

NR 3 (233)  
marzec  
2018 r.  
miesięcznik  
Rok XXI  
ISSN-1505-523X  
15,75 w tym 5%VAT

# wiadomości

## NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



stop.  
cafe

Kierunek  
**ORLEN**

# Kubek Zawsze Pełny



**ZYSKAJ DO 30<sup>zł</sup>  
W MEGA PROMOCJI\***

Chcesz cieszyć się pyszną, aromatyczną  
i gorącą kawą w atrakcyjnej cenie?  
Odwiedź Stop Cafe i skorzystaj z mega okazji.

\*Szczegóły w regulaminie promocji na [www.stopcafe.pl](http://www.stopcafe.pl)



**ORLEN**



Piotr Dziadzio  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

To zwyczajowe krótkie wprowadzenie zaczęte od notowań ropy naftowej, która przez cały marzec utrzymywała się na bardzo dobrym poziomie ok. 69 USD za baryłkę. Po niewielkim spadku w lutym systematycznie jej cena się podnosi. Około 4% wzrost w stosunku do lutego zapewne był spowodowany informacją jaką przekazał minister energii Arabii Saudyjskiej o tym, że byłby za przedłużeniem porozumienia, ograniczającego produkcję ropy naftowej, co w konsekwencji wpłynie na redukcję globalnych zapasów ropy naftowej. Wypowiedź ta jest jakby zapowiedzią, że porozumienie krajów OPEC, o wygaszeniu ustalonych limitów po 2018 roku może nie wejść w życie. Czy tak w rzeczywistości może się stać? Jeśli tak, to ropa naftowa może nadal drożeć. Również na stacjach benzynowych można było zaobserwować niewielki wzrost cen paliw, który być może utrzyma się na dłużej.

Na początku marca LOTOS w oficjalnym komunikacie podał, że 2017 rok był dla GK rokiem rekordowym. Przyglądając się tym wynikom, w szczególności w sytuacji, że jest to pierwszy rok realizacji nowej strategii rozwoju na lata 2017-2022, Grupa Kapitałowa LOTOS osiągnęła najwyższy w historii spółki skonsolidowany zysk netto w wysokości 1,7 mld zł. Jest on wyższy o 65% w stosunku do 2016 r. Przychody ze sprzedaży na poziomie skonsolidowanym wyniosły przeszło 24 mld zł. W informacji można wyczytać, że średnie wydobycie ropy i gazu wyniosło 22,9 tys boe/d (-14% rdr). Mniejsze (rdr) wydobycie spowodowane było naturalnym szczyperowaniem się złóż na Litwie i w Norwegii oraz przestojami remontowymi infrastruktury wydobywczej na Norweskim Szelfie Kontynentalnym – czytamy w komunikacie. Lotos również w 2017 r. zwiększył do 88,2 mln baryłek zasoby wydobywalne i wydobyl w sumie 8,4

mln boe węglowodorów. Na uwagę zasługuje też sprzedaż produktów, która wyniosła 10,9 mln ton. W obszarze działalności Lotosu pojawiła się również spółka LOTOS Upstream. W jej skład weszły LOTOS Norge oraz LOTOS Geonфта. Niedługo do tego grona ma dołączyć Baltic Gas. W planach jest poszerzenie działalności, w pierwszej kolejności o teren Brytyjskiego Szelfu Kontynentalnego. Takie działania mają doprowadzić do wzmocnienia segmentu wydobycia. Nasuwa się jednak pytanie jak będzie wyglądała przyszłość GK Lotos i tych działań w odniesieniu do podpisanego w końcu lutego listu intencyjnego w zakresie rozpoczęcia procesu przejścia kontroli kapitałowej przez PKN ORLEN S.A. nad Grupą LOTOS S.A?

Podobnie dla PGNiG 2017 r. był bardzo dobrym rokiem. W połowie marca ukazał się raport dotyczący wyników finansowych Grupy. Zysk netto to kwota 2,92 mld zł – najwyższe wyniki w historii PGNiG. Zysk ten jest wyższy o 24% (rdr). Również przychody wzrosły o 8% (rdr) do poziomu 35,86 mld zł. Na uwagę zasługują dodatkowo fakty, że PGNiG sprzedało w 2017 roku o ponad 2,5 mld m<sup>3</sup> gazu więcej niż w 2016 (sumarycznie jest to 26,79 mld m<sup>3</sup>) oraz wydobyci 4,54 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (o 2% więcej w stosunku do roku 2016). Zapewne spowodowała to chłodniejsza i dłuższa zima, ale wyniki są imponujące.

Przytoczone przykłady, wprawdzie dotyczące zeszłego roku, pokazują, że mimo niestabilnych i trudnych warunków makroekonomicznych nasze krajowe firmy branżowe radzą sobie bardzo dobrze, czego gratuluję.

*Piotr Dziadzio*



## NAUKA I TECHNIKA.

- System transportu gazu ziemnego w Polsce i Niemczech 4



- Dopalanie gazu w odwiertach przy niskiej zawartości składników palnych podczas wykonywania testów produkcyjnych 14



- XXIV Giełda Wynalazków 17

## ENERGIA I GEOTERMALNA.

- Zastosowanie otworów poszukiwawczych typu „slimhole” w wiertnictwie geotermalnym 18



## WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Liderzy Bezpieczeństwa wybrani 19



- PERN i PKN ORLEN skutecznie realizują rządową politykę dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym 20
- Umowa z Naftoremont-Naftobudowa 21
- Premier Litwy otwarty na współpracę z LOTOSEM w obszarze wydobycia węglowodorów 21
- LOTOS Upstream wkracza do gry 22
- Dzień Dostawcy GAZ-SYSTEM 23



## KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG będzie współpracować z pakistańską spółką Mari Petroleum Company Limited 25
- PGNiG: 6,58 mld zł EBITDA, 2,92 mld zł zysku netto w 2017 r. – najwyższe wyniki w historii 25
- Co dalej z Nord Stream 2? 26
- Statoil znów zmienia nazwę 26
- Konflikt wokół Cypru 26
- Koniec eksploatacji złoża Groningen w 2030 r. 27
- Gazociąg TAPI wchodzi do Afganistanu 27
- Pierwsze odkrycie ropy w Urugwaju 27

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



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

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

**SKŁAD DTP:** Konrad Korona  
**DRUK:** Drukarnia Aplis s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

**NAKLAD:** 2000 egz.

**PRENUMERATA I KOLPORTAŻ:** tel./fax 18 352 64 84

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

**FOTO OKŁADKA:**  
str. I okł. – KRNiGZ Lubiatów. Fot. arch. PGNiG SA



- Zmiany w Zarządzie PKN ORLEN 27
- Owocna wizyta Prezesa Zarządu PKN ORLEN na Litwie 28
- Rok wielu rekordów dla LOTOS-Air BP 28
- JT S.A. wybuduje gazociąg Zdziessowice – Kędzierzyn-Koźle 28
- Paweł Jakubowski prezesem Zarządu Spółki Polskie LNG 29
- Pierścień Warszawski: Tractebel Engineering S.A. zaprojektuje gazociąg Rembelszczyzna-Mory 29
- Rekordowy rok w przesyłce gazu 29



- Posiedzenie Komisji ds Historii i Muzealnictwa 34
- Działalność Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w 2017 r. 36



## BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 31
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 31
- VIII posiedzenie Zarządu Głównego 32



- Główna Komisja Rewizyjna 33
- Komisja ds Młodzieży i Studentów 33



- Rada Programowa Czasopism 34

- SITPNiG weźmie udział w Konferencji EAGE 2018 w Kopenhadze 39

## WSPOMNIENIE

- Maria Knapczyk – pożegnanie 39



## KULTURA W KULTURA.

- Z dedykacją dla młodego pokolenia 40



### RADA PROGRAMOWA WNiG

Ryszard Chylarecki – przewodniczący

#### Członkowie:

Mirosław Janowski  
Andrzej Koźlecki  
Magdalena Kudła  
Rafał Kudrewicz  
Mirosław Majchrzak  
Stanisław Nagy  
Stanisław Rychlicki  
Jan Sęp  
Jerzy Stopa  
Erwin Szwast

### RADA NAUKOWA

prof. dr hab. inż. Kazimierz Twardowski (AGH) – przewodniczący  
prof. dr hab. inż. Petr Bujok (Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava) – członek  
prof. dr hab. inż. Stefan Miska (University of Tulsa) – członek

### ZESPÓŁ REDAKCYJNY

Redaktor naczelny – dr Piotr Dziadzio  
Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Mariusz Łaciak  
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski  
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

### Redaktorzy tematyczni:

dr hab. inż. Mariusz Łaciak – Gazownictwo  
prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo  
prof. dr hab. inż. Jan Lubaś – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowa  
dr inż. Grzegorz Machowski – Geologia i geofizyka naftowa  
dr Wojciech Gardziński – Procesy rafineryjne i petrochemiczne, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych

# System transportu gazu ziemnego w Polsce i Niemczech



Andrzej Barczyński



Paweł Barczyński

## Natural gas system in Poland and Germany

### Abstract

The article describes the Polish gas transport system and presents the negative effects of the restructuring of the gas industry. The Polish system differs significantly from the gas system in Germany, hence it is impossible to enter all the provisions of German legislation in Polish legislation uncritically. The current Polish energy policy to ensure full diversification of gas supplies should ensure full energy security of the country and independence from Russia in the field of natural gas imports.

### Streszczenie

W artykule scharakteryzowano polski system transportu gazu i przedstawiono negatywne skutki restrukturyzacji branży gazowniczej. System polski znacznie różni się od systemu gazowniczego w Niemczech, stąd nie można w sposób bezkrytyczny wprowadzać do polskiego ustawodawstwa wszystkich zapisów z ustawodawstwa niemieckiego. Obecna polityka energetyczna Polski w celu zapewnienia pełnej dywersyfikacji dostaw gazu powinna zapewnić w pełne bezpieczeństwo energetyczne kraju i uniezależnienie się od Rosji w zakresie importu gazu ziemnego.

### Uwagi wstępne

Polski sektor gazowniczy przez wielu lat podlegał bardzo intensywnym przemianom restrukturyzacyjnym, w szczególności związanym z wdrażaniem zapisów Dyrektywy Gazowej [3].

W roku 2002 został dokonany podział pomiędzy systemem przesyłowym i dystrybucyjnym, a od 1 lipca 2007 nastąpił rozdział dystrybucji od obrotu.

Warto podsumować już dokonaną restrukturyzację i zastanowić się, czy przemiany restrukturyzacyjne zostały przeprowadzone w sposób prawidłowy, uwzględniający wymogi techniczne i prawne, które zagwarantowałyby

właściwe funkcjonowanie operatora gazowego systemu przesyłowego i dystrybucyjnego w warunkach konkurencyjnego rynku gazu. Ponadto należy przeanalizować wszystkie zagrożenia i bariery, które mogą mieć istotny wpływ na przyszły kształt i rozwój rynku gazu w Polsce.

Obowiązek oddzielenia dystrybucji i przesyłu od obrotu gazem wprowadziła Dyrektywa Gazowa. W notatce Dyrekcyjnej ds. Energii i Transportu w sprawie Systemu rozdziału działalności [4] określono, iż „w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego dostępu do sieci i uniknięcia konfliktów interesów, konieczny jest rozdział pomiędzy działalnością sieciową (naturalnym monopolem) a tymi formami działalności przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które związane są z konkurencją na rynku, czyli wytwarzaniem i dostawą energii”.

Szczegółowe zasady wydzielenia operatorów systemu przesyłowego i operatorów systemu dystrybucyjnego określone zostały odpowiednio w art. 9 i art. 13 Dyrektywy [3]. Zgodnie z nimi w przypadku, gdy operator systemu przesyłowego / dystrybucyjnego stanowi część pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa, powinien on pozostać niezależny, przynajmniej w swej formie prawnej, organizacyjnej i podejmowaniu decyzji, od innych działań niezwiązanych z przesyłem / dystrybucją. Te przepisy nie nakładają obowiązku wyodrębnienia własności aktywów systemu przesyłowego z pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa.

W preambule do dyrektywy określono, iż „W celu zapewnienia efektywnego i niedyskryminacyjnego dostępu do sieci właściwe jest, aby systemy przesyłowe i dystrybucyjne były eksploatowane przez prawnie oddzielone przedsiębiorstwa, w przypadku występowania przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. (...) Właściwe jest również, aby operatorzy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego mieli rzeczywiste prawa do podejmowania decyzji w stosunku do aktywów koniecznych do konserwacji i remontów, eksploatacji i rozbudowy sieci, w przypadku gdy te aktywa są własnością i są eksploatowane przez przedsiębiorstwa zin-

tegrowane pionowo. Ważne jest jednak rozróżnienie pomiędzy odrębnością prawną a wydzieleniem własnościowym. Odrębność prawna oznacza zmiany własności aktywów i nic nie stoi na przeszkodzie, aby zachować podobne lub identyczne warunki zatrudnienia we wszystkich zintegrowanych pionowo przedsiębiorstwach”.

Ze wskazanych przepisów wynika, iż przekazanie poszczególnych składników majątkowych do operatorów systemu przesyłowego i operatorów systemu dystrybucyjnego nie jest narzucone zapisami dyrektywy, a leży w gestii państw członkowskich, także z tego powodu, aby rozdział własności dokonany został z uwzględnieniem specyficznych cech systemów gazowniczych poszczególnych krajów.

Dopuszcza się również możliwość powołania jednego operatora połączonych systemów przesyłu, dystrybucji, LNG oraz magazynowania, co jest zgodne z:

- art. 15 Dyrektywy Gazowej: „Przepisy art. 9 ust. 1 i art. 13 ust. 1 [3]
- Ustawą Prawo energetyczne, które przewiduje w art. 3 pkt 28) [1]

Wynika stąd, że zgodnie z ustawodawstwem europejskim nie było konieczności podziału systemu przesyłowego i dystrybucyjnego w Polsce.

Struktura polskiego systemu gazowniczego różni się w znacznym stopniu od większości systemów zachodnioeuropejskich.

System ten był budowany jako jeden wspólny system przesyłowo-dystrybucyjny (operatorzy systemu dystrybucyjnego nie są więc wyposażeni w pierścieniowe regionalne gazociągi wysokiego ciśnienia, czy lokalne zbiorniki gazu, tak jak operatorzy w innych krajach europejskich, co nie pozwala na regulację strumienia gazu i właściwe bilansowanie systemu) [6,7,8].

Najlepszym rozwiązaniem dla polskiego gazownictwa byłoby zatem powołanie zgodnie z (art.15) Dyrektywy Gazowej [3] jednego operatora połączonych systemów przesyłu, dystrybucji oraz magazynowania.

Z tej możliwości jednak nie skorzystano i dokonano rozdzielania przesyłu i dystrybucji, przy czym podziału dokonano z naruszeniem przede wszystkim zasad technicznych (brak jest spójnej i w miarę logicznej definicji systemu dystrybucyjnego i przesyłowego) oraz prawnych. Spowodowało to:

- powstanie pomiędzy przesyłem i dystrybucją ogromnej ilości punktów rozliczeniowych (jest ich kilkadziesiąt razy więcej

- niż w innych systemach europejskich),
- pozbawienie operatorów systemu dystrybucyjnego odpowiednich narzędzi niezbędnych do regulacji parametrów pracy sieci rozdzielczej i poziomu nawaniania gazu, gdyż większość stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia (SR w/c) należy do operatora systemu przesyłowego.
- przejście przez operatora systemu przesyłowego gazociągów wysokiego ciśnienia również tych, które spełniają funkcje lokalnych gazociągów dystrybucyjnych (dotyczy to np. gazociągów regionalnych zasilanych bezpośrednio z kopalń gazu ziemnego zaazotowanego)
- operator systemu przesyłowego przejął gazociągi technologiczne na SR w/c o ciśnieniu średnim (zgodnie z ustawodawstwem operator systemu przesyłowego może obsługiwać obiekty tylko o ciśnieniu wysokim, co sprzeczne jest z obowiązującymi aktami prawnymi).
- zwiększenie pracochłonności obróbki danych na potrzeby zgłoszenia i uzgodnienia nominacji
- konieczność stworzenia rozbudowanego systemu informatycznego
- wzrostu ilości danych i kosztów ich transmisji pomiędzy uczestnikami rynku
- konieczność rozbudowy systemów telemetrycznych u odbiorców końcowych i na obiektach systemowych
- znaczny wzrost kosztów eksploatacji tak rozbudowanych systemów telemetrycznych i informatycznych

Wszystko to doprowadziło do generowania ogromnych kosztów związanych z koniecznością obsługi tak „pokiereszowanego” systemu transportu gazu, rozbudowy bardzo skomplikowanej bazy informatycznej i w konsekwencji do zmniejszenia pewności zasilania [9,10,11,12].

Obecnie próbuje się naprawić tę sytuację, jednak nie widać do końca konsekwencji w działaniu i troski o minimalizowanie kosztów tego podziału, gdyż koszty które należałoby ponieść, aby system krajowy doprowadzić do systemu europejskiego przekraczają możliwości finansowe branży gazowniczej.

### Ekologiczne aspekty stosowania gazu ziemnego

Ekologia - nauka o wzajemnych stosunkach między środowiskiem a funkcjonującymi w nim organizmami żywymi wkroczyła w ostatnim okresie we wszystkie niemal dziedziny gospodarki, gdyż człowiek przekonał się wreszcie o tym, jak niszcząca może być jego działalność i zaakceptował konieczność działań na rzecz

zachowania dla siebie i przyszłych pokoleń środowiska w stanie, który umożliwi życie i rozwój. Druga połowa, a zwłaszcza ostatnie trzy dekady XX wieku stały się czasem oceny szkód ekologicznych, które wyrządziła dotychczasowa cywilizacja i wypracowania strategii częściowej choćby likwidacji oraz prewencji, która zminimalizuje dalsze niekorzystne skutki działalności antropologicznej [13].

Powstała koncepcja zrównoważonego rozwoju, realizowana z coraz większą determinacją, utworzono szereg organizacji o zasięgu międzynarodowym, które działają na rzecz zapobiegania propagacji niekorzystnych zjawisk odczuwalnych silnie w skali światowej lub regionalnej niż krajowej lub miejscowej (takich jak np. zmiany klimatu, zniszczenie warstwy ozonowej, zanieczyszczenie akwenów morskich), tworzy się akty prawne o zasięgu międzynarodowym (jak dyrektywy, konwencje, normy Unii Europejskiej), dające impuls do unifikacji wysiłków różnych krajów na rzecz ograniczenia emisji i zrzutów oraz ochrony gatunków. Wiele wysiłków kieruje się także na opracowanie metod monetarnej wyceny szkód ekologicznych i efektów środowiskowych, co umożliwi przełożenie istniejących danych dotyczących ładunków polutantów w strumieniach technologicznych kierowanych do środowiska na wskaźniki ekonomiczne możliwe do uwzględnienia w ocenach procesów i inwestycji. Instrumentami stosowanymi obecnie coraz powszechniej w tym celu są ocena cykli życiowych produktów i szacowanie tzw. kosztów zewnętrznych.

Obok działań, które mają znaczenie strategiczne w skali globalnej lub regionalnej ulepszone są również w każdym kraju systemy i metody ochrony środowiska – są tworzone lub nowelizowane odpowiednie akty prawa ekologicznego, doskonalone są sposoby sprawowania kontroli nad ich realizacją, wprowadzane są mechanizmy sprzyjające działaniom proekologicznym (np. preferencje dla jednostek legitymujących się certyfikowanym systemem zarządzania środowiskiem, kredyty na inwestycje proekologiczne, opłaty i kary za emisje i zrzuty, regulacje dotyczące cen nośników energii itp.). Ważną rolę spełniają oceny oddziaływania na środowisko, których zadaniem jest między innymi ochrona lokalnych walorów przyrodniczych i które dają prawo głosu w tej sprawie miejscowym społecznościom.

Obserwacje zmian w środowisku oraz pogłębienie wiedzy ekologicznej sprawiły, że obawy i troski dotyczące degradacji środowiska dotyczą obecnie między innymi [13]:

- nadmiernego zubożenia zasobów naturalnych spowodowanego częściowo przez nieracjonalną gospodarkę;

- ocieplenia klimatu spowodowanego emisją gazów cieplarnianych (głównie ditlenku węgla, tlenu diazotu, metanu, halogenowęglowodorów i innych niemetanowych lotnych związków organicznych NMVOC)
- skażenie środowiska przez toksyczne metale ciężkie;
- nagromadzenia w środowisku źle zabezpieczonych odpadów przemysłowych o wysokiej szkodliwości bądź wręcz odpadów niebezpiecznych;
- nadmiernego zakwaszenia środowiska w wyniku przemysłowych emisji agresywnych gazów kwaśnych, głównie ditlenku siarki i tlenków azotu;
- eutrofizacji zbiorników wodnych w wyniku źle prowadzonej gospodarki nawozami i gospodarki wodno-ściekowej;
- zmiany rozkładu stężeń ozonu w atmosferze;
- zubożenia zasobów leśnych na skutek rabunkowych wycieków, zanieczyszczenia atmosfery, zmian klimatu, pożarów.

Wiele tych niekorzystnych zmian spowodował w znaczącej części przemysł energetyczny wykorzystujący zanieczyszczone paliwa, nieprawidłowo przebiegające procesy spalania oraz nieoczyszczanie spalin. Obecnie wpływ tego przemysłu na środowisko przyrodnicze jest przedmiotem szczególnie wnikliwych analiz, w których porównuje się ekologiczne aspekty stosowania różnych nośników energii oraz różnych technologii jej wytwarzania. Wyniki tych porównań w pełni uzasadniają określenie gazu ziemnego jako paliwa „przyjaznego dla środowiska” oraz dążenie do zwiększenia jego udziału w bilansie pierwotnych nośników energii.

Raport IPCC II Międzynarodowego Zespołu ds. Zmian Klimatu stwierdza, że wpływ niekontrolowanej działalności ludzi na klimat jest ewidentny; w porównaniu z okresem przedprzemysłowym wystąpił wzrost stężenia gazów cieplarnianych CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> i N<sub>2</sub>O w atmosferze; w okresie do 2100 roku średnia temperatura Ziemi może wzrosnąć od 1 do 4,5°C. W konsekwencji wystąpi, spowodowany topnieniem powłoki lodowej, wzrost poziomu mórz do 50 cm (prognozy przyjmują 15-95 cm); nastąpi osłabienie północno-atlantyckiej cyrkulacji termohalinowej;

W skali globalnej konieczne są działania na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych.

W związku z tym UE podczas Wiosennego Szczytu w marcu 2007 roku przyjęła wspólne cele dla polityki energetycznej i klimatycznej zwane potocznie „3 razy 20”, a mianowicie:

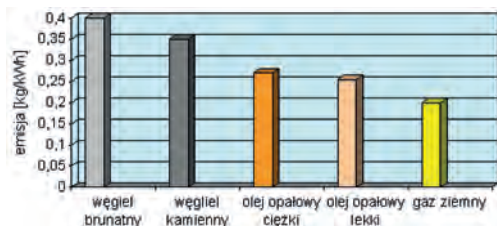
- zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do roku 2020;

- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do 20% całkowitego finalnego zużycia energii w UE do roku 2020 i zwiększenie do 10 % udział biopaliw w zużyciu paliw transportowych;
- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, o co najmniej 20% w porównaniu do 1990 r.

Jednym ze sposobów na redukcję gazów cieplarnianych, jest stosowanie gazu ziemnego. Zalety paliwa gazowego powodują, że coraz więcej ludzi ma świadomość, że spośród trzech powszechnie stosowanych paliw pierwotnych, czyli węgla, oleju opałowego i gazu ziemnego, właśnie gaz jest źródłem energii najbardziej przyjaznym dla środowiska.

Można stwierdzić, że gaz ziemny jest najbardziej ekologicznym paliwem spośród konwencjonalnych paliw stosowanych na świecie, co wynika z następujących przesłanek [14,15]:

- a. zawiera śladowe ilości siarki (olej opałowy » 50-500 mg/MJ, węgiel » 100-1500 mg/MJ),
- b. emituje od 1,5 do 2 razy mniej NO<sub>x</sub> w stosunku do oleju opałowego i 2,5 razy mniej niż węgiel
- c. emituje mniej CO<sub>2</sub> niż inne niekonwencjonalne paliwa, co wynika z poniższego wykresu:



- d. zawiera śladowe ilości metali ciężkich oraz pyłów, co wynika z niżej pokazanej tabeli:

Tabela. 1.

Metale Ciężkie	Paliwo	Emisja	Jednostka
Kadm	Gaz ziemny	< 0,04	mg/MJ
	Ropa naftowa	0,2 do 0,7	mg/MJ
	Węgiel	400	mg/MJ
Ołów	Gaz ziemny	< 0,006	mg/MJ
	Ropa naftowa	2 do 25	mg/MJ
	Węgiel	1 200 do 4 000	mg/MJ
Rtęć	Gaz ziemny	< 0,004	mg/MJ
	Ropa naftowa	0,03 do 0,16	mg/MJ
	Węgiel	400	mg/MJ
Pyły	Gaz ziemny	< 0,013	mg/MJ
	Ropa naftowa	-	mg/MJ
	Węgiel	1.75	mg/MJ

Reasumując zalety gazu ziemnego wynikają z następujących przesłanek:

- a. gaz ziemny jest paliwem o nieporównywalnie mniejszej zawartości zanieczyszczeń niż inne paliwa konwencjonalne,

- b. zagrożenia środowiska związane z użytkowaniem gazu ziemnego są stosunkowo niewielkie w porównaniu z tymi, które występują w łańcuchach paliwowych innych nośników energii pierwotnej (postęp w dziedzinach technologii wierceń, materiałów izolacyjnych, konstrukcji gazociągów i monitoringu skażeń),
- c. użytkowanie paliw gazowych w gospodarstwach domowych, gospodarce komunalnej i przemyśle powoduje znacznie niższe emisje substancji szkodliwych dla środowiska (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, pyły) niż użytkowanie innych paliw konwencjonalnych,
- d. przy prawidłowo prowadzonej eksploatacji sieci gazowej, właściwej konserwacji urządzeń i sprawnej wentylacji pomieszczeń, w których są instalowane, gaz ziemny jest paliwem bezpiecznym,
- e. gaz ziemny bardzo dobrze miesza się z powietrzem potrzebnym do spalania, co ułatwia optymalizację sterowania procesem i zapewnia niemal całkowite i zupełne spalanie (wysoka sprawność energetyczna procesu).

Stosowanie gazu ziemnego prowadzi do poprawy stanu środowiska naturalnego poprzez ograniczenie emisji substancji szkodliwych do otoczenia i może obejmować różne dziedziny i gałęzie rzemiosła, przemysłu, rolnictwa i energetyki oraz w gospodarce komunalnej. Przemysł ciężki i lekki to przede wszystkim sektor chemiczny, tworzyw sztucznych, farmaceutyczny, przetwórstwa rafineryjnego, celulozowo-papierniczego, wydobywczy, metalurgiczny, szklarski, materiałów budowlanych, tekstylny. Rolnictwo to głównie przetwórstwo spożywcze, szklarnie, suszarnictwo. Nowoczesne metody użytkowania gazu wymagają odpowiedniego prowadzenia i regulacji procesów spalania oraz wykorzystania energii odpadowej.

Jednym z gazów odpowiedzialnych za efekt cieplarniany jest metan, którego ilość w atmosferze w ciągu 150 lat wzrosła z 700 ppm do 1745 ppm [13].

W czasie transportu gazu rurociągami występują emisje metanu będącego głównym jego składnikiem. Metan należy do grupy gazów, których obecność w atmosferze wywołuje tzw. efekt cieplarniany. Emisje metanu z różnych źródeł zlokalizowanych przy powierzchni ziemi powodują wzrost jego stężenia w troposferze (warstwa atmosfery najbliższej powierzchni ziemi) oraz jego zwiększony przepływ do stratosfery (warstwa atmosfery rozciągającej się powyżej 11 tys. km, zawierającej ozon, który tworzy warstwę stanowiącą ekran dla promieniowania pozafioletowego umożliwiając życie na Ziemi.

Metan zgromadzony w troposferze absorbując wysyłane z powierzchni Ziemi promieniowania podczerwone, przyczynia się do ocieplenia klimatu, a ponadto powoduje zmniejszenie stężenia rodników OH stanowiących główny czynnik utleniający dla szeregu substancji zanieczyszczających atmosferę. Metan znajdujący się w stratosferze jest przyczyną spadku stężenia ozonu w tej warstwie atmosfery oraz wzrostu zawartości pary wodnej będącej produktem utleniania metanu. Co prawda część emitowanego przez gazociągi metanu przechodzi przez warstwę gleby, co odróżnia ją od emisji z innych antropogenicznych źródeł. W sprzyjających warunkach wyemitowany metan zostaje w części utleniony przez bakterie anerobowe. Utlenianiu sprzyja wilgotność gleby w zakresie 25 do 30 %, zawartość substancji organicznej na poziomie ok. 15 %, temperatura w zakresie 20-30° C oraz duża zawartość tlenu w powietrzu glebowym.

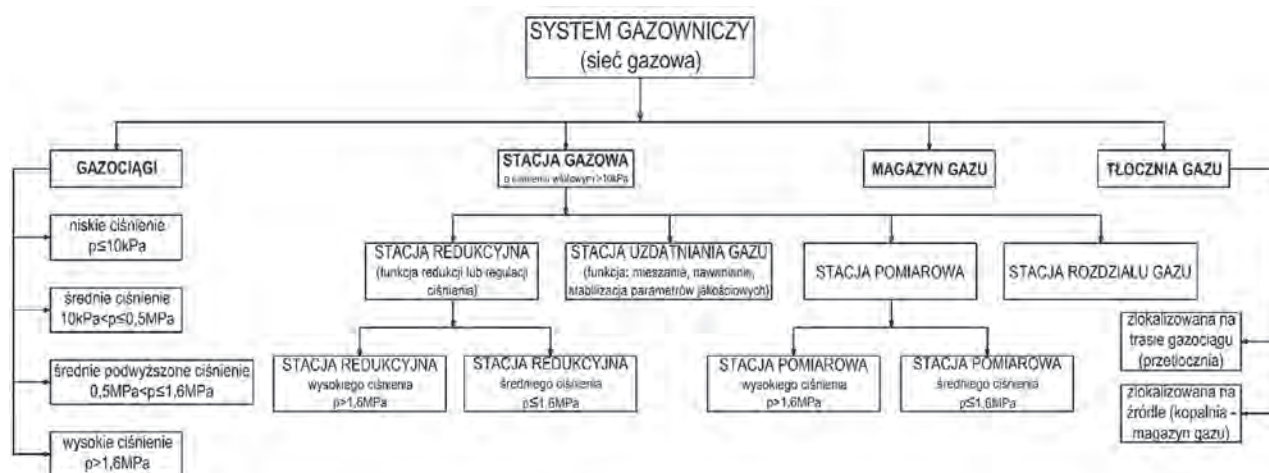
Ponadto podczas transportu gazu mogą wydostawać się spaliny, które emitują takie substancje jak NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> i CO ze względu na sprężanie gazu na tłoczniach w sprężarkach gazu napędzanych turbinami, silnikami spalinyowymi oraz podczas wytwarzania ciepła na cele technologiczne i grzewczo-wentylacyjne w kotłowniach. Ujemnym czynnikiem wpływającym na środowisko jest hałas emitowany np. przez turbosprężarki, chłodnie kominowe na tłoczniach gazu.

Na środowisko oddziałują przede wszystkim produkty spalania paliw. Można je podzielić na dwie grupy [13]:

- a. zanieczyszczenia szkodliwe dla środowiska przyrodniczego – należą do nich: dwutlenek siarki, tlenki azotu, pył, tlenek węgla, węglowodory alifatyczne i aromatyczne, w tym benzo(a)piren emitowane w spalinach, pyły ze źródeł powierzchniowych: przy rozładunku, składowaniu i czerpaniu węgla ze składów, popiół lotny wychwycony przez urządzenia odpylające i żużel spod urządzeń energetycznych, ścieki z obiegów wodnych, odpady i ścieki z instalacji odsiarczania spalin,
- b. zanieczyszczenia sprzyjające występowaniu efektu cieplarnianego – dwutlenek węgla, metan, podtlenek azotu, niemetanowe lotne węglowodory emitowane w spalinach.

Przy uzdatnianiu wody do obiegu parowego i do obiegu chłodzącego oraz instalacji odsiarczania spalin powstają ścieki przemysłowe. Energetyczne spalanie węgla to źródło odpadów paleniskowych: popiołów i żużli, stanowią-





Rys. 1. System gazowniczy (wg A. Barczyński [21])

cych w energetyce zawodowej odpowiednio 85% i 15% wymienionych odpadów. Grupę odpadów kotłowych powiększają nieużytkowane odpady z odsiarczenia spalin.

Ustawa „Prawo energetyczne” [1] nakłada na państwo obowiązek prowadzenia polityki energetycznej kraju zgodnej z zasadą zrównoważonego rozwoju poszczególnych sektorów gospodarki przy racjonalizacji użytkowania paliw i energii zapewniającej odpowiednią ochronę środowiska naturalnego. Racjonalna gospodarka energią zapewnia z jednej strony zmniejszenie szkód ekologicznych, a z drugiej wysoką efektywność produkcji od strony energetycznej

Zastosowanie gazu ziemnego, paliwa przyjaznego dla otoczenia i odbiorców, w przemyśle, energetyce, handlu, rzemiośle, transporcie, rolnictwie, budownictwie oraz w gospodarstwie komunalnym nowoczesnych urządzeń energetycznych i technologii może przyczynić się do poprawy środowiska naturalnego.

Gaz ziemny można stosować w gospodarstwach domowych do:

- ogrzewania;
- gotowania;
- przygotowania ciepłej wody;
- klimatyzowania pomieszczeń.

Zgodnie z przewidywaniami znaczenie gazu ziemnego przy przygotowywaniu posiłków będzie malało na korzyść energii elektrycznej, natomiast jego rola w ogrzewaniu i klimatyzacji będzie coraz bardziej znacząca.

W przemyśle gaz ziemny można stosować jako [16]:

- surowiec do syntez chemicznych;
- czynnik technologiczny – w metalurgii;
- czynnik grzewczy lub chłodniczy
- do produkcji energii elektrycznej.

Racjonalne i oszczędne sposoby stosowania paliwa gazowego są:

- wysokosprawne urządzenia grzewcze (kotły kondensacyjne, modulacja mocy, gazowe promienniki ciepła, nagrzewnice powietrza)
- skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła (kogeneracja)
  - a. o małej mocy, stosowane coraz powszechniej w budownictwie mieszkaniowym, budynkach użyteczności publicznej, handlu, usługach, szklarniach o mocy do 1500 kW<sub>e</sub>. Z rodziny urządzeń kogeneracyjnych o małej mocy można wyróżnić urządzenia o skali mikro (od 0,3 do 5 kW<sub>e</sub>) i skali mini (od 3 do 300 kW<sub>e</sub>) w niewielkich budynkach mieszkalnych.
  - b. średniej mocy (tzw. energetyka rozproszona). Są to jednostki zasilające duże zespoły budynków mieszkalnych, np. osiedla lub budynki użyteczności publicznej
  - c. dużej mocy (energetyka zawodowa) zasilające centralne systemy ciepłownicze
- zintegrowane układy ciepło-chłodnicze (ogrzewania i klimatyzacja), których stosowane są sprężarkowe (zasilane gazem ziemnym) lub absorpcyjne urządzenia chłodnicze
- skojarzone układy elektryczno-ciepłno-chłodnicze (trójgeneracja)
- zastosowanie nowoczesnych konstrukcji palników o wysokiej sprawności energetycznej w piecach przemysłowych (High-Tech)
- urządzenia wykorzystujące energię potencjalną zawartą w gazie ziemnym (wysokie ciśnienie gazu) do produkcji energii elektrycznej
- systemy wykorzystujące energię odpadową z urządzeń energetycznych zasilanych gazem ziemnym (np. spaliny z turbin gazowych, pieców grzewczych)
- stosowanie gazu ziemnego w spalarniach śmieci
- stosowanie gazu ziemnego jako paliwa alternatywnego do napędu pojazdów mechanicznych
- gazowe pompy ciepła - GHP

Ponadto w dystrybucyjnych sieciach gazu ziemnego można wykorzystywać odnawialne paliwa gazowe takie jak np. biogaz, co może z jednej strony zwiększyć dostawy gazu ziemnego (dywersyfikacja dostaw gazu), a z drugiej strony przynieść korzyści ekologiczne.

### Charakterystyka krajowego systemu transportu gazu ziemnego

Polski system gazowniczy składa się z trzech podsystemów:

- systemu gazu ziemnego wysokometanowego grupy E
- systemu gazu ziemnego zaazotowanego grupy Lw
- systemu gazu ziemnego zaazotowanego grupy Ls

System gazowniczy tworzą gazociągi przesyłowe oraz dystrybucyjne wraz z przyłączami, stacje gazowe (stacje redukcyjne, zespoły i punkty gazowe na przyłączy, układy pomiarowe, instalacje uzdatniania gazu, w tym stabilizacja parametrów jakościowych, nawianianie gazu), tłocznie gazu (zlokalizowane na gazociągach tzw. przetłocznie i kopalnie gazu) oraz magazyny gazu (rys.1).

Podstawową funkcją systemu gazowniczego jest zasilanie odbiorców komunalnych, małych i średnich (rzemiosło, handel, instytucje użyteczności publicznej, transport, rolnictwo) oraz dużych odbiorców przemysłowych.

Na rys. 2 przedstawiono system przesyłu gazu ziemnego w Polsce obsługiwany przez operatora GAZ-SYSTEM SA.



Rys. 2. Krajowy system przesyłowy gazu ziemnego w Polsce

Tabela. 2. Polski system przesyłowy gazu ziemnego obejmuje\*:

Długość sieci przesyłowej	10. 989 km
Liczba punktów wyjścia	983
Liczba stacji gazowych	896
Liczba tłoczni	15
Liczba węzłów	44
Wielkość przesłanego paliwa gazowego	16,3 mld m <sup>3</sup>
	183,9 TWh
Wielkość przesłanego paliwa gazowego z uwzględnieniem PMG	18,1 mld m <sup>3</sup>
	202,8 TWh
Pojemność czynna podziemnych magazynów gazu (PMG)	3 mld m <sup>3</sup>

\*Dane za rok kalendarzowy 2016 - stan na dzień 31 grudnia 2016

Nadzór nad pracą systemu przesyłowego gazu sprawuje Krajowa Dyspozycja Gazu oraz Oddziałowe Dyspozycje Gazu.

Natomiast dane operacyjne Grupy Kapitałowej PGNiG w latach 2014 do 2016 (2017) przedstawiono w tabeli 3.

Dystrybucją gazu w polskim systemie gazowniczym zajmuje się Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. wchodząca w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, pełniąc jednocześnie funkcję Narodowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Gazu.

Polska Spółka Gazownictwa jest największą spółką Grupy Kapitałowej PGNiG. Zatrudnia ponad 11 tys. pracowników, działa na terenie całej Polski i dystrybuje gaz poprzez ponad 180 tys. km gazociągów. PSG jest również największym w Europie operatorem systemu dystrybucyjnego gazu. Do zadań PSG należy prowadzenie ruchu sieciowego, rozbudowa, konserwacja oraz remonty sieci i urządzeń, dokonywanie pomiarów jakości i ilości transportowanego gazu.

Zgodnie z nową Strategią PSG na lata 2016-2022, struktura PSG to:

- 17 Oddziałów Zakładów Gazowniczych zlokalizowanych w Białymstoku, Bydgoszczy, Gdańsku, Gorzowie Wielkopolskim, Jaśle, Kielcach, Koszalinie, Krakowie, Lublinie, Łodzi, Olsztynie, Opolu, Poznaniu, Szczecinie, Warszawie, Wrocławiu oraz Zabrzu. Ich działalność koordynuje Oddział Wsparcia - poprzednio Centrala Spółki w Warszawie i Tarnowie.
- 172 Gazownie oraz 59 Placówek Gazowniczych.

Jak stwierdzono powyżej, za system transportu gazu odpowiadają operatorzy systemu przesyłu i dystrybucji gazu.

W Art. 9c. 1. Ustawy prawo energetyczne [1] podany jest wspólny zakres działania dla operatora systemu: dystrybucyjnego, przesyłowego, magazynowania i skraplania paliw gazowych lub operatora systemów połączonych, którzy stosując obiektywne i przejrzyste zasady

zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- 1) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu;
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości;
- 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego;
- 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym, dystrybucji tych paliw i ich magazynowania lub skraplania gazu ziemnego, a także w zakresie rozbudowy systemu gazowego, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi;
- 5) współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych oraz skoordynowania ich rozwoju;
- 6) dysponowanie mocą instalacji magazynowych i instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 7) zarządzanie przepływami paliw gazowych oraz utrzymanie parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi;
- 8) świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego;
- 9) bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie gazowym oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu;
- 10) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji, usług magazynowania paliw gazowych lub usług skraplania gazu ziemnego, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi;
- 11) realizację ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 Ustawy Prawo energetyczne [1].

Tabela. 3.

Dane operacyjne	Rok 2016	Rok 2015	Rok 2014
Wydobycie – Gaz wysokometanowy [mln m <sup>3</sup> ]	1.918	2.027	1.876
Wydobycie – Gaz zaazotowany [mln m <sup>3</sup> ]	2.540	2.564	2.627
Wydobycie – Razem gaz ziemny [mln m <sup>3</sup> ]	4.458 *4.530 w 2017	4.591	4.503
Wolumen sprzedaży – gaz ziemny [mln m <sup>3</sup> ]			
Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym – gaz zaazotowany [mln m <sup>3</sup> ]	836	643	568
Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym – Gaz wysokometanowy [mln m <sup>3</sup> ]	9.301	8.646	8.610
Źródła pozyskania gazu – Wydobycie krajowe [mln m <sup>3</sup> ] – w przeliczeniu na gaz wysokometanowy	3.882	3.967	4.027
Źródła pozyskania gazu – import łącznie [mln m <sup>3</sup> ], w tym z Rosji w [mln m <sup>3</sup> ]	11.527 (13,71)* 10.248 (966)*	9.330 8.155	9.700 8.097
Źródła pozyskania gazu – łącznie [mln m <sup>3</sup> ]	15.408	13.297	13.726
Liczba odbiorców gazu łącznie [mln]	6,9	6,9	6,8
Odbiorcy domowi [mld m <sup>3</sup> ]	3,91	3,65	3,65
Ilość zatrudnionych łącznie	25.271	25.419	28.996
Ilość zatrudnionych w dystrybucji	10.846	10.678	12.173
Długość sieci własnych bez przyłączy [tys. km]	128,5	126,4	123,5

\*dotyczy roku 2017

Reasumując można stwierdzić, że po podziale systemu gazowniczego za bezpieczeństwo dostaw gazu odpowiadają trzy różne podmioty tzn. operator systemu dystrybucyjnego, przesyłowego oraz obrotu, a więc praktycznie odpowiedzialność została „rozmyta”.

### Bezpieczeństwo systemu przesyłowego i dystrybucyjnego

Bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z najważniejszych zagadnień związanych z dostarczaniem energii pod wszystkimi jej postaciami dla gospodarki narodowej. Gazownictwo jest elementem kompleksu paliwowo-energetycznego i dlatego bezpieczeństwo energetyczne dotyczy również tego sektora paliwowego.

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne (art. 3 pkt. 16) bezpieczeństwo energetyczne definiowane jest jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”. Definicja ta nie oddaje w pełni sensu technicznego i ekonomicznego tego pojęcia. Pierwotnym podstawowym podmiotem, którego dotyczy pojęcie bezpieczeństwa energetycznego, jest odbiorca (czy grupa odbiorców, branża, ogół odbiorców w regionie lub w kraju), a wtórnym podmiotem – dostawca (zbiór dostawców, określony system zaopatrzenia, krajowy system paliwowo-energetyczny) [17].

Bezpieczeństwo energetyczne można rozważać również w określonej perspektywie czasowej. W związku z tym kryterium można wyróżnić:

- bezpieczeństwo krótkookresowe (opera-

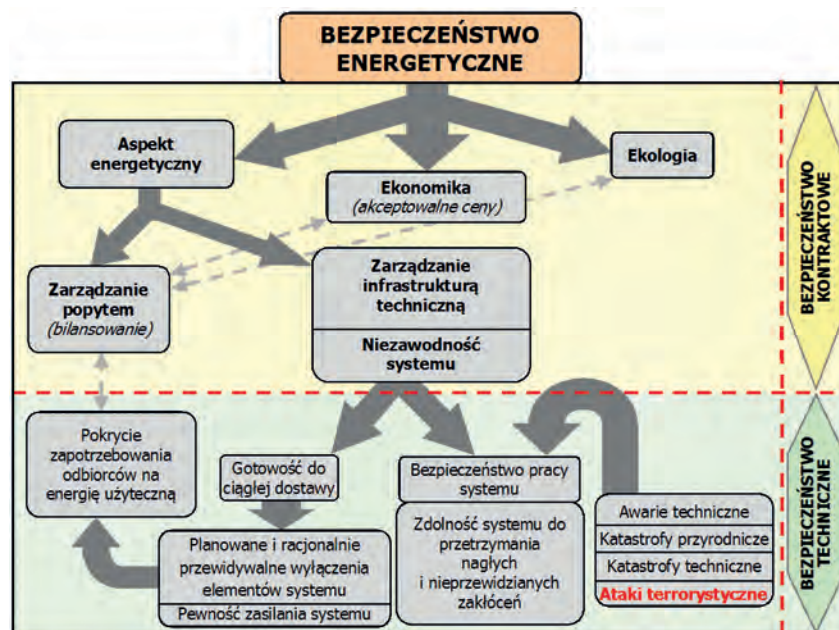
- bezpieczeństwo sezonowe (taktyczne) – planowane i przewidywane na określony sezon,
- bezpieczeństwo średniokresowe – planowane i przewidywane na najbliższych kilka lat,
- bezpieczeństwo długookresowe (strategiczne) – planowane i przewidywane na dalsze lata.

W studiach rozwojowych i strategii rozwojowej państwa dominuje zainteresowanie średnio i długookresowym bezpieczeństwem zaopatrzenia energetycznego podstawowych systemów.

Aspekty bezpieczeństwa energetycznego dotyczą uwarunkowań: techniczno-operacyjnych, kontraktowych (handlowych), prawnych, dostępności nośników energii (dywersyfikacja bazy paliwowo-energetycznej), dywersyfikacji dostaw oraz udziału odnawialnych źródeł energii.

Zależności między nimi przedstawiono na rys. 3.

Obecna polityka energetyczna Polski w celu zapewnienia pełnej dywersyfikacji dostaw gazu (rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu oraz budowa Baltic Pipe, zwiększenie wydobycia gazu) powinna zapewnić pełne bezpieczeństwo energetyczne kraju i uniezależnienia się od Rosji



Rys. 3. Bezpieczeństwo energetyczne systemu gazowniczego [17]

w zakresie importu gazu ziemnego.

Ogólnie bezpieczeństwo w transporcie gazu można rozpatrywać jako [18]:

- bezpieczeństwo energetyczne (zapewnienie ciągłości i dywersyfikacja dostaw gazu),
- bezpieczeństwo techniczno-operacyjne (właściwe zaprojektowanie, budowa oraz właściwa eksploatacja, zwiększenie niezawodność pracy systemu poprzez wprowadzenie nowoczesnych technologii i rozwiązań technicznych),
- bezpieczeństwo publiczne (ryzyko powstania zagrożeń wokół obiektów gazowniczych).

Ryzyko powstania zagrożeń dla bezpieczeństwa istnieje na każdym etapie przesyłu i dystrybucji. Źródłem zagrożeń są najczęściej przyczyny „obiektywne” (korozja, wady materiałowe czy przypadkowe uszkodzenia), jak również mogą nimi być celowe działania dewastacyjne lub sabotażowe i terrorystyczne.

Zapewnieniu niezawodności funkcjonowania systemu gazowniczego i bezpieczeństwa przesyłu gazu służy zarządzanie ryzykiem w każdej fazie „życia systemu”, np. na etapie projektu – ustalenie stref bezpieczeństwa, w trakcie budowy – uzyskanie certyfikatu bezpieczeństwa, w eksploatacji – procedury, monitoring, łączność, zaplecze logistyczne.

Proces projektowania i przyjęte rozwiązania techniczne mają istotny wpływ na bezpieczne funkcjonowanie systemu.

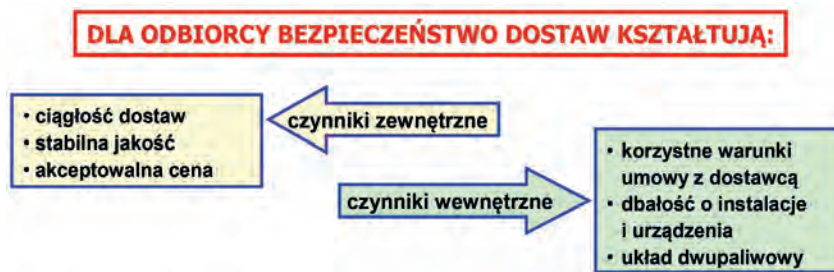
Istnieją bariery i ograniczenia wynikające m.in. z kosztów, które należy ponieść, a także z czasu, gdyż likwidacja skutków awarii wymaga sprawności i szybkości działania. Źródłem ograniczeń może być również brak odpowiednich regulacji prawnych.

W świetle powyższego można by było zaproponować definicję bezpieczeństwa energetycznego systemu gazowniczego pozwalającego na przywrócenie temu pojęciu właściwego sensu techniczno-ekonomicznego.

Bezpieczeństwo energetyczne systemu przesyłowego i dystrybucyjnego to zapewnienie ciągłości dostaw gazu do odbiorcy przy spełnieniu następujących kryteriów:

- niezawodność pracy systemu,
- zapewnienie parametrów jakościowych i ilościowych,
- akceptowalny społecznie poziom cen dostarczanego paliwa, przy uwzględnieniu aspektów wynikających z bezpieczeństwa publicznego oraz ochrony środowiska naturalnego.

Dla odbiorcy bezpieczeństwo dostaw to pewność zasilania i stabilność jakościowa gazu przy akceptowalnym poziomie cen (rys. 4).



Rys. 4. Bezpieczeństwo dostaw gazu dla odbiorcy

Z punktu widzenia operatora systemu bezpieczeństwa przesyłu wymaga utrzymania ciągłości dostaw gazu do systemu i dostosowania źródeł zasilania do wymagań odbiorców (nierównomierność poboru) oraz zobowiązuje do prowadzenia ruchu systemu w sposób zapewniający jego niezawodność przy niedyskryminowanym dostępie do usługi przesyłowej. Niezawodność pracy systemu gazowniczego jest uzyskiwana z jednej strony dzięki poprawności projektu gazociągu, wysokiej jakości i trwałości rurociągów i urządzeń, z drugiej strony natomiast jest wynikiem ciągłego i skrupulatnego nadzoru, szybkości reagowania zarówno w zakresie regulacji (sterowanie ruchem systemu), jak i szybkości w usuwaniu skutków zakłóceń czy awarii. Istotny wpływ na niezawodność działania systemu ma odpowiednia konfiguracja gazociągów i zróżnicowanie kierunków (źródła) zasilania (rys. 5).

Bezpieczeństwo dostaw gazu jako element ogólnego bezpieczeństwa energetycznego jest problemem złożonym. Rozpatrywane może być często osobno w aspekcie bezpieczeństwa technicznego (operacyjnego), bądź handlowego (kontraktowego) lub wybiórczo dla określonego nośnika energii.

Zakłócenia dostaw gazu mogą mieć przyczyny (źródła powstania) wewnątrz systemu lub mogą wynikać z zewnętrznych awarii powstających poza systemem.

Przypadki zagrożeń dla bezpieczeństwa wynikające z przyczyn obiektywnych (technicznych), to:

- awarie rurociągu – rozszczelnienie lub rozerwanie;
- awarie stacji gazowych;

- awarie tłoczni;
- awarie zbiorników gazu.

Zagrożeniem dla bezpieczeństwa są również przypadkowe uszkodzenia gazociągów powstałe przy wykonywaniu prac drogowych, melioracyjnych itp. Źródłem zagrożeń mogą być ponadto działania dewastacyjne lub sabotażowe lub katastrofy geologiczne, np. szkody górnicze.

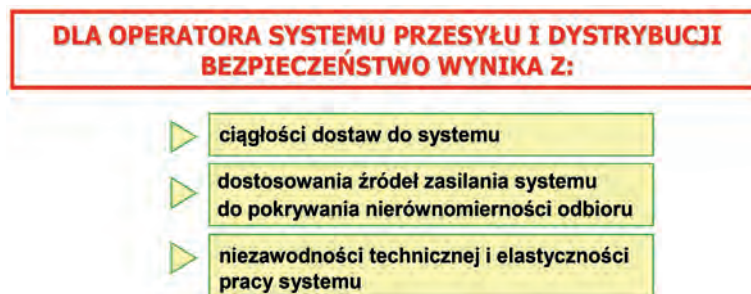
Bezpieczeństwo pracy systemu dystrybucji i bezpieczeństwo zasilania odbiorcy gazu zależą od wielu czynników w poszczególnych fazach „życia” systemu (projekt, budowa, eksploatacja sieci i instalacji gazowej).

### Porównanie systemu gazowniczego polskiego i europejskiego

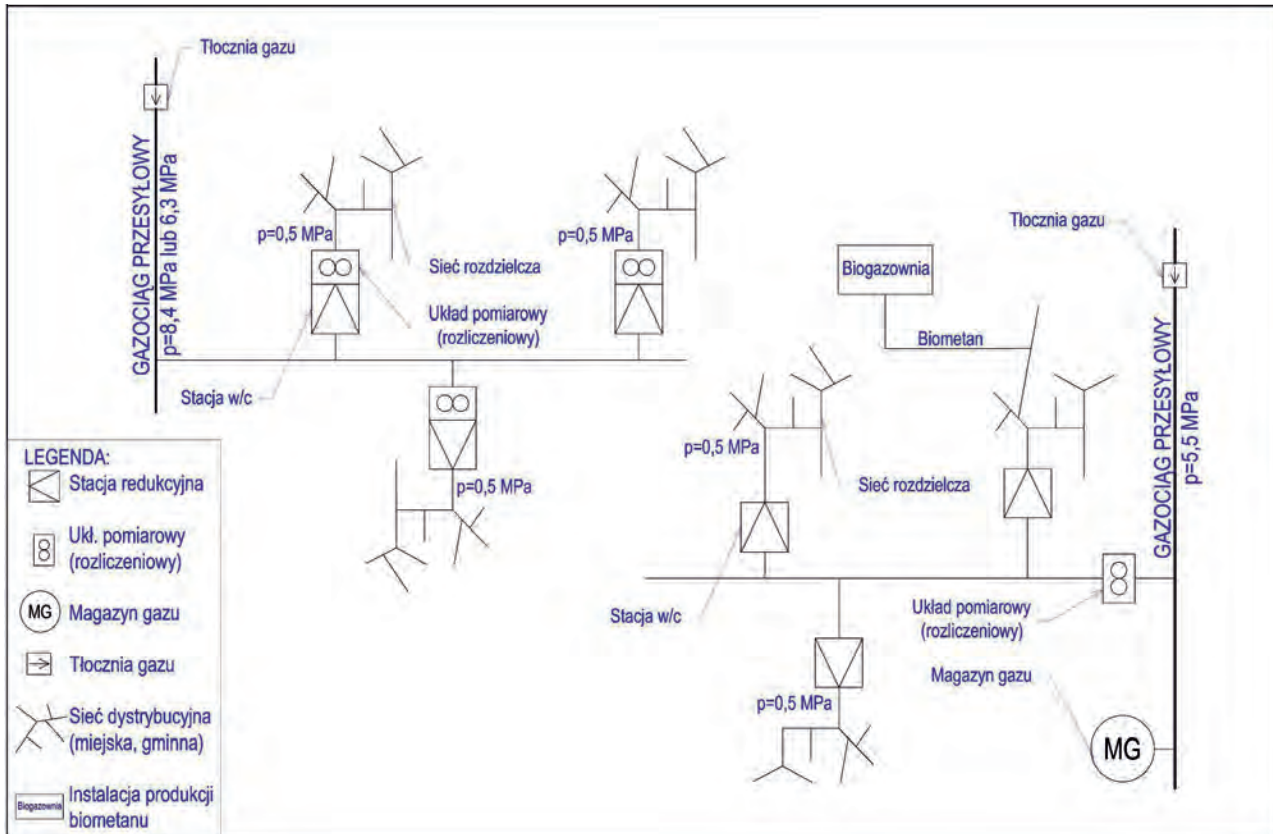
Struktura polskiego systemu gazowniczego (rys. 6) w znacznym stopniu różni się od większości systemów zachodnioeuropejskich np. niemieckiego, co przedstawiono na rys. 7.

Jak wynika z przedstawionych schematów, w niemieckim systemie transportu gazu można wyróżnić następujące czynniki odróżniające go od systemu polskiego [19]:

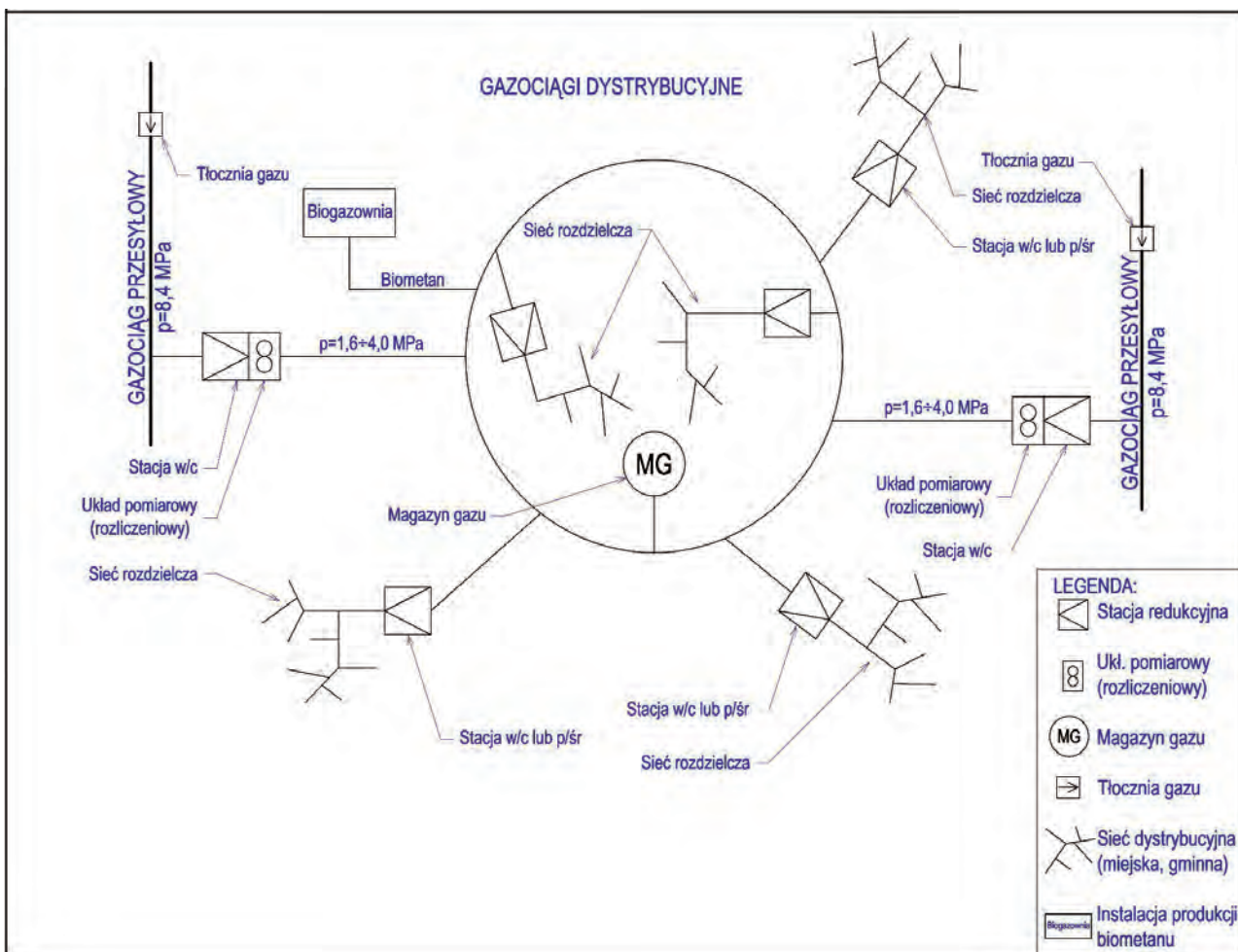
- wyraźne wydzielenie systemu przesyłowego i dystrybucyjnego
- w systemie transportu gazu znajduje się:
  - jedna stacja redukcyjna w/c (I-szego stopnia) należąca do operatora przesyłowego, na której redukuje się gaz np. z 8,4 MPa do 1,6 MPa lub 4,0 MPa (gaz przesyłany jest do pierścienia gazociągu dystrybucyjnego),
  - stacje redukcyjne (I-szego stopnia) wysokiego ciśnienia lub średniego podwyższonego należąca do operatora



Rys. 5. Bezpieczeństwo dostaw gazu dla operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego



Rys.6. Polski system gazowniczy



Rys.7. Niemiecki system gazowniczy

ra dystrybucyjnego,

- pierwsza stacja redukcyjna z pomiarem za stacją (stała wartość ciśnienia gazu przed gazomierzem, niezależnie od zmieniającego się ciśnienia gazu w gazociągu przesyłowym) zawsze należy do operatora systemu przesyłowego,
- operator systemu dystrybucyjnego jest wyposażony w narzędzia do sterowania siecią (m.in.: stacje redukcyjne, pierścieniowe regionalne gazociągi wysokiego ciśnienia lub średniego podwyższonego ciśnienia, lokalne zbiorniki gazu),
- niewielka ilość punktów rozliczeniowych pomiędzy systemem przesyłowym i dystrybucyjnym (kilkadziesiąt razy mniej niż w systemie polskim, a tym samym mniej skomplikowany system informatyczny),
- pierścieniowy układ gazociągów o ciśnieniu 1,6 MPa do 4 MPa o stosunkowo dużej pojemności akumulacyjnej,
- łatwość wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu.

Ze względu na inną strukturę systemu gazowniczego w Polsce, możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu wydają się mocno ograniczone. W celu wprowadzenia biogazu do dystrybucyjnej sieci gazowej należy zamontować następujące urządzenia i instalacje [20]:

- instalacja do uzdatniania biogazu
- gazociąg ekspedycyjny od biogazowni do sieci rozdzielczej
- instalacja do nawaniania gazu
- sprężarka gazu (ciśnienie gazu w punk-

cie odbioru powinna być nieco wyższa od ciśnienia panującego w danej sieci dystrybucyjnej)

- układ pomiarowy
- urządzenie do rejestracji jakości gazu np. wobbo mierz, chromatograf
- aparatura sterująco-odcinająca

Na rys. 8 przedstawiono schematycznie elementy niezbędne do wprowadzenia biogazu do sieci dystrybucyjnej.

W Ustawie Prawo Energetyczne [1] pojawił się zapis dopuszczający możliwość zasilania gazem pochodzącym z biogazowni sieci gazowych. W takim przypadku środowisko gazownicze powinno biogaz traktować nie jako paliwo konkurencyjne, ale jako jeden ze sposobów na dywersyfikację dostaw gazu.

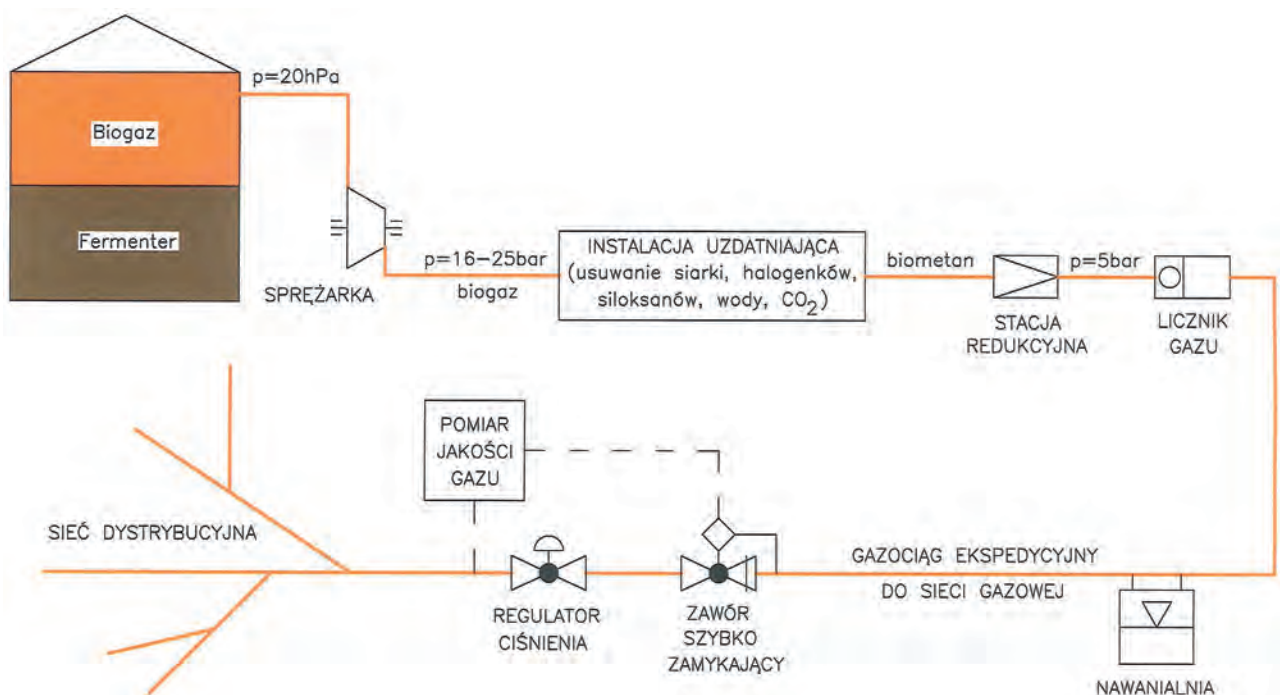
W czasie produkcji biogazu występują wahania jego składu chemicznego oraz zmienia się ilość produkowanego gazu. Ponadto mogą pojawiać się okresowo zwiększone ilości składników, mogących mieć negatywny wpływ na rurociągi i urządzenia stosowane do transportu gazu. Wprowadzenie do sieci dystrybucyjnej gazu nie spełniającego warunków wymienności może spowodować duże zagrożenie dla zdrowia i życia odbiorcy gazu ze względu na zachodzące zjawiska podczas jego spalania takie jak odrywanie lub przeskok płomienia od palnika, powstawanie tlenku węgla w spalinach itp. Dlatego też, jakość biogazu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej powinna być w sposób ciągły kontrolowana np. poprzez pomiar wartości liczby Wobbego, okresowe sprawdzanie wartości składników mogących mieć negatywny wpływ na stan techniczny gazociągu lub innych

urządzeń służących do transportu gazu i odbiorników gazu.

Ponadto zwraca się uwagę, że ilość biogazu, która będzie możliwa do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej zależeć będzie od zapotrzebowania gazu w danym punkcie zasilania, które zmienia się w zależności od pory dnia i roku. W związku z tym mogą występować ograniczenia w odbiorze zadeklarowanych przez wnioskodawcę ilości paliwa gazowego z biogazowni w przypadku, gdy system dystrybucyjny nie będzie w stanie ich przyjąć. Okresowe ograniczenia mogą się zdarzać, ponieważ w sieci dystrybucyjnej występują zjawiska niezależne od operatora tej sieci tj.:

- duże zmienności dobowe (pomiędzy dniem a nocą),
- nierównomierność sezonowa (pomiędzy porami roku np. lato - zima),
- wstrzymania poboru paliwa gazowego przez odbiorcę strategicznego.

Stąd niezbędna jest aparatura sterująco-odcinająca, która powinna odciąć lub ograniczyć dostawę gazu w przypadku pojawienia się biometanu o niewłaściwych parametrach jakościowych, zbyt niskiego lub wysokiego ciśnienia gazu lub też przekroczenia możliwości jego przyjęcia do sieci dystrybucyjnej. Ważnym zagadnieniem jest również lokalizacja punktu wejścia biometanu do sieci dystrybucyjnej. Wymaga to wykonania odpowiednich przeliczeń sieci pod względem hydraulicznym. Zazwyczaj jednak konieczne jest usytuowanie punktu wejścia do sieci dystrybucyjnej bezpośrednio za stacją redukcyjną wysokiego ciśnienia. Wiąże się to najczęściej z koniecznością budowy dłu-



Rys.8. Ciąg technologiczny doprowadzający biogaz do sieci dystrybucyjnej [20]

gich odcinków gazociągów ekspedycyjnych biogazownia – sieć dystrybucyjna. Natomiast w Niemczech ze względu na obecność pierścieniowych gazociągów o ciśnieniu 4 MPa lub 1,6 MPa nie ma trudności z podłączeniem biogazowni do sieci dystrybucyjnej (duże przepustowości gazociągów i krótkie odcinki gazociągów ekspedycyjnych).

Stąd wynika, że w Polsce możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu wydają się mocno ograniczone.

Ze względu na ogromne różnice w konfiguracji i strukturze systemów gazowniczych polskiego i np. niemieckiego nie można w sposób bezkrytyczny wprowadzać do polskiego ustawodawstwa wszystkich zapisów z ustawodawstwa europejskiego. Może to nawet stanowić zagrożenie w funkcjonowaniu krajowego systemu gazowniczego (przykładem może być montowanie układów zabezpieczających w punktach wyjścia z systemu przesyłowego).

### Podsumowanie

Podsumowując artykuł można wyciągnąć następujące wnioski:

- Struktura polskiego systemu gazowniczego w znacznym stopniu różni się od systemów zachodnio-europejskich np. niemieckiego. System polski został ukształtowany historycznie i powstał w wyniku budowy kolejnych gazociągów przesyłowo-dystrybucyjnych dostarczających gaz do danego regionu. Dokonany obecnie proces rozdziału przesyłu i dystrybucji został przeprowadzony bez uwzględnienia wszystkich aspektów technicznych, a nawet prawnych, co obecnie generuje ogromne koszty. W związku z tym należy dążyć do prawidłowego ukształtowania tych systemów poprzez dokonania dalszych głębokich zmian w podziale majątku sieciowego pomiędzy operatorami systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych lub powołać jednego operatora tych systemów.
- Obecna polityka energetyczna Polski w celu zapewnienia pełnej dywersyfikacji dostaw gazu (rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu oraz budowa Baltic Pipe, zwiększenie wydobycia gazu) powinna zapewnić w roku 2022 pełne bezpieczeństwo energetyczne kraju i niezależnienia się od Rosji w zakresie importu gazu ziemnego.
- Stosowanie gazu ziemnego prowadzi do poprawy stanu środowiska naturalnego poprzez ograniczenie emisji substancji szkodliwych do otoczenia. Dlatego też

gaz ziemny, jako "paliwo przyjazne dla środowiska", zajmuje coraz korzystniejszą pozycję w ogólnym bilansie energetycznym kraju.

- Ze względu na ogromne różnice w konfiguracji i strukturze systemów gazowniczych polskiego i np. niemieckiego nie można w sposób bezkrytyczny wprowadzać do polskiego ustawodawstwa wszystkich zapisów z ustawodawstwa europejskiego.
- Ze względu na inną strukturę systemu gazowniczego w Polsce możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu wydają się mocno ograniczone.

### Piśmiennictwo

- Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz.U. 2003 nr 153 poz. 1504 z późniejszymi zmianami)
- Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2017 r., poz. 1332 tekst jednolity)
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę gazową 2003/55/WE
- Notatka Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu w sprawie Dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE „System rozdziału działalności” z dnia 16 stycznia 2004 r.
- Dyrektywa 2004/67/WE Rady z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego
- Barczyński A., Rynek gazu w świetle prawa energetycznego oraz działalności operatora systemu gazowniczego, Krajowa Konferencja RYNEK GAZU, Kazimierz Dolny, czerwiec, 2008
- Barczyński A., Bariery techniczne i eksploatacyjne dla rozwoju Spółek Dystrybucyjnych w aspekcie przemian restrukturyzacyjnych, GAZTERM, Międzyzdroje, 22-24 maj 2006
- Barczyński A. Zagadnienia prawne przesyłu, dystrybucji i handlu gazem, Konferencja „Inżynieria naftowa i gazownicza – stan aktualny i perspektywy”, XI Międzynarodowe Targi Nafta i Gaz 2006, Warszawa, 29 września 2006
- Barczyński A., Zmiany w sektorze gazownictwa i wpływ na rynek gazowniczy, Nowoczesne Gazownictwo 2/2000
- Barczyński A., Rynek gazu w świetle prawa energetycznego oraz działalności operatora systemu gazowniczego, Krajowa Konferencja RYNEK GAZU, Kazimierz Dolny, czerwiec, 2008
- Barczyński A., Bariery techniczne i eksploata-

cyjne dla rozwoju Spółek Dystrybucyjnych w aspekcie przemian restrukturyzacyjnych, GAZTERM, Międzyzdroje, 22-24 maj 2006

- Barczyński A. Zagadnienia prawne przesyłu, dystrybucji i handlu gazem, Konferencja „Inżynieria naftowa i gazownicza – stan aktualny i perspektywy”, XI Międzynarodowe Targi Nafta i Gaz 2006, Warszawa, 29 września 2006
- Katarzyna Steczko, Jerzy Rachwałski: „Emisja metanu w sieci gazu ziemnego” - Nafta-Gaz, Kraków, czerwiec 2007
- PN-C-04752:2002 Gaz ziemny. Jakość gazu w sieci przesyłowej
- PN-C-04753:2002 Gaz ziemny. Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej
- Andrzej Barczyński, E. Szczechowiak: „Skojarzone i zintegrowane gazowe źródła energii dla kompleksów obiektów budowlanych” - III Konferencja Naukowo-Techniczna „Postęp w instalacjach” MTP Instalacja 2000
- Barczyński A., Matkowski A.: Bezpieczeństwo energetyczne przesyłowego i dystrybucyjnego systemu gazowniczego w świetle dyrektyw europejskich i Prawa energetycznego, Nowoczesne Gazownictwo nr 2/2005, s. 5-12
- Andrzej Barczyński: Autoreferat na temat „Zagadnienia związane z bezpieczeństwem energetycznym, techniczno-operacyjnym oraz publicznym w systemie transportu gazu” (postępowanie habilitacyjne w dziedzinie nauk technicznych w dyscyplinie: Budowa i eksploatacja maszyn - Politechnika Poznańska, październik 2017 r)
- Andrzej Barczyński: „Układy pomiarowe w systemie transportu gazu” – Gaz, Woda i Technika Sanitarna Nr 5/2009 str. 2-5
- Andrzej Barczyński: „Techniczno-ekonomiczne aspekty przyłączania biogazowni do dystrybucyjnej sieci gazowej-perspektywy i zagrożenia” - Konferencja zorganizowana przez METRIX Tczew, sierpień 2012 r.
- Vademecum Gazownika tom II „Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego”- Praca zbiorowa pod redakcją Andrzeja Barczyńskiego, SITPniG, Kraków 2013 r.– ISBN 978-83-934374-2-9

dr hab. inż. Andrzej Barczyński  
Doradztwo GAZ-ENERGIA

mgr inż. Paweł Barczyński  
TESGAS S.A.

Artykuł recenzowany  
Artykuł nadesłano do redakcji: 12.03.2018 r.  
Artykuł przyjęto do druku: 20.03.2018 r.

# Dopalanie gazu w odwiertach przy niskiej zawartości składników palnych podczas wykonywania testów produkcyjnych



## Wstęp

Jednym z głównych problemów napotykanych podczas projektowania testów produkcyjnych jest konieczność wykonywania ich w odwiertach o niskiej zawartości składników palnych w płynie złożowym, tzn. o około 20 procentowym udziale węglowodorów, gdzie pozostałe składniki to głównie azot w strumieniu gazu kierowanym na komin zrzutowy (flara, pochodnia). Granica ta nie jest ściśle określona i może się wahać w zależności od udziału procentowego poszczególnych składników palnych. Dodatkowym czynnikiem przemawiającym za znalezieniem nowego rozwiązania dla badanego problemu jest konieczność uwzględnienia zawartości toksycznego siarkowodoru w strumieniu gazu. Siarkowodor podczas testu powinien być bezwzględnie spalony na pochodni.

Przez zawartość składników palnych w gazie kierowanym do spalania na pochodni rozumie się metan oraz etan, gdyż głównie te dwa składniki palne nie ulegają wydzielaniu się w separatorze trójfazowym podczas grawitacyjnego rozdziału płynu złożowego. Etan, jako gaz o wartości opałowej prawie dwukrotnie wyższej od metanu, korzystnie wpływa na właściwości palne w palniku. Siarkowodor, który nie ulega wydzieleniu w separatorze można pominąć (jeżeli występuje objętościowo w nieznacznych ilościach), gdyż biorąc pod uwagę stosunkowo niską wartość opałową, poprawia on nieznacznie bilans cieplny całości strumienia spalanej mieszaniny.

Dodatковым czynnikiem wpływającym korzystnie na palność wszystkich składników kierowanych do spalania w palniku jest obecność ropy naftowej w strumieniu złożowym kierowanym do separatora dla rozdziału faz. Jeżeli wydatek ropy naftowej przekracza wartość ok. 0,3 m<sup>3</sup>/godz., odgazowanie jej do warunków atmosferycznych (od ciśnienia panującego w separatorze) w zbiorniku pomiarowym (nr 8 na schemacie – rys. 1) powoduje powstanie dodatkowego gazu palnego kierowanego na pochodnię. Strumień gazów ze zbiornika pomiarowego nie jest mieszany ze strumieniem głównym z separatora. Przepływ gazu z odgazowania ropy jest nieznaczny, jednak z obserwacji wynika, iż korzystnie wpływa na palność gazu na palniku głównym. W tabeli 1 przedstawiono podstawowe parametry wybranych gazów palnych.

Powwyższe zagadnienia odznaczają się złożonością, jednak można je opisać matematycznie oraz podeprzeć próbami w warunkach terenowych. Na ich podstawie można oszacować maksymalny oraz minimalny przepływ gazu możliwy do spalania na danej pochodni gazowej. Zasadnicze znaczenie ma średnica, wysokość oraz wyposażenie dodatkowe w postaci bocznych palników.

## Opis procesu

Urządzenia do wykonywania testów produkcyjnych będące na wyposażeniu Exalo Drilling SA nie są fabrycznie przystosowane do

spalania na kominie zrzutowym gazów z niską zawartością składników palnych. Płyn złożowy (rys. 1) po niezbędnej redukcji ciśnienia na manifoldzie (2) zostaje podgrzany w podgrzewaczu przepływowym (3) i skierowany na separator (4). W separatorze na skutek zmiany warunków fizycznych następuje rozdział grawitacyjny na wodę złożową, ropę naftową surową oraz gaz. Gaz jest odprowadzany na komin zrzutowy (6) celem spalania. Ropa naftowa jest kierowana do zbiorników pomiarowych V=16m<sup>3</sup> (8) celem całkowitego odgazowania od ciśnienia panującego w separatorze do ciśnienia atmosferycznego.

Podczas wykonywania testu produkcyjnego, gaz powstały podczas separacji płynów złożowych kierowany jest do zupełnego spalania na pochodni. Jeżeli gaz z otworu nie ma odpowiedniej granicznej ilości składników palnych, spalanie nie jest możliwe. Jeżeli podczas spalania gazu przy małych wydajnościach płomieni na pochodni jest na granicy palności (płomień przerywany) wówczas podniesienie wydajności powoduje oderwanie płomienia od palnika i zgaśnięcie. Oderwanie się płomienia od palnika spowodowane jest wzrostem prędkości wypływu w stosunku do prędkości spalania gazu na palniku. Powyższe problemy powodują, iż należy niezwłocznie zamknąć odwiert celem zapalenia flary. Procedura związana z ponownym zapaleniem gazu na pochodni trwa zazwyczaj około 30 minut. Przerwy w eksploatacji związane ze zgaśnię-

Tabela 1. Podstawowe parametry wybranych gazów palnych (PN-ISO 6976:2003)

Lp.	Składnik	Wzór chemiczny	Masa molowa [kg/kmol]	Gęstość normalna idealna [kg/m <sup>3</sup> ]	Gęstość względna idealna [-]	Wartość opałowa* [MJ/kg]	Wartość opałowa* [MJ/m <sup>3</sup> ]
1	Metan	CH <sub>4</sub>	16.043	0.7158	0.5539	50.043	35.818
2	Etan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.070	1.3416	1.0382	47.530	63.760
3	Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.097	1.9674	1.5225	46.350	91.180
4	n-butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	2.5931	2.0068	45.740	118.610
5	2-metylobutan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	2.5931	2.0068	45.570	118.180
6	Siarkowodor	H <sub>2</sub> S	34.082	1.5206	1.1768	15.190	23.100
7	Acetylen	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	26.038	1.1617	0.6220	48.270	56.070
8	Tlenek węgla	CO	28.010	1.2497	0.9671	10.100	12.620
9	Wodór	H <sub>2</sub>	2.016	0.0899	0.0696	119.830	10.777

\*wartości opałowe podano dla temperatury spalania 0 [°C] oraz ciśnienia 101325 [Pa]



Tabela 2. Podstawowe parametry fizyczne składników gazu płynnego

Właściwości gazu	Jednostki	Propan	Butan
Wzór chemiczny		C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Gęstość - stan ciekły	15 °C; [kg/dm <sup>3</sup> ]	0.51	0.58
Gęstość stan gazowy	0 °C; [kg/Nm <sup>3</sup> ]	2.019	2.703
Gęstość względem powietrza	powietrze = 1	1.555	2.091
Temperatura wrzenia	0 °C; 1.013 bar	-42.1	-0.5
Ciepło parowania w 0 °C	[kJ/kg]	378.58	383.86
Ciepło spalania	[MJ/kg]	50.34	49.49
	[MJ/m <sup>3</sup> ]	101.21	133.8
Wartość opałowa	[MJ/kg]	46.34	45.7
	[MJ/m <sup>3</sup> ]	93.18	123.56

ciem pochodni powodują destabilizację ustalonych w drodze eksploatacji warunków otworowych – głównie ciśnienia oraz wydajności, co przekłada się na problemy z interpretacją danych pomiarowych.

W celu zapewnienia zupełnego spalania gazu z otworu rozważano zastosowanie dwóch możliwych wariantów postępowania.

Pierwszym rozwiązaniem miało być dostarczenie dodatkowej energii do głównego strumienia gazu z separatora. Po wnikliwej analizie zostało ono odrzucone jako niekorzystne ekonomiczne z powodu konieczności dostarczenia znacznej ilości energii do głównego strumienia gazu. Dodatkowo wystąpiłyby trudności tech-

niczne związane z łączeniem dwóch strumieni gazowych pod różnymi ciśnieniami.

Rozważano również możliwość sztucznego podtrzymywania płomienia na palniku głównym za pomocą dodatkowego bocznego palnika z gazem propan-butan. Wariant ten został wytypowany do przemysłowego zastosowania jako ekonomiczny i mniej skomplikowany z technicznego punktu widzenia.

### Zastosowane rozwiązanie

Jako źródło dodatkowej energii w bocznym palniku pomocniczym na kominie zrztowym rozważano paliwa takie jak olej napędowy oraz olej opałowy jednak ostatecznie zastoso-

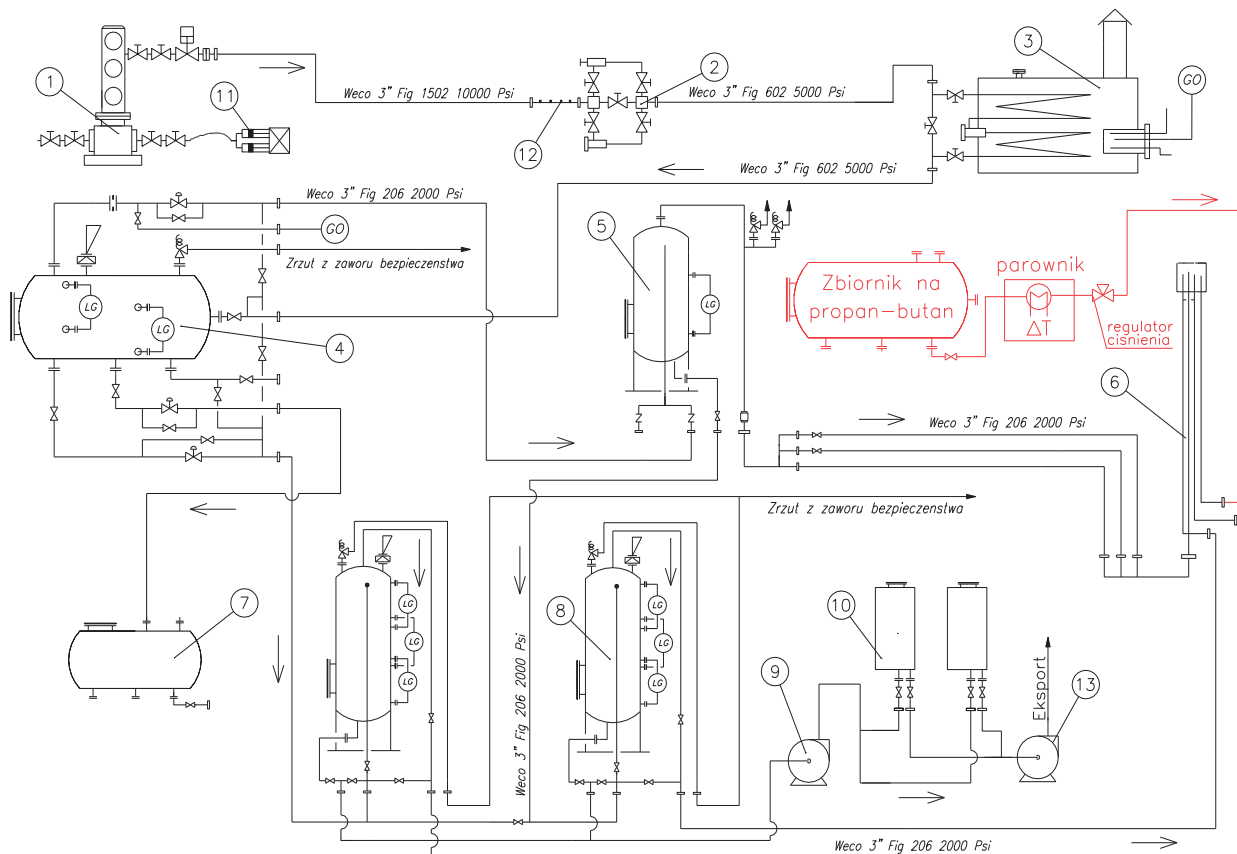
wano gaz propan-butan. Za takim rozwiązaniem przemawiały dostępność gazu w ilościach hurtowych, łatwość składowania oraz duża kaloryczność medium. Dodatkowo, jako jedyny z planowanych mediów, propan-butan nie wymagał zastosowania skomplikowanej infrastruktury technicznej. Podstawowe parametry składników gazu płynnego podano w Tabeli 2.

Obecnie podczas testów produkcyjnych wykorzystuje się flarę o wysokości 23 metrów oraz średnicy 8". Takie działanie jest bardzo korzystne, gdyż przy danej wydajności prędkość wypływu gazu na palniku jest cztery razy mniejsza niż przy zastosowaniu flary o średnicy 4". Jak zaznaczono powyżej, prędkość wypływu ma istotne znaczenie dla całości procesów związanych ze spalaniem gazów ubogich na kominie zrztowym. Dodatkowo podczas prac modernizacyjnych system wyposażono w dodatkowe trzy ciągi rurowe o średnicy 3 1/2", dzięki czemu zaistniała możliwość dawkowania propanu-butanu z odpowiednią wydajnością w zależności od potrzeb.

### Opis zaproponowanego dodatkowego sprzętu

W ramach nowego rozwiązania zaproponowano następujący zestaw wyposażenia.

1. Zbiornik na propan-butan o objętości ok. 25 m<sup>3</sup>.



Rys. 1. Schemat ideowy urządzenia do testów hydrodynamicznych: (1) głowica eksploatacyjna, (2) manifold, (3) podgrzewacz gazu i ropy, (4) separator trójfazowy, (5) odстойnik kominu zrztowego, (6) komin zrztowy, (7) zbiornik wody złożowej, (8) zbiorniki pomiarowe, (9), (13) pompy manipulacyjne, (10) zbiorniki magazynowe ropy, (11) pompa do kontroli ciśnienia w przestrzeni nadpakerowej, (12) wysokościomierzy odcinek pomiarowy

2. Parownik o wydajności około 500 kg/h wraz z zestawem reduktorów o maksymalnej wydajności gazowej 3.3 m<sup>3</sup>/min.
3. Flara o średnicy minimum 6" do 8" wraz z dodatkowym palnikiem bocznym o średnicy minimum 3 1/2".
4. Dodatkowe ciągi rurowe o średnicy 3 1/2" doprowadzające gaz propan-butan ze zbiornika poprzez parownik do dodatkowego bocznego palnika komina zrzutowego.
5. Zapewnienie dodatkowej mocy elektrycznej zasilającej parownik gazu płynnego na poziomie około 80 kW – agregat lub krajowa sieć elektryczna.

### Zasada działania instalacji

Zasada działania instalacji opiera się na spalaniu gazu propan-butan na palniku bocznym o średnicy 3 1/2" komina zrzutowego. Płomień z palnika bocznego podtrzymuje palenie się głównego palnika o średnicy 8" komina zrzutowego. Gaz propan-butan jest dozowany ze zbiornika o dużej pojemności, np. ok. 25 m<sup>3</sup>. Gaz płynny przechodząc przez parownik podlega przemianie fazowej na gaz i jest dozowany dodatkowym ciągiem rurowym o średnicy 3 1/2" z regulowaną wydajnością. W zależności od potrzeb można zmniejszać lub zwiększać strumień dodatkowego gazu kierowanego na palnik boczny, korzystając z regulatorów ciśnienia zamontowanych na parowniku pamiętając jednak o ograniczeniach związanych z maksymalną wydajnością parownika.

Podczas prac gaz płynny nie może być mieszany z gazem z otworu, gdyż w takim przypadku idea dopalania gazu z niską zawartością składników palnych opiera się na innych zasadach fizycznych – w dużym stopniu niekorzystnych, ze

względem na zwiększone zużycie gazu propan-butan oraz ilość zgromadzonego sprzętu pomocniczego (zbiorniki, parowniki).

Na rys. 1. kolorem czerwonym zaznaczono niezbędny sprzęt oraz schematyczne podłączenie wszystkich dodatkowych elementów, tzn. zbiornika na gaz płynny, parownika wraz z zestawem regulatorów oraz dodatkowych ciągów rurowych 3 1/2".

### Wnioski

Czynnikami wpływającymi w znacznym stopniu na podjęcie decyzji o zastosowaniu dopalania gazu jest konieczność zapewnienia kompleksowej usługi polegającej na wykonaniu testu hydrodynamicznego złoża. Prawidłowe wykonanie kompletu prac testowych umożliwi pozyskanie niezbędnych danych w celu przeprowadzenia prawidłowej interpretacji wyników związanej z kwalifikacją odwiertu do przemysłowej eksploatacji. Pozytywna kwalifikacja może spowodować zagospodarowanie danego odwiertu np. jako regulator kaloryczności dozujący do strumienia gazu wysyłanego do odbiorcy stosowne ilości gazu o niskiej palności.

Dzięki dodatkowemu dopalaniu można przeprowadzić ponowne testy produkcyjne na odwiertach, które z uwagi na dotychczasowy brak możliwości spalania gazu z zawartością siarkowodoru, pozostawały nietestowane. Powyższy problem uniemożliwiał pozyskanie jakichkolwiek danych geologicznych dotyczących niektórych odwiertów i złóż.

### Przykłady zastosowania dopalania gazu

Jednym z pierwszych odwiertów, na którym zastosowano opisane powyżej rozwią-

zanie był odwiert C-2. Zawartość składników palnych w gazie z odwiertu wynosiła około 15 %. Komin zrzutowy użyty w trakcie prac miał wysokość 23 metrów, średnica palnika głównego wynosiła 8", natomiast palnik boczny dla gazu propan-butan miał średnicę 3 1/2". Odwiert był testowany w różnych konfiguracjach, przy wydajnościach od 65 do maksymalnie 212 nm<sup>3</sup>/min. Całkowity czas eksploatacji wynosił 250 godzin. Podczas powyższych prac spalono na pochodni 1.9 mln nm<sup>3</sup> gazu z odwiertu oraz 33500 kg gazu propan-butan na palniku bocznym. Średnio na 1 kg gazu propan-butan spalono 57 nm<sup>3</sup> gazu z odwiertu. Przy czym należy mieć na uwadze, iż odwiert był testowany z różną wydajnością, a podczas prac palnik główny komina zrzutowego palił się bez żadnych przeszkód.

Wyniki przytoczonego powyżej przykładu przemysłowego zastosowania dopalania udowodniły, iż przyjęta koncepcja może być z powodzeniem stosowana na innych odwiertach. Obecnie istnieje możliwość przeprowadzenia testów produkcyjnych na otworach o słabej kaloryczności mediów złożowych, zakładając, że dysponuje się flarą o odpowiedniej średnicy wraz z dodatkowym bocznym palnikiem oraz posiada się odpowiednie środki finansowe na zakup niezbędnego specjalistycznego sprzętu (rys. 2.) oraz nieprzerwanego zapasu materiału palnego w postaci propan-butanu.

Janusz Wandzel  
Dział Badań i Rozwoju  
Exalo Drilling S.A.



Rys. 2. Instalacja do dopalania gazu - parownik i zbiornik 25 m<sup>3</sup> - odwiert C-2

# XXIV Giełda Wynalazków



22 marca 2018 r. w Warszawskim Domu Technika NOT odbyła się XXIV Giełda Wynalazków, czyli uroczystość podsumowania nagród uzyskanych przez polskie wynalazki na arenie międzynarodowej w latach 2016–2017.

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy otrzymał nagrodę i dyplom Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego Jarosława Gowina za „wybitne osiągnięcia wynalazcze na arenie międzynarodowej w latach 2016–2017”.

Instytut otrzymał także 14 nagród i dyplomów MNiSW dla twórców rozwiązań innowacyjnych, wyróżnionych na międzynarodowych wystawach wynalazków złotymi i platynowymi medalami.

Instytut Nafty i Gazu –  
Państwowy Instytut Badawczy



## GULDEN ŁUKASIEWICZOWSKI W SPRZEDAŻY

W grudniu 2010 roku na zamówienie Zarządu Głównego SITP NiG Mennica Polska wyemitowała z okazji Jubileuszu 65 - lecia SITP NiG pamiątkowy numizmat „1 GULDEN ŁUKASIEWICZOWSKI”. Żeton był rozprowadzany wśród członków Stowarzyszenia przez oddziały SITP NiG i jest dostępny w sprzedaży w cenie 15.99 (brutto).

### Awers:

Centralnie, w podwójnym otoku logo SITP NiG; u dołu napis w poziomie w dwóch wierszach: 65 LAT / 1946-2011; w otokach napisy kołowo od lewej strony, ku górze i do prawej strony żetonu: w zewnętrznym – STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW, w wewnętrznym – PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO.

### Rewers:

Po prawej stronie żetonu odwzorowanie lampy naftowej skonstruowanej przez Ignacego Łukasiewicza; u góry stylizowane światło lampy; u dołu napis w poziomie, w dwóch wierszach: 1 GULDEN (po lewej stronie żetonu) / ŁUKASIEWICZOWSKI (symetrycznie, część wyrazu od ...OWSKI nałożona wizerunek lampy).

Bok: gładki

Rok na monecie: 2011

Rok emisji: 2011

Nominał: 1 gulden łukasiewiczowski

Tworzywo / metal: mosiądz (M)

Stempel: zwykły

Średnica (mm): 27 mm

Masa (g): 8,4 g

Nakład: 5 000

Rzadkość: R2

Projektant: Robert Kraszewski

Mennica: Mennica Polska S.A. – Warszawa

Emitent: SITP NiG

Miasto: Zarząd Główny SITP NiG



**KONTAKT / ZAMÓWIENIA:**  
ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków, tel. +48 12 421 32 47, e-mail: [sitpnig@sitpnig.pl](mailto:sitpnig@sitpnig.pl), [www.sitpnig.pl](http://www.sitpnig.pl)

## Zastosowanie otworów poszukiwawczych typu „slimhole” w wiertnictwie geotermalnym



Michał Kruszewski

Otwory wielkośrednicowe w przemyśle geotermalnym są kosztowne m.in. z uwagi na duże nakłady mieszanki cementowej, materiału na rury okładzinowe oraz zastosowanie wiertnic z dużym udźwigiem (> 300 ton). Otwory typu „slimhole” o średnicy rur produkcyjnych mniejszej lub równej 6 cali mogą stać się ciekawą alternatywą podczas poszukiwania oraz rozpoznania terenów pod produkcję ciepła z zasobów geotermalnych z uwagi na dużo mniejsze nakłady finansowe.

Najpopularniejszą metodą stosowaną podczas poszukiwania oraz oceny zasobów geotermalnych jest odwiercenie konwencjonalnego wielkośrednicowego otworu (najczęściej o średnicy rur produkcyjnych równej 13 3/8 lub 9 5/8 cali) oraz wykonania testów produkcyjnych. Taka metoda rozpoznania terenu jest kosztowna z uwagi na duże zużycie materiału na rury okładzinowe, dużo większe zużycie mieszanki cementowej (i.e. cementowanie do wierzchu) oraz zastosowanie wiertnic z dużym udźwigiem pozwalającej na odwiercenie głębokiego otworu i zapusz-



Fig. 1. Mobilna wiertnia z systemem węgłnego młotka powietrznego, przystosowana do małośrednicowych wierceń geotermalnych (Thorhallsson i in., 2016)

czenie rur okładzinowych. W momencie, gdy otwór okaże się „suchy” (tzn. gdy nie został stwierdzony wystarczający przepływ wód geotermalnych lub temperatury złoża są za niskie), inwestor staje w dość niepewnej sytuacji. Kolejnym krokiem może być stymulacja złoża wykonując np. zabieg kwasowania lub ostatecznie likwidacja otworu. Taki przypadek zanotowano m.in. podczas wierceń w południowych Niemczech, gdzie w jednym z głębokich geotermalnych otworów nie uzyskano zadowalających parametrów zbiornikowych, a zagraniczny inwestor zdecydował się wycofać z dalszych inwestycji w tamtym regionie oraz zlikwidować otwór.

Taka sytuacja może zostać wyeliminowana, poprzez odwiercenie otworów o mniejszych średnicach (tzw. slimhole), które nie wy-

magają tak dużych nakładów finansowych, jak w przypadku otworów wielkośrednicowych. Slimhole to typ otworów o średnicy równej lub mniejszej niż 6 cali, które mogą posłużyć jako otwory poszukiwawcze lub badawcze. Taka inwestycja wymaga dużo mniejszego zużycia rur okładzinowych oraz mieszanki cemento-

wej, a otwór można odwiercić mobilną wiertnicą z małym udźwigiem (fig. 1). Jak pokazano na fig. 2, otwory typu slimhole wymagają około 60% mniej materiału na rury okładzinowe oraz 69% mniej mieszanki cementowej w porównaniu z otworami o rurach produkcyjnych o średnicy 12 1/4 cala. Sandia National Laboratories dowodzi, że średni koszt odwiercenia otworu typu slimhole to około 60% kosztu otworu normalnośrednicowego, inne źródła podają 35%, a niektóre nawet 25%. W takim przypadku inwestor jest w stanie odwiercić około 3 otwory slimhole za koszt jednego wielkośrednicowego. Otwory typu slimhole mogą zostać odwiercone w miejscach trudnodostępnych przy użyciu młotka węgłnego napędzanego płuczką powietrzną lub wodną zapewniającego wysokie prędkości wiercenia, a wiertnica może być przetransportowana helikopterem. Otwory małośrednicowe typu slimhole mogą zostać również odwiercone rdzeniówką z koronką wiertniczą, pozyskując przy tym rdzenie wiertnicze, a rury do zabiegu rdzeniowania mogą posłużyć w otworze jako rury okładzinowe, minimalizując przy tym czas oraz koszty potrzebne na zapuszczenie konwencjonalnych rur okładzinowych.

mgr inż. Michał Kruszewski  
Pracownik naukowy International  
Geothermal Centre w Bochum (Niemcy)  
michal.kruszewski@hs-bochum.de

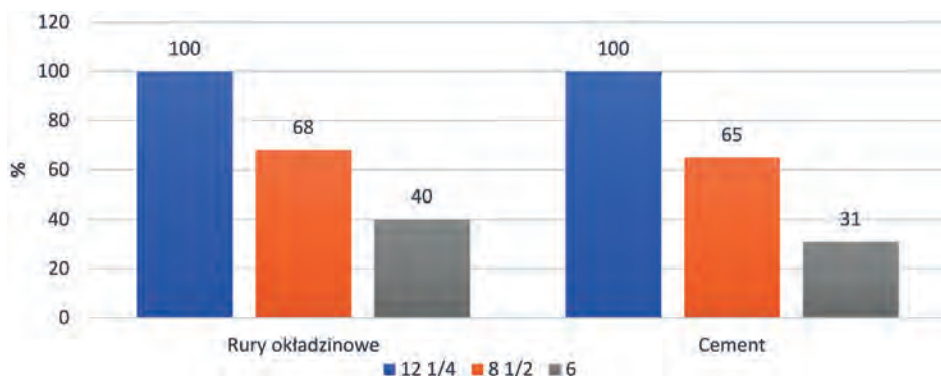


Fig. 2. Nakład materiałów potrzebnych do odwiercenia otworu z rurami produkcyjnymi o średnicy 12 1/4 cala (niebieski), 8 1/2 cala (pomarańczowy), 6 cali i.e. slimhole (szary) (Kruszewski i in., 2017)

## Liderzy Bezpieczeństwa wybrani



Realizując w Oddziale w Zielonej Górze „Program poprawy świadomości i zachowań”, na spotkaniu które odbyło się 6 lutego br. dokonano wyboru Lidera Bezpieczeństwa na podstawie Kart Obserwacji Bezpieczeństwa zgłoszonych w roku 2017.

Lider bezpieczeństwa to pracownik, który znacząco przyczynił się do poprawy warunków bhp, bezpieczeństwa pożarowego i/lub ochrony środowiska poprzez zgłoszony pomysł, działanie opisane za pośrednictwem Karty Obserwacji Bezpieczeństwa.

Grupa QHSE powołana w Oddziale w Zielonej Górze po przeanalizowaniu wszystkich zgłoszonych w 2017 roku Kart Obserwacji Bezpieczeństwa wybrała dwóch Liderów Bezpieczeństwa:

Marek Parzych – pracownik KRNiGZ Lubiatów – za najbardziej zasadny wniosek – „Podczas procesów technologicznych w budynku Elektrociepłowni występuje niebezpieczeństwo obłania się przez pracowników chemicznymi środkami żrącymi wykorzystywanymi do ochrony wewnętrznej powierzchni kotłów oraz do ochrony przed korozją rurociągów pary i kondensatu”.



Nagrody rzeczowe oraz dyplomy dla Liderów Bezpieczeństwa przekazali: Grzegorz Kawka – dyrektor Eksploatacji, Sławomir Borowiec – kierownik OK Gorzów – Drezdenko oraz Edyta Dudkowiak – pełnomocnik dyrektora Oddziału ds. SZ QHSE/ SZE. Wyróżnienie odbiera Paweł Kantorski. Fot. archiwum Oddziału

Paweł Kantorski – pracownik KGZ Radlin za zaangażowanie i zgłoszenie największej ilości KOB.

Zaangażowanie pracowników oraz aktywne uczestnictwo w Programie Poprawy Świadomości i Zachowań to podstawa budowania kultury bezpieczeństwa w Oddziale, szczegó-

nie na terenie jednostek należących do Zakładu Górniczego.

Edyta Dudkowiak  
Pełnomocnik Dyrektora Oddziału  
ds. SZ QHSE/ SZE  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Marek Parzych (w środku) odebrał nagrodę i dyplom z rąk kierownika OK Gorzów Wilp. - Drezdenko Sławomira Borowca. Fot. archiwum Oddziału

# PERN i PKN ORLEN skutecznie realizują rządową politykę dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym

## PERN

*PERN i PKN ORLEN zawarły porozumienia dotyczące realizacji inwestycji przewidzianych w Polityce Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym, przyjętej przez Radę Ministrów 28.11.2017 r. z inicjatywy Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.*

W ramach podpisanych umów, PERN zobowiązał się do budowy nowego odcinka rurociągu paliwowego pomiędzy Boronowem a Trzebiną oraz zwiększenia możliwości dostaw rurociągowych paliw w kierunku Warszawy. Równocześnie firmy uzgodniły modernizację i rozbudowę infrastruktury przesyłowej ropy naftowej pomiędzy Podziemnym Magazynem Ropy i Paliw w Górze, a rafinerią w Płocku. Realizacja inwestycji przyczyni się do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

– Po wprowadzeniu pakietów paliwowego, energetycznego i transportowego, dziś podejmujemy kolejny krok w celu uporządkowania logistyki ropy naftowej i paliw w Polsce. Realizacja rządowej polityki dla infrastruktury energetycznej w sektorze naftowym wzmocni rolę Państwa w zarządzaniu aktywami sektora paliwowo-energetycznego, zwiększając bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju – powiedział Piotr Naimski, pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

Porozumienie zawarte 6 marca 2018 r. przewiduje realizację przez PERN inwestycji polegającej na budowie ok. 100 km odcinka rurociągu produktowego pomiędzy Bazą PERN w Boronowie, a terminalem paliw PKN ORLEN w Trzebinie. Wybudowana infrastruktura pozwoli na połączenie rurociągiem Rafinerii w Płocku z aglomeracją śląską – regionem charakteryzującym się wysoką konsumpcją paliw. Jednocześnie płocki koncern złożył gwarancje przesyłu paliw na okres 10 lat od uruchomienia rurociągu na odcinku Boronów-Trzebinia, które planowane jest na koniec roku 2021. Ponadto porozumienie pomiędzy PKN ORLEN i PERN zakłada inwestycje w zwiększenie przepustowości



Fot. arch. PERN

rości rurociągu produktowego, łączącego płocką rafinerię z terminalem paliw PKN ORLEN w Mościskach, obsługującego m.in. Warszawę i Mazowsze.

– Niezwykle dynamiczny rozwój rynku paliw, który zaobserwowaliśmy w efekcie wprowadzenia skutecznych działań regulacyjnych nakierowanych na likwidację szarej strefy, niesie ze sobą również wyzwania związane z logistyką. Rozbudowa systemu transportowego pozwala nam nie tylko na wpisujące się w strategię koncernu szybsze i skuteczniejsze reagowanie na zmienne potrzeby rynkowe, ale też znacząco podnosi bezpieczeństwo energetyczne kraju i gwarantuje stabilność dostaw na rynki o największej konsumpcji, do aglomeracji śląskiej i warszawskiej – powiedział Zbigniew Leszczyński, członek Zarządu PKN ORLEN.

– System przesyłu rurociągowego to najbardziej bezpieczny, najbardziej przyjazny środowisku i efektywny kosztowo sposób transportu surowców i produktów paliwowych. PERN jako lider logistyki surowcowo-paliwowej, rozwija infrastrukturę przesyłową w Polsce w porozumieniu z kluczowym klientem biznesowym, jakim jest PKN ORLEN, działając zgodnie z polityką państwa zmierzającą do podniesienia efektywności świadczonych usług i długofalowego zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju – powiedział Rafał Miland, wiceprezes Zarządu PERN S.A.

W ramach odrębnego porozumienia PKN ORLEN i PERN zobowiązały się do modernizacji

i rozbudowy infrastruktury przesyłowej pomiędzy Podziemnym Magazynem Ropy i Paliw w Górze, należącym do Grupy ORLEN, a rafinerią w Płocku. Inwestycje w podniesienie przepustowości przesyłu ropy naftowej umożliwią utrzymywanie w kawernach zapasów interwencyjnych ropy – w obecnych i planowanych na kolejne lata wolumenach – oraz ich uwolnienie po roku 2024 zgodnie z wymaganiami ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Obiekt w Górze jest największym magazynem na węglowodory ciekłe w kraju, obejmującym 12 kawern (podziemnych, bezziornikowych instalacji magazynowych), z których w siedmiu, o łącznej pojemności 4 250 tys. m<sup>3</sup>, magazynowana jest ropa naftowa, a w pięciu, o pojemności 1 880 tys. m<sup>3</sup>, paliwa. Pojemności magazynu stanowią ok. 51% krajowych pojemności na ropę naftową i 34% pojemności na paliwa ciekłe. W większości, pojemności magazynowe są wykorzystywane na zapasy obowiązkowe. W ramach zawartego porozumienia, do końca 2032 roku PERN deklaruje gotowość do świadczenia usługi przesyłu interwencyjnego zapasów z podziemnych magazynów, co gwarantuje bezpieczeństwo dostaw ropy naftowej do rafinerii.

PERN S.A.

# Umowa z Naftoremont-Naftobudowa

*PERN S.A. zawarł umowę z Naftoremont-Naftobudowa sp. z o.o., spółką należącą do Grupy Kapitałowej Polimex Mostostal. Przedmiotem realizacji inwestycji jest budowa czterech zbiorników magazynowych dla paliw płynnych o łącznej pojemności 128 tys. m<sup>3</sup>, w następujących sekwencjach: dwa zbiorniki o pojemności 32.000 m<sup>3</sup> każdy w Bazie Paliw nr 1 w Koluszkach oraz dwa zbiorniki o pojemności 32.000 m<sup>3</sup> każdy w Bazie Paliw nr 2 w Nowej Wsi Wielkiej.*

Obydwie budowy realizowane będą wspólnie ze spółką AGAT S.A. na mocy zawartej umowy konsorcjum, w którym Naftoremont-Naftobudowa występuje w roli lidera.

Zawarta umowa otwiera nowy okres współpracy ze spółką PERN w zakresie realizacji zbiorników magazynowych na paliwa płynne. Kontrakt wpisuje się w strategię Grupy Kapitałowej „Polimex-Mostostal” i potwierdza aktywność spółek na rynku projektów przemysłowych. Cieszy nas fakt, że będziemy mieli swój udział w kolejnej, tak waż-

nej dla naszego kraju, inwestycji. Mamy do tego odpowiednie zasoby i kompetencje – powiedział Antoni Józwiłowicz prezes zarządu „Polimex-Mostostal” S.A.

Realizacja projektu budowy zbiorników jest jednym z kluczowych elementów gwarantujących bezpieczeństwo energetyczne kraju. Jako spółka Skarbu Państwa, PERN zobowiązany jest do zapewnienia zasobów magazynowych umożliwiających realizację przyjętej polityki składowania zapasów obowiązkowych. Także skala wzrostu rynku paliwowego wynikająca z bardzo dobrej koniunktury gospodarczej oraz skutecznej walki z „szarą strefą” w obrocie paliwami spowodowała wzrost zapotrzebowania klientów na pojemności magazynowe przeznaczone do składowania zapasów obowiązkowych i zapasów operacyjnych przez uczestników rynku paliwowego.

Zwiększenie oferowanych na potrzeby rynku pojemności magazynowych dla ropy naftowej i paliw, a także rozbudowa całej infrastruktury Grupy PERN S.A. – to największe wyzwania stojące przed naszą spółką w najbliższych latach. To także nasze zobowiązania wynikające ze strategii oraz realizacji polityki rządowej dla infrastruktury logi-

# PERN

stycznej w sektorze naftowym – powiedział Rafał Miland, wiceprezes Zarządu PERN S.A.

Podpisana umowa pozwoli nam zaoferować nowe pojemności dla paliw już w końcu 2018 roku. Wychodzimy tym samym naprzeciw potrzebom naszych klientów – dodał Miland.

Naftoremont-Naftobudowa Sp. z o.o., to spółka należąca do Grupy Kapitałowej „Polimex-Mostostal” świadcząca usługi remontowe, modernizacyjne i inwestycyjne dla przemysłu rafineryjno-petrochemicznego, chemicznego i gazowniczego w Polsce i za granicą. Ponadto prowadzi inwestycje w formule generalnego wykonawcy, jak również EPC (pod klucz) oraz prace w branży mechanicznej, antykorozyjnej i izolacyjnej.

PERN S.A. jako krajowy lider logistyki naftowej i strategiczna spółka gwarantująca bezpieczeństwo energetyczne Polski, jest wiodącym podmiotem w zakresie magazynowania ropy naftowej i paliw płynnych oraz transportu rurociągowego ropy naftowej i paliw.

PERN S.A.

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

# Premier Litwy otwarty na współpracę z LOTOSEM w obszarze wydobywania węglowodorów

*Grupa LOTOS uzyskała poparcie premiera Sauliusa Skvernelisa dla zwiększenia swojej aktywności biznesowej na Litwie. Podczas wizyty polskiej delegacji w Wilnie jednym z istotnych tematów, poruszonych przez premiera Mateusza Morawieckiego i ministra Energii Krzysztofa Tchórzewskiego, była współpraca bilateralna w sektorze energii, w tym także w obszarze możliwości poszukiwania i wydobywania ropy naftowej ze złóż leżących na litewskich wodach terytorialnych.*

Informacja ta jest szczególnie istotna patrząc przez pryzmat interesów Grupy LOTOS, która jest obecna na Litwie w segmencie poszukiwawczo – wydobywczym od 2000 r., poprzez AB LOTOS Geonafta, obecnie spółkę córkę LOTOS Upstream. Koncern od początku intensywnie inwestował w rozwój potencjału lądowego złóż. Obecnie Grupa AB LOTOS Geonafta prowadzi wydoby-

wanie ropy ze złóż lądowych, których potencjał, wraz z upływem lat, został mocno ograniczony.

– Z wielkim zadowoleniem przyjmujemy informację o powodzeniu rozmów premiera Mateusza Morawieckiego i ministra Energii Krzysztofa Tchórzewskiego na Litwie. Jesteśmy przekonani, iż dzięki naszemu doświadczeniu w obszarze poszukiwania i wydobywania węglowodorów, zwiększymy portfel swoich aktywów oraz wzmocnimy naszą obecność na rynku litewskim, co w konsekwencji pogłębi współpracę pomiędzy naszymi państwami – mówi Marcin Jastrzębski, prezes zarządu Grupy LOTOS S.A.

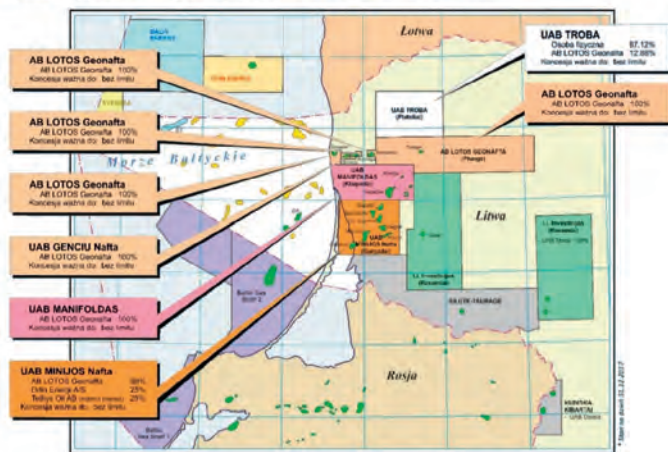
LOTOS dostrzega potencjał zasobowy Litwy w obszarze morskim i planuje zintensyfikowanie swojej działalności w sektorze upstream. Co istotne, w opinii litewskich komentatorów, prowadzenie badań na Morzu Bał-

tyckim jest konieczne, a samo państwo nie byłoby w stanie tego zrobić. Grupa LOTOS jest przekonana, iż zagospodarowanie prospektów morskich znacznie poprawi bezpieczeństwo energetyczne Litwy.

Biuro Komunikacji,  
Grupa LOTOS S.A.



Koncesje Grupy Kapitałowej LOTOS na Litwie na dzień 31 grudnia 2017 roku



# LOTOS Upstream wkracza do gry



*W lutym spółka LOTOS Upstream rozpoczęła działalność operacyjną. W skład jej grupy kapitałowej wchodzi już LOTOS Norge oraz LOTOS Geonafta. Niedługo do tego grona dołączy Baltic Gas. W planach jest poszerzenie działalności, w pierwszej kolejności o teren Brytyjskiego Szelfu Kontynentalnego. Wszystko po to, aby docelowo podwoić wielkość wydobycia LOTOSU.*

Spółkę LOTOS Upstream zarejestrowano w pierwszej połowie 2017 roku. Powstała ona w ramach reorganizacji segmentu poszukiwawczo-wydobyczego Grupy Kapitałowej LOTOS. 20 października na stanowisko prezesa Zarządu powołano Gavina Grahama, doktora geologii z ponad 35-letnim doświadczeniem w branży naftowej. W lutym 2018 roku zatrudniono 9 osób, które pełniły dotychczas analogiczne funkcje w strukturach LOTOS Petrobaltic. To właśnie od tej spółki LOTOS Upstream przejął kwestie strategii i rozwoju biznesu, nadzór właścicielski oraz nadzór nad realizacją zagospodarowania złóż (w gestii LOTOS Petrobaltic nadal leży eksploatacja złóż B3 i B8 znajdujących się pod dnem Morza Bałtyckiego).

– LOTOS Upstream możemy nazwać organizacją parasolową – tłumaczy Gavin Graham, prezes Zarządu spółki. – Naszym zadaniem jest

bowiem otoczenie nadzorem oraz sprawne zarządzanie całą międzynarodową działalnością wydobywczą LOTOSU. To właśnie tu podejmowane będą teraz strategiczne decyzje dotyczące kierunków inwestycji, powiększaniu portfela aktywów oraz maksymalizacji jego wartości.

12 grudnia 2017 roku LOTOS Upstream stał się właścicielem LOTOS E&P Norge oraz LOTOS Geonafta. Finalizowane jest również przejęcie udziałów w spółce Baltic Gas realizującej projekt B4/B6. Aktywa te odpowiadają za 80% aktualnego wydobycia segmentu. Poprzez spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej LOTOS Upstream realizowane będzie ok. 90% inwestycji w segmencie, określonych w strategii Grupy LOTOS na poziomie minimum 3 mld zł. W planach jest rozszerzenie działalności na nowe kraje. Biorąc pod uwagę 10-letnie doświadczenie w realizacji przedsięwzięć w Norwegii, priorytetem jest sąsiadujący z tym krajem teren Brytyjskiego Szelfu Kontynentalnego.

– Fundamentem, na którym wyrosła spółka LOTOS Upstream, była prowadzona od wielu lat z powodzeniem działalność spółki LOTOS Petrobaltic – podkreśla Gavin Graham. – W LOTOSIE już dawno zrozumiano, że doświadczenia należy zdobywać również poza wodami Morza Bałtyckiego. LOTOS Petrobaltic rozwijał więc swój międzynarodowy portfel poprzez współpracę z silnymi partnerami. W LOTOS Upstream zamierzamy kontynuować tę strategię, wycho-

dząc z założenia, że najszybszym sposobem na zwiększenie własnych możliwości i budowanie brakujących kompetencji jest korzystanie z umiejętności i doświadczeń innych.

Dobrym przykładem jest ścisła współpraca z firmą Statoil, operatorem centrów produkcyjnych Heimdal i Sleipner. Możliwość wymiany doświadczeń z największym i najbardziej doświadczonym operatorem na Norweskim Szelfie Kontynentalnym pozwoliła LOTOSOWI poznać realia prowadzenia działalności gospodarczej w Norwegii. Stanowi to naturalny punkt wyjścia do rozszerzenia prowadzonych działań na teren Brytyjskiego Szelfu Kontynentalnego poprzez zagospodarowanie transgranicznych pól Utgard i Peik, które zostaną włączone odpowiednio do centrów Sleipner i Heimdal, co pozwoli na wydłużenie okresu ich eksploatacji o około pięć lat.

Przed LOTOS Upstream wiele ważnych decyzji strategicznych, które określą jej działania na najbliższe 10 lat. Natomiast już teraz spółka deklaruje, że planuje w przyszłości podwoić wydobycie, zostać operatorem na Morzu Północnym, maksymalnie zwiększyć wartość działalności prowadzonej na Litwie i wdrażać nowe koncepcje na potrzeby złóż położonych pod dnem Morza Bałtyckiego i innych niewystarczająco rozpoznanych złóż na terenie Polski.

Biuro Komunikacji,  
Grupa LOTOS S.A.



Fot. Sleipner - Photo Kjetil Alsvik - Statoil



# Dzień Dostawcy GAZ-SYSTEM



WIĘŚCI Z POLSKICH W FIRM.

*Perspektywa strategiczna rozwoju GAZ-SYSTEM oraz rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu to główne tematy poruszane podczas kolejnego Dnia Dostawcy, który odbył się 20 marca 2018 r. W spotkaniu z wykonawcami usług projektowych, robót budowlanych, nadzoru budowlanego, a także dostawcami materiałów udział wzięli prezes Zarządu GAZ-SYSTEM Tomasz Stępień oraz prezes Zarządu Polskie LNG Paweł Jakubowski.*

Tomasz Stępień, prezes Zarządu GAZ-SYSTEM, zwrócił uwagę, że strategicznym założeniem rozwoju infrastruktury spółki do końca 2022 r. jest dywersyfikacja źródeł dostaw z zagranicy. – Realizacja Krajowego Planu Rozwoju na lata 2018 – 2027 przełoży się nie tylko na wzrost stopnia dywersyfikacji dostaw, spowoduje również podwojenie całkowitych możliwości importowych do krajowego systemu przesyłowego – dodał.

Jego zdaniem polski system przesyłowy będzie mógł odegrać kluczową rolę w procesie integracji i liberalizacji rynków gazu ziemnego w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Dodał również, że dzięki realizacji nowych połączeń infrastrukturalnych polski rynek stanie się ważnym krajem przesyłowym otwartym na dostawców gazu nie tylko z Unii Europejskiej, ale z całego świata.

Prezes Zarządu Polskie LNG Paweł Jakubowski przypomniał, że Terminal LNG w Świnoujściu cieszy się dużym zainteresowaniem



Tomasz Stępień, prezes Zarządu GAZ-SYSTEM, o projektach inwestycyjnych w spółce Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.

uczestników rynku, a jego zdolności regazyfikacyjne zarezerwowane są w 100 proc. – Odpowiadając na potrzeby rynku GAZ-SYSTEM uruchomił Program Rozbudowy Terminalu LNG o dodatkowe moce i funkcjonalności. Program obejmuje cztery projekty: rozbudowę regazyfikatorów SCV o kolejne jednostki, budowę drugiego nabrzeża, przeładunek LNG na kolej i budowę trzeciego zbiornika – zaznaczył.

Podkreślił również, że GAZ-SYSTEM w 2018 r. przeprowadzi kluczowe postępowania przetargowe, które obejmą wszystkie elementy Programu Rozbudowy.

Podczas spotkania omówiono również plan inwestycyjny i remontowo-modernizacyjny spółki na lata 2018-2020 oraz praktyczne

aspekty procesu zakupowego.

– Zależy nam na budowaniu długoterminowej współpracy z naszymi dostawcami, możemy to osiągnąć dzięki wzajemnej komunikacji i prowadzonemu dialogowi. Dlatego właśnie cyklicznie spotykamy się z naszymi dostawcami – zaznaczyła dyrektor Pionu Zakupów GAZ-SYSTEM Anna Bednarek.

W tegorocznym Dniu Dostawcy organizowanym przez GAZ-SYSTEM uczestniczyło 200 przedstawicieli ponad 100 firm biorących udział w procesie inwestycyjnym spółki.

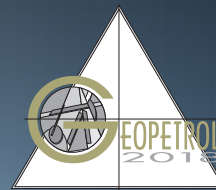
Centrum Prasowe  
GAZ-SYSTEM S.A.



Anna Bednarek, dyrektor Pionu Zakupów w GAZ-SYSTEM, otwiera spotkanie. Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.



Paweł Jakubowski, prezes Zarządu PLNG, o rozbudowie Terminalu LNG w Świnoujściu. Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.



Zakopane-Kościelisko, 17–20 września 2018 r.

## Szanowni Państwo!

**I**nstytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy serdecznie zaprasza do uczestnictwa w XI Międzynarodowej Naukowo-Technicznej Konferencji Geopetrol-2018 nt.: **Rozwój technik poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów.**

Konferencja odbędzie się w Zakopanem-Kościelisku, w dniach **17–20.09.2018 r.**, z udziałem zaproszonych gości z kraju i zagranicy.

Celem spotkania będzie przedstawienie aktualnych problemów badawczych i rozwojowych, związanych z nowymi kierunkami badań dla potrzeb górnictwa nafty i gazu na tle osiągnięć światowych, jak również wymiana doświadczeń i nawiązanie ściślejszej współpracy z przedstawicielami instytucji odpowiedzialnych za rozwój tej branży w krajach Unii Europejskiej i Europy Środkowo-Wschodniej.

W ramach Konferencji zostaną zorganizowane sesje referatowe i posterowe, specjalistyczne warsztaty oraz wystawy, o tematyce związanej m.in. z:

- poszukiwaniem, udostępnianiem i eksploatacją złóż węglowodorów na lądzie i morzu,
- modelowaniem złóż, basenów naftowych i obszarów perspektywicznych,
- stymulacją wydobywania węglowodorów i technologiami zwiększenia stopnia szczypania zasobów złóż,
- systemami magazynowania nośników energii,
- pozyskiwaniem metanu z pokładów węgla (CBM/CMM),
- ochroną środowiska w górnictwie nafty i gazu.

Język Konferencji:..... polski, angielski, rosyjski  
Koszt uczestnictwa w Konferencji wynosi..... 1500 zł + 23% VAT  
Koszt dla osób towarzyszących..... 1000 zł + 23% VAT

W kwocie tej Organizatorzy zapewniają:

- noclegi i wyżywienie w czasie trwania Konferencji,
- materiały konferencyjne,
- udział w programie towarzyszącym,
- przewóz uczestników autokarami z Krakowa do Zakopanego i z powrotem.

Więcej informacji: [www.inig.pl/konferencje/geopetrol-2018](http://www.inig.pl/konferencje/geopetrol-2018)



Jerzy  
Zagórski

## PGNiG będzie współpracować z pakistańską spółką Mari Petroleum Company Limited

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA podpisało porozumienie o partnerstwie strategicznym z drugim co do wielkości producentem gazu w Pakistanie. Dokument zakłada współpracę w obszarze upstream na rynku pakistańskim i poza jego granicami.



Obie spółki zamierzają wykorzystać bogate doświadczenie, potencjał i wiedzę techniczną z rynku lokalnego i międzynarodowego. Porozumienie przewiduje m.in. pogłębioną analizę możliwości współpracy przy projektach poszukiwawczo-wydobywczych, w tym rozpoznania i zagospodarowania potencjału gazu z formacji łupkowych w Pakistanie.

– To kolejny krok w rozwoju działalności PGNiG w Pakistanie, gdzie chcemy wydobywać coraz więcej gazu ziemnego. Współpraca z Mari Petroleum Company Limited zwiększy naszą rozpoznawalność na tamtejszym rynku i pozwoli uzyskać dostęp do atrakcyjnych projektów – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – Współpracujemy już z Pakistan Petroleum Limited. Nawiązanie partnerstwa z kolejną pakistańską spółką wzmacnia naszą obecność w tym kraju – dodał.

MPCL jest jedną z głównych firm zajmujących się poszukiwaniem i wydobyciem ropy naftowej w Pakistanie, a także drugim co do wielkości producentem gazu ziemnego w tym kraju. Jej udział w rynku gazu w Pakistanie wynosi 17%. Spółka zarządza największym złożem gazowym w kraju – Mari w prowincji Sindh, w południowo-wschodniej części Pakistanu. W tej samej prowincji znajduje się koncesja wydobywcza Kirthar, której operatorem jest PGNiG SA.

PGNiG SA wydobywa w Pakistanie gaz ziemny z dwóch złóż – Rehman i Rizq. Złoże Rizq zostało odkryte w 2015 r. odwiertem Rizq-1,

który został włączony do produkcji w listopadzie 2016 roku. W lutym 2018 r. spółka włączyła do produkcji odwiert Rizq-2. Dzięki temu całkowita produkcja ze złóż w Pakistanie, na których operuje PGNiG, osiągnie poziom 1 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego dziennie (w przeliczeniu na wysoki metan około 850 tys. m<sup>3</sup>).

PGNiG SA posiada 70% udziałów w koncesji Kirthar. Pozostałe 30% należy do spółki Pakistan Petroleum Limited. Udział PGNiG w produkcji ze złóż Rehman i Rizq, prowadzonej 5 odwiertami w 2017 r. wyniósł 150 mln m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

PGNiG SA prowadzi działalność w Pakistanie od 20 lat. Swoje usługi serwisowe świadczą tam również spółki należące do Grupy Kapitałowej PGNiG. Exalo Drilling SA prowadzi usługi wiertnicze. Usługi geofizyczne i przetwarzania danych świadczy Geofizyka Toruń SA.



**PGNiG: 6,58 mld zł EBITDA,  
2,92 mld zł zysku netto w 2017 r.**

**– najwyższe wyniki w historii**

Zysk netto Grupy Kapitałowej PGNiG w 2017 roku zwiększył się o 24 proc. Wynik EBITDA jest o 10 proc. lepszy niż rok wcześniej. EBIT wzrósł o 16 proc. do 3,91 mld zł. Przychody Grupy wzrosły rok do roku o 8 proc. do poziomu 35,86 mld zł.

– Cieszy nas dobry wynik EBITDA i zysk netto, które są najwyższe w historii naszej Grupy Kapitałowej. Rosnące ceny ropy i gazu, które kształtowały się na istotnie wyższym poziomie niż rok wcześniej, pozwoliły wygenerować świetne wyniki finansowe naszej działalności w segmencie upstream – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – Aktywnie podchodzimy do realizacji naszej strategii – sprzedaliśmy o ponad 2,5 mld m<sup>3</sup> gazu więcej niż przed rokiem – dodał prezes PGNiG SA.

**Drozsze surowce – zyskuje Poszukiwanie i Wydobycie**

Dzięki wzrostom cen ropy naftowej i gazu ziemnego przychody ze sprzedaży segmentu Poszukiwanie i Wydobycie zwiększyły się o 16 proc. do 6,12 mld zł. EBITDA tego segmentu wzrosła o 75 proc. Wydobycie gazu ziemnego w 2017 roku w całej Grupie Kapitałowej wyniosło 4,54 mld m<sup>3</sup> i poprawiło się o 2 proc. w stosunku do roku 2016.

Ponad 2,5 mld m<sup>3</sup> więcej sprzedanego gazu

Sprzedaż gazu ogółem poza GK PGNiG wzrosła do 26,79 mld m<sup>3</sup>, czyli o 10 proc. w porównaniu z rokiem 2016. Wolumen sprzedaży gazu w hurcie wzrósł o 55 proc. Do odbiorców detalicznych sprzedaż zwiększyła się o blisko 0,5 mld m<sup>3</sup>. Wyższe ceny ropy miały jednak negatywny wpływ na koszty pozyskania gazu z importowych kontraktów długoterminowych. Dodatkowo na niższy wynik segmentu Obrót i Magazynowanie w wygenerowanej EBITDA miał wpływ odpis aktualizujący majątek trwały w tym segmencie w wysokości 364 mln zł.

**Większy wolumen dystrybucji gazu**

Przychody ze sprzedaży segmentu Dystrybucja wyniosły blisko 4,94 mld zł i nieznacznie przekroczyły wynik z 2016 roku. Wolumen dystrybuowanego gazu był o ponad 7 proc. wyższy niż rok wcześniej i osiągnął 11,65 mld m<sup>3</sup> co potwierdza, iż rynek gazu w Polsce rośnie coraz szybciej. Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej poprawiły się o 5 proc. przy jednocześnie wyższych kosztach operacyjnych segmentu.

**Więcej ciepła i prądu**

W segmencie Wytwarzanie wzrost przychodów ze sprzedaży wyniósł 3 proc. i osiągnął 2,25 mld zł. O 11 proc. wzrosła EBITDA tego segmentu. Sprzedaż ciepła w porównaniu z rokiem 2016 wzrosła o 6 proc., a sprzedaż energii elektrycznej z produkcji o 8 proc.

**Dobry rok**

Skuteczne działania w obszarze handlowym pozwoliły na zawarcie nowych kontraktów ze strategicznymi klientami, w tym ArcelorMittal, Euroglas, Grupą Azoty, KGHM i Lotosem. Sprzedaż gazu ziemnego na Ukrainę osiągnęła w 2017 r. prawie 730 mln m<sup>3</sup> (od początku sierpnia 2016 r. przekroczyła 1 mld m<sup>3</sup> gazu). PGNiG SA podpisała 11 umów biletowych na usługę magazynowania gazu ziemnego. Liczba odbiorców detalicznych, którzy skorzystali z ofert promocyjnych Pakiet Prąd i Gaz - PIG, GAZek oraz Stale Niska Cena osiągnęła 100 tysięcy.

Do klientów odbierających LNG za pośrednictwem autocystern dotarło 1522 takich ładunków w 2017 roku, a licząc od czerwca 2016 roku – już prawie 2500. Kolejne umowy z zakładami komunikacji miejskiej w Rzeszowie, Sanoku, Tarnowie i Tychach pozwolą dostarczyć sprężony gaz ziemny (CNG) dla kolejnych 150 autobusów.

**Najważniejsze wydarzenia 2017 roku dla GK PGNiG:**

- Zawarcie wiążących umów na rezerwację przepustowości w gazociągu Baltic Pipe z operatorami systemów przesył-

- wych duńskim i polskim o wartości ok. 8,1 mld zł.
- Rezerwacja pełnej mocy regazyfikacyjnej w terminalu LNG w Świnoujściu.
- Umowa dodatkowa do długoterminowej umowy z Qatargas zwiększająca dostawy z Kataru. Wolumen importu wzrósł do ponad 2 mln ton LNG rocznie.
- 5-letnia umowa na regularne dostawy amerykańskiego LNG z firmą Centrica LNG Company Limited.
- Zawarcie transakcji spotowych, dzięki którym możliwy był import skroplonego gazu ziemnego z Norwegii i z USA (pierwsza dostawa amerykańskiego LNG do Europy Północnej).
- Ratingi renomowanych agencji – rating BBB- z perspektywą stabilną od Fitch i potwierdzenie ratingu Baa3 z perspektywą stabilną przez Moody's.
- Nowa strategia na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 roku.
- Otwarcie Biura handlowego LNG w Londynie.
- Rozpoczęcie wydobywania gazu i ropy ze złoża Gina Krog w Norwegii.
- Dywidenda w kwocie 1,156 mln zł, czyli 0,20 zł na jedną akcję.
- Zniesienie regulacji cen dla odbiorców biznesowych.
- Rozpoczęcie inwestycji w nowy blok parowo-gazowy w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie o mocy 497 MWe.
- W obszarze badań i rozwoju dobre efekty pilotażowego programu wydobywania metanu z pokładów węgla w Gilowicach.

Departament Public Relations  
PGNiG SA



## Co dalej z Nord Stream 2?

Decyzja Federalnego Urzędu Żeglugi i Hydrografii z 27 marca br. zamyka procedurę uzyskiwania pozwoleń na budowę gazociągu Nord Stream 2 w niemieckiej strefie ekonomicznej i na wodach terytorialnych Morza Bałtyckiego. W uzasadnieniu decyzji urząd stwierdził, że ułożenie 31-kilometrowego odcinka rurociągu na dnie morskim nie będzie przeszkodą dla żeglugi i nie wyrządzi szkody w środowisku morskim. Wydanie zgody nastąpiło po przeprowadzeniu oceny oddziaływania na środowisko. Wcześniej, 31 stycznia br. Urząd Górniczy w Stralsund wy-

dał zgodę na budowę na wodach terytorialnych Niemiec. Rozpoczęcie inwestycji wymaga jeszcze zakończenia procedury wydawania zezwoleń w Rosji, Finlandii, Szwecji i Danii. Nowy rząd niemiecki podtrzymuje stanowisko poprzedników i popiera projekt, który ma podwoić dostawy rosyjskiego gazu ziemnego dla zachodniej Europy, a kanclerz A. Merkel powtarza, że jest to projekt gospodarczy. Do grona lobbystów dołączył ostatnio były minister finansów Austrii, który został konsultantem *Gazpromu*.

Możliwość blokowania, a przynajmniej opóźniania realizacji jest jeszcze w Komisji Europejskiej, w negocjacjach związanych z umową z Federacją Rosyjską o funkcjonowaniu planowanego gazociągu Nord Stream 2. Wiceprzewodniczący KE Valdis Dombrovskis oświadczył, że Nord Stream 2 powinien być zgodny z unijnymi regulacjami – zaproponowany w ub. roku projekt zawiera jednoznaczne wytyczne stwierdzające, że podmorskie gazociągi z krajów spoza Unii podlegają warunkom trzeciego pakietu energetycznego. Jednak komisja nie jest jednomyślna w tej kwestii i pojawiają się interpretacje dopuszczające wyłączenie Nord Stream 2 z tych ograniczeń. Najbardziej zdecydowane jest stanowisko Departamentu Stanu USA ostrzegającego, że przedsiębiorstwa związane z projektem Nord Stream 2 mogą być narażone na amerykańskie sankcje. W opinii departamentu gazociąg zredukowałby możliwości dywersyfikacji źródeł energii.



## Statoil znów zmienia nazwę

Norweski koncern państwowy *Statoil*, który powstał w 1972 r., w ciągu ostatnich kilkunastu lat przechodził znaczne zmiany organizacyjne i wizerunkowe. Najpierw było to połączenie z *Norsk Hydro ASA* w 2006 r., co wydatnie wzmocniło pozycję finansową nowej firmy. Koncesją na rzecz mniejszego, ale starszego partnera (*Norsk Hydro* został założony w 1905 r.) była zmiana nazwy na *StatoilHydro*. Jednak w listopadzie 2009 r. koncern wrócił do starej nazwy zmieniając jednocześnie logo na nowe – trójwymiarową gwiazdę w kolorze karmazynowym. Teraz zarząd postanowił jeszcze raz zmienić nazwę, która ma odzwierciedlać rozszerzenie kierunków działalności koncernu w dziedzinie energii. *Statoil* zapowiada, że 15-20% nakładów inwestycyjnych do roku 2030 będzie przeznaczane na nowe rodzaje energii, w tym na rozwój pływających morskich farm wiatrowych, w czym jest pionierem. Mówił o tym dyrektor naczelny Eldar Saetre przedsta-

wiając argumenty za zmianą marki. Sektor naftowy nie będzie już dominujący, dlatego znika słowo „oil”, natomiast zwiększać się będzie udział energii odnawialnej i znaczenie zrównoważonego rozwoju. Nowa nazwa, *Equinor*, zawiera człon „equi” nawiązujący do słów equal (równy), equality (równość) lub equilibrium (równowaga), natomiast człon „nor” podkreśla łączność z krajem macierzystym koncernu (Norvegia). Koszt zmiany marki szacuje się na 32,5 mln dolarów. Reakcje na zmianę nazwy są różne, często krytyczne. W Stavanger, głównej siedzibie firmy, w ankiecie przeprowadzonej przez prasę lokalną tylko 809 uczestników przyjęło ją przychylnie, natomiast 4730 osób było przeciwnych.

Warto dodać, że Statoil wszedł do Polski w 1993 r. uruchamiając pierwszą stację benzynową koło Zakroczymia. Później rozbudował swoją sieć do 375 obiektów, ale w 2016 r. udział Statoil Fuel & Retail Polska został sprzedany i po 24 latach działalności koncern zakończył swoją działalność w Polsce.



## Konflikt wokół Cypru

Odkrycie złoża gazu Calypso w cypryjskiej strefie ekonomicznej na południowy zachód od wyspy na początku lutego br. zapowiadało ożywienie poszukiwań w tej części Morza Śródziemnego. Jednak rozpoczęcie następnego wiercenia uniemożliwiła marynarka turecka, która zablokowała statek wiertniczy „Saipem 12000” wycarterowany przez *ENI*. Turcja sprzeciwia się poszukiwaniom naftowym w tym rejonie jako naruszającym prawa Turków cypryjskich. Rozwiązanie sporu było jednym z tematów spotkania przywódców Unii Europejskiej z prezydentem Turcji Recepem Erdoganem 26 marca br. w Warnie. Wcześniej Unia wydała oświadczenia potępiające działania Turcji, określając je jako nielegalne i podkreśliła swoją całkowitą solidarność z Cyprzem i Grecją. Potwierdził to w wystąpieniu po konferencji przewodniczący Rady Europejskiej Donald Tusk zapewniając o jednogłównym poparciu Unii dla Cypru i jednocześnie powtarzając zastrzeżenia do działań Turcji na Morzu Śródziemnym. Konferencja zakończyła się jednak bez konkretnych ustaleń i nadal trwa impas. Statek „Saipem 12000” odpłynął do Afryki Zachodniej, ale w specjalnym oświadczeniu *ENI* stwierdza, że zobowiązania zawarte w umowie z Cyprzem zostaną dotrzymane i koncern będzie kontynuował poszukiwania ropy i gazu w obrębie 6 bloków koncesyjnych na wodach cypryjskich.



## Koniec eksploatacji złoża Groningen w 2030 r.

Rząd holenderski ogłosił 29 marca br. decyzję o stopniowym ograniczaniu wydobycia gazu ze złoża Groningen. Na konferencji prasowej premier Mark Rutte powiedział o zamiarze zmniejszania produkcji do 12 mld m<sup>3</sup> w ciągu najbliższych 4-5 lat i całkowitym wstrzymaniu wydobycia do roku 2030 (limit produkcji ustalony na ten rok wynosi 21,6 mld m<sup>3</sup> gazu). Jest to niespodziewana zmiana, bo jeszcze niedawno rząd zgadzał się na ograniczenie wydobycia gazu, ale stał na stanowisku, że całkowite zakończenie eksploatacji nie jest możliwe, ponieważ złożo Groningen dostarcza 61% krajowej produkcji gazu.

Wstrząsy sejsmiczne wywołane osiadaniem terenu w czasie eksploatacji gazu zmobilizowały opinię publiczną do protestów i żądań ograniczenia wydobycia. Pierwsza redukcja ilości wydobywanego gazu nastąpiła po decyzji sądu administracyjnego w tej sprawie w 2015 r. Trzęsienie ziemi o magnitudzie 3,4 jakie nastąpiło 5 stycznia br. i spowodowało uszkodzenie 300 budynków w rejonie Loppersum wywołało ponowną falę protestów. Ostatecznie względy bezpieczeństwa przeważały i podjęto trudną decyzję, bo 90% gospodarstw domowych jest zasilanych gazem. Minister gospodarki Eric Wiebes przyznał, że „walczyliśmy z objawami, a nie z przyczynami i jest to punkt zwrotny”. Poinformował też o rozmowach z odbiorcami gazu holenderskiego z Niemiec, Belgii i Francji i zachęcaniu ich do poszukiwania innych źródeł dostaw. Wydobycie gazu osiągnęło maksymalny poziom 53,9 mld m<sup>3</sup> w 2013 r. Aby złagodzić spodziewany deficyt gazu ziemnego Holandia planuje budowę zakładu konwersji importowanego gazu ziemnego w wodór, który będzie użyty do zasilania elektrowni. Koszty projektu szacuje się na 500 mln euro, a realizować go będą *Statoil*, *Vattenfall* i *Gasunie*.



## Gazociąg TAPI wchodzi do Afganistanu

Projekty rurociągów transgranicznych są realizowane zwykle dłużej niż projekty rurociągów krajowych, co wynika przede wszystkim z konieczności negocjowania i podpisy-

wania umów międzyrządowych. Tak też było z gazociągiem TAPI (Turkmenistan-Afganistan-Pakistan-Indie), którego idea pochodzi z 1995 r., ale dopiero dwa lata temu rzeczywiście rozpoczęto budowę pierwszego odcinka w Turkmenistanie. Pierwsze porozumienie międzyrządowe z 2006 r. przewidywało rozpoczęcie prac w 2010 r. i zakończenie do 2015 r., jednak terminy te nie zostały dotrzymane. Kolejne porozumienie zainteresowanych stron nastąpiło w grudniu 2012 r. i tym razem było początkiem realizacji projektu. Ważną datą był dzień 23 lutego br., kiedy to w miejscowości Serhetabad na granicy Turkmenistanu i Afganistanu rozpoczęto układanie afgańskiego odcinka gazociągu. Znaczenie tego wydarzenia podkreśliła obecność prezydentów Turkmenistanu i Afganistanu, premiera Pakistanu i ministra spraw zagranicznych Indii.

Gazociąg o długości 1840 km i zdolności przesyłowej 33 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie będzie zasilany gazem ze złóż Dauletabad i South Jolotan Osman (poprzednio Gałkynysz). Trasa prowadzi przez Herat i Kandahar w Afganistanie, Quetta i Multan w Pakistanie do Fazilka na granicy z Indiami i stamtąd do New Delhi. Odcinek na terytorium Afganistanu liczy 816 km i są to obszary kontrolowane przez talibów. Do tej pory głównym odbiorcą gazu turkmeńskiego były Chiny (35 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie), teraz uzależnienie Turkmenistanu od tego kierunku eksportu zmniejszy się. Koszt całej inwestycji ocenia się na 8 mld dolarów, przy czym finansowanie ma być wspierane przez Azjatycki Bank Rozwoju, chociaż nie wszystkie szczegóły są do końca uzgodnione. Nie jest też określony bilans zapotrzebowania u odbiorców. Afganistan chce odbierać do 5 mld m<sup>3</sup> gazu, pozostałe 28 mld m<sup>3</sup> będzie przeznaczone dla Pakistanu i Indii. Osobnym problemem jest bezpieczeństwo prowadzenia robót w Afganistanie i Pakistanie (Beludżystan). Co prawda talibowie afgańscy wydali oświadczenie, że nie będą przeszkadzać w budowie, ale sytuacja w tym rejonie jest daleka od stabilizacji. Chodzi przecież nie tylko o spokój w czasie budowy gazociągu, lecz również później, w okresie eksploatacji. Trudne są również warunki terenowe – trasa przecina kilka pasm górskich sięgających 3500 m. Projekt TAPI jest popierany przez Stany Zjednoczone, które liczą na wzmocnienie współpracy Pakistanu i Indii i jednocześnie na osłabienie Iranu przez zmniejszenie szans budowy planowanego gazociągu Iran-Indie.



## Pierwsze odkrycie ropy w Urugwaju

Dotychczas całe zapotrzebowanie na ropę i gaz w Urugwaju było zaspokajane importem, ponieważ poszukiwania naftowe, prowadzone zresztą w ograniczonym zakresie, nie przyniosły pozytywnych rezultatów. W 1957 r. państwowa firma ANCAP wykonała jeden odwiert, ale okazał się negatywny, podobne były wyniki dwóch wierceń wykonanych w 1976 r. przez *Chevron*. Stwierdzono tylko bardzo słabe ślady lekkiej ropy w utworach kredy. Jednak sukcesy poszukiwawcze uzyskane w ogromnym basenie Parana rozciągającym się od Matto Grosso w Brazylii aż po Urugwaj i Argentynę (częścią tego basenu jest paragwajski basen Norte) skłoniły rząd Paragwaju do wyznaczenia bloków koncesyjnych na lądzie i na morzu i ogłoszenia w 2012 r. przetargu. Pierwsze wiercenie na Atlantyku rozpoczęła *ExxonMobil* w 2016 r., ale otwór Raya-1 był negatywny. Sukcesem okazało się natomiast wiercenie australijskiej firmy *Petrel Energy* Cerro Padilla-1, w którym na głębokości 795 m stwierdzono występowanie piaszczystego horyzontu roponośnego o miąższości 2 m. Są to twory permskie formacji Tres Islas. Całkowita głębokość otworu ukończonego w 2017 r. wynosi 845 m. *Petrel Energy* rozpoczął już wiercenie następnego otworu, Cerro de Chaga-1, z programu 4 wierceń w tym rejonie. Władze Urugwaju wiążą duże nadzieje z perspektywą odkrycia znaczących zasobów węglowodorów. Korzystną okolicznością jest stosunkowo niewielka głębokość zalegania serii produkcyjnych.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Allseas Group*, *Associated Press*, *Bloomberg*, *Deutsche Welle*, *ENI*, *Hart's E&P*, *Ineos Shale*, *nord-stream2.com*, *Offshore*, *Oil & Gas Journal*, *Oil & Gas Financial Journal*, *OPEC*, *Pennenergy*, *Reuters*, *Upstream*, *World Oil*.



## Zmiany w Zarządzie PKN ORLEN

Rada Nadzorcza PKN ORLEN na posiedzeniu 22.03.2018 r. dokonała zmian w Zarządzie Spółki.

Do Zarządu powołany został Ryszard Lorek jako członek Zarządu ds. Handlowych - swoją

funkcję zacznie pełnić od 10 kwietnia. Oddelegowany 5 lutego z Rady Nadzorczej do Zarządu, Józef Węgrecki, zarządzający obszarami inwestycji i zakupów złożył rezygnację z funkcji członka RN. Decyzją organu nadzorującego będzie pełnił funkcję członka Zarządu ds. Operacyjnych. Do zarządzania obszarami inwestycji i zakupów czasowo oddelegowana została Jadwiga Lesisz, członek Rady. Ze składu Zarządu Rada Nadzorcza odwołała Krystiana Patera.

Na najbliższym posiedzeniu Zarządu nastąpi szczegółowe przypisanie poszczególnych obszarów do kompetencji członków Zarządu.



## Owocna wizyta prezesa Zarządu PKN ORLEN na Litwie

Prezes Zarządu PKN ORLEN, Daniel Obajtek spotkał się 27 marca z premierem Rządu Litewskiego Sauliusem Skvernelisem. Przedmiotem rozmów były kwestie strategiczne z punktu widzenia Rządu oraz PKN ORLEN. Prezes Obajtek i minister Energetyki Litwy, Žygimantas Vaičiūnas oraz minister Komunikacji Litwy, Rokas Masiulis podpisali deklarację o wzajemnym zrozumieniu i współpracy w zakresie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Z kolei z ministrem Komunikacji Litwy prezes PKN ORLEN omawiał kwestie logistyki eksportowanych paliw.

W ramach podpisanej deklaracji potwierdzone zostały długofalowe zadania i kierunki rozwoju ORLEN Lietuva. Dotyczą one wzajemnego wsparcia dla realizowanych bądź rozważanych, inwestycji infrastrukturalnych po obu stronach oraz konstruktywnego podejścia i zrozumienia w kwestiach związanych z logistyką surowcową czy uwarunkowaniami regulacyjnymi na Litwie.

– ORLEN Lietuva stanowi istotny element w tworzeniu wartości całej Grupy ORLEN, ale też jest jednym z kluczowych przedsiębiorstw z punktu widzenia litewskiej gospodarki. Dlatego zależało nam, aby uzyskać pełne wsparcie krajowych decydentów dla strategicznych projektów Grupy ORLEN na Litwie. Jednocześnie zobowiązaliśmy się do możliwie jak największej kooperacji z krajowymi firmami na różnych płaszczyznach, by zapewnić stabilizację biznesową naszym największym litewskim partnerom. Dzisiejsze deklaracje o współpracy i wzajemnej przychylności mogą wesprzeć zarówno realizację naszych długofalowych planów, jak też znacząco zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne Litwy – podkreślił Daniel Obajtek, prezes Zarządu PKN ORLEN.

Deklarację wsparcia ze strony litewskiej otrzymały m.in. rozważane plany inwestycyjne ORLEN Lietuva, mające na celu pogłębienie przerobu ropy naftowej w rafinerii w Możejkach w związku z dostosowaniem do zaostrzających się norm środowiskowych. Potwierdzone zostało także rozpoczęcie odbudowy funkcjonalności linii kolejowej na odcinku Renge, a Koleje Litewskie zadeklarowały niezwłoczne zakończenie tych prac. Jednocześnie strona litewska zadeklarowała możliwość wypracowania konkurencyjnych warunków na transport kolejowy. Ustalenia pomiędzy władzami Litwy i przedstawicielami Grupy ORLEN objęły także bieżące prace modernizacyjne, w tym w logistykę firmy. Strony uzgodniły także gotowość do współpracy w realizacji projektów transportu produktów ropopochodnych. Z kolei w odniesieniu do kwestii podatkowych strona litewska zapowiedziała otwartość i horyzontalne podejście do wniosków ORLEN Lietuva. Zadeklarowano również, że wszelkie kwestie sporne w tym zakresie zostaną rozwiązane w drodze wzajemnych porozumień

Biuro Prasowe  
PKN ORLEN



## Rok wielu rekordów dla LOTOS-Air BP

W 2017 roku spółka LOTOS-Air BP znacząco zwiększyła skalę operacji w kraju, notując rekordową ilość sprzedanego paliwa na każdym z pięciu lotnisk, na którym prowadzone są operacje tankowania samolotów. Liczba stałych klientów przekroczyła już 440, a wzrost sprzedaży krajowej w 2017 roku wyniósł aż 42%. W 2017 wolumen tankowania „do skrzydła” wzrósł do niemal 200 tys. m<sup>3</sup>, a liczba operacji tankowania aż 36 tys.

Dużym wydarzeniem w historii spółki było tankowanie powietrznej floty obsługującej wizytę prezydenta USA, który gościł w Warszawie w dniach 5-6 lipca. Łącznie amerykańskie samoloty i śmigłowiec zatankowały kilkaset tysięcy litrów paliwa.

Drugim ważnym wydarzeniem były efektowne pokazy lotnicze Aerobaltic sponsorowane przez LOTOS-Air BP. O sukcesie lotniczych pokazów świadczą nie tylko frekwencja oraz entuzjastyczne oceny uczestników, ale

również fakt, że w tym czasie w trójmiejskich hotelach zajętych było ponad 99 procent dostępnych miejsc.

17-19 sierpnia 2018 r. LOTOS-Air BP wróci z pokazami do Gdyni, dlatego już dziś warto zarezerwować tę datę w kalendarzu.

LOTOS-Air BP Polska to spółka joint venture Grupy LOTOS, czołowego polskiego producenta paliwa lotniczego Jet A-1, oraz spółki Air BP, jednego z największych globalnych dostawców paliw lotniczych w ponad 700 lokalizacjach na świecie. LOTOS-Air BP Polska pozycjonuje się wśród kluczowych dostawców paliwa lotniczego w Polsce. Paliwo lotnicze sprzedawane przez LOTOS-Air BP Polska trafia do samolotów na pięciu polskich lotniskach, są to: Port Lotniczy im. Lecha Wałęsy w Gdańsku, Port Lotniczy im. Fryderyka Chopina w Warszawie, Międzynarodowy Port Lotniczy Katowice w Pyrzowicach, Port Lotniczy Lublin oraz Regionalny Port Lotniczy Olsztyn-Mazury w Szymanach.

Biuro Komunikacji  
Grupa LOTOS S.A.



## JT S.A. wybuduje gazociąg Zdzieszowice – Kędzierzyn-Koźle

GAZ-SYSTEM podpisał umowę na generalną realizację budowy gazociągu Zdzieszowice-Kędzierzyn-Koźle. Stanowi on element zachodniej nitki korytarza gazowego Północ-Południe.

Gazociąg Zdzieszowice – Kędzierzyn-Koźle o średnicy 1000 mm i ciśnieniu 8,4 MPa, liczący 17,3 km, zostanie wybudowany w województwie opolskim na terenie gmin Leśnica i Kędzierzyn-Koźle. Docelowo będzie on spięty z budowanymi aktualnie gazociągami Zdzieszowice – Wrocław i Tworóg – Kędzierzyn-Koźle oraz połączony z planowaną tłocznia gazu w Kędzierzynie-Koźlu. W ramach inwestycji powstanie również węzeł gazowy w Kędzierzynie-Koźlu.

Wykonawcą nadzoru inwestorskiego jest spółka SGS Polska. Natomiast nadzór autorski sprawować będzie Górnictwo Biuro Projektów „PANGAZ”, które jednocześnie jest wykonawcą dokumentacji projektowej dla tego zadania.

Gazociąg stanowi fragment zachodniej nitki korytarza gazowego Północ-Południe, a w przyszłości ma połączyć Terminal LNG w Świnoujściu oraz projektowany gazociąg Baltic Pipe z planowanym terminalem Adria LNG w Chorwacji.

Budowa gazociągu Zdzieszowice – Kędzierzyn-Koźle została wpisana do katalogu projektów towarzyszących inwestycjom w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Inwestycja ma także status projektu o znaczeniu wspólnotowym (PCI).

Celem budowy gazociągu jest zwiększenie zdolności przesyłowych systemu oraz atrakcyjności inwestycyjnej regionu. W skali kraju efektem jego budowy będzie poprawa bezpieczeństwa i dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego do Polski. Ważną korzyścią dla społeczności lokalnej będzie także corocznie odprowadzany przez spółkę GAZ-SYSTEM podatek od nieruchomości, stanowiący 2 proc. wartości infrastruktury gazowej zlokalizowanej na terenie gminy.



## Paweł Jakubowski prezesem Zarządu Spółki Polskie LNG

Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy spółki Polskie LNG powołało prezesa zarządu spółki. Od 13 marca 2018 r. funkcję tę będzie pełnił Paweł Jakubowski.

Paweł Jakubowski dotychczas pełnił funkcję dyrektora Zarządzającego Polskiego LNG.

Paweł Jakubowski z branżą energetyczną związany jest od 2007 r., kiedy jako ekspert odpowiedzialny za nadzór nad kluczowymi projektami dywersyfikacyjnymi w Polsce (m.in. terminal LNG w Świnoujściu, dostawy gazu z szelfu norweskiego) rozpoczął pracę w Ministerstwie Gospodarki.

Od listopada 2007 r. do stycznia 2009 r. pracował w PGNiG S.A. w Biurze Badań i Rozwoju.

W 2009 r. dołączył do GAZ-SYSTEM, gdzie zaangażowany był w rozwój długoterminowej strategii spółki oraz wprowadzenie nadzoru właścicielskiego nad spółką Polskie LNG S.A. Odpowiadał również za przygotowanie i realizację projektu budowy podziemnych magazynów gazu.

Od stycznia 2016 r., jako dyrektor Pionu Rozwoju w GAZ-SYSTEM, odpowiedzialny był za opracowanie i wdrożenie długoterminowego programu inwestycyjnego spółki w zakresie infrastruktury gazowej w Polsce, w tym m.in. urzeczywistnienie koncepcji Bramy Północnej poprzez rozbudowę Terminalu LNG w Świnoujściu oraz realizację projektu Baltic Pipe, a także rozbudowę połączeń transgranicznych z Litwą, Słowacją, Czechami i Ukrainą.

Jako dyrektor Pionu Rozwoju nadzorował działania związane z europejskimi ramami regulacyjnymi w zakresie gazu, współpracą międzynarodową i rozwojem biznesu w zakresie usług LNG.

Od czerwca 2017 r. zasiada w zarządzie organizacji ENTISOG zrzeszającej operatorów systemów

przesyłowych gazu z państw Unii Europejskiej.

Paweł Jakubowski jest absolwentem Politechniki Warszawskiej oraz Szkoły Głównej Handlowej.

Od 13 marca br. zarząd Polskiego LNG działa w składzie dwuosobowym. Na stanowisku wiceprezesa pozostaje Bartłomiej Słoma.

Spółka Polskie LNG S.A. została powołana do budowy terminalu skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, a obecnie odpowiada za jego rozbudowę i bieżącą eksploatację.



## Pierścień Warszawski: Tractebel Engineering S.A. zaprojektuje gazociąg Rembelszczyzna-Mory

GAZ-SYSTEM przystępuje do projektowania strategicznego odcinka gazociągu dla bezpieczeństwa energetycznego aglomeracji warszawskiej, umownie określanego „pierścieniem warszawskim”. Dzięki tej inwestycji władze stolicy uzyskają dodatkowe wsparcie w walce ze smogiem, a mieszkańcy – szansę na czyste powietrze. Przedsięwzięcie ma zagwarantować również możliwości dalszego rozwoju rynku gazu na Mazowszu.

Planowany gazociąg Rembelszczyzna – Mory ma zapewnić elastyczną pracę systemu przesyłowego, bezpieczeństwo i ciągłość dostaw surowca. Zwiększone możliwości dystrybucji niskoemisyjnych nośników energii na potrzeby obecnych i nowych odbiorców, zarówno indywidualnych, jak i przemysłowych przyniosą również wymierne korzyści dla środowiska naturalnego. Po zamianie paliw stałych np. węgla na gazowe, wyraźnie zmniejszy się emisja zanieczyszczeń, a co za tym idzie poprawi się również jakość powietrza w stolicy i na obszarze gmin objętych realizacją tej inwestycji. Nowy gazociąg będzie miał długość ok. 30 km. Jego trasa będzie przebiegać przez tereny pięciu gmin: Nieporęt, Jabłonno, Łomianki, Stare Babice, Ożarów Mazowiecki oraz trzy warszawskie dzielnice: Białołękę, Bielany oraz Bemowo.

Jeszcze w pierwszym kwartale br. spółka rozpocznie otwarte spotkania z mieszkańcami i władzami dzielnic oraz gmin, przez które ma przebiegać gazociąg. GAZ-SYSTEM już teraz zaprasza do udziału wszystkich zainteresowanych mieszkańców. W trakcie spotkań zostaną przekazane informacje o planowanej inwestycji.

### Etap projektowania inwestycji

GAZ-SYSTEM 23 lutego 2018 r. podpisał umowę z Tractebel Engineering S.A. na opracowanie dokumentacji projektowej dotyczącej budowy od-

cinka o średnicy DN 700 mm relacji Rembelszczyzna - Mory. Jest to część gazociągu Rembelszczyzna - Mory - Wola Karczewska. Wykonawca projektu i nadzoru autorskiego nad inwestycją został wybrany w wyniku publicznego postępowania przetargowego. Do zadań Tractebel Engineering S.A. należeć będzie uzyskanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych, decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji oraz pozwolenia na budowę. Opracowanie pełnej dokumentacji projektowej i uzyskanie wszystkich niezbędnych zgód i pozwoleń planowane jest na czwarty kwartał 2020 roku.

Przedsięwzięcie będzie realizowane w oparciu o ustawę o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz.U. 2009 r. Nr 84 poz. 700 z późn. zmian.) tzw. "specustawę gazową".



## Rekordowy rok w przesyłce gazu

GAZ-SYSTEM podsumował dane za ubiegły rok. W 2017 r. przesłano najwięcej gazu w historii – 19,7 mld m<sup>3</sup>. Stanowi to wzrost w porównaniu do 2016 roku aż o prawie 9 proc.

– Te informacje potwierdzają wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce. Sądymy, że wybudowanie gazociągu Baltic Pipe wzmocni jeszcze bardziej ten trend – dzięki zwiększeniu stabilności i bezpieczeństwa dostaw. Potencjał rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce jest bardzo duży – mówi prezes zarządu GAZ-SYSTEM Tomasz Stępień. Zwraca również uwagę, że gaz to ekologiczne źródło energii i ważne narzędzie w walce ze smogiem. – Nowe przyłączenia do naszej sieci przesyłowej odbiorców przemysłowych wytwarzających np. ciepło systemowe mogą odegrać ważną rolę w walce z tym istotnym – z punktu widzenia dużych aglomeracji – zjawiskiem – dodaje.

W Krajowym Dziesięcioletnim Planie Rozwoju (KDPR) na lata 2018-2027 GAZ-SYSTEM szacuje, że popyt na gaz będzie rósł. Największy wpływ na przyszłe zapotrzebowanie na gaz i zmiany w ilości przesyłu będą podyktowane zmianami w sektorze energetyki.

Minimalny wzrost popytu na gaz ze strony sektora elektroenergetycznego w 2027 r. wyniesie 1,3 mld m<sup>3</sup> rocznie, natomiast maksymalnie będzie to 2,7 mld m<sup>3</sup>. Wynik zależy od tego, jakie elektrownie i elektrociepłownie gazowe powstaną w tej perspektywie. Oznacza to prognozowany wzrost krajowego popytu na gaz od 8 do ponad 17 proc. w skali dziesięcioletniej.

Centrum Prasowe  
GAZ-SYSTEM S.A.



## STABILIZACJA I BEZPIECZNY ROZWÓJ

Jesteśmy jedną z najnowocześniejszych rafinerii w Europie, producentem paliw i produktów chemicznych najwyższej jakości. Dostarczamy wysoko wyspecjalizowane usługi logistyczne i serwisowe. Naszym celem jest stabilny, bezpieczny i zrównoważony rozwój. Tworzymy przestrzeń dla innowacji.

[www.lotos.pl](http://www.lotos.pl)







Piotr Dziadzio



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



## Kalendarium

**5.03.2017 r.** w Krakowie odbyło się posiedzenie Komisji ds. Historii i Muzealnictwa. Przewodnicząca komisji, Barbara Olejarz przedstawiła i omówiła plan działalności komisji na rok 2018. Ponadto podjęto decyzję o digitalizacji i upublicznieniu poprzez stronę internetową SITP NiG zdjęć, które są przechowywane w Zarządzie Głównym Stowarzyszenia, w celu identyfikacji osób na nich utrwalonych oraz miejsc lub sytuacji, które przedstawiają.

**9.03.2018 r.** w siedzibie Zarządu Głównego w Krakowie odbyło się spotkanie Rady Programowej Czasopism SITP NiG. W posiedzeniu, oprócz członków Rady, wzięł udział redaktor naczelny „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” – Piotr Dziadzio. Rada przeanalizowała dotychczasową pracę oraz sposoby finansowania redakcji WNiG i WN oraz zakres planu wydawniczego na 2018 rok. Ponadto omówiono zasady porozumienia z Fundacją Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, na mocy którego jest obecnie prowadzone wydawanie Wieku Nafty.

**26.03.2018 r.** w siedzibie Biura ZG odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej poświęcone analizie pracy stowarzyszenia i zaopiniowaniu działalności merytorycznej i finansowej SITP NiG w roku 2017. Na podstawie dokumentów przedstawionych przez Zarząd Główny, a dotyczących działalności statutowej oraz wykonania budżetu i wyniku finansowego za rok 2017, GKR podjęła uchwały rekomendujące przyjęcie przez Zarząd Główny bilansu za rok 2017 i budżetu na rok 2018.

**27.03.2018 r.** w siedzibie Zarządu Głównego w Krakowie odbyło się spotkanie Komisji ds. Młodzieży i Studentów. Głównym celem spotkania było omówienie i podsumowanie dotychczas poczynionych kroków w sprawie organizacji XII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Członkowie Komisji aktywnie włączają się w jego przygotowanie oraz wspierają działania związane z szeroko pojętą organizacją w czasie kongresu. Podsumowano również działania związane z obecnością w mediach społecznościowych całego stowarzyszenia, potwierdzając konieczność rozwijania tego typu działalności.

**29.03.2018 r.** w Warszawie w siedzibie PGNiG SA odbyło się VIII posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG, połączone ze spotkaniem świątecznym z okazji Świąt Wielkanocnych. Głównymi zagadnieniami omawianymi na posiedzeniu były: sprawozdanie z działalności merytorycznej i finansowej stowarzyszenia w roku 2017, zatwierdzenie budżetu na rok 2018, zatwierdzenie regulaminów wewnętrznych SITP NiG oraz nadanie odznak honorowych SITP NiG i NOT.

## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

### 70 urodziny

Andrzej Kępa z Oddziału w Gdańsku,  
Roman Suchocki z Oddziału w Gdańsku,  
Anna Dziedzic z Oddziału w Krakowie,  
Jolanta Rosiak z Oddziału w Pile,  
Jan Kłapkowski z Oddziału w Pile,  
Stanisław Nieścioruk z Oddziału w Poznaniu,  
Tadeusz Kosowski z Oddziału w Warszawie I,  
Maria Markowska z Oddziału w Warszawie I,  
Kazimiera Nowicka z Oddziału w Warszawie II,  
Elżbieta Stępniewska z Oddziału w Warszawie II,  
Ryszard Bładyko z Oddziału w Zielonej Górze,  
Czesław Klasiński z Oddziału w Zielonej Górze,  
Ryszard Fiebig z Oddziału w Zielonej Górze

### 75 urodziny

Danuta Bielewicz z Oddziału w Krakowie,  
Karol Dudek z Oddziału w Sanoku,  
Kazimierz Wojciechowski z Oddziału w Pile,  
Andrzej Pyzik z Oddziału w Tarnowie

### 80 urodziny

Leszek Piechocki z Oddziału w Pile,  
Ryszarda Zadarko z Oddziału w Sanoku

### 85 urodziny

Janina Sozańska z Oddziału w Krośnie,  
Tadeusz Wawszkiewicz z Oddziału w Sanoku

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

## VIII posiedzenie Zarządu Głównego

29 marca 2018 r. w Warszawie w siedzibie PGNiG SA odbyło się VIII posiedzenie Zarządu Głównego Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, połączone ze spotkaniem świątecznym z okazji Świąt Wielkanocnych, w którym wzięło udział 17 członków Zarządu oraz przewodniczący Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNIg – Stanisław Józefczyk.

Posiedzeniu przewodniczył prezes SITPNIg Piotr Woźniak, który na wstępie przekazał życzenia świąteczne wszystkim członkom zarządu, ich najbliższym i współpracownikom oraz wszystkim członkom SITPNIg zrzeszonym w oddziałach.

Bieżącą działalność stowarzyszenia, od poprzedniego posiedzenia ZG 15 grudnia 2017 r., omówił sekretarz generalny przedstawiając zebrałym:

- stan przygotowań do 12 Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników,
- uchwały Polskiego Komitetu Narodowego Światowej Rady Naftowej powołujące Zespół Młodych Profesjonalistów WPC działający przy PKNŚRN i jego Zarząd

- w składzie: Klaudia Wilk – przewodnicząca, Kamil Klejna – wiceprzewodniczący, Paweł Wielgos – sekretarz oraz przyjmujące regulamin działalności Zespołu,
- sprawy związane z przystąpieniem SITPNIg do współorganizacji 39 Zjazdu Gazowników w roku 2019,
- sprawy związane z powołaniem spółki OSiR.

Po wysłuchaniu informacji sekretarza generalnego ZG jednogłośnie podjął uchwałę o przystąpieniu SITPNIg do współorganizacji 39. Zjazdu Gazowników w roku 2019.

Głównymi jednak zagadnieniami omawianymi na posiedzeniu były: sprawozdanie z działalności merytorycznej i finansowej stowarzyszenia w roku 2017, zatwierdzenie budżetu na rok 2018, zatwierdzenie regulaminów wewnętrznych SITPNIg oraz nadanie odznak honorowych SITPNIg i NOT.

Działalność merytoryczną w roku 2017 przedstawił sekretarz generalny, Piotr Dziadzio natomiast działalność finansową zaprezentował Krzysztof Knap – skarbnik SITPNIg. Przewodniczący Głównej Komisji Rewizyjnej Stanisław Józefczyk przedstawił stanowisko i uchwały GKR rekomendujące sprawozdania z działalności w roku 2017 i budżetu na rok 2018 do przyjęcia

przez Zarząd Główny. Zarząd Główny stosownymi uchwałami zatwierdził sprawozdanie za rok 2017 oraz budżet na rok 2018.

Ważnym zagadnieniem było omówienie aktualizacji regulaminów wewnętrznych SITPNIg, do których zobowiązywał nowy Statut SITPNIg. Przedstawione projekty dziewięciu regulaminów zostały przyjęte przez Zarząd stosowną uchwałą.

Zarząd Główny na wnioski Zarządów Oddziałów, pozytywnie zaopiniowane przez Komisję ds. Odznaczeń i Tytułów Honorowych, podjął również uchwały nadające Honorowe Odznaki SITPNIg. Przyznał 38 srebrnych, 14 złotych oraz 3 diamentowe Odznaki Honorowe SITPNIg. Ponadto Zarząd Główny na wniosek Zarządu Oddziału SITPNIg w Krakowie, pozytywnie zaopiniowany przez Komisję ds. Odznaczeń i Tytułów Honorowych, postanowił wystąpić do Zarządu Głównego FSNT NOT o nadanie 2 Złotych Odznak Honorowych FSNT NOT.

Szeroko dyskutowana była sprawa powołania spółki OSiR. Członkowie ZG zapoznali się z przedstawionym projektem Aktu założycielskiego spółki i zgadzając się z koniecznością jej powołania, zdecydowali, że w najbliższym czasie powinno odbyć się spotkanie z udziałem osób bezpośrednio działających w oddziałach OSiR w celu omówienia szczegółów działania nowej spółki.

Jolanta Likus



Fot. arch. SITPNIg

# Główna Komisja Rewizyjna



Główna Komisja Rewizyjna. Fot. arch. SITPNiG

*Posiedzenie GKR Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego odbyło się 26 marca w Krakowie w siedzibie Biura Zarządu Głównego.*

W tym ważnym dla SITPNiG spotkaniu wzięło udział 5 członków komisji oraz sekretarz generalny – Piotr Dziadzio i główna księgowa – Małgorzata Kozdrój. Do wyjaśnień bieżących w zakresie działalności OSiR zaproszona została główna księgowa OSiR – Bożena Żak-Kapusta.

Posiedzeniu komisji przewodniczył Stanisław Józefczyk.

Analizie zostały poddane wszystkie dokumenty związane z działalnością merytoryczną oraz finansową SITPNiG. W szerszym zakresie przedyskutowano niektóre obszary związane z działalnością w 2017 r, np. dotyczące zmiany lokalizacji siedziby SITPNiG i kosztów z tym związanych, a także wybranych pozycji bilansu i rachunku zysków i strat. Komisja Rewizyjna zapoznała się również i omówiła składniki kosztowe oraz przychodowe w działalności SITPNiG. Zaproponowała wprowadzenie zmian, które przyczynią się do bardziej czytelnej prezentacji niektórych wyników cząstkowych (składników) bilansu. Dodatkowo sekretarz generalny wyjaśnił, w jakim kierunku będzie przebiegała dalsza reorganizacja stowarzyszenia w zakresie organizacyjno-prawnym, i jakie zmiany są planowane w roku 2018.

Komisja przyjęła wszystkie wyjaśnienia oraz sformułowała pozytywne stanowisko dotyczące całościowej działalności SITPNiG w 2017 roku, które wraz z podjętymi uchwałami skierowała do Zarządu Głównego SITPNiG.

Piotr Dziadzio

# Komisja ds Młodzieży i Studentów

*27 marca 2018 roku, miało miejsce kolejne posiedzenie Komisji ds. Młodzieży i Studentów. Spotkanie rozpoczął sekretarz generalny SITPNiG, po krótkim wprowadzeniu oraz informacji na temat spraw bieżących stowarzyszenia, omówiono dotychczasową działalność komisji.*

Podsumowano działania związane z obecnością w mediach społecznościowych całego stowarzyszenia, jednogłośnie potwierdzono dalszą konieczność rozwijania tego typu działalności wraz z permanentnym rozbudowywaniem bazy osób śledzących lub aktywnie udzielających się na stronach stowarzyszenia. Komisja z tego miejsca zachęca wszystkich do włączenia się do aktywnego uczestnictwa w redagowaniu treści umieszczanych na „facebook” lub do przesyłania ich do administratora domeny celem późniejszego umieszczenia ich na stronie.

Rozwija się współpraca oraz obecność członków naszego stowarzyszenia w Forum Młodych przy World Petroleum Council, aktywnie udzielają się oraz angażują się w pracę na tym polu Klaudia Wilk oraz Kamil Klejna. Przedstawiciele WPC będą również obecni na zbliżającym się XII Kongresie Naftowców i Gazowników.

Głównym celem spotkania było omówienie i podsumowanie dotychczas poczynionych kroków w sprawie organizacji XII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Członkowie komisji aktywnie włączają się w jego przygotowanie oraz wesprą działania związane z szeroko pojętą organizacją podczas toczącego się kongresu. Wybrane osoby zajmą się koordynacją wolontariuszy oraz będą udzielać wszelkich rad i informacji osobom

uczestniczącym w kongresie. Spośród młodych ludzi z branży naftowo-gazowniczej udało się wyłonić osoby, które przygotują referaty oraz wesprą kongres jako wolontariusze. Zaangażowanie się komisji w przygotowanie kongresu szczególnie w aspekcie obecności młodzieży i młodych profesjonalistów ma na celu wypromowanie i podkreślenie obecności młodych ludzi w branży naftowo-gazowniczej w Polsce oraz na świecie w szczególności z ich pomysłami, innowacyjnością oraz energią do pracy i działania.

P. Pisera



Komisja ds Młodzieży i Studentów. Fot. arch. SITPNiG

## Rada Programowa Czasopism

*Posiedzenie rozpoczął Ryszard Chylarecki przedstawiając zebranym proponowany porządek posiedzenia, który został przez obecnych członków Rady jednogłośnie przyjęty.*

Przeanalizowano dotychczasową pracę oraz sposoby finansowania redakcji WNiG i WN oraz zakres planu wydawniczego na 2018 rok. W ubiegłym roku udało się terminowo wydać 12 numerów WNiG oraz 4 numery

WN. Redaktor naczelny WNiG poinformował członków Rady o problemach z artykułami naukowo-technicznymi, które są ciągłym problemem redakcji i o zawartym porozumieniu z CIRE w zakresie wzajemnego reklamowania się wydawnictw. Wydawnictwo Wiek Nafty jest wydawane na bieżąco i nie ma problemów z materiałami. W 2018 roku przygotowywane są specjalne wydania poświęcone 100-leciu odzyskania niepodległości przez Polskę, ukazujące wkład środowiska inżynierów i techników przemysłu naftowego w proces budowy niepodległego państwa.

Kontynuowano dyskusję w zakresie porozumienia z Fundacją Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, na mocy którego jest obecnie prowadzone wydawanie Wiek Nafty. Przedyskutowano realność potencjalnych możliwości jej zmiany, ewentualnych innych źródeł finansowania oraz dostępu szerszej rzeszy czytelników do Wiek Nafty poprzez dystrybucję WN kanałami jakimi odbywa się dystrybucja WNiG. Poruszono kwestię potrzeby niegenerowania strat przez WN zgodnie z sugestią Rady Fundacji oraz możliwych rozwiązań w tym zakresie.

W roku 2018 WNiG będzie realizował zobowiązania dt. medialnego wsparcia 12 PKNiG w Krakowie.

Dominika Bernaś



Posiedzenie Rady Programowej Czasopism. Fot. arch. SITPNiG

## Posiedzenie Komisji ds Historii i Muzealnictwa

*5 marca 2018 roku w siedzibie Zarządu Głównego SITPNiG przy ulicy Łukasiewicza w Krakowie, odbyło się posiedzenie Komisji ds. Historii i Muzealnictwa. Na spotkaniu zostały omówione propozycje założeń komisji na rok 2018.*

Podczas dyskusji, jako plan działalności komisji na rok 2018 podjęto inicjatywę opracowania biogramów, życiorysów zasłużonych pracowników przemysłu naftowego, rafineryjnego oraz gazownictwa. Postulowano o nawiązanie bliższej współpracy Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce z muzeami branżowymi, a także z innymi muzeami techniki. Ponownie została poruszona kwestia utrzymania grobów najbardziej zasłużonych działaczy, organizatorów, pracowników branżowych, ludzi, którzy z wielkim sercem angażowali się w tworzenie polskiego przemysłu naftowego. Ponadto podjęto decyzję

o digitalizacji i upublicznieniu poprzez stronę internetową SITPNiG zdjęć, które są przechowywane w Zarządzie Głównym Stowarzyszenia, w celu identyfikacji osób na nich

utrwalonych oraz miejsc lub sytuacji, które przedstawiają

Dominika Bernaś



Komisja ds Historii i Muzealnictwa. Fot. arch. SITPNiG

Diamentowi partnerzy kongresu:



# 12 POLSKI KONGRES NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW

KRAKÓW, 16-18 MAJA 2018

## Szanowni Państwo

Trwa rejestracja na:

**12 Polski Kongres Naftowców i Gazowników: „Przyszłość upstreamu i downstreamu w Polsce na tle zmian zachodzących na europejskim rynku ropy i gazu”**

**12th Polish Congress of Oil and Gas Industry Professionals: "The future of upstream and downstream in Poland in the context of the changes occurring on the European oil and gas market"**

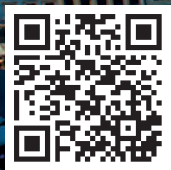
To największe wydarzenie branży nafty i gazu w Polsce, odbędzie się w maju 2018 roku, w Krakowie.

Już dziś zarejestruj się, aby uzyskać niższą opłatę oraz zarezerwować miejsce w hotelu Qubus, gdzie odbędzie się kongres.

Studenci, doktoranci i młodzi pracownicy przemysłu będący członkami SITPNiG udział w kongresie będą mieli za darmo, po spełnieniu określonych kryteriów (informacja na stronie www).

Po raz pierwszy podczas Kongresu, za najlepszy wygłoszony referat w Sesji młodzieży i innowacyjności zostanie przyznana nagroda pieniężna 1<sup>st</sup> Youth Polish Petroleum Award, w ramach rozpoczęcia działalności WPC Youth Professionals Poland przy SITPNIG.

Bieżące informacje oraz karta zgłoszenia:  
<https://www.sitpnig.pl/12-pknig-pl>



Patronat:



MINISTERSTWO ENERGII



MINISTERSTWO  
ŚRODOWISKA

Partnerzy kongresu:



Patronat  
medialny:



POLSKA AGENCJA PRASOWA



# Działalność Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w 2017 r.

Rok 2017 był pierwszym rokiem działalności w kadencji 2016-2020. 9 czerwca 2017 r. w Krakowie odbył się Nadzwyczajny Walny Zjazd Delegatów SITPNiG. Jego celem było zatwierdzenie nowego Statutu SITPNiG, Kodeksu etyki członków SITPNiG oraz zmian w regulaminach Zarządu Głównego, Głównej Komisji Rewizyjnej i Głównego Sądu Koleżeńskiego.

Zmiana statutu oraz powiązanych z nim regulaminów wynikały ze zbliżającego się terminu dostosowania obowiązującego od 2005 roku Statutu SITPNiG do nowej Ustawy o Stowarzyszeniach oraz Ustawy o rachunkowości. Statut przez sąd rejestrowy został zatwierdzony 9 stycznia 2018 r. Dostosowana została struktura organizacyjna SITPNiG oraz ujednolicone zasady stosowania znaków graficznych SITPNiG.

Na koniec 2017 r. SITPNiG liczyło 5200 członków skupionych w 15 oddziałach, w ramach których działały 84 koła.

Biuro Zarządu Głównego zmieniło swoją siedzibę, przenosząc się na ul. I. Łukasiewicza 1 do pomieszczeń wynajmowanych w Instytucie Nafty i Gazu - Państwowym Instytucie Badawczym.

## Aktywność naukowo-techniczna SITPNiG

Łącznie w 2017 roku Oddziały SITPNiG zorganizowały 4 konferencje o zasięgu krajowym, 1 o zasięgu regionalnym, 1 sympozjum o zasięgu międzynarodowym, 7 o zasięgu krajowym



Sympozjum w Krakowie. Fot. arch. SITPNiG

oraz 4 o zasięgu regionalnym. Sumarycznie wzięło w nich udział ok. 1000 osób. Oprócz tego zorganizowano 12 seminariów, w których wzięły udział 473 osoby i 8 odczytów, w których uczestniczyło 381 osób.

Biuro Zarządu Głównego 16-17 listopada 2017 r. w Hotelu Soray w Wieliczce, zorganizowało sympozjum szkoleniowe dla terenowych i zadaniowych jednostek organizacyjnych SITPNiG, poświęcone najważniejszym kwestiom organizacyjnym i prawnym w SITPNiG. W sympozjum wzięli udział przedstawiciele Zarządu Głównego, wszystkich Oddziałów SITPNiG oraz Ośrodka Szkolenia i Rzecznostwa i jego

Oddziałów, łącznie 57 osób. Przedstawiciele ZG, pracownicy biura ZG oraz biegły księgowy przedstawili 8 wykładów z zakresu zmian w statucie SITPNiG, zmian organizacyjno-wizerunkowych, zasad rachunkowości, polityki finansowej i dyscypliny budżetowej, obiegu dokumentów w SITPNiG i OSIR oraz zasad ochrony danych osobowych i funkcjonalności bazy danych członków SITPNiG.

W 2017 roku kontynuowano prace nad nową stroną internetową SITPNiG oraz umocnieniem marki SITPNiG. Informacje dotyczące bieżącej działalności SITPNiG zamieszczane były w Biuletynie Informacyjnym Zarządu Głównego



Sesja szkół - Płock 09-2017. Fot. arch. SITPNiG



Nadzwyczajny Walny Zjazd Delegatów SITPNIg – członkowie honorowi. Fot. arch. SITPNIg



Nadzwyczajny Walny Zjazd Delegatów SITPNIg – delegaci. Fot. arch. SITPNIg

SITPNIg, na stronie internetowej [www.sitpni.g.pl](http://www.sitpni.g.pl) oraz w mediach społecznościowych, na Facebook'u. Kontynuowana była praca nad weryfikacją bazy danych i ankietyzacją członków zwyczajnych.

Rozpoczęto prace organizacyjne związane z 12 Polskim Kongresem Naftowców i Gazowników, który odbędzie się w maju 2018 r. w Krakowie.

Biuro Zarządu Głównego przy współudziale Zespołu Szkół Centrum Edukacji im. Ignacego Łukasiewicza w Płocku, który był równocześnie gospodarzem sesji, zorganizowało w dniach 22-23 września 2017 r. XIII Sesję Szkół im. Ignacego Łukasiewicza. Wzięło w niej udział 57 uczniów z 19 szkół podstawowych i ponadpodstawowych z całej Polski.

Szczególnie zaangażowany we współpracę ze szkołami jest Oddział SITPNIg w Sanoku, na którego terenie działa 8 szkół noszących imię I. Łukasiewicza. Jak co roku Sanocki Oddział SITPNIg, przy wsparciu PGNiG SA Oddział w Sanoku, zorganizował już XXX Spartakiadę Szkół Podstawowych im. I. Łukasiewicza. Stowarzyszenie włącza się również do organizacji imprez poprzez przekazywanie szkołom upominków na nagrody dla laureatów konkursów, członkowie Zarządów Oddziałów, na terenie których znajdują się szkoły, biorą udział w uroczystościach szkolnych.

Zarządy Oddziałów SITPNIg, Kół Zakładowych, Kluby Seniora (przy Oddziałach SITPNIg w Gdańsku, Krośnie, Sanoku, Krakowie, Łodzi, Poznaniu, Warszawie II i Zielonej Górze) organizowały dla członków spotkania integracyjne, spotkania z okazji uroczystości branżowych, jubileuszowych, wyjazdy naukowo-techniczne i turystyczne krajowe i zagraniczne, wystawy, odczyty. Ogółem zorganizowano 3 zagraniczne wyjazdy naukowo-techniczne, w których wzięło udział 99 osób oraz 18 krajowych wyjazdów naukowo-technicznych, w których wzięło udział 468 osób. Pozostałe spotkania w liczbie 99 zgromadziły 3544 osób.

W SITPNIg działa Komisja ds. Pomocy Kołżeńskiej, której działalność sprowadza się do

pomocy osobom, które znalazły się w szczególnie trudnej sytuacji materialnej. Wnioski składają Zarządy Oddziałów SITPNIg lub Kluby Seniora. W 2017 roku przyznano pomoc dla 12 osób.

Członkostwo honorowe SITPNIg oraz odznaczenia i wyróżnienia nadawane są osobom mającym szczególne zasługi w działalności SITPNIg lub wybitne osiągnięcia na rzecz przemysłu naftowego i gazowniczego. Godność członka honorowego nadaje Walny Zjazd Delegatów na wniosek Zarządu Głównego SITPNIg. XL NWZD nadał członkostwo honorowe 3 zasłużonym członkom Stowarzyszenia: Adamowi Janasowi, Andrzejowi Machela-Olszackiemu i Stanisławowi Józefczykowi. Lista wszystkich Członków Honorowych SITPNIg jest dostępna pod adresem: <http://www.sitpni.g.pl/czlonkowie/honorowi>. Członkostwo honorowe SITPNIg dotychczas zostało nadane 79 osobom, z czego, na koniec 2017 roku, żyjących członków honorowych było 33.

W 2017 r. Zarząd Główny nadał członkom SITPNIg 7 Diamentowych Odznak Honorowych SITPNIg, 13 Złotych Odznak Honorowych SITPNIg i 25 Srebrnych Odznak Honorowych SITPNIg. Dodatkowo Zarząd Główny SITPNIg wnioskuje do Zarządu Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT o nadanie członkom SITPNIg: 1 Srebrnej Odznaki Honorowej NOT i 1 Diamentowej Odznaki Honorowej NOT. Kapituła Honorowej Szpady SITPNIg nadała Honorową Szpadę SITPNIg dla najlepszego absolwenta Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska i Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej im. St. Staszica w Krakowie. Wręczono również dyplomy wyróżnienia z określeniem lokaty ukończenia studiów 14. absolwentom WGGiOŚ oraz 4. absolwentom WWNiG nominowanym do Konkursu o Honorową Szpadę SITPNIg. Szpady zostały wręczone podczas uroczystego dyplomatorium.

Na koniec 2017 roku 17 podmiotów gospodarczych było zrzeszonych przy SITPNIg jako członkowie wspierający: <http://sitpni.g.pl/czlonkowie/wspierajacy>

W ramach współpracy prowadzono promocję tych firm podczas konferencji i innych wydarzeń organizowanych przez stowarzyszenie, zapraszano ich przedstawicieli do udziału w konferencjach naukowo-technicznych i wygłaszania referatów, udostępniano łamy „Wiadomości Naftowej i Gazowniczych” do prezentacji firm.

Kontynuowano wydawanie czasopism stowarzyszeniowych: miesięcznika – „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” ([www.wnig.pl](http://www.wnig.pl)) z wkładką „Biuletyn Informacyjny ZG SITPNIg” - ukazało się 12 numerów „Wiadomości...”, oraz kwartalnika „Wiek Nafty” – zeszytów naukowo-historycznych wydawanych przez Fundację Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce – ukazały się 4 numery.

Od 2004 roku ściśle współpracujemy z European Association of Geoscientists & Engineers (EAEG). W ramach współpracy, co roku otrzymujemy bezpłatne miejsce na konferencji i wystawie EAEG. W 2017 roku uczestniczyliśmy w 79 Konferencji i Wystawie EAGE w Paryżu (12-15.06.2017r.). Przedstawiciele zarządu EAGE zostali zaproszeni na 12 Polski Kongres Naftowców i Gazowników, na którym będą prezentować organizację i działalność EAGE oraz odbędzie się wystąpienie prezydenta EAEG Jean Jacques Biteau pt. „The Extractive Petroleum Industry: The Revolution of Shale Hydrocarbons as part of unconventional hydrocarbons”. Trwają prace nad udostępnieniem przez EAEG jednostanowiskowego dostępu do swoich zasobów informatycznych dla członków SITPNIg. Na bieżąco otrzymywaliśmy miesięcznik FIRST BREAK.

Polski Komitet Narodowy Światowej Rady Naftowej (Polish National Committee World Petroleum Council) stanowi oficjalną reprezentację Polski w Światowej Radzie Naftowej poprzez uczestnictwo jego przedstawicieli w Stałej Radzie (Permanent Council). SITPNIg wspiera działalność Polskiego Komitetu Narodowego WPC, zapewniając mu siedzibę oraz prowadzenie spraw organizacyjno-finansowych. W kadencji 2016-2020 przedstawicielami PKN ŚRN są: Piotr Woźniak – przewodniczący, Wiesław Prugar – wiceprzewodniczący, Piotr Działio – sekretarz. W 2017 roku SITPNIg uczestni-

czyło w 22 Światowym Kongresie Naftowym, który się odbył w dniach 9-13 lipca 2017 r. w Istantule. W Kongresie, jako wolontariusze po raz pierwszy uczestniczyli przedstawiciele z Polski (wyłonieni podczas konkursu ogłoszonego w grudniu 2016 r. przez PKNiSRN). Również po raz pierwszy w skład Komitetu Młodych Profesjonalistów (Young Professionals) na kadencję 2017-2020 weszła przedstawicielka z Polski - Klaudia Wilk. Decyzja w tym zakresie została podjęta 9 lipca podczas posiedzenia Światowej Rady Naftowej (Council Meeting).

Działalność szkoleniowa, ekspercka i rzeczoznawcza. Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa prowadził szeroką działalność podnoszącą kwalifikacje zawodowe pracowników przemysłu naftowego i gazowniczego: szkolenia zawodowe, szkolenia w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy, kursokonferencje, egzaminy zawodowe, szkolenia energetyczne. W roku 2017 Ośrodek organizował własne szkolenia jak również nadzorował, rozliczał i wspomagał działalność Oddziałów OSiR. Oddziały OSiR działały przy Oddziałach SITPNIg w Czechowicach, Katowicach, Łodzi, Poznaniu, Krośnie, Krakowie, Warszawie II. W zakresie działalności szkoleniowej OSiR współpracował również z Oddziałami SITPNIg w Pile, Sanoku, Tarnowie i Zielonej Górze. Łącznie w 2017 r. zorganizowano 60 różnych form kształcenia, w czasie których przeszkolono 2558 osób. Wydano 9007 uprawnień energetycznych w postaci wydanych świadectwa kwalifikacyjnych osobom, które przedłożyły wnioski o nadanie im uprawnień dozоровych bądź eksploatacyjnych w określonych zakresach

Realizując działalność rzeczoznawczą OSiR wraz ze swoimi oddziałami wykonał 25 prac (w tym ekspertyzy, opracowania, opinie, projekty techniczne itp.). W realizacji pozostaje 25 prac dotyczących głównie dokumentacji projektowych. Również Oddziały SITPNIg zorganizowały 731 różnych form szkoleń (egzaminy, kursy, pokazy sprzętu itp.), w których wzięły udział 4153 osoby.

Aktywnie uczestniczyły SITPNIg w działalności na rzecz Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce głównie w zakresie: utrzymania i rozwoju muzeum, zabezpieczenia obiektów technicznych, urządzeń i przedmiotów mających historyczne znaczenie, a związanych z przemysłem naftowym i gazowniczym, systematycznego zwiększania i modernizowania ekspozycji muzeum oraz poszerzenie ekspozycji, promocji muzeum oraz wiedzy z dziedziny historii przemysłu naftowego i gazowniczego, dbałości o dziedzictwo kulturowe, i ochronę zabytków polskiej kultury związanej z przemysłem naftowym i gazowniczym, współpracy z wszelkimi osobami i instytucjami o podobnych celach działania, pomocy w gromadzeniu przez muzeum w Bóbrce pamiątek i innych eksponatów mających tematyczny związek z przemysłem naftowym i gazownictwem.



Obrady 22 Kongresu WPC. Fot. arch. SITPNIg



Goście z AGH na stoisku SITPNIg. Fot. arch. SITPNIg

Ponadto przy współudziale SITPNIg opracowano i zrealizowano scenariusze 3 wystaw czasowych: o Władysławie Długoszu – senatorze, wieloletnim prezesie Krajowego Towarzystwa Naftowego w rocznicę jego śmierci, o historii szkolnictwa naftowego z okazji 70-lecia krośnieńskiej szkoły naftowej, a także wystawę poświęconą ciekawym zdarzeniom, jakie odnotowały czasopisma naftowe 80, 90, 100 lat temu.

W ramach współpracy SITPNIg z Polską Izbą Inżynierów Budownictwa, SITPNIg jest udziałowcem Spółki z o.o. wydającej czasopismo „Inżynier Budownictwa”, o nakładzie ok. 100 000 egz. Dodatkowo członkowie Oddziałów SITPNIg w Poznaniu i Łodzi uczestniczą w pracach Krajowej, Regionalnej i Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa.

SITPNIg współpracuje również z Izbą Gospodarczą Gazownictwa. W ramach współpracy na-

sze stowarzyszenie współuczestniczy m.in. w przygotowywaniu i uzgadnianiu opinii oraz wniosków dotyczących branży gazowniczej w zakresie aktów normatywnych i prawnych np.: rozporządzeń i przepisów, które przesyłane są ze szczebla rządowego do konsultacji, a także w organizacji kongresów. Jako partnerzy wspólnie z IGG i PZITS rozpoczęliśmy prace przygotowawcze do 39. Zjazdu Gazowników mającego odbyć się w Warszawie 14 i 15 marca 2019 roku.

Wszystkim Członkom Zwyczajnym, Wspierającym, składamy serdeczne podziękowania za wsparcie działalności naukowo-technicznej i za uczestnictwo w życiu stowarzyszenia. Ośrodkowi Szkolenia i Rzeczoznawstwa za realizację szkoleń oraz opinii, ekspertyz i projektów technicznych.

Jolanta Likus



# SITPNIg weźmie udział w Konferencji EAGE 2018 w Kopenhadze



W Konferencji EAGE 2018 w Kopenhadze (11-14 czerwca) weźmie udział ponad 350 ekspertów wystawców z branży nauk o ziemi, inżynierii i produkcji energii z udziałem ponad 6000 delegatów z całego świata w tym przedstawiciele SITPNIg.

Zachęcamy do udziału w konferencji w Kopenhadze, aby wysłuchać najnowszych osiągnięć, nowych produktów i sposobów, w jaki wychodzi przemysł naprzeciw zmieniającym się potrzebom klientów. Poznaj pracowników i zadaj wszelkie pytania dotyczące pracy.

Aby uzyskać więcej informacji na temat rejestracji, lokalizacji, harmonogramu i gdzie można nas znaleźć, sprawdź specjalną stronę EAGE: [www.eageannual2018.org](http://www.eageannual2018.org)

J. Wójcik

## Maria Knapczyk — pożegnanie

10 marca 2018 roku rodzina, przyjaciele i znajomi pożegnali na Cmentarzu Parafialnym w Niepołomicach Koleżankę Marię Knapczyk. Odeszła szybko, niespodziewanie 3 marca 2018 roku, pozostawiając nas w głębokim smutku.

Maria Knapczyk urodziła się 12.07.1931r, w Niepołomicach. Dzieciństwo spędziła w rodzinnej miejscowości. W 1951 roku ukończyła Liceum Ogólnokształcące Sióstr Prezentek w Krakowie. Wysoko ceniła zdobytą tam wiedzę i przyjaźń z koleżankami, która trwała do końca życia. W 1967 roku ukończyła Studium Nauk Społecznych – Wydział Socjologii Pracy. Całe życie zawodowe związała z przemysłem naftowym.

Pracę zawodową rozpoczęła w Centrali Produktów Naftowych Oddział w Krakowie. Członkiem SITPNIg została w 1965 roku. W 1968 roku rozpoczęła pracę w Stowarzyszeniu Naukowo-Technicznym Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, gdzie aż do przejścia na emeryturę w roku 1984 kierowała pracami sekretariatu Biura Zarządu Głównego SITPNIg. Od 2004 roku działała w Klubie, a następnie w Kole Seniorów SITPNIg pełniąc funkcję sekretarza. Pracowitość, uczynność, koleżeńskość, wrażliwość, obowiązkowość, taktowność, otwartość na problemy zwłaszcza seniorów i osób potrzebujących pomocy to cechy jej osobowości. Wspomagała działalność Fundacji Św. Brata Alberta. Za pracę zawodową i społeczną była wyróżniona:

- Diamentową Odznaką Honorową SITPNIg,
- Tytułem Zasłużonego Seniora SITPNIg,
- Srebrną Odznaką Honorową NOT.

Bardzo będzie nam brakowało Jej przyjaźni, którą nas zawsze darzyła, obecności na cotygodniowych spotkaniach, dobrych rad, radości, którą wносиła w nasze życie.



## Z dedykacją dla młodego pokolenia



*Kolejny rok działalności Salonu Wystaw PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze dedykowany jest przede wszystkim dzieci i młodzieży, wystawom dokumentującym ich pomysły i widzenie świata lub inspirujących do działania. W jubileuszowym roku dla Oddziału w Salonie organizujemy również warsztaty dla dzieci. W lutym były one związane z wystawą scenografii, a w marcu – z przygotowaniem do Świąt Wielkiej Nocy.*

### Scenografia Teatru Rozrywki Trójkąt

Wernisaż wystawy zbioru elementów scenografii Teatru Rozrywki Trójkąt, odbył się 1 lutego. Na wystawie „OBIEKTY TEATRALNE” mogliśmy zobaczyć wybrane elementy scenograficzne, lalki, kostiumy i inne przedmioty wykorzystywane w spektaklach. Obiekty te są różnorodne – od rekwizytów i małych teatralnych lalek, do kilkumetrowych form animowanych od wewnątrz, od skromnych kostiumów do bogato zdobionych, rekonstrukcyjnych szat. Zróżnicowanie to wynika z bogactwa propozycji stylistycznych poszczególnych spektakli, z których jedne są interaktywnymi, oszczędnymi w formie spektaklami dla dzieci, inne – pełnymi detalami, bogatymi rekonstrukcjami historycznymi. Jedne, kameralne, operują środkami wyrazu w mikroskali lalkowego teatryku, te plenerowe zaś często wypełniają przestrzeń miejskiego rynku czy ulicy.

Teatr Rozrywki Trójkąt z Zielonej Góry istnieje od 2010 roku. Założycielami teatru są Beata i Artur Belingowie. Do realizacji spektakli zaproszeni są również inni aktorzy i muzycy.

Od początku działalności do 2018 roku powstały 23 spektakle o bardzo zróżnicowanym charakterze i formach wyrazu, skierowane zarówno do dzieci, jak i dorosłych.

TRT jest jedyną zawodową formacją w Polsce programowo tworzącą także szczególne przedstawienia, bazujące na tradycji średniowiecznej i inspirowane średniowieczem.

### Fantastyczne Kamieniczki

Wernisaż wystawy prac plastycznych uczniów Szkoły Podstawowej nr 1 w Zielonej Górze i ich opiekuna Roberta Tomaka, odbył się 9 marca.

Wystawa „Fantastyczne kamieniczki” inspirowana jest pięknem polskich kamieniczek m.in. Zamościa, Kazimierza nad Wisłą, Po-



Robert Tomak i jego podopieczni. Fot. Archiwum Oddziału

znania, Wrocławia, Gdańska i naszej Zielonej Góry. Twórcy przekazują swoją wizję pięknych form zabudowy miasta. Analizują fasadę, układ okien, drzwi, ozdób architektonicznych, odnoszą się do czasów, w jakich powstają obiekty.

Robert Tomak to nauczyciel plastyki w SP 1 i twórca form rzeźbiarskich w Zielonej Górze: m. in. Ignacego Łukasiewicza, Matki Sybiraczki, Żołnierzy Wyklętych oraz kilkunastu Bachusiaków. Swoje doświadczenia i emocje artystyczne przekazuje młodemu pokoleniu, a efektem tej pracy są szkolne wystawy, które kolejny raz były prezentowane w Salonie Wystaw PGNiG SA w Zielonej Górze.

Jolanta Pietras  
Dział Komunikacji i PR  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Dzieci pracowników przygotowywały się 24.03. do świąt. Fot. Archiwum Oddziału



Teatr lalek powstał dzięki pracy artystów z TR „Trójkąt”. Fot. Archiwum Oddziału



Warsztaty w dniu 3.02. pozwoliły dzieciom poznać i przećwiczyć kilka form teatralnych. Fot. Archiwum Oddziału

# Bezpieczeństwo

dzięki  
dywersyfikacji

PGNiG od lat stoi na straży energetycznego bezpieczeństwa Polski. Zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu i ropy odbiorcom indywidualnym oraz przedsiębiorstwom to efekt konsekwentnie realizowanej strategii biznesowej oraz polityki dywersyfikacji źródeł pozyskiwania surowców.

Dzięki koncesjom na eksploatację złóż w Norwegii, projektowi Baltic Pipe, dostawom gazu typu LNG przez gazoport im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz stałemu zwiększaniu zdolności wydobywczej ze złóż krajowych niezmiennie utrzymujemy pozycję lidera na polskim rynku.



# ZAPEWNIAMY BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE



[www.gaz-system.pl](http://www.gaz-system.pl)