiej połowie października br. IGG złożyła do Ministerstwa Energii uwagi do projektu „**Krajowych ram polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych**”, zaznaczając, iż jest to dokument dobry i oczekiwany przez podmioty zainteresowane rozwojem rynku CNG/LNG. W piśmie zauważamy, iż „Krajowe ramy...” zbyt marginalnie wskazują na możliwości szerokiego zastosowania LNG w żegludze śródlądowej (szeroko przeanalizowano jedynie potencjał obszaru żeglugi morskiej). LNG w porównaniu z CNG nie zostało, niestety, potraktowane równoprawnie, a ostatnie praktyczne zastosowania wykazują, że może już ono stanowić substytut niekorzystnego dla środowiska tradycyjnego paliwa, jakim okazał się olej napędowy zarówno w transporcie autobusowym, jak i ciężkich pojazdów drogowych. Wskazane byłoby, żeby „Krajowe ramy...” zaznaczyły konieczność rozwoju ruchu samochodowego w regionach przygranicznych Niemiec, Czech, Słowacji czy Ukrainy. W tych krajach bowiem nastąpiło, zwłaszcza w ostatnim dziesięcioleciu, nasycenie rynku stacjami CNG, podczas gdy Polska stanowi swoistą „białą plamę”. Wskazane byłoby również włączenie Agencji Rozwoju Przemysłu i Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w konkretne prace innowacyjne i proekologiczne nad technologiami transportowymi, jak np. paliwa wodorowe, optymalizacja energetyczna stacji CNG/LNG czy magazynowanie energii.

Pod koniec października IGG zgłosiła do Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa – na podstawie opinii i uwag zgłoszonych przez firmy członkowskie – uwagi do projektu „**Kodeksu urbanistyczno-budowlanego**”. W wystąpieniu zauważamy, iż projekt kodeksu – mimo iż jest dokumentem bardzo obszernym i skomplikowanym merytorycznie – ambitnie zakłada połączenie zagadnień dotyczących planowania przestrzennego z realizacją procesów inwestycyjnych. Wprowadza również wiele nowych rozwiązań, w tym m.in. utworzenie krajowego rejestru budowlanego, który każdemu interesariuszowi pozwoli zapewnić jawność procesów inwestycyjno-budowlanych jednolicie na terenie całego kraju oraz dostęp do aktualnych i wiarygodnych informacji dotyczących aktów planowania przestrzennego. Mamy nadzieję, iż rozwiązanie to ostatecznie zniweluje obowiązek wydawania wypisów i wyrysów z planu miejscowego. Szczególną uwagę firm członkowskich IGG przykuł projekt uchylecia wszystkich specustaw, w tym tzw. specustawy terminalowej (ustawa z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego), który ma służyć jednakowemu traktowaniu wszystkich inwestorów w przypadku realizowania celu publicznego. Niestety, może to spowodować, iż niektóre inwestycje gazownicze przestaną być traktowane jako inwestycje celu publicznego.

Na początku grudnia IGG przekazała do Ministerstwa Rozwoju informację, iż wspiera prace nad projektem **ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku ze skróceniem okresu przechowywania akt pracowniczych oraz ich elektronicznością**, zauważając, iż projektowane przez ustawodawcę zmiany firmy członkowskie IGG oceniły pozytywnie. Ich wejście w życie będzie stanowiło znaczące ułatwienie dla pracodawców. W celu dalszych ułatwień zasadne jest umożliwienie przekazywania wszystkich oświadczeń w postaci zwykłej wiadomości elektronicznej, bez konieczności opatrzenia podpisem elektronicznym. Za słuszością proponowanych rozwiązań i wprowadzeniem do polskiego porządku prawnego proponowanych zmian w zakresie zarówno formy elektronicznej, jak i skrócenia okresu obowiązkowego przecho-

wywnia dokumentacji w sprawach pracowniczych przemawia okoliczność, że rozwiązania te od lat funkcjonują w innych państwach Unii Europejskiej.

W grudniu br. IGG zgłosiła również do Ministerstwa Energii uwagi do projektu rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, wskazując na pilną potrzebę zaktualizowania rozporządzenia z roku 2009.

Zarząd IGG na posiedzeniu 24 listopada 2016 r. podjął decyzję o reaktywowaniu zespołu konsultacyjnego przy IGG ds. pozyskania środków unijnych. Zespół – skupiając reprezentantów kluczowych firm członkowskich IGG – od 2007 roku aktywnie uczestniczył w pracach prowadzonych w resortach rozwoju i gospodarki nad przygotowaniem systemu rozdziału środków pomocowych UE dla sektora gazowniczego w perspektywach budżetowych UE na lata 2007–2013 oraz 2014–2020. Zespół w tym zakresie prowadził działania koordynacyjno-informacyjne dotyczące możliwości pozyskania funduszy unijnych oraz aktywnie włączył się w opiniowanie i konsultowanie dokumentów z zakresu pozyskiwania i wdrażania środków pomocowych dla energetyki, zwłaszcza dla gazownictwa. Korzystając ze wsparcia zespołu, firmy członkowskie IGG skutecznie uczestniczyły w pozyskiwaniu środków unijnych na realizację inwestycji rozwojowych o strategicznym znaczeniu dla rozwoju gospodarki narodowej, w tym sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, podziemnych magazynów oraz terminalu skroplonego gazu ziemnego. Reaktywowanie zespołu konsultacyjnego umożliwi szersze podjęcie prac wokół kluczowych zagadnień mających wpływ na poprawę warunków oraz skuteczność pozyskiwania środków pomocowych na projekty branży gazowniczej poprzez:

- współpracę z rządowym Komitetem Monitorującym Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020,
- udział w pracach grupy roboczej ds. energetyki i efektywności energetycznej przy Komitecie Monitorującym POIiŚ 2014–2020,
- wspieranie działań informacyjnych dotyczących możliwości pozyskania funduszy unijnych,
- opiniowanie i konsultowanie dokumentów z zakresu pozyskiwania i wdrażania środków dla gazownictwa,
- proponowanie Zarządowi IGG oraz zarządom zainteresowanych firm gazowniczych rozwiązań umożliwiających skuteczne pozyskiwanie dofinansowania.

W związku z naszymi inicjatywami, mającymi na celu wspieranie relacji inwestorskich, Izba Gospodarcza Gazownictwa w drugiej połowie grudnia na ręce prezesa zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., przekazała dokumenty dotyczące wybranych problemów postępowania przetargowych (niepublicznych), realizowanych przez PSG, w zakresie projektów i prac wykonawczych z prośbą o podjęcie działań umożliwiających zmianę relacji inwestor–wykonawca.

Początek roku dla IGG będzie intensywny. Wszystkie zainteresowane firmy zapraszamy do wzięcia udziału w sympozjum połączonym z Konkursem Pucharu Świata w Skokach Narciarskich, które odbędzie się w **Zakopanem 20–22 stycznia 2017 roku**.

Tematem organizowanego sympozjum jest „Hub gazowy – projekt strategiczny SOR. Nadzieje i wyzwania”. Podczas spotkania nastąpi wymiana informacji, doświadczeń i poglądów związanych z tą tematyką. Szczegółowe informacje o sympozjum dostępne są na głównej stronie internetowej Izby Gospodarczej Gazownictwa: www.igg.pl.

W imieniu Zarządu IGG i swoim chęć podziękować wszystkim Czytelnikom i Członkom Izby Gospodarczej Gazownictwa za współpracę w roku 2016 oraz życzyć zdrowych, radosnych, pełnych miłości i ciepła rodzinnego świąt Bożego Narodzenia oraz wielu sukcesów i zadowolenia w Nowym Roku.



Agnieszka Rudzka

● **22 grudnia br.** Ponad 110 mln złotych – taką kwotę otrzymał GAZ–SYSTEM na budowę gazociągu Hermanowice–Strachocina. Środki pochodzą z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Inwestycja umożliwi pełne wykorzystanie mocy podziemnego magazynu gazu w Strachocinie, a także współpracę krajowego systemu przesyłowego z nowym interkonektorem Polska–Słowacja.

Całkowity koszt budowy gazociągu ma wynieść około 288 mln zł. Umowę przyznającą dofinansowanie podpisano z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym 19 grudnia 2016 r.

Gazociąg Hermanowice–Strachocina stanowić będzie istotny element wschodniej nitki korytarza gazowego północ–południe. Jego licząca ok. 72 km trasa przebiegać będzie przez gminy województwa podkarpackiego: Przemyśl, Fredropol, Ustrzyki Dolne, Bircza, Tyrawa Wołoska, Dydnia i Sanok.

Celem projektu jest wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz modernizacja i rozbudowa systemu przesyłowego w rejonie południowo-wschodniej części Polski. Inwestycja umożliwi zwiększenie przepustowości systemu przesyłowego, co uatrakcyjni tereny pod nowe inwestycje oraz wzmocni bezpieczeństwo transportu gazu w regionie.

● **19 grudnia br.** Rada Nadzorcza PGNiG SA powołała na wspólną kadencję, rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r., na okres 3 lat Zarząd PGNiG w składzie: Piotr Woźniak, prezes zarządu, Michał Pietrzyk, wiceprezes zarządu ds. finansowych, Radosław Bartosik, wiceprezes zarządu ds. operacyjnych, Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu ds. handlowych, oraz Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu ds. rozwoju.

23 grudnia br. Trybunał Sprawiedliwości UE wydał postanowienie o zawieszeniu wykonania decyzji Komisji Europejskiej z 28 października 2016 r. Decyzja KE pozwalała Gazpromowi uzyskać dostęp do 80–90% zdolności przesyłowych na gazociągu OPAL. Żądanie zawieszenia wykonania decyzji KE złożyły: PGNiG Supply and Trading GmbH 4 grudnia 2016 r. oraz rząd RP 16 grudnia 2016 r.

PGNiG Supply and Trading GmbH w swojej skardze zwróciło uwagę na niezgodność decyzji KE z przepisami Traktatu o Unii Europejskiej, Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej oraz Umowy Stowarzyszeniowej UE–Ukraina. Wskazało także na złamanie wielu przepisów dyrektywy 73/2009 w sprawie zasad wspólnego rynku gazu UE i bardzo poważne, negatywne konsekwencje, jakie dla bezpieczeństwa, stabilności i konkurencyjności dostaw gazu do Polski miałyby zwiększenie dostępu Gazpromu do gazociągu OPAL.

Trybunał Sprawiedliwości UE uznał argumenty podniesione przez PGNiG Supply and Trading za uzasadnione i wstrzymał wykonanie decyzji Komisji Europejskiej. Komisja została zobowiązana do przedstawienia szczegółowych wyjaśnień co do sposobu, w jaki przeprowadzane będą aukcje na zdolności przesyłowe na gazociągu OPAL. Trybunał zwrócił się także do PGNiG Supply and Trading GmbH o przekazanie pogłębionej analizy wpływu decyzji KE na bezpieczeństwo i konkurencyjność dostaw gazu do Polski.

● **18 grudnia br.** EDF Toruń rozpoczął testy nowej elektrociepłowni gazowej, której uruchomienie jest przewidziane w połowie przyszłego roku. Elektrociepłownia będzie działać w kogeneracji. Paliwo gazowe zapewniać będzie PGNiG SA do października 2019 r. Inwestycję sfinansował francuski EDF oraz państwowa spółka Polskie Inwestycje Rozwojowe.

● **6 grudnia br.** Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Ukrainy, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. oraz PJSC „UKRTRANSGAZ” podpisali umowę o współpracy (*Agreement on Rules of Cooperation*) na realizację połączenia gazowego Polska–Ukraina, łączącego systemy przesyłowe obydwu krajów. Umowa dotyczy współpracy operatorów w zakresie prowadzenia dalszych prac w projekcie, obejmujących projektowanie i budowę połączenia. Projektowane obecnie połączenie gazowe Polska–Ukraina zakłada budowę nowego gazociągu pomiędzy węzłem Hermanowice po polskiej stronie oraz węzłem Bliche Volytsia po stronie ukraińskiej. Promotorzy projektu zakładają, że nowe połączenie pozwoli na zwiększenie możliwości przesyłu gazu ziemnego z Polski na Ukrainę maksymalnie do 5 mld m³ rocznie już od 2020 roku, po ukończeniu rozbudowy krajowego systemu przesyłowego w Polsce.

Połączenie gazowe Polska–Ukraina jest istotne w kontekście Stworzenia możliwości przesyłu gazu z wykorzystaniem krajowego systemu przesyłowego z planowanej Bramy Północnej (korytarz norweski oraz terminal LNG) w kierunku Europy Wschodniej. Realizacja projektu znacząco poprawi poziom dywersyfikacji źródeł dostaw gazu dla Ukrainy (dostęp do nowych źródeł gazu, w tym do LNG), zintegrowania rynku gazu w regionie oraz utworzenia korytarza transportowego, wspomagającego integrację regionalnego rynku gazu ziemnego, oraz wzmocnienie solidarności energetycznej pomiędzy krajami UE i Wspólnoty Energetycznej.

Integracja polskiego i ukraińskiego systemu przesyłowego stanowi element korytarza gazowego północ–południe i pozwoli na przesyłanie gazu z terminalu LNG w Świnoujściu, z wykorzystaniem połączeń transgranicznych pomiędzy państwami Europy Środkowo-Wschodniej. Celem nadrzędnym jest zapewnienie elastycznej infrastruktury przesyłowej działającej w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, pozwalającej na połączenie zachodnich rynków gazowych oraz globalnego rynku LNG z rynkiem środkowoeuropejskim. Uzyskany w ten sposób efekt skali powinien korzystnie wpłynąć na konkurencyjność i atrakcyjność regionu dla potencjalnych uczestników rynku.

● **30 listopada 2016 r.** Polska Spółka Gazownictwa oraz Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM podpisały list intencyjny w sprawie zamiaru realizacji projektu uporządkowania infrastruktury systemu przesyłowego i dystrybucyjnego.

List jest kolejnym krokiem w procesie regulowania statusu sieci gazowych w Polsce. Wcześniej, 29 czerwca br., spółki podpisały memorandum w sprawie oceny możliwości przejścia obiektów systemowych.

W dokumencie obie firmy potwierdzają kontynuację współpracy w zakresie przeglądu infrastruktury gazowej pod kątem funkcji przesyłowych i dystrybucyjnych. Określają również ramy ewentualnych przyszłych transakcji.

W pierwszym etapie projektu PSG miałyby zakupić od GAZ-SYSTEM wybrane segmenty systemu przesyłowego oraz stacje gazowe. Dokonana zostałaby także analiza elementów infrastruktury, którą GAZ-SYSTEM zakupi od PSG.

Po spełnieniu wszystkich niezbędnych warunków planowana jest transakcja, która nastąpi w 2017 roku. List intencyjny podpisały zarządy obu spółek.

● **5 listopada br.** PGNiG i NIOC 5 listopada 2016 r. w Teheranie podpisały list intencyjny w sprawie współpracy na złożu ropy naftowej Soumar. Zasoby geologiczne złoża Soumar wynoszą ok. 475 mln baryłek ropy naftowej. Po ok. 6-miesięcznej analizie geologiczno-złożowej PGNiG podejmie decyzję o ewentualnej inwestycji. – *Złoże Soumar uważam za bardzo perspektywiczne, a powrót do współpracy z NIOC otwiera przed nami nowe możliwości wydobywcze* – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA. Odnowienie współpracy z NIOC nastąpiło po 6-letniej przerwie. W latach 2008–2010 PGNiG współpracowało z Iranian Offshore Oil Company (IOOC), spółką należącą do NIOC – na złożu gazowym Lavan. Prace w Iranie na rzecz NIOC w latach 2003–2007 prowadziła również Geofizyka Toruń – spółka z Grupy Kapitałowej PGNiG.

● **28 października br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz Polski Koncern Naftowy ORLEN SA uruchomiły eksploatację złoża gazu ziemnego w gminie Dobrzyca.

– *Zasoby gazu ziemnego w złożu Karmin oceniamy na około 403 mln m³. Oznacza to możliwość eksploatacji przez najbliższe 20 lat. Naszym celem jest utrzymanie wydobycia gazu na dotychczasowym poziomie prawie 4,5 miliarda m³ rocznie, czyli ponad 30 proc. polskiego zużycia. Własny surowiec to element strategii dywersyfikacji źródeł dostaw gazu* – podkreślił Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA.

● **27 października br.** TAURON i PGNiG ustaliły warunki dokończenia budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. Porozumienie spółek otwiera drogę do wznowienia prac w projekcie i dokończenia inwestycji w Elektrociepłowni Stalowa Wola.

– *Przez wiele miesięcy ciężko w TAURONIE pracowaliśmy, aby umożliwić wznowienie procesu inwestycyjnego przedsięwzięcia, które jest podstawowym źródłem ciepła dla około 60 tys. okolicznych mieszkańców. Podpisane porozumienie stanowi pierwszy krok w realizacji założeń ogłoszonej przed kilkoma tygodniami strategii TAURONA, zakładającej szybkie dokończenie najbardziej zaawansowanych inwestycji* – podkreśla Remigiusz Nowakowski, prezes zarządu TAURON Polska Energia. Obecnie na placu budowy w Stalowej Woli zakończyła się inwentaryzacja i uzgadnianie są ostatnie związane z tym procesem protokoły. Raport podsumowujący inwentaryzację planowany jest na pierwszą połowę listopada 2016 roku. Równocześnie na bieżąco prowadzone są prace konserwacyjne, zapobiegające degradacji majątku. Inwestycja będzie kontynuowana z wykorzystaniem wyspecjalizowanej firmy, wspierającej koordynację przedsięwzięcia w formule EPCM (*Engineering, Procurement and Construction Management*). Obecnie trwają przygotowania do ogłoszenia postępowania na wybór EPCM. Przygotowano również dokumentację przetargową na wybór wykonawcy kanału wody chłodzącej. – *Projekt w Stalowej Woli był szalenie zaniedbany przez ostatnie trzy lata. Starania o jego uratowanie kosztowały nas dużo pracy. Bardzo się cieszę, że dzięki współpracy doszliśmy do dobrego rozwiązania. Umowa standstill będzie obowiązywała do końca marca 2017 roku. Zakładamy, że do tego czasu wynegocjujemy i podpiszemy warunki restrukturyzacji finansowania projektu* – wyjaśnia Piotr Woźniak, prezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA. Według szacunków partnerów projektu, dokończenie budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli będzie kosztowało ok. 400 mln zł. Obecne prognozy zakładają oddanie bloku do eksploatacji w 2019 roku.

● **27 października br.** Polska Spółka Gazownictwa aktywnie działa na rzecz gazyfikacji nowych gmin i likwidacji tzw. białych plam na gazowniczej mapie Polski. Te kwestie omawiano podczas sześciu spotkań przedstawicieli Zarządu PSG i kadry menedżerskiej spółki z samorządowcami z województw podlaskiego, warmińsko-mazurskiego i mazowieckiego. Spotkania odbyły się w sierpniu, wrześniu i październiku w Białymstoku, Olsztynie i Warszawie. Samorządowcy mogli zapoznać się z zakresem działalności PSG oraz planami spółki na najbliższe lata. Do tej pory jedynie niespełna 60% gmin w Polsce jest zgazyfikowanych. PSG chce to zmienić, ściślej współpracując

dokończenie na str. 58



zaprasza do udziału w sympozjum:

„Hub gazowy – projekt strategiczny SOR. Nadzieje i wyzwania”

Zakopane, 20–22 stycznia 2017 r.
hotel LITWOR*****

Piątek, 20 stycznia

Doświadczenia światowe funkcjonowania hubów gazowych.

Niezbędne warunki regulacyjne dla powstania hubu w Polsce

Infrastruktura gazownicza w Polsce i konieczne działania dla powstania hubu

Przyszłość transportu w basenie Morza Bałtyckiego

Sobota, 21 stycznia

Znaczenie giełd i platform obrotu gazem dla funkcjonowania hubów

Panel dyskusyjny – Problemy polskiego rynku gazu w kontekście utworzenia hubu

Serdecznie zapraszamy do udziału w tym prestiżowym dla branży wydarzeniu.

Szczegółowe informacje o sympozjum: www.igg.pl

Wkrótce wyniki projektu GEO-METAN

Prace nad przedekspluacyjnym wydobyciem metanu z pokładów węgla nabierają tempa. Kolejna część prac będzie realizowana w formule projektowej.

Na czele Komitetu Sterującego całego przedsięwzięcia stoi Piotr Woźniak, prezes PGNiG SA. Wysoki priorytet przedsięwzięcia potwierdza także drugi członek zarządu, który pełni funkcję zastępcy przewodniczącego komitetu – Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG ds. rozwoju.

Od połowy grudnia projekt realizowany w Gilowicach (Górnośląskie Zagłębie Węglowe) formalnie nosi nazwę GEO-METAN. Jest podzielony na trzy części:

- 1) badawczo-pilotażową,
- 2) badawczo-demonstracyjną,
- 3) wydobywczą-eksploacyjną.

W nr. 3/2016 „Przeglądu Gazowniczego” szczegółowo opisana została część badawczo-pilotażowa. Dlatego tym razem skupię się na części badawczo-demonstracyjnej. Część wydobywczą-eksploacyjną będzie realizowana, jeśli wyniki obu wcześniejszych będą pozytywne. Część trzecia projektu ma polegać na komercjalizacji rozwiązań wypracowanych podczas części pierwszej i drugiej na wcześniej powstałych otworach, jak również utworzeniu nowych miejsc eksploatacji metanu.

Część badawczo-pilotażowa jest obecnie realizowana w Gilowicach w konsorcjum z Państwowym Instytutem Geologicznym – PIB. Jeśli efekty prac będą owocne, to zakres tej części projektu zostanie poszerzony w ramach zakupionej przez PGNiG SA koncesji Międzyrzecz.

Celem części badawczo-pilotażowej jest określenie optymalnych warunków geologiczno-górnich do pozyskiwania metanu i odmetanowania pokładów węgla, poddanych późniejszej eksploatacji, oraz wyznaczenie optymalnej technologii wierceń kierunkowych i zabiegów stymulacji produktywności metanu.

Formuła projektowa dotyczy drugiej części całego przedsięwzięcia. Polega ona na kontynuowaniu prac badawczych, których efektem ma być finalne wdrożenie. Będzie ona realizowana po wstępnych pozytywnych wynikach osiągniętych na etapie prac części pierwszej. W pierwszym etapie prac, który obejmuje zbliżający się rok, PGNiG SA chce wypracować model współpracy z interesariuszami przedsięwzięcia. Konieczna jest współpraca z podmiotami zewnętrznymi. Planujemy przygotowanie analizy finansowej, technicznej, przygotowanie studium wykonalności oraz pozyskanie finansowania zewnętrznego ze źródeł krajowych.

Głównym celem części drugiej jest wykonanie demonstracyjnych instalacji ujęcia metanu z odwierconych z powierzchni otworów kierunkowych oraz przeprowadzenie serii testów produkcyjnych. Prace w tej fazie mają określić wydajność dopływu metanu w dłuższym czasie wraz z analizą zmienności tego dopływu, weryfikacją parametrów technicznych ujęcia i przesyłu gazu oraz możliwości jego zagospodarowania. W efekcie finalnym zostanie przeprowadzona ocena skutków ujęcia metanu dla obniżenia metanowości projektowanych ścian eksploatacyjnych węgla kamiennego oraz analiza ekonomiczna zastosowania przedekspluacyjnego ujęcia metanu z pokładów węgla w górnictwie z porównaniem z kosztami odmetanowania podziemnego. Prace tej części mają odbywać się w trzech lokalizacjach objętych działalnością górnictwem trzech spółek węglowych w zróżnicowanych warunkach geologiczno-górnich.

Realizacja działań objętych projektem może przyczynić się do przemysłowego wdrożenia ujęcia metanu z planowanych do eksploatacji pokładów węgla. Takie rozwiązanie zastosowane w kopalniach węgla kamiennego ma szansę w znaczący sposób poprawić bezpieczeństwo eksploatacji, rentowność kopalń oraz zmniejszyć emisję metanu do atmosfery, a jednocześnie pozwoli na ujęcie cennego surowca energetycznego i wykorzystanie znacznego potencjału zasobowego metanu w zagłębiach węglowych.

Część druga projektu zakłada także wykonanie na polskich uczelniach badań w zakresie CBM w celu dopracowywania rodzimej technologii. Szeroki zakres przedsięwzięcia wymaga współpracy wielu stron – rządu RP, Ministerstwa Energii, instytutów badawczych, uczelni oraz sektora prywatnego. Nad całością prac czuwa dr Janusz Jureczka, dyrektor Oddziału Górnośląskiego PIB-PIB, który jest jednym z niewielu specjalistów w Polsce, mających doświadczenie w pracach nad CBM. Dla prezesa Piotra Woźniaka oraz wiceprezesa Łukasza Kroplewskiego ważne jest to, aby – tak jak dzieje się to w wielu miejscach na świecie – skutecznie pozyskać metan z pokładów węgla i wykorzystać go jako cenny surowiec. Ogromne znaczenie ma także fakt, że przy projekcie wykorzystana zostaje polska technologia, co służy wzmocnieniu naszego potencjału.

Opracował **Maciej Szota**,
zastępca dyrektora Departamentu
Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA

Część techniczna opisu pochodzi z Karty Projektowej II części projektu GEO-METAN i została przygotowana przez dr. Janusza Jureczkę.



W Pakiecie Prądu i Gazu **PiG** prąd taniej do **170 zł***

Masz gaz w PGNiG? Teraz ciesz się też tańszym prądem.

Korzyści

- prąd taniej do **170 zł***
- stała cena przez cały rok
- opłata handlowa 0 zł
- umowa na czas nieokreślony
- minimum formalności przy zmianie sprzedawcy

Zamów telefonicznie lub online



Zadzwoń do nas!
801 800 234**



Odwiedź naszą stronę
pgnig.pl

*170 zł brutto to maksymalna oszczędność wynikająca z porównania oferty cenowej energii elektrycznej PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. i najdroższej z ofert sprzedawców w taryfie G11. Porównanie to obejmuje roczny koszt energii elektrycznej (przy założeniu zużycia na poziomie 2200 kWh), koszty opłaty handlowej oraz akcyzę, z wyłączeniem kosztów dystrybucji. Podane wartości zawierają VAT. Porównanie dotyczy ofert obowiązujących w dniu 31.08.2016 r.

**opłata zgodna z taryfą operatora

Wpływ wodoru transportowanego siecią gazową na jej funkcjonowanie

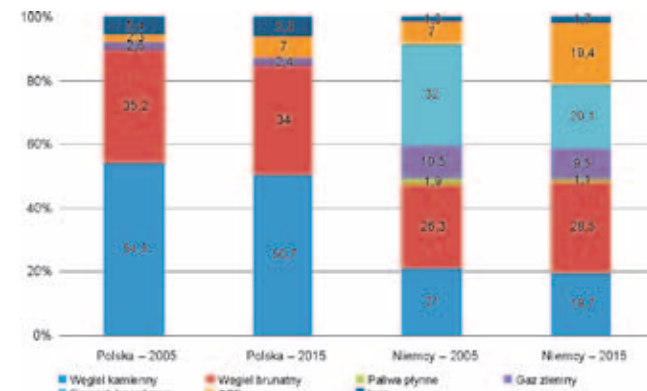
Piotr Janusz, Łukasz Zabrzęski

W bilansie energetycznym Polski gaz ziemny pokrywa około 13% zapotrzebowania na energię pierwotną, jednak biorąc pod uwagę znaczenie tego surowca dla krajowej gospodarki należy zaznaczyć, iż odgrywa on bardzo istotną rolę w jej rozwoju. Od kilku lat realizowany jest program rozbudowy krajowej sieci gazowej, który ma na celu zwiększenie dostępu do infrastruktury gazowej dla potencjalnych klientów, ale także zwiększenie możliwości dostaw tego surowca z innych niż dotychczas kierunków. Realizując plany rozbudowy sieci gazowej, dąży się do tego, aby zwiększyć jej przepustowość, a tym samym zwiększyć efektywność ekonomiczną. W wyniku implementacji prawodawstwa unijnego od kilku lat rozliczenia związane z ilością przesyłanego gazu ziemnego dokonywane są w jednostkach energii, a nie jak było to praktykowane przez dziesięciolecia – w jednostkach objętości. W ostatnich czterech latach ilość przesłanego gazu ziemnego siecią przesyłową (z uwzględnieniem PMG) wyglądała następująco: 2012 r. – 16,3 mld m³, 2013 r. – 17 mld m³, 2014 r. – 16,5 mld m³, 2015 r. – 16,2 mld m³. W jednostkach energii wynosi ona odpowiednio: 181 TWh; 187,3 TWh; 189 TWh; 180,9 TWh.

Należy również zwrócić uwagę na bardzo dynamiczny wzrost wykorzystania energii pozyskanej z odnawialnych źródeł. Głównie chodzi tu o wytwarzanie energii elektrycznej z farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Zgodnie z danymi EWEA (*European Wind Energy Association*), w 2015 r. największe przyrosty mocy zainstalowanych odnotowano w przypadku elektrowni wiatrowych – 12 800 MW (co stanowiło 44,2% nowych mocy zainstalowanych w UE) oraz elektrowni wykorzystujących promieniowanie słoneczne – 8500 MW (29,4%). O wysokiej dynamice przyrostu OZE można się przekonać, analizując wskaźniki rocznego przyrostu dla poszczególnych technologii OZE, wykorzystywanych w produkcji energii elektrycznej dla lat 1990–2015: ogniwa fotowoltaiczne – 44,1%, elektrownie wiatrowe – 22,1%. Łączny udział OZE w światowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2014 r. wyniósł 22,3% i był drugi ze względu na wielkość (udział węgla – 40,7%). W latach 1990–2014 średnioroczny przyrost energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach bazujących na OZE był na poziomie 3,6%, podczas gdy globalny wzrost produkcji energii elektrycznej wyniósł 2,9%. W 2015 r. w skali świata odnotowano największy przyrost OZE w elektrowniach wiatrowych (wzrost z 370 GW na koniec 2014 r. do 433 GW), a w przypadku fotowoltaiki – z 177 GW do 227 GW. Na rysunku 1. przed-

stawiono zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce oraz w Niemczech w latach 2005 i 2015.

Rysunek 1. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i Niemczech



Źródło: Blacharski i in., 2016.

Pozyskiwanie energii elektrycznej z OZE charakteryzuje się nierównomiernością oraz trudnością z jej zagospodarowaniem w czasie jej wytwarzania. W związku z tym trwają prace nad komercjalizacją technologii pozwalających na magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.

Jedną z wyżej wspomnianych możliwości jest konwersja energii elektrycznej na inny nośnik energii – np. wodór, który można długotrwale magazynować bez strat oraz zagospodarować w wielu dziedzinach gospodarki. Wśród możliwości zagospodarowania takiego paliwa jest jego transport jako mieszaniny z gazem ziemnym, przy użyciu istniejącej sieci gazowej. Należy mieć jednak na uwadze, że przy projektowaniu i budowaniu funkcjonującej sieci gazowej uwzględniano parametry wyłącznie gazu ziemnego. W związku z tym, analizując możliwość transportu mieszaniny wodoru z gazem ziemnym, należy rozważyć wpływ tego gazu na funkcjonowanie sieci gazowej.

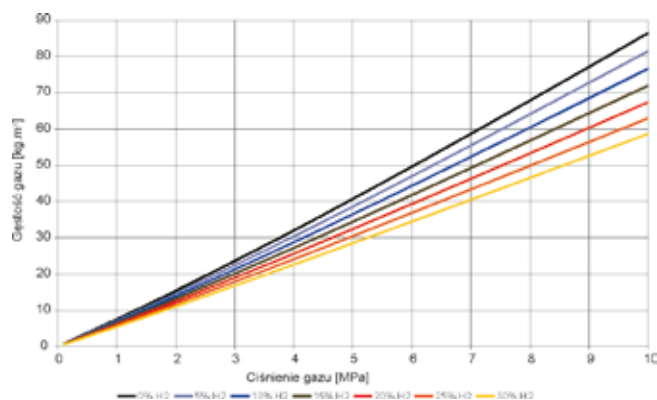
Parametry jakościowe, które zostały wzięte pod uwagę, to wartość opałowa, ciepło spalania, liczba Wobbego oraz ilość energii przypadającej na 1 m³ gazu w warunkach normalnych. Z kolei opisywanymi parametrami przesyłowymi (mającymi wpływ na techniczne i technologiczne aspekty przesyłu oraz dystrybucji) są gęstość oraz granice wybuchowości. Za wyjściowy skład analizowanego gazu ziemnego, w którym brak jest wodoru, przyjęto mieszaninę zawierającą: 96% metanu,

1% etanu oraz 3% azotu. Skład ten ulega zmianie proporcjonalnej do ilości dodawanego wodoru. Natomiast ilość wodoru dodanego do mieszaniny, jaką wzięto pod uwagę w analizach porównawczych, zawiera się w granicach od 0% do 30% udziału molowego z krokiem 5%.

PARAMETRY PRZESYŁOWE

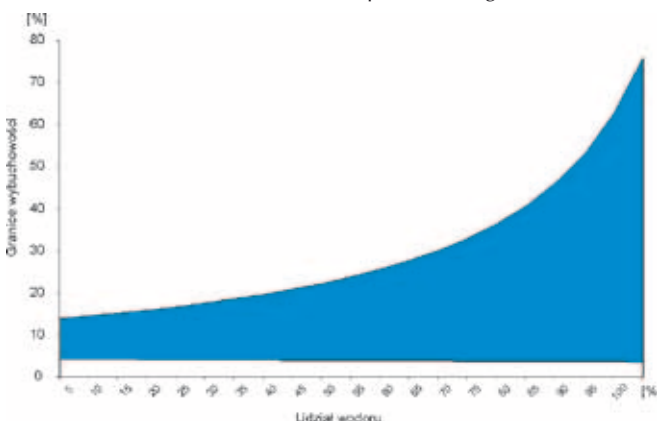
Wodór jest gazem niezwykle lekkim, dlatego sprawdzono jego wpływ na gęstość całej mieszaniny. Jej wartości w zależności od ciśnienia obliczono dla odpowiednich wartości ciśnienia i udziału molowego wodoru w całej mieszaninie. Wyniki przedstawiono na rysunku 2.

Rysunek 2. Zmiana gęstości gazu [kg/m³] w zależności od ciśnienia gazu i udziału procentowego wodoru w mieszaninie



Wodór należy do gazów o bardzo dużym zakresie wybuchowości. Jego dolna granica wybuchowości (pl. DGW, ang. *LEL Lower Explosive Limit*) wynosi 4%, a górna (pl. GGW, ang. *UEL Upper Explosive Limit*) aż 76%. Granicą wybuchowości nazywa się takie stężenie par, gazów lub pyłów substancji, przy którym w mieszaninie z powietrzem może nastąpić wybuch wskutek zapłonu. DGW oznacza zatem takie stężenie, przy którym mieszanina już staje się wybuchowa, natomiast GGW stężenie, przy którym mieszanina jest jeszcze wybuchowa. Dodanie wodoru do gazu ziemnego wpłynie zatem znacząco na poprawę bezpieczeństwa stosowania czystego wodoru. Przyjmuje się, że DGW dla gazu ziemnego wynosi

Rysunek 3. Granice wybuchowości mieszaniny gazu ziemnego z wodorem w zależności od udziału procentowego wodoru



5%, natomiast GGW 15%. Wyniki przedstawione zostały na rysunku 3.

Należy tutaj również wspomnieć o znaczeniu minimalnej energii zapłonu pod względem bezpieczeństwa. Mieszanina wybuchowa czystego wodoru ulega bowiem zapłonowi już od energii 0,01 mJ, co stanowi wartość 28-krotnie mniejszą niż minimalna energia zapłonu metanu (0,28 mJ). Źródłami zapłonu mieszaniny o minimalnej energii zapłonu większej od 0,025 mJ mogą być na przykład wyładowania elektryczne: iskrowe, snopiące czy atmosferyczne, natomiast poniżej tej wartości nawet wyładowania koronowe. Zmieszanie gazu ziemnego z wodorem wpłynie zatem na zmniejszenie bezpieczeństwa przesyłania tego paliwa, jednakże może okazać się receptą na możliwość przesyłania wybuchowego wodoru i zwiększenie jego wykorzystania.

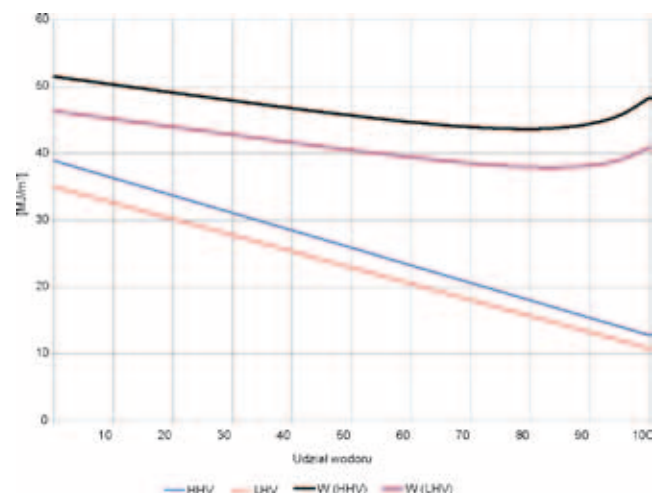
PARAMETRY JAKOŚCIOWE GAZU

Wśród analizowanych parametrów jakościowych mieszaniny gazu ziemnego i wodoru znajdują się: wartość opałowa, ciepło spalania, liczba Wobbego oraz ilość energii przypadającej na 1 m³ gazu w warunkach rzeczywistych. Zdecydowano się dokonać analizy właśnie tych parametrów przez wzgląd na dokonywane rozliczenia transportu w jednostkach energii. Ponadto, uregulowania prawne określają sztywne granice analizowanych wartości, a ich przekroczenie uniemożliwia transport gazu siecią gazową.

W związku z tym, że parametry jakościowe dla paliw gazowych podaje się w odniesieniu do normalnego metra sześciennego, tak też postąpiono, przedstawiając wyniki wykonanych prac. Zdecydowano się je zobrazować dla zakresu udziału wodoru od 0% do 100% oraz od 0% do 30% w odniesieniu do gazu przesyłanego pod ciśnieniem do 10 MPa.

Rysunek 4. przedstawia wpływ wartości udziału molowego wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym na jego ciepło spalania, wartość opałową oraz górną i dolną liczbę Wobbego. Jako że wodór posiada dużo niższe wartości cieplne od pozostałych

Rysunek 4. Wartość opałowa (LHV) [MJ/m³], ciepło spalania (HHV) [MJ/m³], dolna liczba Wobbego [MJ/m³] oraz górna liczba Wobbego [MJ/m³] w zależności od udziału wodoru w przesyłanym gazie ziemnym



składników gazu ziemnego w przeliczeniu na 1 m³, wzrost jego udziału w całości przyczynia się do obniżenia całkowitej wartości danego parametru jakościowego. Tabela 1. pokazuje ubytek energii, wynikły z dodania do gazu ziemnego danej ilości wodoru. Warto zwrócić tutaj uwagę na to, że powyżej 79% udziału wodoru górna liczba Wobbego całej mieszaniny zaczyna ponownie wzrastać, osiągając dla 100% wodoru 93,93% wartości górnej liczby Wobbego gazu ziemnego bez jego domieszki. Wynika to z postaci równania definicyjnego liczby Wobbego, w którym w mianowniku obecny jest pierwiastek z gęstości względnej. Podobna sytuacja zachodzi w przypadku dolnej liczby Wobbego.

Tabela 1. Spadek wartości ciepła spalania (HHV) i wartości opałowej (LHV) w zależności od ilości dodanego wodoru względem gazu ziemnego bez jego dodatku

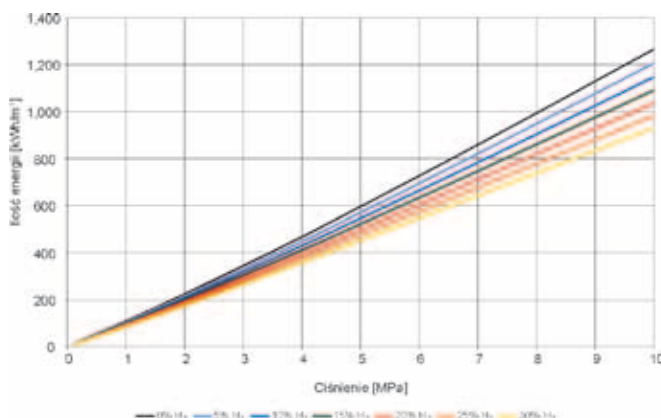
Udział procentowy wodoru	Spadek wartości ciepła spalania HHV	Spadek wartości opałowej LHV
0,00%	0,00%	0,00%
5,00%	3,36%	3,46%
10,00%	6,72%	6,92%
15,00%	10,08%	10,37%
20,00%	13,44%	13,83%
30,00%	20,16%	20,75%

Od 1 sierpnia 2014 r. na wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce nałożony jest obowiązek rozliczania się z klientami w jednostkach energii, dlatego policzono ilość energii, jaka może znaleźć się w rzeczywistych warunkach w 1 m³ przesyłanej mieszaniny. Wyniki przedstawia rysunek 5.

MIESZANINA GAZU ZIEMNEGO Z WODOREM W TRANSPORCIE GAZOCIĄGAMI

Gaz ziemny jako paliwo transportowany jest siecią gazociągową. Bardzo istotnym elementem rozważań dotyczących jego przesyłu jest kwestia spadku ciśnienia na danej odległości

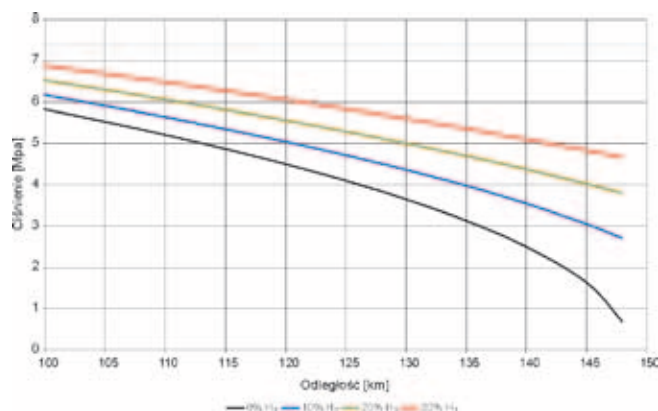
Rysunek 5. Ilość energii [kWh] przesyłanej w 1 m³ gazu w zależności od ciśnienia i udziału procentowego wodoru w gazie ziemnym



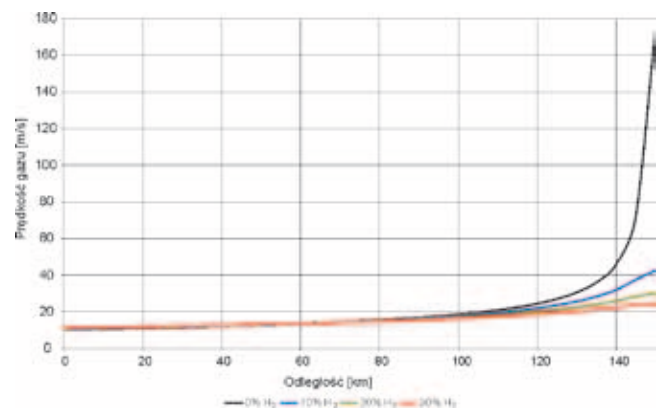
od punktu wejścia. Spadek ten przebiega nieliniowo i stanowi podstawę do planowania umiejscowienia tłoczni gazu na sieci przesyłowej w celu sprężenia gazu i zwiększenia jego ciśnienia. Podobnie jak dla wcześniej analizowanych parametrów gazu, również w tym miejscu rozpatrywano przypadki mieszaniny o udziale wodoru od 0% do 30%. Zasady ustalania składu oraz skład wyjściowy (gazu ziemnego bez domieszki wodoru) jest taki sam, jak poprzednio analizowany.

Do rozważań przyjęto gazociąg o długości 150 km, średnicy 1000 mm i przepływie nominalnym 3,3 mln m³/h. Aby odpowiednio dokładnie przeanalizować zmianę ciśnienia na całej długości, podzielono ją na odcinki pięciokilometrowe, badając zmiany wszystkich parametrów związanych z ciśnieniem, by móc ostatecznie otrzymać ciśnienie na końcu badanego odcinka. Założono ciśnienie początkowe (tj. na odległości 0 km) równe 10 MPa. Do obliczeń przyjęto średnią temperaturę w gazociągu równą 7°C. Zmiany ciśnienia na odległościach pomiędzy 100 a 150 km (zmiana ciśnienia na odległościach mniejszych jest nieznaczna) przedstawione są na rysunku 6. W miarę spadku ciśnienia zwiększa się prędkość gazu. Zmiany te przedstawiono na rysunku 7.

Rysunek 6. Zmiana ciśnienia przesyłanego gazu ziemnego na danej odległości w zależności od udziału wodoru w mieszaninie



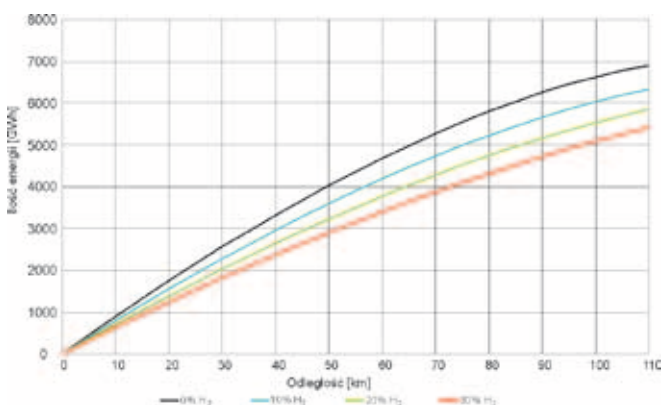
Rysunek 7. Zmiana prędkości gazu w gazociągu na danej odległości w zależności od ilości wodoru w mieszaninie



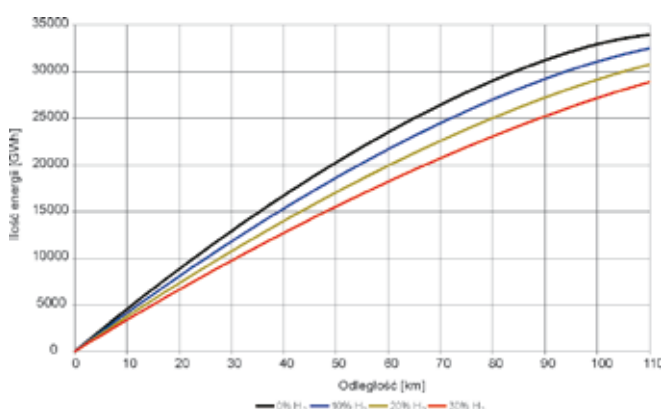
Według poczynionych obliczeń, na ostatnich trzech rozpatrywanych kilometrach spadek ciśnienia jest mniejszy o 82% w przypadku mieszaniny o udziale wodoru 30% niż w przypadku czystego gazu ziemnego. Obliczenia wykazały również, że

o ile mieszanina bez dodatku wodoru osiąga ciśnienie zbliżone ciśnieniu atmosferycznemu pomiędzy 148 a 149 kilometrem gazociągu, to dla mieszaniny o udziale wodoru 10% sytuacja ta następuje blisko 160 kilometrów, 20% – przed 172 kilometrem, natomiast dla mieszaniny z 30-procentowym udziałem wodoru dopiero przed 188 kilometrem. Hipotetycznie zatem ostatnią mieszaninę można przesłać o około 40 kilometrów dalej (co przy 148 km czystego gazu ziemnego jest wartością o 27% większą).

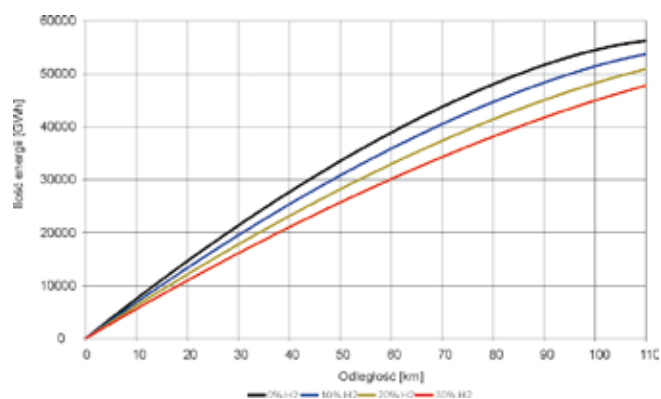
Rysunek 8. Zakumulowana ilość energii w gazociągu o średnicy 300 mm w zależności od ilości wodoru w mieszaninie i odległości



Rysunek 9. Zakumulowana ilość energii w gazociągu o średnicy 700 mm w zależności od ilości wodoru w mieszaninie i odległości

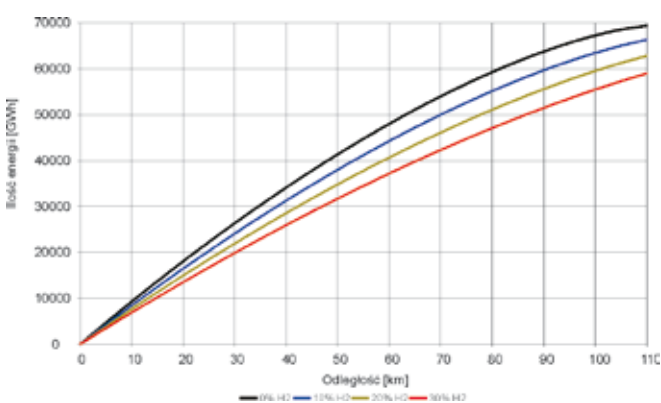


Rysunek 10. Zakumulowana ilość energii w gazociągu o średnicy 900 mm w zależności od ilości wodoru w mieszaninie i odległości



Mając na uwadze zwiększenie wykorzystania wodoru, rozważany jest jego transport przy użyciu funkcjonującej sieci gazowej jako mieszaniny z gazem ziemnym. W związku z tym obliczono również ilość energii, tzw. *linepack*, jaka znajdowałaby się w gazociągu o różnych średnicach i przepustowościach w zależności od ilości dodanego wodoru. Rozpatrzono średnice DN 300, DN 700, DN 900 oraz DN 1000. Rysunki 8–11 pokazują ilość energii zakumulowanej w gazociągu o założonych parametrach.

Rysunek 11. Zakumulowana ilość energii w gazociągu o średnicy 1000 mm w zależności od ilości wodoru w mieszaninie i odległości



PODSUMOWANIE

Wodór jest gazem znacząco różniącym się od podstawowych składników gazu ziemnego. Dlatego jego dodanie do przesyłanego siecią gazową gazu ziemnego będzie znacząco oddziaływało na parametry takiej mieszaniny. Zagadnieniami tych zmian i możliwością zaaplikowania podobnych przedsięwzięć w rzeczywistości zajmowało się wielu autorów już od 1975 roku. Temat przesyłania wodoru zmieszanego z gazem ziemnym jest wciąż kwestią otwartą, której należy poświęcić bardzo dużo uwagi.

Na podstawie poczynionych obliczeń można stwierdzić, że dodanie wodoru do gazu ziemnego obniży kaloryczność przesyłanej mieszaniny, co stanowi jeden z głównych parametrów opisujących jakość przesyłanych paliw. Należy jednak mieć na uwadze, że energia zawarta w wodorze została uzyskana poprzez konwersję nadwyżek energii elektrycznej wygenerowanej w odnawialnych źródłach energii. Gdyby do procesu konwersji nie doszło, energia ta zostałaby utracona. Choć zatem obniżeniu ulega wartość energetyczna gazu ziemnego poprzez dodanie wodoru, to z punktu widzenia ekonomii wykorzystania rzeczywistej wygenerowanej energii ponosiłoby się mniejsze straty. Pamiętać również należy o rozliczaniu się z odbiorcami końcowymi w jednostkach energii, zatem nie wpłynie to w żaden sposób na pogorszenie jakości świadczonych usług, ale korzyści finansowe dla przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługę transportu będą mniejsze.

Istotną kwestią omawianego tematu jest bezpieczeństwo stosowania wodoru. O ile wodór charakteryzuje się niewielką minimalną energią zapłonu i szerokimi zakresami wybuchowości w mieszaninie z powietrzem, to podczas jego spalania nie występują organiczne produkty, tak jak to jest w przypadku składników gazu ziemnego. Fakt ten sprawia, że nie charaktery-

zuje się on żadną toksycznością. Mała gęstość i duża zdolność do dyfundowania prowadzi do tego, że w przypadku uwalniania z nieszczelności dużo szybciej przemieszcza się w kierunku pionowym niż inne składniki gazu ziemnego, tworząc strefę zagrożenia wybuchem o mniejszym promieniu. Mieszanka gazu ziemnego z wodorem będzie miała zatem szersze granice wybuchowości i będzie wymagała mniejszej energii do zapłonu, jednak tworzenie atmosfery wybuchowej będzie ograniczone. W przypadku wadliwego systemu spalania gazu, w wyniku którego produktem reakcji utleniania składników organicznych będzie tlenek węgla, jego ilości również będą mniejsze w związku ze zmniejszonym udziałem tych składników.

Ważnym aspektem pod kątem transportu gazu ziemnego w systemie przesyłowym jest spadek jego ciśnienia w gazociągu. Mieszanka gazu ziemnego z wodorem, w związku z właściwościami fizycznymi wodoru, charakteryzuje się dużo mniejszymi spadkami ciśnienia, co pozwala na przesyłanie jej na większe odległości.

Z przedstawionych informacji wynika, że dodatek wodoru do gazu ziemnego wywiera znaczący wpływ na parametry przesyłu tej mieszanki siecią gazową, wobec czego uzasadnione jest prowadzenie dalszych analiz i badań w przedmiotowym zakresie.

dr inż. Piotr Janusz, mgr inż. Łukasz Zabrzęski

Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu,
Katedra Inżynierii Gazowniczej AGH.

Literatura

Bartknecht, W. (1981), *Explosions*. Berlin Heidelberg Nowy Jork: Springer-Verlag.

Blacharski T., Kogut K., Szurlej A., *Prospects for the use of hydrogen in electricity storage in the light of foreign experience 2016*.

Chemical Industry Association, V. t. (1991). *Chemical Safety Sheets*. Springer Netherlands.

Coelho, P. M. i Pinho, C. (2007, lipiec/wrzesień), Considerations About Equations for Steady State Glow in Natural Gas Pipelines. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, vol.29(no. 3).

Dodds Paul E., Demoullin Stéphanie, *Conversion of the UK gas system to transport hydrogen*. International Journal of Hydrogen Energy Volume 38, Issue 18, 18 June 2013, Pages 7189–7200.

(DIV) DIV Berlin, EEFA, *Evaluation tables of the energy balance for Germany* (2016).

GAZ-SYSTEM S.A., strona internetowa HYPERLINK „<http://www.gaz-system.pl>” www.gaz-system.pl

Glor, M. i Thurnherr, P. (2015), *Ignition Hazards Caused by Electrostatic Charges in Industrial Processes*. thuba Ltd.

Gupta, R. B., Basile, A. i Veziroglu, T. N. (redaktorzy). (2015). *Compendium of Hydrogen Energy* (Tomy Volume 2: Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure). Elsevier.

Haeseldonckx Dries, D'haeseleer William, *The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure*. International Journal of Hydrogen Energy Volume 32, Issues 10–11, July-August 2007, Pages 1381–1386.

Lee, A. L., Gonzalez, M. H. i Eakin, B. E. (1966, Sierpień). *The Viscosity of Natural Gases*. Journal of Petroleum Technology, vol.18(08).

Nagy, S. (Red.). (2014). *Vademecum gazownika* (tom I). Kraków: Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego SITPNIg.

Melain M. W., Antonia O., and Penev M. – Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues, National Renewable Energy Laboratory – March 2013 HYPERLINK „<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>” <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf> PN-M-34034 – wersja polska, Rurociągi – Zasady obliczeń strat ciśnienia (1976).

Tong, M.-M., Wu, G.-Q., Hao, J.-F. i Dai, X.-L. (2009, Marzec). *Explosion limits for combustible gases*. Mining Science and Technology (China)(19), strony 182–184.

Veziroglu T. Nejat, *Hydrogen Energy 1975* <http://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4684-2607-6>

FST
Grupa Brokerska

Our Knowledge. Your peace.

**UBEZPIECZENIE
W DOBRYCH RĘKACH**

**INSURANCE
IN GOOD HANDS**

www.fst.torun.pl

Pierwszy w Polsce przewiert *Direct Pipe*

Małgorzata Bułaś, Roland Kośka

Artykuł prezentuje doświadczenia GAZ–SYSTEM w przygotowaniu oraz realizacji przejść bezwykopowych metodą *Direct Pipe*. Metoda ta została wykorzystana przy budowie gazociągu DN 1000 MOP 8,4 MPa relacji Wierzchowice–Czeszów.

Rys historyczny technologii bezwykopowych w branży energetycznej w Polsce

Technologia bezwykopowa w postaci horyzontalnego przewiertu sterowanego HDD pojawiła się na polskim rynku już ponad 30 lat temu i był to przełom w zakresie wykonalności rurociągów pod rzekami, infrastrukturą drogową i kolejową. Była to również dobra informacja dla wykonawców i inwestorów projektów infrastrukturalnych w branży przesyłania paliw i surowców, a także wodociągów i kanalizacji.

Przez wiele lat była to technologia podstawowa i jedyna dostępna dla realizacji przejść bezwykopowych. W miarę upływu lat podlegała procesom rozwoju w zakresie technologii wiercenia, oczyszczania otworu z urobku, urządzeń wiertniczych, wielkości siły i momentu obrotowego, modyfikacji systemów płuczkowych oraz płynów płuczkowych o nowym składzie chemicznym i możliwościach.

Wraz z rozwojem technologii bezwykopowych pojawiła się technologia mikrotunelowania, dla której powstania istotny był rozwój techniki w obszarze hydrauliki siłowej, nowych napędów, które przez lata rozwijały możliwości tej technologii. Obie wyżej wymienione metody bezwykopowe budowy rurociągów na około trzy dekady zdominowały rynek i w sposób niekonkurencyjny były w stanie współistnieć:

- HDD dla długich przejść bezwykopowych o dowolnych średnicach,
- mikrotunelowanie dla krótkich przejść bezwykopowych o znaczących średnicach.

Doświadczenia GAZ–SYSTEM z budowy około 1000 km gazociągów DN 700, zrealizowanych do roku 2015, w odniesieniu do technologii bezwykopowych w standardzie HDD i mikrotunelowania wskazały istotne ograniczenia i ryzyko stosowania tych metod.

Głównym zidentyfikowanym ryzykiem i ograniczeniami realizacyjnymi – w naszej ocenie – były:
dla horyzontalnego przewiertu sterowanego HDD:

- uwarunkowania geologiczne, które w kilku przypadkach uniemożliwiły wykonanie przejść zgodnie z założeniami projektowymi, ze względu na występowanie żwirów i otczaków, ilów plastycznych i pęczniejących,
- prowadzenie robót w sąsiedztwie istniejącej infrastruktury w kontekście precyzyjnego utrzymania trajektorii przewiertu, a zwłaszcza utrzymania jej w granicy pasa budowy,

- obciążenia środowiska, zanieczyszczenie płuczką (zawierającą dużą ilość różnych związków chemicznych – polimerów) gruntów i cieków w przypadku nie tylko perforacji nadkładów,
- konieczność pogłębiania trajektorii ze względu na perforacje nadkładów ciśnieniem płuczki, a w związku z tym również wydłużanie przewiertu ze względu na zastosowanie minimalnych promieni gięcia dla rur DN 700,
- realizacja przewiertów w gruntach nienośnych, duże utrudnienia, konieczność stosowania dodatkowych rozwiązań technicznych;

dla technologii mikrotunelowania:

- warunki gruntowo-wodne, w tym konieczność odwadniania głębokich komór roboczych,
- prace spawalnicze w głębokich komorach,
- obciążenia środowiskowe w bezpośrednim sąsiedztwie rzek często chronionych środowiskowo.

Nowe rozwiązania techniczne w technologiach bezwykopowych

Rzeczony rozwój metod wykonywania przejść bezwykopowych, zmierzający do ograniczenia opisanych powyżej rodzajów ryzyka i utrudnień realizacyjnych doprowadził do powstania technologii *Direct Pipe*, która daje nowe możliwości w branży robót bezwykopowych. Technologia *Direct Pipe* została pomyślnie wdrożona po raz pierwszy w 2007 roku w Worms podczas przekroczenia rzeki Ren. Od tego czasu poszczególne elementy technologii były ciągle doskonalone i dostosowywane do rosnących wymagań rynku. Dotychczas w Europie i USA zrealizowano kilkadziesiąt projektów o łącznej długości ponad 30 kilometrów. Ciekawe i nowatorskie rozwiązanie wykorzystuje technicznie elementy charakterystyczne dla HDD czy mikrotunelowania, wzbogacone o pomysłowe, zaawansowane nowinki techniczne w postaci: *Pipe Thrustera*, żyrokompassu optycznego (najnowsza generacja żyrokompassów prowadzi ciągle pomiar pozycji bez konieczności przerywania instalacji gazociągu, umożliwia sterowanie głowicą urabiającą), zespołów napędowych w urządzeniu *Direct Pipe* dla napędu głowicy urabiającej.

Budowa rurociągu w technologii *Direct Pipe* polega na zastosowaniu urządzenia, na które składają się: głowica urabiająca mikrotunelowa, od dziesięcioleci bezwykopowo instalująca

rurociągi o różnych średnicach oraz stacja pchająca *Pipe Thruster*, dostępna jako urządzenie firmy Herrenknecht w odmianie HK 300PT, HK 500 PT, HK 750 P (można dublować zastosowane stacje, zwiększając siłę pchania, odpowiednio dla HK 500 PT i 750 PT, do 1000 i 1500 T). Podczas operacji technologicznej stacja chwyta rurociąg po obwodzie, na którego początku przyspawana jest głowica i wypycha go bezpośrednio w grunt. Oznacza to, że wcześniej przygotowany rurociąg może być instalowany w gruncie jednocześnie z jego drążeniem. Pozwala to na trwałe zabezpieczenie otworu i znaczące poprawienie bezpieczeństwa instalacji. Średnica instalowanego rurociągu może wynosić od 30" (Dz = 762 mm) do 56" (Dz = 1422 mm). Maksymalna długość instalowanego rurociągu może wynieść nawet 2000 m, daje to możliwość realizacji przejść bezwykopowych (długość, średnica), obecnie realizowanych przy użyciu technologii HDD bądź mikrotunelowania. Maszyna *Direct Pipe* używana do średnicy 30" jest zbyt mała, aby zainstalować w niej agregat hydrauliczny. Powoduje to ograniczenie długości instalowanego rurociągu do około 300–350 metrów, tj. maks. długości uzyskiwanych również poprzez zastosowanie metody mikrotunelowania. Dla rurociągów o średnicy 40–42" (1016–1067 mm), tak interesujących obecnie GAZ–SYSTEM, w zależności od konfiguracji sprzętu (moduł zasilający, kontener sterowniczy) możliwe są przekroczenia na dystansie nawet do 1000 m.

Urządzenie *Direct Pipe* prezentowane poniżej, w odróżnieniu od głowicy mikrotunelowej składa się z kilku segmentów. Drugi segment to agregat hydrauliczny, dzięki któremu ciśnienie hydrauliczne oleju do napędu silnika głowicy urabiającej jest wytwarzane bezpośrednio za głowicą.

Know-how GAZ–SYSTEM w podejściu do przygotowania inwestycji oraz zarządzania budową przejść bezwykopowych

W obliczu istnienia obecnie alternatywnych technologii wykonania przejść bezwykopowych, szczególnego znaczenia nabierają problemy prawidłowego wyboru technologii bezwykopowej na etapie przygotowania inwestycji, tj. opracowania dokumentacji projektowej. Kładąc nacisk na szczegółowość

Poniżej przedstawiamy zalety technologii *Direct Pipe* w stosunku do konkurencyjnych metod HDD i mikrotunelowania

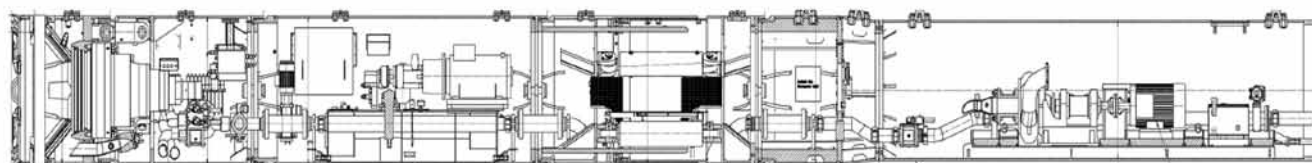
Porównanie z HDD	Porównanie z mikrotunelowaniem
1. Jednoetapowa instalacja (nie ma etapu rozwiercania)	1. Jednoetapowa instalacja (nie ma potrzeby stosowania rur osłonowych) → wysoka prędkość
2. Mała średnica otworu (naddatek tylko około 10 cm, a nie 1/3 Ø rury)	2. Mniejsza średnica otworu (ad. 1) → mniejsza ilość wydobytego urobku
3. Trwała stabilizacja otworu → zredukowane zagrożenie zawalenia się otworu	3. Możliwość wycofania rurociągu w przypadku natrafienia na przeszkodę → zredukowane ryzyko geologiczne
4. Wymagany dostęp tylko z jednej strony → brak liry po drugiej stronie → znacznie mniejszy plac budowy	4. Wiercenie z powierzchni na powierzchni → uproszczona konstrukcja szybów
5. Układanie rurociągów etapami	
6. Zmniejszone ciśnienie i ilość płuczki bentonitowej → zredukowane zagrożenia dla środowiska	
7. Mniejsza rezerwa terenu → większa późniejsza dostępność dla inwestora	
8. Możliwość pracy etapami, w przypadku przerw otwór w pełni zabezpieczony	

przedstawionych w niej rozwiązań technicznych, dedykowanych technologiom bezwykopowym, GAZ–SYSTEM ogranicza do minimum niepewność procesu inwestycyjnego oraz umożliwia wykonawcom sprawną i terminową realizację robót. W procesie odbioru GAZ–SYSTEM nie akceptuje dokumentacji, która nie spełnia wymagań przepisów technicznych, zasad dobrej praktyki inżynierskiej oraz potrzeb realizacyjnych. Z przeprowadzonej analizy dokumentacji projektowej wynika, że indywidualnie przyjęta przez projektanta praktyka, dotycząca formy i treści dokumentacji, zbyt ogólne podejście do proponowanych rozwiązań technicznych, zastosowanie uproszczonych rozwiązań, a nawet całkowite pominięcie ważnych z punktu widzenia realizacji inwestycji zagadnień poprzez przerzucenie tego zakresu na wykonawcę robót, w konsekwencji wygenerowało dla GAZ–SYSTEM znaczące dodatkowe koszty realizacyjne, których można byłoby uniknąć.

W związku z powyższym w zakresie technologii bezwykopowej GAZ–SYSTEM przyjął zasadę skupienia się na zarządzaniu procesem przygotowania i realizacji przejścia bezwykopowego jak przedstawiono poniżej.

- Przygotowanie – wybór technologii bezwykopowej na etapie opracowania projektu wstępnego przed uzyskaniem decyzji środowiskowej i lokalizacyjnej na podstawie analizy wykonalności. Opracowanie projektu budowlanego i wykonawczego, z uwzględnieniem wymagań i wytycznych projektowych określonych dla projektów zgodnie z nową procedurą.
- Realizacja – opracowanie przez wykonawcę *Direct Pipe* planu wykonalności przejścia bezwykopowego. Celem planu

Maszyna AVN – agregat hydrauliczny – stacja teleskopowa – łącznik stożkowy – pompa płuczkowa



wykonalności jest opracowanie podejścia realizacyjnego, podzielenie przedsięwzięcia na fazy i etapy, które będą kamieniami milowymi realizacji i posłużą do stworzenia harmonogramu w celu monitorowania jego realizacji. W ramach monitoringu procesu budowy przewidziano odbiory z zamknięcia faz i etapów oraz raporty:

- a) protokoły: z zakończenia prac przygotowawczych, kolaudacji urządzenia *Direct Pipe* po montażu, odbioru końcowego zamykającego projekt inwestycyjny przejścia,
- b) raporty dzienne etapów montażu i wiercenia.

Obligatoryjnym wymaganiem GAZ–SYSTEM jest to, aby protokół końcowy odbioru zawierał opinię geologiczną potwierdzającą właściwe posadowienie gazociągu.

Określony w procedurach GAZ–SYSTEM zakres projektu wstępnego zamyka założenia do projektowania, w tym zawiera wybór technologii wykonania gazociągu na odcinkach dedykowanych technologiom bezwykopowym. Odpowiednie przełożenie wymagań opisanych w wytycznych do projektowania GAZ–SYSTEM zgodnie z pracami projektanta w terenie, polegające na rozpoznaniu miejsca (topografii, urbanizacji i infrastruktury), wykonaniu badań geologicznych, zwłaszcza geofizycznych, środowiskowych i zamknięcie ich w projekcie wstępnym, który podlega akceptacji przez inwestora, stanowi bazę wiedzy i założeń do dalszego projektowania. Na etapie opracowania projektu wstępnego niezwykle przydatna wydaje się technologia GIS, a już niezbędne jest rozpoznanie warunków gruntowo-wodnych. Na etapie odbioru przez GAZ–SYSTEM projektu wstępnego poddawana jest szczegółowej analizie proponowana przez projektanta trajektoria przewiertu, pokazana na tle opracowanego profilu geologicznego, z naniesionym układem warstw geologicznych oraz określonym poziomem horyzontu wód gruntowych. Układ warstw uzyskuje się na podstawie badania elektrooporowego. W analizie wykonalności projektant określa poziom ryzyka jako iloczyn prognozowanej wartości jego zmaterializowania i prawdopodobieństwa materializacji, dla każdego rozwiązania. Identyfikacja i akceptacja na etapie projektu wstępnego technologii przejść bezwykopowych dla inwestora jest elementem obsługi ryzyka projektowego jeszcze przed opracowaniem projektu budowlanego i uzyskaniem pozwolenia na budowę. Powyższe dokumenty na tym etapie otrzymują status AFD (*Approved for Design*) – zatwierdzone do projektowania.

W powyższym procesie istotne jest przeniesienie wymagań poprzez właściwe ich opisanie na etapie udzielania zamówienia i ofertowania prac projektowych, a później wykonawczych.

Przed przystąpieniem do realizacji wykonawca *Direct Pipe* powinien opracować plan wykonalności przejścia bezwykopowego. Celem tego planu jest opisanie podejścia realizacyjnego, podzielenie przedsięwzięcia na fazy i etapy, które będą kamieniami milowymi w budowie i posłużą do stworzenia harmonogramu i monitorowania jego realizacji.

Plan wykonalności – fazy

Faza przygotowania polega na analizie projektu wykonawczego i powinna odnieść się do:

- geotechnicznych warunków posadowienia urządzenia w komorze,

- dokumentacji geologicznej, uwarunkowań geologicznych w kontekście zaprojektowanej trajektorii,
 - warunków gruntowo-wodnych pod kątem konstrukcji komory, wraz z jej odwodnieniem,
 - planu zagospodarowania placu budowy, wraz z drogami dojazdowymi i przyłączami,
 - warunków konstrukcyjnych wykonania komory roboczej, jej parametrów i obliczeń,
- a następnie opracowanie podejścia realizacyjnego, zawierającego:
- kompleksową ocenę ryzyk, wraz z przedstawieniem sposobu ich obsługi w fazie realizacji,
 - dobór urządzeń, sprzętu i narzędzi dla optymalnego wykonania zadania,
 - plan organizacji pracy, który będzie zawierał schemat organizacyjny pracy urządzenia, sposób prowadzenia robót, skład personelu i jego uprawnienia, zmianowość prac, kwestie zabezpieczenia otoczenia zewnętrznego przed skutkiem prowadzonych prac, plan prowadzenia robót w zakresie BHP, w tym sposób wdrożenia bezpieczeństwa i higieny pracy na każdym etapie.
 - harmonogram prac.

Przystąpienie do prac wymaga przedstawienia inwestorowi ww. opracowania. Akceptacja tego podejścia przez inwestora powinna poprzedzić przystąpienie do fazy realizacji, którą wraz z opisem prowadzonych działań przedstawiamy poniżej.

Plan wykonalności – faza realizacji. W trakcie tej fazy wykonawca *Direct Pipe* obowiązany jest do sporządzania raportów dziennych w zakresie prowadzonych robót zgodnie z poniżej wymienionymi etapami. Z zakończenia I etapu sporządzany jest protokół kolaudacji urządzenia po jego montażu, a z zakończenia II etapu protokół końcowy instalacji gazociągu.

I ETAP – montaż urządzenia, na który składa się:

- dostarczenie zestawu urządzeń i sprzętu *Direct Pipe*, niezbędnego do wykonania zadania, wraz z materiałami eksploatacyjnymi, w tym płuczkowymi. Wykonawca mobilizuje wykwalifikowaną obsługę dla potrzeb projektu;
- zagospodarowanie terenu rozmieszczenia urządzeń na placu budowy zgodnie z załączonym projektem. Budowa placów montażowych i dróg dojazdowych z wymaganą ich geometrią i nośnością;
- wybudowanie komory startowej według przygotowanego i zweryfikowanego przez WDP projektu. Zakotwiona rama powinna przenosić obliczone w projekcie siły pchające oraz wciągające zgodnie z charakterystyką pracy *Pipe Thruster*;
- pospawanie liry w odcinkach oraz uzbrojenie jej wnętrza w wózki montażowe przewodów i instalacji urządzenia *Direct Pipe*.

II ETAP – instalacja gazociągu, na który składa się:

- instalacja gazociągu w terenie pod zidentyfikowanymi przeszkodami; odbywa się odcinkami przygotowanej liry, instalacja kolejnych odcinków przedzielona jest czasem technologicznym wykonania złącza spawanego oraz jego izolacji,
- deinstalacja urządzeń *Direct Pipe* po zabudowaniu gazociągu; należy odłączyć urządzenie, następnie – po odłączeniu

przewodów tunelowych – wycofać bezpiecznie wszystkie wózki montażowe z wnętrza zabudowanego gazociągu,

- wykonanie pomiarów i odbioru końcowego, dokonanie oceny stanu izolacji, kontroli trajektorii przewiertu, wykonanie prac rekultywacyjnych.

Opisany powyżej plan wykonalności wymagany przez inwestora, a opracowany przez WDP, jest elementem systemu zarządzania jakością przy budowie gazociągów GAZ–SYSTEM.

Korzyści z zastosowania technologii *Direct Pipe* dla GAZ–SYSTEM

Efektywność *Direct Pipe* została potwierdzona w wyniku skutecznie zrealizowanego pierwszego w Polsce przewiertu – nr 6 o długości 460 metrów oraz drugiego przewiertu – nr 1 o długości 700 metrów na budowie gazociągu DN 1000, MOP 8,4 MPa Wierzchowice–Czeszów. Oba przewiertu realizowane były w różnych warunkach geologicznych, uzyskane efekty spełniły oczekiwania, zostały wykonane w czasie znacząco krótszym od podobnych przewiertów HDD i krótszych od zakładanych w harmonogramie. Bardzo istotne są dodatkowe efekty w obszarze ochrony środowiska, negatywnie oddziaływające na przyrodę czynniki procesu zostały ograniczone w stosunku do HDD. Zestawienie opracowane przez firmę Herrenknecht dla konkretnie poniesionych kosztów zrealizowanych projektów w odniesieniu do tych czynników przedstawia zamieszczona tabela.

Uzyskane efekty, wynikające z analiz zrealizowanych w świecie oraz przez GAZ–SYSTEM projektów *Direct Pipe*, dają dobrą prognozę na realizację innych przekroczeń w trudnych tere-

Zakres	HDD [%]	<i>Direct Pipe</i> [%]	DP Oszczędność [%]
Zużycie paliwa	100	48	- 52
Zużycie bentonitu	100	8	-92
Zużycie wody	100	10	- 90
Koszt utylizacji płuczki	100	7	- 93
Koszt utylizacji urobku	100	68	-32
Plac budowy od strony wejścia	100	50	-50
Plac budowy od strony wyjścia	100	4	- 96
Transport pomiędzy stronami budowy	100	3	- 97
Kontrola wyporu (balastowanie)	100	0	-100

nach południowej Polski. Uważamy, że zalety tej technologii potwierdzą się również w trudnym skalistym terenie Podkarpacia i Małopolski. Możliwość realizacji przekroczeń bez obecnie identyfikowanego ryzyka dla technologii HDD jest bardzo istotna dla inwestora. Jest to bardzo ważne dla GAZ–SYSTEM w związku z rozpoczętą realizacją programu budowy około 1200 km gazociągów w ramach programu budowy Bramy Północnej oraz korytarza północ–południe, łączącego terminal w Świnoujściu z systemami przesyłowymi Czech, Słowacji i Ukrainy na terenie województw podkarpackiego, małopolskiego, śląskiego i dolnośląskiego.

Małgorzata Bułaś, Roland Kośka

Autorzy są pracownikami Pionu Inwestycji GAZ–SYSTEM S.A.

JAK UZYSKAĆ POMOC W PROWADZENIU FIRMY
PORADNIK DLA PRZEDSIĘBIORCÓW

17 LAT W POLSCE

OBSŁUGA, KTÓRA ROZUMIE TWOJE PROBLEMY. WŁAŚNIE TAK!

Doświadczenie i profesjonalna obsługa na najwyższym poziomie to u nas standard. Dzięki temu oszczędzisz nie tylko pieniądze, ale i czas. Skontaktuj się z naszym doradcą i zacznij oszczędzać na prądzie i gazie już dziś!

Sprawdź nas na www.ewe.pl



PGNiG zaprasza *start-upy* do akceleratora

Nawet 200 tysięcy złotych dofinansowania mogą otrzymać projekty *start-up*, które wezmą udział w programie akceleryjnym z udziałem Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Akcelerator MIT Enterprise Forum znalazł się wśród 10 nagrodzonych przez PARP w ramach rządowego programu Start In Poland.

O 60 mln zł w konkursie Scale Up rywalizowało aż 61 akceleratorów z udziałem dużych przedsiębiorstw. Wśród 10 wybranych jest program akceleryjny, realizowany przez MIT Enterprise Forum Poland (MITEF) wraz z PKO Bankiem Polskim, PGNiG, KGHM Cuprum oraz Grupą Adamed.

Każdy z realizowanych programów akceleryjnych obejmuje wsparcie minimum 20 projektów *start-up*, a najlepsze mogą liczyć nawet na 200 tys. zł dofinansowania. W ramach MITEF Poland młode, innowacyjne mikro- i małe przedsiębiorstwa będą miały szansę na przetestowanie swoich pomysłów, wykorzystując zaplecze eksperckie partnerów akceleratora, a także ich laboratoria i zaplecze technologiczne. Dzięki temu projekty *start-up* zyskują możliwość sprawdzenia się w naturalnym dla nich środowisku przed oficjalną komercjalizacją.

Firmy współtworzące program akceleryjny przygotowały wyspecjalizowane ścieżki akceleracji, odpowiednie do branży, którą reprezentują. *Let's fintech with PKO Bank Polski* to propozycja dla projektów *start-up* z branży finansowej. „Ścieżkę zdrowie” przygotowała Grupa Adamed. Za ścieżkę surowcową odpowiada KGHM Cuprum, za energetyczną – PGNiG.

– *Nasz program akceleryjny to szansa dla najzdolniejszych naukowców i młodych przedsiębiorców na komercjalizację swoich pomysłów przy wsparciu i opiece eksperckiej naszych partnerów. W połączeniu z metodologią akceleracji zaczerpniętą z MIT oraz finansowaniem uzyskanym w ramach programu Scale UP pozwoli nam to stworzyć swego rodzaju fabrykę przedsiębiorstw osiągających globalne sukcesy, jednocześnie przyczyniając się do rozwoju polskiej gospodarki* – mówi **Paweł Bochniarz, prezes MIT Enterprise Forum Poland**.

PGNiG jest partnerem strategicznym „Ścieżki energia”. W tej części akceleracji zaofertuje projektom *start-up* swoje laboratoria, dostęp do niektórych baz danych oraz infrastrukturę produkcyjną. W tworzenie ścieżki zaangażowane zostały spółki PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny, PGNiG TERMIKA, Polska Spółka Gazownictwa, Exalo Drilling oraz PGNiG Technologie. Grupa Kapitałowa poszukuje projektów nowych technologii w obszarach dotyczących poszukiwania węglowodorów, dys-

trybucji gazu, sprzedaży energii i relacji z klientami, produkcji ciepła, energii rozproszonej oraz LNG/CNG.

W dwóch rundach akceleracji MITEF Poland chciałby wybrać łącznie 50 projektów *start-up* do wszystkich ścieżek. Niezależnie od grantów finansowych dla najlepszych projektów *start-up*, dziesięć z nich pojedzie na tzw. *bootcamp* do Massachusetts Institute of Technology. W Bostonie wezmą one udział w warsztatach z przedsiębiorczości, spotkają się ze swoimi amerykańskimi odpowiednikami, porozmawiają z lokalnymi przedsiębiorcami i zaprezentują się potencjalnym inwestorom.



– *Naszym zadaniem w akceleratorze jest sprawdzenie projektów *start-up* pod kątem działalności biznesowej spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG SA. Jestem przekonany, że współpraca zaowocuje wdrożeniami, a dla wszystkich projektów *start-up* już sama możliwość wykorzystania naszej bazy technicznej będzie ciekawym poligonem doświadczalnym* – mówi **Łukasz Krolewski, wiceprezes zarządu PGNiG ds. rozwoju**.

Scale UP to pierwszy konkurs w ramach rządowego programu Start In Poland, zorganizowany przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości (PARP). Celem działania jest połączenie potencjału *start-up* z infrastrukturą, doświadczeniem oraz zasobami dużych korporacji, w tym spółek Skarbu Państwa.

MIT Enterprise Forum powstała w 1978 r. w USA. Jest jedyną globalną, nienastawioną na zys organizacją nakierowaną na wspieranie przedsiębiorczości technologicznej, która jest afiliowana z uczelnią Massachusetts Institute of Technology. Wokół MIT powstało efektywne środowisko wspierania *start-up*ów, w którego skład wchodzi ponad 25 tys. firm, dających pracę ponad 3 mln osób i uzyskujących roczne przychody około 3 bilionów USD. Przy MIT co roku powstaje ponad 1000 nowych *start-up*ów. Polski oddział powstał w 2015 roku. Do tej pory dzięki MITEF Poland program akceleryjny ukończyło 25 projektów *start-up*.

Potrzebujemy innowacji w każdej sferze naszego działania



Rozmowa z Łukaszem Kroplewskim,
wiceprezesem PGNiG SA ds. rozwoju

GK PGNiG dokonuje wyraźnego zwrotu ku innowacyjności. Proszę powiedzieć, jak budowana jest struktura procesu innowacji i jakie są jej kluczowe obszary?

Nie można mówić o rozwoju bez innowacji. Nie można też poprzestawać na mówieniu o nich. Trzeba działać. By robić to skutecznie, konieczne jest podejście strategiczne. Wypracowaliśmy strategię B+R+I, którą wdrażamy systemowo poprzez odpowiednie narzędzia. W strategii ujęty jest cały cykl życia innowacji. W tej chwili Grupa Kapitałowa mocno zaangażowana jest w badania i rozwój, ale docelowo powinniśmy umieć wypracować dojrzałe produkty. Chcemy, aby nasi pracownicy posiadali kompetencje niezbędne przy wdrażaniu i komercjalizacji innowacji i właśnie jesteśmy na etapie wdrażania takich rozwiązań, które w tym pomogą.

Jeśli mówimy o obszarach naszego zainteresowania, to na poziomie badań interesuje nas przede wszystkim nasza główna działalność. Natomiast w przypadku pokrewnej lub nowej działalności zawsze zwracamy uwagę na nasz olbrzymi potencjał. To ponad 20 tysięcy pracowników w całej grupie, miliony klientów, aktywności w całym kraju i poza nim. Patrząc tak szeroko na naszą spółkę, jesteśmy świadomi, że potrzebujemy innowacji w każdej sferze naszego funkcjonowania.

W działających już programach innowacyjności wyraźnie widać komplementarność działania – są dedykowane partnerom zewnętrznym i wewnętrznym. Czy stosowne struktury organizacyjne już zostały ostatecznie stworzone i już funkcjonują?

Innowacyjne projekty dla gazownictwa

Warsztaty Innowacyjnych Pomysłów to wspólna inicjatywa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, Agencji Rozwoju Przemysłu (Grupa PFR) oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa. Celem warsztatów jest znalezienie rozwiązań odpowiadających na wyzwania technologiczne spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG.

14 grudnia br. zakończyła się trzecia w tym roku edycja Warsztatów Innowacyjnych Pomysłów. Tym razem przedsiębiorcy zaprezentowali swoje projekty dla Polskiej Spółki Gazownictwa (PSG), największego w regionie operatora sieci gazowej.

Jury złożone z przedstawicieli PGNiG SA, ARP, IGG i PSG wytykowało do pilotażu i komercyjnego wdrożenia równorzędnie trzy projekty:

Aiut Sp. z o.o. – On-line System Przedpłaty IMR dla indywidualnych odbiorców gazu – kompletne rozwiązanie obejmujące:

urządzenia (inteligentne liczniki gazu z wbudowanym zaworem, legalizowane liczydło czasu), oprogramowanie (bazodanowy serwer akwizycyjny), procedury eksploatacyjne, *know-how*, wsparcie techniczne i nadzór. Rozwiązanie dedykowane jest nie tylko PSG, ale również PGNiG OD.

BEDNARSKI CONSULTING SPÓŁKA JAWNA – System precyzyjnego monitoringu i wczesnej detekcji uszkodzeń sieci gazociągowej technologią API-AE – system do precyzyjnej i wczesnej detekcji uszkodzeń rurociągów oraz dokładnego określania rodzaju tego uszkodzenia (przecieki, uszkodzenia, korozja, osłabienia i pęknięcia szwów), wykorzystujący czujniki akustyczne.

NMG S.A. – System analizy pracy turboekspanderów – monitoring *on-line* pracy turboekspanderów oraz całej stacji redukcyjnej w zakresie: wartości i jakości produkowanej energii, ciśnienia oraz temperatury przed i po rozprężeniu, zaburzenia i alarmy. W wyniku analizy danych mamy wyznaczanie energii, entalpie gazu, alarmy, wykresy, raporty, bilans energetyczny Sankeya.

Warsztaty Innowacyjnych Pomysłów przyjęły formę konkursu dla *start-upów* oraz małych i średnich przedsiębiorstw. W każdej edycji wybrane spółki należące do GK PGNiG zgłaszały listę ob-

Obecna struktura ma odpowiadać na wyzwania i zadania, jakie stawia przed nami nasza nowa strategia B+R+I. Praca nad jej wdrażaniem jest podzielona na etapy. Przede wszystkim do innowacji podeszliśmy kompleksowo – od dogłębnej analizy otwarcia, poprzez stworzenie odpowiednich narzędzi, aż do poszukiwania rozwiązań. To nie jest łatwy proces, ale nie ma z tej drogi odwrotu. Wymaga też pewnej elastyczności i gotowości na pewno ryzyko związane z powodzeniem innowacyjnego pomysłu.

Nasza nowa strategia B+R+I zakłada też wypracowanie kompleksowo wielu nowych rozwiązań organizacyjno-zarządczych. Ten rok był dla nas pod tym względem rewolucyjny. Z obszaru badawczo-rozwojowego wydzielony został Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu, który tą tematyką będzie się zajmował. W przyszłym roku będziemy kontynuować ten proces.

Naturalnym partnerem w procesie pozyskiwania innowacyjnych rozwiązań są własne struktury B+R, ale też partnerzy zewnętrzni. Jak to działa w GK PGNiG?

Jesteśmy silną i dużą grupą, ale to nie znaczy, że powinniśmy ograniczać się tylko do naszych zasobów. Dlatego nie tylko ciągle staramy się pozyskiwać partnerów ze środowiska akademickiego i naukowego, ale ostatnio położyliśmy nacisk na dotarcie bezpośrednio do innowacyjnych przedsiębiorców. Współorganizowane przez nas Warsztaty Innowacyjnych Pomysłów czy konkursy Młodzi Innowacyjni dla PGNiG owocują konkretnymi propozycjami ciekawych rozwiązań. Nic nie stoi na przeszkodzie, aby autorzy tych pomysłów stawali się partnerami PGNiG we wdrożeniach, bo taki też jest cel tych inicjatyw i na taki efekt właśnie liczymy. Mam nadzieję, że takich przykładów współpracy będzie coraz więcej, bo branża się rozwija i stale niesie ze sobą potrzebę innowacyjnych rozwiązań. A PGNiG może na tym tylko skorzystać.

Uruchomione projekty pozyskiwania innowacyjnych rozwiązań adresowane są do start-upów, ale też małych i średnich firm. W jakich obszarach działania MSP poszukuje się partnerów innowacyjności i w jakim zakresie?

Stale poszukujemy ciekawych propozycji dla poszczególnych spółek z Grupy Kapitałowej, działających w różnych segmentach – od wydobycia po dystrybucję. Przede wszystkim są to rozwiązania z obszaru technologii wydobywczych gazu, technologii cyfrowych dotyczących całego łańcucha wartości, nowe materiały wiertnicze czy materiały z tworzyw sztucznych do wykorzystania w dystrybucji, ciekawe pomysły wykorzystujące CNG i LNG, rozwiązania z zakresu ochrony środowiska, a także nowe produkty i usługi dla klienta końcowego.

Innowacyjność to nie tylko nowe technologie, ale także nowe rozwiązania organizacyjno-zarządcze. Czy w tej dziedzinie także istnieje potencjał innowacyjności?

W przypadku tak dużego organizmu jak grupa PGNiG można powiedzieć otwarcie, że bez dobrych rozwiązań organizacyjno-zarządczych nie można mówić o innowacyjności. Są małe firmy, które opierają się tylko na jednym innowacyjnym produkcie. W przypadku naszej skali bardzo łatwo jedną procedurą można wydłużyć cały proces do takiego stopnia, że nie będzie sensu niczego zaczynać.

Przede wszystkim ważna jest sama kultura innowacyjności, która jest dla nas priorytetem. Staramy się aktywizować każdego pracownika, nie tylko kadrę zarządzającą, do poszukiwania nowych rozwiązań codziennych problemów. Innowacja nie musi być przełomem ani rewolucją, może być nawet drobnym rozwiązaniem. W centrali, także w spółkach zależnych, mamy programy skierowane do pracowników, dzięki którym nagradzamy finansowo za pomysły, które są wdrażane. Pod koniec roku rozstrzygniemy pierwszy z takich konkursów w PGNiG SA.

Rozmawiał **Adam Cymer**

szarów tematycznych, w których poszukiwały innowacyjnych rozwiązań.

Warunkiem udziału jest przedstawienie możliwości przeprowadzenia demonstracji proponowanego rozwiązania w warunkach operacyjnych Grupy Kapitałowej PGNiG SA. Taka prezentacja pozwala ocenić szanse projektu na komercyjne wdrożenie. Pomysły zgłaszane były za pośrednictwem Platformy Transferu Technologii ARP. W ramach inicjatywy w tym roku zorganizowano trzy finały, w których zgłoszono ponad 140 projektów.

– Każda edycja warsztatów zakończyła się satysfakcjonującymi rezultatami – wyborem najlepszych projektów dla spółek PGNiG. Z naszej perspektywy taka współpraca jest niezwykle korzystna – dostajemy innowacyjne rozwiązanie dostosowane do indywidualnych potrzeb. Współpraca dużych firm z mniejszymi partnerami to również dobra okazja do wsparcia wewnętrznej synergii przez łączenie dużych podmiotów z sektorem małych i średnich przedsiębiorstw, na której z pewnością wszyscy skorzystają – powiedział Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju.

Pierwsza edycja warsztatów została zorganizowana dla Spółki PGNiG TERMIKA SA. Podczas niej wyróżniono następujące pro-

jekty: • Egovita Sp. z o.o., • ICS Industrial Combustion Systems Sp. z o.o., • N-ergia Nowe technologie.

Druga edycja, dedykowana PGNiG Obrót Detaliczny, zakończyła się wyróżnieniem pomysłów: • IC Pen, • Grinfy, • Mikrokogeneracja.

Zwycięskie projekty wykonawcze zostały poddane szczegółowej analizie pod kątem ich przygotowania do pilotażu i ewentualnego komercyjnego wdrożenia.

Zwycięzcy mogli również skorzystać ze specjalnej oferty ARP, promującej ich technologie na platformie. Natomiast PGNiG proponuje im wdrożenie projektów w spółce z Grupy Kapitałowej.

– Jesteśmy bardzo zadowoleni z odzewu oraz innowacyjnych propozycji, jakie zgłosiły firmy biorące udział w warsztatach – dodał wiceprezes Łukasz Kroplewski. – Zakres pomysłów jest bardzo szeroki, a jednocześnie każdy z nich stanowi dla nas interesującą ofertę. Dla dużej grupy kapitałowej, jaką jest PGNiG, wspólne wdrażanie ciekawych projektów wraz z innowacyjnymi partnerami to ciekawe doświadczenie i wyjątkowa okazja do rozwoju.

Anna Trojanowska

LNG ze Stanów Zjednoczonych coraz bliżej

Joanna Dzedzic-Wieczorkowska, Dariusz Kryczka

GAZ-SYSTEM, we współpracy z Ambasadą USA w Polsce, zorganizował w Warszawie konferencję biznesową: „Polska: brama dla dostaw LNG z USA do Europy Środkowo-Wschodniej”. To pierwsze w regionie wydarzenie, które umożliwiło nawiązanie kontaktów oraz wymianę doświadczeń między przedstawicielami amerykańskich przedsiębiorstw zajmujących się eksportem skroplonego gazu ziemnego z potencjalnymi odbiorcami LNG z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej.

Wśród gości konferencji znaleźli się przedstawiciele polskiej i amerykańskiej administracji rządowej, reprezentanci placówek dyplomatycznych oraz największych w regionie firm z sektora gazu ziemnego. Spotkanie otworzyły wystąpienia Tomasza Stępnia, prezesa zarządu GAZ-SYSTEM S.A., Piotra Naimskiego, pełnomocnika rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej, Robin Dunnigan, pełniącej funkcję zastępcy podsekretarza stanu ds. współpracy energetycznej w Biurze Zasobów Energetycznych w Departamencie Stanu USA, oraz Johna Andersona, dyrektora Biura Regulacji i Współpracy Międzynarodowej w Departamencie Energii USA.



Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ-SYSTEM S.A. w wystąpieniu inauguracyjnym konferencji.



Goście i prelegenci konferencji, wśród których znaleźli się m.in. (w pierwszym rzędzie od lewej): John Anderson, dyrektor Biura Regulacji i Współpracy Międzynarodowej w Departamencie Energii USA, Piotr Kuś, dyrektor Przedstawicielstwa w Brukseli, GAZ-SYSTEM S.A., Artur Zawartko, wiceprezes zarządu GAZ-SYSTEM S.A., Wojciech Szelażowski, członek zarządu GAZ-SYSTEM S.A., Piotr Naimiski, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej, Robin Dunnigan, zastępca podsekretarza stanu ds. współpracy energetycznej w Biurze Zasobów Energetycznych w Departamencie Stanu USA, Paul W. Jones, ambasador USA w Polsce, Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ-SYSTEM S.A., oraz Tomasz Potocki, reprezentujący firmę CH₂M Hill.

Wydarzenie stało się znakomitą okazją do zaprezentowania nowych możliwości importu skroplonego gazu ziemnego do państw Europy Środkowo-Wschodniej, a zwłaszcza potencjału eksportowego USA i warunków kontraktowania dostaw LNG z amerykańskimi partnerami. W przemówieniu inauguracyjnym spotkanie dyrektor John Anderson podkreślił, że Federalna Agencja Regulacji Energetyki (FERC) w Waszyngtonie zezwoliła dotąd na budowę terminali regazyfikacyjnych, które łącznie będą dysponować możliwościami eksportowymi 150 mld m³ gazu skroplonego rocznie. Instalacją odbierającą ten surowiec wkrótce może stać się również funkcjonujący komercyjnie od czerwca 2016 roku terminal LNG w Świnoujściu. Znaczenie funkcjonowania terminalu LNG na polskim wybrzeżu oraz jego oddziaływania na poprawę bezpieczeństwa energetycznego w regionie podkreślili prelegenci konferencji, w tym m.in. Michał Kurtyka, podsekretarz stanu w Ministerstwie Energii. – *Faktyczna dywersyfikacja to zapewnienie innych źródeł i dróg dostaw nośników energii. Jednym z takich źródeł jest terminal w Świnoujściu – zaznaczył minister Kurtyka w swoim wystąpieniu, zatytułowanym „CEE Natural Gas Market: Administration Perspective”.*

OD PLANÓW DO KONKRETÓW

Podczas konferencji przedstawione zostały zasady korzystania z polskiego gazoportu. Obecni i potencjalni klienci zapoznali się z procedurami i wymaganiami związanymi z realizacją usługi przesyłania gazu ziemnego do odbiorców zlokalizowanych na terenie kraju, a także możliwościami tranzytu gazu do przedsiębiorstw działających na terenie Ukrainy, Słowacji, Czech lub Węgier.

Wśród prelegentów i uczestników panelu dyskusyjnego nie zabrakło przedstawicieli czołowych amerykańskich koncernów energetycznych, które eksportują lub zamierzają uruchomić eksport skroplonego gazu ziemnego do odbiorców zlokalizowanych na całym świecie, w tym także w Europie Środkowo-Wschodniej. Reprezentanci takich firm, jak Cheniere Energy, ConocoPhillips, Magnolia LNG, Tellurian Investments czy Deflin LNG nie tylko zaprezentowali aktualne plany inwestycyjne i potencjał eksportowy należących do nich instalacji LNG, ale także mieli okazję do nawiązania relacji biznesowych oraz poznania oczekiwań i uwarunkowań rynkowych potencjalnych odbiorców LNG, co stanowi pierwszy krok do rozpoczęcia współpracy między amerykańskimi sprzedawcami i środkowoeuropejskimi odbiorcami LNG.

PERSPEKTYWICZNY KIERUNEK DOSTAW

Po koniec lat 90. XX wieku spodziewano się, że Stany Zjednoczone będą importowały coraz więcej gazu ziemnego w związku ze wzrostem jego zużycia i spadkiem produkcji krajowej. Energy Information Administration (EIA), agencja rządowa USA ds. informacji związanych z energetyką, w swoim dorocznym dokumencie *Annual Energy Outlook 1999* prognozowała stopniowy wzrost importu netto gazu ziemnego w latach 1997–2020. Konsekwencją tych prognoz była budowa nowych terminali regazyfikacyjnych oraz rozbudowa już istniejących. Jednak większa produkcja krajowego gazu ze złóż niekonwencjonalnych (tzw. rewolucja łupkowa) spowodowała, że import w znacznej mierze stał się niepotrzebny i istniejące zdolności importowe przeważnie pozostały niewykorzystane. Ostatnie prognozy analityków Genscape oraz agencji Bloomberg z listopada br. donoszą, że dzięki zwiększonemu eksportowi LNG z terminalu Sabine Pass w Luizjanie, którego operatorem jest Cheniere Energy, już w przyszłym roku Stany Zjednoczone mogą stać się eksporterem netto gazu ziemnego.

Terminal Sabine Pass rozpoczął funkcjonowanie w lutym 2016 roku i, jak dotąd, wyeksportował 40 ładunków LNG, które trafiły na globalny rynek, w tym także do europejskich odbiorców z Portugalii i Hiszpanii. Terminal ten posiada zdolności eksportowe na poziomie prawie 2,8 Bcf/dobę i będą one zwiększone, gdyż w październiku tego roku terminal Sabine Pass otrzymał zgodę Federalnej Komisji Regulacji Energetyki (FERC) na uruchomienie drugiej instalacji do eksportu LNG na terenie terminalu. Łącznie z tą instalacją obecnie w Stanach Zjednoczonych istnieje pięć nowych zakładów do skraplania gazu pochodzącego ze złóż łupkowych. Wraz z budowanymi terminalami prognozowane zdolności eksportowe LNG w USA, których osiągnięcie przewiduje się w latach 2018–2019, wzrosnie do niemal 9 Bcf/dobę. Wszyst-

kie miały zezwolenie na eksport skroplonego gazu ziemnego zarówno do państw-stron porozumień o wolnym handlu (*free-trade agreements, FTA*), jak i do państw niemających statusu strony takiej umowy (*non-FTA*). Z wyjątkiem terminalu eksportowego Corpus Christi pozostałe obiekty są inwestycjami typu *brownfield*, tzn. instalacjami budowanymi na terenie istniejących już i funkcjonujących zakładów regazyfikacji.



Co więcej, ponad pięćdziesiąt wniosków w sprawie eksportu LNG, zarówno do państw-stron FTA, jak i do państw nieobjętych statusem strony FTA, znajduje się na różnych etapach procesu uzyskiwania zezwolenia.

OFERTA POLSKI DLA DOSTAWCÓW I ODBIORCÓW LNG

Zorganizowana przez GAZ-SYSTEM S.A. i Ambasadę USA w Polsce konferencja była pierwszym tak dużym spotkaniem przedstawicieli sektora gazowego z Europy Środkowo-Wschodniej i Stanów Zjednoczonych na temat amerykańskich dostaw LNG. Dzięki obecności przedstawicieli polskiej i amerykańskiej administracji rządowej oraz stworzeniu przestrzeni do nawiązania kontaktów biznesowych między partnerami z USA i Europy Środkowo-Wschodniej, plany uruchomienia dostaw gazu LNG z USA do terminalu w Świnoujściu stają się coraz bliższe. Spotkanie okazało się także doskonałą okazją do zaprezentowania przedsiębiorcom z Czech, Słowacji, Ukrainy i Węgier możliwości oferowanych przez komercyjnie funkcjonujący od czerwca tego roku terminal LNG w Świnoujściu – dostępu do globalnego rynku gazu i jego zakupu po konkurencyjnych cenach.

Joanna Dziejczak-Wieczorkowska, koordynator, Biuro Informacji Rynkowej, GAZ-SYSTEM S.A.
Dariusz Kryczka, koordynator, Dział Rozwoju LNG, Pion Rozwoju, GAZ-SYSTEM S.A.

Ciepłownictwo systemowe czeka na system wsparcia kogeneracji

Jacek Szymczak

W energetyce systemy wsparcia często kojarzą się jedynie z koniecznością ponoszenia dodatkowych kosztów, zazwyczaj przez odbiorców energii. Dlatego ważna jest kompleksowa analiza, obejmująca nie tylko koszty, ale również korzyści wynikające ze stosowania tych systemów.

Z podobną sytuacją mamy do czynienia, jeśli chodzi o system wsparcia kogeneracji. Bardzo ważne jest, że w tym przypadku konieczność wprowadzenia takiego rozwiązania mocno artykułują cztery organizacje samorządu gospodarczego, których członkowie zapewniają 100% produkcji skojarzonej w Polsce. Mimo występujących czasem różnic, w celach biznesowych Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Izba Gospodarcza Gazownictwa, Izba Gospodarcza Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii oraz Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie potrafiły jednak przyjąć wspólne stanowisko na rzecz konieczności wprowadzenia długookresowego systemu wspierającego funkcjonowanie i rozwój tej technologii.

Co zatem powoduje, że w tej kwestii wszystkie organizacje branżowe mówią jednym głosem? Czy taka postawa wynika jedynie z interesów przedsiębiorstw tworzących te organizacje? Czy korzyści proponowanych rozwiązań dotyczą także odbiorców energii? Jaki wpływ kogeneracja wywiera na politykę energetyczną państwa?

W Polsce mamy ok. 450 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, ponad 55 tys. MW mocy zainstalowanej, ok. 21 tys. km sieci ciepłowniczych oraz ok. 15 mln odbiorców ciepła systemowego. Mamy zatem potencjał dla rozwoju kogeneracji, którego zazdrości nam wiele unijnych państw i niewykorzystanie którego byłoby olbrzymią nieroztropnością.

Oszczędność paliwa w układach skojarzonych w stosunku do oddzielnego wytwarzania tej samej ilości ciepła i energii elektrycznej wynosi około 30 procent. Na mniej więcej tym samym poziomie notujemy obniżenie emisji CO₂. Poprawa efektywności energetycznej i zmniejszenie emisji są zatem, i powinny być, celami polskiej polityki energetycznej, polityki spójnej z celami unijnego pakietu. Przecież właśnie teraz toczą się prace w Parlamencie Europejskim nad nowym ETS, a Komisja Europejska prezentuje tzw. pakiet zimowy. Z uwagi na strukturę nośników energetycznych w związku z takimi regulacjami Polska jest

w trudnej sytuacji i właśnie dlatego – aby łagodzić skutki unijnej polityki – powinna sięgać po takie rozwiązania jak kogeneracja.

Policzony potencjał rozwoju kogeneracji to w zależności od technologii od 7 do 10 tys. MW po stronie elektrycznej (odnosząc się do wspomnianej wyżej emisji to od 15 do 26 mln Mg/rok mniej emisji CO₂). Potencjał taki oznacza zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju, co jest szczególnie istotne wobec prognozowanych deficytów. Oznacza również zdolność stabilizowania systemu elektroenergetycznego, zmniejszając skutki wyłączeń awaryjnych bloków o dużych mocach (bardzo ważne dla tego zagadnienia jest budowanie akumulatorów ciepła). Może trzeba wciąż podkreślać, że bezpieczeństwo energetyczne to wielka wartość zarówno dla odbiorców indywidualnych, jak i przemysłowych.

Sprzyjającą okolicznością jest rozdrobnienie sektora ciepłowniczego, rozumianego jako kilkaset systemów ciepłowniczych z istniejącymi i potencjalnymi źródłami skojarzonymi, rozmieszczonymi na terenie całej Polski. Oznacza to bowiem m.in. obniżenie kosztów przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej oraz możliwość racjonalnego wykorzystywania lokalnych zasobów odnawialnych nośników energii również w małych źródłach kogeneracyjnych (pracujących stabilnie, co – w przeciwieństwie do niektórych źródeł OZE – jest tak korzystne dla systemu elektroenergetycznego kraju). Rozwój w tym sektorze, podobnie jak w innych, oznacza ponadto pobudzenie gospodarki i innowacyjności. Przy wykorzystaniu polskiego potencjału badawczo-rozwojowego w kontekście kogeneracji możliwy będzie rozwój chłodnictwa systemowego, inteligentnych systemów ciepłowniczych czy akumulatorów ciepła. A przy okazji – pobudzania gospodarki. Zwiększenie udziału ciepła w sieciach ze źródeł kogeneracyjnych pozwoli na uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Definicja takiego systemu zawarta jest w dyrektywie o efektywności energetycznej i jej wypełnienie jest warunkiem koniecznym do spełnienia przy aplikowaniu o finansową pomoc publiczną zarówno ze źródeł unijnych, jak i krajowych. Obecnie w Polsce około 90% przedsiębiorstw ciepłowniczych nie spełnia tego warunku, co oznacza, że nie mogą one korzystać z finansowego wsparcia na inwestycje sieciowe. Brak pełnego wykorzystania rozwoju kogeneracji w skali kraju oznacza zatem brak miliardowych inwestycji sieciowych.

Efektywny system ciepłowniczy ma również znaczenie z punktu widzenia wymagań energetycznych, jakie muszą spełniać budynki. Zgodnie z prawem, już dzisiaj funkcjonuje wskaź-

nik rocznego obliczeniowego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną do ogrzewania, wentylacji, chłodzenia oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej (EP). Zależy on od izolacyjności przegród i rodzaju źródła ciepła. Dla budynków wielorodzinnych na przykład jego wartość ze 105 kWh/(m²rok) w roku bieżącym zmniejszy się w 2017 o 20%. Oznacza to, że albo idziemy w kierunku drogich, czasem nawet nieracjonalnie, rozwiązań budowlano-instalacyjnych albo zwiększamy na przykład udział ciepła z kogeneracji w sieciach zaopatrujących budynki w ciepło. Tendencja poprawy efektywności budynków jest nieodwracalna, a rozwój kogeneracji i w tym aspekcie może racjonalizować spełnianie tych wymagań.

Wszyscy troszczymy się o środowisko naturalne, a przynajmniej deklarujemy taką troskę. Aby w kraju nie pozostać jedynie na poziomie deklaracji, konieczne jest wdrażanie konkretnych rozwiązań. Jednym z nich jest system wspierający rozwój kogeneracji, bo jej rozwój pozwoli na redukcję globalnego ocieplenia (zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych), poprawi stan powietrza, gleby i wody oraz wpłynie pozytywnie na stan zdrowia ludzi. Obecnie znane są np. badania WHO, z których wynika, że w Polsce z powodu chorób wywołanych niską emisją umiera rocznie co najmniej 44 tys. mieszkańców! Liczba sama w sobie przerażająca i wystarczająco motywująca do działania. Trzeba jednak i w tym tragicznym aspekcie umieć odnieść się do kwestii ekonomicznych takiej sytuacji. Analizy wykonane przez wspomniane cztery organizacje pokazują, że ekonomiczna korzyść społeczna ograniczenia kosztów zewnętrznych (tzn.

kosztów ponoszonych na ochronę zdrowia ludzi, usuwanie skutków zanieczyszczenia wody i gleby) to od 92 do 120 mld PLN w 20-letnim okresie funkcjonowania kogeneracji na poziomie pełnego jej wykorzystania. Czy zatem warto wspierać rozwój kogeneracji? To pytanie retoryczne.

Głównym celem projektu Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, opracowanym przez Ministerstwo Rozwoju, jest „tworzenie warunków dla wzrostu dochodów mieszkańców Polski, przy jednoczesnym wzroście spójności w wymiarze społecznym, ekonomicznym i terytorialnym”. By ten cel i cele szczegółowe strategii zostały osiągnięte, zdefiniowano 5 obszarów, w tym „energia i środowisko naturalne”. Bardzo pozytywne i obiecujące jest to, że dostrzeżono w nich konieczność działań między innymi na rzecz „poprawy w zakresie systemów ciepłowniczych i chłodniczych oraz wsparcie dla strategii niskoemisyjnych oraz wsparcie produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu (kogeneracja)”.

Ciepłownictwo systemowe czeka na system wsparcia kogeneracji. Mam jednak silne przekonanie, że nie tylko sektor ciepłowniczy tego oczekuje i że nie jest to również interesem tylko innych sektorów związanych z kogeneracją. W dobrze pojętym interesie, w ujęciu państwowym, jak również indywidualnym, czysto ludzkim, jest zapewnienie możliwości efektywnego funkcjonowania i rozwoju tej technologii.

Autor jest prezesem Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.

Zakład Wytwórczy Urządzeń Gazowniczych „INTERGAZ” Sp. z o.o.

INTELIENTNY POMIAR ZUŻYCIA GAZU



**Gazomierz miechowy typu BK-G4M
ZE ZDALNIE STEROWANYM
ZAWOREM ODCINAJĄCYM**



www.intergaz.eu

- GAZOMIERZE:
 - miechowe
 - laboratoryjne
 - rotorowe
 - turbinowe
 - ultradźwiękowe
- SYSTEMY INTELIGENTNEGO OPIARIOWANIA
- REDUKTORY CIŚNIENIA GAZU
- ANALIZA JAKOŚCI GAZU
- SERWIS



**Reduktory ciśnienia gazu
MR10**



**Analizatory
gas-lab Q1**



**Gazomierze ultradźwiękowe
Q.Sonicplus**



**Chromatografy
EnCal 3000**



Stawiamy sobie ambitne, ale bardzo konkretne cele

Rozmowa z prof. dr. hab. Maciejem Chorowskim, dyrektorem NCBiR



Jaką misję wyznacza dla siebie NCBiR w kreowaniu nowej strategii dla innowacyjności w Polsce? W jakich obszarach chce być twórcą wytyczającym obszary innowacyjności, a w jakich jest partnerem dla strategii wytyczanej przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego oraz Ministerstwo Rozwoju?

Filozofia naszego działania wpisuje się w idee i cele postawione w Strategii Gowina oraz Planie na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. Jako agencja wykonawcza ministra nauki i szkolnictwa wyższego łączymy światy nauki i biznesu, pomagając „od pomysłu do przemysłu”. Mając wiedzę na temat potencjału jednostek naukowych i zespołów badawczych oraz cenne doświadczenia z realizacji naszych, często nowatorskich programów, chcemy koncentrować środki na celach, które są realne. W tym sensie jesteśmy jednym z filarów realizacji Planu na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. Nie poprzestajemy przy tym na kontynuacji już wprowadzonych mechanizmów wspierania komercjalizacji B+R oraz jak najlepszym dopasowaniu naszej oferty do znowelizowanych – zresztą przy naszym aktywnym udziale – przepisów. Tworzymy i testujemy nowe rozwiązania. Korzystając z najlepszych światowych doświadczeń, na przykład amerykańskiej agencji DARPA, stawiamy sobie ambitne, ale bardzo konkretne cele.

Niski poziom innowacyjności w Polsce wynika z nierozwiązanego nigdy problemu – jak skłonić biznes do współpracy z nauką i ośrodki naukowe do komercjalizacji swoich badań. Czy pojawi się jakiś nowy scenariusz zmiany takiego stanu rzeczy?

Z doświadczenia wiemy, że biznes, dążąc do zwiększenia przewagi konkurencyjnej, wydaje środki najefektywniej, ale aby stworzyć innowacyjne technologie, produkty i usługi, musi współpracować z nauką. Programy realizowane w ramach nowej unijnej perspektywy finansowej dają nam w tym obszarze ogromne możliwości. Znacząca większość środków na wsparcie prac badawczych i rozwojowych przeznaczona jest dla przedsiębiorstw. Odpowiednio definiując cele projektów, przeznaczają one część wkładu finansowego na współpracę z ośrodkami naukowymi i badawczymi, które mogą im zapewnić doskonałą kadrę oraz dostęp do znakomitej infrastruktury badawczej, w którą przecież intensywnie inwestowaliśmy w ostatnich latach. I choć dla naukowców podstawowym miernikiem efektów badań jest ich wartość naukowa, potwierdzona przez

publikacje, to nie stanowi to przeszkody, by dały one korzyść w postaci udanej komercjalizacji i wejścia nowego rozwiązania na rynek. Przedsiębiorcy z kolei powinni częściej niż patenty lub licencje kupować od uczelni konkretne usługi – badania czy analizy wpisujące się w ich cele biznesowe.

Kluczowym zadaniem jest zatem rozwijanie zdolności przedsiębiorców do podejmowania ryzyka związanego z inwestowaniem w innowacje oraz nauczanie jak najszerszej grupy naukowców bardziej rynkowego podejścia. Nie bez znaczenia jest fakt, że współfinansując projekty przedsiębiorców, pomagamy im to ryzyko zmniejszyć. Obserwując efekty mierzone zarówno znaczącym wzrostem nakładów przedsiębiorców na badania i rozwój, jak i rosnącą liczbą jednostek naukowych oferujących usługi w obszarze B+R przedsiębiorcom, wychodzi nam to coraz lepiej.

Czy opracowywane są procedury finansowania B+R w jakichś konkretnych branżach czy wręcz konkretnych produktach?

Mamy w tym obszarze znaczące doświadczenia i pierwsze efekty w postaci realizowanych projektów badawczo-rozwojowych na potrzeby poszczególnych branż. Jeszcze w poprzedniej perspektywie finansowej w odpowiedzi na potrzeby zgłaszane przez samych przedsiębiorców ustanowiliśmy dwa pierwsze programy sektorowe – dla branży medycznej i lotniczej – w których wspólnie z przedsiębiorcami wyznaczyliśmy cele, zdefiniowaliśmy agendę badawczą i finansujemy nowatorskie projekty. W ramach obecnej perspektywy finansowej, w Programie Operacyjnym Inteligentny Rozwój (POIR), uruchomiliśmy dziewięć

kolejnych programów sektorowych dla: przemysłu chemicznego, systemów bezzałogowych, przemysłu tekstylnego, branży gier wideo, przemysłu stalowego, branży motoryzacyjnej, przemysłu taboru kolejowego oraz dwa dla branży energetycznej. Korzyści z tych działań odniosą nie tylko poszczególne branże, które – wdrażając wyniki prac B+R – staną się bardziej konkurencyjne, ale cała gospodarka.

Poprawie konkurencyjności poszczególnych branż służą także „Wspólne przedsięwzięcia” – uruchamiane przez NCBR razem z partnerami inicjatywy, mające na celu wspólne finansowanie nowatorskich projektów w konkretnym obszarze działalności w danej branży. Bazując na doświadczeniach pionierskiego CuBR, który realizujemy od 2013 roku z KGHM Polska Miedź, rozpoczęliśmy tego typu współpracę z PGE, Synthos, PKP PLK oraz – co ucieszy czytelników „Przeglądu Gazowniczego” – PGNiG i GAZ-SYSTEM. Na mocy podpisanego 1 grudnia 2016 r. porozumienia planujemy wspólnie przeznaczyć łącznie ok. 400 mln zł na wsparcie badań naukowych i prac rozwojowych w obszarze gazownictwa. W organizowanych przez nas konkursach będą mogły wziąć udział konsorcja naukowo-przemysłowe zainteresowane poszukiwaniem nowatorskich rozwiązań w obszarach – podobnie jak w przypadku innych „Wspólnych przedsięwzięć” – zdefiniowanych przez naszych partnerów. Dzięki tej inicjatywie, realizowanej również w ramach POIR, powstaną nowe technologie zwiększające konkurencyjność naszego sektora gazownictwa.

Programy sektorowe i „Wspólne przedsięwzięcia” to niejedynie mechanizmy wsparcia, które chcemy stosować w odpowiedzi na zapotrzebowanie płynące ze strony przemysłu. Mamy bowiem ambicję twórczo wpływać na otaczającą nas rzeczywistość. Pracujemy, korzystając z doświadczeń wspomnianej już wcześniej DARPA, która organizuje tzw. *Grand Challenge*, nad nowym modelem wsparcia. Planujemy, że we współpracy z resortami nauki i rozwoju będziemy rekomendowali produkcję konkretnych, nowatorskich produktów na konkretne rynki, ogłaszając konkursy na opracowanie technologii i rozwiązań temu służących. Mówiąc krótko, chodzi o stworzenie najpierw rynku na produkt, a następnie finansowanie lub współfinansowanie jego rozwoju – aż do powstania prototypu. W ten sposób moglibyśmy w jeszcze większym stopniu stymulować powstawanie innowacyjnych rozwiązań w różnych dziedzinach. Dobrym przykładem ilustrującym możliwe tego typu działanie NCBR jest koncepcja rozwoju elektromobilności. Jeśli zostałaby podjęta decyzja, że w danym mieście transport miejski ma się opierać na autobusach elektrycznych, to NCBR, otrzymując od władz miasta przyrzeczenie zakupu takich pojazdów, ogłosiłoby konkurs na ich stworzenie. Miasto zyskałoby pożądane rozwiązanie, a zwycięska firma lub konsorcjum firm, w tym z sektora MSP, które cechuje większa zdolność adaptacji i tworzenia nowatorskich rozwiązań, zajęłyby rynkową niszę.

Małe i średnie przedsiębiorstwa narzekają, że mają ograniczony dostęp do programów NCBiR ze względu na progi kapitałowe. Czy istnieje szansa, by to zmienić, skoro małe i średnie firmy wypracowują znaczącą część PKB? Na czym polega mechanizm wsparcia innowacyjności dla małych i średnich przedsiębiorstw poprzez projekty dla

tworzonych przez nie konsorcjów, porozumień, z udziałem lokalnych instytucji naukowych czy instytutów branżowych?

Przedsiębiorstwom z sektora MSP dedykujemy jeden z naszych konkursów w ramach tzw. szybkiej ścieżki, który cieszy się ogromną popularnością. Wprowadzone, finansowanych przecież ze środków publicznych, w konkursach wymagania dotyczące wartości projektów wynikają z doświadczeń z poprzedniej perspektywy finansowej i są jednym z narzędzi mających zapewnić efektywne wydatkowanie publicznych pieniędzy na wsparcie innowacyjności polskich przedsiębiorstw. Warto przy tym pamiętać, że przedsiębiorca nie otrzymuje wsparcia w wysokości 100 proc. kosztów – takie działanie nie byłoby efektywne. Świadomie dofinansowujemy prace badawcze i rozwojowe, tak aby inwestujące w nie własne pieniądze przedsiębiorca świadomie i odpowiedzialnie podejmował decyzje o realizacji projektu.

Z naszych doświadczeń wynika, że największym wyzwaniem dla przedsiębiorców – z punktu widzenia celów, jakie zostały postawione w POIR – nie jest kwestia kapitału, którym dysponują, lub mogą w ramach różnych instrumentów finansowych dysponować MSP, ale przede wszystkim jakość składanych projektów. Przedsiębiorca decydujący się na realizację projektów B+R powinien przede wszystkim skoncentrować się na jasnym wyznaczeniu celów, zakresu prac i pożądanych efektów, które doprowadzą go do poprawy pozycji rynkowej. Dopiero wtedy należy dobrać odpowiednie ku temu środki i zdecydować, który z instrumentów wsparcia będzie najlepszy. Oferta NCBR jest zróżnicowana i dostosowana do potrzeb różnych firm. W niektórych konkursach, jak na przykład we wspomnianych „Wspólnych przedsięwzięciach” czy w projektach aplikacyjnych przedsiębiorcy mogą ubiegać się o dofinansowanie w ramach konsorcjów z jednostkami naukowymi. Warto też rozważyć, wpisując się w globalne trendy, nawiązanie współpracy z dużą firmą, która – nie mając odpowiednich zasobów lub dążąc do szybszego osiągnięcia celu – poszukuje na rynku mniejszej, gotowej do przeprowadzenia konkretnych prac badawczo-rozwojowych i wspólnie, w ramach konsorcjum, wystąpić o dofinansowanie. Zaletą takiego sposobu jest to, że opracowane przez spółkę z sektora MSP rozwiązanie od razu ma zagwarantowanego nabywcę.

Możliwości jest zatem wiele. Najważniejszy jednak – pragnę to jeszcze raz podkreślić – jest cel naszych działań. Myśląc o poprawie konkurencyjności naszych firm, musimy konsekwentnie stawiać na ambitne, a zarazem mające realne szanse sukcesu rynkowe projekty. Ich tworzenie to zadanie dla przedsiębiorców i współpracujących z nimi naukowców. Mogę zapewnić, że w NCBR dokładamy wszelkich starań, by ich w tej aktywności wspierać, tłumacząc cele naszych działań i możliwości, jakie przed nimi otwieramy.

Rozmawiał
Adam Cymer

Realnie i szybko wspieramy rozwój



Rozmowa z Michałem Szaniawskim,
wiceprezesem Agencji Rozwoju Przemysłu SA

Agencja Rozwoju Przemysłu SA kojarzona jest przede wszystkim jako instytucja, która odniosła wiele sukcesów w restrukturyzacji polskich firm, ograniczając skalę upadłości, ale przede wszystkim skutecznie wprowadzając programy naprawcze i modele finansowania rozwoju. W jakim zakresie te doświadczenia są dzisiaj rozwijane?

Rzeczywiście, przez 25 lat funkcjonowania ARP jej kluczową misją były duże restrukturyzacje, polegające na przejmowaniu akcji czy udziałów w restrukturyzowanych przedsiębiorstwach i zarządzaniu nimi w celu osiągnięcia jak najlepszego efektu finansowego, ale również społecznego – ograniczania masowych zwolnień. Tę rolę ARP spełnia i te działania będą kontynuowane. Zmieniamy jednak podejście do tych procesów, chodzi bowiem o to, by nie tylko restrukturyzować, ale zrestrukturyzować. A zatem nie podłączać „kroplówki” ratunkowej, a bardziej wymóc na przedsiębiorstwach programy naprawcze i trwale stawiać je na nogi. Aby rosła ich wartość w portfelu ARP, aby stawały się firmami dywidendowymi i stanowiły wartość dla właściciela. To jest i biznes, i misja – tak to traktowaliśmy i te działania będziemy kontynuować.

ARP SA funkcjonuje dzisiaj w strukturze Grupy Polskiego Funduszu Rozwoju. Na ile to zwiększa możliwości działania i w jakich obszarach?

Grupa PFR ma na celu zintegrowanie wszystkich instytucji rozwojowych w kraju, działających w różnych formach – spółek, agend rządowych czy banku. Idea jest taka, by lepiej koordynować pracę tych podmiotów i eliminować konkurencyjność ich działań. Dla ARP oznacza to, że będziemy mieli większe możliwości, większe kontakty, będziemy też silniejsi wiedzą tych wszystkich, którzy są w Grupie PFR. Wcześniej prezesi tych instytucji czy spółek nie wiedzieli o sobie zbyt wiele. Teraz spotykają się, szukają obszarów wspólnych, zyskaliśmy partnerów, z którymi sprawniej możemy realizować nasze projekty. Jesteśmy na początku dużego procesu, zaprogramowania na nowo całego systemu funkcjonowania instytu-

cji wspierających rozwój. Wszystkie podmioty grupy w takiej czy innej formie należą do Skarbu Państwa i strategię dla naszego działania określa właściciel.

W działaniach ARP SA pojawił się ostatnio zupełnie nowy obszar zainteresowań – innowacyjność.


Od dwóch lat do naszych kompetencji restrukturyzacyjnych dołączamy działania proinnowacyjne. Swoje podejście do innowacji określiliśmy w ten sposób, że definiujemy pewne obszary, branże bądź segmenty branż, z którymi wspólnie, także we współpracy z ośrodkami naukowymi, instytucjami otoczenia biznesu, wypracowujemy jako ARP narzędzia rozwojowe dla danej branży bądź jej części. Podkreślę jednak, że mimo posiadania w nazwie słowa „agencja” nie jesteśmy urzędem, który daje dotacje. Jesteśmy spółką akcyjną, która musi wypracować zysk. To oznacza, że oferujemy naszym partnerom z rynku wspólny biznes. Proponujemy wspólne poszukiwanie takich rozwiązań, które pozwolą im rosnąć, rozwijać się, ale muszą wpisywać się w naszą działalność biznesową. ARP historycznie współpracuje z dużymi firmami, ale otwieramy się na średnie przedsiębiorstwa, aby pomóc im w stawianiu się większymi. I na małe firmy, które mogą być partnerem dla nawet dużych koncernów. Takim przykładem jest projekt Warsztaty Innowacyjnych Pomysłów, realizowany wspólnie z PCNiG SA oraz Izbą Gospodarczą Gazownictwa, dedykowany małym i średnim firmom oraz projektom *start-up*, mającym szansę udostępnienia swojego produktu dużej firmie, ale tak naprawdę oferujemy naszym historycznym partnerom, dużym firmom, pozyskanie nowatorskich rozwiązań, bez konieczności poszukiwania przez kilka lat własnych rozwiązań. Zyskują obie strony. Ten duży, bo nie musi tracić czasu i pieniędzy i może kupić gotowy produkt, a ten mały, który ma za sobą prace badawczo-rozwojowe i jakieś wdrożenia, bo ma szansę pozyskania dużego klienta. Mechanizm działania tego modelu kojarzenia poszukujących innowacyjności z kreatorami tych rozwiązań jest bardzo czytelny – poszukujący przedstawia obszary zainteresowania konkretnymi proble-

mami, a powstające projekty wpisują się w aktualne potrzeby poszukującego. Co ważniejsze, relacja między partnerami jest czysto biznesowa. Jest oferta, jest produkt, jest wdrożenie pilotażowe i komercjalizacja projektu. Mogę powiedzieć, że realnie i szybko wspieramy rozwój. Trzy edycje warsztatów pokazują, że w polskich przedsiębiorstwach jest wiele gotowych rozwiązań technologicznych, czekających na wdrożenie. Duże podmioty, takie jak spółki wchodzące w skład GK PGNiG SA, nie muszą samodzielnie rozwijać swoich badań, aby móc skorzystać z najnowocześniejszych rozwiązań. Szybsze i bardziej opłacalne jest kupienie ich i od razu wdrożenie. To znacznie skraca czas wprowadzenia innowacji na rynek i zwiększa szanse firmy na stanie się jeszcze bardziej konkurencyjną, a innowacyjne produkty nie muszą szukać nabywcy i ponosić kosztów tych poszukiwań. Pozytywne doświadczenia ze współpracy z sektorem gazowniczym zainteresowały już inne sektory gospodarki. Podobne warsztaty już na początku przyszłego roku prowadzić będziemy z portami lotniczymi, negocjujemy również podobne projekty z dużymi firmami komercyjnymi z różnych sektorów. Cieszy nas również, że sektor komercyjny poszukuje nowych rozwiązań w zakresie automatyzacji i robotyzacji, szczególnie że nie jesteśmy w tym zakresie w czołówce europejskiej.

Innowacyjność to nie tylko IT, nowe technologie, wynalazki, ale także nowe rozwiązania w zakresie struktur zarządzania i strategii marketingowych.

Te obszary, oczywiście, odnajdujemy w naszych programach. Nawet w warsztatach realizowanych w sektorze gazowniczym obecne były nowatorskie rozwiązania, dotyczące nie sfery produkcyjnej, ale sfer bardziej miękkich – sprzedaży, kontaktów z klientem, marketingu. Wróćmy na moment do naszej misji jako członka Grupy PFR – różnorodność naszej grupy umożliwia poruszanie się w różnych obszarach kreacji innowacyjności. W naszym biurze uruchomiony został Contact Center, jedno okienko do kontaktu ze wszystkimi podmiotami Grupy PFR. Zainteresowany, który do nas przychodzi, nie musi nawet wiedzieć, z usług którego podmiotu chce skorzystać, a zostanie skierowany do właściwej instytucji. Jego potrzeby zostaną precyzyjnie zdefiniowane i przekazane do wyspecjalizowanej jednostki z grupy. Chcemy nie tylko być maksymalnie profesjonalni w naszych szczegółowych dyscyplinach, ale staramy się poszukiwać nowych obszarów działania. Takim nowym projektem, nad którym pracujemy z Ministerstwem Rozwoju, jest uruchomienie w przyszłym roku programu finansowanego ze środków UE. W jego ramach mali i średni przedsiębiorcy będą mogli otrzymać grant doradztwo – również prawne – związane z zakupem praw do własności intelektualnej dotyczącej rozwoju ich biznesu, jak również na zakup własności intelektualnej od jednostek naukowych bądź innych przedsiębiorstw.

Rozmawiał
Adam Cymer



INSTYTUT NAFTY I GAZU
– Państwowy Instytut Badawczy

PION GAZOWNICTWA

- OCENA MATERIAŁÓW Z TWORZYW SZTUCZNYCH STOSOWANYCH W GAZOWNICTWIE
- OCENA TECHNICZNA ARMATURY GAZOWNICZEJ I URZĄDZEŃ POMIAROWYCH
- BADANIA WŁAŚCIWOŚCI METROLOGICZNYCH GAZOMIERZY I PRZELICZNIKÓW
- OCENA TECHNICZNA I JAKOŚCIOWA URZĄDZEŃ SPALAJĄCYCH PALIWA WĘGLOWODOROWE I PALIWA STAŁE
- NOWE TECHNOLOGIE UŻYTKOWANIA GAZU
- OCHRONA ŚRODOWISKA W PRZEMYSŁE NAFTOWYM I GAZOWNICZYM
- APROBATY TECHNICZNE NA WYROBY BUDOWLANE STOSOWANE W SIECIACH I INSTALACJACH PALIW GAZOWYCH
- CERTYFIKACJA SYSTEMÓW ZARZĄDZANIA JAKOŚCIĄ
- CERTYFIKACJA URZĄDZEŃ GAZOWYCH, GAZOWO-ELEKTRYCZNYCH, POMIAROWYCH ORAZ WYROBÓW BUDOWLANYCH

Instytut Nafty i Gazu
– Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
WWW.INIG.PL



BARBÓRKA CENTRALNA 2016 GK PGNiG

Fot. Jakub Miróz

2 grudnia odbyły się Centralne Obchody Barbórki Grupy Kapitałowej PGNiG. Uroczystość rozpoczęła się od mszy świętej w Sanktuarium św. Jana Pawła II w Krakowie. Przewodniczył jej kardynał Stanisław Dziwisz, metropolita krakowski. – *Prosząc św. Barbarę o wstawiennictwo u bożego tronu, powierzmy Bogu wszystkie sprawy zawodowego środowiska, a także rodziny bliskich. Prośmy Pana o błogosławieństwo we wszystkich naszych zamiarach i poczynaniach. Módlmy się także za zmarłych górników, szczególnie za tych, którzy kilka dni temu zginęli tragicznie w Polkowicach* – mówił na początku Eucharystii kardynał Dziwisz. Na zakończenie Eucharystii Piotr Woźniak, prezes PGNiG, poprosił metropolitę krakowskiego o poświęcenie figury św. Barbary – świętej, którą górnicy proszą o wstawiennictwo i która opiekuje się nimi przez cały rok.

Popołudniowa część uroczystości z okazji Barbórki odbyła się w podkrakowskiej Alwerni. Ze względu na tragiczne wydarzenia w kopalni Rudna program uroczystości został znacznie skrócony. Prowadzący imprezę podkreślili na wstępie, że miejsce wybrano nieprzypadkowo, bowiem to właśnie w Krakowie w 1830 roku zapłonęła pierwsza w Polsce latarnia gazowa.

Odczytane zostały listy z życzeniami barbórkowymi, które na ręce władz GK PGNiG przekazali prezydent Andrzej Duda, premier Beata Szydło oraz Jarosław Kaczyński, prezes PiS.

W imieniu Krzysztofa Tchórzewskiego ministra energii, życzenia złożył Ernest Chołuj, dyrektor generalny ME. Wystąpienie miał też Bolesław Potyrała, przewodniczący Krajowej Sekcji Górnictwa Naftowego i Gazownictwa NSZZ „Solidarność”. Po odczytaniu listów z życzeniami na scenę został zaproszony Piotr Woźniak, który złożył wszystkim obecnym życzenia oraz podziękował za zaangażowanie na rzecz całej Grupy Kapitałowej. Jarosław Wróbel, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa, podsumował działania obecnego zarządu spółki oraz podkreślił ogromną rolę współpracy ze stroną społeczną, której efektem były wypracowane wspólnie porozumienia dotyczące nowej strategii, struktury organizacyjnej oraz systemu motywacyjnego w PSG. Kolejnym etapem uroczystości było wręczenie medali i odznaczeń górniczych oraz nadanie górniczych stopni. Odebrało je 95 osób. Po zakończeniu ceremonii goście mogli obejrzeć imponujące widowisko multimedialne, w metaforyczny sposób ukazujące pracę górników i gazowników. Następnie na głównej scenie rozpoczął się koncert zespołu Kombi. Grzegorz Skawiński, lider grupy, jeden z utworów zdedykował górnikom, którzy zginęli w kopalni Rudna.

Artur Michniewicz,
rzecznik prasowy, Departament Komunikacji PSG





Obserwujemy ciągły wzrost znaczenia gazu ziemnego

Wystąpienie Krzysztofa Tchórzewskiego, ministra energii, na V Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego



– Spotykamy się dzisiaj w gronie osób, którym rozwój polskiego sektora gazowego jest szczególnie bliski. Jest to doskonała okazja do rozmów dotyczących przyszłości tak ważnego dla polskiej gospodarki przemysłu. Te cykliczne spotkania przedstawicieli sektora gazowniczego wpisały się na stałe w kalendarz branżowy.

Dwa lata temu, podczas IV kongresu, obradowano pod hasłem „10 lat w Unii Europejskiej. Kolejne wyzwania gazownictwa.” Dziś, po dwóch latach, obserwujemy ciągły wzrost znaczenia gazu ziemnego jako kluczowego paliwa wpływającego na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa.

W ogólnym bilansie energetycznym prognozuje się wzrost znaczenia gazu ziemnego. Udział gazu ziemnego w krajowej strukturze zużycia energii pierwotnej w 2015 roku wyniósł ok. 13,29 proc. i w porównaniu z 2000 r. wzrósł o 2,3 proc. Obecnie paliwa gazowe znajdują się na trzecim miejscu w zestawieniu nośników energii – po węglu i ropie naftowej. W perspektywie do 2030 roku szacuje się, że zużycie gazu wzrośnie do około 20,2 mld m³/rok. Wzrost zapotrzebo-

wania na gaz ziemny spodziewany jest ze względu na rozwój elektroenergetyki opartej na paliwach niskoemisyjnych, jak również ze względu na stworzenie rynku mocy. Stąd słuszna decyzja o kontynuacji budowy EC Stalowa Wola. System przesyłowy jest obecnie przygotowywany do tak znacznego wzrostu wolumenu przesyłanego gazu. Wykorzystanie gazu ziemnego w źródłach prądu i ciepła jest jednak uzależnione od sytuacji rynkowej i prawnej, wpływającej na opłacalność wykorzystania tego paliwa.

Widzimy, że Europa Środkowo-Wschodnia znajduje się teraz w punkcie historii, w którym musi dokonać wyboru modelu zaopatrzenia rynku gazu ziemnego. Obserwujemy ścieranie się dwóch idei dotyczących przyszłej metody zapewnienia funkcjonowania rynku gazu, które ze sobą konkurują. Jedna, bazująca na projekcie budowy gazociągu Nord Stream 2, prowadząca do pogłębienia istniejącego od lat modelu opartego na uzależnieniu Europy od Gazpromu, a w konsekwencji – do wyższych cen i mniejszego poziomu bezpieczeństwa. Druga, opierająca się na Bramie Północnej i terminalu LNG, zapewniająca

dość do nowych źródeł dostaw i nowych dostawców, zwiększająca bezpieczeństwo poprzez realną dywersyfikację oraz umożliwiającą tworzenie konkurencyjnego rynku gazu w Europie Środkowej i Wschodniej.

Pierwsza koncepcja nie niesie ze sobą żadnych nowych, pozytywnych rozwiązań dla regionu Europy Środkowo-Wschodniej, niesie natomiast zagrożenia, jak ostatnia decyzja Komisji Europejskiej w sprawie zwiększenia dostępu Gazpromu do przepustowości gazociągu Opal. Oprócz oczywistych zagrożeń o charakterze politycznym, jak eliminacja znaczenia Ukrainy jako państwa tranzytowego czy związanych z konkurencją na rynkach Europy Środkowej, można też wskazać związane z koncentracją dużej liczby dostaw w jednym punkcie czy brakiem wystarczającej infrastruktury magazynowej dla zapewnienia stabilności dostaw w okresach szczytowego zapotrzebowania. Jedynie droga pozwalająca na dostawy gazu z innych źródeł i od innych dostawców przyniesie trwale korzyści w postaci bezpieczeństwa dostaw i dobrze funkcjonującego, opartego na konkurencji, rynku.

Nasza polityka jest realizowana przede wszystkim przez wspomniane wcześniej projekty dywersyfikacyjne, obejmujące terminal LNG oraz projekt Bramy Północnej. Dostrzegamy dynamiczny rozwój rynku LNG, a – w naszej ocenie – dostawy gazu skroplonego będą coraz atrakcyjniejsze i chcemy, aby Polska stała się regionalnym centrum handlu tym paliwem. Brama Północna to projekt pozwalający na złamanie tradycyjnych szlaków dostaw w naszej części Europy, obejmujący połączenie polskiego systemu przesyłowego z norweskim szelfem kontynentalnym przez terytorium Danii. W projekt korytarza norweskiego, który jest elementem koncepcji Bramy Północnej, zaangażowały się przedsiębiorstwa z Danii i Norwegii, deklarując zainteresowanie i poparcie dla tego przedsięwzięcia, m.in.

ze względu na jego wpływ na rozwój rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Koszty realizowanych obecnie projektów inwestycyjnych nie są wygórowane w porównaniu z ceną, jaką za brak realnej możliwości dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego płaci cała polska gospodarka. Tańsze paliwa i energia oznaczają, że polscy przedsiębiorcy będą mogli przeznaczyć więcej środków na innowacje i rozwój prowadzonej działalności.

Rozwój możliwości importowych gazu ziemnego jest skorelowany z rozbudową infrastruktury transgranicznej wewnątrz Unii Europejskiej (interkonektory Polska-Słowacja, Polska-Czechy, Polska-Litwa). Jest to element budowy wewnętrznego rynku energii UE i realizacji unii energetycznej. Chcemy, aby te inwestycje służyły integracji i rozwojowi rynku gazu ziemnego w Europie Środkowo-Wschodniej, przy założeniu dywersyfikacji dróg dostaw oraz dostawców. Zależy nam na tym, aby realizowane i planowane projekty służyły nie tylko nam, ale również, aby mogli z nich korzystać nasi partnerzy z Grupy Wyszehradzkiej i Ukrainy. Chcemy zaoferować im dostęp do Morza Bałtyckiego i alternatywę w dostawach gazu. Jest to sposób na pogłębienie naszej współpracy w ramach koncepcji korytarza północ-południe.

Krajowe bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego nierozdzielnie związane jest z dostawami gazu w Europie Środkowo-

-Wschodniej. Rząd, wspólnie z kluczowymi spółkami sektora gazowego, a więc z PGNiG SA i OGP GAZ-SYSTEM S.A., podejmuje działania inwestycyjne i regulacyjne, mogące zapewnić Polsce i krajom regionu realną dywersyfikację dostaw paliwa gazowego. Do końca roku mają być opracowane wyniki studium wykonalności połączenia gazowego Baltic Pipe. Jeśli będą one pozytywne, to następnym etapem będzie procedura open season, czyli składania wiążących deklaracji zainteresowania przepustowością planowanego projektu. Wyniki procedury pokażą, czy na rynku jest zapotrzebowanie na gaz z korytarza norweskiego.

W ostatnich latach można zaobserwować, że poziom bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych ulega systematycznej poprawie. Przemawiają za tym następujące fakty: stopniowe zmniejszanie uzależnienia od dostaw gazu ziemnego z jednego kierunku, wzrost płynności krajowego rynku gazu ziemnego funkcjonującego na Towarowej Gieldzie Energii, a przede wszystkim systematyczne zwiększanie przepustowości połączeń transgranicznych, w tym oddanie do użytkowania w 2016 r. terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu. To wszystko przekłada się na dynamiczny wzrost liczby podmiotów zainteresowanych obecnością na polskim rynku gazu ziemnego. Na przykład w 2015 r. prezes URE udzielił 57 nowych koncesji, z czego 36 dotyczyło obrotu

paliwami gazowymi, a 14 obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

Widzimy konieczność budowy zliberalizowanego rynku gazu ziemnego w Polsce, jednakże najważniejszym krokiem do budowy prawdziwie konkurencyjnego rynku jest realna dywersyfikacja źródeł gazu. Jednocześnie zasady działania rynku powinny być równe dla wszystkich jego uczestników – wszyscy w takim samym stopniu powinni być odpowiedzialni np. za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.

Wskaźniki rozwoju rynku (liczba zmian dostawcy, zwiększenie zużycia gazu, liczba ofert sprzedaży gazu nowych dostawców, ceny gazu kształtowane poniżej ceny taryfowej, rozwijający się rynek giełdowy) wskazują, że rynek stopniowo się liberalizuje. Umożliwia to podjęcie dalszych kroków w celu detaryfikacji cen dla kolejnych grup odbiorców – projekt ustawy obecnie jest procedowany. Na szczeblu europejskim kontynuowane są prace nad kolejnymi europejskimi kodeksami sieci. Niedawno zakończyły się prace nad projektami w sprawie zharmonizowanych struktur taryfowych i zmiany zasad alokacji przepustowości na połączeniach transgranicznych. Oczekujemy, że nowe rozporządzenia unijne przyczynią się do dalszej integracji rynków krajowych i zmniejszą bariery w dostępie do europejskiego rynku gazu.

PARTNER STRATEGICZNY



PARTNERZY KONGRESU



Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski

25–26 października br. obradował V Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego w hotelu Congress&Spa Ossa.

Podczas sesji inauguracyjnej zebranych powitał **Cezary Mróz**, prezes zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa, organizatora tego wydarzenia. W swoim wystąpieniu podkreślił, że spośród wielu inicjatyw IGG niezwy-



kle ważne dla integracji branży stały się Kongresy Polskiego Przemysłu Gazowniczego, organizowane na przemian z Targami Techniki Gazowniczej EXPO-GAS. Mamy za sobą już 4 kongresy. Podczas każdego z nich zajmowaliśmy się tematyką niezwykle istotną nie tylko dla naszej branży, ale także dla polskiej, a nawet europejskiej gospodarki.

W dalszej części wystąpienia zwrócił uwagę, że polska polityka energetyczna jest coraz lepiej przygotowana do funkcjonowania na geopolitycznie wytyczonym światowym rynku energii. Prowadzone są działania dywersyfikacyjne, powodowane koniecznością różnicowania kierunków dostaw, co wzmacnia naszą pozycję w UE. Pamiętając o sile wspólnego rynku UE, wzmacniając solidarność energetyczną, dbajmy o własne bezpieczeństwo narodowe. Wykorzystujmy narodowy potencjał, jakim są nasze zasoby surowcowe, nasze położenie geograficzne i budujmy nasze przewagi konkurencyjne, wykorzystując choćby posiadanie terminalu LNG. Dobre funk-

cjonowanie nowoczesnego gazownictwa – podkreślił prezes – musi być sprzężone z ambicjami innowacyjnymi, które tkwią w naszych firmach i tylko należy je umiejętnie uruchomić.

Konieczne jest więc dalsze pogłębianie dialogu z podmiotami gospodarczymi działającymi na rynku energii. Chodzi o dziesiątki małych i średnich firm inżynierskich, wykonawczych produkcyjnych i serwisowych, bez których ten rynek by naprawdę nie istniał. Byłoby również dobrze, aby także i te firmy, często rodzinne, zachęcać do innowacyjności, bo ich wyższy poziom technologiczny to lepsza kondycja finansowa, co stworzy nowe możliwości rozwoju. I dodał, że dla rozwoju sektora konieczny jest także dialog decydentów z przedstawicielami szeroko rozumianego sektora energii, jednak nie tylko w zakresie dyskusji o optymalnych strategiach dla poszczególnych segmentów rynku, ale po to, aby różnorodność polityk podlegających lobbingsowi zastąpić kompleksowym modelem rynku o skoordynowanych planach inwestycyjnych. Tylko wówczas może być zbudowana ekonomicznie uzasadniona sieć krajowej infrastruktury energetycznej i gazowej oraz interkonektorów wpinających ją w rynek europejski. Tworzona wspólnie z ekspertami gazownictwa strategia energetyczna stanowić będzie wsparcie dla decydentów rządowych. Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego jest doskonałym forum, by taką debatę podjąć.

Następnie głos zabrał **Witold Słowik**, podsekretarz stanu w Ministerstwie Rozwoju. Wystąpienie poświęcił problemom rozwoju polskiej gospodarki w kontekście Strategii Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR), z uwzględnieniem sektora energetycznego. Mini-



ster podkreślił, że jednym z obszarów mających olbrzymie znaczenie dla rozwoju kraju jest obszar „Energia”. Szczególnie że wyzwania stojące przed Polską uwarunkowane są nie tylko problemami krajowymi (bezpieczeństwo energetyczne), ale też zobowiązaniami międzynarodowymi (polityka klimatyczna UE). Dlatego konieczne jest wypracowanie długofalowej, stabilnej polityki energetycznej i wdrożenie systemu regulacji prawno-institutionalnych, sprzyjających jej realizacji. Na koniec minister Słowik opisał dwa projekty ważne dla realizacji SOR, dedykowane dla sektora gazowniczego. Pierwszy to utworzenie centrum przesyłu i handlu gazem dla Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich. Taki hub gazowy wymaga jednak stworzenia nowej infrastruktury dla dostaw gazu do Polski z nowych źródeł (Dania, Norwegia oraz terminal LNG), a także rozbudowy gazowych połączeń międzysystemowych i podziemnych magazynów gazu.

Po wystąpieniu ministra uczestnicy sesji inauguracyjnej kongresu wysłuchali wystąpień okolicznościowych gości honorowych: **Grzegorza Czeleja**, wicemarszałka Senatu RP, posła **Jarosława Stawiarskiego**, sekretarza stanu w Ministerstwie Sportu i Turystyki, posła **Wiesława Krajewskiego** oraz **Adama Ogrodnika**, wiceprezesa UDT.

Drugi dzień obrad V Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego rozpo-



częło wystąpienie **Krzysztofa Tchórzewskiego**, ministra energii (tekst wystąpienia na str. 32–33).

Kolejnym mówcą przedpołudniowej sesji był **Piotr Woźniak**, prezes zarządu PGNiG SA. Wskazał na dobre perspektywy kreowania popytu na gaz w Polsce. Sprzedaliśmy więcej gazu w porównaniu z rokiem 2015. Zahamowaliśmy dzięki temu spadek udziału PGNiG w rynku. Do września 2016 roku Grupa Kapitałowa PGNiG pozyskała 980 nowych klientów biznesowych i sprzedała więcej gazu niż rok wcześniej. Po trzech kwartałach 2016 roku sprzedaliśmy o 0,53 mld m³ gazu więcej niż w tym samym okresie ubiegłego roku. Poza kontraktami z nowymi partnerami, w tym m.in. z Grupą Azoty, PGNiG odzyskało dziwięciu dużych klientów,

utraconych w minionych latach, wśród nich m.in. Ceramikę Paradyż sp. z o.o. PGNiG rozpoczęło także sprzedaż gazu ukraińskim spółkom dystrybucyjnym, które zaopatrują lokalnych odbiorców przemysłowych. Kontrakty te – z jednej strony – umożliwiają stabilizację dla naszego portfela, a z drugiej – potwierdzają zaufanie naszych największych partnerów handlowych, którzy doceniają zarówno bezpieczeństwo i niezawodność dostaw, jak i atrakcyjną ofertę. PGNiG wprowadziło do oferty programy rabatowe dla największych klientów. Rozpoczęło także sprzedaż pakietów „prąd i gaz” klientom indywidualnym.

Mówił także o perspektywach kreowania popytu na gaz na polskim rynku, a to zależy od stopnia gazyfikacji kraju.

Do 2022 roku Polska Spółka Gazownictwa, należąca do Grupy Kapitałowej PGNiG, będzie dążyć do zrealizowania planu gazyfikacji 74 nowych gmin oraz przyłączenia do sieci ok. 350 tys. nowych odbiorców. PGNiG likwiduje „białe plamy” także poprzez budowę lokalnych sieci dystrybucyjnych, niepodłączonych do krajowego systemu dystrybucyjnego, ale zasilanych gazem w postaci LNG.

Prezes Woźniak wiele uwagi poświęcił sprawom poszukiwań i wydobycia ze złóż krajowych i wskazał, że na tere-

nach zasobów karpackich, dzięki nowym technologiom wydobycia, jest szansa na zagospodarowanie złóż głębokich. Wyraził również nadzieję, że nowa inicjatywa – pozyskiwania metanu z pokładów węgla kamiennego – się powiedzie.

Jarosław Wróbel, prezes zarządu PSG sp. z o.o., w obszernej i precyzyjnej prezentacji przedstawił nową strategię rozwoju, opartą nie na opraco-



waniach zewnętrznych doradców, ale na kapitale intelektualnym istniejącym w spółce. Trzonem strategii jest powrót do klienta. Temu podporządkowane jest każde działanie – od przywracania zlikwidowanych wcześniej punktów obsługi klienta aż po informatyzację. Przyjęty kierunek zmian pozwoli umocnić pozycję i kontynuować rozwój, czego bezpośrednim efektem ma być poprawa wyników finansowych. PSG chce to osiągnąć poprzez nowy model zarządzania wartością firmy. Będzie realizować politykę ewolucyjnego wzrostu nie poprzez prostą redukcję kosztów, ale przez zwiększenie ilości dystrybuowanego gazu oraz aktywne pozyskiwanie nowych klientów.

Nacisk zostanie też położony na lepszą współpracę z samorządami. Polska Spółka Gazownictwa chce aktywnie uczestniczyć w tworzeniu planów inwestycyjnych poszczególnych gmin, tak aby wspólnie realizować inwestycje. Pozwoli to także na bardziej efektywne wykorzystywanie środków pomocowych z Unii Europejskiej do dofinansowania inwestycji w rejonach, w których nie ma infrastruktury gazowniczej, a jedyny sposób dostarczenia odbiorcom ekologicznego i taniego paliwa, jakim jest gaz ziemny, to budowa stacji regazyfikacji gazu LNG. Dotyczy to głównie obszarów wschodniej Polski, pomijanych w ostatnich latach w wielu aspektach inwestycyjnych.

Witold Słowik, podsekretarz stanu w Ministerstwie Rozwoju, w asyście Cezarego Mroza, prezesa IGG, wręczyli odznaczenia państwowe, przyznane decyzją ministra energii:

Stopień Górniczy Generalnego Dyrektora Górniczego III Stopnia otrzymał:

Jacek Jaworski (Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy)

Stopień Górniczy Dyrektora Górniczego II Stopnia otrzymał:

Jarosław Stasiak (COMMON S.A.)

Odznakę Honorową „Za zasługi dla energetyki” otrzymali:

Krzysztof Chmielewski (GAZEX)

Paweł Jańczak (Fiorentini Polska sp. z o.o.)

Bogdar Tymkiewicz (RADIATYM sp. z o.o.)

Odznakę Honorową „Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego” otrzymali:

Adam Bochenek (ANTICOR PPH sp. z o.o.)

Arkadiusz Chmielewski (APATOR METRIX S.A.)

Adrian Dudek (RUGIA sp. z o.o. sp.k.)

Rafał Fijołek (Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Tarnów)

dr Janusz Jureczka (Państwowy Instytut Geologiczny

– Państwowy Instytut Badawczy)

Robert Lech (PEGAS sp. z o.o.)

Piotr Mikuś (Biuro Projektów NAFTA – GAZ sp. z o.o.) – niestety, nie mógł przybyć

Włodzimierz Nowak (Biuro Inżynierii Komunalnej sp. z o.o.)

Zenon Podziemek (ATLAS sp. z o.o.)

Marek Polowczyk (GAZOMET sp. z o.o.)

Przedpołudniową sesję zakończyło wystąpienie **Sławomira Madury**, dyrektora Departamentu Strategii OGP GAZ-SYSTEM S.A. W prezentacji pokazane zostały dokonania spółki w zakresie rozbudowy krajowej infrastruktury



przesyłowej i integracji z rynkiem europejskim poprzez rozbudowę połączeń transgranicznych. Nowa strategia GAZ-SYSTEM zakłada przede wszystkim podejmowanie działań inwestycyjnych mających na celu realną, fizyczną dywersyfikację dostaw gazu do Polski z innego niż obecnie dominujące źródło. Najwyższy priorytet otrzymała realizacja koncepcji Bramy Północnej poprzez stworzenie bezpośredniego połączenia polskiej sieci przesyłowej ze złożami gazu w Norwegii (korytarz norweski) oraz rozbudowa i zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu. Dostęp do płynnych, globalnych rynków gazu pozwoli na pozyskiwanie surowca z nowych kierunków oraz dywersyfikację portfolio dostaw gazu, co bezpośrednio wpłynie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Druga sesja kongresu wypełniona została dwoma panelami dyskusyjnymi. Pierwszy to „Polityka bezpieczeństwa energetycznego. Zasoby techniczne i modernizacja infrastruktury gazowniczej”. Moderatorem panelu był prof. zw. dr inż. Andrzej Osiadacz z Politechniki Warszawskiej, zaś panelistami byli: Andrzej Ziółkowski (UDT), Krystian Liszka (GAZ-SYSTEM S.A.), Waldemar Wójcik (PGNiG) i Adam Węgrzyn (PSG).

Na wstępie prof. Osiadacz scharakteryzował zagadnienie bezpieczeństwa energetycznego.

Bezpieczeństwo energetyczne to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrze-

bowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa. Ponadto, nadrzędnym zadaniem państwa w odniesieniu do sektora energetycznego powinno być zapewnienie wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego jako:

- bezpieczeństwo dostaw, czyli zapewnienie ciągłości i jakości dostaw energii na poziomie wynikającym z potrzeb społecznych i gospodarczych. Na poziomie krajowym oznacza to także ograniczenie uzależnienia od importu surowców energetycznych;
- bezpieczeństwo ekonomiczne, rozumiane jako zapewnienie, że ceny energii nie będą tworzyły bariery dla rozwoju gospodarczego,
- bezpieczeństwo ekologiczne, sprawiające, że produkcja energii nie będzie powodowała nadmiernego zanieczyszczenia środowiska i nieodwracalnych zmian (w tym wyczerpania zasobów).

Efektywność energetyczna to także istotny filar zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz poprawy konkurencyjności gospodarki. Nadal jednak efektywność energetyczna polskiej gospodarki jest około trzy razy niższa niż w najbardziej rozwiniętych krajach europejskich i około dwa razy niższa niż średnia w krajach Unii Europejskiej. Powyższe fakty mogą świadczyć o znacznym potencjale w zakresie oszczędzania

energii w Polsce.

Bezpieczeństwo energetyczne jest uwarunkowane licznymi czynnikami: dostępnością źródeł energii, stanem technicznym infrastruktury przesyłowej, zlokalizowaniem i stopniem zróżnicowania oraz wykorzystania krajowych i zagranicznych źródeł zaopatrzenia. Zależy ono też od możliwości magazynowania paliw, stopnia rozwoju, przepustowości krajowych i międzynarodowych połączeń systemów energetycznych (elektroenergetycznego i gazowniczego) oraz warunków działania na rynku krajowym i międzynarodowym. Poprawę bezpieczeństwa energetycznego można osiągnąć poprzez stymulowanie konkurencyjności, racjonalizację zużycia energii, wzrost efektywności jej wytwarzania, przesyłania i zużycia źródeł energii.

Prof. Osiadacz zwrócił uwagę, że bardzo istotnym elementem systemu przesyłowego są PMG. Pojemność czynna magazynowa w Polsce wynosi 2,93 mld m³. Pięć zbiorników złożowych oraz dwa zbiorniki kawernowe. W budowie zbiornik w Kosakowie o pojemności 250 mln m³.

Jakie są plany PGNiG w tym zakresie? Poprzedni zarząd PGNiG twierdził, że budowa PMG jest nieopłacalna.

Waldemar Wójcik: – Na PMG trzeba patrzeć z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu, a nie z punktu widzenia pojedynczej inwestycji, aczkolwiek każdą inwestycję należy prowadzić oszczędnie. Pojemność PMG będzie rozbudowywana zarówno poprzez magazy-

Na zakończenie pierwszego dnia obrad prezes oraz wiceprezes ICG zaprosili na podium Andrzeja Schoeneich, od półwiecza związanego z branżą gazowniczą, od ponad dziesięciu lat dyrektora Biura IGG i złożyli podziękowania za wielkie zasługi dla polskiego gazownictwa i olbrzymi wkład w rozwój samorządu gazowniczego.



Cezary Mróz, prezes IGG, w towarzystwie wiceprezesa Jacka Jaworskiego, wręczyli Odznaki Honorowe IGG:

Złotą odznakę IGG otrzymał:
Zbigniew Makowski (COMMON SA)

Srebrną odznakę IGG otrzymał:
Kazimierz Płaza
(Elektrociepłownia Stalowa Wola SA)

Braźnowe odznaki IGG otrzymali:
Jarosław Paciukiewicz
(PLUM sp. z o.o.)
Hanna Wieczorek
(Tractebel Engineering SA)

ny tawernowe, jak i złożowe. Obecnie wykonywane są analizy techniczno-ekonomiczne pod nowe inwestycje.

Moderator stwierdził, że mamy w panelu przedstawiciela PSG, spółki planującej duże inwestycje związane z modernizacją i rozbudową sieci dystrybucyjnej.

Adam Węgrzyn: – Wieloletni model regulacji jest przykładem narzędzia budowania wartości przedsiębiorstwa energetycznego. Nowatorstwo rozwiązania – z jednej strony – polega na znalezieniu na bazie empirycznych narzędzi kompromisu pomiędzy dążeniem przez państwo do obniżenia cen energii, a z drugiej strony – zapewnieniu właścicielom przedsiębiorstwa energetycznego, działającego na rynku regulowanym, zwrotu z inwestycji przewyższającego koszt kapitału. Prezentowany model regulacyjny stwarza także szansę dla sprawniejszego i bardziej klarownego przebiegu procesu negocjacji taryf, ukazując przejrzyste intencje i cele wszystkich podmiotów mających swój udział w procesie ich zatwierdzania. Rozumiem, że ten model zapewnia stabilność otoczenia regulacyjnego w długim okresie, co prowadzi do zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego oraz zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania infrastruktury technicznej.

Prof. Osiadacz podjął kolejną kwestię: porozmawiajmy teraz o problemach technicznych występujących przy realizacji inwestycji i eksploatacji gazociągów.

Andrzej Ziółkowski: – Myślę, że zagadnienia, którymi UDT zajmuje się z myślą o gazociągach, można podzielić na następujące grupy tematyczne: „Zakres dozoru technicznego nad rurociągami przesyłowymi w świetle wyma-

gań polskiego prawa”, „Projekty warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie rurociągów przesyłowych”, „Doświadczenia przy nadzorze prób przepięniowych rurociągów”, „Automatyka w instalacjach gazowych” oraz „Badania urządzeń zabezpieczających przed wzrostem ciśnienia”. Moderator nawiązał do tego, że była mowa o zagadnieniach, którymi zajmuje się UDT w związku z budową i eksploatacją gazociągów. Jakie nowe rozwiązania techniczne przygotowuje UDT z myślą o pełniejszej współpracy z gazownictwem? Czy np. diagnostyka gazociągów i analiza ryzyka wystąpienia awarii są przedmiotem zainteresowań UDT? Andrzej Ziółkowski odpowiedział: – tak, pracujemy nad zagadnieniami analizy wyników diagnostyki tłokowej, a także nad oceną ryzyka zarówno nowych inwestycji, jak i będących w fazie eksploatacji. To są zagadnienia bardzo złożone, wymagające dużej liczby danych wejściowych i dużej wiedzy teoretycznej.

Pojawił się kolejny wątek dyskusji. Moderator przypomniał, że coraz częściej mówimy o możliwości powstania na terenie Polski hubu gazowego – miejsca handlu gazem. Jakie są warunki niezbędne do uruchomienia takiego projektu w Polsce?

Krystian Liszka: – Polski hub gazowy powinien być integratorem rynków Europy Środkowo-Wschodniej. Należy jednak pamiętać, że jego powstanie i rozwój są uwarunkowane wieloma czynnikami.

Należy uwzględnić przede wszystkim warunki infrastrukturalne w obszarach transportu i magazynowania gazu. Rozwój hubu gazowego w Polsce wymaga również wsparcia regulacyjnego w procesie dalszej liberalizacji rynku.

Infrastruktura tworzącego się w Polsce hubu powinna opierać się na współpracy podmiotów funkcjonujących na polskim rynku gazowym w zakresie:

- transportu gazu – GAZ-SYSTEM S.A.,
- magazynowania – Gas Storage Poland,
- platformy handlowej – Towarowa Giełda Energii sa.

Tytuł drugiego panelu dyskusyjnego to „Innowacje a rozwój gazownictwa w Polsce”. Moderatorem był prof. nadz. dr inż. Mariusz Łaciak z AGH, zaś panelistami byli: Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG SA, Tomasz Blacharski, członek zarządu PSG, prof. Andrzej Osiadacz z Politechniki Warszawskiej oraz dr inż. Jacek Jaworski, zastępca dyrektora INiG-PIB.

Prof. Łaciak na wstępie powiedział, że ta sesja panelowa jest otwartą platformą do omówienia różnych szkół myślenia z perspektywy firm gazowniczych, instytutów i środowisk akademickich. Nasi paneliści przedstawią swoje poglądy na temat współpracy przy obecnych wymaganiach rynku energii i środowiska, w których nie tylko brane są pod uwagę aspekty techniczne, ale również efektywność ekonomiczna w odniesieniu do umów, oraz prawna – przez podjęcie branżowych wspólnych wysiłków przy określonej strategii przedsiębiorstw.



W ujęciu ogólnym spróbujemy odpowiedzieć na podstawowe pytania: czy przedsiębiorstwa gazownicze mogą być ośrodkami i inicjatorami innowacji?, w jaki sposób wspierać i rozwijać kulturę innowacji w firmach i ich otoczeniu?

Łukasz Kroplewski stwierdził, że innowacyjność w korporacjach jest integralną częścią ich strategii działania, procesem dynamicznym, nastawionym na poszukiwanie rozwiązania problemów, które wyprzedzają oczekiwania. W strategii PGNiG innowacyjność to kluczowy element i stworzony departament rozwoju biznesu ma na celu komercjalizację badań i innowacyjnych rozwiązań, a przy tym – podkreślił – powołaliśmy dział ochrony własności intelektualnej. Dodał, że w grupie prowadzonych jest obecnie pięćdziesiąt projektów, z których jeden – wydobywanie metanu z pokładów węgla – ma wymiar największy. Wydobywanie

naszej Grupy Kapitałowej. Wychodzimy do studentów, oferujemy staże i praktyki. Już są pierwsze efekty i duże zainteresowanie tymi inicjatywami.

Tomasz Blacharski odwołał się do swoich doświadczeń biznesowych i pracownika akademickiego. Powiedział, że w różnych okresach relacje biznesu i nauki były dość luźne i mało efektywne, bo uczelnie robiły swoje, a firmy swoje. Dzisiaj ten model jest znacznie bardziej efektywny. W naszych działaniach, poprzez podpisane umowy z osiemnastoma uczelniami, wzajemnie oceniamy nasze działania, a projekty są prowadzone wspólnie. Spektrum tematów tej współpracy też jest szerokie. Przed spółką ogrom wyzwań – od modernizacji i rozwoju sieci dystrybucyjnych po wykorzystanie technologii LNG w programie gazyfikacji kraju, aż po technologię *Power to gas*. Ta technologia to duża szansa dla polskiego gazownictwa, szczególnie

przedstawiały listę problemów do rozwiązania. To bardzo skuteczne, bo jest czas, by to przygotować. Robi się plan, opracowuje strategię i kolejno rozwiązuje się problemy. Te formy współpracy biznesu i nauki są skuteczne, jeśli są dobrze przemyślane.

Dr inż. Jacek Jaworski stwierdził, że w polskiej transformacji gospodarczej, szczególnie w pierwszym okresie, postawiliśmy na import, w tym import innowacji. Nie potrafiliśmy docenić, że dysponujemy własnym kapitałem intelektualnym i krajowymi firmami, często małymi, które były bardzo nowoczesne i innowacyjne w produkcji rur, armatury, urządzeń pomiarowych. I zdobywały rynek własną skutecznością, bez oglądania się na czyjeś wsparcie. A może gdyby to wsparcie przyszło, ich pozycja rynkowa byłaby szybciej znacząca i, być może, na znacznie większą skalę. Odnoszę rów-



metanu z pokładów węgla, rozumianego ogólnie jako CBM – *coal bed methane*, to podejście skierowane na pozyskanie gazu zakumulowanego w węglu jeszcze przed eksploatacją górnictw. Zapowiedział, że już za parę dni rozpoczną się testy szczelinowania hydraulicznego pokładu węgla w Gilowicach na terenie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Państwowy Instytut Geologiczny szacuje, że w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym znajduje się ok. 170 mld m³ wydobywalnego metanu, przy całkowitym potencjale zasobów ok. 230–250 mld m³. Zgodnie z naszą strategią rozwoju, uruchomiliśmy kilka programów zachęcania do innowacyjności, adresowanych do uczelni, do projektów *start-up*, a także do pracowników

w kontekście wykorzystania sieci dystrybucyjnych, bo to technologia przyszłości, umożliwiająca integrację systemów i rynków.

Prof. Andrzej Osiadacz stwierdził, że u podstaw innowacji stoi wolny rynek, bo wymusza rywalizację, a ta wymusza innowacje. To powoduje naturalną więź biznesu i nauki. Przez parę lat pracowałem w Wielkiej Brytanii, wykładałem, ale pracowałem w sektorze gazowniczym. Uczestniczyłem w projektach realizowanych wspólnie przez biznes i ośrodki naukowe. To była bardzo efektywna współpraca, bo obie strony były doskonale przygotowane. Korporacyjne centra B+R wypracowywały swoje projekty i formułowały zadania dla naukowców,

niez wrażenie, że często zawężamy pojęcie innowacyjności do takich rozwiązań, które są nowe. Tymczasem innowacyjność to zdolność wykorzystania znanych rozwiązań w nowych funkcjonalnościach, w nowych obszarach. Adaptacyjność to również kreowanie innowacji.

Obrady V Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego zakończyło wystąpienie prof. dr. Stanisława Nagy, przewodniczącego rady programowej kongresu i przewodniczącego komisji uchwał i wniosków kongresu, który przedstawił uczestnikom projekt uchwały kongresu. Zgromadzeni w głosowaniu projekt przyjęli jako uchwałę V KPPG.

Uchwała V Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Ossa, 26 października 2016 roku

Uczestnicy V Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, którego tematem przewodnim był „**Gaz ziemny w polityce gospodarczej państwa**” po wysłuchaniu prezentacji, dyskusji panelowych oraz zgłoszonych podczas obrad wniosków i postulatów, postanawiają przyjąć, jako wynik kongresu, uchwałę następującej treści:

I. Uwarunkowania systemowe rozwoju przemysłu gazowniczego w Polsce

1. Kluczowym postulatem dedykowanym administracji państwowej jest wskazanie na pilne rozpoczęcie prac na nową „Politykę energetyczną Polski – 2050”, ponieważ ostatni taki dokument rządowy powstał w 2009 roku. W sytuacji, gdy powstała Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR) i są wytyczone cele długofalowej polityki państwa w wielu różnych segmentach gospodarki, konieczne jest uszczegółowienie polityki państwa w zakresie bezpieczeństwa energetycznego poprzez wskazanie mechanizmów, które zapewnią niezbędny dla gospodarki poziom wytwarzania energii, po konkurencyjnych cenach i sprzyjający ochronie środowiska. Zapisy, jakie znalazły się w SOR, umożliwiają już wypracowanie polityki energetycznej Polski, która powinna zostać poddana debacie publicznej z udziałem wszystkich liczących się środowisk gospodarczych i która powinna osiągnąć status ponadpartyjnej doktryny energetycznej Polski, o długim okresie obowiązywania, wolnej od zmienności wynikającej z cykli wyborczych.
2. Zawarte w Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju projekty dywersyfikacyjne, obejmujące terminal LNG oraz projekt tzw. Bramy Północnej, wymuszają zmiany tradycyjnych szlaków dostaw gazu ziemnego w naszej części Europy, powodują konieczność rozbudowy i modernizacji sieci gazowej przesyłowej i dystrybucyjnej oraz podziemnych magazynów gazu. Skala tych inwestycji powinna sprawić, że ustawodawca podejmie szybko skuteczne prace nad prawem o inwestycjach liniowych, bez którego inwestycje w zakresie sieci i pojemności magazynowych nie mają szans powstać w oczekiwanym przez państwo i inwestorów czasie.
3. W polityce energetycznej priorytetem władz państwa powinno być wspieranie poszukiwań i wydobycia krajowych zasobów nośników energii, ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych. Rozwój technologii stwarza nowe możliwości zagospodarowania obszarów wydobywczych. Państwo powinno tworzyć mechanizmy wsparcia dedykowane firmom poszukiwawczo-wydobywczym, jak również uniwersytetom technicznym i ośrodkom badawczym, w zakresie poszukiwania innowacyjnych technik i technologii wydobywania surowców energetycznych.

II. Priorytety branży gazowniczego ważne w polityce państwa

1. Otoczenie prawne rynku gazu to jeden z kluczowych problemów jego funkcjonowania i rozwoju. Środowiska gazowników od lat upominają się o sprawną legislację, nadążającą za zmianami na rynku i postępem technologicznym. Dotyczy to zarówno regulacji ustawowych, jak i przyjmowania aktów wykonawczych do ustaw. Wyczerpał się ostatecznie model nieustannych nowelizacji prawa, czyniący je nieczytelnym i obniżającym efektywność inwestycyjną. Ustawodawca powinien w trybie pilnym przystąpić do tworzenia nowych kompleksowych ustaw regulujących rynek zamówień publicznych,

problemy prawnej kontroli metrologicznej, dozoru technicznego, normalizacji.

2. Środowisko gazowników od lat inicjuje projekty wsparcia dla kogeneracji, wspierane w tych działaniach przez samorządy gospodarcze rynku energii. Wzorem innych krajów oraz implementując dyrektywę „Czysta energia”, powinien być uruchomiony długofalowy program wsparcia efektywnych i ekologicznych rozwiązań, jakie stwarza wykorzystanie gazu ziemnego w układach kogeneracyjnych.
3. Samorząd gazowniczy oczekuje wsparcia dla prac Komitetu Standardu Technicznego IGG w tworzeniu nowoczesnej normalizacji i jej wdrażaniu.

III. Rekomendowane działania branży

1. Kongres zobowiązuje Izbę Gospodarczą Gazownictwa, by nie zaprzestawała starań o uchwalenie prawa gazowego. Takie rozwiązanie legislacyjne to jedyny sposób, by usankcjonować rolę gazu ziemnego w polskiej gospodarce i związane z tym prawa sektora gazowniczego do kreowania branżowej strategii rozwoju.
2. Izba Gospodarcza Gazownictwa powinna kontynuować działania na rzecz dialogu firm członkowskich w sprawie ucywilizowania praktyk na rynku inwestorskim, aby w tym gronie doskonalic praktykę wykorzystywania prawa zamówień publicznych i wypracować skuteczne formuły budowania relacji inwestor-wykonawca.
3. Izba Gospodarcza Gazownictwa powinna zaktywizować podjęte już działania na rzecz kreowania dobrych praktyk w zakresie pobudzania innowacyjności w sektorze gazowniczym. To powinny być inicjatywy skierowane przede wszystkim do małych i średnich firm, ale w porozumieniu z wiodącymi firmami sektora gazowniczego, zainteresowanymi wykorzystywaniem innowacyjnych rozwiązań powstających w MSP.
4. IGG powinna kontynuować budowanie sojuszy z innymi samorządami gospodarczymi i stowarzyszeniami technicznymi, aby wspólnie uzgodnić warunki funkcjonowania i rozwoju rynku energii.

Uczestnicy V Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego upoważniają Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa do przedstawienia uchwały kongresowej władzom państwowym, instytucjom i organizacjom branży gazowniczego.

W imieniu uczestników
V Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Komisja Uchwał i Wniosków
Stanisław Nagy – przewodniczący

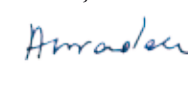
Adam Cymer



Mariusz Łaciak



Andrzej Osiadacz



Otwieramy się na pełnych pasji młodych ludzi

Maria Rutkowska

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w duchu idei *Open Innovation*, która zachęca do szerokiego rozumienia innowacyjności i do poszukiwania kreatywnych rozwiązań również na zewnątrz, otwiera się na młodych, pełnych energii i kreatywności ludzi.

Kampania „PGNiG polskie innowacje” to cykl cotygodniowych spotkań na uczelniach, która daje studentom i kadrze naukowej możliwość kontaktu z pracownikami PGNiG z całej Grupy Kapitałowej, a także zapoznania się z bogatą ofertą praktyk, staży i konkursów, kierowaną do młodych ludzi.

Inauguracja kampanii odbyła się na początku roku akademickiego, 6 października 2016 r. na Politechnice Warszawskiej w Centrum Zarządzania Innowacjami i Transferem Technologii. W krótkim przemówieniu otwierającym spotkanie, Łukasz Kroplewski, wice-

prezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju, przyznał, że w młodych naukowcach drzemie ogromny potencjał, który PGNiG chce pobudzić, dzieląc się wiedzą i wieloletnim doświadczeniem. Duże zainteresowanie wzbudziła prezentacja gościa z Norwegii, Jana Risbakka, reprezentującego PGNiG Upstream International AS.

Podkreślił on, że to właśnie w takich miejscach jak Politechnika Warszawska powstają pomysły, bez których nie można byłoby wyobrazić sobie funkcjonowania współczesnych technologii. Następnie wystąpił Krzysztof Freis z PGNiG Obrót Detaliczny, zastępca dyrektora, scharakteryzował on pokrótce działalność spółki oraz – co najbardziej interesujące dla słuchaczy – obszary do rozwoju, obecne wyzwania biznesowe i technologiczne, stojące przed PGNiG Obrót Detaliczny, z którymi mogą zmierzyć się młodzi kreatywni naukowcy i przedsiębiorcy. W ramach podsumowania wystąpił Maciej Szota, zastępca dyrektora w Departamencie Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA, przedstawiając szeroki zakres działalności GK z naciskiem na obecnie prowadzone innowacyjne projekty.



Kolejne eventy z cyklu czwartkowych spotkań odbyły się na Politechnice Śląskiej w Gliwicach, na Zachodniopomorskim Uniwersytecie Technologicznym w Szczecinie, na Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, na Uniwersytecie Warszawskim, w Wyższej Szkole Kultury Społecznej i Medialnej w Toruniu, na Uniwersytecie im. Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie, a ostatnie spotkanie tej edycji – na Uniwersytecie Mikołaja Kopernika w Toruniu. Oprócz prezentacji specjalistów studenci mieli okazję wziąć udział w warsztatach w formule *Open Innovation* – „Jak skutecznie budować współpracę między środowiskiem akademickim i biznesowym?” Prowadzący warsztaty przedstawili pokrótce najnowsze teorie rozumienia innowacyjności (m.in. *design thinking*) i pozostawili uczestnikom przestrzeń do wyrażenia swojej wizji współpracy i sugestii możliwych sposobów dotarcia spółki do młodych ludzi. Studentom przypadła do gustu zaproponowana przez organizatorów formuła. Przyznali, że zależałoby im na kontynuowaniu rozpoczętej inicjatywy i pogłębianiu konkretnych tematów badawczych.

Ponadto, części oficjalnej spotkania zawsze towarzyszyło stoisko informacyjne, w którym zainteresowani oprócz sprawdzenia swoich technicznych umiejętności na specjalnie przygotowanych aplikacjach, mogli dowiedzieć się więcej o funkcjonowaniu spółki oraz o programach i konkursach, takich jak „PGNiG akademii młodych”, „Młodzi innowacyjni dla PGNiG” czy „Warsztaty innowacyjnych pomysłów”.

W pierwszą, pilotażową edycję zaangażowanych było wielu specjalistów z różnych spółek GK PGNiG. W tym miejscu organizatorzy pragną podziękować wszystkim ekspertom, którzy odpowiedzieli na zaproszenie do udziału w I edycji kampanii: wiceprezesowi zarządu ds. rozwoju PGNiG SA Łukaszowi Kropleskiemu,



mu, zastępcy dyrektora w Departamencie Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA Maciejowi Szocie, prezesowi zarządu Chemkop Zbigniewowi Kryjowi, dr. Andrzejowi Kunstmanowi z Chemkop, dr. Kazimierzowi Urbańczykowi z Chemkop, Sewerynowi Tlaćce z Geofizyki Toruń, Rafałowi Nowakowskiemu z PGNiG Termika, Andrzejowi Maksymowi z OGiE PGNiG SA, Katarzynie Chłopeckiej z PGNiG SA, Bartoszowi Stachowiakowi z Polskiej Spółki Gazownictwa, Januszowi Sidorowi z Polskiej Spółki Gazownictwa, Grzegorzowi Bazanowi z ExaloDrilling, Krzysztofowi Freisowi z PGNiG Obrót Detaliczny oraz Janowi Risbakowi z PGNiG Upstream International AS.

W związku z sukcesem i dużym zainteresowaniem środowiska naukowego kampanią „PGNiG polskie innowacje”, planowanych jest kolejnych 16 spotkań w ramach II edycji, która rozpocznie się już w marcu 2017 roku.

Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA

InnVento

Wsparcie młodych przedsiębiorców w pierwszej fazie działalności, wprowadzenie w specyfikę branży energetycznej, a także pomoc w nawiązywaniu kontaktów biznesowych – to cele inkubatora dla projektów start-up, który otwiera Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo.

InnVento ma być miejscem, w którym PGNiG chce rozwijać współpracę ze start-upami i poszukiwać technologicznych rozwiązań dla najpilniejszych wyzwań stojących przed branżą energetyczną. To pierwsza tego typu inicjatywa w sektorze naftowo-gazowniczym w Polsce. W jednym miejscu ma połączyć ustabilizowaną międzynarodową korporację oraz młodych przedsiębiorców, pełnych nowych pomysłów.

Inkubator InnVento zaofertuje mikro- i małym przedsiębiorcom kilka form wsparcia. Oprócz zaplecza merytorycznego w postaci mentoringu i coachingu ekspertów, inkubator zapewni powierzchnię biurową, dostęp do niektórych baz danych,

wsparcie administracyjne i operacyjne, np. z zakresu prawa i księgowości, a także pomoc w uzyskaniu finansowania. InnVento ma być miejscem nawiązywania ciekawych kontaktów biznesowych.

InnVento obejmuje 3 etapy: weryfikację i ocenę zgłoszeń do inkubatora, inkubację wybranych do programu projektów start-up, a następnie roll-out lub akcelerację, czyli osiągnięcie poziomu zaawansowania, który może skutkować nawiązaniem współpracy biznesowej z PGNiG.

Działa już strona internetowa www.InnVento.pl, na której znajdują się obszary do innowacyjnych poszukiwań oraz formularz zgłoszeniowy. Za jego pośrednictwem zainteresowani mogą zgłaszać swoje projekty.

– Liczymy na zgłoszenia od start-upów, których projekty będą odpowiadać na wyzwania technologiczne spółek z naszej grupy. Uczestnicy mogą liczyć na współpracę ekspertów z Grupy Kapitałowej PGNiG. Dla młodych przedsiębiorców i naukowców szczególnie atrakcyjna przy przygotowaniu projektu może okazać się możliwość korzystania z naszych zasobów – zaznacza **Łukasz Kropleski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju.**

Strategia Polskiej Spółki Gazownictwa 2016–2022

Artur Michniewicz

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. jest największą ze spółek Grupy Kapitałowej PGNiG. Zatrudnia ok. 11 tys. pracowników, działa na terenie całej Polski i dystrybuuje gaz poprzez około 179 tysięcy km gazociągów. Od 1 lipca br. – zgodnie z pakietem porozumień podpisanych między zarządem spółki a stroną społeczną, a następnie zaakceptowanych przez organy korporacyjne spółki – wdrażana jest nowa strategia działalności PSG.

Prace nad nią obecny Zarząd PSG rozpoczął od zdiagnozowania najistotniejszych problemów. Były to między innymi: krótkoterminowa filozofia działalności, brak gotowości do sprostania wymogom zliberalizowanego rynku gazu, archaiczna struktura organizacyjna i model obsługi klienta oraz brak scentralizowanych systemów IT i starzejąca się załoga. Wprowadzenie nowej strategii oznacza znaczną przebudowę modelu dystrybucji gazu w Polsce. Polska Spółka Gazownictwa staje się bowiem Narodowym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Gazu w ramach GK PGNiG i przyjmuje na siebie następujące funkcje:

- realizowanie polityki energetycznej rządu RP,
- porządkowanie systemu gazowniczego,
- rozwijanie infrastruktury dystrybucji gazu,
- współuczestniczenie w planowaniu zagospodarowania przestrzennego,
- wyrównywanie różnic cywilizacyjnych,
- współpraca z administracją rządową i samorządową,
- pobudzanie koniunktury gospodarczej,
- współpraca ze służbami ratunkowymi na poziomie centralnym i lokalnym.

Podstawową misją Polskiej Spółki Gazownictwa jest dostarczanie paliwa gazowego w sposób ciągły, bezpieczny i z poszanowaniem środowiska naturalnego. W swojej działalności spółka kieruje się czterema podstawowymi wartościami.

1. Odpowiedzialność

- Wywiązywanie się z umów, zobowiązań, odpowiedzialność za czyny i decyzje.
- Transparentność działań.
- Prowadzenie działalności w duchu społecznej odpowiedzialności biznesu.

2. Rozwój

- Budowanie wartości spółki.
- Ciągła poprawa efektywności działań.
- Poszukiwanie i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań oraz technologii.
- Podejmowanie nowych wyzwań rynkowych.

3. Ludzie

- Zapewnienie bezpiecznego i godnego środowiska pracy.
- Dbłość o zapewnienie możliwości rozwoju i realizacji ambicji zawodowych.
- Dbłość o satysfakcję z pracy.
- Dbłość o kulturę etyczną, sprzyjającą budowaniu pozytywnych relacji i wzajemnego zaufania w codziennej pracy.

4. Klienci

- Kształtowanie trwałych relacji z kontrahentami i odbiorcami gazu.
- Zapewnienie wysokiej jakości obsługi klienta.

Polska Spółka Gazownictwa jest liderem na rynku dystrybucji gazu oraz największym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Gazu w Europie. Przyjęty kierunek zmian pozwoli jej umocnić swoją pozycję i kontynuować rozwój, czego bezpośrednim efektem ma być poprawa wyników finansowych. PSG chce to osiągnąć poprzez nowy model zarządzania wartością firmy. Będzie realizować politykę ewolucyjnego wzrostu nie poprzez prostą redukcję kosztów – w tym zwolnienia pracowników, co było stałą praktyką w latach 2012–2015, lecz przez zwiększenie ilości dystrybuowanego gazu oraz aktywne pozyskiwanie nowych klientów, przy jednoczesnym utrzymaniu dyscypliny kosztowej, połączonej z optymalizacją kosztów realizowanych procesów. Nacisk zostanie też położony na lepszą współpracę z samorządami. Polska Spółka Gazownictwa chce aktywnie uczestniczyć w tworzeniu planów zagospodarowania przestrzennego poszczególnych gmin, tak aby wspólnie realizować inwestycje. Pozwoli to także na bardziej efektywne wykorzystywanie środków pomocowych z Unii Europejskiej do dofinansowania inwestycji w rejonach, w których nie ma infrastruktury gazowniczej, a jedynym sposobem dostarczenia odbiorcom ekologicznego i taniego paliwa, jakim jest gaz ziemny, jest budowa stacji regazyfikacji gazu LNG. Zmiana struktury organizacyjnej wydatnie wpłynie na szybszą realizację inwestycji

i likwidację tzw. białych plam, czyli obszarów bez sieci gazowniczej. Dotyczy to głównie obszarów wschodniej Polski, pomijanych w ostatnich latach w wielu aspektach inwestycyjnych. PSG chce, by liczba przyłączy w najbliższych latach wzrosła o ponad 350 tysięcy sztuk, tak aby stan gazyfikacji Polski w 2022 roku wyniósł 60,79%. Jak ambitne to plany, świadczy choćby fakt, że dziś na 2479 gmin w Polsce jedynie 1434 są zgazyfikowane. Aby zrealizować te założenia do 2022 roku, Polska Spółka Gazownictwa zakłada gazyfikację 74 nowych gmin. W ostatnim czasie przeprowadzono wiele spotkań z przedstawicielami kilkudziesięciu gmin z województw podlaskiego, warmińsko-mazurskiego oraz mazowieckiego, których efektem było podpisanie listów intencyjnych na gazyfikację ze 134 gminami. Współpracę na szczeblu lokalnym ułatwi też zdecydowanie zmiana struktury organizacyjnej spółki, która od stycznia 2017 roku będzie mieć siedemnaście zakładów gazowniczych oraz 172 gazownie w całym kraju.

Nowa strategia Polskiej Spółki Gazownictwa ma przynieść także realne efekty w innych obszarach. W założeniach na lata 2016–2022 skumulowana EBIDTA ma wynieść 15 985 mln PLN, a wolumen dystrybuowanego gazu 79,06 mld metrów sześciennych.

Oceniając pierwsze trzy kwartały tego roku, można już zauważyć efekty wdrażania nowej strategii. Wskaźnik EBIDTA wyniósł 1901,9 mln PLN, co było wynikiem lepszym o niemal 13% od planowanego. Wolumen dystrybuowanego gazu kształtował się na poziomie 7,41 mld m³, co stanowi prawie 72% realizacji planu rocznego. Należy przy tym zauważyć, że do końca roku z uwagi na spadające temperatury miesięczny wolumen będzie wzrastał. W tym czasie zrealizowano 39 457 sztuk nowych przyłączy, czyli o 37% więcej niż zaplanowano. Wynikiem tym PSG zbliżyło się do realizacji celu rocznego.

PSG chce produkować stacje regazyfikacji LNG

Polska Spółka Gazownictwa planuje wybudować w Jarosławiu zakład produkujący kompletne stacje regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego – LNG. Wartość całej inwestycji szacowana jest na ponad 25 milionów złotych.

Pieniądze te zostaną przeznaczone na opracowanie projektu, zakup działki, budowę budynku produkcyjnego, magazynów oraz lakierni, a także na zakup maszyn i urządzeń oraz środków transportu. Zakład miałby powstać do końca 2017 roku. Według wstępnych szacunków, pracę w nim mogłoby podjąć około 70 osób. Zgodnie z założeniami, do końca 2019 roku zakład w Jarosławiu mógłby osiągnąć możliwość produkcji kompletnych stacji regazyfikacji LNG. Obecnie PSG analizuje możliwości zakupu licencji na produkowane podzespoły.

Niniejsze przedsięwzięcie jest realizowane w ramach GK PGNiG na zasadzie ścisłej współpracy PSG z PGNiG Technologie.

Budowa stacji regazyfikacji i dostarczanie za ich pośrednictwem gazu do nowych odbiorców to realizacja opracowanej przez obecny Zarząd PSG nowej strategii spółki. Zakłada ona między innymi wyrównywanie różnic cywilizacyjnych oraz likwidację tzw. białych plam na gazowej mapie Polski. Stacje regazyfikacji to najszybsza, bezpieczna i często jedyna metoda dostarczenia gazu ziemnego odbiorcom w rejonach, w których nie ma sie-

ci gazowniczych. Budowa przez PSG własnego zakładu w Jarosławiu pozwoli na obniżenie kosztów produkcji i lepsze dostosowanie stacji do potrzeb. Inwestycja stanowić będzie także najlepszy przykład realizacji przez obecny Zarząd PSG programu zrównoważonego rozwoju, wspieranego przez polski rząd. Daje on szansę rozwoju mniejszym ośrodkom, które – w przeciwieństwie do miast wojewódzkich – nie przyciągają dużych inwestorów. Budowa zakładu w Jarosławiu to także w przyszłości szansa na eksport polskich stacji regazyfikacji na Ukrainę. Obecnie PSG eksploatuje osiem stacji regazyfikacji gazu ziemnego, w przyszłym roku chce wybudować kolejnych 11.

A.M.

Dane spółki:

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
01-224 Warszawa
ul. Marcina Kasprzaka 25

NIP: 525 24 96 411

REGON: 142739519

Kapitał zakładowy: 10 454 206 550 PLN

KRS 0000374001, Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy
w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy KRS

Koncepcja Bramy Północnej na forum Parlamentu Europejskiego

Piotr Kuś, Artur Woźniak

Nowa strategia korporacyjna GAZ–SYSTEM główny nacisk kładzie na podniesienie konkurencyjności oraz bezpieczeństwa polskiego i regionalnego rynku gazu między innymi poprzez realizację inwestycji infrastrukturalnych, które zapewnią techniczne możliwości przesyłu znacznych ilości gazu ziemnego z alternatywnych źródeł. Ten cel ma zostać osiągnięty dzięki Bramie Północnej.

W ostatnich latach poziom integracji infrastrukturalnej i bezpieczeństwa dostaw na rynkach w Europie Środkowo-Wschodniej uległ poprawie. Przeprowadzono wiele inwestycji stanowiących pierwszy krok w kierunku realizacji celów związanych ze zwiększeniem poziomu bezpieczeństwa poprzez dywersyfikację kierunków dostaw i integrację infrastrukturalną.

Mimo tych postępów cele europejskiej polityki infrastrukturalnej nie zostały jeszcze w pełni osiągnięte. Rynki w Europie Środkowo-Wschodniej są, co prawda, lepiej zintegrowane, istnieje także możliwość zasilania z alternatywnych kierunków, region ten jednak wciąż jest zdominowany przez gaz pochodzenia rosyjskiego. Dlatego konieczna jest realizacja inwestycji mających na celu zapewnienie fizycznej dywersyfikacji dostaw gazu (przede wszystkim poprzez dostawy LNG i gazu z Norwegii) oraz umożliwienie przesyłu nowych wolumenów na inne rynki w regionie. Takie działania powinny przełożyć się nie tylko na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, lecz także na zwiększenie konkurencyjności, co w konsekwencji wpłynie na obniżenie cen gazu dla odbiorców końcowych.

Mając na uwadze powyższe uwarunkowania, nowa strategia korporacyjna GAZ–SYSTEM główny nacisk kładzie na podniesienie konkurencyjności i bezpieczeństwa polskiego i regionalnego rynku gazu między innymi poprzez realizację inwestycji infrastrukturalnych, które zapewnią techniczne możliwości przesyłu znacznych ilości gazu ziemnego z alternatywnych źródeł.

Ten cel ma zostać osiągnięty dzięki Bramie Północnej. Projekt składa się z trzech głównych elementów. Pierwszym jest rozbudowa i zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu. Obecna przepustowość instalacji, działającej od czerwca 2016 roku, wynosi 5 mld m³ rocznie. W najbliższych latach planowana jest rozbudowa terminalu. W pierwszym etapie ma ona wzrosnąć do 7,5 mld m³ rocznie, a po wykonaniu

dalszych inwestycji – do 10 mld m³ rocznie. Równoległe ze zwiększeniem zdolności regazyfikacyjnych planowana jest również rozbudowa terminalu w celu rozszerzenia zakresu świadczonych usług dodatkowych (np. bunkrowanie LNG czy przeładunek LNG na mniejsze jednostki).

Drugim, kluczowym elementem Bramy Północnej, nad którym obecnie pracuje GAZ–SYSTEM, jest korytarz norweski. Celem korytarza norweskiego jest bezpośrednie połączenie sieci gazowej państw Europy Środkowo-Wschodniej i regionu bałtyckiego z infrastrukturą jednego z największych eksporterów gazu ziemnego na świecie, jakim jest Norwegia. Dzięki temu państwa w obu regionach uzyskają dostęp do nowego źródła dostaw, które przyczyni się do znacznego zwiększenia dywersyfikacji i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz poprawy konkurencji na rynkach gazowych.

Gaz norweski i LNG mogą być traktowane jako najbardziej perspektywiczne źródła, które wpłyną na dywersyfikację portfela dostaw zarówno w Polsce, jak i w innych państwach regionu. W związku z tym inwestycje w terminal LNG w Świnoujściu i korytarz norweski mają również na celu zwiększenie wolumenów przesyłanego przez Polskę gazu na rynki państw sąsiednich.

Alternatywnie rozważana jest także budowa nowego, pływającego terminalu LNG (*Floating Storage Regasification Unit – FSRU*), który wstępnie planowany jest w rejonie Zatoki Gdańskiej.

Trzecim elementem Bramy Północnej jest integracja krajowego systemu przesyłowego z infrastrukturą państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu bałtyckiego poprzez budowę siatki połączeń międzysystemowych. W tym kontekście planowana jest budowa połączeń gazowych z Ukrainą, Słowacją, Czechami i Litwą.

Warto podkreślić, iż Brama Północna jest projektem o ważnym znaczeniu regionalnym. W projekt, oprócz polskiego operatora GAZ–SYSTEM zaangażowani są także partnerzy z Danii i Norwegii. Dlatego tak ważne jest

informowanie o potencjale projektu i jego postępach na forum instytucji Unii Europejskiej.

18 października 2016 roku w Parlamencie Europejskim odbyło się wysłuchanie publiczne na temat Bramy Północnej. Zostało ono zorganizowane przez Zdzisława Krasnodębskiego, posła do Parlamentu Europejskiego. W wysłuchaniu publicznym udział wzięli Piotr Naimski, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej, Maroš Šefčovič, wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej ds. Unii Energetycznej, Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG, oraz Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ–SYSTEM. Ponadto, wśród panelistów znaleźli się także przedstawiciele duńskiego operatora Energinet.dk, koncernu Statoil oraz urzędnicy wysokiego szczebla administracji duńskiej i norweskiej.

W trakcie wysłuchania zaprezentowano cele, elementy oraz aktualny stan zaawansowania prac nad Bramą Północną. Po raz kolejny wskazano na spójność projektu z celami polityki infrastrukturalnej Unii Europejskiej, a zwłaszcza z działaniami na rzecz budowy korytarza północ-południe w Europie Środkowo-Wschodniej oraz rozwoju rynków i infrastruktury państw Morza Bałtyckiego w ramach inicjatywy BEMIP. Gazociąg Baltic Pipe, oprócz sprowadzenia gazu norweskiego do Polski, pozwoli na integrację rynków gazu w Skandynawii i Europie Środkowej oraz zaoferowanie potencjału polskiego terminalu LNG w Świnoujściu naszym północnym sąsiadom.

Minister Piotr Naimski podkreślił, że Brama Północna traktowana jest w sposób priorytetowy przez polską administrację rządową z uwagi na znaczenie projektu w zapewnieniu realnej, fizycznej dywersyfikacji dostaw gazu oraz w zwiększeniu konkurencji na rynkach gazu w środkowej części Europy. Dlatego dla rządu w Polsce niezwykle istotne jest dalsze kontynuowanie projektu zgodnie z założonym harmonogramem.

W kontekście korytarza północnego wiąże się to z takim stanem zaawansowania, aby w 2019 roku mieć pewność co do rozbudowy infrastruktury oraz aby pierwsze dostawy gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego do Polski zostały zrealizowane przed końcem 2022 roku. W tym celu polskie władze są w stałym kontakcie z administracją Danii i Norwegii, aby zapewnić jak najlepszy klimat wokół korytarza norweskiego. Piotr Naimski podkreślił również w swoim przemówieniu, że widoczna jest konkurencja pomiędzy Bramą Północną a projektem Nord Stream 2 z uwagi na fakt, że oba projekty mają na celu dostarczenie gazu ziemnego do Europy Środkowo-Wschodniej.

Tomasz Stępień oraz Peder Østermark Andreasen, prezes duńskiego operatora sieci przesyłowej Energinet.dk, poinformowali, że korytarz norweski ma składać się z czterech elementów: morskiego połączenia pomiędzy norweską i duńską infrastrukturą przesyłową, rozbudowy lądowej infrastruktury przesyłowej w Danii i Polsce oraz morskiego gazociągu Baltic Pipe, natomiast przepustowość korytarza ma wynieść do 10 mld m³ rocznie.

Więcej szczegółowych informacji na temat projektu będzie dostępnych po zakończeniu prac nad studium

wykonalności, które ma zostać opracowane przed końcem 2016 roku. Jednak na obecnym etapie widać, że projekt może być ekonomicznie opłacalny. Istotnym czynnikiem determinującym zasadność realizacji tej inwestycji jest atrakcyjność korytarza norweskiego dla wielu podmiotów na rynku, ponieważ zapewni on dostęp do regionalnego rynku w Europie Środkowo-Wschodniej (obejmującego również Ukrainę), który ma wielkość około 70–80 mld m³ rocznie.

Jeśli wyniki studium wykonalności korytarza norweskiego będą miały pozytywny wynik, następnym krokiem będzie przeprowadzenie procedury *Open Season* w pierwszej połowie 2017 roku. Procedura ma potwierdzić zapotrzebowanie podmiotów na rynku na usługi przesyłowe wzdłuż korytarza.

Komisarz Maroš Šefčovič podkreślił, że bezpieczeństwo dostaw to najważniejszy filar polityki energetycznej UE dla państw środkowoeuropejskich. Na rynku gazu ziemnego wynika to z wysokiego poziomu uzależnienia od dostaw z Rosji, co w konsekwencji przekłada się na ceny gazu, które są o kilkanaście procent wyższe niż w państwach Europy Zachodniej. Korytarz norweski wraz z terminalami LNG w regionie, takimi jak ten w Świnoujściu, mogą stać się podstawą dla zapewnienia stabilnych dostaw, dzięki którym regionalny rynek gazu otrzyma silny impuls do dodatkowego rozwoju. Komisarz Šefčovič poinformował ponadto, że Komisja Europejska na bieżąco monitoruje postępy w realizacji projektu i ma nadzieję, że działania w tym zakresie zakończą się sukcesem.

Wysłuchanie potwierdziło, że organy administracji rządowej oraz przedsiębiorstwa energetyczne z państw zaangażowanych w realizację projektu dostrzegają wiele szans i możliwości wynikających z rozbudowy infrastruktury gazowej. Otwierają się możliwości biznesowe na nowych rynkach gazu ziemnego w Europie Środkowo-Wschodniej, które mają potencjał do dalszego wzrostu popytu w nieodległej perspektywie czasowej.

Wizyta w Parlamencie Europejskim była też okazją dla przedstawicieli polskiej administracji i przedsiębiorstw gazowniczych do dyskusji z europejskimi decydentami na temat przyszłości sektora gazu ziemnego w Unii Europejskiej.

Piotr Kuś jest dyrektorem, Artur Woźniak pracownikiem Przedstawicielstwa w Brukseli, GAZ–SYSTEM S.A.



**Operator Gazociągów Przesyłowych
GAZ–SYSTEM S.A.**

ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa
tel. (+48) 22 220 18 00
faks (+48) 22 220 16 06
www.gaz-system.pl

Drony i *guided waves* w badaniach UDT

Adam Ogrodnik

UDT testuje nowe technologie badawcze, pozwalające na zwiększenie dyspozycyjności urządzeń przesyłowych w czasie badań technicznych, podniesienie poziomu bezpieczeństwa ekspertów wykonujących badania, a także na zmniejszenie kosztów przygotowań inspekcji.

ODWIECZNY PROBLEM

Jak zbadać rurociąg, gazociąg, który przebiega w miejscu niedostępnym, którego nie można odkryć. Jedyna dotychczasowa metoda to badanie tłokiem. Ta metoda jednak jest droga i w zasadzie może być stosowana w rurociągach nowoczesnych, o jednakowych wymiarach geometrycznych na całej długości, bez nagłych zmian kierunku rurociągu oraz przystosowanych do badania tłokiem poprzez wyposażenie w stację nadawania i odbioru tłoka. Gaz jako medium jeszcze bardziej komplikuje sytuację, bo wyklucza badania ultradźwiękowe ze względu na brak medium transmitującego skutecznie falę akustyczną. Dodatkowo, w rurociągu mamy stały przepływ medium.

UWARUNKOWANIA TECHNICZNE I PRAWNE

UDT bada możliwość wykorzystania dronów w badaniach technicznych prowadzonych w ramach inspekcji. Przeprowadziliśmy pierwsze testy i mamy nadzieję, że urządzenia te będą przydatne w badaniach obiektów liniowych, takich jak rurociągi, zajmujących znaczne powierzchnie.

Przelet dronu z kamerą termowizyjną testowaliśmy 3 października w zakładach PCC „Rokita” w Brzegu Dolnym. Chcieliśmy zbadać dwie nitki rurociągu odcieków wapiennych o dłu-

gości około 1 km. Rurociąg ten jest nieizolowany, a temperatury pracy wynoszą od 50 do 110°C. Lot się udał, dane zostały zebrane i przekazane do analizy.

Wykorzystywanie dronów przez UDT ma wiele uwarunkowań technicznych – dopuszczalny udźwig drona, prędkość przemieszczania się, wymiary geometryczne aparatury pomiarowej, pojemność baterii (zarówno drona, jak i aparatury) itp. Trzeba ponadto rozwiązać takie problemy, jak bezpieczeństwo lotów czy ubezpieczenie od ewentualnych strat i odpowiedzialności cywilnej w razie wypadku.

W wykorzystaniu lotów dronami do realizacji zadań UDT ważne są także uwarunkowania prawne. Prawo lotnicze w art. 119 gwarantuje, że polska przestrzeń powietrzna jest dostępna na równych prawach dla wszystkich jej użytkowników. Zagadnienie podziału nieba w kontekście lotów dronami reguluje rozporządzenie ministra infrastruktury (ujednolicona wersja z 18 grudnia 2013 r.) w sprawie struktury polskiej przestrzeni powietrznej oraz szczegółowych warunków i sposobu korzystania z tej przestrzeni. Doprecyzowanie przepisów – w rozporządzeniu ministra infrastruktury i budownictwa z 8 sierpnia 2016 r. W przestrzeni niekontrolowanej, w której najczęściej latają drony (do ok. 2900 metrów, z wyjątkiem lotnisk i ich otoczenia) każdy użytkownik przestrzeni odpowiada za utrzymanie bezpiecznej odległości od innych użytkowników. Loty odbywają się według przepisów VFR (*Visual Flight Rules*). Wydaje się, że przepisy dotyczące przelotów, np. w celach badawczych, nad obiektami infrastruktury krytycznej, wymagają jeszcze dopracowania.

DRONY W BADANIACH TERMOWIZYJNYCH

Liczymy na to, że drony umożliwią badanie miejsc trudno dostępnych, dzięki temu, że odpowiednio zaprogramowane lub – jeśli to możliwe – pozycjonowane za pomocą GPS mogą się przemieszczać pomiędzy elementami instalacji. Wyposażone w odpowiednią aparaturę badawczą zbierają dane, które następnie można analizować komputerowo. Oszczędzają czas potrzebny na tradycyjne badanie, na uciążliwe przygotowania do takiej pracy i sprowadzają do zera ryzyko pracy inspektora na wysokości.

Rozważamy wykorzystanie dronów do badań termowizyjnych stanu technicznego instalacji (deformacji, degradacji), badań stanu izolacji cieplnej, badań ewentualnych wycieków gazów (służą temu specjalne kamery termowizyjne na podczerwień, pozwalające na wyodrębnienie obrazu wypływającego



Dron z kamerą termowizyjną nad badaną instalacją.

gazu na podstawie absorpcji promieniowania w zakresie linii widmowych gazu). Chcemy również wykorzystywać drony do identyfikacji obiektów na instalacji. Ciekawą perspektywą jest badanie gazociągów wzdłuż ich długości i określanie na podstawie zmian otoczenia (np. koloru trawy) obecności wycieków gazu. Wiązałoby się to z koniecznością analizy bardzo dużej liczby danych, w związku z czym zasadne byłoby wspomaganie się technikami Big Data – automatycznymi metodami analizy obrazów.

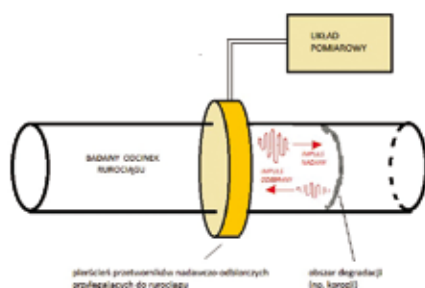
KORZYŚCI

Badania dronami są bardzo perspektywiczne dla naszych klientów. W wielu przypadkach możemy uniknąć budowy rusztowań zapewniających dostęp, zatrudniania alpinistów. Badania mogą być realizowane relatywnie szybko, bez ingerencji w strukturę instalacji, bez przerywania produkcji. Zwiększenie dostępności urządzeń w kontekście badań technicznych prowadzonych przez UDT jest jednym z priorytetów w naszej obecnej strategii.

Koszty eksploatacji dronów powinny być coraz niższe, więc badania dronami będą tym bardziej korzystne dla przedsiębiorców. Regularne przeloty dronami, wykorzystywane zamiast helikopterów z załogą (np. do wykonywania ortofotomapy wzdłuż gazociągu) mają szansę być bardzo konkurencyjne ekonomicznie – nie wymagają wysokiej klasy pilotów, tankowania paliwa. Są tańsze, a jednocześnie zachowują podobne bądź lepsze możliwości techniczne – np. loty na niższej wysokości.

GUIDED WAVES

W przypadku *guided waves* możemy mówić o „falach przewodzonych”, które powstają w jednym miejscu rurociągu, rozchodzą się wzdłuż i – odbite od przeszkody – wracają w kierunku miejsca, z którego je wysłał (rys. 1.). Obserwując zależności czasowe fali nadanej i fal odbitych, wnioskujemy



Metoda pomiaru.

o przeszkodach po drodze propagacji fali, tzn. o zmianach grubości ścianki, degradacjach, pęknięciach, uszkodzeniach. Musimy wysłać falę, która zbliżona jest do fali jednomodowej, tj. o najmniej skomplikowanym kształcie, którą po odbiciu od przeszkody łatwo zidentyfikować. Badając (na zasadzie zbliżonej do śledzenia echa w radarze) falę odbitą, powracającą, możemy określić czas jej powrotu, znając prędkość rozchodzenia się, zidentyfikować miejsce, od którego się odbiła.

Zasada wydaje się prosta, praktyczna implementacja jest jednak nieco trudniejsza. Fala powinna rozchodzić się po spirali

(warunek niezbędny, aby różne rodzaje fal odbitych nie zaburzały pomiaru), tłumienie po drodze powinno być na tyle małe, aby można było zmierzyć falę powracającą (zbyt duże tłumienie wygasi energię fali, ulegnie ona rozproszeniu).

PILOTAŻ W PUŁAWACH

UDT zaoferował Zakładom Azotowym w Puławach wykonanie badania kilkunastu rurociągów o sześciu różnych średnicach (od DN 150 do DN 700), badania zostały przeprowadzone na początku listopada.

Badano odcinki rurociągów wchodzące pod ziemię, na estakadach, w pomieszczeniach stacji redukcyjnej. Metoda *guided waves* może być stosowana dla odcinków rurociągu spełniających pewne warunki. Przede wszystkim należy unikać sytuacji,



Warunki pracy nie były łatwe.

gdzie powłoka ochronna, izolacja bądź warstwa wilgotnej, zbitej ziemi, która przylega do rurociągu, silnie wytłumia falę biegnącą wzdłuż niego. Innym problemem są przeszkody w postaci kołnierzy czy kolan spawanych do rurociągu. W przypadku kołnierzy fala jest praktycznie w całości od niego odbijana.

Na specyficznych, przestarzałych technologicznie odcinkach metoda okazuje się nieprzydatna.

Przebiegi fal odbitych, otrzymane z pozostałych pomiarów, są właśnie analizowane w UDT. Do tego celu stosuje się odpowiednie narzędzia elektroniczne i oprogramowanie dedykowane do współpracy z aparaturą pomiarową.

PRZYDATNOŚĆ GUIDED WAVES

Metoda *guided waves* jest unikalna pod względem możliwości jej wykorzystania do badań rurociągów w przepustach pod ziemią, w miejscach niedostępnych. Jej zastosowanie wymaga wstępnych ustaleń z przedsiębiorcą znającym szczegóły budowy rurociągu. Jeśli prawidłowo określimy możliwości tej metody (pilotażowe badania były znakomitą lekcją praktycznego stosowania *guided waves*), okaże się ona dobrym narzędziem w badaniach technicznych.

UDT poprzez wdrażanie innowacyjnych technologii badawczych chce być postrzegany jako instytucja partnerska i nowoczesna, wspierająca i ułatwiająca rozwój przemysłu i bezawaryjne jego funkcjonowanie.

Autor jest wiceprezesem w Urzędzie Dozoru Technicznego.



Polskie gazownictwo swoją pozycję w gospodarce, potencjał rozwojowy i standardy zawodowe zawdzięcza całej generacji pracowników, którzy często od półwiecza całą wiedzę i doświadczenie lokują w tej branży, a ich etos pracy cieszy się powszechnym uznaniem. Do tej generacji gazowników należy Kazimierz Nowak.

Systemowiec

Adam Cymer

Młody człowiek, urodzony nad Sanem, od dziecka słuchał opowieści sąsiadów o pracy w kopalniach ropy naftowej – tych działających w regionie i tych na dawnych terenach polskich, w okolicach Lwowa, Stryja czy Sambora. Wybór zawodu górnika naftowego, wiertnika, wydawał się w tych okolicznościach oczywisty. I tak się stało – Kazimierz Nowak został uczniem Technikum Górnictwa Naftowego w Krośnie. Wybór kierunku edukacji okazał się trafny i szybko wyrobił przekonanie, że jej kontynuacją mogą być tylko studia na AGH w Krakowie. Los nie okazał się jednak łaskawy. Nagła śmierć ojca sprawiła, że konieczne było pójście do pracy, a nie na wymarzone studia.

Tym pierwszym etapem zawodowej kariery było Przedsiębiorstwo Robót Wiertniczych i Górniczych w Warszawie, największe wówczas w Polsce przedsiębiorstwo w tej branży, zatrudniające ponad dwa tysiące osób. Staż obył się na odwiercie Wilga IG-1, potem było między innymi Mogilno i Kossakowo, bo firma wierceła na terenie całej Polski. Po reformie, w wyniku decyzji prezesa Centralnego Urzędu Geologii, firma musiała jednak przekazać wszystkie urządzenia głębokie do nafty, a tym samym znaleźć nowy pomysł na życie. Postanowiono nowej specjalizacji szukać w robotach hydrotechnicznych. Została opracowana i wdrożona oraz opatentowana technologia budowy wodoszczelnych ekranów przeciwfiltracyjnych. Po raz pierwszy zastosowana podczas budowy linii hutniczo-siarkowej i przeprawy przez rzekę San, by ochronić źródła wody dla pięciu miejscowości. Z powodzeniem później zastosowana przy zabezpieczeniach odkrywki w Siarkopolu oraz KWB Turów, jak również w wielu innych kopalniach oraz na wysypi-

sku odpadów w elektrociepłowni Kielce. Ten wybór okazał się bardzo korzystny dla Kazimierza Nowaka. Pracując w tej firmie, studiował zaocznie na Politechnice Rzeszowskiej, na wydziale budownictwa i inżynierii środowiska. Pracę inżynierską obronił u prof. Kusia, która natychmiast przydała się jego pracodawcy. Została ona bowiem wykorzystana przy wykonywaniu ścian szczelinowych zabezpieczonych kotwiami iniekcyjnymi podczas budowy warszawskiego metra. Wdrożono wówczas – stosując techniki wiertnicze – kotwy iniekcyjne zastępujące rozporę stalowe w zabezpieczeniu wykopów.

Kolejnym doświadczeniem zawodowym był kontrakt w Kuwejcie, gdzie firma realizowała kilka kontraktów z kolei na poszukiwanie wody, co okazało się sporym wyzwaniem, bo tam trudniej znaleźć wodę niż ropę. Ponad trzy lata pobytu zaowocowały nowymi doświadczeniami zawodowymi, ale też skuteczną nauką języków obcych, w tym trochę arabskiego. – *Najchętniej jednak wspominam nie sprawy zawodowe, a klimaty pustyni – mówi Kazimierz Nowak. – Cisza pustyni na zawsze kojarzy mi się będzie z nieprawdopodobnym śpiewem ptaków. Czasem tęsknię za tym fascynującym zjawiskiem.*

Po powrocie z Kuwejtu Kazimierz Nowak założył własny projekt, w zespole trzyosobowym. Realizowaliśmy usługi inżynieryjno-wiertnicze, jak również ogólnobudowlane. W zupełnie nowej dziedzinie. – *To była między innymi modernizacja kościoła oo. redemptorystów przy ulicy Karolkowej w Warszawie i budowa kościoła oo. pijarów na warszawskich Siekierkach. Ten drugi kościół już istniał, ale konieczne było wykończenie jego wieżycy oraz budowa dzwonnicy. W trakcie budowy dzwonnicy, po osiągnięciu połowy wysokości pojawił się problem –*

wieża tąpnęła, zaczęła się chylić jak ta w Pizie. Trzeba było przetrwać budowę i wymyślić model stabilizacji. Początkowo wszyscy twierdzili, że trzeba ją prostować poprzez zastrzyki cementowe. A myśmy ją wyprostowali poprzez rozluźnienie gruntu po drugiej stronie i dopiero później ją stabilizowaliśmy. To było bardzo ciekawe rozwiązanie inżynierskie – wspomina Kazimierz Nowak. Na tym skończył się prywatny projekt biznesowy.

I zaczął zupełnie inny etap rozwoju zawodowego, związany już z gazownictwem. Pierwsza propozycja przyszła ze spółki Investgas SA na głównego specjalistę w zespole inwestycji górniczych, z skierowaniem na budowany w złożach soli magazyn gazu koło Mogilna, by zająć się podziemną częścią budowanego magazynu gazu. Od ługowania komór magazynowych do ich uzbrojenia węglębnego oraz przygotowania do pierwszego zatłoczenia gazu ziemnego. – To było spotkanie z zupełnie nowymi rozwiązaniami technicznymi, nową technologią. Poszedłem nawet na studia podyplomowe na AGH, by poznać więcej tajników budowy i funkcjonowania podziemnych magazynów gazu – wspomina Kazimierz Nowak. – Ale moje skojarzenia z tą dziedziną sięgają dzieciństwa. Zawsze intrygowało mnie, jak to jest możliwe, że sfery niewidzialne można penetrować, przekształcać, a efekty są całkowicie realne. Zegarmistrzowska robota przy uzbrajaniu komór magazynowych, niewidzialna na zewnątrz, a wykonalna. Zastosowano nową technologię, specjalne łączniki posadowe oraz zawory przepływowe, tzw. velocity valve w komorach magazynowych. To było duże wyzwanie inżynierskie. I później wielka satysfakcja – rozruch komór magazynowych i ośrodka napowierzchniowego KPMG Mogilno.

Doświadczenie inżynierskie i zarządcze Kazimierza Nowaka zostało zauważone w centrali PGNiG SA i otrzymał propozycję objęcia stanowiska dyrektora pionu rozwoju i inwestycji. Funkcja ta pozwalała systemowo spojrzeć na kierunki rozwoju. – Przygotowany został wówczas pierwszy kompleksowy program rozbudowy podziemnych magazynów gazu w kraju, zatwierdzony przez zarząd kierowany przez prezesa Andrzeja Lipko. Okazuje się, że po korektach pozostał on aktualny do dziś i wszystkie powstałe magazyny gazu zostały zbudowane lub rozbudowane na podstawie założeń tego programu.

To systemowe spojrzenie na sektor gazowniczy bardzo przydało się, gdy Kazimierz Nowak w 2002 roku został członkiem zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa, a później jej prezesem, aż do roku 2013. Jedenaście lat w Warszawie, przy zmieniających się opcjach politycznych, zarządach, to ewenement. – Moje doświadczenie z tych lat utwierdza mnie w jednym – dopiero w takiej perspektywie czasowej można budować strategię rozwoju, można odpowiedzialnie budować ład korporacyjny. Można wytyczać cele z przekonaniem, że zawsze wymagają długiej perspektywy realizacji. W sytuacji, gdy zarządy zmieniają się często, każdy nastawia się na szybki efekt. A szybki, ale krótkoterminowy efekt daje redukcja kosztów. Czy o to chodzi? W Grupie Kapitałowej PGNiG SA w ostatnich latach postawiono na jeden wektor – redukcji kosztów. W MSG zawsze stawialiśmy na dwa wektory: koszty – redukcja i rozwojowy – wzrost, co pozwala na wzrost wolumenu i spadek kosztów jednostkowych realizowanej usługi. Redukcja kosztów musi mieć cel pragmatyczny, służyć rozwojowi. Moje podejście zawsze było takie, że efekty re-

dukcji kosztów były dzielone: część szła na zysk właściciela i rozwój, a część na fundusz motywacyjny dla załogi.

To bardzo przejrzysty i skuteczny w zarządzaniu mechanizm. To systemowe spojrzenie Kazimierza Nowaka ma szerszy aspekt. To perspektywa nie tylko jednej spółki, tej czy innej. To spojrzenie na rozwój branży. – Trzeba myśleć całościowo, bo rozwój sektora gazowego to system naczyń połączonych i powinien być zrównoważony. Każde ogniwo odgrywa jakąś rolę. Dynamiczny rozwój systemu przesyłowego, połączeń transgranicznych, budowa terminalu LNG – należało to wszystko zrobić. Ale nie nastąpił równoczesny rozwój systemu dystrybucyjnego, bezpośrednio powiązanego z klientem. Jeszcze w MSG zwracaliśmy uwagę, że musimy mieć strategię dla LNG, choć wtedy było go niewiele w kraju, ale wiedzieliśmy, że będzie „Świnoujście”, że gaz będzie w stanie płynnym, nie wszystko będzie podlegało regazyfikacji. Podjęliśmy decyzję o budowie lokalnych instalacji regazyfikacji na Podlasiu. Tam mieliśmy centrum kompetencji w tej dziedzinie. Tej długofalowej perspektywy wciąż brakowało. Chociaż pojawiły się dobre intencje w ramach ogłoszonej strategii PSG. I jeszcze jeden temat nie może się przebić – problem pasa nadmorskiego. W tym regionie rozbudowujemy system, budujemy magistrale przesyłowe i podziemny magazyn gazu, ale nie widzę ukierunkowanej inicjatywy, by z tego gazu w większym stopniu skorzystać. A przecież na świecie działają mechanizmy zachęcające do wykorzystania gazu do produkcji chłodu w okresie letnim, kiedy spada zapotrzebowanie na gaz ziemny. Dlaczego takiej akcji nie podejmujemy? Przecież wszystkim powinno zależeć na tym, by równoważyć zapotrzebowanie na gaz latem i zimą. Nie widzę zrozumienia dla takiego myślenia.

Dwuletni okres pracy w Europolgaz SA to bardzo specyficzne doświadczenie we współpracy międzynarodowej, ale w warunkach totalnego konfliktu pomiędzy właścicielami, w spółce, która spełnia strategiczną rolę w tranzycie gazu ziemnego. I wreszcie ostatni okres – Sanok. – Zaczynałem od wiertnictwa, ale w wydobywaniu ropy i gazu nie pracowałem. Podejście do swojej misji mam jednak zawsze takie samo – docenić dorobek historyczny, ale myśleć, co zrobić, by w przyszłości było lepiej. Opracowujemy program dla poprawy efektywności nierentownych kopalń ropnych. W ślad za tym większość planowanych poszukiwań i wierceń przekierowywanych jest na Podkarpacie, na złoża konwencjonalne, ale z technologią niekonwencjonalną, praktykowaną przy poszukiwaniu gazu z pokładów łupkowych. Odmładzamy kadrę. Dajemy szansę młodym, program „geotalent” przyciąga studentów, już w tym roku znajdą u nas zatrudnienie i mam nadzieję w kolejnych latach.

Bogate doświadczenie zawodowe Kazimierza Nowaka to tylko część jego wkładu w historię polskiego gazownictwa. Integralną częścią jest aktywność społeczna, wielotorowa, bogata w efekty. Powszechnie uznawany jest za „ojca chrzestnego” odbudowy szkolnictwa zawodowego i przywrócenia zawodu „technik gazownik” w gazownictwie. To między innymi z jego inicjatywy powstało technikum gazownicze w Łodzi, z programem nauczania wypracowanym przez zespół dydaktyczny szkoły, wsparty przez naukowców z AGH i praktyków z gazownictwa, ze znakomicie wyposażonymi pracowniami, dzisiaj już z kilkoma rocznikami absolwentów, gwarantującymi profesjonalizm służb technicznych gazownictwa. Ciekawe, iż program ten jest również przyjęty i skutecznie realizowany przez branżowe

technikum, tzw. naftówkę w Krośnie. Po pięciu latach prac powstało czterotomowe „Vademecum gazownika”, przygotowane przez ponad 80 autorów, zaproszonych przez komitet programowy, kierowany przez Kazimierza Nowaka. W ubiegłym roku to potężne kompendium wiedzy w trakcie Międzynarodowych Targów Książki w Warszawie zostało uznane za najlepszą publikację techniczną i uhonorowane medalem TECHNICUS.

I wreszcie Komitet Standardu Technicznego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa, kierowany przez Kazimierza Nowaka od prawie dziesięciu lat. To unikalne w Polsce przedsięwzięcie, że branża sama chce zapewnić najwyższy standard bezpieczeństwa dla swoich wyrobów i usług. Komitet musiał wypracować całą metodologię działania: jakie tworzyć zespoły, czego mają dotyczyć, jakie tworzyć regulaminy. I wreszcie znaleźć i zaprosić do współpracy najlepszych specjalistów w bardzo obszernym spectrum zagadnień, a przy tym wypracować konsensus w opisie nowoczesności. Dorobek KST to chluba polskiego gazownictwa.

I wreszcie jeden jeszcze obszar działalności Kazimierza Nowaka – inicjatora i współzałożyciela TRI ProLinea, stowarzyszenia, które chciało wspierać ustawodawcę w ustanowieniu racjonalnego systemu regulowania procesu inwestycji liniowych celu publicznego. Zamiar zacny i potrzebny. – *Niestety, w tej sprawie mam tylko złe doświadczenia – mówi z goryczą Kazimierz Nowak. – To była nasza walka z wiatrakami. Polegliśmy z powodu gry interesów różnych grup zawodowych związanych z inwestycjami i braku mądrego arbitrażu administracji, niezdolnej do nawiązania prawdziwego dialogu z inwestorami. Szkoda, bo w tych działaniach zdołaliśmy zorganizować wspólnie*

wszystkie segmenty rynku inwestycji liniowych, ale skuteczność tych działań była, niestety, niewielka.

– Za każdym razem, gdy spotyka się człowieka, który tak wiele chce dać z siebie, nie ograniczać się do sprawności i sukcesów zawodowych, ale też czynić coś *pro publico bono*, to okazuje się, że tajemnica tkwi w samym człowieku. Jego ładzie wewnętrznym. – *Żeby normalnie funkcjonować, trzeba się wewnętrznie dzielić, żyć w sposób zrównoważony – mówi Kazimierz Nowak. – Trzeba umieć wydobyć z siebie wrażliwość na ludzi, zdobyć się na rozważę w myśleniu i działaniu, więcej zrozumienia dla innych, a mniej zaciętości. To wymaga oczywiście dużego wysiłku w pracy zawodowej, a tym bardziej w życiu rodzinnym, ale warto. Uzupełniam takie myślenie o urozmaicony zestaw zaspokajania swoich pasji. Tych mi nie brakuje – od sportowych po turystyczne, szczególnie wyprawy motocyklowe. Przejechanie w jednej wyprawie prawie 9000 km po Europie w gronie fanów Harleya to zbliżenie emocjonalne, budowanie odpowiedzialności jeden za drugiego, wzajemna pomoc i współpraca. A niezapomniany przejazd Trasą Transfogarską i Transalpiną w Karpatach rumuńskich to przeżycie nie tylko wspaniałych wrażeń, ale odkrywanie bogactwa tamtej przyrody i tak ulotne wrażenia, jak kojące nerwy przeczekiwanie stad baranów na trasie. Może to refleksje związane z wiekiem, ale trzeba przejść taki proces myślowy, co nie zawsze się udaje, jednak warto próbować. Trzeba zmieniać siebie, nie tylko mówić, ale widzieć, słyszeć i czuć. Nie zawsze w relacjach z drugim człowiekiem pamiętamy o tym, szczególnie, kiedy jesteśmy hardzi, wojowniczy i młodzi.*

Adam Cymer

Biurowo Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT SA specjalizuje się w projektowaniu obiektów związanych z infrastrukturą gazowniczą.

Działamy przede wszystkim na rynku krajowym, biorąc udział w realizacji największych prac projektowych w branży, m.in. realizowaliśmy projekt gazociągu tranzytowego Jamał–Europa Zachodnia, tłocznie gazu, podziemne magazyny gazu. Jesteśmy obecni we wszystkich etapach procesów inwestycyjnych – od analiz i studiów wykonalności, poprzez projekty budowlane, wykonawcze oraz dokumentację środowiskową i specjalistyczne niezbędne do przeprowadzenia procedur administracyjnych. Nasz wkład w rozwój systemu gazownictwa to ok. 20 000 km gazociągów przesyłowych, ponad 60 000 km sieci rozdzielczych oraz 1000 stacji gazowych.

GAZOPROJEKT to firma nowoczesna, otwarta na potrzeby klientów.

Nasze usługi dostosowujemy do oczekiwań rynku, stosując nowoczesne rozwiązania techniczne przy spełnieniu przepisów dotyczących bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska.



Oferowany przez GAZOPROJEKT zakres usług obejmuje następujące etapy realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych:

- wykonanie opracowań koncepcyjno-studialnych,
- wykonanie projektów podstawowych, budowlanych, wykonawczych i powykonawczych,
- wykonanie opracowań specjalistycznych, dotyczące różnych układów i rozwiązań technologicznych oraz ekspertyz inżynierskich,
- obliczenia wytrzymałościowe, dostosowane do rozpatrywanego zagadnienia wytrzymałościowego oraz analizy ryzyka procesowego,
- wykonanie raportów środowiskowych,
- realizacja usług serwisowych w formie nadzorów autorskich oraz nadzory inwestorskie.

Starania BSiP GAZOPROJEKT SA ukierunkowane są na rozwijanie działalności zarówno na rynku polskim, jak i zagranicznym.

Kontrola wewnętrzna gazociągów za pomocą tłoków ultradźwiękowych jest już nie tylko fikcją

Ales Brynych, Ales Crha, Petr Kubicek; CEPS a.s.
Przemysław Tusznio, Marek Zieliński; GASCONTROL POLSKA sp. z o.o.

Głównym zadaniem operatorów jest zapewnienie bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowych, a jedną ze standardowych metod kontroli ich stanu jest inspekcja wewnętrzna. W gazownictwie inspekcje wewnętrzne przeprowadzane są wyłącznie w przypadku rurociągów przesyłowych i tylko w ograniczonym zakresie. Kontrole rurociągów dystrybucyjnych praktycznie nie są przeprowadzane. Firma CEPS opracowała technologię inspekcji *off-line*, która pozwala na wykonywanie niemal każdej wewnętrznej inspekcji rurociągu dowolną metodą. We wrześniu tego roku CEPS, we współpracy z polskimi firmami CDRiA oraz GASCONTROL POLSKA, zrealizowała pierwszą w Czechach inspekcję gazociągu dystrybucyjnego tłokiem ultradźwiękowym.

Inspekcje rurociągów dalekosiężnych zwykle przeprowadzane są za pomocą tłoka napędzanego transportowanym medium. Do inspekcji gazociągów w ruchu nie można zastosować bardzo precyzyjnego tłoka ultradźwiękowego (UT), ponieważ fizycznie jest on użyteczny wyłącznie w rurociągach do przesyłu cieczy.

Wewnętrzne inspekcje gazociągów prowadzi się głównie tłokami typu MFL (*Magnetic Flux Leakage*) lub ich modyfikacją TFI (*Transverse Field Inspection*), które podczas pracy wytwarzają pole magnetyczne w ścianie rury. Tłoki te są niezawodne przy poszukiwaniu takich wad, jak ubytki materiału w ścianie rury, lecz – w przeciwieństwie do tłoków UT – nie mogą wykrywać pewnych typów wad, zwłaszcza bardzo niebezpiecznych pęknięć wzdłużnych.

Rysunek 1. Tłok UT w trakcie montażu w służbie nadawczej



Urządzenia do inspekcji wewnętrznej rur zapewniają optymalną jakość danych o ich stanie pod warunkiem, że zachowana zostanie odpowiednia prędkość posuwu urządzenia. Generalnie, prędkości te wahają się od 0,2 do 4,0 m/s przy użyciu technologii MFL/TFI oraz od 0,2 do 3,0 m/s przy użyciu tłoków UT. Jest to pewne ograniczenie, które czasem komplikuje prowadzenie prac, ponieważ nie w każdym przypadku istnieje możliwość zapewnienia prawidłowego posuwu urządzenia. Podczas kontroli wewnętrznej w trakcie eksploatacji rurociągu zwyczajowo ruch tłoka jest bardzo nierównomierny. Często przekracza on graniczne prędkości, uniemożliwiając prawidłowe gromadzenie danych.

Komplikacje z jednostajnym posuwem tłoka w żądanym zakresie prędkości mogą również wystąpić, gdy nie jest możliwe zapewnienie wymaganej ilości transportowanego medium w jednostce czasu, np. braki odbiorów paliwa. Dodatkowo, w rurociągach dystrybucyjnych ze względu na charakterystykę pracy sieci dochodzi często do zmiany kierunku zasilania. Podobna sytuacja zachodzi, gdy gazociąg jest opróżniony, tj. przed oddaniem do eksploatacji nowego odcinka lub uruchomieniem rurociągu po długim przestoju.

Poza koniecznością zapewnienia podstawowych warunków (np. przepływ medium) zwykle niezbędne jest doposażenie gazociągu w stałe lub tymczasowe komory nadania i odbioru tłoka. Większość rurociągów dystrybucyjnych o jednolitej średnicy umożliwia stosunkowo prostą instalację i demontaż komór. Niemniej jednak, aby zrealizować te prace i samą inspekcję, wewnątrz rurociągu nie może być medium. Z powyższych względów inspekcje rurociągów dystrybucyjnych praktycznie nie były realizowane.

Dotychczas przeprowadzano jedynie szczątkowe inspekcje rurociągów dystrybucyjnych. Zwykle najbardziej niebezpieczne

wady nie były wykazywane, a zdecydowana większość gazociągów w ogóle nie była badana. Informacje o stanie rurociągów są bardzo ważne dla bezpieczeństwa ich eksploatacji, zwłaszcza w przypadku obiektów budowanych ponad 30 lat temu z wykorzystaniem rur obciążonych wadami fabrycznymi.

Korzystając z doświadczeń opracowano koncepcję napędzania narzędzia inspekcyjnego medium zastępczym, co pozwoliłoby na utrzymanie stałej prędkości posuwu tłoka. Medium to musi być dostępne w niezbędnych ilościach, a jego wykorzystanie ekonomicznie uzasadnione. Najprostszym rozwiązaniem wydaje się zastosowanie sprężonego powietrza. Jednak tłok napędzany w ten sposób poruszany jest nierównomiernie, zatrzymując się na przeszkodach, takich jak spoiny obwodowe, łuki, wybrzuszenia ścianki rury czy inne zmiany średnicy, których pokonanie możliwe jest dopiero przy odpowiednim przyroście ciśnienia. Po zwolnieniu tłoka gwałtownie osiąga on prędkość do 30 m/s, następnie zwalniając wraz ze spadkiem ciśnienia, aż do następnej przeszkody, gdzie cykl jest powtarzany. Konsekwencją posuwu narzędzia inspekcyjnego poza wymaganym zakresem prędkości są niejednorodne dane pomiarowe, niezawierające oczekiwanych informacji. Istnieje możliwość symulacji warunków zbliżonych do standardowej inspekcji z użyciem sprężonego powietrza pod ciśnieniem powyżej 35 barg (*on-stream pigging*). To rozwiązanie w zasadzie pozwala wyeliminować najbardziej znaczące „skoki” tłoka inspekcyjnego. Jednak biorąc pod uwagę ogromne zapotrzebowanie na sprężone powietrze i energię, można stwierdzić, że metoda ta jest ekonomicznie nieopłacalna. Są to główne powody, dla których nie używa się sprężonego powietrza jako medium zastępczego.

Najlepsze rezultaty można osiągnąć poprzez napęd tłoka wodą lub kombinacją wody i sprężonego powietrza. Metoda ta nie tylko zapewnia niezawodny i jednostajny posuw narzędzia inspekcyjnego, lecz także pozwala na osiągnięcie znacznie wyższej jakości pomiaru przy wykorzystaniu tłoków UT. Utrudnieniem jest konieczność zapewnienia niezbędnej ilości wody w pobliżu rurociągu, co jednakże można rozwiązać, dobierając odpowiedni wariant realizacji prac.

Wynikiem prac rozwojowych specjalistów CEPS jest inspekcja w technologii *off-line* tłokami napędzanymi wodą lub kombinacją wody i powietrza, co pozwala na prowadzenie wewnętrznej kontroli niemal każdego gazociągu narzędziami UT, TFI lub MFL – w zależności od decyzji operatora sieci. Jedynym warunkiem jest drożność rurociągu, tj. stała średnica z łukami o promieniu min. 3D. W zależności od dostępności źródła wody i jego wydajności, biorąc pod uwagę średnicę badanej rury, dobierany jest wariant realizacji prac: napęd tłoka wyłącznie wodą lub instalacja tłoka w korku wodnym o wystarczającej objętości przy napędzie za pomocą sprężonego powietrza. W przypadku inspekcji eksploatowanego rurociągu o zanieczyszczonej powierzchni wewnętrznej konieczne jest uprzednie czyszczenie chemiczne, aby uniknąć skażenia wody użytej do napędu tłoka. Wówczas po wykonaniu inspekcji woda spełnia wymagania środowiskowe dla ścieków i może być odprowadzona bezpośrednio z rurociągu do wód powierzchniowych.

Z problematyką inspekcji *off-line* firma CEPS ma do czynienia od 2007 r. W 2011 r. CEPS, wraz z TDW Polska, przeprowadziła udaną inspekcję *off-line* tłokiem UT gazociągu DN250 PN63 (33 km) między Wąbrzeżem a Brodnica.

W 2012 r. firma CEPS, wspólnie z TDW Polska, zrealizowała wewnętrzną inspekcję *off-line* gazociągu DN300 MOP60 (30,5 km) pomiędzy Kowalem a Jędrzejowem, w którym strumień gazu nie był wystarczający do realizacji inspekcji standardowymi metodami. Podczas inspekcji zrealizowano jeden bieg tłoków geometrycznego oraz MFL, umiejscowionych w korku wodnym, przy zastosowaniu napędu sprężonym powietrzem.

W kolejnym roku firma CEPS zrealizowała inspekcję wewnętrzną *off-line* nieczynnego ropociągu DN700 Połock-Venstpils (8 km) na Łotwie. Instalacja wodna napędzała narzędzie inspekcyjne TFI z prędkością 0,5 m/s, co odpowiada prędkości pompowania wody ok. 700 m³/h przez ok. 5 h. Na potrzeby prac odcinek rurociągu był doposażony w komory odbioru i nadania tłoka.

Rysunek 2. Instalacja tymczasowej komory inspekcyjnej



We wrześniu bieżącego roku firma CEPS, we współpracy z polskimi firmami CDRiA oraz GASCONTROL POLSKA, zrealizowała wewnętrzną inspekcję *off-line* gazociągu dystrybucyjnego DN600 (15,4 km) tłokiem UT w m. Pisek w Czechach. Wyjątkowością tego projektu polegała na tym, iż po raz pierwszy na gazociągu w Czechach użyto narzędzi inspekcyjnych UT, jak również na tym, że rurociąg nie był zaprojektowany i przygotowany do inspekcji wewnętrznej. Przed jej realizacją należało rurociąg odstawić z ruchu oraz doposażyć w tymczasowe komory tłoka, wykonane i zainstalowane przez firmę CEPS. Wodę do napędu tłoka pobrano z rzeki Otawy. Aby zapewnić wymaganą prędkość posuwu 0,5 m/s konieczne było zapewnienie przepływu na poziomie 540 m³/h. Zmiany prędkości odbywały się wyłącznie w stopniu koniecznym do jego prawidłowego działania.

W kwietniu 2016 r. firma CEPS realizowała bardzo ciekawe badanie gazociągu DN300 (5,3 km) w Brnie. Jednym z głównych celów tej kontroli było osiągnięcie najwyższej dokładności odwzorowania geograficznego rurociągu, poprzez podwojenie narzędzi umożliwiających analizę trasy rurociągu, tj. *X-Y-Z mapping*. Przeprowadzono dwa biegi tłoka inspekcyjnego. Podczas pierwszego biegu użyto narzędzia do kontroli geometrycznej wraz z trasą rurociągu *geo-mapping*. W drugim biegu użyto standardowego narzędzia MFL oraz ponownie kompletnego

urządzenia dla mapowania X-Y-Z. Procedura ta pozwoliła osiągnąć wysoką precyzję w pomiarze spoin, geometrii łuków i lokalizacji uszkodzeń z dokładnością około kilku centymetrów.

Technologia kontroli wewnętrznej *off-line* była wielokrotnie testowana przez firmę CEPS na rurach od 4" do 28". Wraz z rozwojem napędu tłoków inspekcyjnych medium zastępczym (wodą) prowadzono rozwój technologii towarzyszących, m.in. odgazowanie, zobojętnianie mieszanki gazowej wraz z produkcją azotu na placu budowy, chemiczne czyszczenie rurociągów z kondensatów węglowodorowych oraz merkaptanu. Obecny stan wiedzy naukowej oraz dostępność technologii otwiera operatorom sieci gazowych potężne narzędzie do kontroli stanu technicznego gazociągów, jak również zarządzania nowymi i przede wszystkim wyeksploatowanymi rurociągami. Operatorzy nie są już uzależnieni wyłącznie od metod MFL lub TFI, ale mogą w pełni wykorzystać cały potencjał instrumentów ultradźwiękowych, przy użyciu technologii łączących obydwie metody. Właściciele sieci mogą uzyskać dane wysokiej jakości, zwłaszcza na temat takich wad, jak pęknięcia, które wcześniej nie były możliwe do wykrycia. Inspekcja *off-line* umożliwia kontrolę rurociągów dotychczas nieprzystosowanych do tłokowania, takich jak np. gazociągi o niedostatecznej ilości medium lub braku przepływu gazu, odcinki niewyposażone w komory do nadania i odbioru narzędzi inspekcyjnych.

Usługi związane z inspekcją rurociągów przesyłowych i dystrybucyjnych na polskim rynku oferowane są przez firmę GASCONTROL POLSKA, reprezentującą CEPS w zakresie prac dotyczących gazociągów i ropociągów. Kompleksowy zakres oferty obejmuje prace przygotowawcze, roboty spawalniczo-

Rysunek 3. Komora nadania tłoka oraz zestaw pomp i zbiorników



-montażowe, zapewnienie napędu tłoka, wykonanie inspekcji *off-line* z wykorzystaniem tłoków inspekcyjnych firmy CDRIA (lub innych, zgodnie z wymaganiami operatora), opracowanie raportów oraz pozostałe czynności niezbędne do przeprowadzenia skutecznej kontroli. Takie podejście pozwala na profesjonalną i rzetelną analizę jakościową badanego obiektu, w konsekwencji prowadzącą do zwiększenia bezpieczeństwa i niezawodności eksploatowanego rurociągu.

**Ales Brynych, Ales Crha, Petr Kubicek,
Przemysław Tusznio, Marek Zieliński**



Jesteśmy polską firmą inżynierską działającą od 1987 roku.

Jako jedyny polski producent projektujemy i wytwarzamy wszystkie komponenty systemów opomiarowania przepływu gazów dla celów rozliczeniowych i technologicznych.

Nasz program produkcji obejmuje m.in.:

- **Gazomierze:**
 - turbinowe CGT od G40 PN16 do G6500 PN110 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - rotorowe CGR od G10 do G400 PN16, zakresowości do 1:250 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - zwężkowe CGZ (klasyczne) i CGZW (z wymienną kryzą)
 - przepływomierze turbinowe do pomiarów technologicznych CPT od DN25 G16 do DN200 G1600
- **Systemy rejestracji i korekcji:**
 - rejestratory impulsów CRS-03
 - rejestratory parametrów gazu CRP-03
 - korektory objętości VpTz typu CMK o zasilaniu baterijnym/sieciowym
 - przeliczniki sieciowe DOMINO (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
- **Systemy transmisji danych:**
 - moduły transmisji CMB-03 oraz kompletne szafki telemetrii
 - transmitery danych CTS-04
 - konwertery transmisji i niezbędne akcesoria
 - urządzenia i oprogramowanie do transmisji przewodowej i poprzez sieć GSM

Oferujemy także relegalizację gazomierzy we własnym laboratorium przepływowym oraz ekspertyzy techniczne, analizy danych procesowych instalacji, dobór optymalnego układu pomiarowego.

Wszystkie nasze urządzenia spełniają lub przewyższają wymagania obowiązujących norm dotyczących własności metrologicznych lub wymogów bezpieczeństwa. Posiadamy atesty i dopuszczenia zgodne z obowiązującymi przepisami.

Nasze wyroby zyskały uznanie klientów w Polsce i w wielu krajach świata. Eksportujemy do Wielkiej Brytanii, Włoch, Danii, Holandii, Niemiec, Hiszpanii, Portugalii, Czech, Bułgarii, Mołdawii, Gruzji, Turcji, na Węgry, Litwę, Łotwę, także do Korei Południowej, Japonii, Chin, Indii, Indonezji, Boliwii, Kolumbii, Zjednoczonych Emiratów Arabskich. Na produkowane przez nas urządzenia udzielamy dwuletniej gwarancji.

ISO 9001
ISO 14001



Zapraszamy do kontaktu z działem marketingu w siedzibie naszej firmy:
91-205 Łódź, ul. Aleksandrowska 67/93

telefon bezpośredni: 42 253 66 59, centrala: 42 253 66 00, fax: 42 253 66 99
e-mail: common@common.pl www.common.pl

Nowe materiały do budowy gazociągów

Jacek Jaworski, Piotr Szewczyk

Dostępne obecnie na świecie technologie, wykorzystujące tworzywa sztuczne, umożliwiają budowę gazociągów w zakresie ciśnień powyżej 1,0 MPa. Ze względu na ograniczenia prawne w Polsce gazociągi w tym obszarze mogą być wykonywane wyłącznie z rur stalowych, co generuje znaczące koszty zarówno na etapie budowy, jak i eksploatacji. Można je znacząco ograniczyć, wykorzystując elastyczne rury w całości zbudowane z poliamidu, jak również rury wzmacniane np. włóknami aramidowymi, nawijaną krzyżowo taśmą polietylenową czy nawijaną spiralnie taśmą stalową. Obniżenie łącznych kosztów budowy i eksploatacji związane jest z brakiem konieczności wykonywania połączeń spawanych, ochrony przed korozją oraz budową gazociągów długimi odcinkami, bez wykonywania dużej liczby połączeń. W zależności od wybranego typu rury mogą natomiast wystąpić ograniczenia związane z wykonywaniem odgałęzień od czynnego gazociągu.

Rury z poliamidu PA12

Rury z poliamidu PA12 można wykorzystać do budowy gazociągów o MOP 1,6 MPa. Do podstawowych zalet takich rurociągów należą: wysoka wytrzymałość na ciśnienie wewnętrzne, łatwość wykonywania połączeń, niski ciężar, elastyczność, wykonywanie rurociągów z ograniczoną liczbą połączeń, odporność na korozję, niski współczynnik tarcia.



Fot. 1. Zgrzewanie elektrooporowe i doczołowe rur z poliamidu PA12 (VESTAMID®NRC).

Poliamid typu PA12 może być stosowany do produkcji rur i kształtek w zakresie średnic 32–160 mm. Różni się on zasadniczo od poliamidu stosowanego do budowy gazociągów w latach 90. ubiegłego wieku. Rury z tego materiału mogą być łączone przez zgrzewanie doczołowe i elektrooporowe, z wykorzystaniem szerokiej gamy kształtek wykonanych również z poliamidu. W procesie zgrzewania można stosować te same zgrzewarki, które wykorzystuje się przy zgrzewaniu rur z PE. Łączenie z rurami stalowymi można wykonywać przez

zastosowanie połączeń PA/stal, analogicznych do połączeń PE/stal.

Rury z poliamidu są lżejsze od rur stalowych, charakteryzują się elastycznością i mogą być nawijane na bębny. Dzięki tym cechom zmniejszają się koszty transportu, a zwiększa się łatwość ich montażu. Gazociągi mogą być budowane długimi odcinkami, ze zminimalizowaną liczbą połączeń.

Rury mogą być układane w gruncie technikami tradycyjnymi, a także metodą płuzenia, frezowania gruntu oraz technikami bezwykopowymi, dzięki którym skraca się czas budowy oraz zmniejsza się ingerencję w środowisko. Rury wyprodukowane z poliamidu posiadają potwierdzoną wytrzymałość i trwałość nawet w podwyższonych temperaturach.



Fot. 2. Budowa gazociągu z rury PA12 (VESTAMID®NRC) odwijanej z bębna.

Wyznaczona zgodnie z normą ISO 9080 [13] minimalna żądana wytrzymałość (MRS) wynosi 18 MPa. Dla porównania: MRS dla rur z polietylenu klasy PE 100 wynosi 10 MPa.

Rury z poliamidu, podobnie jak z innych tworzyw termoplastycznych, np. polietylenu, narażone są na zarysowania ich powierzchni. Odporność na tego typu uszkodzenia mierzona jest poprzez określenie odporności na tzw. powolną propagację pęknięć [3]. Podczas prowadzonych badań [4] odporności rur PA12 na wymienione zjawisko, dla próbek z naciętymi karami na głębokość do 30% grubości ścianki obciążonej w temperaturze 80°C ciśnieniem 2,0 MPa, próbki po 1000 godzinach nie uległy uszkodzeniu. Parametry tych badań, zawarte w normach



Fot. 3. Rura z poliamidu PA12 (VESTAMID® NRC) zaciśnięta w ścisisku hydraulicznym.

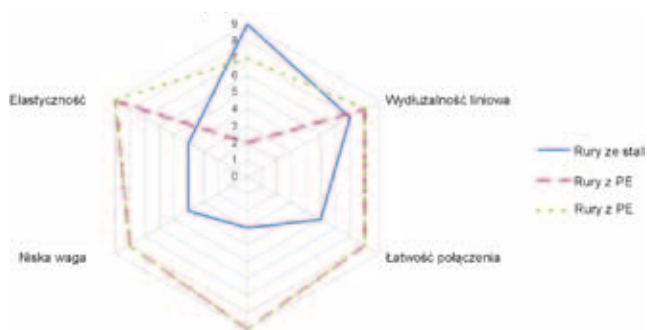
ISO, są znacznie podwyższone od tych, które stosowane są dla rur z polietylenu (karb do 20% grubości ścianki, ciśnienie badania 0,92 MPa, wymagany czas badania 500 godz.). Podobnie jak rury z polietylenu klasy PE 100, rury z PA12 mają wysoką odporność na zjawisko szybkiej propagacji pęknięć. Ciśnienie krytyczne PRCP, wyznaczone w teście w pełnej skali, przekracza wartość 3,0 MPa. Przeprowadzone badania odporności na obciążenia punktowe, według metodyki stosowanej przez HESSEL Ingenieurtechnik GmbH w Niemczech, potwierdziły możliwość bezpiecznej budowy gazociągów z zastosowaniem technik alternatywnych, tj. np. w gruncie rodzimym, gdzie możliwy jest kontakt z kamieniami. Badane próbki nie wykazały żadnych uszkodzeń podczas badań odporności na obciążenia punktowe prowadzone przy ciśnieniu 3,1 MPa w temperaturze 60°C.

Podobnie jak w przypadku rur z polietylenu, rury z poliamidu PA12 można zaciskać w celu zamknięcia przepływu gazu. Na fotografii 3 przedstawiono rurę z poliamidu, zaciśniętą w pobliżu zgrzewu doczołowego. Zaciśnięcie nawet w bezpo-

średnim sąsiedztwie połączenia zgrzewanego nie spowodowało jego uszkodzenia.

Dla wyrobów z poliamidu, przeznaczonych do przesyłania gazu, dostępne są normy serii ISO 16486 [12], zawierające wymagania dla rur, kształtek oraz armatury i ich połączeń oraz zaleceń dotyczących projektowania i budowy. Opracowana została również specyfikacja DVGW GW335-A6 [16], obejmująca wymagania i badania dla przewodów rurowych do budowy gazociągów i wodociągów z poliamidu. Przy zastosowaniu rur z poliamidu PA12 wybudowane zostały gazociągi w takich krajach, jak USA, Brazylia, Meksyk, Indonezja oraz Niemcy [8]. Do podstawowych zalet tego systemu należy znaczne obniżenie kosztów budowy i eksploatacji w stosunku do budowy gazociągów z rur stalowych w zakresie ciśnień od 1,0 MPa do 1,6 MPa. Obniżenie kosztów, obejmujące zakup materiałów, budowę gazociągu i koszty eksploatacji, może wynieść do 42%.

Rys. 1. Właściwości wzmocnionych rur z polietylenu, standardowych rur PE i rur ze stali [7]



Wzmacniane rury z PE

Rury tego typu składają się z trzech zintegrowanych ze sobą warstw. Warstwę wewnętrzną stanowi rura PE, na którą nawinięto krzyżowo taśmę wykonaną z polietylenu. Całość od zewnątrz zabezpieczona jest warstwą zewnętrzną, wykonaną również z polietylenu. Dzięki zastosowanemu wzmocnieniu uzyskano zwiększoną wytrzymałość rury, umożliwiającą budowę gazociągów o ciśnieniu do 1,6 MPa, przy zachowaniu wymaganego współczynnika bezpieczeństwa równego 2.

Właściwości wzmocnionych rur polietylenowych w porównaniu ze standardowymi rurami PE oraz rurami ze stali przedstawiono na rys. 1 [7]. Z wymienionych parametrów wzmocnione rury PE mają tylko niższą wytrzymałość od rur stalowych. Znacząco natomiast przewyższają rury stalowe pod względem odporności na korozję, niskiej wagi i elastyczności. Są to cechy, które w obszarze dopuszczalnej wytrzymałości powodują duże korzyści, wpływające na zmniejszenie kosztów budowy i eksploatacji gazociągu ze wzmocnionych rur PE w porównaniu z gazociągiem stalowym.

Wysoką wytrzymałość na ciśnienie wewnętrzne obrazuje uzyskane ciśnienie podczas badania do zniszczenia rury, które wynosiło 10,2 MPa [7]. Wartość ta określa tzw. wytrzymałość doraźną. W przypadku oceny wytrzymałości rur z tworzyw sztucznych istotną jest wytrzymałość długoczasowa, tj. zdolność przeniesienia przez rurę wymaganych naprężeń po zakładanym okresie użytkowania (dla gazociągów przyjmuje się minimum

Zamieszczone fotografie (1-3) są własnością firmy EVONIK.

50 lat). Potwierdzeniem takiej wytrzymałości są badania przeprowadzone według normy ISO 9080 [13], które gwarantują możliwość stosowania wzmocnionych rur PE w zakładanym okresie do przesyłania gazu pod ciśnieniem 1,6 MPa. Zastosowanie danego typu rur do budowy gazociągów przy podwyższonych ciśnieniach nie może bazować wyłącznie na ich wytrzymałości. Istotna jest wytrzymałość wszystkich elementów składowych, a więc całego systemu, tj. rur i ich połączeń. Wzmocnione rury z PE mogą być łączone przez zgrzewanie doczołowe i elektrooporowe. Warunkiem uzyskania połączenia zgrzewanego o wytrzymałości nie mniejszej niż wytrzymałość rury jest zastosowanie obu tych technik zgrzewania do jednego połączenia, tj. najpierw wykonuje się zgrzew doczołowe, a następnie wzmocniany jest on przez zgrzew elektrooporowy. Łączenie z rurami stalowymi odbywa się natomiast przy wykorzystaniu złączy zaciskowych, montowanych z zastosowaniem urządzenia hydraulicznego, które może być realizowane na budowie.

Przeprowadzone badania połączeń zgrzewanych i zaciskowych potwierdzają ich wysoką wytrzymałość zarówno na ciśnienie wewnętrzne, jak i odporność na działanie sił osiowych. Przy próbach ciśnieniowych próbki nie ulegały uszkodzeniu w czasie 30 minut pod ciśnieniem 4,8 MPa, a następnie pod obciążeniem wzdłużnym wynoszącym 49 kN. Dzięki wysokiej elastyczności wzmocnione rury z polietylenu mogą być nawi-

jane na bębny, a następnie – przez ich odwijanie – układane w gruncie, dzięki czemu minimalizuje się liczbę połączeń i skracają czas budowy. Zastosowany w rurach polietylen PE100-RC o podwyższonej odporności na powolną propagację pęknięć oraz na naciski punktowe powoduje możliwość stosowania alternatywnych technik układania, takich jak np. układanie w gruncie rodzimym.

Podobnie jak w przypadku standardowych rur z PE, rury te mogą być zaciskane w celu zamykania przepływu gazu. Rury produkowane są w zakresie średnic od 90 do 160 mm i posiadają certyfikat DVGW, potwierdzający możliwość ich stosowania w gazownictwie. Z zastosowaniem tej technologii wybudowane zostały gazociągi w Niemczech.

Rury z poliamidu wzmocnione włóknami aramidowymi

Rury z poliamidu, wzmocnione włóknami aramidowymi, zabezpieczonymi z zewnątrz przed uszkodzeniami dodatkowo powłoką z polipropylenu, mogą być stosowane do przesyłania gazu pod ciśnieniem do 10,3 MPa dla najmniejszej średnicy, tj. 1" oraz 5,2 MPa dla średnicy największej, równej 6" [5]. Zadaniem włókien aramidowych jest zabezpieczenie rury przewodowej przed nadmiernym pełzaniem materiału oraz przed odkształceniami wzdłużnymi, powstającymi przy oddziaływaniu wysokiego ciśnienia gazu. Rury łączone są ze sobą lub z kształtkami stalowymi z zastosowaniem złączy zaprasowywanych, a połączenia wykonuje się na budowie. Podobnie jak w poprzednich konstrukcjach, rury z poliamidu wzmocnione włóknami aramidowymi mogą być nawijane na bębny, co ogranicza liczbę wykonywanych połączeń. Rury wykorzystywane są do budowy nowych rurociągów (fot. 4), jak również renowacji skorodowanych gazociągów stalowych.

Dla tego typu rur opracowane zostały – przez American Petroleum Institute (API) – wymagania [14] zawierające wytyczne projektowania, produkcji, kwalifikacji i zastosowania wzmocnionych rur z tworzyw sztucznych na terenach pól naftowych, do transportu płynów wielofazowych, węglowodorów gazowych i ciekłych oraz wody. W specyfikacji zawarto między innymi wymagania dotyczące oznaczania wytrzymałości długoczasowej, przy czym podczas określania czasu do zniszczenia badanej próbki niedopuszczalne jest zniszczenie połączenia rury z łącznikiem stalowym.

Rury z poliamidu, wzmocnione włóknami aramidowymi, znalazły zastosowanie między innymi do przesyłania wód złożowych przez PGNiG SA Oddział Sanok w Niemczech do renowacji skorodowanego rurociągu przesyłającego mokry gaz kwaśny, zawierający siarkowodór oraz dwutlenek węgla, czy np. na polu naftowym w Rumunii [6].

Rury z polietylenu wzmocnione taśmą ze stali nierdzewnej

Konstrukcja tych rur składa się z trzech warstw – wewnętrznej i zewnętrznej, wykonanych z polietylenu oraz środkowej – z taśmy ze stali nierdzewnej. Wzmocnienie to umożliwia przesyłanie medium pod wysokim ciśnieniem, tj. nawet do 20 MPa [9]. Rury produkowane są w zakresie średnic od 2" do 8" i – podobnie jak w poprzednich przypadkach – dzięki



Fot. 4. Układanie w wykopie otwartym rurociągu z rur wzmocnionych włóknami aramidowymi.

swej elastyczności mogą być nawijane na bębny, dzięki czemu można zminimalizować liczbę wykonywanych połączeń. Rury mogą być układane w ziemi w gruncie rodzimym, np. z zastosowaniem technologii frezowania gruntu i poprzez ciągle ich wprowadzanie – odwijając z bębna skraca się czas budowy w porównaniu z technikami tradycyjnymi nawet o 40%.

Połączenia rur wykonywane są z wykorzystaniem specjalnych łączników stalowych zaprasowywanych hydraulicznie. Łączniki te mogą być zakończone np. kołnierzem lub końcówką bosą, przeznaczoną do spawania. Dla tego typu rur opracowana została przez API specyfikacja API 17J [15], na podstawie której powstała norma ISO 13628-2 [11]. Zawarto w niej wymagania z obszaru projektowania, doboru materiałów, produkcji oraz badań. Norma ta została również opublikowana jako Polska Norma. Rury polietylenowe wzmacniane taśmą stalową wykorzystywane są między innymi na polach naftowych do transportu ropy naftowej. Na polu naftowym Bakken w USA wybudowano rurociągi o łącznej długości 52 mil (83 km). Rury te znalazły też zastosowanie do wykonania rurociągów ropy i gazu na dnie Morza Kaspijskiego. Łącznie ułożono rurociągi o długości 60 km. Ze względu na wysoką wytrzymałość i elastyczność rury mogą być układane w trudnych warunkach. Przykładem jest gazociąg o długości 105 km, wybudowany w dżungli amazońskiej w Brazylii – [9].

Ocena możliwości zastosowania w Polsce nowych materiałów do budowy gazociągów

Przedstawione materiały, jak zasygnalizowano we wstępie, nie mogą być w Polsce stosowane do budowy gazociągów ze względu na ograniczenia wynikające z rozporządzenia ministra gospodarki (Dz.U. 2013, poz. 640) [10]. Rozporządzenie nie obejmuje swoim zakresem doświadczalnych sieci gazowych i w takim obszarze materiały te mogą być wykorzystywane. Inną możliwością jest budowa gazociągów na podstawie uzyskanego odstępstwa, co jest jednak długą i żmudną procedurą. Najlepszym rozwiązaniem byłaby więc nowelizacja rozporządzenia, która uwzględniałaby stosowanie rozwiązań alternatywnych. Możliwość stosowania innowacyjnych technologii została uwzględniona w mającym zastąpić ustawę „Prawo budowlane”, projektowanym „Kodeksie urbanistyczno-budowlanym”, w którym dopuszcza się wprowadzenie zapisów do aktów wykonawczych (rozporządzeń) o stosowaniu rozwiązań zamiennych, zapewniających równoważny poziom użyteczności i bezpieczeństwa. O możliwości zastosowania rozwiązań zamiennych zdecyduje właściwy minister, określający, w formie rozporządzenia, warunki techniczne. Termin oraz zasady wejścia w życie kodeksu zostaną określone w ustawie „Przepisy wprowadzające kodeks urbanistyczno-budowlany”. Obowiązujące obecnie rozporządzenie ministra gospodarki (Dz.U. 2013, poz. 640) [10], wydane na podstawie ustawy „Prawo budowlane” będzie musiało zostać zastąpione nowym lub zostanie utrzymane w mocy na zasadzie przepisów przejściowych do czasu wydania nowego aktu prawnego.

Ewentualne dopuszczenie przez przepisy stosowania rozwiązań zamiennych nie zwalnia jednak z opracowania warunków technicznych budowy i eksploatacji gazociągów, poprzedzonych szczegółową oceną istniejących specyfikacji technicz-

nych, odniesienia ich do polskich warunków (wymagania techniczno-budowlane), analizą parametrów wytrzymałościowych i funkcjonalnych oraz badań laboratoryjnych. W Zakładzie Przesyłania i Dystrybucji Gazu INiG – PIB, w ramach działalności badawczo-rozwojowej prowadzone są prace dotyczące możliwości wykorzystania nowoczesnych materiałów do budowy sieci gazowych. W przyszłości będą one mogły zostać wykorzystane przy tworzeniu warunków technicznych budowy i eksploatacji sieci gazowych wykorzystujących innowacyjne, na skalę krajową, technologie.

Dr inż. Jacek Jaworski, zastępca dyrektora ds. gazownictwa, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
Mgr inż. Piotr Szewczyk, kierownik Zakładu Przesyłania i Dystrybucji Gazu, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Literatura

- [1] Klupa A., *Rury z materiałów kompozytowych do przesyłania paliw gazowych*, *Nafta-Gaz*, 2010, nr 9, s. 805–809.
- [2] Laney P., *Use of Composite Materials in the Transportation of Natural Gas*. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. Bechtel, Idaho, July 2002.
- [3] Szewczyk P., *Badania odporności na zewnętrzne oddziaływania mechaniczne rur z materiałów kompozytowych przeznaczonych do rozprzeczania gazu płynnego*, *Nafta-Gaz*, 2010, nr 9, s. 800–804.
- [4] VESTAMID® NRG The highest level of efficiency and performance. Materiały katalogowe firmy EVONIK.
- [5] CGH Belgium nv; <http://www.cghbelgium.com/downloads/>, (dostęp: marzec 2016).
- [6] CGH Polska sp. z o.o.; <http://www.cgh.com.pl/index.php?page=termoflex> (dostęp: marzec 2016).
- [7] EGEPLAST; <http://www.egeplast.de/pl/produkty/systemy-rur-cisnieniowych-2/hexelone-slm/> (dostęp: luty 2016).
- [8] EVONIK; <http://corporate.evonik.com/en/Pages/default.aspx> (dostęp: luty 2016).
- [9] FlexSteel Pipeline Technologies; <http://www.flexsteelpipe.com/> (dostęp: luty 2016).

Akty prawne i normatywne

- [10] *Rozporządzenie ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie* (Dz.U. 2013, poz. 640); <http://isap.sejm.gov.pl> (dostęp: sierpień 2016).
- [11] PN-EN ISO 13628-2:2006 *Przemysł naftowy i gazowniczy – Projektowanie i użytkowanie podwodnych systemów eksploatacyjnych – część 2: Konstrukcje rurociągów elastycznych stosowanych w systemach podwodnych i na platformach*.
- [12] ISO 16486-1:2012 *Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels – Unplasticized polyamide (PA-U) piping systems with fusion jointing and mechanical jointing – Part 1: General*.
- [13] PN-EN ISO 9080:2013-04 *Systemy przewodów rurowych i rur osłonowych z tworzyw sztucznych – oznaczanie przez ekstrapolację długotrwałej wytrzymałości hydrostatycznej materiałów termoplastycznych w postaci rur*.
- [14] API RP 15S – *Qualification of Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe; API RECOMMENDED PRACTICE 15S FIRST EDITION, MARCH 2006*.
- [15] API 17J, *Specification for Unbonded Flexible Pipe*.
- [16] GW335-A6 *Kunststoff-Rohrleitungssysteme in der Gas – und Wasserverteilung; Anforderungen und Prüfungen; Teil A6: Rohre aus PA-U 160 und PA-U 180 sowie zugehörige Verbinder und Verbindungen*.

dokończenie ze str. 7

z samorządami. Zostały już opracowane koncepcje gazyfikacji, w dużej mierze zakładające wykorzystanie gazu LNG. Polska Spółka Gazownictwa zarządza obecnie ośmioma stacjami regazyfikacji LNG, w przyszłym roku chce wybudować kolejnych jedenaście. To często jedyna możliwość dostarczenia gazu do miejsc, w których nie ma sieci dystrybucyjnych, a ich budowa jest z różnych względów niemożliwa. Spółka planuje wykorzystywać stacje regazyfikacji w tak zwanej gazyfikacji wyspowej, co znacznie zwiększy możliwości przyłączania nowych klientów. W sumie informacje o możliwościach przyłączenia nowych odbiorców Polska Spółka Gazownictwa przekazała 225 gminom z trzech województw. W spotkaniach informacyjnych uczestniczyli przedstawiciele 138 gmin, a listy intencyjne podpisało i przekazało PSG do tej pory 60 gmin.

● **25 października br.** O przyszłości energetycznej Euro-
py Środkowo-Wschodniej rozmawiali w Genewie członkowie Grupy Ekspertów ds. Metanu z Kopalń Węgla, działającej przy UNECE. Członek zarządu PGNiG podpisał także list intencyjny otwierający drogę Instytutowi Nafty i Gazu do przystąpienia do Międzynarodowego Centrum ds. Doskonalenia w Zakresie Metanu z Kopalń Węgla Kamiennego.

Z prac KST

Z satysfakcją informujemy, iż w listopadzie ukazał się kolejny „Biuletyn Techniczny – Przepisy techniczne i normy w gazownictwie” (nr 9/2016), który zawiera rozszerzony i uaktualniony zakres przepisów technicznych, norm i standardów technicznych według stanu na 15 listopada 2016 r.

Biuletyn Techniczny IGG jest zalecany do wykorzystania w pracy zawodowej przez pracowników sektora gazowniczego, zwłaszcza terenowych jednostek technicznych obsługi sieci gazowej, zajmujących się przygotowaniem inwestycji, remontów, projektowaniem, nadzorem nad budową sieci gazowej oraz prowadzących jej eksploatację (użytkowanie).

W „Biuletynie” wymienione są przepisy techniczne dotyczące:

- kształtowania polityki energetycznej państwa w branży gazowniczej,
- projektowania, budowy i użytkowania sieci gazowych oraz przepisy budowlane dotyczące lokalizacji innych obiektów związanych z budową i użytkowaniem sieci gazowych,
- projektowania, budowy i użytkowania sieci gazowych, zawarte w odrębnych przepisach.

W „Biuletynie” znajdziemy też polskie normy, standardy techniczne IGG i normy zakładowe PGNiG S.A., mające zastosowanie w gazownictwie.

20 grudnia br. KST przyjął wytyczne techniczne: WT-IGG-2501:2016 Okresowe kontrole instalacji gazowych wewnątrz budynków/obiektów, opracowane przez Zespół Roboczy nr 25 pod kierownictwem Zdzisława Gebharda. Po uchwaleniu ich przez Zarząd IGG będą dostępne w sprzedaży.

W spotkaniach, które odbyły się 24 i 25 września 2016 roku, wziął udział Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju. UNECE to jedna z komisji regionalnych ONZ, której zadaniem jest rozwijanie współpracy gospodarczej oraz promowanie i wdrażanie zasad zrównoważonego rozwoju. Centrum skupia ekspertów pracujących nad nowymi metodami odzyskiwania i wykorzystywania metanu z kopalń. Gromadzi informacje i doświadczenia w zarządzaniu metanem z kopalń z zachowaniem zasad zrównoważonego rozwoju, na co szczególnie nacisk kładzie ONZ.

W swoim wystąpieniu Łukasz Kroplewski podkreślił, że Polski nie stać na rezygnację z węgla. Każdy kraj posiadający własne bogactwa naturalne postępuje podobnie. Polska energia w około 93% pochodzi z węgla i dzisiaj nie ma alternatywy dla wzrastającego zapotrzebowania na prąd. Inwestujemy, jako kraj, olbrzymie środki w innowacje i najnowsze technologie, które mają na celu zmniejszanie zanieczyszczeń oraz zwiększanie efektywności energetycznej. PGNiG ma także w tym swój udział, gdyż realizuje projekt badawczy CBM, tak aby metan z pokładów węgla mógł być wykorzystany jako surowiec energetyczny, a nie uwalniany do atmosfery.

Wiceprezes PGNiG, wspólnie z dyrektorami z Głównego Instytutu Górniczego i Państwowego Instytutu Geologicznego, podpisał list intencyjny w sprawie przystąpienia Instytutu Nafty i Gazu do Międzynarodowego Centrum ds. Doskonalenia w Zakresie Metanu z Kopalń Węgla Kamiennego. Ta inicjatywa jest ośrodkiem międzynarodowej współpracy w dziedzinie problematyki metanowej. PGNiG SA przystąpiło do niej w lipcu 2016 roku. Europejską Komisję Gospodarczą Organizacji Narodów Zjednoczonych reprezentował sekretarz generalny Christian Friis Bach, który zadeklarował wsparcie dla powstającego w Polsce centrum i udział w planowanym na czerwiec 2017 roku oficjalnym otwarciu biura.

● **11 października br.** GAZ–SYSTEM podpisał umowy o dofinansowanie w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 dotyczące budowy dwóch gazociągów relacji Lwówek–Odolanów oraz Czeszów–Wierzchowice. W pierwszym przypadku wartość dofinansowania możliwego do pozyskania z UE to ponad 472 mln PLN, zaś w drugim 47,7 mln PLN.

Umowy zostały podpisane 30 września 2016 r. z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym, który pełni funkcję instytucji wdrażającej działania 7.1 Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii, oś priorytetowa VII – Poprawa bezpieczeństwa energetycznego.

– *Podpisanie pierwszych umów na dofinansowanie budowy gazociągów z nowej perspektywy POIiŚ na lata 2014–2020 to pierwszy krok w realizacji naszych ambitnych planów na najbliższe lata. Do 2020 roku dzięki wykorzystaniu środków unijnych chcemy powiększyć sieć gazociągów wysokiego ciśnienia w Polsce o ok. 776 km. Kolejne nasze inwestycje już wkrótce uzyskają dofinansowanie* – powiedział Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ–SYSTEM.

Inwestujemy w bezpieczeństwo jutra. **Dzisiaj.**



Gaz Storage Poland jest operatorem systemu magazynowania gazu. Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest realizacja zadań operatorskich w sposób bezpieczny i niezawodny. Świadcząc usługi magazynowania spółka zapewnia wszystkim uczestnikom rynku gazu jednolite i najwyższe standardy. Jest ważnym podmiotem systemu bezpieczeństwa energetycznego Polski. Spółka należy do Grupy Kapitałowej PGNiG.

Bezpieczeństwo i gwarancja dostaw

Dywersyfikacja źródeł dostaw
to bezpieczeństwo energetyczne kraju
i komfort naszych Klientów

Wiemy, że zróżnicowanie źródeł zasobów i inwestowanie w nowe przedsięwzięcia wpływają na stabilność dostaw. Dlatego nasze cele strategiczne dotyczą wzrostu wydobycia ropy i gazu, a bezpieczeństwo i jakość to dla nas wartości nadrzędne.