

NR 1 (201)
styczeń
2015 r.
miesięcznik
Rok XVIII
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



EuRoPol GAZ s.a.
Liderem Bezpieczeństwa Technicznego



www.alpejczyk.pl

Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji
przy PGNiG S.A. w Warszawie

XV JUBILEUSZOWE MISTRZOSTWA POLSKI Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim

Konferencja „Rola sportu w biznesie”
pod Patronatem Prezesa PGNiG S.A.

12 - 15 lutego 2015 ****HOTEL ARŁAMÓW****

www.arlamow.pl



Koncert zespołu
WEM



Więcej informacji: www.alpejczyk.pl

PATRONAT MEDIALNY





Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Witam serdecznie w Nowym Roku i zgodnie ze zwyczajem, wszystkim naszym stałym i nowym Czytelnikom oraz Współpracownikom i Autorom składam na progu Nowego Roku życzenia wszystkiego najlepszego w życiu osobistym, zawodowym. Życzę również szczęścia i zdrowia.

Nowy Rok to nowe wyzwania, ale również i nowe problemy oraz pytanie jaki on będzie?

Konflikt ukraińsko-rosyjski trwa i zapewne będzie jeszcze trwał długo, gdyż nie widać poprawy sytuacji oraz całkowicie brak pozytywnych działań ze strony Rosji (separatystów rosyjskich). Zachód nałożył sankcje na rosyjski sektor naftowy, który boryka się z dużymi problemami i nie sądzę, aby udało się mu z nich wyjść. Syria i północny Irak został zajęty przez dżihadystów, których siły dotarły w okolice kontrolowanych przez Kurdów pól naftowych. Ubiegłoroczna, listopadowa decyzja OPEC o pozostawieniu bez zmian limitów produkcji ropy naftowej, również mocno wpływa i będzie wpływała na cenę tego surowca na świecie. Już spadła cena za baryłkę ropy naftowej, obecnie to ok. 50 USD, a jeszcze w czerwcu 2014 roku oscylowała wokół 120 USD. Jak podają analitycy, mimo tak dużego spadku cen ropy na światowych rynkach nie spada jej produkcja. Nawet, gdy jej cena spadnie poniżej 40 USD za baryłkę jej produkcja będzie opłacalna i tylko niewiele, bo około 1,5% wszystkich eksploatowanych pól naftowych na świecie może przynosić straty. W krajach OPEC produkcja ze złóż konwencjonalnych jest opłacalna nawet przy cenie 20 USD za baryłkę. Jeszcze lepiej wygląda sprawa z ropą z formacji łupkowych, jej eksploatacja będzie opłacalna nawet przy cenie 30 USD za baryłkę.

Co nas zatem czeka? Tania ropa (tania energia) napędza gospodarki szczególnie krajów szybko rozwijających się, czy zatem tempo wzrostu gospodarczego wzrośnie w Chinach, czy Indiach. Jak będzie wyglądała gospodarka USA, a jak Europy i Polski? Jak będzie wyglądała

sytuacja w Rosji? Jak pamiętamy duży spadek cen na początku lat 80. ubiegłego wieku ze 100 do 30-40 dolarów za baryłkę skutkowało katastrofą gospodarczą i społeczną, a co za tym poszło i polityczną ZSRR. Jakie zatem będą skutki obecnej sytuacji dla Rosji i czy społeczeństwo rosyjskie to wytrzyma? I jeszcze jedno, na jakim poziomie będzie cena gazu ziemnego na światowych rynkach i jak będzie ona wyglądała w Polsce?

To są pytania, które pewnie nurtują nas wszystkich i trochę patrzymy z niepokojem na rozwój wydarzeń politycznych na świecie, ale szczególnie niepokojące są: konflikt na wschodzie Ukrainy, jak i rozwój państwa islamskiego.

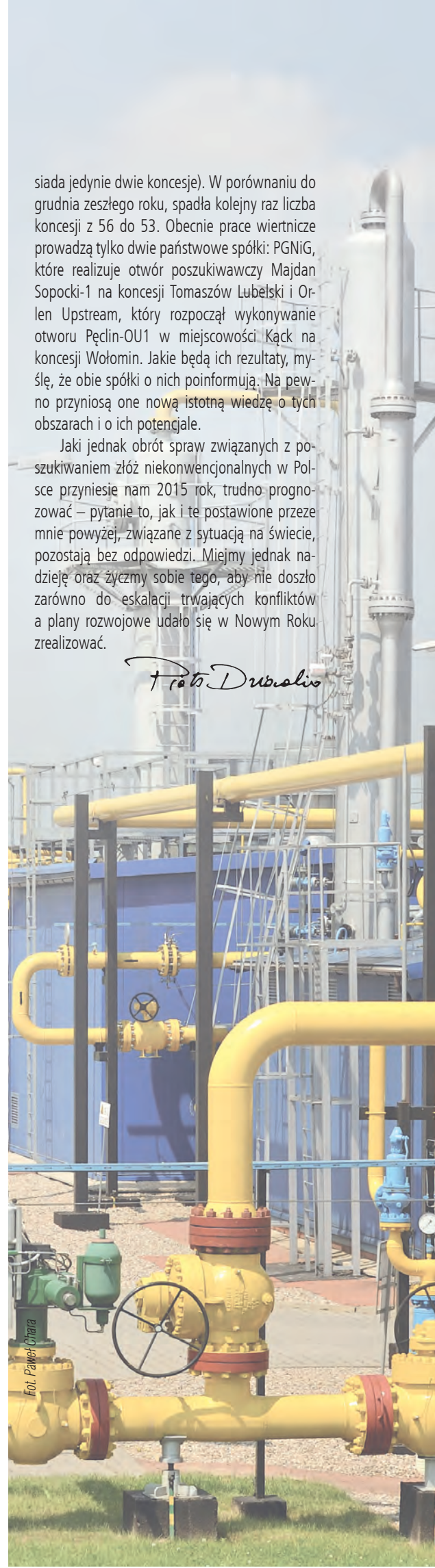
Wracając na nasze podwórko zastanawiam się, jak będzie wyglądał rozwój poszukiwań zarówno złóż konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych, gdyż dynamika tych ostatnich słabnie z miesiąca na miesiąc. Oficjalnie jedynie PGNiG podało, że będzie kontynuowało prace związane z poszukiwaniem złóż gazu z formacji łupkowych w 2015 i kolejnych latach, co ujęto w zaprezentowanej pod koniec 2014 roku długofalowej strategii koncernu. Jak podaje komunikat, mimo że dotychczasowe poszukiwania „gazu łupkowego” nie przyniosły spodziewanych rezultatów PGNiG utrzyma swoje zaangażowanie w poszukiwanie tego surowca, a w 2016 r. koncern podejmie kluczowe decyzje co do przyszłości tego zaangażowania. Cieszy również fakt, że strategia ta obejmuje wzmocnienie segmentu poszukiwań (planowane nakłady inwestycyjne na poszukiwanie węglowodorów w 2015 roku wyniosą ok. 900 mln zł) i wydobywania węglowodorów. Dobrze wróży decyzja oraz akwizycja przez PGNiG udziałów w nowych złożach na szelfie norweskim (za kwotę ok. 400 mln zł) oraz podpisanie umowy między PGNiG a LOTOS Petrobaltic o wspólnych operacjach na koncesji Górowo-Łławeckie w północno-wschodniej Polsce. To tam mogą występować akumulacje ropy naftowej w utworach kambru, podobne do tych znanych z obwodu kaliningradzkiego i Litwy.

Pod znakiem zapytania staje zaangażowanie firm zagranicznych w poszukiwanie gazu z łupków w Polsce. Świadczy o tym osłabienie ich aktywności w drugiej połowie 2014 roku spowodowane brakiem ekonomicznego przepływu gazu ziemnego po przeprowadzeniu prób szczelinowania w kilku otworach (od 2010 roku szczelinowanie hydrauliczne przeprowadzono w 25 otworach) oraz kolejna decyzja o rezygnacji z dwóch koncesji poszukiwawczych, tym razem amerykańskiej firmy Chevron (obecnie po-

siada jedynie dwie koncesje). W porównaniu do grudnia zeszłego roku, spadła kolejny raz liczba koncesji z 56 do 53. Obecnie prace wiertnicze prowadzą tylko dwie państwowe spółki: PGNiG, które realizuje otwór poszukiwawczy Majdan Sopocki-1 na koncesji Tomaszów Lubelski i Orlen Upstream, który rozpoczął wykonywanie otworu Pęćlin-OU1 w miejscowości Kąck na koncesji Wołomin. Jakie będą ich rezultaty, myślę, że obie spółki o nich poinformują. Na pewno przyniosą one nową istotną wiedzę o tych obszarach i o ich potencjale.

Jaki jednak obrót spraw związanych z poszukiwaniem złóż niekonwencjonalnych w Polsce przyniesie nam 2015 rok, trudno prognozować – pytanie to, jak i te postawione przeze mnie powyżej, związane z sytuacją na świecie, pozostają bez odpowiedzi. Miejmy jednak nadzieję oraz życzymy sobie tego, aby nie doszło zarówno do eskalacji trwających konfliktów a plany rozwojowe udało się w Nowym Roku zrealizować.

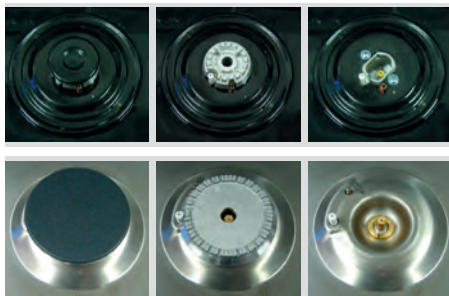
Piotr Dziadzio



Fot. Paweł Chyra

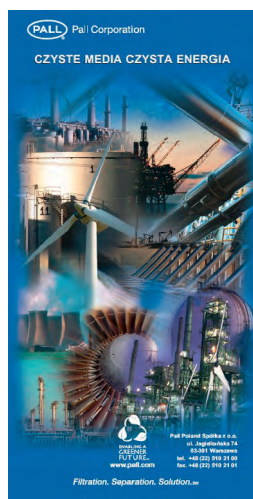
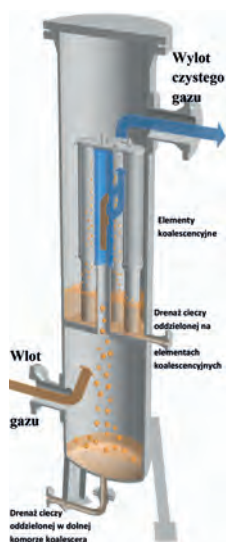
NAUKA I TECHNIKA.

- Współspalanie mieszanin biogazu rolniczego z LNG lub z LPG jako alternatywa dla zatłaczania biogazu do sieci 4



- Korzystne zmiany wprowadzone do znowelizowanego rozporządzenia MG w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. z 2013 r. poz. 640) 13

- Jak porównywać elementy koalescencyjne 19



- EuRoPol GAZ s.a. Liderem Bezpieczeństwa Technicznego 24



- Jubileusz 70-lecia Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego 26



WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Na Ziemi Kościańskiej 28



WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
31-503 Kraków, ul. Lubicz 25, 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@interia.pl, <http://www.wnig.pl>

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO
dr inż. Stanisław Szafran – przewodniczący

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

DRUK:
FLEXERGIS Sp. z o.o., 33-300 Nowy Sącz,
ul. Elektrodowa 45C, tel. 18 444 33 44

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 1500 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. – Tłocznia Gazu Ciechanów. Fot. arch. EuRoPol GAZ s.a.

■ Paproć od 20 lat



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

- PGNiG finalizuje zakup czterech złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym  31
- PGNiG i LOTOS Petrobaltic wspólnie poszukują ropy w północno-wschodniej Polsce 31
- PGNiG przyjęło nową strategię 31
- Ropa staniała! 32
- Znów o rurociągu Odessa-Brody-Płock 32
- Koncesje stare i nowe 32
- Rosja rezygnuje z budowy South Stream 33
- Halliburton kupuje Baker Hughes 33
- Nowe możliwości importu gazu ziemnego do Polski z kierunku zachodniego  34
- GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczyna prace projektowe dla nowych gazociągów  34
- PKN ORLEN ponownie w „RESPECT Index”  34

BIULETYN **INFORMACYJNY**

- Kalendarium 35
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 35

RADA PROGRAMOWA WNiG

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący
prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – z-ca przewodniczącego

Członkowie:

Urszula Furtak
Andrzej Koźlecki
Jacek Marczyk
Maciej Nowakowski
Stanisław Rychlicki
Łukasz Ryś
Jan Sęp
Jerzy Stopa
Stanisław Szafran
Zygmunt Śliwiński
Magdalena Wajda

30

■ Rozstrzygnięcie IX edycji Konkursu o Honorową Szpadę SITPNIg

36



SPORT, REKREACJA **W** TURYSTYKA.

■ XIII Edycja Barbórkowego Turnieju w Kręgle o Puchar Przewodniczącego Koła SITPNIg 2014 37



■ VI Rajd Rowerowy SITPNIg – Rajskie w Bieszczadach 40



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 inż. Krystian Liszka
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy tematyczni:

dr inż. Krystian Liszka – 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

Współspalanie mieszanin biogazu rolniczego z LNG lub z LPG jako alternatywa dla zatłaczania biogazu do sieci



Robert Wojtowicz

Co-firing of mixtures agricultural biogas with LNG or LPG as an alternative to injection of biogas to the grid

Abstract

The Paper presents results of tests carried on household appliances used for food preparation which were powered by mixtures agricultural biogas with LNG or LPG. The tested devices were designed to burn gas groups E or Lw. Prepared mixtures had energetic parameters which correspond to the minimum requirements for second family gases groups E and Lw. The article contains characteristics of agricultural biogas and agricultural biogas production potential in Poland

Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki badań przeprowadzonych na urządzeniach domowych służących do przygotowywania posiłków, które były zasilane mieszaninami biogazu rolniczego z LNG lub z LPG. Badane urządzenia przystosowane były do spalania gazów ziemnych grupy E lub grupy Lw. Przygotowane mieszanki miały parametry energetyczne odpowiadające minimalnym parametrom dla gazów drugiej rodziny grupy E i grupy Lw. W artykule scharakteryzowano biogaz oraz potencjał produkcyjny biogazu rolniczego w Polsce.

Wstęp

W dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030” [8] podstawowymi kierunkami tej polityki są m.in.:

- poprawa efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,

- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Do głównych celów tej polityki zaliczyć należy:

- wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych,
- osiągnięcie 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych w 2020 roku
- większą dywersyfikację źródeł energii oraz opracowanie optymalnych warunków dla rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

Kolejnym dokumentem, który dotyczy bezpośrednio biogazu rolniczego jest przyjęty przez Radę Ministrów dnia 13 lipca 2010 r. a opracowany przez Ministerstwo Gospodarki we współpracy z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi dokument pod nazwą „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010 – 2020”. Zapisano w nim, że główne cele rozwoju biogazowni rolniczych to:

- zabezpieczenie dostaw tego nośnika energii dla mieszkańców wsi i małych miasteczek oddalonych od gazowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych;
- poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł energii i miejsc ich wytwarzania [11].

W dokumencie zapisano, że w gestii inwestorów pozostanie kwestia sposobu wykorzystania tego gazu – czy przez wtłoczenie do krajowej sieci dystrybucyjnej lub infrastruktury dystrybucyjnej gazu administrowanego przez

samorządy lokalne, czy przez wytworzenie energii elektrycznej lub ciepła [1].

W przypadku zatłaczania biogazu do krajowej sieci dystrybucyjnej, biogaz powinien zostać oczyszczony do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego tą siecią.

Dlatego oprócz usunięcia z biogazu związków siarki, wilgoci oraz innych zanieczyszczeń szkodliwych dla pracy urządzeń konieczne jest także usunięcie CO₂.

W pracy zaproponowano rozwiązanie polegające na mieszanii wstępnie oczyszczonego biogazu rolniczego (pozbawionego związków siarki, wilgoci oraz innych zanieczyszczeń szkodliwych dla pracy urządzeń bez eliminacji CO₂) z gazem z regazyfikacji LNG lub z gazem LPG w takich proporcjach aby parametry powstałych mieszanin odpowiadały parametrom energetycznym wymaganym dla gazów drugiej rodziny grupy E i grupy Lw. Po analizie uzyskanych wyników badań na wytypowanych urządzeniach użytku domowego można będzie ocenić, czy zaproponowane mieszanki nadają się do spalania w urządzeniach przystosowanych dla gazów grupy E i Lw bez potrzeby ich modyfikacji.

Biogaz rolniczy

Biogaz w tym biogaz rolniczy to gaz składający się głównie z metanu i dwutlenku węgla oraz w mniejszej ilości z azotu, siarkowodoru, tlenku węgla, amoniaku i tlenu. Zawartość najbardziej pożądanego składnika, czyli metanu w biogazie zawiera się w dość szerokich granicach bo od ok. 40% do nawet 75 %. Metan determinuje wartość kaloryczną biogazu, im więcej metanu, tym ta wartość jest wyższa.

Biogaz rolniczy może być uzyskiwany:

- w procesie beztlenowej fermentacji biomasy pochodzącej z upraw energetycznych, pozostałości z produkcji rolniczej i odchodów zwierzęcych;
- w procesie beztlenowej fermentacji biomasy pochodzącej z odpadów w rzeźniach, browarach i pozostałych branżach żywnościowych.

W tabeli 1 przedstawiono procentowy skład biogazu wg różnych źródeł.

Tabela 1. Procentowa zawartość składników biogazu wg różnych źródeł

Składnik biogazu	Udział [2]	Udział [3]
	% obj.	% obj.
Metan	45-75	50-75
Dwutlenek węgla	28-45	25-45
Wilgoć	Nasycony	Nasycony
Siarkowodór	< 10 ppm	0-1
Azot	< 3	0-3
Tlen	< 2	0-1
Wodór	Ilości śladowe	0-1

Skład biogazu zależy od procesu technologicznego jak również od zastosowanych substratów do jego produkcji. Obecnie w większości działających w Polsce biogazowniach rolniczych produkowany biogaz wykorzystywany jest do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w układach kogeneracyjnych opartych na silnikach iskrowych. Oprócz tego biogaz rolniczy może być wykorzystany:

- do produkcji energii elektrycznej w turbinach gazowych,
- do produkcji ciepła w przystosowanych kotłach gazowych;
- jako paliwo do zasilania pojazdów samochodowych;
- do zatłaczania do sieci gazowych po uprzednim uzdatnieniu go do parametrów gazu rozprowadzanego tą siecią;
- do wykorzystania w procesach technologicznych np. w produkcji metanolu [11].

Wybór sposobu zagospodarowania biogazu rolniczego uzależniony jest od wielu czynników, z których najważniejsze to:

- możliwość sprzedaży nadwyżek wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci;
- możliwość wykorzystania wytworzonego ciepła na cele technologiczne lub społeczne;
- odległość źródła biogazu od zakładów przemysłowych, osiedli mieszkaniowych [11].

Jak już wcześniej wspomniano biogaz rolniczy oprócz metanu oraz dwutlenku węgla zawiera również szereg zanieczyszczeń, które podano w tabeli 1. Dodatkowo biogaz może zawierać szereg innych zanieczyszczeń, niewystępujących w typowych gazach ziemnych, a które mogą negatywnie wpływać zarówno na infrastrukturę transportową gazu, jak i bezpieczeństwo jego odbiorców. Tego typu zanieczyszczeniami są m.in.: siloksany, chlorowcopochodne węglowodorów, amoniak czy mikroorganizmy [10]. Powstały np. w reakcji z tlenem i parą wodną

kwaski siarkowy działa niszcząco na poszczególne elementy instalacji [4]. Dlatego przed użytkowaniem biogazu należy go oczyścić. Pozbawiony pary wodnej i siarkowodoru oraz innych zanieczyszczeń biogaz to mieszanina metanu i dwutlenku węgla, którą można już spalać w adoptowanych do tego celu układach kogeneracyjnych lub kotłach gazowych. Przyjmuje się, że biogaz o zawartości metanu powyżej 40% można już wykorzystywać energetycznie.

Zakładając, że para wodna, siarkowodor oraz inne zanieczyszczenia szkodliwe dla pracy urządzeń zostaną usunięte, po uśrednieniu składów podanych w tabeli 1 otrzymujemy biogaz składający się w przybliżeniu w 65% z metanu oraz w 35 % z dwutlenku węgla. Biogaz o takich parametrach można wykorzystywać poprzez spalanie w urządzeniach energetycznych natomiast w przypadku planowanego wprowadzenia gazu do sieci lub zastosowania go, jako paliwa transportowego konieczne jest uzdatnienie biogazu do biometanolu, czyli usunięcie także dwutlenku węgla [5].

W tabeli 2 zamieszczono minimalne parametry gazu ziemnego wysokometanowego E i zaazotowanego Lw oraz skład i parametry biogazu rolniczego oczyszczonego do minimalnych parametrów dla gazów ziemnych grupy E i Lw.

Innym sposobem wzbogacania pozbawionego wilgoci i siarkowodoru biogazu mogło być jego mieszanie z gazem pochodzącym z regazyfikacji LNG lub z gazem LPG aby uzyskać mieszaniny o parametrach energetycznych odpowiadających minimalnym wymaganiom określonym dla gazów drugiej rodziny grupy E i Lw. Tak przygotowany gaz mógłby być rozprowadzany lokalnymi sieciami dystrybucyjnymi administrowanymi przez samorządy lokalne i użytkowany w urządzeniach przystosowanych dla tych grup gazów bez konieczności ich modyfikacji. Ocenę możliwości użytkowania tak przygotowanych mieszanek w urządzeniach użyt-

ku domowego przystosowanych do spalania gazów ziemnych drugiej rodziny grupy E i Lw przeprowadzono na wytypowanych gazowych urządzeniach użytku domowego wykorzystywanych do przygotowywania posiłków.

Potencjał produkcyjny biogazu rolniczego w Polsce

Biogaz rolniczy w Polsce posiada nadal skromny udział w bilansie energetycznym kraju. Według rejestru firm zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego (stan na dzień 14.10.2014 r.), prowadzonego przez prezesa Agencji Rynku Rolnego (ARR) zarejestrowanych było 56 biogazowni rolniczych o zadeklarowanej, łącznej mocy 65,515 MW_e oraz 67,260 MW_t [6]. Według danych publikowanych przez ARR na 27.03.2014 r. w Polsce w 2013 r. wyprodukowano ok. 112 mln m³ biogazu rolniczego, z którego wyprodukowano ok. 228 GWh energii elektrycznej i ok. 249 GWh ciepła.

Potencjał produkcyjny biogazu rolniczego w Polsce stanowi najwyższy udział w całym oszacowanym potencjale biogazu w kraju. Mowa jest tu zarówno o odpadach hodowlanych, jak np. odchody zwierzęce, uprawy roślin, jak również o odpadach z upraw, odpadach z produkcji spożywczej jak również uprawach energetycznych, przeznaczonych do produkcji nośników energii.

Polska jest trzecim co do wielkości obszarem rolniczym w UE. Użytki rolne zajmują ok. 17 mln ha natomiast odłogi i ugory to kolejny 1 mln ha [7]. Szacuje się, że do wytworzenia 10 mld m³ metanu potrzeba ok. 1,9 mln ha terenów rolnych, to przy 1 mln ha nieużytków oznacza [8], że Polska dysponuje odpowiednim obszarem gwarantującym rozwój produkcji biogazu rolniczego.

Według różnych dokumentów i opracowań całkowity potencjał produkcyjny biogazu w Pol-

Tabela 2. Skład i parametry biogazu rolniczego oczyszczonego do minimalnych parametrów dla gazów ziemnych grupy E i Lw

Parametr		Jednostka	Minimalne parametry dla gazu E*	Biogaz rolniczy o minimalnych parametrach dla gazu E	Minimalne parametry dla gazu Lw*	Biogaz rolniczy o minimalnych parametrach dla gazu Lw
Skład gazu	Metan	% obj.	-	91,00	-	81,00
	Dwutlenek węgla	% obj.	-	9,000	-	19,00
Ciepło spalania H _c		MJ/m ³	34,00	36,25	30,00	32,26
Wartość opałowa H _i		MJ/m ³	31,00	32,66	27,00	29,07
Liczba Wobbego (górna) W _g		MJ/m ³	45,00	45,22	37,50	37,51
Liczba Wobbego (dolna) W _d		MJ/m ³	-	40,75	-	33,80
Gęstość		kg/m ³	-	0,831	-	0,957
Gęstość względna		-	-	0,643	,	0,740

Uwaga: parametry energetyczne i gęstość podano dla 0°C i p=1013,25mbar

* - Źródło: PN-C-04753:2011 Gaz ziemny – Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej, s. 5.

Tabela 3. Składy LNG i LPG wykorzystane do mieszania z biogazem rolniczym

Gaz	Skład				Hs	Hi	W _s (górna)	ρ	d
	Metan	Etan	Propan	Butan					
	% obj.	% obj.	% obj.	% obj.	MJ/m ³	MJ/m ³	MJ/m ³	kg/m ³	-
LNG	89,1	7,2	3,7	-	44,30	40,06	55,92	0,811	0,627
LPG	-	-	50	50	117,36	108,22	86,90	2,358	1,824

Uwaga: parametry energetyczne oraz gęstość podano dla warunków odniesienia 0°C i p=1013,25mbar

Tabela 4. Składy gazów po zmieszaniu biogazu rolniczego z LNG i LPG odpowiadające minimalnym wymaganiom określonym dla gazów drugiej rodziny grupy E i Lw

Parametr	Jednostka	Oznaczenia gazów oraz wartość parametru				
		B+LNG(_E)	B+LNG(_{Lw})	B+LPG(_E)	B+LPG(_{Lw})	
Skład gazu	metan	% obj.	81,1	74,9	49,8	56,6
	etan	% obj.	4,8	3,0	-	-
	propan	% obj.	2,5	1,5	11,8	6,5
	butan	% obj.	-	-	11,8	6,5
	dwutlenek węgla	% obj.	11,6	20,6	26,6	30,4
Ciepło spalania H _s	MJ/m ³	38,21	33,46	47,53	37,80	
Wartość opałowa H _i	MJ/m ³	34,53	30,21	43,42	34,38	
Liczba Wobbe'go (górna) W _s	MJ/m ³	45,14	37,76	45,04	37,50	
Liczba Wobbe'go (dolna) W _i	MJ/m ³	40,79	34,09	41,14	34,11	
Gęstość ρ	kg/m ³	0,926	1,015	1,439	1,314	
Gęstość względna d	-	0,717	0,785	1,114	1,016	
Proporcje mieszania LNG lub LPG i biogazu	m ³ LNG lub LPG/ m ³ biogazu	2	0,7	0,31	0,07	

Uwaga: parametry energetyczne oraz gęstość podano dla warunków odniesienia 0°C i p=1013,25mbar

sce przedstawia się następująco:

- W przyjętym przez Radę Ministrów w 2010 roku dokumencie „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020” potencjał teoretyczny oszacowano na 5 mld m³ biogazu rocznie, (osiągalny przy równoczesnym wykorzystaniu produktów ubocznych rolnictwa oraz wprowadzeniu celowych upraw energetycznych na substraty do biogazowni na powierzchni około 700 tys. ha); realny potencjał oparty na produktach ubocznych rolnictwa i przemysłu rolno-spożywczego – 1,7 mld m³ biogazu rocznie co odpowiada 850 ktoe (35,6 PJ) [1].
- W przyjętym przez Radę Ministrów w 2009 r. dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” zapotrzebowanie na energię finalną z biogazu w Polsce do 2020 r. określono sumarycznie dla energii elektrycznej i ciepła na 847,6 ktoe (35,5 PJ) - odpowiednik 1,2 % w zużyciu energii finalnej [8].
- W ekspertyzie przygotowanej dla Ministerstwa Gospodarki (Wiśniewski G. (red.) 2007) maksymalny potencjał ekonomiczny na 2020 r. oceniono na 204 PJ, w tym kisonki: 81 PJ oraz odpady 123 PJ (w tym przemysłowe: 26 PJ, odpady

rolnicze: 45 PJ) – razem równowartość ok. 6,6 mld m³ biogazu, odpowiednik 4,6% w zużyciu energii finalnej według ówczesnej prognozy zapotrzebowania kraju na energię finalną [2].

Uwaga: 1 tona oleju ekwiwalentnego (w skrócie toe) odpowiada 41,868 GJ – na podstawie danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej

Określenie proporcji mieszania biogazu rolniczego z LNG lub LPG

W celu realizacji założeń niniejszej pracy określono proporcje mieszania wstępnie oczyszczonego biogazu rolniczego z gazem z regazyfikacji LNG lub z gazem LPG aby w końcowym efekcie uzyskać gaz o parametrach energetycznych odpowiadających minimalnym wymaganiom określonym dla gazów drugiej rodziny grupy E i grupy Lw zgodnie z normą PN-C-04753:2011 (patrz tabela 2)

Poczynione założenie uzdatniania biogazu w celu uzyskania minimalnych parametrów energetycznych dla poszczególnych gazów, wynika z faktu, że takie gazy najtrudniej spalać w urządzeniach przystosowanych dla danej grupy gazu.

Na potrzeby pracy założono, iż mieszanki tworzone będą w oparciu o biogaz składający się w 65% z metanu oraz w 35 % z dwutlenku

węgla, do którego będą dodawane albo gaz z regazyfikacji LNG lub gaz płynny LPG o składach podanych w tabeli 3. Składy powstałych mieszanek oraz ich parametry energetyczne podano w tabeli 4.

Dla celów niniejszej pracy ograniczono skład gazu LNG do trzech składników (patrz tabela 3) a udział węglowodorów wyższych od propanu dodano do udziału propanu w gazie.

Oznaczenie gazów

- B+LNG(_E) – mieszanka biogazu rolniczego i gazu z regazyfikacji LNG odpowiadająca minimalnym wymaganiom dla gazu drugiej rodziny grupy E
- B+LNG(_{Lw}) – mieszanka biogazu rolniczego i gazu z regazyfikacji LNG odpowiadająca minimalnym wymaganiom dla gazu drugiej rodziny grupy Lw
- B+LPG(_E) – mieszanka biogazu rolniczego i gazu LPG odpowiadająca minimalnym wymaganiom dla gazu drugiej rodziny grupy E
- B+LPG(_{Lw}) – mieszanka biogazu rolniczego i gazu LPG odpowiadająca minimalnym wymaganiom dla gazu drugiej rodziny grupy Lw

Przyjęto również, że parametrami istotnymi ze względu na zmianę jakości gazu, których zmiany w urządzeniach należy zbadać, będą:

- obciążenie cieplne przy ciśnieniu nominalnym;
- stężenia CO przy ciśnieniu maksymalnym oraz przy obciążeniu cieplnym zredukowanym (minimalnym);
- zapłon, przenoszenie się i stabilność płomienia:
 - zapłon i przenoszenie się płomienia przy ciśnieniu nominalnym
 - odrywanie płomienia przy ciśnieniu maksymalnym,
 - cofanie płomienia przy ciśnieniu minimalnym i nastawniku mocy ustawionym w położenie minimalne.

Procedury badawcze dobierane były z normy zharmonizowanej PN-EN 30-1-1 +A3:2013 „Domowe urządzenia gazowe do gotowania i pieczenia – Część 1-1: Bezpieczeństwo – Postanowienia ogólne”

Opis stanowisk i procedur badawczych stosowanych w badaniach palników płyt i kuchni gazowych

Pomiar obciążenia cieplnego

Pomiar znamionowego obciążenia cieplnego [9]

Weryfikację znamionowego obciążenia cieplnego każdego palnika przeprowadzano z użyciem gazów odniesienia G20 i G27, przy ciśnieniu próbnym 20 mbar z zastosowaniem odpowiednich dysz.

Znamionowe obciążenie cieplne Q_n , wskazane przez producenta, określono na podstawie następującego równania [9]:

$$Q_n = 0,278 V_n \times H_s$$

gdzie:

Q_n – wyrażone w kilowatach;

V_n – strumień objętości gazu suchego

w warunkach odniesienia, odpowiadający znamionowemu obciążeniu cieplnemu, w metrach sześciennych na godzinę;

H_s – ciepło spalania gazu odniesienia, wyrażone w megadžulach na metr sześcienny.

Strumień objętości V_n odpowiada pomiarom i przepływom gazu odniesienia w warunkach odniesienia, tj. przy przyjęciu gazu suchego w temperaturze 15°C i pod ciśnieniem 1013,25 mbar. W praktyce wartości uzyskiwane podczas badań nie odpowiadają tym warunkom odniesienia, dlatego powinny być skorygowane w celu sprowadzenia ich do wartości, które byłyby uzyskane, gdyby podczas badań te warunki odniesienia były uzyskane przy wylocie dyszy.

W przypadku gdy został zmierzony strumień objętości gazu V skorygowane obciążenie cieplne obliczano z następującego wzoru [9]:

$$Q_c = H_S \times 0,278 \times V \times \sqrt{\frac{1013,25 + p_g}{1013,25} \times \frac{p_a + p_g}{1013,25} \times \frac{288,15}{273,15 + t_g} \times \frac{d}{d_r}}$$

gdzie

Q_c – skorygowane obciążenie cieplne, [kW];

V – strumień objętości uzyskany i wyrażony w warunkach badania, [m³/h];

p_a – ciśnienie atmosferyczne, [mbar];

p – ciśnienie zasilania gazem w punkcie pomiarowym, [mbar];

t_g – temperatura gazu w punkcie pomiarowym, [°C];

d – gęstość względna gazu do badań suchego (lub mokrego), względem powietrza suchego;

d_r – gęstość względna gazu odniesienia suchego, względem powietrza suchego

Ponieważ w badaniach stosowany był gazomierz mokry, wartość d (gęstość względna gazu suchego względem powietrza suchego) zastąpiono wartością gęstości względnej gazu mokrego d_r , określoną następującym równaniem [9]:

$$d_h = \frac{(p_a + p - p_{ws})d + 0,622 p_{ws}}{p_a + p}$$

gdzie:

p_{ws} – ciśnienie pary nasyconej wody w temperaturze t_g [mbar]

Ciśnienie pary nasyconej wody w temperaturze t_g może być obliczone z równania:

$$p_{ws} = \exp\left(21,094 - \frac{5262}{273,15 + t_g}\right)$$

Pomiary obciążenia cieplnego palników płyty grzejnej wykonywane były przy działającym palniku w następujący sposób:

- dla palników o znamionowym obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 4,2 kW garnek o średnicy 220 mm, napełniony wodą o masie 2 kg i temperaturze otoczenia stawia się nad palnikiem odkrytym.
- po osiągnięciu przez urządzenie temperatury otoczenia palnik zapala się i pozwala, aby działał przez 10 min;
- pomiar rozpoczyna się w końcu dziesiątej minuty i kończy się najpóźniej w końcu trzynastej minuty lub gdy osiągnięta zostanie największa liczba pełnych obrotów liczydła gazomierza, przed upływem trzynastej minuty. Pomiar powinien być wykonywany przez co najmniej jeden pełen obrót liczydła gazomierza.

Pomiar jakości spalania

Każdy kurek palnika płyty grzewczej zainstalowanej na stanowisku badawczym nastawiano w położenie strumienia maksymalnego a następnie ciśnienie zasilania podwyższano do maksymalnego ciśnienia jakie przewidziane jest dla danego gazu:

- w przypadku urządzeń przystosowanych do spalania gazu Lw do 23 mbar
- w przypadku urządzeń przystosowanych do spalania gazu E do 25 mbar).

Pomiar jakości spalin powtarzano ustawiając kurek sterujący palnikiem w położenie strumienia minimalnego a ciśnienie zasilania nastawiano na wartość 20 mbar. Badania wykonywano przy zasilaniu urządzeń wyposażonych w odpowiednie dysze gazami G20, G27 oraz wszystkimi opracowanymi mieszkankami biogazu rolniczego z LNG lub LPG.

Sprawdzenie wymagania odnośnie dopuszczalnej zawartości tlenu węgla w spalinach wykonywano po 20 min od rozpoczęcia badania.

Maksymalne stężenie CO w spalinach suchych nierozcieńczonych powietrzem dla badań wykonywanych w ramach niniejszej pracy statutowej przyjęto na poziomie 1000 ppm.

Stężenie objętościowe CO w suchych i nierozcieńczonych powietrzem spalinach określano wzorem [9]:

$$(\text{CO})_N = (\text{CO})_M \times \frac{(\text{CO}_2)_N}{(\text{CO}_2)_M}$$

gdzie:

$(\text{CO})_N$ – procentowe stężenie objętościowe tlenu węgla w suchych, nierozcieńczonych powietrzem spalinach;

$(\text{CO}_2)_N$ – procentowe stężenie objętościowe ditlenku węgla, obliczone dla suchych, nierozcieńczonych powietrzem spalin;

$(\text{CO})_M$ i $(\text{CO}_2)_M$ – procentowe stężenia objętościowe tlenu i ditlenku węgla, zmierzone w próbkach spalin suchych podczas badania.

Badanie zapłonu, przenoszenia się i stabilności płomienia

Prawidłowość zapłonu, przenoszenia się płomienia i stabilność płomienia każdego palnika działającego osobno sprawdzano gdy urządzenie miało temperaturę otoczenia.

Badania prowadzono z garnkiem lub bez niego w zależności od sprawdzanego parametru. Metoda wykonywania badań wg [9]:

- po 5 sekundach od zapalenia palnika kurek przekręca się z normalną prędkością

(czynność wykonywana z prawie stałą prędkością w czasie ok. 1 s) w położenie strumienia zmniejszonego i sprawdza się czy palnik nie gaśnie. Następnie kurek przekręca się w położenie przepływu maksymalnego i sprawdza się stabilność płomienia.

Badanie zapłonu i przenoszenia się płomienia [9]

Prawidłowość zapłonu i przenoszenie się płomienia badano zasilając urządzenie mieszankami gazowymi B+LNG_(E), B+LNG_(LW), B+LPG_(E), B+LPG_(LW) przy nominalnym ciśnieniu próbnym (20 mbar) bez użycia garnka.

Palnik pracuje prawidłowo gdy:

- zapłon i przenoszenie się płomienia przebiegają łagodnie w ciągu 5 s od przekręcenia kurka palnika w położenie całkowitego otwarcia lub położenie zapłonu, jeżeli takie istnieje;
- po zapłonie, płomienie są stabilne i spokojne. Lekka tendencja do odrywania się płomienia jest dozwolona podczas zapłonu, lecz płomienie powinny być stabilne po upływie 60 s od zapłonu;
- jeżeli kurek palnika jest przekręcony w pozycję obciążenia zmniejszonego, płomienie palnika nie powinny się cofać ani gasnąć.

Badanie odrywania się płomienia [9]

Tendencję płomienia do odrywania się sprawdzano zasilając urządzenie mieszankami gazowymi B+LNG_(E), B+LNG_(LW), B+LPG_(E), B+LPG_(LW) przy maksymalnym ciśnieniu próbnym bez użycia garnka.

Palnik pracuje prawidłowo gdy:

- po zapłonie, płomienie są stabilne i spokojne. Lekka tendencja do odrywania się płomienia jest dozwolona podczas zapłonu, lecz płomienie powinny być stabilne po upływie 60 s od zapłonu;

Badanie cofania się płomienia [9]

Tendencję płomienia do cofania się sprawdzano zasilając urządzenie mieszankami gazowymi B+LNG_(E), B+LNG_(LW), B+LPG_(E), B+LPG_(LW) przy minimalnym ciśnieniu próbnym

- w przypadku urządzeń przystosowanych do spalania gazu Lw - 16 mbar
- w przypadku urządzeń przystosowanych do spalania gazu E - 17 mbar

z użyciem garnka przy nagrzanym palniku.

Palnik pracuje prawidłowo gdy:

- po przekręceniu kurka w pozycję obciążenia zmniejszonego, płomienie palnika nie wykazują tendencji do gaśnięcia ani

nie następuje przeskok płomienia do wnętrza palnika.

Wybór palników do badań

Do badań wpływu składu gazu ziemnego wysokometanowego na jakość spalania w palnikach płyt czy kuchni gazowych zostały wytypowane urządzenia z palnikami kubekowymi (2 urządzenia) oraz palnikami fajkowymi (jedno urządzenie).

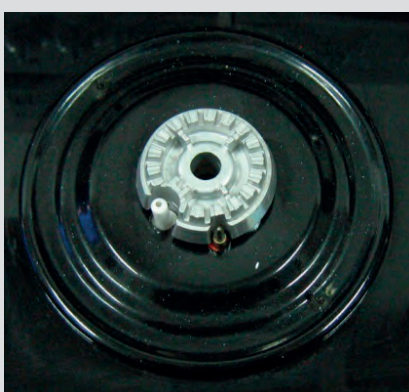
Pierwszy typ palników kubekowych reprezentowany był przez palniki zainstalowane w płycie gazowej nr 1. Palniki te w zasadzie składają się z trzech części: korpusu dyfuzora, pierścienia płomieniowego i pokrywy. Przykład tego palnika został pokazany na rysunku 1.

Powietrze pierwotne do spalania w tego typu palnikach zasysane było znad płyty palnikowej, stąd palniki te nie mogą być „utopione” w płycie a najlepiej pracują w modnych ostatnio szklanych lub ceramicznych płaskich płytach podpalnikowych. Regulacja dopływu powietrza pierwotnego ze względu na rodzaj gazu realizowana jest poprzez specjalne konstrukcje dysz (z podwójnym lub nawet potrójnym nawiercaniem i odpowiednio dobraną wysokością).

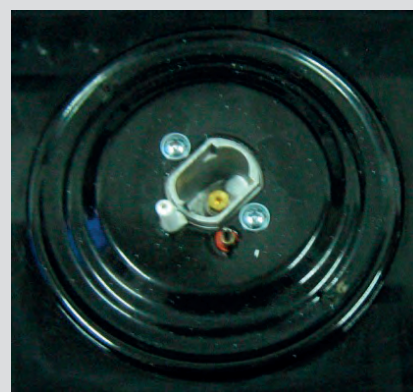
Drugi typ palników „kubekowych” zamontowanych w płycie gazowej nr 2 charakteryzuje



Palnik mały – widok ogólny

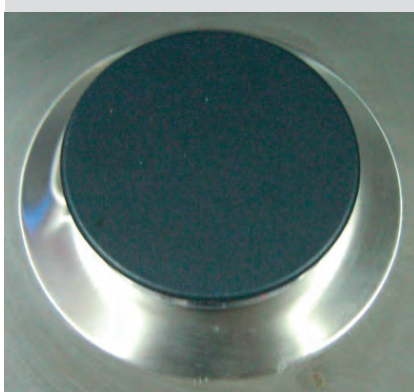


Palnik mały – pierścień płomieniowy bez nakrywki



Palnik mały – korpus dyfuzora

Rys. 1. Palnik mały płyty gazowej nr 1



Palnik średni – widok ogólny



Palnik średni – pierścień płomieniowy bez nakrywki



Palnik średni – korpus dyfuzora

Rys. 2. Palnik średni płyty gazowej nr 2



Palnik średni – widok ogólny

Palnik średni – pierścień płomieniowy bez nakrytki

Palnik średni – korpus dyfuzora

Rys. 3. Palnik średni płyty gazowej nr 3

się tym, że jego „kubekowa” część pełniąc rolę inżektora wytłoczona jest bezpośrednio w płycie palnikowej. Przykład tego palnika został pokazany na rysunku 2.

W płycie gazowej nr 3 zamontowano palniki tzw. fajkowe. Charakteryzują się one tym, iż następuje w nich lepsze mieszanie gazu z powietrzem pierwotnym z racji posiadania wydłużonego dyfuzora. Do dyszy palnika dopływa już mieszanka powietrza pierwotnego i gazu a nie jak w przypadku typowych palników kubekowych

salania niż typowe palniki kubekowe co skutkuje tym, że są bardziej podatne na niestabilną pracę ale równocześnie charakteryzują się lepszą jakością spalania, co przekłada się na niższą zawartość tlenku węgla w spalinach. Przykład tego palnika został pokazany na rysunku 3.

W wytypowanych palnikach, które zasilano opracowanymi na potrzeby niniejszej pracy mieszankami, zamontowano kolejno:

- dysze do spalania gazu ziemnego wyso-

kometanowego E – tak przygotowane palniki zasilano mieszankami B+LNG_(E) i B+LPG_(E)

- dysze do spalania gazu ziemnego zaazotowanego Lw – tak przygotowane palniki zasilano mieszankami B+LNG_(Lw) i B+LPG_(Lw)

Wyniki pomiarów

Uzyskane wyniki pomiarów zestawiono w tabelach 5 ÷ 10.

Tabela 5. Ciśnienia badawcze, obciążenia cieplne oraz jakość spalania dla płyty gazowej nr 1 (wyniki dla gazów G20, B+LNG_(E), B+LPG_(E), G27, B+LNG_(Lw), B+LPG_(Lw))

CIŚNIENIA BADAWCZE [mbar]							
Grupa gazu		E			Lw		
Nazwa		Ciśnienie nominalne	Ciśnienie minimalne	Ciśnienie maksymalne	Ciśnienie nominalne	Ciśnienie minimalne	Ciśnienie maksymalne
Oznaczenie		P_{nom}	P_{min}	P_{max}	P_{nom}	P_{min}	P_{max}
Wartość		20	17	25	20	16	25
OBCIĄŻENIA CIEPLNE SKORYGOWANE (Q_c) w [W] przy p_{nom}							
Oznaczenie gazu		G20	B+LNG _(E)	B+LPG _(E)	G27	B+LNG _(Lw)	B+LPG _(Lw)
Palnik	Duży	2367	2018	1979	2230	2166	2202
	Średni	1362	1151	1169	1320	1124	1161
	Mały	539	474	451	630	565	589
JAKOŚĆ SPALANIA przy p_{max}							
Zawartość CO w przeliczeniu na suche nierozcieńczone spaliny * [ppm]							
Palnik	Duży	133	77	54	251	51	66
	Średni	47	32	38	199	23	40
	Mały	64	76	62	191	42	70
OBCIĄŻENIA CIEPLNE MINIMALNE (Q_{min}) w [W] przy p_{nom}							
Oznaczenie gazu		G20	B+LNG _(E)	B+LPG _(E)	G27	B+LNG _(Lw)	B+LPG _(Lw)
Palnik	Duży	656	609	620	660	610	604
	Średni	442	429	423	450	351	356
	Mały	370	328	325	380	323	352
JAKOŚĆ SPALANIA przy Q_{min}							
Zawartość CO w przeliczeniu na suche nierozcieńczone spaliny * [ppm]							
Palnik	Duży	82	196	90	204	68	110
	Średni	126	336	137	240	542	534
	Mały	321	207	158	237	79	139

(obciążenia cieplne podano w przeliczeniu na 15°C i 1013,25mbar)

* - wartość graniczna w przeliczeniu na suche nierozcieńczone spaliny – 1000 ppm

Tabela 6. Ocena stabilności pracy palników płyty gazowej nr 1

STABILNOŚĆ PŁOMIENIA								
Zapłon i przenoszenie płomienia								
Palnik	B+LNG _(E)		B+LNG _(LW)		B+LPG _(E)		B+LPG _(LW)	
	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik
Duży	p _{nom}	WZ	p _{nom}	WZ	p _{nom}	WZ	p _{nom}	WZ
Średni		WZ		WZ		WZ		WZ
Mały		WZ		WN		WZ		WN
Odrywanie płomienia								
Palnik	B+LNG _(E)		B+LNG _(LW)		B+LPG _(E)		B+LPG _(LW)	
	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik
Duży	p _{max}	WZ	p _{max}	WZ	p _{max}	WZ	p _{max}	WZ
Średni		WZ		WZ		WZ		WZ
Mały		WZ		WN		WZ		WN
Cofanie płomienia								
Palnik	B+LNG _(E)		B+LNG _(LW)		B+LPG _(E)		B+LPG _(LW)	
	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik
Duży	p _{min}	WZ	p _{min}	WZ	p _{min}	WZ	p _{min}	WZ
Średni		WZ		WZ		WZ		WZ
Mały		WZ		WZ		WZ		WZ

WZ – wynik zgodny; WN – wynik niezgodny

Tabela 7. Ciśnienia badawcze, obciążenia cieplne oraz jakość spalania dla płyty gazowej nr 2 (wyniki dla gazów G20, B+LNG_(E), B+LPG_(E), G27, B+LNG_(LW), B+LPG_(LW))

CIŚNIENIA BADAWCZE [mbar]						
Grupa gazu	E			Lw		
	Ciśnienie nominalne	Ciśnienie minimalne	Ciśnienie maksymalne	Ciśnienie nominalne	Ciśnienie minimalne	Ciśnienie maksymalne
Oznaczenie	p _{nom}	p _{min}	p _{max}	p _{nom}	p _{min}	p _{max}
Wartość	20	17	25	20	16	25
OBCIĄŻENIA CIEPLNE SKORYGOWANE (Q _r) w [W] przy p _{nom}						
Oznaczenie gazu	G20	B+LNG _(E)	B+LPG _(E)	G27	B+LNG _(LW)	B+LPG _(LW)
Palnik	B. duży	3626	3033	2940	3861	3631
	Duży	2242	2057	2060	2486	2312
	Średni	1480	1360	1334	1697	1623
	Mały	886	792	793	1038	996
JAKOŚĆ SPALANIA przy p _{max}						
Zawartość CO w przeliczeniu na suche nierozcieńczone spaliny * [ppm]						
Palnik	B. duży	1306	620	647	949	977
	Duży	96	80	102	97	44
	Średni	18	36	36	72	29
	Mały	25	45	52	90	39
OBCIĄŻENIA CIEPLNE MINIMALNE (Q _{min}) w [W] przy p _{nom}						
Oznaczenie gazu	G20	B+LNG _(E)	B+LPG _(E)	G27	B+LNG _(LW)	B+LPG _(LW)
Palnik	B. duży	1860	1581	1552	1644	1581
	Duży	1031	897	912	818	773
	Średni	737	641	646	606	567
	Mały	451	393	402	386	362
JAKOŚĆ SPALANIA przy Q _{min}						
Zawartość CO w przeliczeniu na suche nierozcieńczone spaliny * [ppm]						
Palnik	B. duży	503	114	69	155	114
	Duży	110	413	155	321	274
	Średni	134	253	200	372	217
	Mały	428	68	98	183	127

(obciążenia cieplne podano w przeliczeniu na 15°C i 1013,25mbar)

* - wartość graniczna w przeliczeniu na suche nierozcieńczone spaliny – 1000ppm

Tabela 8. Ocena stabilności pracy palników płyty gazowej nr 2

STABILNOŚĆ PŁOMIENIA								
Zapłon i przenoszenie płomienia								
Palnik	B+LNG _(E)		B+LNG _(Lw)		B+LPG _(E)		B+LPG _(Lw)	
	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik
Bardzo duży	p _{nom}	WZ	p _{nom}	WZ	p _{nom}	WZ	p _{nom}	WZ
Duży		WZ		WZ		WZ		WZ
Średni		WZ		WZ		WZ		WZ
Mały		WZ		WN		WZ		WN
Odrywanie płomienia								
Palnik	B+LNG _(E)		B+LNG _(Lw)		B+LPG _(E)		B+LPG _(Lw)	
	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik
Bardzo duży	p _{max}	WZ	p _{max}	WZ	p _{max}	WZ	p _{max}	WZ
Duży		WZ		WZ		WZ		WZ
Średni		WZ		WZ		WZ		WZ
Mały		WZ		WN		WZ		WN
Cofanie płomienia								
Palnik	B+LNG _(E)		B+LNG _(Lw)		B+LPG _(E)		B+LPG _(Lw)	
	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik
Bardzo duży	p _{min}	WZ	p _{min}	WZ	p _{min}	WZ	p _{min}	WZ
Duży		WZ		WZ		WZ		WZ
Średni		WZ		WZ		WZ		WZ
Mały		WZ		WZ		WZ		WZ

WZ – wynik zgodny; WN – wynik niezgodny

 Tabela 9. Ciśnienia badawcze, obciążenia cieplne oraz jakość spalania dla płyty gazowej nr 3 (wyniki dla gazów G20, B+LNG_(E), B+LPG_(E), G27, B+LNG_(Lw), B+LPG_(Lw))

CIŚNIENIA BADAWCZE [mbar]							
Grupa gazu	E			Lw			
	Nazwa	Ciśnienie nominalne	Ciśnienie minimalne	Ciśnienie maksymalne	Ciśnienie nominalne	Ciśnienie minimalne	Ciśnienie maksymalne
Oznaczenie	p _{nom}	p _{min}	p _{max}	p _{nom}	p _{min}	p _{max}	
Wartość	20	17	25	20	16	25	
OBCIĄŻENIA CIEPLNE SKORYGOWANE (Q _c) w [W] przy p _{nom}							
Oznaczenie gazu	G20	B+LNG _(E)	B+LPG _(E)	G27	B+LNG _(Lw)	B+LPG _(Lw)	
Palnik	Duży	3480	3001	2918	3160	2773	2922
	Średni	1780	1516	1469	1630	1425	1462
	Mały	1138	959	947	1030	962	983
JAKOŚĆ SPALANIA przy p _{max}							
Zawartość CO w przeliczeniu na suche nierozcieńczone spaliny * [ppm]							
Palnik	Duży	73	24	28	195	19	21
	Średni	17	45	35	276	39	37
	Mały	32	45	50	412	48	58
OBCIĄŻENIA CIEPLNE MINIMALNE (Q _{min}) w [W] przy p _{nom}							
Oznaczenie gazu	G20	B+LNG _(E)	B+LPG _(E)	G27	B+LNG _(Lw)	B+LPG _(Lw)	
Palnik	Duży	1161	1023	1018	1157	1064	965
	Średni	462	435	450	555	513	536
	Mały	441	422	431	380	353	374
JAKOŚĆ SPALANIA przy Q _{min}							
Zawartość CO w przeliczeniu na suche nierozcieńczone spaliny * [ppm]							
Palnik	Duży	245	399	317	544	348	503
	Średni	78	130	116	353	89	84
	Mały	54	87	97	540	105	115

(obciążenia cieplne podano w przeliczeniu na 15°C i 1013,25mbar)

* - wartość graniczna w przeliczeniu na suche nierozcieńczone spaliny – 1000 ppm

Tabela 10. Ocena stabilności pracy palników płyty gazowej nr 3

STABILNOŚĆ PŁOMIENIA								
Zapłon i przenoszenie płomienia								
Palnik	B+LNG _(E)		B+LNG _(Lw)		B+LPG _(E)		B+LPG _(Lw)	
	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik
Duży	p _{nom}	WZ	p _{nom}	WZ	p _{nom}	WZ	p _{nom}	WZ
Średni		WZ		WZ		WZ		WZ
Mały		WZ		WN		WZ		WN
Odrywanie płomienia								
Palnik	B+LNG _(E)		B+LNG _(Lw)		B+LPG _(E)		B+LPG _(Lw)	
	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik
Duży	p _{max}	WZ	p _{max}	WZ	p _{max}	WZ	p _{max}	WN
Średni		WZ		WZ		WZ		WZ
Mały		WZ		WN		WZ		WN
Cofanie płomienia								
Palnik	B+LNG _(E)		B+LNG _(Lw)		B+LPG _(E)		B+LPG _(Lw)	
	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik	Ciśnienie	Wynik
Duży	p _{min}	WZ	p _{min}	WZ	p _{min}	WZ	p _{min}	WZ
Średni		WZ		WZ		WZ		WZ
Mały		WZ		WZ		WZ		WZ

WZ – wynik zgodny; WN – wynik niezgodny

Wnioski

Analizując wyniki pomiarów przeprowadzone na trzech wytypowanych płytach gazowych, w których zamontowano najczęściej spotykane na rynku palniki można stwierdzić, że:

- palniki wszystkich badanych płyt gazowych zasilane mieszankami B+LNG_(E) i B+LPG_(E) zapalały się pewnie, płomienie były stabilne i spokojne, przenoszenie się płomienia następowało łagodnie, nie zaobserwowano zjawiska odrywania się płomienia od korony palnika.
- w przypadku zasilania palników mieszankami B+LNG_(Lw) i B+LPG_(Lw) szczególnie palniki tzw. małe lub pomocnicze wykazywały problemy ze stabilnością pracy. Występowały trudności z ich zapłonem, płomienie były niestabilne i nie przenosiły się na cały palnik, a gdy już nastąpił zapłon wykazywały tendencję do odrywania się. Problemy te zniknęły gdy na palnik postawiono garnek z wodą, niemniej jednak norma odniesienia wymaga, aby te badania wykonywać również bez niego.

Analizując wyniki pomiarów pod kątem emisji CO w żadnym przypadku nie zaobserwowano znaczącej zmiany tej emisji, co jest bardzo istotne z punktu widzenia potencjalnych użytkowników tego typu urządzeń.

Jeżeli chodzi o obciążenia cieplne to z racji tego, iż przygotowywane mieszanki miały parametry energetyczne odpowiadające minimal-

nym wymaganiom stawianym gazom drugiej rodziny grupy E i Lw, uzyskiwane obciążenia cieplne były odpowiednio niższe od wartości osiągniętych dla gazów odniesienia. Spadek obciążenia cieplnego był na poziomie od kilku do kilkunastu procent, jednak jak pokazały badania nie rzutuje to na bezpieczeństwo pracy palników.

Jedyną niedogodnością wynikającą ze spadku obciążenia cieplnego palników a co za tym ze spadku mocy grzewczej będzie dłuższy czas potrzebny do osiągnięcia oczekiwanej temperatury przygotowywanych potraw. Jednak jak pokazuje praktyka w tego typu urządzeniach bardzo rzadko wykorzystuje się pełną moc grzewczą palników, w związku z tym użytkownik może tego spadku nawet nie zauważyć.

Reasumując spośród opracowanych mieszank biogazu rolniczego z LNG lub LPG najbardziej perspektywiczne do prowadzenia dalszych badań i w konsekwencji do wykorzystania ich w przyszłości są mieszanki oznaczone jako B+LNG_(E) i B+LPG_(E). Jak pokazały badania mieszanki te można bezpiecznie spalać w urządzeniach domowych wykorzystywanych do przygotowywania posiłków przystosowanych do spalania gazów rodziny drugiej grupy E bez potrzeby ich modyfikacji.

Zwraca się uwagę, że przebadana została tylko jedna grupa urządzeń użytku domowego. Podobne badania należałoby wykonać na wytypowanych urządzeniach służących do ogrzewania pomieszczeń i przygotowywania ciepłej

wody użytkowej jak również na urządzeniach wykorzystywanych w gastronomii.

W przypadku pozytywnych wyników proponowane rozwiązanie może być alternatywą dla zatłaczania biogazu rolniczego do sieci dystrybucyjnej. W oparciu o biogazownie rolnicze produkujące biogaz, który byłby wzmacniany gazem LNG lub LPG można stworzyć lokalne sieci dystrybucyjne niewłączone do krajowego systemu gazowego zarządzane np. przez samorządy lokalne. Taki sposób zagospodarowania biogazu może przynieść wiele korzyści zarówno dla społeczności lokalnych jak również dla całego kraju. Po pierwsze przyczyni się do wzrostu dostępności gazu na obszarach dotychczas niezgazyfikowanych, gdzie ze względów ekonomicznych nie zbudowano sieci gazowych rozprowadzających gaz systemowy. Po drugie taki układ gwarantuje większe bezpieczeństwo energetyczne na danym obszarze, gdyż ewentualne niedobory biogazu, w wyniku jego niedostatecznej produkcji można pokryć gazem z regazyfikacji LNG lub gazem LPG.

W skali kraju doprowadzi to do zwiększenia udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym co wymuszają na nas zobowiązania akcesyjne do Unii Europejskiej.

W Polsce, która ma osiągnąć do 2020 roku 15 % udziału OZE w bilansie energetycznym kraju rozwój biogazowi wydaje się rozwiązaniem jak najbardziej naturalnym z racji dużego potencjału rolniczego naszego kraju.

Jak podaje Urząd Regulacji Energetyki udział poszczególnych źródeł OZE w bilansie energetycznym kraju w 2012 roku przedstawiał się następująco:

Rodzaj źródła OZE	2012
Elektrownie na biogaz	0,36%
Elektrownie na biomasę	0,90%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,00%
Elektrownie wiatrowe	3,14%
Elektrownie wodne	1,50%
Współspalanie	4,67%
Łączny udział OZE w bilansie	10,57%

Jak widać łączny udział energii z OZE jest na poziomie przewyższającym 10,5 % ale jest to głównie energia z elektrowni wiatrowych, wodnych oraz ze współspalania w elektrowniach konwencjonalnych. Udział biogazu jest na poziomie 0,36 % i jest to wartość wielokrotnie mniejsza w stosunku do potencjału.

Przyjęte rozwiązanie wzbogacania biogazu rolniczego do osiągnięcia minimalnych parametrów gazu ziemnego wysokometanowego E za pomocą gazu z regazyfikacji LNG powinno przyczynić się do spełnienia wymagań odnośnie udziału 15 % energii pochodzącej z OZE w końcowym bilansie energii gdyż udział biogazu w tak przygotowanej mieszance wynosi ok. 22,4%. Jeszcze korzystniejszym

rozwiązaniem z punktu widzenia udziału biogazu w tworzonej mieszance jest tworzenie mieszanin gazu w oparciu o LPG. W tym przypadku aż ok. 37,6 % udziału w ilości energii przypada na biogaz.

Literatura

1. „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010 – 2020”. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2010r.
2. „Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych”. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, marzec 2011 r.
3. Przewodnik „Biogaz rolniczy”. Instytut Ceramiki i Materiałów Budowlanych, Opole, styczeń 2010.
4. Piskowska – Wasiak J.: Uzdatnianie gazów pochodzenia biologicznego w celu wytworzenia biopaliw i biokomponentów, *Nafta – Gaz*, Nr 2013/3 s. 241-255.
5. Piskowska – Wasiak J.: Uzdatnianie biogazu do parametrów gazu wysokometanowego, *Nafta – Gaz*, Nr 2014/2 s. 94-105.
6. Rejestr przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytworzeniem biogazu rolniczego. Agencja Rynku Rolnego, stan na 14.10.2014.
7. Główny Urząd Statystyczny. *Użytkowanie gruntów, powierzchnia zasiewów i pogłowie zwierząt gospodarskich w 2011 r.*

8. *Polityka energetyczna Polski do 2030. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2009 r.*
9. PN-EN 30-1-1 +A3:2013 „Domowe urządzenia gazowe do gotowania i pieczenia - Część 1-1: Bezpieczeństwo - Postanowienia ogólne”
10. Holewa J., Kukulska – Zając E., Pęgielska M.: Analiza możliwości wprowadzania biogazu do sieci przesyłowej, *Nafta – Gaz*, Nr 2012/8 s. 523-529
11. Wojtowicz R.: Ocena wymienności mieszanek biogazu rolniczego z LNG lub LPG z gazami drugiej rodziny grupy E i Lw metodą Weavera, *Gaz, Woda, Technika Sanitarna*, listopad 2014 s. 420-425

Mgr inż. Robert Wojtowicz
Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie; Wydział Paliw i Energii. Kierownik Laboratorium Badań Urządzeń Gazowniczych i Grzewczych Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego w Krakowie.

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 27.12.2014 r.
Artykuł przyjęto do druku: 9.01.2015 r.

Korzystne zmiany wprowadzone do znowelizowanego rozporządzenia MG w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. z 2013 r. poz. 640)



Andrzej Barczyński

Positive changes to regulation Ministry of Economy, what should respond gas networks and their location — Dz. U. of 2013. pos. 640

Abstract

In the paper suitable record for gas industry that have been saved in the amended Regulation of the Minister of Economy of 26 April

2013 about the technical requirements to gas networks and their location

Streszczenie

W artykule wymieniono korzystne dla gazownictwa zapisy, które zostały podane w znowelizowanym rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie.

We wrześniu ubiegłego roku weszło w życie znowelizowane Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie [5], które zostało opracowane na podstawie delegacji zawartej w art. 7 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo budowlane [1]. Poprzednie rozporządzenie nie było

nowelizowane aż przez 12 lat, co przy obecnym postępie i rozwoju technicznym jest okresem bardzo długim, niemal historycznym. Niestety nie jest ono pozbawiono szeregu błędów (np. w § 65 ust 8 – „materiały niepalne” a nie „niezapalne” oraz w § 97 punkt 3 – zamiast „pompowanie” powinno być „pompaż”) i w §35: „o dokładności do 0,5 K, czyli 273,65 °C”), niezgodności (np. w §45 pkt 3 „W przypadku zastosowania wydmuchowego zaworu upustowego, nie jest wymagane stosowanie drugiego zaworu szybko zamykającego lub reduktora pełniącego rolę monitora”), a nawet zawierają zapisy prowadzące do zwiększenia kosztów budowy (np. zapis podany w §56 pkt 3. „Stacja redukcyjna o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) wejściowym większym od 1,6 MPa powinna być wyposażona w system sterowania ciśnieniem” oraz w §35 pkt 4 konieczność

stosowania w niektórych próbach ciśnieniowych elektronicznych urządzeń rejestrujących ciśnienie). W referacie chciałbym pokazać nie słabe strony tego rozporządzenia, ale te zapisy, które mogą być korzystne z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego dla branży gazowniczej.

Celem rozporządzenia było stworzenie przejrzystych ram prawnych dla funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych w sektorze gazu ziemnego oraz zmniejszenie uciążliwości dla właścicieli nieruchomości, na których istnieją lub będą w przyszłości budowane gazociągi.

Dokument określa m.in. strefy kontrolowane dla wszystkich gazociągów, eliminując wątpliwości interpretacyjne, które powstały na gruncie rozporządzenia z 2001 r.

Nowe przepisy doprecyzowują także parametry techniczne związane z bezpieczeństwem pracy gazociągów. Jednoznacznie określono m.in. z jakich materiałów należy je budować, jakie wymogi powinny spełniać oraz w jakiej odległości od siebie, jak również od innych obiektów budowlanych, mogą być instalowane.

Rozporządzenie ma charakter techniczny i zostało notyfikowane przez odpowiednią Komisję UE.

W znowelizowanym Rozporządzeniu Ministra Gospodarki [5] wprowadzono szereg zapisów, które mogą być korzystne dla branży gazowniczej m.in.:

a) **Wprowadzenie w miejsce pojęcia „paliwo gazowe” – „gaz ziemny”**

W znowelizowanym rozporządzeniu zamiast pojęcia „paliwo gazowe” wprowadzono „gaz ziemny”. Dzięki temu jednoznacznie określono dla jakiego rodzaju gazu przeznaczone jest powyższe rozporządzenie.

b) **Wprowadzenie w miejsce pojęcia „próba hydrauliczna” – „próba hydrostatyczna”**

Próby ciśnieniowe mają za zadanie sprawdzić wytrzymałość i szczelność rurociągu w sposób statyczny. Zmieniając pojęcie uściślono proces wykonywania prób ciśnieniowych za pomocą cieczy (wody).

Uwaga: Zgodnie z definicją „hydrostatyka” – z gr. hydōr – „woda” + statikos – „powodujący stan”) to dział mechaniki płynów zajmujący się badaniem cieczy w stanie spoczynku oraz warunków pozostawania w spoczynku cieczy znajdującej się w polu sił masowych.

c) **Wprowadzenie pojęcia: zespół gazowy oraz punkt gazowy na przyłączy**

Zgodnie z omawianym rozporządzeniem oraz PN-EN 12279 „Systemy dostawy gazu – Instalacje redukcji ciśnienia gazu na przyłączach – Wymagania funkcjonalne” [6]

zespoły gazowe (w tym punkty gazowe) na przyłączy są elementami przyłącza tzn. należą do obiektów gazowych typu gazociąg, a nie stacje gazowe (zespołów gazowych spełniających funkcje redukcji ciśnienia gazu jest wielokrotnie więcej niż stacji gazowych).

W gazownictwie pojęcie instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach są zamiennie stosowane z pojęciem zespół gazowy lub punkt gazowy na przyłączy.

Ze względu na to, że zgodnie z normą PN-EN 12279 [6] instalacja redukcji ciśnienia gazu stanowi część przyłącza w systemach dostawy gazu, również przy jej budowie, przebudowie lub remoncie nie jest wymagane pozwolenie na budowę. Wprowadzenie pojęcia zespołu gazowego pozwoliło również obniżyć koszty eksploatacji tych obiektów np. dla stacji redukcyjnej o ciśnieniu wlotowym do 0,5 MPa przeglądy powinny być realizowane nie rzadziej niż co 2 miesiące, a dla zespołu gazowego o tych samych parametrach nie rzadziej niż co 5 lat [16].

d) **Strefa kontrolowana dla gazociągów budowanych przed rokiem 2001 i po roku 2001**

Do roku 2001 tj. do czasu ukazania się Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe [3] dla gazociągów wysokiego ciśnienia obowiązywały odległości podstawowe (minimalne) od obiektów terenowych zapewniające bezpieczeństwo ludzi i mienia

Wynikały one z następujących kolejno wydawanych aktów normatywnych

- W latach 1971 do 1980 obowiązywała norma branżowa BN-71-8976-31 [7] (ustanowiona przez ministra Górnictwa i Energetyki decyzją z dnia 18 marca 1971 r. [8], a od roku 1980 do 1989 znowelizowana norma BN-80-8976-31 [9])

- W latach 1989 do 1995 obowiązywało Rozporządzenie Ministra Przemysłu z dnia 24 czerwca 1989 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe [2]

- W latach 1995 do 2001 obowiązywało Rozporządzenie Ministra Przemysłu i Handlu z dnia 14 listopada 1995 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe [3].

W dniu 30 lipca 2001 r. wydane zostało Rozporządzenie Ministra Gospodarki.

w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe [4] obowiązujące od 30 października 2001, w którym zrezygnowano z odległości podstawowych od obiektów terenowych i wprowadzono pojęcie „stref kontrolowanych”, przyjmując jednak przy budowie gazociągów znacznie ostrzejsze wymagania technologiczne. Dzięki temu obecnie można budować obiekty budowlane bezpośrednio na granicy strefy kontrolowanej.

W świetle powyższego uważa się, że odległości nowo budowanych obiektów budowlanych od gazociągów w/c powinny być zgodne z aktem normatywnym obowiązującym w momencie uzyskania pozwolenia na budowę danego gazociągu w/c (przepisy dla podanego powyżej przedziału czasowego). Dlatego niedopuszczalne jest, że względu na bezpieczeństwo ludzi i mienia, stosowanie w tym przypadku obowiązujących obecnie przepisów w przedmiotowym zakresie.

Dodatkowym argumentem jest zapis podany w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. [4] rozdział 6 § 89:

„Przepisów rozporządzenia nie stosuje się do gazociągów...wybudowanych przed dniem wejścia w życie rozporządzenia i dla których przed tym dniem wydano pozwolenie na budowę”.

Tymczasem organy nadzoru budowlanego oraz NSA w wielu przypadkach stały na stanowisku, że przy wydawaniu pozwolenia na budowę obiektów budowlanych obowiązują aktualne przepisy rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe, nie biorąc pod uwagę, w którym roku wybudowany został gazociąg przebiegający w pobliżu budowanego obiektu.

Dlatego też, wprowadzenie w znowelizowanym rozporządzeniu zamiany pojęcia „odległości podstawowe” na „strefy kontrolowane” jest bardzo istotne, gdyż „ucina wszelkie dyskusje na ten temat stref kontrolowanych dla gazociągów zbudowanych przed i po roku 2001 r.

e) **Wykaz Polskich Norm**

W załączniku nr 1 w omawianym rozporządzeniu zostały przywołane Polskie Normy europejskie. Przywołanie norm pozwala na uporządkowanie systemu prawnego w Polsce (normy stają się w cytowanym zakresie obligatoryjnymi przepisami). Ze względu jednak na to, że są one datowane, każda nowelizacja normy będzie wymagać nowelizacji rozporządzenia. Lepszym rozwiązaniem byłoby niedatowanie norm.

- f) **Zmiana górnej granicy ciśnienia wysokiego**
W podziale gazociągów nie występuje górne ograniczenie ciśnienia wysokiego. Dzięki temu obecnie można budować gazociągi o ciśnieniu wyższym niż 10 MPa. Zmiana ta została wprowadzona ze względów nie tylko technologicznych (np. gazociąg Nord-Stream wybudowano na ciśnieniu 20 MPa), ale jest konsekwencją wprowadzenia do rozporządzenia gazociągów kopalnianych (gazociągi kopalniane są często budowane na ciśnieniu wyższe niż 10 MPa)
- g) **Zastąpienie pojęcia tworzywo sztuczne – polietylenem (PE)**
Zgodnie z nowelizowanym rozporządzeniem gazociągi do 1,0 MPa można wykonywać z polietylenu, a nie z innych tworzyw sztucznych. Uważa się, że w ten sposób ogranicza się możliwość zastosowania innych tworzyw do czasu wprowadzenia nowych materiałów za pomocą normy europejskiej. W ten sposób uniknie się błędu jaki został popełniony w Polsce przez wprowadzenie do gazownictwa niesprawdzonego do końca tworzywa sztucznego jakim jest poliamid (nylon) – PA
- h) **Zmniejszenie szerokości stref kontrolowanych dla gazociągów o ciśnieniu średnim podwyższonym**
Bardzo korzystną zmianą było zmniejszenie stref kontrolowanych dla gazociągów o ciśnieniu średnim podwyższonym (do 2 m). Dotychczas strefy te były identyczne jak dla gazociągów wysokiego ciśnienia, co praktycznie utrudniało budowę tego typu gazociągów
- i) **Nie dopuszczenie do stosowania w punktach gazowych wydmuchowych zaworów upustowych o przepustowości ciągu redukcyjnego**
W poprzednim rozporządzeniu dopuszczano się zastosowanie wydmuchowych zaworów upustowych o przepustowości ciągu redukcyjnego na stacjach gazowych (do 60 m³/h) jako zabezpieczenia przed nadmiernym wzrostem ciśnienia. Obecnie takie rozwiązanie jest zabronione (patrz §76. pkt 6). Zmiana ta jest korzystna głównie ze względów ekologicznych i bezpieczeństwa publicznego.
- j) **Umożliwienie układania gazociągu równoległego do istniejącego niezależnie od klasy lokalizacji gazociągu**
W poprzednim rozporządzeniu można było układać gazociągi równoległe do istniejącego tylko w przypadku gdy oba gazociągi znajdowały się w drugiej klasie lokalizacji. Obecnie zgodnie z zapisem podanym w §22 można układać gazociągi równole-

- gle niezależnie od klasy lokalizacji
- k) **Ujednolicono próbę ciśnieniową dla gazociągów stalowych i PE**
W poprzednim rozporządzeniu dla gazociągów średniego ciśnienia (0,5 MPa) inna była wysokość próby wytrzymałości dla gazociągów wykonanych ze stali (0,7 MPa) i dla gazociągów z PE (0,75 MPa). Obecnie w obu przypadkach próba ta wynosi 0,75 MPa. Wynika to z następujących zapisów rozporządzenia [5]:
„Gazociąg stalowy o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 0,5 MPa łącznie i gazociąg z polietylenu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 1,0 MPa łącznie należy poddać próbie łączonej wytrzymałości i szczelności pneumatycznej pod ciśnieniem nie mniejszym niż iloczyn współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP) lecz większym co najmniej o 0,2 MPa od maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP)”.
- l) **Możliwość zastosowania wentylacji B w obiektach gazowniczych**
Wg obowiązujących przepisów do września 2013 r. dla obiektów gazowniczych nie dopuszczano się wentylacji kategorii B. Wynikało to z § 42. 1 poprzedniego rozporządzenia ministra Gospodarki [4], w którym zapisano:
„Wentylacja naturalna lub mechaniczna pomieszczeń, w których znajdują się urządzenia techniczne stacji gazowych, powinna uniemożliwić przekroczenie stężenia paliwa gazowego powyżej 25% dolnej granicy wybuchowości”.
- Konsekwencją tego zapisu była konieczność projektowania przy dla stacji redukcyjnych w/c otworów wlotowych i wylotowych wentylacji naturalnej o dużych powierzchniach, co powodowało zwiększone straty ciepła pomieszczeń, w których montowane były urządzenia technologiczne. Przykładowo dla stacji redukcyjnej o ciśnieniu wlotowym 8,4 MPa łączna powierzchnia wszystkich otworów wlotowych i wylotowych wentylacji naturalnej wynosiła co najmniej $F_{\text{went}} = 1,685 \text{ m}^2$ (w przypadku umieszczenia otworów wentylacyjnych we wszystkich czterech ścianach pomieszczenia, w którym zamontowano urządzenia technologiczne). Jedyną zaletą tego zapisu było to, że strefa ta nie wychodziła poza obręb pomieszczenia technologicznego.
- W znowelizowanym rozporządzeniu ministra Gospodarki [5] w §58 zapisano:
„1. Wentylacja naturalna lub mechaniczna pomieszczeń, w których znajdują się urządzenia technologiczne stacji gazowych, po-

winna uniemożliwić przekroczenie stężenia gazu ziemnego powyżej 10% dolnej granicy wybuchowości, rozumianej jako stężenie gazu ziemnego lub jego par w powietrzu, poniżej którego mieszanina gazowa nie jest wybuchowa.

2. Dopuszcza się przekroczenie stężenia gazu ziemnego powyżej 10 % dolnej granicy wybuchowości lecz nie wyższej niż do 40% dolnej granicy wybuchowości, pod warunkiem określenia zasięgu stref zagrożenia wybuchem dla wszystkich otworów prowadzących na zewnątrz obiektu budowlanego, w tym otworów wentylacyjnych, otwieranych okien oraz drzwi z pomieszczeń zagrożonych wybuchem”

Wynika stąd, że obecnie dopuszcza się na stacjach gazowych wentylację kategorii B (do 40 % dolnej granicy wybuchowości). Dzięki temu, w przypadku zastosowania wentylacji kategorii B, będzie można znacznie zmniejszyć powierzchnię wszystkich otworów wlotowych i wylotowych, nawet o 37,5 %.

Jedyną wadą przyjęcia wentylacji kategorii B jest wyjście strefy zagrożenia wybuchem poza obiekt budowlany (pomieszczenie technologiczne).

Zgodnie z rozporządzeniem [5] należy wtedy określić zasięg stref zagrożenia wybuchem dla wszystkich otworów prowadzących na zewnątrz obiektu budowlanego, w tym otworów wentylacyjnych, otwieranych okien oraz drzwi z pomieszczeń zagrożonych wybuchem.

Okazuje się jednak, że promień tej strefy nie będzie zbyt duży (np. dla źródła emisji o ciśnieniu 8,4 bar rzędu 1,97 m, a przy ciśnieniu 5,5 MPa. około 1,5 m) i nie będzie wychodził poza obrys opłotowania stacji gazowej.

- m) **Rezygnacja z obliczeń wytrzymałościowych dla gazociągów n/c i śr/c**

Obecnie zgodnie z §12. pkt 2 rozporządzenia [5] nie jest wymagane wykonywanie obliczeń wytrzymałościowych dla gazociągów niskiego i średniego ciśnienia. Wynika to z następującego zapisu:

„Dla projektowanego gazociągu stalowego o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 0,5 MPa łącznie lub z polietylenu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 1,0 MPa łącznie nie jest wymagane wykonywanie obliczeń wytrzymałościowych”

Zapis ten jest korzystny w świetle próby przejścia pod dozór techniczny UDT gazociągów o średnicy większej od 25 mm i ciśnieniu wyższym od 0,5 bar [12].

- n) Zmiana odległości między zespołami armatury zaporowej i upustowej na gazociągach wysokiego ciśnienia

Obecnie zgodnie z §26 pkt 3 rozporządzenia [5] została zwiększona odległość między zespołami armatury zaporowej i upustowej na gazociągach wysokiego ciśnienia tzn. nie powinna być większa niż:

- 1) 18,0 km – dla gazociągów usytuowanych w pierwszej klasie lokalizacji;
- 2) 36,0 km – dla gazociągów usytuowanych w drugiej i trzeciej klasie lokalizacji.

Poprzednio w rozporządzeniu [4] odległość między armaturą zaporową i upustową była mniejsza i wynosiła odpowiednio:

- 1) 10 km – dla gazociągu w pierwszej klasie lokalizacji.
- 2) 20 km – dla gazociągu w drugiej klasie lokalizacji

Zmiana ta pozwoli na obniżenie kosztów budowy gazociągów wysokiego ciśnienia i jest konsekwencją wprowadzenia do gazownictwa technologii prowadzenia prac na czynnych gazociągach (prace prowadzone są bez upuszczania gazu do atmosfery i pod pełnym ciśnieniem roboczym tzw. metoda Williamsona).

- o) Szczegółowe wymagania dotyczące skrzyżowania gazociągów z przeszkodami terenowym

Ze względu na to, że norma PN-91/M-34501. „Gazociągi i instalacje gazownicze. Skrzyżowania gazociągów z przeszkodami terenowymi. Wymagania [10]” została wycofana ze stosowania w rozporządzeniu [5] bardzo obszernie potraktowano zagadnienia związane z wymaganiami dotyczącymi skrzyżowania gazociągów z przeszkodami terenowymi.

- p) Kwalifikacje zgrzewaczy polietylenu

Na temat kwalifikacji zgrzewaczy polietylenu w omawianym rozporządzeniu [5] w §30 pkt 1 zapisano:

„Połączenia zgrzewane powinny spełniać wymagania określone w Polskich Normach dotyczących systemów przewodów rurowych z tworzyw sztucznych do przesyłania paliw gazowych oraz systemów dostaw gazu”.

Natomiast w normie PN-EN 12007-2 [11] przywołanej w rozporządzeniu [5] w pkt 5.2 zapisano:

„Personel uczestniczący przy budowie gazociągów z polietylenu powinien być zakwalifikowany do stosowania odpowiednich metod łączenia”.

W związku z powyższym w gazownictwie wymaga się posiadania odpowiednich kwalifikacji od wszystkich uczestników

procesu inwestycyjnego budowy sieci gazowych z polietylenu (zgrzewaczy, projektantów, kierowników budowy oraz inspektorów nadzoru)

Z regulacji prawnych nie wynika, kto ma wyłączność (monopol) w branży gazowniczej na prowadzenie kursów i egzaminów oraz wydawania odpowiednich zaświadczeń kwalifikacyjnych.

Dlatego też uważa się, że o sposobie szkolenia oraz uzyskiwania zaświadczeń kwalifikacyjnych dla personelu zgrzewającego sieci polietylenowe powinien decydować operator systemu dystrybucyjnego.

Niektóre ośrodki szkoleniowe w Polsce próbują wprowadzić zasady przeprowadzania egzaminów dla zgrzewaczy w oparciu o normę PN-EN 13067:2012: „Plastic welding personel-Qualification testing of welders – Thermoplastics welded assemblies”, czyli „Personel spawający tworzywa sztuczne. Test kwalifikacyjny spawaczy. Spawane zestawy z termoplastycznych tworzyw sztucznych” [13] (wersja dostępna tylko w języku angielskim), która zgodnie z zapisami podanymi w zakresie stosowania „nie dotyczy sieci gazowych i wodociągowych”.

Przestrzega się przed wprowadzeniem tej normy do stosowania w gazownictwie, gdyż spowoduje to znaczne podwyższenie kosztów szkolenia i egzaminów, a nie wpływając w sposób istotny na proces szkolenia personelu zgrzewającego sieci gazowe z polietylenu.

Dotychczas proces szkolenia był prowadzony przez różne ośrodki uznane przez danych operatorów systemu dystrybucyjnego i spełniał swoje zadanie (wykształcono wielu fachowców w tej dziedzinie).

Dlatego też uważa się, że o sposobie uzyskiwania zaświadczeń kwalifikacyjnych dla personelu zgrzewającego sieci polietylenowe powinien decydować operator systemu dystrybucyjnego, który powinien:

- podać kryteria dla ośrodków prowadzących kursy w zakresie szkolenia zgrzewaczy (w tym program szkolenia oraz materiały szkoleniowe)
- powołać komisje egzaminacyjne (lub zlecić kompetentnemu ośrodkowi szkoleniowemu) i określić sposób przeprowadzenia egzaminu

- q) Zagadnienie podgrzewu gazu

Obecnie w § 55 [5] wprowadzono obligatoryjny zapis podgrzewu gazu ziemnego na stacjach redukcyjnych, o ile mogą wystąpić niekorzystne zjawiska mogące zakłócić proces redukcji ciśnienia tego gazu. W po-

przednim rozporządzeniu [4] w §39 mówiło się jedynie o dopuszczeniu do zastosowania urządzeń do podgrzewania paliwa gazowego.

- r) Usytuowanie nawianialni na stacjach gazowych

Zgodnie z zapisem podanym w rozporządzeniu [5] (§57.2.):

„W stacji redukcyjnej wprowadzenie do gazu ziemnego środków nawaniających powinno odbywać się na przewodach wyjściowych z tej stacji. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się wprowadzenie do gazu ziemnego środków nawaniających w innym miejscu”.

Natomiast stary zapis wynikający z rozporządzenia [4] w §41.2 brzmiał:

„W stacjach redukcyjno-pomiarowych wprowadzenie środków nawaniających do paliwa gazowego powinno się odbywać za stacją pomiarową”.

Zapis w znowelizowanym rozporządzeniu pozwala na bardziej elastyczne lokalizowanie nawianialni.

- s) Szczegóły dotyczące projektowania nawianialni

W znowelizowanym rozporządzeniu [5] dopisano szczegółowe informacje niezbędne przy projektowaniu nawianialni. Wynikają one z §57. 5:

„Pod zbiornikami ze środkiem nawaniającym gaz ziemny należy umieścić ruchomą wannę o pojemności zapewniającej przejęcie całej ilości tego środka”

oraz z §57. 6:

„Zbiorniki robocze ze środkiem nawaniającym należy wyposażać w odpowiednie wskaźniki poziomu ich napełnienia oraz w dodatkowe przewody do upustu gazu ziemnego przez filtr wypełniony właściwym sorbentem. Wyloty z przewodów upustowych należy wyprowadzić na zewnątrz pomieszczenia, w którym znajdują się zbiorniki robocze ze środkiem nawaniającym gaz ziemny”.

- t) Projektowanie przewodu odpowietrzającego

W znowelizowanym rozporządzeniu słusznie usunięto zapis dotyczący przekroju przewodu odpowietrzającego (nie powinna przekraczać 5% powierzchni gazociągu). Uważa się, że wyznaczenie średnicy (przekroju) przewodu należy do obowiązków projektanta.

- u) Lokalizacja stacji pomiarowych

W rozporządzeniu z roku 2001 [4] preferowano budowę stacji pomiarowych na wysokim ciśnieniu przed stacjami redukcyjnymi. Zapis ten nie był zgodny z zasadami

technicznymi, gdyż dla większości stacji redukcyjnych zbudowanych w Polsce (są to stacje nie przekraczające 30 tys. m³/h) należy przyjąć jako standard rozliczanie na układach pomiarowych średniego ciśnienia. Pomiary na średnim ciśnieniu gwarantują dokładniejszy pomiar oraz są tańsze w realizacji i eksploatacji od układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu [14,15]. Poza tym, na układach pomiarowych średniego ciśnienia można zastosować szereg rozwiązań technicznych pozwalających na zwiększenie zakresowości gazomierza [15]. Pomiary na wysokim ciśnieniu powinny być realizowane tylko przy dużych strumieniach gazu. Dlatego w nowym rozporządzeniu [5] słusznie wykreślono §54. zastępując go krótkim zapisem zawartym w §70:

v) **Gazociągi podmorskie**

W znowelizowanym rozporządzeniu [5] wprowadzono jednoznaczny zapis, że przepisy nie dotyczą gazociągów podmorskich (projektowanie i budowa tego typu gazociągów wymaga zupełnie innych rozwiązań technicznych i technologicznych).

w) **Zmiana nazwy ciąż „awaryjny” na „obejściowy”**

W znowelizowanym rozporządzeniu słusznie zmieniono nazwę ciążu „awaryjnego” na „obejściowy”. Instalowanie tego ciążu przy praktycznie niezawodnej pracy ciążu podstawowego i rezerwowego jest zbędne. Ciągi obejściowe powinno się montować tylko w wyjątkowych przypadkach np. kiedy istnieje możliwość obniżenia ciśnienia gazu w systemie poniżej min. ciśnienia, dla której projektowana jest stacja (brak pełnego zabezpieczenia dostaw gazu) W pozostałych przypadkach należy pozostawić odpowiednie króćce umożliwiające podłączenie bajpasu w razie podjęcia np. prac remontowych.

x) **Montaż filtrseparatorów przed tłoczniami**

Zgodnie z §85 nowego rozporządzenia po stronie wejściowej tłoczni gazu dopuszcza się instalowanie w miejsce filtrów – filtrseparatorów. Uściślenie to jest istotne szczególnie wtedy, gdy tłocznia zasilana jest gazem niespełniającym wymogów dot. jakości gazu (duże zawilgocenie gazu)

y) **Wspólne układanie gazociągu i linii telekomunikacyjnej**

Zgodnie z §22 pkt.6. dopuszcza się układanie we wspólnym wykopie z gazociągiem linii telekomunikacyjnej służącej do jego obsługi i innych rurociągów oraz instalacji

będących własnością jednego przedsiębiorstwa lub operatora. W takim przypadku wzajemne odległości ustala operator gazociągu. Zapis ten korzystny jest ze względów ekonomicznych

Wnioski końcowe

W znowelizowanym Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. z 2013 r. poz. 640) wprowadzono szereg korzystnych dla gazownictwa zapisów.

Z ważniejszych zagadnień poruszonych w omawianym rozporządzeniu można wymienić:

- Wprowadzono pojęcia zespołu, punktu gazowego na przyłączy (instalacji redukcji ciśnienia gazu na przyłączy), co uprościło procedury ich projektowania i budowy oraz obniżyło koszty ich eksploatacji
- Wprowadzono do obligatoryjnego stosowania podstawowe normy europejskie
- Uporządkowano zagadnienie związane ze strefami kontrolowanymi dla gazociągów budowanych przed rokiem 2001 i po roku 2001
- Wykreślono zapis preferujący budowę układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu, co zgodne jest z zasadami technicznymi oraz pozwala na obniżenie kosztów budowy tych układów
- Wprowadzono możliwość zastosowania wentylacji kategorii B w obiektach gazowniczych, co pozwala na zmniejszenie otworów wentylacyjnych na stacjach gazowych w/c o około 40%.
- Ograniczono możliwość zastosowania do budowy gazociągów dystrybucyjnych innych tworzyw niż polietylen
- Zwiększono odległości między zespółami armatury zaporowej i upustowej na gazociągach wysokiego ciśnienia, co pozwala na obniżenie kosztów ich budowy

Piśmiennictwo

1. *Ustawa Prawo budowlane (Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623, z późn. zm).*
2. *Rozporządzenie Ministra Przemysłu z dnia 24 czerwca 1989 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. nr 45, poz. 243 z dnia 1989-07-26)*
3. *Rozporządzenie Ministra Przemysłu i Handlu z dnia 14 listopada 1995 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. Nr 139, poz. 686)*

4. *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. Nr 97, poz. 1055)*
5. *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. z 2013 r. poz. 640)*
6. *PN-EN 12279 „Systemy dostawy gazu – Instalacje redukcji ciśnienia gazu na przyłączach – Wymagania funkcjonalne”*
7. *BN-71-8976-31*
8. *Decyzja Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 18 marca 1971 r. w sprawie wprowadzenia norm obowiązujących w gazownictwie [M.P. nr 30 poz. 193]*
9. *BN-80-8976-31*
10. *PN-91/M-34501. Gazociągi i instalacje gazownicze. Skrzyżowania gazociągów z przeszkodami terenowymi. Wymagania.*
11. *PN-EN 12007-2 (Systemy dostawy gazu. Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 16 bar Część 2: Szczegółowe zalecenia funkcjonalne dotyczące polietylenu – MOP do 10 bar włącznie*
12. *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 7 grudnia 2012 r. w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu (Dz. U. z dnia 27 grudnia 2012 r. poz. 1468)*
13. *PN-EN 13067:2012: „Plastic welding personel-qualification testing of welders – Thermoplastics welded assemblies”*
14. *Andrzej Barczyński, Paweł Barczyński: „Techniczno-ekonomiczne aspekty budowy układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu” – Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 10(162)/2011 str.4-9*
15. *Andrzej Barczyński, Paweł Barczyński, Paweł Jańczak: “Możliwości zwiększenia zakresowości (dokładności) układu pomiarowego na stacjach red.-pom w/c” – Gaz, Woda i Technika Sanitarna Nr 6/2009 str. 8-10*
16. *Vademecum Gazownika tom II „Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego” Praca zbiorowa pod redakcją Andrzeja Barczyńskiego, SITPniG, Kraków 2013 r.*

Andrzej Barczyński
Doradztwo Gaz-Energia

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 2.01.2015 r.
Artykuł przyjęto do druku: 11.01.2015 r.



XVIII Konferencja Gazterm

Międzyzdroje, 11-13 maja 2015
Hotel Amber Baltic

Otwarty rynek gazu ziemnego
– wyzwania i bariery

Organizator:
studio | 4u

Patron medialny:

wiadomości
NAFTOWE | GAZOWNICZE

Studio 4u, 70-332 Szczecin, Al. Piastów 69/5
tel. 91 485 17 10, fax: 91 485 17 17
tel.kom.: 607 220 470, 512 092 384
e-mail: gazterm@gazterm.pl

www.gazterm.pl

Jak porównywać elementy koalescencyjne

1. Wstęp

Wraz ze wzrostem znaczenia gazu ziemnego jako paliwa energetycznego coraz bardziej istotną staje się jego czystość. Z uwagi na różne sposoby przerobu wydobywanego gazu może on zawierać zarówno zanieczyszczenia stałe jak i szerokie spektrum cieczy – zazwyczaj wodę i węglowodory jak też olej sprężarkowy, aminę, glikol czy też inhibitory korozji.

Jeśli konieczne jest jedynie zgrubne oddzielenie cieczy ze strumienia gazu, w praktyce przemysłowej stosowane są separatory grawitacyjne, odśrodkowe czy też demistacyjne.

W przypadku, gdy niezbędne jest dokładne oczyszczenie gazu, konieczne jest zastosowanie separatorów wyposażonych w elementy koalescencyjne, umożliwiające separację cieczy ze strumienia gazu o niemal dowolnych wielkościach kropli i różnych właściwościach fizykochemicznych.

I tu pojawia się pytanie – jakie elementy wybrać, spośród wielu dostępnych na rynku, tym bardziej, że ich wytwórcy przekonują zazwyczaj, że ich produkty są bardzo dobre a swe twierdzenia popierają danymi uzyskanymi w różnych rodzajach bliżej niesprecyzowanych (lub nie wyjaśnionych dostatecznie) testów.

W niniejszym artykule przybliżymy i omówimy metody porównania elementów koalescencyjnych, mając nadzieję, że przedstawiona wiedza pomoże w ich właściwym doborze.

2. Elementy koalescencyjne

Na wstępie chcielibyśmy zdefiniować kilka pojęć używanych dalej

- Element koalescencyjny – ma postać świecy filtracyjnej, gdzie napływ odbywa się do środka elementu, umożliwiając skuteczną separację cieczy od gazu
- Koalescer ciecz-gaz – pionowy zbiornik wyposażony w elementy koalescencyjne
- Proces koalescencji – proces łączenia się kropli zawartych w gazie (w większe) w miarę przepływu gazu przez odpowiednio uformowaną, porowatą strukturę elementu
- „Annular velocity (prędkość opływu)” – prędkość gazu w przestrzeniach swobodnych, tych niezapełnionych przez elementy w obudowie.

Dokładne omówienie mechanizmu koalescencji wraz z opisem metodyki projektowania koalescerów ciecz-gaz można znaleźć w literaturze [1-3], a schematyczny rysunek budowy i działania koalescera ciecz-gaz pokazano na rys. 1.



2a. Czym powinny charakteryzować się dobre elementy koalescencyjne

Zanim wymienimy te cechy, należy przypomnieć, że aby element skutecznie oddzielał ciecz o wielkości kropli na poziomie poniżej $1 \mu\text{m}$ (przypadek często spotykany w praktyce), będzie on również podatny na blokowanie się zanieczyszczeniami stałymi o podobnym rozmiarze. A więc często możemy spotkać się z sytuacją, w której element koalescencyjny będzie pełnił rolę filtra, dla zanieczyszczeń mechanicznych, a swą główną rolę (oddzielenie cieczy) spełniał jedynie przy okazji, co będzie powodować skrócenie jego czasu życia.

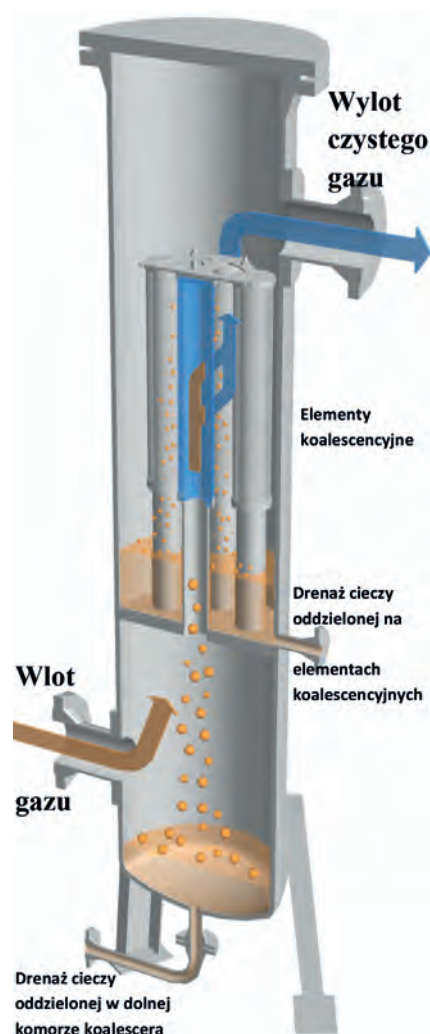
Mając powyższe na uwadze wymieńmy więc jego najbardziej pożądane cechy:

- odpowiednia budowa umożliwiająca oddzielenie kropli cieczy nawet na poziomie $0.1 \mu\text{m}$ ze skutecznością co najmniej 99,9%
- skutecznie oddzielenie wody i węglodorów – czyli jego zewnętrzna warstwa powinna być jednocześnie hydro- i węglowodoro-fobowa (nie powinna nasączać się tymi odmiennymi chemicznie substancjami)
- małe opory przepływu przy wysokiej wytrzymałości mechanicznej
- gwarantowana wysoka skuteczność se-

paracji cieczy i długa żywotność, nawet przy dużym poziomie zanieczyszczeń mechanicznych – a więc (innymi słowy) duża pojemność na przyjmowanie zanieczyszczeń mechanicznych, nieprzeszkadzająca pełnieniu głównej roli – oddzieleniu cieczy z podawanego nań strumienia gazu.

2b. Co z wymienionych cech wyróżnia dobre elementy koalescencyjne

Na pewno skuteczność, porównywana różnymi testami (patrz 3. niżej), lecz równie ważną jest ich zdolność do oddzielania cieczy o bardzo różnym charakterze fizykochemicznym (skrajnie patrząc: wody i metanolu, czy też oleju), tu ważne jest napięcie powierzchniowe, odpowiedzialne za tworzenie odpowiedniego (najchętniej kulistego) kształtu kropli. Dobre elementy koalescencyjne powinny wykazywać więc tę samą skuteczność separacji dla cieczy o bardzo różnych napięciach powierzchniowych



Rys. 1. Schemat budowy i działania koalescera ciecz-gaz

2b.1 Czy jest to możliwe ?

Tak

2b.2 Jak to uzyskujemy w Pall ?

Odpowiednio przygotowujemy zewnętrzną powierzchnię, by krople wody, i np. metanolu, węglowodorów czy oleju miały odpowiednią „kuliście” ułatwiającą ich separację – patrz rys. 2.

2b.3 Co daje odpowiednia preparacja zewnętrznej powierzchni ?

Możemy zaproponować naszemu użytkownikowi mniejszą obudowę i mniej elementów gwarantując ich pełną skuteczność dla wszystkich typów cieczy spotykanych w gazie ziemnym gdyż medium preparowane chemicznie:

- zapewnia łatwość drenażu, bo zbliżone do kulistych krople łatwiej przesuwają się w dół warstwy drenażowej
- zapobiega nieodwracalnemu nasączeniu się separowaną cieczą; dodatkowo element jest odporny na „zalanie się” np. w przypadku dostania się nań większej niż zakładano ilości cieczy, po krótkim czasie nadmiar cieczy zostanie zdrenowany, a element powróci do deklarowanej skuteczności
- umożliwia usunięcie znacznie większej ilości cieczy przy danym przepływie i stężeniu aerozolu (patrz rys. 3 poniżej), a więc jak wspomniano proponujemy mniej elementów i w konsekwencji mniejszą obudowę.

3. Metody porównywania elementów koalescencyjnych

Wydaje się to bardzo proste – wstawmy do tej samej obudowy elementy typu A i ... tu zaczynają się problemy. Bo gdy wstawimy po nich

el. typu B, to praktycznie nie będziemy mogli zapewnić tych samych warunków testu – czas trwania, temperatura, przepływ, stężenie wlotowe aerozolu i jego skład. Będziemy się także borykać z pomiarem stężenia wlotowego/wylotowego separowanego aerozolu. Dlaczego więc nie uruchomić dwóch obudów równolegle, w jednych mając el. typu A a w drugiej typu B ? W tym przypadku przynajmniej będziemy mieć taki sam czas trwania pomiaru i dość przybliżone (jednak w praktyce trochę różne) parametry temperatury, ciśnienia i przepływu. Milcząco możemy też przyjąć, że charakter i stężenie aerozolu będzie jednakowe (kolejne przybliżenie), musimy jednak zapewnić pomiar stężenia wylotowego na obu liniach.

Przedstawiliśmy powyżej jedynie niektóre problemy związane z testowaniem elementów, nie wspominając już możliwości technicznych ich zrealizowania (np. dwie identyczne obudowy, podłączone równolegle do strumienia gazu); dwa stanowiska pomiaru stężenia wylotowego aerozolu w warunkach procesu. Nawet gdybyśmy potrafili zrealizować powyższe i tak zarzucono by nam, że porównanie jest niesprawiedliwe bo: stosowane obudowy zostały zaprojektowane np. dla el. typu B (liczba el., średnica obudowy), a dla el. typu A byłyby inne. Pomiar prowadzilibyśmy w zastanych warunkach

(przepływ, ciśnienie, temperatura), a co by było gdyby przepływ był większy/mniejszy, podobnie jak temperatura, ciśnienie czy stężenie aerozolu? Co więc robimy ...?

By uniknąć wymienionych niedogodności (nierzetelności), ograniczyć koszty i posiadać porównywalne dane prowadzimy testy laboratoryjne. Pozwalają one na zastosowanie tej samej, i co ważne, kontrolowanej metodyki pomiaru dając obiektywną podstawę do porównywania elementów. Oczywiście testy laboratoryjne mają też swe ograniczenia, niemniej pozwalają uzyskać rzetelne porównanie różnych elementów w identycznych warunkach.

Poniżej przedstawimy i omówimy krótko, najpowszechniej stosowane testy laboratoryjne – ich zalety i wady.

Pamiętajmy tu, że jeśli producent nie przedstawia wyników choćby jednego z niżej wymienionych testów, jego produkty nie powinny być rozpoznawane jako „dobre elementy koalescencyjne”.

3.1 Laboratoryjne metody testowe porównujące jakość elementów koalescencyjnych

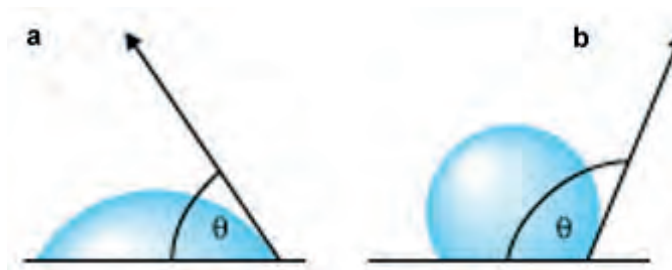
3.1.1 Test DOP (Diocetyl Phthalate) [4] Test z zastosowaniem ftalanu dioktylu, ciekłej substancji organicznej.

Na skutek jej odparowania (poprzez podgrzanie), a następnie schłodzenia otrzymujemy niemal jednorodnie rozproszoną w gazie fazę ciekłą o rozmiarze cząstek 0.3 μm . Porcja tak wytworzonej „mgły” jest mieszana z powietrzem i przepuszczana przez próbkę materiału filtracyjnego (identycznego do materiału tworzącego element koalescencyjny) przy kontrolowanym przepływie i stężeniu otrzymanego ciekłego aerozolu (ok. 75 ppm). Zazwyczaj testowana próbka ma powierzchnię 100 cm^2 , a przepływ wynosi 32 l/min. Stężenie aerozolu na wlocie i wylocie analizowane jest za pomocą fotometru.

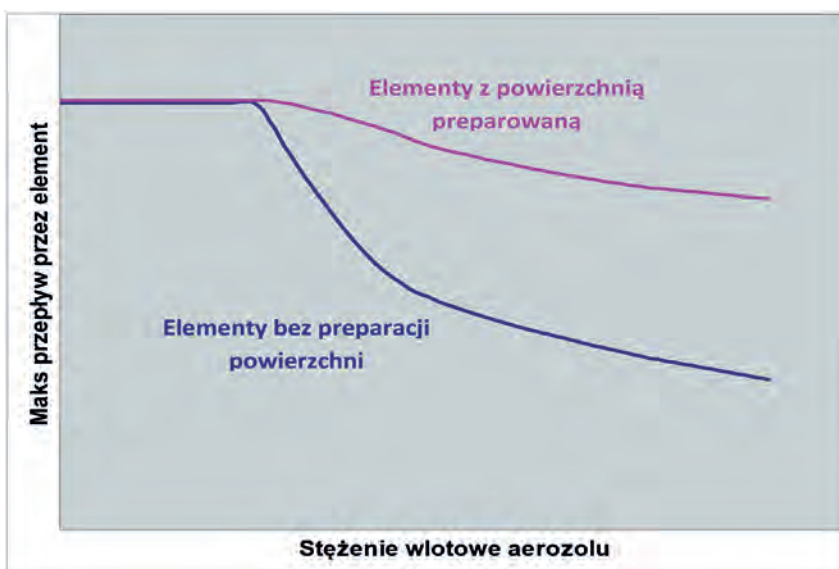
Uzyskane wyniki są zazwyczaj prezentowane jako procentowa skuteczność usuwania cieczy o rozmiarze 0.3 μm .

Zalety metody

Test DOP jest standardowym testem dla oceny filtrów dla bardzo czystego powietrza



Rys. 2. (a) – medium nieobrobione $\theta < 90^\circ$; (b) medium obrobione $\theta > 90^\circ$



Rys. 3. Schematyczne przedstawienie wpływu preparacji chemicznej na jakość separacji w zależności od stężenia wlotowego aerozolu i przepływu [3]

tw. filtrów HEPA (High Efficiency Particulate Air Filters – Wysoko sprawne filtry cząsteczkowe dla powietrza).

Wiele firm oferuje komercyjną aparaturę umożliwiającą przeprowadzenie takiego testu – możemy więc łatwo go przeprowadzić.

Test daje wiarygodne wyniki umożliwiające ocenę początkowej zdolności materiału filtracyjnego do wychwytywania ciekłego aerozolu.

Wady metody w odniesieniu do elementów koalescencyjnych

Warunki testu są nieadekwatne do rzeczywistych warunków pracy el. koalescencyjnych gdyż:

- ciśnienie badanego strumienia, w którym rozproszono aerozol jest bardzo niskie
- stężenie aerozolu jest mniejsze niż zazwyczaj spotykane w praktyce
- badamy efektywność tylko dla cząstek aerozolu o rozmiarze ok. $0.3 \mu\text{m}$, a charakter chemiczny cieczy tworzącej aerozol jest wyraźnie różny, od spodziewanego w praktyce
- badamy jedynie wycinek materiału filtracyjnego (separacyjnego), który nie zawsze jest dobrym odzwierciedleniem rzeczywistego materiału elementu koalescencyjnego, który często bywa plisowany i zawiera zewnętrzne warstwy drenażowe
- metoda testowa nie obejmuje sytuacji, w których następuje całkowite zwilżenie badanego materiału, a czego możemy się spodziewać (z czym możemy mieć do czynienia) w warunkach rzeczywistych

3.1.2 Test Sodium Chloride [5]

Test z zastosowaniem chlorku sodu (sodium chloride).

W tym przypadku badamy próbkę materiału separacyjnego (ok. 64 cm^2), na który napływa powietrze z cząsteczkami NaCl. Możemy tu zmieniać rozmiar cząsteczek (odparowując wodne roztwory soli o różnym stężeniu i podając je do strumienia powietrza o różnym przepływie czy ciśnieniu) podawanych na testowany materiał, jak też całkowity przepływ; zazwyczaj stosujemy przepływy bliskie oczekiwanym w rzeczywistych warunkach procesu.

Stężenie aerozolu (czyli NaCl) jest utrzymywane na poziomie ponad 106 cząstek na 28.3 l gazu (ok. $3750 \text{ na } 1 \text{ m}^3$) i mierzone (na wlocie i wylocie) poprzez pobór próbki za pomocą sondy izokinetycznej, z której gaz podawany jest na laserowy licznik cząstek.

Zalety metody

Test ten pozwala na badanie efektywności separacji cząstek o różnych rozmiarach (w przeciwieństwie do testu DOP, gdzie ograniczeni jesteśmy jedynie do cząstek $0.3 \mu\text{m}$), i umożliwia

regulację przepływu (wybieramy tu przepływy bliskie spodziewanym w praktyce). Zastosowanie laserowych liczników cząstek podwyższa dokładność pomiarów w stosunku do testu DOP (gdzie posługujemy się fotometrem).

Test NaCl jest szeroko uznawany w różnych gałęziach przemysłu obejmujących także mikroelektronikę (gdzie czystość procesu stanowi podstawowe wymaganie).

Test daje wiarygodne wyniki umożliwiające ocenę początkowej zdolności materiału filtracyjnego do wychwytywania zanieczyszczeń o różnych rozmiarach i różnym przepływie

Wady metody w odniesieniu do elementów koalescencyjnych

Podobnie jak dla testu DOP warunki są nieadekwatne do rzeczywistych warunków pracy el. koalescencyjnych gdyż:

- ciśnienie strumienia aerozolu jest b. niskie
- badany aerozol zawiera jedynie cząstki stałe
- badamy jedynie wycinek materiału filtracyjnego (separacyjnego), który nie zawsze jest dobrym odzwierciedleniem rzeczywistego materiału elementu koalescencyjnego, który często bywa plisowany i zawiera zewnętrzne warstwy drenażowe
- metoda testowa nie obejmuje sytuacji, w których następuje całkowite zwilżenie badanego materiału, a czego możemy się spodziewać (z czym możemy mieć do czynienia) w warunkach rzeczywistych
- dla określenia skuteczności separacji posługujemy się jedynie próbką strumienia (co prawda pobraną izokinetycznie), co może wносить też dodatkowe błędy.

3.1.3 Test LASE [6]

Test "Laser Assisted Separation Efficiency" (Test Efektywności Separacji z wykorzystaniem Laserowych liczników cząstek).

Jest to najbardziej wymagający test, umożliwiający w warunkach laboratoryjnych sprawdzenie efektywności separacji pełnowymiarowego elementu separacyjnego (w przeciwieństwie do np. testów DOP czy NaCl w których testujemy jedynie materiał tworzący element) umieszczonego w odpowiedniej obudowie. Obudowa nie zawiera żadnych wstępnych urządzeń separacyjnych i wstępnej komory osadkowej.

A więc na testowany element podawany jest wprost aerozol olejowy rozproszony w powietrzu (generowany w odpowiedniej dyszy ultradźwiękowej – „ultrasonic spray nozzle”); umożliwia to badania dla aerozolu o różnym rozmiarze cząstek. Pomiar prowadzone są po nasyceniu elementu aerozolem. Przepływ ustalany jest tak, aby odwzorowywał rzeczywiste warunki procesu i uwzględniał daną średnicę obudowy

– bierzemy pod uwagę nie tylko przepływ, ale także to co dzieje się wokół elementu, innymi słowy sprawdzamy czy dla danego przepływu odległość od ścianki obudowy (potencjalnie innych elementów) jest odpowiednia, by nie następowało unoszenie oddzielonego już aerozolu. Badania prowadzone są pod ciśnieniem ok. 7 bar i w temperaturze $37.7 \text{ }^\circ\text{C}$ (100 psig i $100 \text{ }^\circ\text{F}$)

Pomiary prowadzimy przy stężeniu wlotowym (podawanym na element) ok. 1100 ppm oleju (jest to wartość większa niż spodziewana w praktyce); na wylocie stosujemy pomiar stężenia aerozolu dla pełnego przepływu – bierzemy więc pod uwagę zarówno ilość aerozolu unoszonego z gazem jak i tę jego porcję „wędrującą” po ściankach przyłączy; czułość metody oznaczenia stężenia aerozolu na wylocie wynosi 0.001 ppm

Szczegóły dotyczące tego testu (schemat stosowanej aparatury i wyjaśnienie poszczególnych etapów jego przeprowadzania) można znaleźć w literaturze [3].

Zalety testu

Test LASE umożliwia badanie skuteczności separacji elementu dla różnej wielkości cząstek aerozolu, co odzwierciedla warunki spotykane w praktyce.

Elementy testujemy dla maksymalnej wartości przepływu (100%) specyfikowanej dla badanej powierzchni elementu.

Pomiary na wylocie wykonywane są pod ciśnieniem, i dopiero wtedy gdy badany element zostanie nasycony aerozolem olejowym. Stężenie wlotowe oleju wynosi 1100 ppm, co odpowiada rzeczywistym i trudnym warunkom procesowym.

Uwzględniamy „annular velocity” (prędkość gazu w wolnych przestrzeniach) , bo umieszczamy dany element w obudowie o danej średnicy.

Badania stężenia aerozolu na wylocie pozwalają na oznaczenie go z dokładnością do 0.001 ppm (dokładność laserowych liczników cząstek).

Wady metody w odniesieniu do elementów koalescencyjnych

Mimo iż jest to najbardziej wymagający test laboratoryjny (możliwie bliski warunkom procesowym), nie jest on pozbawiony kilku wad:

- ciśnienie, przy którym testujemy dany element jest niższe, niż te zazwyczaj spotykane w praktyce
- jako gaz nośny stosujemy powietrze
- obserwujemy skuteczność separacji dla oleju, a nie różnych węglowodorów (np. C5+), czy innych aerozoli (np. H_2O) potencjalnie obecnych w strumieniu gazu.

3.1.4 Test ANSI/CAGI [7]

Test opracowany wspólnie przez American National Standards Institute (ANSI) i Compressed Air and Gas Institute (CAGI) czyli przez

Amerykański Narodowy Instytut Standardów i Instytut Sprężonego Powierza i Gazów.

Charakter tego testu jest zbliżony do opisanego wyżej testu LASE.

Jest on jednak znacznie mniej wymagający gdyż:

- stężenie podawanego na element aerozolu wynosi tylko 40 ppm oleju
- nie uwzględniamy zmienności „annular velocity” – wartość tego parametru nie jest dobierana; często nie odwzorowuje to warunków spotykanych w praktyce
- metoda pomiaru stężenia aerozolu na wylocie elementu odbywa się poprzez pobór próbki za pomocą sondy izokinetycznej (podobnie jak dla testu DOP).

Zalety testu

Badamy sprawność separacyjną elementu dla różnej wielkości cząstek tworzących aerzol, co odpowiada warunkom spotykanym w praktyce.

Skuteczność separacji jest wyznaczana dla elementu nasyconego aerozolem olejowym pod ciśnieniem (ok. 7 bar) i dla maksymalnego specyfikowanego dlań przepływu.

Wady metody w odniesieniu do elementów koalescencyjnych

Choć test ten jest ostatnio szeroko stosowany, ma kilka istotnych wad w odniesieniu do spodziewanego funkcjonowania elementów koalescencyjnych w rzeczywistych warunkach procesowych:

- badania prowadzone są przy mniejszym ciśnieniu, niż spodziewane w praktyce
- gazem, w którym rozpraszamy olej jest powietrze
- stężenie podawanego na badany element aerozolu olejowego wynosi jedynie 40 ppm (jest wyraźnie niższe, niż możemy spodziewać się w praktyce); powoduje to uzyskiwanie b. dobrych rezultatów efektywności separacji dla wielu testowanych tą metodą elementów.
- protokół badań nie wymienia (jako badanego parametru) „annular velocity”, co sprzyja w wyraźny sposób uzyskiwaniu niemal idealnych wartości skuteczności separacji

- zastosowanie pomiaru stężenia aerozolu w pobranej z wylotu elementu próbce (a nie dla pełnego przepływu) może obniżyć w wyraźny sposób dokładność tak wykonanych pomiarów

4. Podsumowanie

W Tabeli 1 zestawiono charakterystykę testów laboratoryjnych umożliwiających określenie skuteczności separacji elementów koalescencyjnych.

Analizując przedstawione w niej dane, widzimy, że testem najbardziej dokładnym (i możliwie zbliżonym do praktycznych warunków procesowych) jest test LASE.

Wszystkie testy laboratoryjne (patrz wyżej) nie odwzorowują niestety warunków spotykanych w praktyce.

A więc po co testować? – jest to natychmiast rodzące się pytanie.

Jak na nie odpowiedzieć – prosto!

Różne elementy sprawdzamy w tych samych (kontrolowanych) warunkach, a uzyskane wyniki świadczą o ich jakości w warunkach eksperymentu.

Czy możliwe jest, że testowany w warunkach laboratoryjnych element separacyjny (zgodnie z przedstawioną metodyką), okaże się lepszy w warunkach procesowych? – to następne rodzące się szybko pytanie.

Odpowiedź na nie brzmi – NIE! – Jeśli jest gorszy w warunkach laboratoryjnych, będzie tym gorszy również w warunkach praktycznych.

5. Wnioski

Poniżej przedstawiono wyniki uzyskane dla sprawdzenia efektywności separacji tego samego elementu (Sepasol +) w omówionych wyżej testach.

Z danych zamieszczonych w tabeli 2. wyraźnie widać, że oznaczone skuteczności separacji są zależne od typu zastosowanej metody badawczej. Powoduje to niestety, iż użytkownik niezaznajomiony bliżej z ograniczeniami danej metody, może preferować te elementy, dla których oznaczone sprawności będą najwyższe, a więc np. wartości 99.999 % (test DOP), czy też 0.001 ppm za elementem (test ANSI/CAGI), będąc zachwyconym przedstawionymi sprawnościami, nie zwracając uwagi na ich znaczenie.

Biorąc powyższe pod uwagę proponujemy, aby przy wyborze elementów separacyjnych posługiwać się następującym algorytmem postępowania:

- a. Sprawdzić w dostępnej literaturze (albo też w dostarczonych przez sprzedawcę broszurach), czy elementy były poddane testom laboratoryjnym
- b. Jeśli producent nie zamieszcza takich danych, jego elementy nie powinny być dalej rozpatrywane jako przydatne do wysokosprawnej separacji
- c. Jeśli producent prezentując swe wyroby posługuje się wynikami testów laboratoryjnych to:
 - porównujemy dane prezentowane dla tych samych testów
 - nie porównujemy (bezwiednie) wartości np. 99.999% z wartościami 97.7 % , bo dotyczą one zupełnie innych warunków prowadzenia testów, a więc nie wolno ich porównywać!

Ogólnie mówiąc wybieramy te elementy, które wykazują najwyższą wartość sprawności w testach laboratoryjnych możliwie zbliżonych do warunków procesowych.

Tabela 2. Wyniki uzyskane dla tego samego elementu, poddanego testom laboratoryjnym

Metoda testowa	Oznaczona sprawność separacji
DOP	99.999% dla cząstek 0.3 μm
NaCl	97.7 % dla cząstek ≥ 0.3 μm
LASE	0.01 ppm oleju za elementem
ANSI/CAGI	0.001 ppm oleju za elementem

Tabela 1

Metoda testowa	Rodzaj aerozolu	Stęż. wlotowe	Test dla nasyconego medium	Test dla maks. obciążenia	Test dla maks. przepływu pomiędzy elementami	Metoda próbkowania na wylocie
DOP	Ciecz (ftlan dioctylu)	ok. 77 ppm w powietrzu	NIE	NIE	NIE	Pełny przepływ
NaCl	Ciało stałe	> 3750 cząstek większych niż 0.003 μm na 1 m ³	NIE	NIE	NIE	Izokinetyczny pobór części przepływu
ANSI/CAGI	Ciecz (olej smarowy)	40 ppm	TAK	NIE	NIE	Jak wyżej
LASE	Ciecz (olej smarowy)	1 110 ppm	TAK	TAK	TAK	Pełny przepływ

5.1 Wnioski praktyczne

Wielu użytkownikowi wydaje się, że różne elementy wstawione do tej samej obudowy (oczywiście pasujące wymiarowo) charakteryzują się taką samą efektywnością usuwania ciekłych aerozoli. Czy to prawda? Tak i nie.

Tak, gdyż często nie obserwujemy w takim przypadku istotnego wpływu na warunki procesowe.

Z czego to wynika? Dla niewielkich stężeń aerozolu i znacznie mniejszych niż zakładane przepływów, różne elementy nie będą się znacznie różnić między sobą; ich zalety/wady (np. preparacja chemiczna zewnętrznej powierzchni, lub jej brak) uwidoczniają się dopiero gdy zwiększymy stężenie aerozolu przy danym przepływie (lub przepływy przy danym stężeniu aerozolu) – por. rys. 3.

Nie, bo nie badamy stężeń aerozolu za nimi – czy taka wiedza jest istotna? Na to pytanie użytkownik powinien sobie odpowiedzieć sam, czy różnica na poziomie np. 5 (10) ppm (bądź więcej) na wylocie z separatora jest dla niego akceptowalna.

Oznacza to 5 (10) g cieczy na 1 tonę gazu podawanego do następnych etapów. A więc

jeśli przyjmujemy, że przez separator przepływa 50 000 Nm³/h (36.5 tony – w uproszczeniu, gęstość gazu w war. normalnych przyjęto, jako 0.73 kg/m³) to pozwalamy przejść dalej 182.5 g (365 g) ciekłego aerozolu w ciągu godziny, czyli na dobę 4.4 litra (8.8 litra), łatwo możemy policzyć, że będzie to 132 l (264 l) w miesiącu. Akceptowalne...?

Nie, bo zazwyczaj porównujemy ich zachowanie w warunkach niekrytycznych – czyli przede wszystkim w warunkach mniejszego (czasem b. wyraźnie) przepływu rzeczywistego od maksymalnego przepływu projektowanego, nie porównujemy ich zachowania w przypadku nagłych rzutów cieczy, gdy na element dostaje się znacznie więcej cieczy niż projektowano.

Gdy zastosujemy elementy weryfikowane (jedną z przedstawionych metod), możemy być spokojni, że w każdym z przypadków wyposażony w nie separator będzie charakteryzował się deklarowaną skutecznością.

Literatura

- [1] Chyliński K., Kalinowski T.: *Koalescencja – wysokosprawna technika separacji fazy ciekłej ze strumieni gazu, Nowoczesne Ga-*

zownictwo 2 (X), 2005

- [2] Pink D.J.: *Solving Separation problems, Hydrocarbon Engineering, September 1999 pp. 1-11*
- [3] Wines T.H., Whitney S., Arshad A.: *Liquid-Gas Coalescers: demystifying performance ratings, Chemical Engineering, July 2011, pp. 38-43.*
- [4] ASTM D2986-95a: *Standard Practice for Evaluation of Air Assay Media by the Mono-disperse DOP (Diocetyl Phtalate) Smoke Test*
- [5] Gotlinsky B. and others.: *Testing of All Metal Filters for High Purity Semiconductor Process Gases, IEST, May 1981*
- [6] Williamson K., Touse S. Hashemi R.: *Recent Developments in Performance Rating of Gas/Liquid Coalescers, First Annual Meeting of the American Filtration Society, Ocean City, Maryland, March 1988, pp. 21-25*
- [7] ANSI/CAGI ADF 400-1999, *Standard for Testing and Rating Coalescing Filters*

Dr Krzysztof Chyliński
Pall Poland Sp. z o.o.

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

Wszystkie dostarczane materiały przeznaczone do druku powinny być w formie elektronicznej, przesłane na adres redakcji na CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 20 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja@wnig.pl, redakcja.wnig@interia.pl, jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść oraz streszczenie. Pod nim imię(a) nazwisko(a) autora(ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczania w tekście rysunki, zdjęcia, itp. powinny być cytowane jako figury. Figury numerowane w osobnych plikach (wykonane w Corel Draw 7-14 lub jako JPG lub TIFF 300 DPI) z zaznaczeniem w tekście miejsc ich umieszczenia. Podpisy pod figurami na końcu tekstu. Spis literatury powinien zawierać imię i nazwisko autora, rok publikacji, tytuł, wydawcę i strony. Szczegółowe zasady opisane są na naszej stronie internetowej: <http://www.wnig.pl/info/publikuj-u-nas>

PRENUMERATA

**Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH**

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

EuRoPol GAZ s.a. Liderem Bezpieczeństwa Technicznego



W ogólnopolskim rankingu „Lider Bezpieczeństwa Technicznego” zorganizowanym w 2014 roku przez Urząd Dozoru Technicznego pod patronatem Ministerstwa Gospodarki, EuRoPol GAZ – właściciel polskiego odcinka gazociągu jamalskiego został uznany za spółkę o najwyższym poziomie bezpieczeństwa technicznego w kategorii Użytkownik. Przyznany tytuł potwierdza, że infrastruktura gazociągowa EuRoPol GAZ s.a. pracuje w sposób bezpieczny, niezawodny i skuteczny.

Statuetkę i wyróżnienie z rąk sekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki, Jerzego Witolda Pietrewicza oraz prezesa Urzędu Dozoru Technicznego, Mieczysława Borowskiego w imieniu spółki odebrał prezes Zarządu EuRoPol GAZ s.a., Kazimierz Nowak. Uroczystość odbyła się podczas konferencji „Nauka i technika, gospodarka – doświadczenia i perspektywy” zorganizowanej przez Urząd Do-

zoru Technicznego 27-28 listopada 2014 roku w Warszawie. „Przyznana nagroda to zasługa zarówno pracowników spółki, jak i firm, z którymi współpracujemy. To kolejny dowód, że polski odcinek gazociągu jamalskiego od ponad 20 lat pracuje w sposób bezpieczny, niezawodny i skuteczny. Nagroda została przyznana godnej firmie” – powiedział prezes EuRoPol GAZ s.a. odbierając wyróżnienie.

Ogólnopolski ranking Urzędu Dozoru Technicznego „Lider Bezpieczeństwa Technicznego” miał na celu uhonorowanie przedsiębiorstw, które w skali kraju wyróżniają się poziomem bezpieczeństwa technicznego, a także innowacyjnością i wkładem w rozwój gospodarczy. Procedura wylania zwycięzców była kilkuetapowa. Spośród tysięcy przedsiębiorstw wybrano 300 firm, z nich zaś 80 spełniających wymagania regulaminu rankingu, a z nich kolejne 30, po 10 w każdej z trzech kategorii: Wytwarzający, Użytkownik i Modernizujący. Podkreślić należy tu fakt, że dbałość o bezpieczeństwo techniczne oceniane było dla każdego etapu życia urzędzenia technicznego, począwszy od projektowania, wytwarzania, eksploatacji, napraw, moderniza-



Statuetka EuRoPol GAZ s.a. „Lider Bezpieczeństwa Technicznego 2014” w kategorii Użytkownik

cji, a skończywszy na wycofaniu z eksploatacji. Najlepszą z najlepszych w kategorii Użytkownik została uznana spółka EuRoPol GAZ.

Zwycięstwo EuRoPol GAZ s.a. w rankingu UDT to dowód najwyższego uznania działań tego przedsiębiorstwa w zakresie dbałości o bezpieczeństwo techniczne, środowisko i bezpieczeństwo ludzi. To świadectwo, że w obszarze swoich działań w zakresie transportu gazu i utrzymania infrastruktury technicznej polskiego odcinka gazociągu jamalskiego, Spółka nie tylko spełnia wszystkie wymagania, ale spełnia je na najwyższym poziomie. Wyróżnienie jest tym cenniejsze, że zostało przyznane przez środowisko niezależnych ekspertów renomowanej polskiej instytucji certyfikującej. W ocenie UDT EuRoPol GAZ s.a. może być inspiracją i przykładem dla innych, jak sprawnie, kompleksowo i z zachowaniem najwyższej jakości łączyć działalność biznesową z dbałością o bezpieczeństwo techniczne i inwestycjami w innowacyjność.

Chcąc zapewnić jak najwyższe standardy w zakresie bezpieczeństwa EuRoPol GAZ s.a. w 2008 roku przeprowadził analizę dynamiczną systemów sterowania oraz pomiary sprawdzające poprawność pomiarów w systemie sterowania tłoczniami przez niezależną firmę. Również w 2008 roku EuRoPol GAZ s.a. podjął działania zmierzające do:

- zwiększenia bezpieczeństwa ludzi;
- zwiększenia bezpieczeństwa urządzeń;
- zwiększenia niezawodności i utrzymania produkcji.

polegające na przeprowadzeniu specjalistycznych analiz technicznych: analizy HAZOP, C-HA-



Wręczenie EuRoPol GAZ s.a. statuetki „Lider Bezpieczeństwa Technicznego 2014” w kategorii Użytkownik. Od prawej: sekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki, Jerzy Witold Pietrewicz; prezes Zarządu EuRoPol GAZ s.a., Kazimierz Nowak; prezes Urzędu Dozoru Technicznego, Mieczysław Borowski; wiceprezes Urzędu Dozoru Technicznego, Przemysław Ligenza. Fot. arch. Urzędu Dozoru Technicznego



Tłocznia Gazu Ciechanów. Fot. arch. EuRoPol GAZ s.a.

ZOP, LOPA, Graf ryzyka - SIL. W celu realizacji tak postawionych zadań EuRoPol GAZ s.a. nawiązał współpracę z uprawnioną jednostką certyfikującą UDT-CERT, która trwa do tej pory i dotyczy tematyki zwiększenia bezpieczeństwa technicznego w obiektach technologicznych polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. W ramach tej kooperacji UDT-CERT opracował analizy: HAZOP (określającą bezpieczeństwo procesowe poprzez analizę zagrożeń i zdolności operacyjnych w procesach technologicznych), C-HAZOP (określającą bezpieczeństwo poprzez analizę zagrożeń i zdolności operacyjnych w systemach sterowania i automatyki), Graf ryzyka (określającą wymagany poziom SIL, czyli nienaruszalności bezpieczeństwa) oraz LOPA (określającą skuteczność wprowadzanych i przewidywanych warstw zabezpieczeń). Na podstawie wytycznych i uwag zawartych w powyższych analizach rozpoczęto proces modernizacji systemów

bezpieczeństwa przeciwpożarowego oraz systemów zabezpieczeń tłoczni ESD (systemów awaryjnego wyłączenia) na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. Najpierw wykonano modernizację systemu wykrywania gazów wybuchowych i pożaru na tłoczniach gazu w Kondratkach oraz Włocławku. Następnie przeprowadzono modernizację systemów wykrywania gazów wybuchowych i pożaru na tłoczniach Zambrow, Ciechanów i Szamotuły. W 2014 roku rozpoczęto na tłoczniach w Kondratkach i Włocławku modernizację systemów zabezpieczeń tłoczni ESD. Przy realizacji tego projektu UDT-CERT aktywnie nadzoruje wdrażanie nowych systemów bezpieczeństwa ESD. W najbliższych latach planowane jest przeprowadzenie analiz RBI (Risk Based Inspection) wykorzystujących zasady oceny ryzyka w celu optymalizacji planowania inspekcji i badań profilaktycznych na obiektach części liniowej oraz tłoczniach gazu.

Polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego, którego właścicielem jest EuRoPol GAZ s.a. przesyłany jest gaz ziemny na potrzeby odbiorców krajowych i zagranicznych. Operatorem gazociągu jest OGP GAZ-SYSTEM S.A. Od momentu uruchomienia przesyłu gazu, w listopadzie 1999 roku, do końca 2014 roku EuRoPol GAZ s.a. przetransportowała ok. 396 miliardów metrów sześciennych gazu.

Na polskim odcinku gazociągu jamalskiego rozmieszczone jest pięć tłoczni gazu: w Kondratkach, Zambrowie, Ciechanowie, Włocławku i Szamotułach. Są to obiekty wyposażone w nowoczesne oprzyrządowanie, obsługiwane przez wysoko wykwalifikowaną załogę, realizujące zadania w sposób ciągły i bezpieczny w każdych warunkach. Stanowią kluczowy element całego systemu niezbędny do przesyłu gazu na całej długości gazociągu w maksymalnej planowanej ilości.

EuRoPol GAZ s.a.



Tłocznia Gazu Ciechanów. Fot. arch. EuRoPol GAZ s.a.

Jubileusz 70-lecia Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego



8 stycznia 2015 roku uroczystość obchodzona w Krakowie Jubileusz Instytutu, który powołany do życia 7 stycznia 1945 roku w Krośnie, w kolebce przemysłu naftowego, miał za podstawowy cel wspomaganie rozwoju tego przemysłu. Pomimo licznych restrukturyzacji na przestrzeni lat, wielu wydziałów i połączeń jednostek badawczych, zmian nazw i zwiększenia liczby lokalizacji, m.in. o Kraków czy o Warszawę, a także podjęcia szeregu nowych kierunków badań, Instytut pozostał wierny swej misji.

Przez 70 lat pracownicy Instytutu wnosili swój wkład w rozwój przemysłu naftowego, będąc autorami nowych technik i technologii, metod pomiarowo-interpretacyjnych, symulacyjnych rozwiązań w zakresie dodatków uszlachetniających paliwa silnikowe. I poprzez wdrażanie w praktyce przemysłowej tych rozwiązań Instytut pozostawił swoją część „bytu” w znaczących osiągnięciach przemysłu naftowego, od poszukiwań i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, poprzez przesył, magazynowanie,



Dyrektor Pionu Technologii Nafty mgr inż. Wiesława Urzędowska prezentuje dorobek badawczy Pionu. Fot. arch. INIG-PIB

dystrybucję i użytkowanie gazu ziemnego, ropy naftowej i produktów naftowych, aż po rozwój technologii wytwarzania paliw płynnych.

Uroczystości jubileuszowe, zorganizowane pod honorowym patronatem wiceprezesa Rady Ministrów, ministra Gospodarki Janusza Piechocińskiego oraz minister Nauki i Szkolnictwa Wyższego prof. Leny Kołarskiej-Bobińskiej, roz-

poczęły się mszą świętą w kościele św. Floriana w Krakowie. Spotkanie seniorów oraz obecnych pracowników Instytutu, a także licznie przybyłych gości odbyło się w Teatrze im. Juliusza Słowackiego.

Rozpoczynając uroczystości dyrektor Instytutu zwróciła się do seniorów słowami: „... mamy pełną świadomość, że to Państwo budo-



Nasi goście przed rozpoczęciem gali w Teatrze im. J. Słowackiego. Fot. arch. INIG-PIB

waliście ten Instytut, angażując niejednokrotnie całe swoje siły, czas i zdrowie, uczestnicząc w próbach przemysłowych, organizując laboratoria, najlepsze na miarę czasu, budowaliście po prostu własnymi rękami, umysłem i sercem wspólną ojczyznę naftową. I dziś to Państwo jesteście naszymi najważniejszymi gośćmi. Bez Was nie byłoby Instytutu z tak ogromnym dorobkiem i tradycjami, ze wszczepioną misją pracy dla przemysłu i wartościami ponadczasowymi, takimi jak przede wszystkim odpowiedzialność.

Dla pracowników zatrudnionych w danej chwili w Instytucie zawsze pozostaje przesłanie kontynuacji wszystkiego co najlepsze oraz rozwój na miarę obecnej wiedzy i techniki kierunków merytorycznych i potencjału badawczego, w najszerszym tego słowa znaczeniu."



Wyróżnieni pracownicy. Fot. arch. INiG-PIB



„Kapsuła czasu”. Fot. arch. INiG-PIB

Nawiązując do historii, przedstawiono osiągnięcia pionów badawczych przede wszystkim za ostatnie 10 lat. W trakcie uroczystości wielu pracowników uhonorowano odznaczeniami re-sortowymi.

Zamknięto publicznie tzw. „Kapsułę czasu”, zawierającą elementy dokumentujące pracę Instytutu dzisiaj (m.in. wydawnictwo jubileuszowe, współczesne nośniki informacji z zapisem elektronicznym ww. wydawnictwo, „geopetrologowego” ptaka – drewniany symbol organizowanych konferencji o tej nazwie, wykaz osób zatrudnionych w Instytucie w latach 1945–2015, kopię dyplomu „Great Place to Work”, telefon służbowy...). Klucze do tej „kapsuły” wręczono trzem młodym asystentom, pracownikom INiG – PIB, mającym szansę otwarcia jej w 100-lecie Instytutu, przypadającego w 2045 roku.

Na zakończenie gali w teatrze wystąpiła orkiestra i soliści Opery i Operetki Krakowskiej.

Wieczorem tego dnia, pracownicy Instytutu i zaproszeni goście spotkali się w Starej Zajezdni Kraków, by przy muzyce pogawędzić o sprawach codziennych, a także potańczyć do północy.

W uroczystościach jubileuszowych uczestniczyli goście m.in. z Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju, Wyższego Urzędu Górniczego, PGNiG S.A., PKN ORLEN S.A., LOTOS S.A., Gaz-Sytem S.A., EuRoPol Gaz S.A., OLPP, Polskiej Spółki Gazownictwa, EXALO, LNG-Polska, Geofizyka Kraków, Geofizyka Toruń, SITPNiG, Common, Intergaz, Aparator-Metrix, Geokrak, Termet, Izby Gospodarczej Gazownictwa, Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego, Polskiej Izby Paliw Płynnych, z wyższych uczelni i instytutów badawczych...

Obecni też byli przedstawiciele korpusu dyplomatycznego Rosji i Ukrainy oraz goście z Rosji, Ukrainy, Azerbejdżanu, Niemiec i Danii. Głównym sponsorem gali był Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.

Głównymi partnerami gali były firmy: PGNiG S.A. oraz Grupa LOTOS S.A.

Sponsorem gali był także GAZ-SYSTEM S.A., a partnerami cztery firmy: ORLEN Upstream Sp. z o.o., EuRoPol GAZ S.A., Polskie LNG Sp. z o.o. oraz Rafineria Południe S.A.

A od poniedziałku, po uroczystościach, trwała w Instytucie już normalna praca. Zegar dziejowy rozpoczął nieustępliwe odliczanie kolejnego roku, kolejnego dziesięciolecia...

Organizatorzy



Drewniana figura anioła wręczona za wspieranie działalności merytorycznej Instytutu. Fot. arch. INiG-PIB

Na Ziemi Kościańskiej



Oddział w Zielonej Górze

Górnictwo naftowe jest obecne na Ziemi Kościańskiej od 15 lat. Odkrycia w tym rejonie zostały okrzyknięte największymi przelomu wieku. Poszukiwania gazu ziemnego zaowocowały tam w drugiej połowie lat 90. szeregiem odkryć bogatych złóż: Bonikowo, Racot, Kościan, Brońsko. Zasoby gazu w tych złożach liczone są już w kilkudziesięciu miliardach m³.

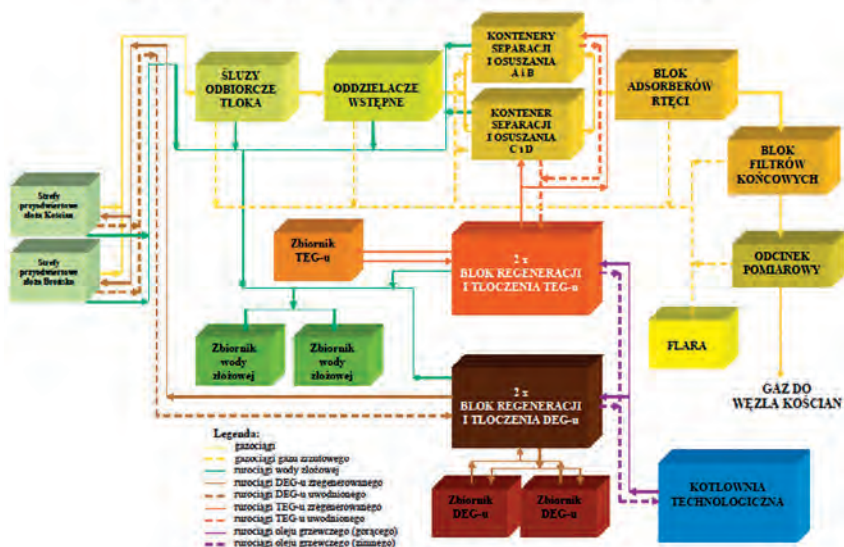
Najpierw Bonikowo

W grudniu 1999 r. w ramach próbnej eksploatacji oddana została do użytkowania strefa przyodwiertowa Bonikowo-1 o wydajności 12 tys. m³/h. Ilość ta w znacznym stopniu przyczyniła się do zbilansowania niedoboru gazu GZ 41,5, zwłaszcza w okresie zimy 1999/2000 r. Bonikowo była pierwszą tego typu instalacją w Polsce – bezobsługową. Jej zadaniem było kompleksowe przygotowanie gazu ziemnego do sprzedaży. Instalacje procesu eksploatacji i obróbki były w pełni zautomatyzowane i wyposażone w system automatyki lokalnej powiązanej z systemem telemetryjnym, początkowo z KGZ Stęszew, a następnie z KGZ Kościan-Brońsko. Wyniki z tak prowadzonej eksploatacji przyniosły nam bardzo cenne doświadczenia, które zostały wykorzystane przy zagospodarowaniu odwiertów Racot-1 oraz Białcz-1. Umożliwiły one podjęcie decyzji o zagospodarowaniu złóż Kościan i Brońsko w systemie grzebieniowego zbioru gazu (zwanym również kolektorowym systemem zagospodarowania).

System grzebieniowy

W bezpośrednim sąsiedztwie odwiertów zagospodarowane zostały instalacje stref przyodwiertowych, na których realizowana jest część procesu technologicznego. Gaz z odwiertu po redukcji ciśnienia, wstępnym osuszaniu, oddzieleniu wody i pomiarze ilościowym jest kierowany do gazociągu zbiorczego – zbierającego gaz z poszczególnych odwiertów, a następnie do Ośrodka Centralnego, gdzie jest

SCHEMAT BLOKOWY KOPALNI GAZU ZIEMNEGO KOŚCIAN-BROŃSKO



poddawany procesom dalszej separacji wody, głębokiego osuszania, odrzucania oraz pomiarowi. Zastosowanie najnowszych rozwiązań technologicznych z zakresu automatyki przemysłowej i telemetryjnej pozwala na sprawne, zdalne sterowanie wszystkimi procesami technologicznymi zarówno na strefach przyodwiertowych jak i na Ośrodku

Etapami

Plac budowy został przekazany wykonawcy w lipcu 2001 r., a 15 grudnia tego roku wprowadziliśmy się do nowego budynku administracyjnego i przystąpiliśmy do prac przygotowawczych związanych z rozruchem Ośrodka Centralnego oraz czterech stref przyodwiertowych. Po rozruchu w styczniu 2002 r. system gazu zaazotowanego w rejonie Grodziska i Po-

znania otrzymał 50 tys. m³/h gazu – zakończył się I etap budowy.

Złóża

Kopalnia KGZ Kościan-Brońsko eksploatuje gaz z trzech złóż: złoża Kościan (13 odwiertów eksploatacyjnych), złoża Brońsko (16 odwiertów eksploatacyjnych), złoża Łęki (1 odwiert eksploatacyjny). Złóża zalegają na głębokości ok. 2300 m, zakumulowane są w utworach wapienia cechsztyńskiego.

Złoża Brońsko jest naszym największym złożem gazu ziemnego – drugim w Polsce pod względem ilości zakumulowanego gazu. Po kilku latach od rozpoczęcia eksploatacji złoża Brońsko okazało się, że zasoby gazu ziemnego są większe niż początkowo zakładano. Pierwotne zasoby geologiczne zatwierdzone wówczas to ok. 17,4 mld m³, a po zatwierdzeniu 24.11.2009 r. dodatku nr 1 do dokumentacji geologicznej złoża Brońsko, wielkość zasobów geologicznych określono na 28 mld m³, a zasoby wydobywalne na 23,8 mld m³. Nowe zasoby zostały wyliczone metodą bilansu masowego oraz w oparciu o dane z przebiegu eksploatacji złoża. Uwzględniono również wyniki próbnej eksploatacji odwiertu Brońsko-6, udostępniającego stropową część utworów karbońskich.

W celu zwiększenia zdolności wydobywczej złoża, maksymalizacją współczynnika szcerpania zasobów oraz skrócenie czasu jego eksploatacji, podjęto decyzję o odwierceniu czterech otworów: Brońsko-23, Brońsko-27, Brońsko-26H, Brońsko-28. Wyniki eksploatacji powinny dać nam bardzo ważną odpowiedź na pytanie, czy istnieje łączność hydrodynamiczna karbonu z utworami wapienia cechsztyńskiego. Otwory zostały odwiercone w ubiegłym roku, na 2015 rok planowane jest ich zagospodarowanie i włączenie do eksploatacji.



Na oficjalnym otwarciu KGZ Kościan-Brońsko (25.02.2002 r.) wicepremier Marek Pol powiedział: „Otwieramy dzisiaj największą kopalnię gazu w Polsce”. Fot. Krzysztof Moroz

	Złoże Brońsko	Złoże Kościan	Złoże Łęki
Powierzchnia złoża	2960 ha (wapień cechsztyński), 2410 ha (karbon)	21, 31km ²	1, 26 km ²
Miąszość [m]	35, 2 (wapień cechsztyński), 50, 6 (karbon)	27, 7	4,89
Pierwotne geologiczne zasoby gazu [mln m ³]	28000	12 960	130
Pierwotne zasoby wydobywalne gazu [mln m ³]	23 800	10 360	104



Przez 15 lat wydobyliśmy na KGZ Kościan-Brońsko 14,1 mld m³ gazu ziemnego
Fot. Paweł Chara

Strefa na magazyn

Po szczerpaniu ok. 50% zasobów zakończyliśmy w 2010 r. eksploatację odwiertu Bonikowo-1. Złoże Bonikowo zostało przeznaczone na magazyn gazu zaazotowanego. W miejscu strefy przyodwiertowej powstał nowoczesny obiekt o pojemności 200 mln m³ i wydajności do 100 tys. m³/h. PMG Bonikowo stanowi odrębną jednostkę organizacyjną Oddziału w Zielonej Górze.

Odbiorcy gazu

Kopalnia eksploatuje gaz zaazotowany podgrupy Lw. Gaz z KGZ Kościan-Brońsko poprzez Węzeł Kościan (rozdział strumienia) kie-

rowany jest do krajowego systemu gazu zaazotowanego podgrupy Lw na kierunku EC Zielona Góra, KGHM Żukowice – Polkowice, Krobia – Odolanów i do Polskiej Spółki Gazownictwa. W celu dostarczenia gazu do EC Zielona Góra wybudowany został gazociąg o średnicy 350 mm i długości ponad 100 km. Gazociągiem tym dostarczamy gaz do tej elektrociepłowni od 2004 r. Gazociąg ten zapewnia również dostawy gazu GZ 41,5 dla miejscowości leżącej na trasie gazociągu.

Mamy jednego miliardera

Z odwiertu Kościan-18H wydobyto ponad 1,36 mld m³. W najbliższych pięciu latach liczba „miliarderów” wzrośnie do około 7-8, a odwiert Kościan-18H ma szansę

na wydobyć ponad 2 miliardów gazu ziemnego (prawdopodobnie pierwszy taki odwiert w Polsce).

Załoga

Kopalnia zatrudnia 43 pracowników. Wszyscy są wszechstronnie przeszkoleni i przygotowani do prac w sytuacjach normalnych i awaryjnych. W 2013 r. KGZ Kościan-Brońsko została laureatem konkursu „Bezpieczny Oddział” organizowanego przez Kapitułę Fundacji „Bezpieczne Górnictwo im. prof. Wacława Cybulskiego” działającej przy Wyższym Urzędzie Górniczym.

Nowe inwestycje

Jak rysuje się przyszłość kopalni? W bieżącym roku planowane jest włączenie do eksploatacji nowych odwiertów na złożu Brońsko, rozbudowa i modernizacja ośrodka centralnego, budowa instalacji odzysku helu. W latach



Józef Koźbiał, kierownik KGZ Kościan-Brońsko: „Odbiliśmy wiele szkoleń, cechuje nas odpowiedzialność za powierzony majątek, troska o prawidłową eksploatację złóż oraz szybkie rozpoznawanie zagrożeń”. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

2019-2020 r. zainstalowane zostaną sprężarki złożowe. Za 15 lat... , ale o tym napiszą już inni. Jedno jest pewne, za 20 lat ogień na flarze będzie się nadal palił.

Józef Koźbiał
Kierownik KGZ Kościan - Brońsko
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Paproć od 20 lat



Tomasz Machunik



Oddział w Zielonej Górze

Kopalnia Gazu Ziemnego Paproć Oddziału w Zielonej Górze była pierwszą zautomatyzowaną kopalnią w rejonie Ośrodka Kopalń Grodzisk Wlkp. W ubiegłym roku obchodziła jubileusz 20-lecia uruchomienia.

KGZ Paproć zlokalizowana jest na terenie gminy Nowy Tomyśl. Jej budowa trwała trzy lata. Zdolności produkcyjne złoża wyniosły ponad 1 mln m³/dobę. W instalacji tej zautomatyzowano większość procesów wydobywczych oraz zastosowano pierwsze w górnictwie naftowym łącze telemetryczne relacji Kopalnia Paproć – Ośrodek Grupowy Cicha Góra, gdzie po raz pierwszy można było zdalnie sterować instalacją oddaloną od ośrodka centralnego o ok. 5 km.

Trzy ośrodki

W skład KGZ Paproć wchodzi Ośrodek Centralny Paproć oraz Ośrodki Grupowe Cicha Góra i Przylęk.

Ośrodek Grupowy Cicha Góra powstał jako KGZ Cicha Góra w 1985 r. i pod tą nazwą funkcjonował do 1994 r., kiedy to został włączony do nowo powstałej jednostki – KGZ Paproć. Od tego momentu gaz wydobywany z odwiertów „cichogórskich” przesyłany był do Ośrodka Grupowego Cicha Góra, a następnie po wstępnym oczyszczeniu, odseparowaniu wody złożowej i redukcji ciśnienia do ok. 6,4 MPa przesyłany dalej gazociągiem DN 150 do OC Paproć. W 2009 r. gazociąg ten zastąpiono nowym DN 250. Dzięki tej inwestycji i całkowitej modernizacji OG Cicha Góra w 2010 r. możliwe było



Na Ośrodku Centralnym Paproć odbywa się proces oczyszczania gazu ze złóż: Paproć, Paproć-W i Nowy Tomyśl
Fot. arch. KGZ Paproć

zagospodarowanie i podłączenie pięciu nowych odwiertów w zabudowie kontenerowej rok później. W grudniu 2014 r. rozpoczęto prace terenowe związane z rozwierceniem i udostępnieniem złoża Paproć czterema nowymi odwiertami eksploatacyjnymi: P-61, 62, 64 i 65.

Drugim Ośrodkiem Grupowym jest OG Przylęk, który obejmuje sześć odwiertów w zabudowie kontenerowej. Gaz z odwiertów „przyłękowskich” po wstępnym oczyszczeniu, odseparowaniu wody złożowej i redukcji ciśnienia do około 6,4 MPa kierowany jest na Ośrodek Grupowy Przylęk, a następnie gazociągiem DN 200 do Ośrodka Centralnego Paproć.

Na Ośrodku Centralnym Paproć odbywa się cały proces oczyszczania gazu, oddzielny

dla strumienia gazu ze złoża Paproć oraz złóż Paproć-W i Nowy Tomyśl. Najpierw gaz poddawany jest separacji w zbiornikach ODS i ODL. Następnie zebrany gaz kierowany jest na kolumnową instalację osuszania. Absorbentem pary wodnej jest glikol trójetylenowy (TEG). Następnie gaz trafia na instalację odrętciana, gdzie w adsorberach wypełnionych węglem aktywnym następuje jego oczyszczenie z par tęci. Dalej kierowany jest na układ pomiarowy,

gdzie miesza się z gazem z OG Przylęk i po opomiarowaniu strumienia gazu przesyłany jest gazociągiem DN 350 na Mieszalnię Grodzisk. Do września 2013 r., czyli do czasu wybudowania instalacji tabletkowego osuszania i odrętciana gazu, Nowy Tomyśl i okolice były także zasilane gazem z OC Paproć.

Ponad pięć miliardów

Na KGZ Paproć gaz wydobywany jest z trzech złóż (Paproć, Paproć-W i Nowy Tomyśl) i trzech warstw (karbon, czerwony spągowiec i wapień cechsztyński). Po 20 latach kopalnia eksploatuje gaz ziemny ze średnią wydajnością ok. 42 tys. m³ na godzinę. Do tej pory wydobyto ponad 5,1 mld m³ gazu, co stanowi ok. 43,8% zasobów wydobywalnych. Dotychczas na złożach Paproć odwiercono 49 odwiertów, z czego zlikwidowano 11, a do dwóch zatłaczana jest woda złożowa. Załoga kopalni, składająca się w większości z pracowników z długoletnim stażem, liczy 46 osób. Od początku istnienia jednostki do dzisiaj jej kierownikiem jest Bogusław Hejnar.

Tomasz Machunik
KGZ Paproć

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



OG Przylęk to jeden z dwóch ośrodków grupowych kopalni Paproć, instalacja została uruchomiona w 2007 r.
Fot. arch. KGZ Paproć



Jerzy
Zagórski

PGNiG finalizuje zakup czterech złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym

Należąca do PGNiG SA spółka PGNiG Upstream International AS sfinalizowała 30 grudnia 2014 r. zakup udziałów w czterech złożach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym od firmy Total E&P Norge AS. Transakcja była możliwa dzięki spełnieniu wszystkich warunków zawieszających dla umowy zawartej 29 września 2014.



Równocześnie rozliczona została cena zakupu (1 950 mln NOK), której istotną część pokryły przejęte przepływy pieniężne wygenerowane między datą umowną zakupu a rzeczywistą datą rozliczenia. W związku z osiągnięciem oczekiwanych wpływów ze sprzedaży węglowodorów z przejmowanych złóż w 2014, ograniczeniem kosztów oraz nakładów inwestycyjnych, a także sprzyjającym zmianom kursów walut, ostateczna płatność w gotówce wyniesie ok. 843 mln NOK (ok. 400 mln PLN wg kursu z 30.12.2014), czyli 43% ceny zakupu.

Datą rozliczenia transakcji jest dzień 30 grudnia 2014 roku.

Transakcja jest elementem realizacji strategii Grupy PGNiG i pozwoli na znaczny wzrost wydobycia węglowodorów poza granicami kraju.

PGNiG rozpoczęło działalność w Norwegii w 2007 roku wraz z zakupem udziałów w złożu Skarv od ExxonMobil. Wydobycie z tego złoża zostało uruchomione na koniec 2012 roku i od tego momentu stanowi istotny element wpływający na wyniki segmentu poszukiwanie i wydobycie. Planowana na 2014 rok produkcja PGNiG w Norwegii wynosi 400 tys. ton ropy i innych frakcji oraz 430 mln m³ gazu ziemnego.



PGNiG i LOTOS Petrobaltic wspólnie poszukają ropy w północno-wschodniej Polsce

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA podpisało z LOTOS Petrobaltic umowę o wspólnych operacjach na koncesji Górowo-łławeckie w północno-wschodniej Polsce.

Współpraca obejmuje wykonanie badań sejsmicznych 2D o łącznej długości 200,4 kmb wraz z reprocessingiem danych archiwalnych. Wyniki prac mają być znane w połowie 2015 roku. Na ich podstawie zostanie podjęta decyzja dotycząca ewentualnych kolejnych etapów prac na koncesji Górowo-łławeckie.

Celem poszukiwawczym są potencjalne akumulacje ropy naftowej w utworach kambru, analogiczne do złóż odkrytych na obszarze obwodu kaliningradzkiego i Litwy.

Połączenie doświadczeń PGNiG SA operującego na 77 koncesjach poszukiwawczych w Polsce z doświadczeniami LOTOS Petrobaltic wydobywającego ropę naftową ze złóż kambryjskich na Morzu Bałtyckim daje duże nadzieje na odkrycie znaczących złóż ropy naftowej na północy Polski.

Właścicielem koncesji Górowo-łławeckie jest PGNiG SA. Współpraca na tej koncesji jest kontynuacją działań podjętych w ramach Porozumienia o współpracy w działalności poszukiwawczej z dnia 5 kwietnia 2013 r.



PGNiG przyjęło nową strategię

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA przyjęło Strategię GK PGNiG na lata 2014-2022. Celem Grupy jest utrzymanie pozycji lidera w branży poszukiwawczo-wydobywczej oraz głównego sprzedawcy gazu ziemnego, oferującego również ciepło i energię elektryczną w warunkach zliberalizowanego rynku gazu.

Nowa strategia obejmuje 4 kluczowe dla spółki obszary biznesowe i 10 inicjatyw strategicznych, których wdrożenie pozwoli osiągnąć kluczowe cele:

- wzrost wyniku EBITDA do poziomu 7 mld PLN w 2022 r.;
- inwestycje na poziomie 40-50 mld zł do końca 2022 r.;
- utrzymanie wydobycia węglowodorów

w kraju na obecnym poziomie;

- zwiększenie wolumenu produkcji ropy i gazu za granicą poprzez zakup aktywów poszukiwawczo-wydobywczych;
- rozwój nowych obszarów działalności poprzez rozszerzenie łańcucha wartości;
- istotny wzrost wewnętrznej efektywności funkcjonowania GK PGNiG;
- utrzymanie dotychczasowej polityki dywidendowej.

1. Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

Pierwszym obszarem działań, na którym koncentruje się Strategia GK PGNiG jest segment handlu. W ramach tego obszaru PGNiG będzie dążyć do pozostania liderem sprzedaży na rynku gazu oraz preferowanym dostawcą dla wszystkich segmentów klientów. Cele te spółka zamierza osiągnąć m.in. poprzez opracowanie i uruchomienie mechanizmów zatrzymania klientów oraz podniesienia jakości obsługi klientów. Spółka zakłada utrzymanie wysokiego poziomu stabilności dostaw gazu do klientów końcowych oraz uatrakcyjnienie oferty produktowej, m.in. poprzez produkty „dual fuel” oraz rozwój usług dodatkowych.

Spółka będzie dążyć do uelastycznienia portfela gazu ziemnego i dostosowania go do szybko zmieniających się warunków rynkowych w zakresie cen oraz warunków dostaw, przy jednoczesnym jednak zapewnieniu zdolności do utrzymania poziomu bezpieczeństwa oczekiwanego przez odbiorców.

2. Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

Posiadane przez GK PGNiG aktywa w obszarze infrastruktury sieciowej, magazynowania gazu oraz wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są źródłem przewidywalnych, stabilnych przychodów i przynoszą atrakcyjne stopy zwrotu w relacji do ryzyka ponoszonego przez GK PGNiG w tych segmentach działalności. W perspektywie nadchodzących lat aktywa te będą ważnym czynnikiem stabilizującym wyniki grupy i zwiększającym możliwości finansowania nowych projektów. Rola obszaru infrastruktury i wytwarzania będzie wymagała stałej kontroli kosztów prowadzonej działalności i optymalizacji ponoszonych nakładów inwestycyjnych. W okresie intensywnej konkurencji szczególne znaczenie będzie mieć maksymalizacja wolnych środków generowanych przez te segmenty, zwłaszcza na nowe inwestycje rozwojowe. Ponadto niezbędna będzie taka selekcja nowych przedsięwzięć, by w pełni wykorzystać potencjał grupy i potencjalne synergije wygenerowane w nowych obszarach wzrostu.

3. Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobywania

Trzeci obszar to segment poszukiwań i wydobywania węglowodorów, w którym docelowo spółka widzi bardzo duży potencjał wzrostu. Rosnące znaczenie posiadania zdywersyfikowanego portfela złóż surowców oraz zdobyte przez GK PGNiG kompetencje i doświadczenie w segmencie „upstream” czynią ten obszar kluczową dźwignią dalszego rozwoju grupy.

Głównym celem PGNiG jest utrzymanie stabilnego wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju. Jednakże, aby stworzyć perspektywę dalszego istotnego wzrostu wartości dla akcjonariuszy, spółka planuje aktywnie budować portfel zagranicznych aktywów poszukiwawczych – wydobywanych.

Ponadto PGNiG będzie kontynuować prace w celu potwierdzenia geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu shale gas w Polsce na swoich najbardziej perspektywicznych koncesjach. Celem jest potwierdzenie wydobywalnych zasobów węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych oraz uzyskanie ekonomicznie opłacalnego wydobywania błękitnego paliwa w możliwie najkrótszym czasie.

4. Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

Fundamentem gwarantującym wzrost będą działania w całym łańcuchu wartości zwiększające efektywność kosztową i organizacyjną grupy w tym Program Poprawy Efektywności. Do działań tych należą m.in. racjonalizacja kosztów GK PGNiG konieczna ze względu na liberalizację rynku i zwiększającą się presję ze strony konkurencji oraz rozwój nowych obszarów działalności (upstream oraz infrastruktura). Kolejnym takim działaniem będzie skoncentrowanie się na segmentach kluczowych dla przyszłości firmy. Pozwoli to na zwiększenie możliwości finansowania nowych inwestycji oraz poprawi pozycję konkurencyjną grupy na rynku.

Ponadto spółka chce zintensyfikować działalność badawczo-rozwojową. PGNiG zakłada usprawnienie zarządzania procesami badawczo-rozwojowymi oraz innowacyjnością, pozyskanie strumienia środków na finansowanie projektów badawczo-rozwojowych z funduszy UE oraz optymalizację portfela projektów innowacyjnych.

Podstawą dla wyznaczenia celów, które GK PGNiG przedstawia w strategii na lata 2014-2022 jest wieloletnie doświadczenie działalności w branży i posiadane kompetencje w każdym elemencie łańcucha wartości w sektorze. Dotychczasowe stabilne wyniki biznesowe i konserwatywna polityka finansowa pozwalają nam wytyczyć cele na miarę wyzwań stojących

przed grupą, związanych z liberalizacją rynku gazu, koniecznością dostosowania się do zmieniającego otoczenia biznesowego i regulacyjnego oraz koniecznością zmiany struktury portfela zakupu gazu. Będziemy zmieniać organizację w taki sposób, żeby sprostać tym wyzwaniom i utrzymać pozycję lidera w branży w Polsce. Chcemy również szukać wzrostu wartości spółki w segmencie poszukiwania i wydobywania oraz w dystrybucji, w kraju i za granicą. Wierzymy, że poprzez budowę efektywnych i profesjonalnych zespołów oraz dzięki zdobytym przez lata kompetencjom grupa osiągnie cele strategiczne. Planujemy przeznaczyć na inwestycje pomiędzy 40-50 mld zł w okresie 2014-2022 powiększając EBITDA do około 7 mld zł i budując mocne podstawy biznesowe na kolejne lata – mówi Mariusz Zawisza, prezes Zarządu PGNiG SA.

Strategia GK PGNiG na lata 2014-2022 została zatwierdzona przez Radę Nadzorczą PGNiG SA 29 grudnia 2014 roku.

Zespół prasowy
PGNiG SA

Ropa staniała!

Średnia cena ropy Brent w 2014 r. wyniosła 99,45 USD za baryłkę, ale ta wartość nie oddaje ogromnej rozpiętości cen, co najlepiej widać na wykresie (fig. 1). Na początku roku, podobnie jak w końcu roku 2013, cena utrzymywała się w przedziale 105-110 USD, niewielki i krótkotrwały wzrost do 114,71 USD nastąpił pod koniec czerwca ub. roku, jednak później nastąpiła tendencja do silnych spadków i rok 2014 zamknął się ceną 56,18 USD/baryłkę, niż-

szą o 204% od ceny maksymalnej! Tak dużych różnic nie było na rynku od roku 2008.

Znów o rurociągu Odessa-Brody-Płock

Spółka *Sarmatia* prowadzi w Polsce rozmowy z władzami 19 gmin wzdłuż projektowanej trasy rurociągu w sprawie niezbędnych zmian w planach zagospodarowania przestrzennego. Jednocześnie Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju zamierza przygotować rozporządzenie, które ułatwi spółce uzyskanie pozwoleń niezbędnych do sporządzenia nowego studium wykonalności. Władze spółki starają się o podwyższenie kapitału zakładowego, co umożliwiłoby wykup gruntów pod budowę ropociągu. Jeśli ostateczna decyzja udziałowców *Sarmatii* o budowie zapadne w tym roku, byłoby możliwe rozpoczęcie przesyłu rocznie 10-20 mln t ropy już pod koniec 2018 r. Oprócz wymienionych wyżej zadań ekonomicznych i organizacyjnych powodzenie inwestycji zależy też od sytuacji na Ukrainie. Tankowce z ropą z Azerbejdżanu mają zawijać do Odessy, a ten port znajduje się niebezpiecznie blisko Krymu i rejonu działań wojennych. Projekt Brody-Płock w 2013 r. został umieszczony na liście Transeuropejskich Sieci Energetycznych zatwierdzonej przez Komisję Europejską.

Koncesje stare i nowe

Ministerstwo Środowiska poinformowało, że obecnie na rozpatrzenie oczekuje 40 wniosków o koncesje poszukiwawcze, a więc po-

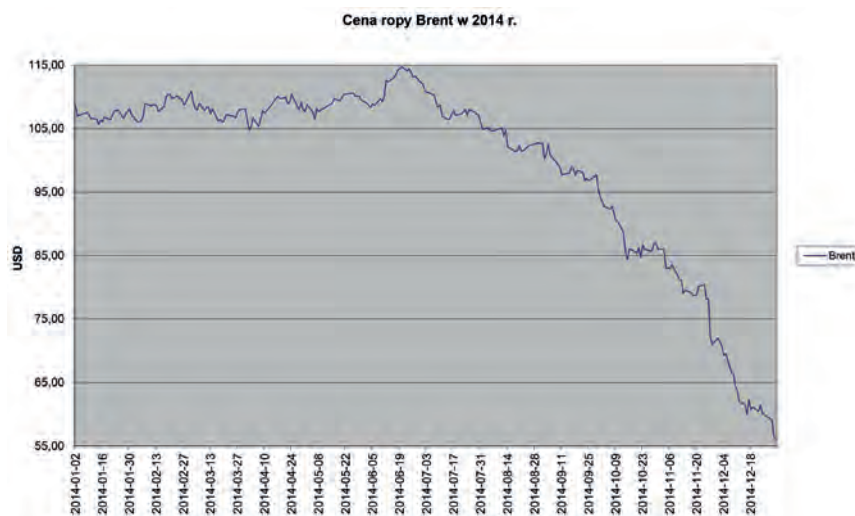


Fig. 1

okresie spadku zainteresowania koncesjami w Polsce sytuacja się zmienia na korzyść. Również *San Leon Energy* chce przedłużyć swoje koncesje na Pomorzu. Siedem koncesji w Wielkopolsce, z których zrezygnowało *San Leon Energy*, znalazło nowego operatora w postaci amerykańskiej spółki *Palomar Energy Resources LLC*. W wywiadzie dla „Rzeczypospolitej” prezes firmy, John Buggenhagen wyjaśniał, że chociaż pozytywnie ocenia potencjał polskich zasobów niekonwencjonalnych, to jednak w pierwszej kolejności należy się skoncentrować na złożach konwencjonalnych w basenie permskim, jako lepiej rozpoznanych i łatwiej dostępnych. Zapowiedział rozpoczęcie wydobycia ropy i gazu w ciągu 12-18 miesięcy. W lipcu 2014 r. *Palomar Energy* wykupiło 65% udziałów za kwotę 20 mln dolarów i w listopadzie przystąpiło do prac poszukiwawczych w obrębie koncesji Rawicz. Na podstawie wyników zdjęcia sejsmicznego 3-D z 2011 r. zaprojektowano otwór Rawicz-12 SL1 do głębokości 1900 m i już rozpoczęto wiercenie. Wykonawcą jest spółka *PGNiG SA Exalo Drilling*. W 2015 r. *Palomar Energy* będzie kontynuować rozpoznanie złoża Siekierki w obrębie koncesji Poznań Wschód.

Palomar Energy Resources LLC z siedzibą w Littleton w Kolorado jest spółką grupy kapitałowej *Palomar Capital Advisors* założonej w 2013 r. Do tej pory nie była notowana na liście 150 największych amerykańskich firm naftowych. Posiada koncesje w Kolorado i w Nowym Meksyku.



Rosja rezygnuje z budowy South Stream

Przygotowania do budowy Gazociągu Południowego, znanego bardziej jako South Stream i przeznaczonego do przesyłu rosyjskiego gazu dla Europy środkowej i południowej ostatnio postępowy dość szybko i wydawało się, szczególnie po klęsce projektu Nabucco, że gazociąg wkrótce powstanie. *Gazprom* zawierał umowy o udziale w budowie odrębnie z poszczególnymi państwami, zapewniając sobie wyłączność w użytkowaniu gazociągu i dystrybucji gazu, co jest sprzeczne z postanowieniami III pakietu energetycznego Unii Europejskiej. Dopiero w grudniu 2013 r. Komisja Europejska zabrała głos w tej sprawie, ale próby nakłonienia unijnych partnerów do renegotjacji kontraktów nie powiodły się. Zdecydowanymi zwolennikami South Stream były Austria, Węgry,

Grecja i Serbia. Jeszcze 24 listopada 2014 r. w Soczi odbyło się spotkanie szefa *Gazpromu* Aleksieja Millera i dyrektora generalnego ENI Claudio Descalzi, na którym dyskutowano o szczegółach realizacji projektu. Zasadniczy zwrot nastąpił 1 grudnia w czasie wizyty prezydenta Putina w Ankarze, gdy przywódca Rosji oznajmił, że „Biorąc pod uwagę brak do tej pory zgody Bułgarii, Rosja w tych warunkach nie może rozpocząć realizacji projektu South Stream”. Powiedział też, że stanowisko Komisji Europejskiej wobec tej inwestycji jest „niekonstruktywne” i jeśli Europa nie chce gazociągu, to go nie będzie.

Przyczyn rezygnacji z budowy gazociągu można upatrywać w kilku okolicznościach. Niewątpliwie jedną z nich są sankcje wprowadzone po aneksji Krymu i usztywnienie stanowiska Komisji Europejskiej wobec monopolistycznych praktyk *Gazpromu*. Jeszcze ważniejsze są wysokie koszty tej inwestycji przekraczające 40 mld dolarów i trudności z uzyskaniem kredytów na ten cel. *Gazprom* jest równolegle zaangażowany w realizację gigantycznego, jeszcze droższego (ok. 55 mld dolarów) projektu „Siła Syberii”, w którym kontraktowe terminy rozpoczęcia dostaw do Chin są bliskie, a źródła finansowania również nie są definitywnie zapewnione.

Projekt South Stream ma dość długą historię, bo powstał w czerwcu 2007 r. i początkowo było to konsorcjum *Gazpromu* i *ENI*. Później trasa magistrali o planowanej przepustowości 63 mld m³ gazu rocznie była modyfikowana i wydłużana. Teraz gazociąg South Stream dołączył do długiej listy inwestycji z sektora naftowo-gazowniczego, które są potrzebne i możliwe do wykonania z punktu widzenia technicznego, jednak do ich realizacji nie dochodzi z powodów ekonomicznych, a przede wszystkim politycznych.

W czasie spotkania w Ankarze pojawiła się propozycja nowego projektu, alternatywnego w stosunku do South Stream, a mianowicie gazociągu przez Morze Czarne do Turcji, w przybliżeniu o podobnym przebiegu jak zbudowany w 2002 r. rurociąg Gołuboj Potok (Blue Stream) o przepustowości 16 mld m³. Prezes *Gazpromu* A. Miller podpisał już z turecką spółką *Botas* list intencyjny w tej sprawie. Zdolność przesyłowa nowego połączenia ma wynosić 63 mld m³ gazu rocznie, z czego 14 mld m³ będzie odbierała Turcja. Przewiduje się wykorzystanie instalacji stacji początkowej zbudowanej dla South Stream na wybrzeżu Morza Czarne. Strona rosyjska ogłosiła też 6-procentową obniżkę ceny gazu dla Turcji w 2015 r. Jednak komentatorzy „Financial Times” zwracają uwagę na fakt, że Turcja jest

zbyt małym odbiorcą gazu i nie zastąpi potencjalnych odbiorców w Europie południowej i środkowej.

Kilka dni po rozmowach w sprawie gazociągu z Rosji przez Morze Czarne rząd turecki przypomniał o swoim zaangażowaniu w projekt TANAP (Trans Anatolian Gas Pipeline). Gazociąg TANAP ma dostarczać gaz ze złoża Szach Deniz w Azerbejdżanie i pobiegnie od granicy z Gruzją przez Turcję aż do europejskiej części Turcji, gdzie ma połączyć się z gazociągiem TAP (Trans Adriatic Pipeline). Połączenie ma być uruchomione w 2018 r. i w pierwszym etapie ma transportować 16 mld m³ gazu, z czego 6 mld m³ ma być przeznaczone dla odbiorców tureckich, a później zdolność przesyłowa zostanie zwiększona do 25 mld m³. Ministrowie spraw zagranicznych i energetyki podkreślili, że TANAP jest dla Turcji zadaniem pierwszoplanowym.



Halliburton kupuje Baker Hughes

Jeden z największych dostawców usług, sprzętu i technologii dla sektora ropy i gazu, firma *Baker Hughes* została przejęta przez koncern *Halliburton* za 34,6 mld USD. Gdy pojawiła się zapowiedź tej transakcji, kurs akcji *Baker Hughes* wzrósł o 15%. Dla *Halliburtona* ważne jest wzbogacenie portfela usług o technologię intensyfikacji wydobycia na starych złożach oraz dostęp do specjalności *Baker Hughes*, jaką jest produkcja wysokiej jakości świrdów. Po połączeniu powstanie przedsiębiorstwo zatrudniające 136 000 osób, co oznacza zwolnienia, bo obecnie personel *Halliburtona* liczy 80 000 pracowników, a personel *Baker Hughes* 61 000 pracowników. Jednak koncern *Schlumberger*, główny rywal *Halliburtona*, nadal będzie niemal o połowę większy. Tendencja do konsolidacji będzie teraz nasilać się w sytuacji niskich cen ropy i zmniejszania nakładów na poszukiwania.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas&Oil Conn.*, *Financial Times*, *Gazprom*, *Hart's E&P*, *Itar-Tass*, *Oil & Gas Journal*, *Oil & Gas Financial Journal*, *reuters.com*, *rp.pl*, *San Leon Energy*, *World Oil*.





Nowe możliwości importu gazu ziemnego do Polski z kierunku zachodniego

Od 1 stycznia 2015 roku Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. udostępnił klientom nowe techniczne możliwości importu gazu do Polski z kierunku zachodniego z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Było to możliwe dzięki rozbudowie punktu we Włocławku.

Możliwość importu gazu z kierunku zachodniego z wykorzystaniem rewersu wirtualnego na gazociągu jamalskim w ramach usługi świadczony na zasadach ciągłych wzrosła o 3,2 mld m sześć. rocznie (przepustowość ciągła). W ten sposób do Polski można już importować na zasadach ciągłych około 5,5 mld m sześć. gazu ziemnego rocznie z kierunku Niemiec tylko przez punkt Mallnow rewers. Obecnie dodatkowa przepustowość została przydzielona klientom w trybie aukcji na produkty kwartalne, które odbyły się w grudniu 2014 r.

Ponadto na punkcie Mallnow rewers oferowana jest przepustowość na zasadach przerywanych, która pozwala importować do Polski dodatkowo około 2,7 mld m sześć. rocznie w przypadku utrzymywania przepływu gazociągiem jamalskim w kierunku Niemiec. W wyniku tej zmiany aktualne techniczne możliwości importu gazu do Polski z kierunku zachodniego i południowego wynoszą ponad 90% (wzrost o ponad 20%) naszych potrzeb importowych.

GAZ-SYSTEM S.A. został wyznaczony przez prezesa URE na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego w listopadzie 2010 roku. Od listopada 2011 roku wolna przepustowość jest udostępniana dla uczestników rynku w ramach usługi przesyłania zwrotnego (rewers wirtualny) realizowanej przy przesyłaniu gazu gazociągiem jamalskim z kierunku wschodniego. Od kwietnia 2014 roku możliwy jest także rewers fizyczny, który pozwala na przesyłanie gazu z kierunku Niemiec do Polski w sytuacji, gdy gazociągiem jamalskim nie jest przesyłany gaz z kierunku wschodniego.

GAZ-SYSTEM S.A. od 2009 roku realizuje inwestycje integrujące polski system przesyłowy z krajami UE zwiększające techniczne możliwości importu gazu do Polski. W 2011 roku zostało wybudowane połączenie Polska - Czechy, rozbudowane połączenie Polska – Niemcy oraz zostały stworzone możliwości importu gazu z kierunku zachodniego z wykorzystaniem pol-

skiego odcinka gazociągu jamalskiego. Dzięki temu aktualne techniczne możliwości importu gazu do Polski (poza kierunkiem wschodnim) wynoszą ponad 10 mld m sześć. W 2009 roku Polska mogła importować tylko 1 mld m sześć. gazu z kierunku zachodniego.



GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczyna prace projektowe dla nowych gazociągów

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczyna realizację gazociągów wysokiego ciśnienia o średnicy 700 mm i ciśnieniu roboczym 8,4 MPa, o łącznej długości 120 km, które będą przebiegać wokół aglomeracji warszawskiej.

Inwestycja obejmuje:

- budowę gazociągu relacji Rembelszczyzna-Mory (ok. 29 km);
- budowę gazociągu relacji Mory-Wola Karczewska (ok. 91 km).

Wykonawcą projektu budowlanego i wykonawczego wraz z nadzorem autorskim inwestycji został wybrany w wyniku publicznego postępowania przetargowego. Umowa w sprawie opracowania projektu koncepcyjnego, budowlanego gazociągów podpisana została 30 grudnia 2014 r. z ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o.

Do zadań wykonawcy projektu należy między innymi uzyskanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych, o lokalizacji inwestycji oraz pozwolenia na budowę. Opracowanie dokumentacji projektowej zakończone uzyskaniem pozwolenia na budowę planowane jest w 2017 r.

Celem realizacji inwestycji jest poprawa bezpieczeństwa dostaw gazu dla odbiorców zlokalizowanych w rejonie miasta stołecznego Warszawy i na terenie województwa mazowieckiego.

„W związku ze wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny w aglomeracji warszawskiej niezbędna jest rozbudowa systemu gazociągów przesyłowych w tym rejonie. Realizacja tych inwestycji umożliwi jednocześnie podłączenie do systemu przesyłowego nowych odbiorców z sektora energetycznego oraz zabezpieczy potrzeby rozwijającego się rynku gazu w aglomeracji” – podkreśla Jakub Stypuła, dyrektor Pionu Inwestycji GAZ-SYSTEM S.A.

Decyzją Komisji Europejskiej z października 2013 roku gazociągi relacji Rembelszczyzna-Mory i Mory-Wola Karczewska otrzymały status projektów o znaczeniu wspólnotowym.

Program inwestycyjny 2015 - 2023

Gazociągi wokół aglomeracji warszawskiej stanowią część szerokiego planu inwestycyjnego GAZ-SYSTEM S.A. w ramach wspieranego przez Unię Europejską gazowego Korytarza Północ-Południe, który pozwoli na pełną integrację infrastruktury przesyłowej w tej części Europy. W tym celu GAZ-SYSTEM S.A. planuje w latach 2015 - 2023 wybudować w sumie około 2000 km nowych gazociągów w zachodniej, południowej i wschodniej części Polski. W tej perspektywie planowane jest także wybudowanie nowych połączeń gazowych z krajami Unii Europejskiej (m.in. Polska – Czechy, Polska – Słowacja, Polska – Litwa).

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



PKN ORLEN ponownie w „RESPECT Index”

PKN ORLEN po raz ósmy wszedł w skład elitarnego RESPECT Index skupiającego firmy odpowiedzialne społecznie, notowane na GPW. Nieprzerwana obecność w pierwszym w Europie Środkowo-Wschodniej indeksie z obszaru CSR jest najlepszym dowodem odpowiedzialności biznesowej Koncernu.

Eksperti kwalifikujący spółki notowane na Głównym Rynku GPW ponownie potwierdzili, że PKN ORLEN spełnia wysokie wymagania i kryteria w zakresie zarządzania w sposób odpowiedzialny i zrównoważony. Dodatkowo przy doborze kandydatów do indeksu mocno akcentowana jest atrakcyjność inwestycyjna spółek, którą charakteryzują m.in. jakoś raportowania, poziom relacji inwestorskich czy ład informacyjny. Dzięki właściwie dobranym kryteriom RESPECT Index stanowi realną referencję dla profesjonalnych inwestorów.

Pierwszy w tej części Europy giełdowy indeks spółek odpowiedzialnych społecznie – RESPECT Index, zadebiutował na GPW w listopadzie 2009 r. i zawierał 16 firm. W obecnej edycji uwzględnia on w swoim portfelu 24 spółki, które w ramach badania zostały pozytywnie zweryfikowane. Projekt realizowany jest przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie we współpracy z partnerami zewnętrznymi, jak firma Deloitte czy Stowarzyszenie Emitentów.

Centrum Prasowe PKN Orlen



Stanisław Szafran



Kalendarium

8.01.2015 r. w Krakowie odbyły się uroczystości z okazji 70-lecia otwarcia Instytutu Nafty i Gazu.

9.01.2015 r. odbyło się uroczyste dyplomatorium na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, podczas którego wręczono Honorową Szpadę SITP NiG najlepszemu absolwentowi wydziału oraz dyplomy wyróżnienia dziewięciu absolwentom zajmującym kolejne miejsca w rankingu na najlepszego absolwenta w 2014 roku.

12.01.2015 r. w Warszawie w siedzibie Warszawskiego Domu Technika NOT przy ul. Czackiego 3/5 odbyło się posiedzenie Grup Roboczych Centrum Bezpieczeństwa Technicznego. Przedmiotem obrad było między innymi: podsumowanie Spotkania CBT 24.09.2014 r. oraz przygotowanie programów:

- Krajowego Forum Konsultacyjnego z zakresu urządzeń ciśnieniowych (KFKc),
- Krajowego Forum Konsultacyjnego z zakresu urządzeń dźwigowych (KFKd),
- Krajowego Forum Konsultacyjnego z zakresu maszyn (KFKm),
- Krajowego Forum Konsultacyjnego z zakresu transportu i komunikacji (KFKtim),
- Krajowego Forum Konsultacyjnego z zakresu energetyki (KFKe),
- Krajowego Forum Konsultacyjnego z zakresu gazownictwa (KFKg).

13.01.2015 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie przy ul. Lubicz 25 odbyło się posiedzenie Prezydium Zarządu Głównego SITP NiG.

13.01.2015 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie przy ul. Lubicz 25 odbyło się posiedzenie Komitetu Organizacyjnego X Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników.

13.01.2015 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie przy ul. Lubicz 25 odbyło się posiedzenie Komitetu Redakcyjnego „Vademecum Gazownika”, podsumowujące jego działalność.

14.01.2015 r. w Sali Fundacji Krakus w Krakowie odbyło się posiedzenie Zarządu Oddziału SITP NiG w Krakowie połączone z noworocznym spotkaniem koleżeńskim członków oddziału, podczas którego:

- wręczono odznaki Honorowe SITP NiG,
- przedstawiono sprawozdanie z działalności oddziału w roku 2014,
- omówiono plan pracy na rok 2015.

30.01.2015 r. odbyło się uroczyste dyplomatorium na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, podczas którego wręczono Honorową Szpadę SITP NiG najlepszemu absolwentowi wydziału oraz dyplomy wyróżnienia dziewięciu absolwentom zajmującym kolejne miejsca w rankingu na najlepszego absolwenta w 2014 roku.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Henryk Skoneczny z Oddziału w Łodzi w dniu 1.01.2015 r.

70 urodziny Ryszard Ramski z Oddziału w Sanoku w dniu 2.01.2015 r.

70 urodziny Kazimierz Krzystoń z Oddziału we Wrocławiu w dniu 7.01.2015 r.

70 urodziny Paweł Jureczko z Oddziału w Zielonej Górze w dniu 25.01.2015 r.

70 urodziny Aleksander Gałusz z Oddziału w Pile w dniu 27.01.2015 r.

75 urodziny Jan Cholewiński z Oddziału w Warszawie II w dniu 1.01.2015 r.

75 urodziny Mieczysław Menżyński z Oddziału w Tarnowie w dniu 7.01.2015 r.

75 urodziny Hanna Warchulska z Oddziału w Czechowicach-Dziedzicach w dniu 15.01.2015 r.

75 urodziny Michał Malaga z Oddziału w Pile w dniu 20.01.2015 r.

75 urodziny Jan Danaj z Oddziału w Poznaniu w dniu 26.01.2015 r.

80 urodziny Jan Gomułka z Oddziału w Czechowicach-Dziedzicach w dniu 10.01.2015 r.

80 urodziny Maria Urbanowska z Oddziału w Krakowie w dniu 12.01.2015 r.

80 urodziny Józef Basarab z Oddziału w Sanoku w dniu 13.01.2015 r.

80 urodziny Eugenia Korzyk z Oddziału w Sanoku w dniu 28.01.2015 r.

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

Rozstrzygnięcie IX edycji Konkursu o Honorową Szpadę SITPNIg

2 grudnia 2014 r. odbyło się posiedzenie Kapituły Honorowej Szpady SITPNIg.

Kapituła Honorowej Szpady SITPNIg w składzie:

- dr inż. Stanisław Szafran – kanclerz, sekretarz generalny SITPNIg,
- prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – wicekanclerz, prezes SITPNIg,
- prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – wicekanclerz, dziekan Wydziału WNIg,
- prof. dr hab. inż. Adam Piestrzyński – wicekanclerz, dziekan Wydziału GGIOS,
- dr hab. inż. Lucyna Natkaniec Nowak – sekretarz, prodziekan Wydziału GGIOS,
- dr inż. Jan Ziąja – sekretarz, prodziekan Wydziału WNIg,

rozstrzygnęła Konkurs o Honorową Szpadę SITPNIg ogłoszony dla absolwentów Wydziałów Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH oraz Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH w roku 2014.

Spośród absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska do Konkursu zostało nominowane 10 osób. W wyniku postępowania konkursowego najlepszą absolwentką Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska w roku 2014 została mgr inż. Alicja Giera uzyskując Honorową Szpadę SITPNIg.

Mgr inż. Alicja Giera ukończyła studia I. i II. stopnia na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH na kierunku Górnictwo i Geologia, specjalności Mineralogia Stosowana z Gemmologią. Pracę magisterską pt. „Arsenate substitution in lead hydroxyl apatites: Rietveld refinements and Raman spectroscopic study” zrealizowała pod opieką dr hab. inż. Macieja Maneckiego prof. AGH. Za bardzo dobre wyniki w nauce absolwentka była nagradzana od II roku stypendium naukowym, a następnie



Alicja Giera



Kapituła Honorowej Szpady SITPNIg w czasie obrad: (od lewej) prof. dr hab. inż. Adam Piestrzyński – wicekanclerz, dziekan Wydziału GGIOS, prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – wicekanclerz, dziekan Wydziału WNIg, dr hab. inż. Lucyna Natkaniec Nowak – sekretarz, prodziekan Wydziału GGIOS, prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – wicekanclerz, prezes SITPNIg, dr inż. Jan Ziąja – sekretarz, prodziekan Wydziału WNIg. Fot. S. Szafran

stypendium rektora. Trzykrotnie została także wyróżniona Nagrodą Rektora.

W trakcie studiów mgr inż. Alicja Giera aktywnie działała w Studenckim Kole Naukowym Geologów AGH zarówno na polu naukowym jak i organizacyjnym. W ramach działalności w Sekcji Mineralogii i Petrografii SKNG AGH wykonała kilka projektów badawczych, których efekty przedstawiła na studenckich konferencjach naukowych. Wzięła udział w 52., 53. i 54. Studenckiej Sesji Naukowej Pionu Górniczego, prezentując łącznie 4 referaty. Wystąpienia te zostały dwukrotnie nagrodzone II. miejscem w konkursie (2012, 2013) i raz wyróżnieniem (2013). Wyniki kolejnego projektu przedstawiła również na konferencji z okazji 60-lecia Studenckiego Koła Naukowego Geologów AGH.

W roku akademickim 2012/2013 absolwentka pełniła funkcję zastępcy przewodniczącego SKNG AGH, a w latach 2012-2014 sprawowała także funkcję przewodniczącej Sekcji Mineralogii i Petrografii. W tym czasie wzięła udział m.in. w pracach organizacyjnych trzech studenckich konferencji oraz przygotowaniach prezentacji Wydziału w ramach Festiwalu Nauki w Krakowie. Zaangażowała się również w działalność charytatywną Sekcji Mineralogii i Petrografii, która polegała na organizowaniu pokazów z zakresu mineralogii dla dzieci ze szkół podstawowych uczestniczących w programie „Akademia Przyszłości” Stowarzyszenia WIOSNA.

Osiągnięcia absolwentki nie ograniczają się jedynie do lokalnych konferencji naukowych – w latach 2013 i 2014 wzięła także udział w International Conference of Young Geologists HERLANY. W trakcie konferencji w 2014 r. została wyróżniona za prezentację związaną z tematyką pracy magisterskiej. Abstrakty obu przedstawionych referatów opublikowano w czasopiśmie

„Geology, Geophysics and Environment”. Aktualnie mgr inż. Alicja Giera kontynuuje pracę naukową jako doktorant w Instytucie Nauk Geologicznych PAN.

Kapituła Honorowej Szpady SITPNIg ustaliła listę najlepszych absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska w roku 2014 i postanowiła wręczyć im dyplomy z określeniem lokaty ukończenia studiów.

Poszczególni nominowani absolwenci Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH ukończyli studia z lokatami przedstawionymi w tabeli 1.

Spośród absolwentów Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu do konkursu zostało nominowane 10 osób. W wyniku postępowania konkursowego najlepszą absolwentką Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu w roku 2014 została mgr inż. Patrycja Myćka uzyskując Honorową Szpadę SITPNIg

Mgr inż. Patrycja Myćka urodziła się 12 czerwca 1990 r. w Krośnie. Studia stacjonarne



Patrycja Myćka

Tabela 1

Lokata ukończenia studiów	Imię i Nazwisko	Kierunek studiów	Średnia ocen
2.	mgr inż. Katarzyna Pazio	Turystyka i Rekreacja	4,83
3.	mgr inż. Agnieszka Filipiak	Górnictwo i Geologia	4,81
4.	mgr inż. Dominika Pisanko	Turystyka i Rekreacja	4,77
5.	mgr inż. Samanta Jasińska	Turystyka i Rekreacja	4,77
6.	mgr inż. Magdalena Tyszer	Górnictwo i Geologia	4,76
7.	mgr inż. Damian Gwiżdż	Informatyka Stosowana	4,76
8.	mgr inż. Katarzyna Właźlak	Turystyka i Rekreacja	4,75
9.	mgr inż. Grzegorz Bielański	Ochrona Środowiska	4,72
10.	mgr inż. Daria Olszowska	Górnictwo i Geologia	4,71

Tabela 2

Lokata ukończenia studiów	Imię i Nazwisko	Kierunek studiów	Średnia ocen
2.	mgr inż. Tomasz Kowalski	Górnictwo i Geologia	4,95
3.	mgr inż. Łukasz Żrebiec	Inżynieria Naftowa i Gazownicza	4,85
4.	mgr inż. Robert Czarnota	Inżynieria Naftowa i Gazownicza	4,84
5.	mgr inż. Robert Skwara	Inżynieria Naftowa i Gazownicza	4,84
6.	mgr inż. Karol Warzecha	Inżynieria Naftowa i Gazownicza	4,83
7.	mgr inż. Anna Bieda	Górnictwo i Geologia	4,78
8.	mgr inż. Tomasz Zaczyk	Górnictwo i Geologia	4,73
9.	mgr inż. Anna Szczerba	Inżynieria Naftowa i gazownicza	4,73
10.	mgr inż. Paweł Zienkiewicz	Inżynieria Naftowa i Gazownicza	4,70

I i II stopnia odbywała w Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu w latach 2009 - 2014 r., na kierunku Górnictwo i Geologia, specjalność Eksploatacja Złóż Surowców Płynnych.

Podczas studiów swoje zainteresowania naukowe kierowała na analizę wpływu prac związanych z eksploatacją złóż węglowodorów na ludzi i środowisko naturalne oraz wskazywanie zagrożeń, szacowanie prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń i ich konsekwencji za pomocą metod jakościowych, ocenę ryzyka zawodowego związanego z wykonywaną pracą.

Pracę magisterską pt. „Analiza zagrożeń przy eksploatacji złoża ropy naftowej Grobla”, opracowała pod opieką dr hab. inż. Barbary Uliasz-Misiak. W czasie studiów mgr inż. Patrycja Myćka uzyskiwała liczne nagrody za wyniki w studiach, w tym czterokrotnie Nagrodę Rektora za wyniki w nauce oraz czterokrotnie Stypendium Rektora.

Kapituła Honorowej Szpady SITPNIg ustaliła listę najlepszych absolwentów Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu w roku 2014 i postanowiła wręczyć im dyplomy z określeniem lokaty ukończenia studiów.

Poszczególni nominowani absolwenci Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH ukończyli studia z lokatami przedstawionymi w tabeli 2.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg

SPORT, REKREACJA I TURYSTYKA.

XIII Edycja Barbórkowego Turnieju w Kręgle o Puchar Przewodniczącego Koła SITPNIg 2014



ODDZIAŁ TARNÓW



Tomasz Życzyński

Jak co roku zdajemy relację z topowej imprezy barbórkowej Koła SITPNIg w Lublinie tzn. z zawodów w kręgle o Puchar Przewodniczącego Koła SITPNIg. Kolejna edycja – już XII nie okazała się pechowa i wręcz zakończyła się sukcesem zarówno organizacyjnym



Drużyna dRES Lublin. Fot. Kinga i Szymon Kamiński



Drużyna GasBowls. Fot. Kinga i Szymon Kamiński



Drużyna Inwestorzy. Fot. Kinga i Szymon Kamiński



Oczekiwanie na wyniki. Fot. Kinga i Szymon Kamiński



Nagrody. Fot. Kinga i Szymon Kamiński

jak i sportowym skutecznie integrując w tych ciężkich czasach członków naszego stowarzyszenia. Zainteresowanie zawodami było jak zwykle ogromne, do turnieju zgłosiło się 18 drużyn, co jest powtórzeniem rekordu z ub. roku. Grano eliminacje i finały. Najpierw rywalizowaliśmy w 3 grupach eliminacyjnych po 6 pięcioosobowych drużyn (jak zwykle w zespole musiała występować przynajmniej 1 kobieta). Zgłosiły się drużyny z Zakładu PSG w Lublinie, z PGNiG, mieszane oraz tradycyjnie zespół złożony z przedstawicieli wykonawców

współpracujących z zakładem. Byli reprezentanci z jednostek terenowych Zakładu i PGNiG tj. z Bełżyc, Końskowoli, Puław, Ryk, Kraśnika, Chełma, Krasnegostawu czy Świdnika. Do finału „A” awansowali zwycięzcy z poszczególnych grup eliminacyjnych oraz 3 drużyny z najlepszymi wynikami. W finale „B” o miejsca 7-12 rywalizowały drużyny z kolejnymi najlepszymi wynikami z eliminacji. Z rywalizacji odpadło na tym etapie 6 drużyn – mówimy, że nie były najsłabsze ale miały pecha... i tylko rozegrały 1 mecz.

Zawody wzorem lat ubiegłych prowadził profesjonalny instruktor bowlingu, który zachęcony fajnymi gadżetami ufundowanymi przez Koło SITP NiG chętnie je rozdawał w licznych konkursach związanych z bowlingiem. Ale najważniejsze są wyniki: W tabeli 1 miejsca i punkty w naszej rywalizacji (wyniki z finału B dużo lepsze niż w eliminacjach).

W tym roku jak widać sypnęło niespodziankami. W końcu zdetronizowany został zespół Inwestorów, który wygrał już 11 edycji naszych zawodów a teraz zajmując dopiero III



Najlepsza zawodniczka. Fot. Kinga i Szymon Kamiński



Najlepszy zawodnik. Fot. Kinga i Szymon Kamiński



Drużyna Gubernator. Fot. Kinga i Szymon Kamiński



Drużyna Eksploatacja. Fot. Kinga i Szymon Kamiński



Drużyna Bokers. Fot. Kinga i Szymon Kamiński



Cienkie Bolki. Fot. Kinga i Szymon Kamiński

Tabela 1

LP	Nazwa drużyny	Kapitan	Punkty
1	dRES LUBLIN	Dariusz Rybczyński	673
2	GASBOWLING	Zdzisław Warszawski	645
3	INWESTORZY	Jarosław Szczepański	644
4	GUBERNATOR BEŁŻYCE	Wiesław Janczak	588
5	EKSPLLOATACJA	Tomasz Życzyński	558
6	BOKERSI LUBLIN	Mariusz Kalbarczyk	494
7	WYKONAWCY	Tomasz Komsta	605
8	KAZUSY	Anna Gudyka	601
9	FALCON 3	Wojciech Wnuk	567
10	MADRE	Małgorzata Szewczyk-Zdebska	448
11	KraCh	Ryszard Pawluk	419
12	SZYBY I WŚCIEKLI	Elżbieta Kostecka	403
13	POMIAROWCY	Krzysztof Sobiesiak	448
14	INSPEKTORZY	Sławomir Wilkołek	437
15	WISŁA PUŁAWY	Andrzej Jewulski	432
16	CIENKIE BOLKI	Małgorzata Wodnicka	427
16	KRĘGIELKI	Kazimierz Koperda	427
18	BABSKI TEAM	Katarzyna Kobyłka	388

miejsce. Gubernator z Bełżyc po raz pierwszy awansował do finału A, odpadli z walki o Puchary Wykonawcy etc.

Zwycięska drużyna dRES z Lublina (RDG w Lublinie) grała w składzie: Dariusz Rybczyński (kapitan), Marian Krzysiak, Jarosław Wyrzykowski, Zbigniew Krusiński, Katarzyna Siwiec-Rybczyńska). Za zdobycie I, II i III miejsca zespołowo Koło SITPniG ufundowało puchary, dla każdej drużyny za zajęcie miejsca 1-10 pamiątkowe medale, statuetki z motywem bowlingowym otrzymała najlepsza zawodniczka i najlepszy zawodnik imprezy. Nagrody ufundowała też zaprzyjaźniona Sekcja Wędkarska MARENA przy Zakładzie w Lublinie. Najlepszą zawodniczką zawodów została Małgorzata Gońkiewicz z teamu GASBOWLS, najlepszym zawodnikiem Jacek Siwiec z drużyny Inwestorzy.

Obawy Koła Lublin co do formuły naszych Barbórkowych spotkań zostały rozwiane frekwencją na zawodach (ponad 120 osób) i konkluzją uczestników, że spotkamy się za rok...

Tradycyjnie Zarząd Koła składa przy tej okazji podziękowanie Oddziałowi SITPniG w Tarnowie za pomoc finansową przy organizacji zawodów.

Tomasz Życzyński
Przewodniczący Koła SITPniG
w Lublinie i Organizator Turnieju

VI Rajd Rowerowy SITP NiG – Rajskie w Bieszczadach



Grażyna Jarecka



ODDZIAŁ TARNÓW

Po kilku latach rajd rowerowy wrócił w Bieszczady, tym razem do Rajskiego – miejscowości położonej u ujścia Sanu do Żelewu Solińskiego. Rajskie to dziś niewielka wioska, właściwie wyłącznie turystyczna, przed laty spora wieś, w której wydobywano ropę naftową. Pozostałością tych minionych lat jest ośrodek wczasowy Nafta Gaz położony nad Sanem, na przeciw zboczy góry, gdzie znajdowały się szyby naftowe. Ośrodek wczasowy to spora osada turystyczna położona pomiędzy drogą i rzeką, wśród gęstej zieleni drzew i krzewów tworzącej swoiste enklawy wokół drewnianych domków. Nad wodą wybudowano sporą salę umożliwiającą organizację imprez pod dachem, obok znajdziemy przystań kajakową i niewielkie pole namiotowe.

Do tego to uroczego miejsca zaczęli się zjeżdżać w piątek wczesnym popołudniem liczni, bo prawie 60 osób, uczestnicy rajdu rowerowego. Tradycyjnie, na rozpoczęcie rajdu, organizatorzy przygotowali wspólną kolację oraz referaty. Marcin Sykulisz wygłosił ciekawy referat na

temat ważnej dla Polski sprawy czyli terminalu LNG w Świnoujściu oraz technologii skraplania i transportu gazu ziemnego. Na temat historii okolicznych miejscowości, przez które nazajutrz mieliśmy jechać referat wygłosił Edward Typkowski, przedstawiając dramatyczne dzieje Rajskiego, Tworylnego, Krywego, Zatwarnicy i właściwie całych Bieszczad w czasie ostatniej wojny. Wydarzenia wojenne z udziałem Niemców, oddziałów UPA, Armii Czerwonej i wreszcie Polaków w ramach Akcji Wisła zamieniły ten dość gęsto zamieszkały obszar w wyludnione miejsce, gdzie przyroda wzięła ponownie w swoje władanie obszary, gdzie tylko można się domyślać dawnej ludzkiej obecności. Drogi, którymi poprowadzono rajd, to dziś drogi przeznaczone dla użytku leśników, dawniej łączyły wioski położone wzdłuż Sanu.

W sobotę rano, zdopingowani piękną pogodą, wyruszamy na zaplanowane trasy: roweryści na ok. 35 km pętlę prowadzącą po obu brzegach Sanu do miejscowości Zatwarnica i z powrotem do Rajskiego, piesi na wyprawę

na pobliską górę Szczycisko lub punkt widokowy w Krywem. Ruszamy na rowerach w kierunku mostu na Sanie, a następnie w prawo i to od razu na 2 km podjazd na przełęcz Szczycisko.

Ta wspinaczka to zaledwie zapowiedź niezliczonej ilości podjazdów i zjazdów, które przyjdzie nam pokonać na trasie całej pętli. Jedziemy lasem, dość wysoko, dobrze ubitą drogą, po lewej stronie w górze widać pasmo Otrytu, w dole gdzieś można domyślać się obecności rzeki Sanu, czasem ukazuje się widok na połoninę Wetlińską. Dojeżdżając do Zatwarnicy osiągamy wzniesienie z wieżą przekaźnika. Potem szaleńczy zjazd prowadzi nas do drogi asfaltowej i drewnianego mostu na Sanie w Sękowcu. Jeszcze tylko kilka kilometrów w dół rzeki i jesteśmy w Chmielu, gdzie oglądamy niewielką cerkiewkę z cmentarzem oraz położony w pobliżu spektakularny widok na przełom Sanu. Wracamy do Sękowca i tu czeka nas nagroda w postaci mini biesiady przy grillu obok niewielkiego baru przy drodze. Miło byłoby tu dłużej posiedzieć przy piwie, ale przed nami jeszcze 14 km do domu i to nie po płaskim... Teraz droga prowadzi bliżej rzeki, a miejscami nawet wzdłuż jej brzegu pozwalając na podziwianie jej kamienistego koryta. Mijamy punkt widokowy w Krywem i dojeżdżamy do mostu na Sanie w Rajskim, tu zamyka się pętla naszego rajdu. Jeszcze 2 km i jesteśmy w ośrodku wczasowym. Wszyscy solidnie czują w nogach wymagającą



Wszyscy czują w nogach wymagającą trasę. Fot. arch. Oddział SITP NiG w Tarnowie



Tradycyjnle, na rozpoczęcie rajdu, uczestnicy wysłuchali dwa referaty. Fot. arch. Oddział SITPNIg w Tarnowie



trasę, ale nasi rajdowicze są przyzwyczajeni do wysiłku i trudności, bo tylko one dają prawdziwą satysfakcję. Turyści piesi, których prowadził Wacław Zimny też odczuwają trudy wędrówki, w końcu chodzenie po Bieszczadach to nie „bułka z masłem”.

Wieczorem, gdy już pierwsze zmęczenie ustąpiło, zbieramy się na spotkanie przy potężnym grillu znajdującym się w sali biesiadnej. Obsługa sprawnie piecze na żywym ogniu wielkie ilości kielbas, kiszek i mięsiwa, w kącie stoją skrzynki z piwem, zaczyna przygrywać 2 osobowa kapela wokalnie-instrumentalna. Rozpoczynające się tańce wprawiają wszystkich w świetny nastrój, zabawa trwa do północy. Wracając

do swoich domków patrzymy na bieszczadzkie gwiazdy, słuchamy szumu Sanu, wdychamy rzeńskie powietrze.

Niedziela to jak zwykle dzień powrotów, ale ładna pogoda i ciepły południowy wiatr zachęcają do dalszego pobytu w Rajskim. Część osób wypożycza kajaki lub łódzie i udaje się w kierunku zalewu Solińskiego, który z powodu niskiego stanu wody, cofnął się o 100 m spod przystani. Niektórzy wyruszają pieszo lub na rowerach w kierunku dawnego centrum wsi Rajskie. Po drodze można zobaczyć tzw. berlingówkę czyli dom gen. Zygmunta Berlinga, który pochodził z tych okolic. Tablice informacyjne zapoznają nas z historią Rajskiego oraz okoliczno-

ściami zniszczenia domu zakonnego i kościoła na wzgórzu nad Sanem. Z brzegu zalewu w pobliżu ruin kościoła obserwujemy dramatyczne zmagania naszych kolegów z silnym wiatrem, który przeciwstawia się powrotowi ich łódzi do przystani.

Wracamy do naszych domków, trzeba się spakować i pożegnać z kolegami, a za rok kolejny rajd.

Grażyna Jarecka
Wiceprezes Oddziału SITPNIg
w Tarnowie
Przewodnicząca Koła SITPNIg
w Rzeszowie



Turyści piesi, też odczuwają trudy wędrówki. Fot. arch. Oddział SITPNIg w Tarnowie

Ekspert na rynku energii

Posiadamy unikalne doświadczenie
w poszukiwaniu i odkrywaniu źródeł energii



Jesteśmy spadkobiercą bogatej historii polskiego przemysłu energetycznego. Dzięki naszej pasji, rozwojowi technologii i ciągłemu doskonaleniu oferty multienergetycznej dążymy do dostarczania kompleksowych rozwiązań dla naszych klientów w całej Polsce.

www.pgnig.pl


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA