

NR 10 (240)
październik
2018 r.
miesięcznik
Rok XXI
ISSN-1505-523X
15,75 w tym 5%VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

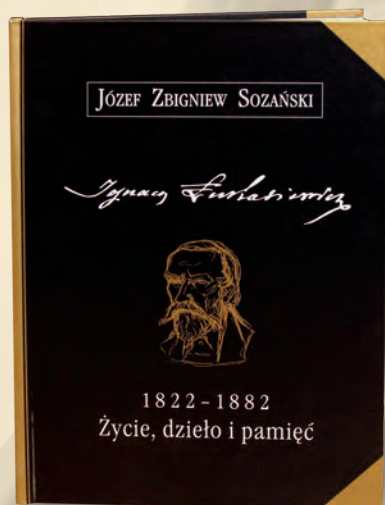
Czasopismo Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego





IGNACY ŁUKASIEWICZ Życie, dzieło i pamięć

autorstwa Józefa Zbigniewa Sozańskiego



CENA
PIERWOTNA
40zł

PROMOCJA

20zł



Bogato ilustrowana, unikatowa pozycja wydawnicza
poświęcona Ignacemu Łukasiewiczowi

Album „Światło z Ziemi”

50% OBNIŻKI
CENY

Na prawie 100 stronach zaprezentowaliśmy historię przemysłu naftowego od krótkiego życiorysu Ignacego Łukasiewicza poprzez historię wykorzystania ropy naftowej i gazu, w wiekach średnich aż do czasów prawie nam współczesnych. Staraliśmy się pokazać tę historię w sposób najbardziej obiektywny, udokumentować takimi materiałami, aby z sentymentem oglądali ją seniorzy naftowcy, a młodzi jeszcze w tym zawodzie i spoza branży - z zainteresowaniem. Ważnym elementem tego albumu jest też prezentacja Muzeum Naftowego w Bóbrce, gdzie zgromadzone są archiwalia wizualnie dokumentujące omawianą tutaj historię przemysłu naftowego.

Głównym zaś celem było złożenie uznania i szacunku ludziom zdeterminowanym do tworzenia dobrobytu, w szerokim tego słowa znaczeniu, wykorzystując skarb tej ziemi oraz pokazać, że historia pierwszej nafty to nie jedno wybrane miejsce, o które toczy się spór, ale całe Podkarpacie – tak jak i to, że całości nie mogła stworzyć jedna osoba tylko tysiące rąk ludzkich. Patrząc na strony tego albumu widzimy, że tylko oddanie sprawie, upór, determinacja ludzi w całej historii przemysłu naftowego Podkarpacia przyniosły rezultaty, które dzisiaj możemy w pięknej formie graficznej Państwu zaprezentować. Myślę, że naszym wspólnym życzeniem jest to, aby nadal można było tworzyć historię tego najstarszego na świecie zagłębia naftowego.

Forma edytorska, szata graficzna książki - albumu fotograficznego zaproponowana przez autorów projektu, zespół redakcyjny, wydawnictwo, powoduje, że jest to publikacja dla szerokiego spektrum odbiorców, dla laików, i dla fachowców w tej dziedzinie.

Uwagę przyciągają piękne, artystyczne fotografie, całości dopełniają precyzyjne informacje.



CENA
PIERWOTNA
60zł

PROMOCJA

30zł

www.sitpnig.pl

KONTAKT / ZAMÓWIENIA

tel. +48 12 421 32 47

e-mail: sitpnig@sitpnig.pl

ul. Łukasiewicza 1/110, 31-429 Kraków



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W zeszłym miesiącu pisałem o rosnącym trendzie za baryłkę ropy naftowej na światowych rynkach i odnosiłem się do analityków, którzy ten trend uważali za już ciągły proces. Niestety rynek nadal jest na dłuższą metę nieprzewidywalny, co wyraźnie pokazał październik, w którym cena za baryłkę wróciła do poziomu 75USD, chociaż jeszcze na początku października występował wyraźnie rosnący trend. Towarzyszył mu spadek produkcji ropy naftowej w Iranie i Wenezueli z powodu wejścia na początku listopada restrykcji USA w stosunku do pierwszego kraju i ogromnego kryzysu gospodarczego w tym drugim. Szanse może tutaj wykorzystać Arabia Saudyjska, gotowa na zwiększenie dostaw ropy. Może ona zwiększyć produkcję ropy naftowej w każdym momencie (obecna produkcja to 10,7 mln baryłek dziennie), aby przeciwdziałać brakom w podaży ropy z Iranu. Jednak polityczna sytuacja pomiędzy USA a Arabią Saudyjską nie jest najlepsza i może wpływać na relacje rynkowe. Analitycy podają, że październik jest najgorszym miesiącem dla notowań tego surowca od 2016 r.

W Polsce nie obserwowaliśmy tak drastycznych zmian na rynku cen surowca, i nie było to widoczne w cenach paliw. Po niewielkim wzroście obserwowana była pewna ich stagnacja. Pojawiła się natomiast wyraźna dysproporcja między ceną za litr benzyny i oleju napędowego.

Branża naftowo-gazownicza dużych polskich firm realizowała swoje zadania niezależnie od sytuacji rynkowej i zmieniających się cen surowca, o kilku teraz wspomnę. Jeszcze we wrześniu na niewielkiej koncesji PKN Orlen na obszarze zapadliska przedkarpackiego doszło do odkrycia złoża gazu ziemnego otwo-

rem Bystrowice-OU1, o szacowanych zasobach ok. 2 mld m³, ale komunikat ukazał się dopiero niedawno, więc, aby ta informacja nie uległa pominięciu zwracam na nią uwagę. Jest ona o tyle istotna, że podobnie jak złożo Przemysł, (którego właścicielem jest PGNiG) nie powiedziało ostatniego słowa, tak i w jego sąsiedztwie można spodziewać się nowych złóż, które za pomocą bardziej zaawansowanej technologii poszukiwawczej (głównie sejsmiki 3D) mogą zostać odkrywane, a w ich poszukiwanie i rozpoznawanie angażują się polskie firmy. Zresztą taka jest ich deklaracja, zarówno PGNiG jak i Orlen Upstream, które to posiadają albo samodzielnie albo wspólne koncesje na terenie ogólnie mówiąc Podkarpacia, że takie prace będą kontynuować.

Aktywność PGNiG w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Polski to nie tylko wiercenia na terenie kraju, rozbudowa infrastruktury, czy nawet gazyfikacja tych terenów, które nie posiadają dostępu do paliwa gazowego (prowadzona na dużą skalę przez PSG), ale i dynamiczna praca na arenie międzynarodowej. Chociażby ostatnie informacje o tym, że PGNiG, a konkretnie Norweska spółka zależna PGNiG - PGNiG Upstream Norway kupiła za 220 mln USD od firmy Equinor Energy 42,38% udziałów w złożu Tommeliten Alpha, na koncesji znajdującej się na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (pozostałymi udziałowcami są: ConocoPhillips Norway AS Total i Eni Norge). Te działania mają spowodować, że za kilka lat produkcja gazu PGNiG z własnych złóż w Norwegii osiągnie nawet 2,5 mld m³ rocznie, a gaz ten Baltic Pipe będzie dostarczany do Polski. Projekt ten jak zapewnia zarząd PGNiG pozwala na realizację strategii dywersyfikacji dostaw i jest atrakcyjny ekonomicznie. Jest to konkretne działanie, aby tak jak jest to planowane po 2022 roku Polska mogła zrezygnować lub znacznie ograniczyć dostawy rosyjskiego gazu, na rzecz bardziej przewidywalnych źródeł dostaw. Ale to nie koniec dobrych informacji w zakresie zabezpieczenia energetycznego Polski. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisało dwie wiążące umowy długoterminowe na do-

stawy gazu skroplonego LNG z amerykańskimi firmami Venture Global Calcasieu Pass, LLC oraz Venture Global Plaquemines LNG, LLC. Każda z umów zakłada zakup przez PGNiG po około 1 mln ton LNG (tj. około 1,35 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji) rocznie przez 20 lat. Więcej na ten temat piszemy w dalszej części wydania.

Z ważnych informacji chcę również wspomnieć o tym, że Gaz-System uruchomił nowy gazociąg na Dolnym Śląsku. Jego koszt wyniósł 120 mln zł. Gazociąg Czeszów-Kielczów ma długość ok. 32,5 km i średnicę 1000 mm. Jest położony w województwie dolnośląskim w gminach Zawonia i Długołęka. Stanowi część gazowego Korytarza Północ-Południe, który pozwoli na pełną integrację infrastruktury przesyłowej w tej części Europy, a więc jest to kolejny element naszego bezpieczeństwa energetycznego. Gazociąg jest także ważny z innego powodu. Zapewnienia on elastyczności dostaw gazu na Dolny i Górny Śląsk oraz Opolszczyznę. Budowa gazociągu była współfinansowana przez Unię Europejską, która inwestycję wspomogła kwotą ok. 74 mln zł.

Kończąc informacjami z Gaz-Systemu wspomnę jeszcze o bardzo technicznym wydawnictwie, jaki powinien zainteresować naszych czytelników, czyli o zrealizowanym przez wspomnianą firmę przewiercie poziomym pod Kanałem Kędzierzyńskim. Przewiert na trasie gazociągu Tworóg – Kędzierzyn-Koźle miał długość 760 m i średnicę 1016 mm. Gazociąg ten zostanie połączony z budowanymi gazociągami: Zdziszowice – Kędzierzyn (od zachodu) oraz Tworóg – Tworzeń (od wschodu). Po wybudowaniu gazociągi te będą wchodziły w strukturę korytarza gazowego Północ – Południe, jak podaje spółka w swoich komunikatach.

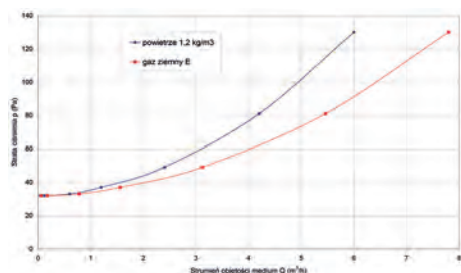
Muślę, że te krótkie informacje zawarte we wstępie jak i te zawarte w dalszej części wydania znajdą zainteresowanie wśród naszych czytelników. Serdecznie zapraszam do zapoznania się z nimi.

Piotr Dziadzio

NAUKA W TECHNIKĘ.

- Przeliczanie charakterystyk metrologicznych gazomierzy miechowych wyznaczonych dla powietrza na odmierzany gaz

4

**ENERGIA W GEOTERMALNĄ.**

- VI Ogólnopolski Kongres Geotermalny

11

**WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.**

- PGNiG i Venture Global LNG ogłosiły podpisanie kontraktów na zakup 2 milionów ton rocznie skroplonego gazu ziemnego (LNG)

13



- PGNiG Obrót Detaliczny wybuduje stację paliw CNG w Kielcach

14



- Zapobieganie awariom przemysłowym w zakładzie dużego ryzyka sanockiego oddziału
- LOTOS buduje drugi polski gazociąg na Bałtyku

15

16



- LOTOS przestawia kolej na nowe tory. W planach spółki budowa napędów hybrydowych dla dwóch lokomotyw

18

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU W ZE ŚWIATA.

- Przełom w poszukiwaniach gazu na Podkarpaciu
- PGNiG rozwija handel LNG bezpośrednio z terminala w Świnoujściu
- PGNiG kupuje udziały w złożu gazu w rejonie Ekofisk w Norwegii
- PGNiG przygotowuje plan zagospodarowania kolejnego złoża w Norwegii
- Ilość wierceń na świecie rośnie, ale wolniej niż w 2017 r.
- W Finlandii rozpoczęto układanie gazociągu Nord Stream 2

19

19

19

20

20

21

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

**ADRES REDAKCJI**

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

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

dr Piotr Dziadzio
mgr inż. Jolanta Likus
mgr inż. Dominika Bernaś

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

DRUK:
Drukarnia Aplis s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 2000 egz.

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

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – PMG Kosakowo. Fot. arch. PGNiG SA

- Cuadrilla rozpoczęła i przerwała szczelinowanie w Lancashire 22
- Rząd włoski zgadza się na budowę Gazociągu Transadriatyckiego 22
- Pierwsza bezałogowa platforma rozpoczęła pracę na Morzu Północnym 22
- Projekty poszukiwawcze na Morzu Czarnym pod znakiem zapytania 22
- Nadal wysoka produkcja ropy z łupków w USA 23
- Współwodornienie w LOTOSIE, czyli test biorafinerii 23
- Sukces poszukiwawczy PKN ORLEN na Podkarpaciu 23
- Z laboratorium na instalacje – sukces prac nad nową technologią 24
- PKN ORLEN umacnia się w rejonie Zatoki Perskiej 24
- Gazociąg Czeszów – Kiełczów gotowy do pracy 24
- PERN rozbudowuje magazyny paliw, montaż dachów na nowych zbiornikach w Koluszkach 25

WSPOMNIENIE

- Pożegnanie Cecylii Suchockiej 26

BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 27
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 27
- Posiedzenie Światowej Rady Naftowej i wydarzenia towarzyszące 28



- Uroczystość poświęcenia i odsłonięcia pomnika Heleny i Zygmunta Biluchowskich 29
- Seminarium Oddziału SITPNiG w Krakowie – 12 X 2018 w Bukowinie Tatrzańskiej 30

- Seminarium SITPNiG – szkolenie dla jednostek organizacyjnych działających w ramach SITPNiG 31

NASZE WSTAWIENIE.

- Spotkanie przedstawicieli wszystkich Kół Oddziału SITPNiG w Gdańsku 32
- Doniesienia z kół 33



- Konferencja „Czysta Energia – 50 lat górnictwa naftowego na Niżu Polskim” 35
- Wyjazd naukowo-techniczny do Lwowa 36

KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

- VIII Konferencja PGNiG SA Oddział w Sanoku „HARMONIA ŻYCIA I PRACY – Moje zdrowie, Moja odpowiedzialność” 38

TRADYCJA W KULTURĄ.

- Naftowe symbole stanęły przy drogach str. III okł.



RADA PROGRAMOWA WNiG

Ryszard Chylarecki – przewodniczący

Członkowie:

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

RADA NAUKOWA

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

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

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

Redaktorzy tematyczni:

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

Przeliczanie charakterystyk metrologicznych gazomierzy miechowych wyznaczonych dla powietrza na odmierzany gaz



Józef Dopke

Recalculating Of Diaphragm Gas Meters Metrological Characteristics From Air To Measured Gas

Summary

Paper presents metrological characteristics of diaphragm gas meters determined at air of density $1,2 \text{ kg/m}^3$. Author describes formulas to recalculating starting flow rate, minimal and maximal flow rate from air of density $1,2 \text{ kg/m}^3$ to measured gas. Figures illustrate recalculated metrological characteristics of gas meter G4 for natural gas. Author analyses selection of gas meter to flow rate range of natural gas receivers. The formula defines the quick-running of gas meter and his influence to selection of gas meter. Figures present annual heating degree days $S_d(15^\circ\text{C})$ in 2011 and 2013 year for selected cities of Europe and Russian Federation. Author presents relationship between heating degree days and selection of gas meter cyclic volume.

Streszczenie

Omówiono charakterystyki metrologiczne gazomierzy miechowych wyznaczone dla powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$. Podano wzory do przeliczania progu rozruchu oraz minimalnego i maksymalnego obciążenia z powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$ na odmierzany gaz. Na rysunkach przedstawiono przeliczone charakterystyki dla gazomierza miechowego G4. Omówiono dobór wielkości gazomierzy do zakresu obciążeń opomiarowanych odbiorników gazu ziemnego. Zdefiniowano szybkobieżność gazomierza i omówiono wpływ objętości cyklicznej na dobór gazomierza. Na rysunkach przedstawiono liczbę stopniogrzań $S_d(15^\circ\text{C})$ w wybranych miastach Europy i Federacji Rosyjskiej w 2011 r. i 2013 r. oraz omówiono wpływ klimatu na zużycie gazu na ogrzewanie i dobór objętości cyklicznej gazomierzy

Pojęcia podstawowe

Wszystkie parametry charakteryzujące właściwości metrologiczne gazomierzy bada się i wyznacza nie przy użyciu gazu, do którego są przeznaczone gazomierze, lecz przy użyciu powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$. Obciążenie minimalne $Q_{\min}$ to najmniejsze obciążenie Q zakresu obciążeń pomiarowych, przy którym błędy gazomierza, pracującego w warunkach normalnych, nie przekraczają błędów granicznych dopuszczalnych. Obciążenie nominalne gazomierza Q_n jest obciążeniem strumieniem objętości powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$ określającym wielkość gazomierza i podawanym na tabliczce znamionowej w oznaczeniu wielkości gazomierza. Np. oznaczenie gazomierza G4 określa gazomierz o nominalnym obciążeniu $Q_n = 4 \text{ m}^3/\text{h}$. Ciąg wartości obciążeń nominalnych jest określony przepisami. Obciążenie maksymalne $Q_{\max}$ jest to największe obciążenie Q zakresu obciążeń pomiarowych, przy którym

błędy gazomierza, pracującego w warunkach normalnych, nie przekraczają błędów granicznych dopuszczalnych, a gazomierz może działać w sposób ciągły bez szkody dla jego trwałości.

Próg rozruchu gazomierza to najmniejsze obciążenie wprawiające w ruch liczydło. W przepisach określa się górną granicę progu rozruchu, której wartość określono (tabela 1), np. jako nie większą niż $5 \text{ dm}^3/\text{h}$ dla gazomierza G4 i $8 \text{ dm}^3/\text{h}$ dla G6. W zakresie obciążeń od progu rozruchu do $Q_{\min}$ gazomierze miechowe odmierzają objętość. Nie jest jednak w przepisach określony dopuszczalny błąd graniczny dla tych obciążeń.

Strata ciśnienia przy minimalnym i maksymalnym obciążeniu oraz błąd wskazań również sprawdzany jest według wszystkich przepisów międzynarodowych przy użyciu powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$. Użycie powietrza w badaniach gazomierzy związane jest z prostotą i bezpieczeństwem ich prowadzenia.

Tabela 1. Górna granica progu rozruchu, dolna i górna granica obciążeń pomiarowych oraz obciążenie nominalne gazomierzy miechowych dla powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$.

Wielkość gazomierza	Próg rozruchu	Dolna granica obciążeń pomiarowych	Nominalne obciążenie	Górna granica obciążeń pomiarowych	Objętość cykliczna	Szybko-bieżność przy Q_n
----	Q_{pr} górną granicą	$Q_{\min}$ górną granicą	Q_n	$Q_{\max}$	$V_{\min}$	n
----	m^3/h	m^3/h	m^3/h	m^3/h	dm^3	cykle/h
G1,6	0,003	0,016	1,6	2,5	0,7	2285,7
G2,5	0,005	0,025	2,5	4	1,2	2083,3
G4	0,005	0,04	4	6	2,0	2000,0
G6	0,008	0,06	6	10	3,5	1714,3
G10	0,013	0,10	10	16	6,0	1666,7
G16	0,013	0,16	16	25	10	1600,0
G25	0,020	0,25	25	40	18	1388,9
G40	0,032	0,40	40	65	30	1333,3
G65	0,032	0,65	65	100	55	1181,8
G100	0,050	1,00	100	160	100	1000,0
G160	0,080	1,60	160	250	200	800,0

Tabela 2. Maksymalna dopuszczalna wartość straty ciśnienia gazomierzy miechowych.

Wielkość gazomierza	Maksymalna dopuszczalna wartość straty ciśnienia		
	przy obciążeniu $Q_{\max}$ przy badaniu typu i legalizacji	przy obciążeniu $Q_{\max}$ w użytkowaniu	przy obciążeniu od $Q_{\min}$ do $2Q_{\min}$ przy badaniu typu
---	Pa	Pa	Pa
G1,6; G2,5; G4; G6	200	220	60
G10; G16; G25; G40	300	330	60
G65; G100; G160	400	440	100

Zgodnie z polskimi i międzynarodowymi przepisami na tabliczce znamionowej gazomierza podaje się między innymi obciążenie maksymalne $Q_{\max}$ i minimalne $Q_{\min}$, oznaczenie wielkości gazomierza, składające się z litery G i liczby określającej znamionowe obciążenie w m^3/h oraz nominalną objętość cykliczną V. Wszystkie te wielkości oraz podawana przez producenta górna granica progu rozruchu, dotyczą powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$. Z wyznaczonych charakterystyk metrologicznych dla powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$ wyznacza się charakterystyki metrologiczne dla tego gazu, który będzie odmierzany przez gazomierz.

Obliczenie dolnej granicy zakresu obciążeń pomiarowych dla gazu

Dolną granicę obciążeń pomiarowych dla odmierzanego gazu $Q_{\min g}$ oblicza się ze wzoru

$$Q_{\min g} = \frac{\mu_p}{\mu_g} * Q_{\min p} \quad (1)$$

gdzie: μ_p – współczynnik lepkości dynamicznej powietrza,
 μ_g – współczynnik lepkości dynamicznej gazu,
 $Q_{\min p}$ – minimalne obciążenie dla powietrza,
 $Q_{\min g}$ – minimalne obciążenie dla gazu.

Dokładne wartości współczynnika lepkości dynamicznej μ_1 [1] w warunkach pomiaru oblicza się ze wzorów dla:

- gazu ziemnego wysokometanowego

$$\mu_1 = \mu_n * \frac{0,0960 * T_1^{1,5}}{T_1 + 160} + 0,245 * 10^{-9} (p_1 - p_n) \quad (2)$$

- gazu ziemnego zaazotowanego

$$\mu_1 = \mu_n * \frac{0,0911 * T_1^{1,5}}{T_1 + 138} + 0,234 * 10^{-9} (p_1 - p_n) \quad (3)$$

- gazu sztucznego

$$\mu_1 = \mu_n * \frac{0,0849 * T_1^{1,5}}{T_1 + 110} + 0,120 * 10^{-9} (p_1 - p_n) \quad (4)$$

gdzie: p_1 – bezwzględne ciśnienie gazu w warunkach pomiaru,
 T_1 – temperatura termodynamiczna w warunkach pomiaru w K,
 μ_1 – współczynnik lepkości dynamicznej gazu w warunkach pomiaru,
 p_n – bezwzględne ciśnienie gazu w warunkach normalnych,
 T_n – temperatura termodynamiczna w warunkach normalnych w K,
 μ_n – współczynnik lepkości dynamicznej gazu w warunkach normalnych.

Podane wzory są zalecane do stosowania w praktyce. Błędy obliczeń dotyczące mieszania gazu o ciśnieniu do 10000 kPa i temperaturze z zakresu od -10°C do 40°C nie przekraczają w przypadku wartości współczynników lepkości dynamicznej $\pm 1,5\%$ [1].

Warunki normalne, to temperatura $T_n = 273,15 \text{ K}$ ($t_n = 0^\circ\text{C}$), ciśnienie absolutne $p_n = 101,325 \text{ kPa}$. Wartości współczynnika lepkości dynamicznej i masy właściwej dla powietrza w warunkach normalnych wynoszą ($\mu_{p_n} = 17,08 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}\cdot\text{s}$, ($\rho_{p_n} = 1,292923 \text{ kg/m}^3$). Te wielkości dla metanu, głównego składnika gazu ziemnego wynoszą w warunkach normalnych $\mu_n = 10,22 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}\cdot\text{s}$, $\rho_n = 0,7175 \text{ kg/m}^3$.

Zakładając nadciśnienie nominalne w sieci gazu ziemnego wysokometanowego równe 2000 Pa, otrzymuje się dla bezwzględnego ciśnienia w warunkach pomiaru $p_1 = 101325 + 2000 = 103325 \text{ Pa}$ i temperatury

$T_1 = 293,15 \text{ K}$ (20°C) współczynnik lepkości dynamicznej $\mu_1 = 11,6 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}\cdot\text{s}$. Dla powietrza współczynnik lepkości dynamicznej w temperaturze $293,15 \text{ K}$ i przy ciśnieniu atmosferycznym 101325 Pa wynosi około $\mu_1 = 18,2 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}\cdot\text{s}$. Po podstawieniu otrzymanych wartości do wzoru (1) otrzymuje się wzór dla gazu ziemnego wysokometanowego

$$Q_{\min gz} = 1,468 * Q_{\min p} \quad (5)$$

Podobnie zakładając nadciśnienie nominalne w sieci gazu zaazotowanego równe 800 Pa, otrzymuje się dla bezwzględnego ciśnienia w warunkach pomiaru $p_1 = 101325 + 800 = 102125 \text{ Pa}$ i temperatury $T_1 = 293,15$ (20°C) współczynnik lepkości dynamicznej $\mu_1 = 12,4 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}\cdot\text{s}$. Po podstawieniu otrzymanych wartości do wzoru (1) otrzymuje się wzór dla gazu ziemnego zaazotowanego w postaci

$$Q_{\min gz} = 1,567 * Q_{\min p} \quad (6)$$

W wielu publikacjach do celów doboru zakresu pomiarowego gazomierzy miechowych do obciążeń w instalacji przyjmuje się wartość współczynnika lepkości dynamicznej dla:

- powietrze $\mu_p = 17,9 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}\cdot\text{s}$,
- gazu miejskiego $\mu_{gm} = 14 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}\cdot\text{s}$,
- gazu ziemnego $\mu_{gz} = 12 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}\cdot\text{s}$,
- propano-butan $\mu_{pb} = 9 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}\cdot\text{s}$.

Po podstawieniu powyższych wartości współczynników lepkości dynamicznej, wzór (1) redukuje się do postaci:

$$Q_{\min g} = m * Q_{\min p} \quad (7)$$

gdzie wartość współczynnika m równa się 1,3 dla gazu miejskiego, 1,5 dla gazu ziemnego i 2 dla propano-butanu.

Obliczenie progu rozruchu gazomierzy dla gazu

W obecnych przepisach wymagane jest zliczanie przy tak zwanym progu rozruchu. Jego wartość dla powietrza wynosi nie więcej niż: $3 \text{ dm}^3/\text{h}$ dla gazomierzy G1,6, $5 \text{ dm}^3/\text{h}$ dla gazomierzy G2,5 i G4 oraz $8 \text{ dm}^3/\text{h}$ dla gazomierzy G6. Wymaganie to zapewnia zliczanie gazu spalnego przez palnik zapalający, tak zwaną „świecę” w przepływowych grzejnikach wody i piecach centralnego ogrzewania. Próg rozruchu podany dla powietrza przelicza się na strumień objętości odmierzanego gazu identycznie jak dla minimalnego obciążenia. Stosując uproszczoną zależność (7) próg rozruchu dla gazomierza G4 wynosi $1,5 * 5 \text{ dm}^3/\text{h} = 7,5 \text{ dm}^3/\text{h}$ gazu ziemnego i $1,5 * 8 \text{ dm}^3/\text{h} = 12 \text{ dm}^3/\text{h}$ gazu ziemnego dla – G6. Przeciętny strumień objętości gazu spalany przez palnik zapalający wynosi około $10 - 40 \text{ dm}^3/\text{h}$ dla gazu ziemnego wysokometanowego i $20 - 80 \text{ dm}^3/\text{h}$ dla gazu ziemnego zaazotowanego. Próg rozruchu gazomierzy G4 i G6 dla gazu ziemnego jest mniejszy od spalnego strumienia gazu przez palnik zapalający, więc te typy gazomierzy zapewniają poprawne odmierzanie zużycia gazu przez ten najmniejszy palnik aparatów gazowych.

Obliczenie górnej granicy zakresu obciążeń pomiarowych dla gazu

Górną granicę zakresu obciążeń pomiarowych $Q_{\max g}$ dla odmierzane-

$$Q_{\max g} = Q_{\max p} \sqrt{\rho_p / \rho_g} \quad (8)$$

go gazu oblicza się ze wzoru [1, 2]

gdzie: ρ_p – masa właściwa powietrza,
 ρ_g – masa właściwa gazu,
 $Q_{\max p}$ – maksymalne obciążenie dla powietrza,
 $Q_{\max g}$ – maksymalne obciążenie dla gazu.

Norma [1] podaje dokładne wartości masy właściwej w warunkach pomiarowych dla:

- gazu wilgotnego

$$\rho_1 = \rho_n * \frac{(p_1 - \varphi * p_p) T_n}{p_n * T_1 * K_1} + \varphi * \rho'' \quad (9)$$

- dla gazu suchego

$$\rho_1 = \rho_n * \frac{p_1 * T_n}{p_n * T_1 * K_1} \quad (10)$$

gdzie:

K_1 – względny współczynnik ściśliwości [1],

dla $p_1 < 2 \cdot 10^5$ Pa i $273,15 \text{ K} < T_1 < 293,15$

K można założyć w przybliżeniu $K_1 = 1$,

φ – wilgotność względna $\varphi = F/F''$,

F – wilgotność bezwzględna w g/m^3 ,

F'' – wilgotność bezwzględna nasycenia w g/m^3 (wilgotność bezwzględna jest określona dla objętości gazu w warunkach normalnych),

p_1, p_n, T_1, T_n – jak we wzorach (2)-(4),

ρ'' – gęstość nasyconej pary wodnej w temperaturze T_1 w kg/m^3 ,

p_p – ciśnienie nasyconej pary wodnej w temperaturze T_1 w kPa,

$$\lg \rho'' = 4,723 - \frac{1652,67}{T_1 - 38,32} \quad (11)$$

$$\lg p_p = 7,345 - \frac{1809,85}{T_1 - 33,72} \quad (12)$$

Gazy ziemne można traktować jako suche, wilgotność gazów sztucznych przy nadciśnieniu poniżej 400 kPa zakłada się jako wartość stałą. Po podstawieniu otrzymanych wartości do wzoru (8) otrzymuje się zależność dla:

- gazu ziemnego wysokometanowego

$$Q_{\max \text{ gz}} = 1,270 \cdot Q_{\max \text{ p}} \quad (13)$$

- gazu ziemnego zaazotanowego

$$Q_{\max \text{ gz}} = 1,239 \cdot Q_{\max \text{ p}} \quad (14)$$

Ze względu na niewielkie różnice we wzorach (13) i (14) w wielu publikacjach do celów doboru zakresu obciążeń pomiarowych gazomierzy miechowych do obciążeń w instalacjach przyjmuje się wartość masy właściwej dla:

- powietrza $\rho_p = 1,2 \text{ kg/m}^3$,
- gazu miejskiego $\rho_{gm} = 0,54 \text{ kg/m}^3$,
- gazu ziemnego $\rho_{gz} = 0,73 \text{ kg/m}^3$,
- propano-butanu $\rho_{pb} = 2,24 \text{ kg/m}^3$.

Po podstawieniu tych wartości do wzoru (10) otrzymuje się dla:

$$Q_{\max \text{ g}} = k \cdot Q_{\max \text{ p}}$$

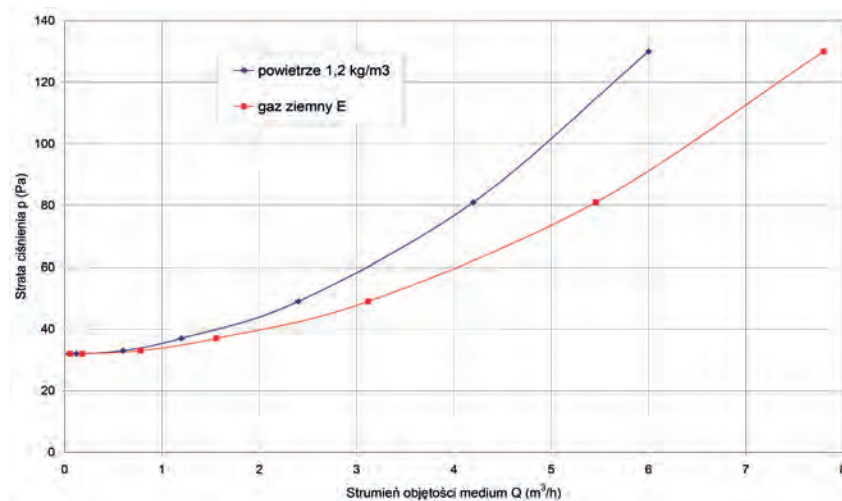
gdzie wartość współczynnika k równa się 1,5

dla gazu miejskiego, 1,3 dla gazu ziemnego, 0,9047 dla mieszaniny propano-butanu z powietrzem (IV GP), 0,763 dla propanu technicznego i 0,73 dla propano-butanu.

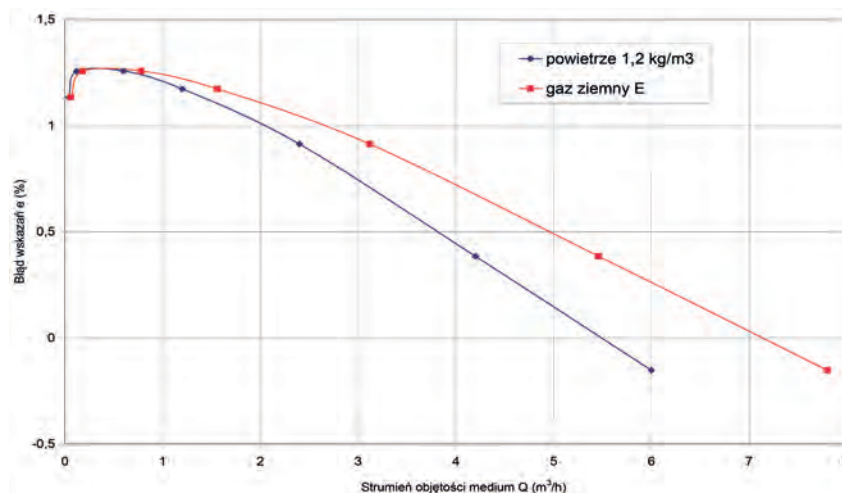
Wykreślenie krzywej błędów

wskazań i strat ciśnienia dla gazu

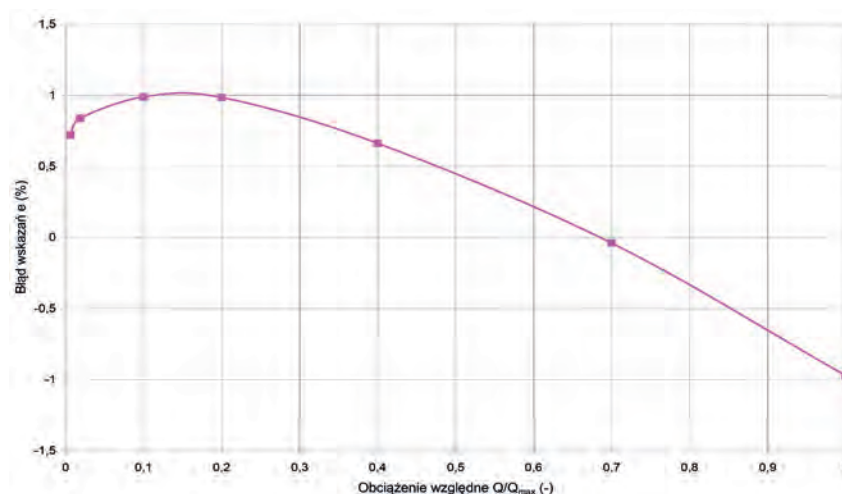
Najczęściej do celów praktycznych przyjmuje się przy obliczeniach maksymalnego obciążenia



Rys. 1. Wykresy krzywych straty ciśnienia w funkcji obciążenia strumieniem powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$ i gazu ziemnego E gazomierza miechowego G4 z klasycznym mechanizmem rozrządu o ruchu posuwisto-zwrotnym suwaków.



Rys. 2. Wykresy krzywych błęd wskazań w funkcji obciążenia strumieniem powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$ i gazu ziemnego E gazomierza miechowego G4 z klasycznym mechanizmem rozrządu o ruchu posuwisto-zwrotnym suwaków.



Rys. 3. Wykresy krzywej błęd wskazań w funkcji obciążenia względnego $Q/Q_{\max}$ gazomierza miechowego G10 z klasycznym mechanizmem rozrządu o ruchu posuwisto-zwrotnym suwaków.

zenia wartość współczynnika k równą 1,3 dla wszystkich typów gazu ziemnego występujących w Polsce. Dla obciążeń Q mniejszych od $0,1Q_{\max}$ strata ciśnienia dla powietrza jest praktycznie stała i krzywe strat ciśnienia dla powietrza i gazu pokrywają się. W przypadku obciążeń Q większych od $0,1Q_{\max}$ krzywa strat ciśnienia dla gazu powstaje (rys. 1) poprzez przesunięcie punktu o współrzędnych (p ; Q) krzywej dla powietrza w punkt (p ; kQ) krzywej dla gazu. Powtarzając tę czynność dla każdego $Q > 0,1Q_{\max}$ otrzymuje się krzywą strat ciśnienia dla gazu. Strata ciśnienia wpływa na objętość cykliczną mechanizmu pomiarowego. Dlatego punkt (e ; Q) krzywej błędów wskazań dla powietrza przechodzi w punkt (e ; kQ) krzywej błędów wskazań dla gazu (rys. 2). Dla małych obciążeń $Q < 0,1Q_{\max}$ punkt (e ; Q) krzywej błędów wskazań dla powietrza przechodzi w punkt (e ; mQ) krzywej błędów wskazań dla gazu, gdzie $m=1,5$ dla gazu wysokometanowego i zaazotanowego.

Wykres krzywej błędów wskazań w funkcji obciążenia względnego $Q/Q_{\max}$ dotyczy zarówno powietrza jak i gazu (rys. 3). Dla obciążeń Q większych od $0,1Q_{\max}$ wartość obciążenia względnego dla gazu wynosi $x = Q_g/Q_{\max g} = k \cdot Q_p/k \cdot Q_{\max p} = Q_p/Q_{\max p}$. Wartość ta odpowiada obciążeniu względnemu dla powietrza $x = Q_p/Q_{\max p} = Q_p/Q_{\max p}$. Podobną zależność można wykazać dla obciążeń mniejszych od $0,1Q_{\max}$.

Kryteria doboru gazomierzy miechowych do odbiorników gazu

Dobór gazomierza miechowego należy przeprowadzać w oparciu o:

- dopuszczalną temperaturę transportu i magazynowania,
- dopuszczalną temperaturę otoczenia i odmierzanego gazu.
- minimalny i maksymalny zakres obciążeń od opomiarowywanych odbiorników gazu,
- okres ważności dowodu legalizacji i prawdopodobny założony okres eksploatacji,
- prognozowane zużycie gazu w okresie ważności legalizacji i prawdopodobnego okresu eksploatacji,
- stabilność błędów wskazań podawaną przez producenta i niezależne laboratoria badawcze,
- objętość cykliczną przy braku wyników badań stabilności błędów wskazań.

Dalej zostaną omówione tylko wybrane najważniejsze kryteria doboru gazomierza do odbiorników gazu.

Dobór wielkości gazomierzy według zakresu obciążeń

Poprawny dobór wielkości mieszkaniowych gazomierzy miechowych do chwilowego zużycia gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe

Tabela 3. Strumień objętości gazu ziemnego E spalane przez palniki odbiorników gazu obecnych na polskim rynku, równoważny strumień objętości powietrza o masie właściwej $1,2 \text{ kg/m}^3$ oraz wielkość gazomierza do opomiarowania odbiorników.

Rodzaj odbiornika gazu	Zużycie gazu ziemnego E	Równoważny strumień objętości powietrza	Wielkość gazomierza do opomiarowania
---	m^3/h	m^3/h	---
palnik zapalący grzejnika wody 0,18 kW lub kotła CO	0,01-0,018	0,007-0,012	---
mały palnik 0,9 kW kuchni	0,024-0,099	0,014-0,067	---
średni palnik 1,6 kW kuchni	0,036-0,176	0,024-0,139	---
duży palnik 2,6 kW kuchni	0,058-0,286	0,039-0,225	---
palnik piekarnika 3,4 kW kuchni	0,067-0,374	0,045-0,294	---
5 palników kuchni 10,1 kW	0,024-1,111	0,016-0,875	G1,6
palnik główny grzejnika wody 8,7 kW	0,28-1,23	0,22-0,969	G1,6
palnik główny grzejnika wody 17,4 kW	0,545-2,39	0,43-1,88	G1,6
palnik główny grzejnika wody 19,2 kW	0,581-2,637	0,457-2,076	G1,6
palnik główny grzejnika wody 22,7 kW	0,708-3,116	0,559-2,454	G1,6
palnik główny grzejnika wody 24,4 kW	2,286-3,351	1,8-2,639	G2,5
palnik główny kotła CO 10 kW	0,33-1,21	0,26-0,953	G1,6
palnik główny kotła CO 15 kW	0,9-1,8	0,71-1,417	G1,6
palnik główny kotła CO 17 kW	1,0-2,0	0,789-1,575	G1,6
palnik główny kotła CO 20 kW	0,66-2,42	0,45-1,91	G1,6
palnik główny kotła CO 23 kW	1,100-2,72	0,866-2,142	G1,6
palnik główny dwufunkcyjnego kotła CWU 23,5 kW	0,996-2,86	0,784-2,252	G1,6
palnik główny dwufunkcyjnego kotła CWU 29 kW	1,655-3,52	1,30-2,772	G2,5
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 8,7 kW	0,024-2,341	0,016-1,843	G1,6
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 17,4 kW	0,024-3,501	0,016-2,757	G2,5
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 24,4 kW	0,024-4,462	0,016-3,513	G2,5
kuchnia 10,1 kW + dwufunkcyjny kocioł CWU 23,5 kW	0,024-3,971	0,016-3,127	G2,5
kuchnia 10,1 kW + dwufunkcyjny kocioł CWU 29 kW	0,024-4,631	0,016-3,646	G2,5
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 17,4 kW + kocioł CO 10 kW	0,024-4,711	0,016-3,709	G2,5
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 19,2 kW + kocioł CO 10 kW	0,024-4,958	0,016-3,904	G2,5
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 22,7 kW + kocioł CO 10 kW	0,024-5,437	0,016-4,281	G4
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 17,4 kW + kocioł CO 15 kW	0,024-5,301	0,016-4,174	G4
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 24,4 kW + kocioł CO 17 kW	0,024-6,462	0,016-5,088	G4
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 24,4 kW + kocioł CO 20 kW	0,024-6,882	0,016-5,419	G4
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 24,4 kW + kocioł CO 23 kW	0,024-7,182	0,016-5,655	G4
kuchnia 10,1 kW + grzejnik wody 24,4 kW + kocioł CO 29 kW	0,024-7,982	0,016-6,285	G6

zapewnia dokładność rozliczeń za dostarczony gaz oraz trwałość gazomierzy. Powyższe zagadnienie będzie omówione na przykładzie gospodarstw domowych wyposażonych w kuchnię, grzejnik wody i niskotemperaturowy kocioł gazowy centralnego ogrzewania. W tabeli 3 podano zużycie gazu ziemnego wysokometanowego E oraz równoważny strumień objętości powietrza dla palników typowych odbiorników gazu obecnych na polskim rynku.

Opomiarowanie dostaw gazu wysokometanowego E

Zakres obciążeń gazomierza od kuchni o mocy 10,1 kW wynosi od 0,024 do 1,111 m^3/h gazu E . Zakres obciążeń od grzejnika wody o mocy 24,4 kW wynosi od 0,01 do 0,018 m^3/h gazu E dla palnika zapalającego do 0,762-3,351 m^3/h gazu dla głównego palnika, a więc od 0,01 do 3,351 m^3/h gazu E . Jednofunkcyjny kocioł CO obciąża gazomierz strumieniem gazu E o warto-

ściach od 0,01 do 1,21 m³/h dla mocy nominalnej 10 kW, do 2,42 m³/h dla mocy 20 kW, do 3,52 m³/h dla mocy 29 kW, do 4,5 m³/h dla mocy 36 kW i do 5,24 m³/h dla mocy 41 kW.

Zakresy obciążeń pomiarowych gazomierzy mieszkaniowych dla gazu ziemnego wysokometanowego E podano w tabeli 4.

Maksymalne chwilowe obciążenie gazomierza od równoczesnej pracy kuchni o mocy 10,1 kW, grzejnika wody o mocy 24,4 kW i jednofunkcyjnego kotła CO o mocy: 10 kW wynosi 5,672 m³/h, 20 kW - 6,881 m³/h, 29 kW - 7,981 m³/h, 36 kW - 8,661 m³/h, 41 kW - 9,761 m³/h. Zakres obciążeń pomiarowych gazomierza G4 wynosi od $Q_{\min}=0,059$ m³/h do $Q_{\max}=7,62$ m³/h gazu E, więc gazomierz ten może poprawnie opomiarować gospodarstwo domowe wyposażone w kuchnię 10,1 kW, grzejnik wody 24,4 kW i jednofunkcyjny kocioł CO o mocy nominalnej do 20 kW. Gospodarstwa domowe o mocy kotła większej niż 20 kW należy opomiarować gazomierzem G6.

Kotły jednofunkcyjne CO o mocy 15 kW mogą ogrzać pomieszczenia o powierzchni 100 m² w starym budownictwie lub 180 m² w nowym budownictwie, kotły o mocy 23 kW odpowiednio 150 m² i 280 m², o mocy 29 kW - 200 m² i 375 m², o mocy 36 kW - 240 m² i 450 m² a o mocy 41 kW - 280 m² i 525 m².

Opomiarowanie dostaw gazu zaazotowanego L_s

Zakres obciążeń gazomierza od kuchni 10,1 kW wynosi od 0,031 m³/h do 1,43 m³/h gazu L_s. Zakres obciążeń od grzejnika wody o mocy 24,4 kW wynosi od 0,014 do 0,025 m³/h gazu L_s dla palnika zapalającego do 1,039-4,57 m³/h gazu L_s dla głównego palnika, a więc od 0,01 do 4,57 m³/h gazu L_s. Jednofunkcyjny kocioł obciąża gazomierz strumieniem gazu L_s o wartościach od 0,01 do 1,54 m³/h dla mocy nominalnej 10 kW, do 3,07 m³/h dla mocy 20 kW, do 4,45 m³/h dla mocy 29 kW, do 6,14 m³/h dla mocy 36 kW i do 7,15 m³/h dla mocy 41 kW.

Zakresy obciążeń pomiarowych gazomierzy mieszkaniowych dla gazu ziemnego zaazotowanego L_s podano w tabeli 5.

Maksymalne chwilowe obciążenie gazomierza od równoczesnej pracy kuchni o mocy nominalnej 10,1 kW, grzejnika wody o mocy nominalnej 24,4 kW i jednofunkcyjnego kotła CO o mocy nominalnej: 10 kW wynosi 7,53 m³/h, 20 kW - 9,07 m³/h, 29 kW - 10,45 m³/h, 36 kW - 11,8 m³/h, 41 kW - 13,15 m³/h.

Gazomierz G4 ma $Q_{\max}=7,434$ m³/h, G6 - $Q_{\max}=12,39$ m³/h i G10 - $Q_{\max}=19,824$ m³/h gazu L_s. Omówione wyposażenie w aparaty gazowe powinno być opomiarowane gazo-

Tabela 4. Górna granica progu rozruchu, dolna i górna granica obciążeń pomiarowych oraz obciążenie nominalne dla gazu ziemnego wysokometanowego E.

Wielkość gazomierza	Próg rozruchu	Dolna granica obciążeń pomiarowych	Nominalne Obciążenie	Górna granica obciążeń pomiarowych
--	Q_{pr} górna granica	$Q_{\min}$ górna granica	Q_n	$Q_{\max}$
--	m ³ /h	m ³ /h	m ³ /h	m ³ /h
G1,6	0,0044	0,023	2,032	3,175
G2,5	0,0073	0,037	3,175	5,08
G4	0,0073	0,059	5,08	7,62
G6	0,0117	0,088	7,62	12,7
G10	0,0191	0,147	12,7	20,32

Tabela 5. Górna granica progu rozruchu, dolna i górna granica obciążeń pomiarowych oraz obciążenie nominalne dla gazu ziemnego zaazotowanego L_s.

Wielkość gazomierza	Próg rozruchu	Dolna granica obciążeń Pomiarowych	Nominalne obciążenie	Górna granica obciążeń pomiarowych
--	Q_{pr} górna granica	$Q_{\min}$ górna granica	Q_n	$Q_{\max}$
--	m ³ /h	m ³ /h	m ³ /h	m ³ /h
G1,6	0,0047	0,025	1,98	3,097
G2,5	0,0078	0,039	3,097	4,956
G4	0,0078	0,063	4,956	7,434
G6	0,0125	0,094	7,434	12,39
G10	0,0204	0,157	12,39	19,824

mierzem G6, za wyjątkiem gdy gospodarstwo domowe wyposażone jest w jednofunkcyjny kocioł CO o mocy nominalnej 36 i 41 kW. Gospodarstwa domowe o takiej mocy kotła należy opomiarować gazomierzem G10. Przy doborze odbiorników gazu do zakresu obciążeń pomiarowych należy uwzględnić również odchyłki od deklarowanych mocy przez producenta. Gazomierz G10 ma dolną granicę zakresu obciążeń pomiarowych $Q_{\min}=0,1$ m³/h powietrza co odpowiada 0,157 m³/h gazu L_s. Próg rozruchu wynosi 0,013 m³/h powietrza co odpowiada strumieniowi 0,02 m³/h gazu L_s. Ponieważ palnik zapalający (świeca) zużywa od 0,014-0,025 m³/h gazu L_s a najmniejszy palnik kuchni zużywa od 0,031-0,126 m³/h gazu L_s, to gazomierz G10 poprawnie opomiaruje oba typy gospodarstw domowych.

Otrzymywanie ciepłej wody użytkowej z wielociepnych grzejników wody czy też z dwufunkcyjnych kotłów jest nieefektywne w przypadku dużych odległości przesyłania podgrzanej wody. Decentralizacja systemów ogrzewania i podgrzewania wody użytkowej stosowana w dużych budynkach dwupokoleniowych prowadzi do znacznych oszczędności, wynikających ze zmniejszenia strat ciepła na przesył. Dlatego w budynku może funkcjonować kilka podgrzewaczy wody niezależnie od kotła CO.

Szybkobieżność gazomierza miechowego

Szybkobieżność gazomierza miechowego określa liczbę cykli wykonanych w ciągu jednej godziny pracy przy obciążeniu nominalnym Q_n i jest ilorzem tego obciążenia i objętości cyklicznej.

$$n = 1000 \cdot Q_n / V \quad (16)$$

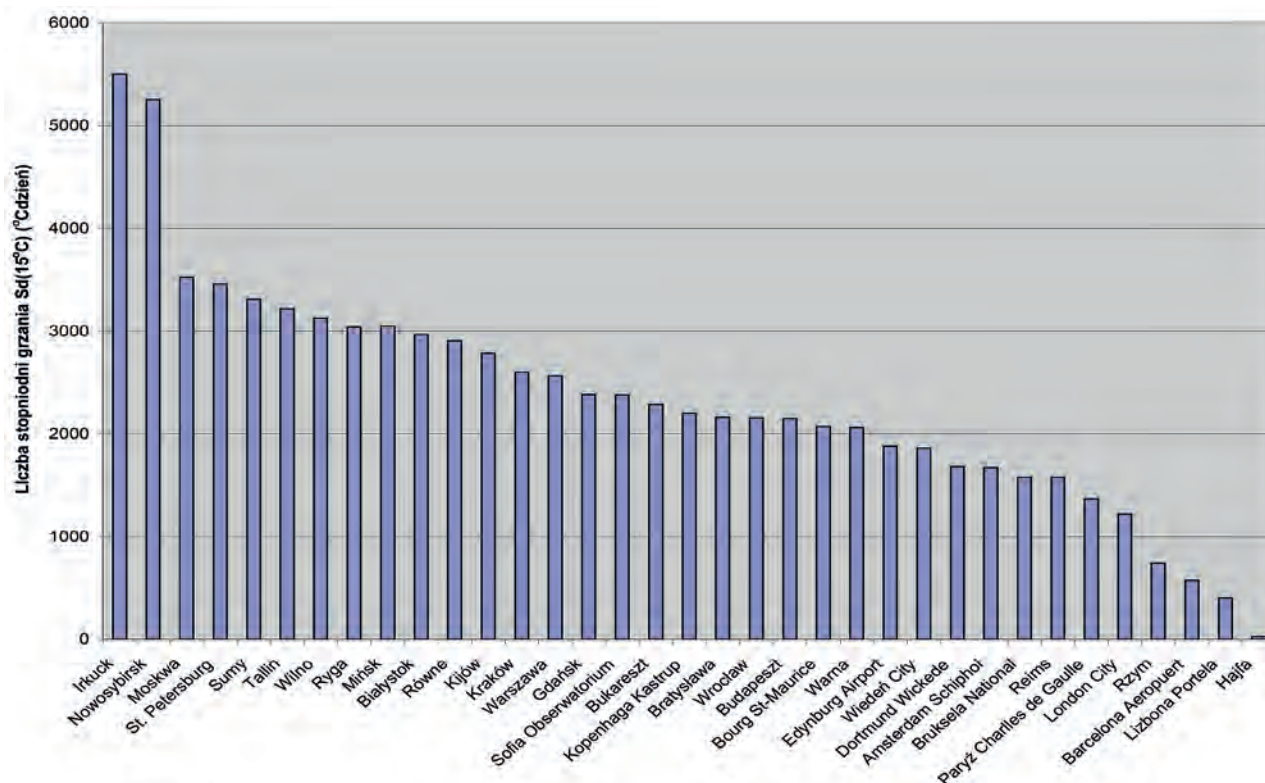
gdzie: Q_n – obciążenie nominalne w m³/h,
V – nominalna objętość cykliczna w dm³,
n – szybkobieżność gazomierza w cyklach/h.

I tak gazomierze G4 o nominalnej objętości cyklicznej:

- V=1,2 dm³/h mają szybkobieżność $n=1000 \cdot 4 \text{ m}^3/\text{h} / 1,2 \text{ dm}^3 = 3333,33$ cykli/h;
- V=2 dm³/h mają szybkobieżność $n=1000 \cdot 4 \text{ m}^3/\text{h} / 2 \text{ dm}^3 = 2000$ cykli/h;
- V=2,2 dm³/h mają szybkobieżność $n=1000 \cdot 4 \text{ m}^3/\text{h} / 2,2 \text{ dm}^3 = 1818,18$ cykli/h;
- V=2,4 dm³/h mają szybkobieżność $n=1000 \cdot 4 \text{ m}^3/\text{h} / 2,4 \text{ dm}^3 = 1666,67$ cykli/h.

Liczbę cykli wykonanych przez mechanizm pomiarowy gazomierza miechowego po odmierzeniu objętości L=t·Q oblicza się ze wzoru:

$$Z = t \cdot Q \cdot 1000 / V \quad (17)$$



Rys. 4. Roczna liczba stopniogrzania Sd(15°C) w wybranych miastach w 2011 r. bez czerwca, lipca i sierpnia.

gdzie: t – czas pracy w godzinach przy obciążeniu Q ,

Q – obciążenie w m^3/h ,

V – nominalna objętość cykliczna w dm^3 ,

Z – liczba cykli.

Aby odmierzyć 30 tys. m^3 powietrza przy nominalnym obciążeniu mechanizm pomiarowy gazomierza miechowego G4 wykona:

- 25 milionów cykli w przypadku objętości cyklicznej $V=1,2 \text{ dm}^3$,
- 15 milionów cykli w przypadku objętości cyklicznej $V=2 \text{ dm}^3$,
- 13,636 milionów cykli w przypadku objętości cyklicznej $V=2,2 \text{ dm}^3$,
- 12,5 mln cykli w przypadku objętości cyklicznej $V=2,4 \text{ dm}^3$.

Aby odmierzyć 30 tys. m^3 mechanizm pomiarowy gazomierza miechowego G4 o nominalnej objętości cyklicznej $2,4 \text{ dm}^3$ wykona dwa razy mniej cykli niż mechanizm gazomierza G4 o nominalnej objętości cyklicznej $1,2 \text{ dm}^3$.

Wpływ klimatu na zużycie gazu ziemnego na ogrzewanie

Wpływ klimatu na zużycie paliw na ogrzewanie budynków [3] jest w Europie bardzo duży. Enuncjacje prasowe o tym, że polskie miasta są w czołówce europejskich miast pod względem zanieczyszczenia powietrza wynikają również z różnic klimatycznych w Europie. Dla przykładu klimat Francji jest łagodny o liczbie stopniogrzania Sd(15°C) (tabela 6, rys. 4) w miesiącach grzewczych równych 2067°Cdni

w Bourg St-Maurice (868 m n.p.m.), 1574°Cdni w Reims, 1363°Cdni w Paryżu na lotnisku Charles de Gaulle w 2011 r. Najcieplejsze stolicy w Unii Europejskiej to Londyn, Rzym, Madryt czy Lizbona. Reims ma dwukrotnie mniejszą liczbę stopniogrzania Sd(15°C) niż Białystok, Mińsk, Ryga czy Wilno. Paryż ma dwukrotnie mniejszą liczbę stopniogrzania Sd(15°C) niż Kraków czy Warszawa.

Dla porównania w najcieplejszym w Polsce Wrocławiu było w 2011 r. Sd(15°C) = 2155°Cdni, w Warszawie 2563°Cdni, w Białymstoku 2966°Cdni i Zakopanem 3199°Cdni. W Moskwie było w 2011 r. Sd(15°C) = 3521°Cdni. Identyfikowany budynek w Warszawie zużywa dwa razy więcej gazu na ogrzewanie niż w Paryżu a w Białymstoku dwa razy więcej niż w Reims we Francji. Gazomierze zainstalowane we Francji odmierzą w tym samym okresie dwa razy mniejszą objętość niż w Polsce. Gazomierze zainstalowane w Moskwie odmierzą trzykrotnie większą objętość niż w Paryżu i czterokrotnie większą objętość niż w Rzymie i siedmiokrotnie większą objętość niż w Barcelonie na ogrzewanie mieszkań.

W innych latach te proporcje zużycia energii na ogrzewanie są podobne. Roczna liczba stopniogrzania Sd(15°C) w 2013 r. obliczona z definicji dla wybranych miast podano na rys. 5. Wynosiła ona od 5465,8°Cdni w Irkucku, 3503°Cdni w Smoleńsku, 3476°Cdni w Moskwie, 3383,8°Cdni w Zakopanem, 3378,7°Cdni w St. Petersburgu, 3228,2°Cdni w Tallinie, 3166,5°Cdni w Wilnie, 3150,5°Cdni w Rydze, 3091,8°Cdni

w Mińsku, 3009,5°Cdni w Białymstoku do 2008,2°Cdni w Budapeszcie, 1954,4°Cdni w Bukareszcie, 1903,8°Cdni w Paryżu, 1797,5°Cdni w Londynie, 794,5°Cdni w Rzymie, 763,6°Cdni w Tulonie, 564,8°Cdni w Lizbonie, 323,9°Cdni w Madrycie i 285,7°Cdni w Palermo.

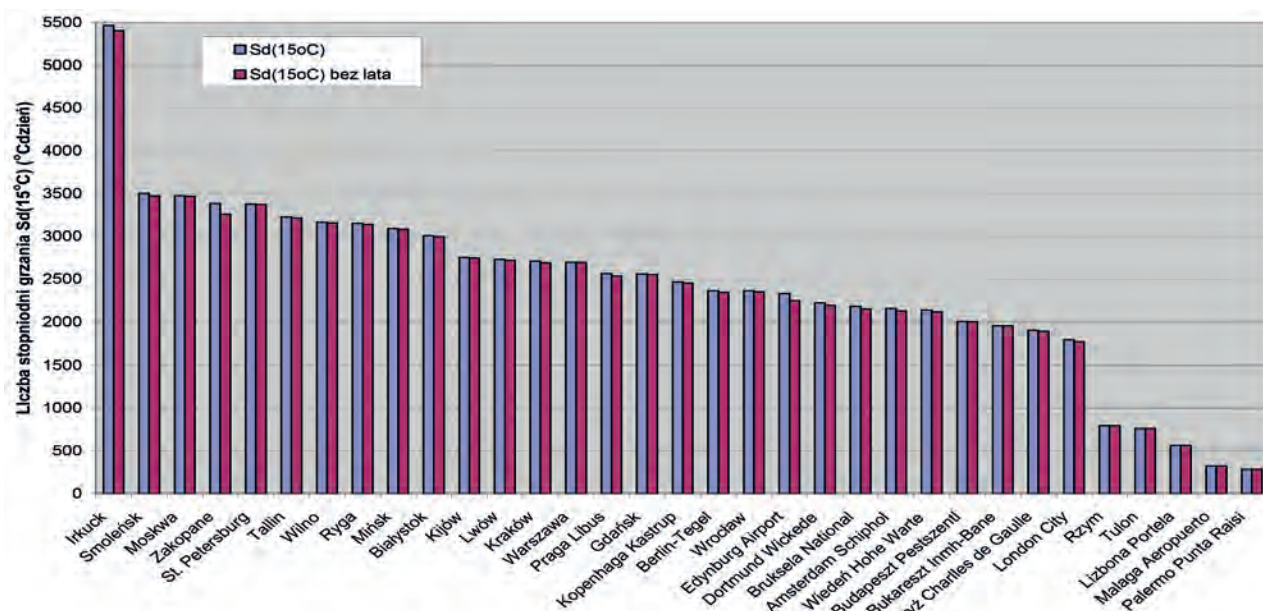
W 2013 r. zbliżona liczba stopniogrzania Sd(15°C) była w Kijowie, Lwowie, Krakowie i Warszawie około 2700°Cdni. Zużycie gazu ziemnego na ogrzewanie identycznego budynku w tych miastach było prawie czterokrotnie większe niż w Rzymie, Tulonie czy Lizbonie. A więc i emisja spalin była w tych miastach czterokrotnie większa.

Wnioski

Poprawny dobór wielkości mieszkaniowych gazomierzy miechowych do chwilowego zużycia gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe zwiększa dokładność rozliczeń za dostarczony gaz oraz trwałość gazomierzy.

Analiza warunków klimatycznych południowej i północnej Europy wykazuje, że zużycie gazu na ogrzewanie mieszkania [3] będzie znacznie większe w wschodnich Niemczech, Polsce, Litwie, Łotwie, Estonii, Finlandii, Północnej Ukrainie czy Federacji Rosyjskiej niż we Francji, Włoszech, Hiszpanii czy Portugalii.

Dlatego dla odbiorców gazu ziemnego w krajach basenu Morza Śródziemnego można stosować gazomierze o małej objętości cyklicznej $1,2 \text{ dm}^3$. W krajach o zimnym klimacie należy stosować gazomierze o większej objętości cyklicznej, w tych sytuacjach kiedy brak wyni-



Rys. 5. Roczna i roczna bez lata liczba stopniodni grzania $S_d(15^\circ\text{C})$ w 2013 r. dla wybranych miast Europy i Federacji Rosyjskiej

Tabela 6. Liczba stopniodni grzania $S_d(t_b)$ w 2011 r. dla temperatury bazowej t_b od 12°C do 18°C oraz $S_d(18^\circ\text{C}; 15^\circ\text{C})$ dla temperatury bazowej $t_b=18^\circ\text{C}$ i temperatury granicznej 15°C wg EUROSTAT

Miasto	Liczba stopniodni grzania $S_d(t_b)$ ($^\circ\text{Cdzien}$)							
	Temperatura bazowa i graniczna							
	12°C	13°C	14°C	15°C	16°C	17°C	18°C	$18^\circ\text{C}; 15^\circ\text{C}$
Irkuck	4720,4	4991,1	5270,6	5552,5	5857,2	6167,9	6494,3	6431,5
Nowosybirsk	--	--	--	5306,1	--	--	--	6194,1
Moskwa	2797,7	3028,2	3271,2	3523	3785,2	4059,8	4348,8	4288
St. Petersburg	--	--	--	3469,6	--	--	--	4261,6
Sumy	--	--	--	3325,4	--	--	--	4018,6
Tallin	2448,3	2690,4	2953,4	3235,9	3531,7	3839,7	4160,2	4112,4
Wilno	2401,7	2630,4	2875	3134,1	3407,6	3701,2	4010,3	3932,1
Ryga	2301,7	2531	2785	3056,9	3348,4	3655,6	3970,3	3902,9
Mińsk	2369,9	2587,1	2813,2	3049,3	3295	3549,8	3838,8	3766,3
Białystok	2254,4	2484,7	2727	2986,1	3265	3559	3868,7	3787,1
Równe	--	--	--	2909,2	--	--	--	3599,2
Kijów	--	--	--	2785,9	--	--	--	3466,9
Lwów	2059,1	2271,8	2501,3	2745,3	3004,4	3278,7	3566,8	3495,3
Kraków	1929,1	2142,9	2367,5	2612,4	2876,8	3157,1	3456,6	3374,4
Warszawa	1902,2	2115,8	2338,3	2577	2830,5	3098,4	3387,6	3315
Gdańsk	1734,5	1940,2	2156,9	2383,6	2629	2886,9	3163,7	3094,6
Sofia Obserwatorium	1752,3	1952,5	2160,7	2375,8	2596,7	2827,1	3071,9	3026,8
Bukareszt	--	--	--	2283,3	--	--	--	2825,3
Kopenhaga Kastrup	1501,2	1717,6	1952,9	2210,2	2488,6	2792,1	3113,4	3011,2
Bratysława Lotnisko	1566,8	1754,9	1952,8	2162,7	2384,2	2617,7	2867,7	2801,7
Wrocław	1532,5	1731,1	1937,7	2160,3	2398	2651,8	2925,6	2853,3
Budapeszt	1556,3	1744,3	1941,5	2147	2363	2590,8	2832,5	2774
Warna	1427	1632,6	1845,2	2061	2280,3	2505,9	2738	2709
Edynburg Airport	--	--	--	2040,3	--	--	--	3060,3
Wiedeń City	--	--	--	1861,4	--	--	--	2473,4
Dortmund Wickede	--	--	--	1703,8	--	--	--	2420,8
Amsterdam Schiphol	--	--	--	1694,1	--	--	--	2465,1
Bruksela National	980,1	1166,1	1370,2	1608,9	1858,6	2164,6	2481,2	2373,9
Paryż Charles de Gaulle	--	--	--	1371,8	--	--	--	2028,3
London City	--	--	--	1235,4	--	--	--	1922,4
Rzym miasto	365,2	477,3	602	739,1	892,1	1062,4	1246,8	1165,1
Barcelona Aeropuert	--	--	--	572,3	--	--	--	980,3
Lizbona Portela	--	--	--	402,3	--	--	--	798,3
Hajfa	0	2,5	8,4	24,8	59,7	133,9	236,6	96,8

ków badań stabilności metrologicznej gazomierzy [4, 5] oraz montażu gazomierzy na zewnątrz budynków.

Duża frakcja gazomierzy niezgodnych z wymaganiami w użytkowaniu powoduje w wielu krajach Unii Europejskiej konieczność wycofania całych partii gazomierzy, co wiąże się dużymi kosztami wymiany. Ze względu na dużą liczbę gazomierzy w użytkowaniu istotnego znaczenia nabiera ocena niezawodności gazomierzy przed wprowadzeniem ich do użytkowania jak również weryfikacja niezawodności w czasie użytkowania, aby potwierdzić wysoką stabilność błędów wskazań dostarczanych partii gazomierzy.

W związku z zapowiadzianym rządowym programem termomodernizacji budynków mieszkalnych w Polsce należy oczekiwać nawet 40% spadku rocznego zużycia gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe ogrzewające mieszkanie gazem ziemnym.

Literatura

- [1] PGNiG. Norma ZN-G-4002 Pomiary paliw gazowych. Zasady rozliczeń i technika pomiarowa.
- [2] Martak J., Laluha K.: Plynometry. Wydawatelstvo Technice i Ekonomickiej Literatury. 1980.
- [3] Dopke J.: Zależność zużycia gazu ziemnego w gospodarstwach domowych od liczby stopniodni grzania. GWITS 2007 nr 3.
- [4] Dopke J.: Niezawodność gazomierzy miechowych. Problemy Jakości 2007 nr 4.
- [5] Dopke J.: Stabilność błędów wskazań gazomierzy miechowych w użytkowaniu. Wiadomości Naftowe i Gazownicze 2008 nr 1.

Mgr inż. Józef Dopke

VI Ogólnopolski Kongres Geotermalny



Michał Kruszewski

W dniach 23 – 25 października 2018 w progach Hotelu Mercure Kasprowy w Zakopanem odbył się VI Ogólnopolski Kongres Geotermalny. Głównym celem konferencji było podsumowanie dotychczasowych dokonań w zakresie wykorzystania energii geotermalnej w Polsce, przedstawienie wyników prac naukowych i badawczych, inwestycji, nowych projektów oraz dyskusji na temat rozwoju polskiego przemysłu geotermalnego.

Konferencje otworzyły wystąpienia burmistrza Zakopanego Leszka Doruła oraz starosty tatrzańskiego Piotra Bąka. W sesji inauguracyjnej można było usłyszeć wystąpienia głównego geologa kraju Mariusza Jędryska nt. udziału geotermii w polityce surowcowej Polski. Kolejne wystąpienie prof. Beaty Kępińskiej (prezesa Polskiego Stowarzyszenia Geotermicznego), nakreśliło obecny stan wykorzystania płytkich i głębokich zasobów geotermalnych w Polsce na tle świata i Europy. Prof. Kępińska podkreśliła dość powolny rozwój

wykorzystania energii geotermalnej w Polsce, szczególnie głębokiej geotermii, w porównaniu z innymi państwami europejskimi oraz krajami tj. Turcja. Dużo większy i stabilny rozwój zauważa się obecnie na polskim rynku pomp ciepła, które cieszą się coraz większym zainteresowaniem. Aktualne informacje (tj. z lat 2015 – 2019) nt. wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce będą opublikowane podczas nadchodzącego światowego kongresu geotermalnego (WGC) w 2020 roku na Islandii. Kolejne kongresowe dyskusje i wykłady dotyczyły m.in. zmian cen zakupu energii cieplnej pochodzącej z polskich ciepłowni geotermalnych w latach 2007 - 2018 oraz obecnego stanu rozwoju geotermalnych pomp ciepła na tle polskiego rynku pomp ciepła. W czasie pierwszego dnia konferencji można było również usłyszeć wystąpienia pana Reguńskiego z Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, prof. Góreckiego nt. wykorzystania wód i energii geotermalnej w celach komercyjnych, pana Sałęgi z WFOŚiGW w Krakowie nt. działań WFOŚiGW w celu ograniczania smogu przy wykorzystaniu OZE oraz zasobów geotermalnych. Oficjalną część konferencji zakończyły sesje techniczne, na których naukowcy mogli zaprezentować wyniki swoich badań. Prezentowane prace zostały podzielone na trzy bloki tematyczne tj. otwory geotermalne; aspekty eksploatacyjne i techniczne, płytka geotermia oraz aspekty prawne i edukacyjne w geotermii; badania w geotermii. Sesje

cieszyły się dużym zainteresowaniem publiczności, która żywo komentowała wystąpienia. Dzień zakończyła sesja nieoficjalna pt. Śladami „Rzeczypospolitej Zakopiańskiej” – w 100-lecie odzyskania przez Polskę niepodległości, w której uczestnicy kongresu odwiedzili Centrum Kultury Rodzimej „Czerwony Dwór” oraz muzeum Karola Szymanowskiego w Willi „Atma” w Zakopanem.

Kolejny dzień kongresu zaczął się sesją posterową oraz drugą częścią sesji technicznych, w których naukowcy zaprezentowali perspektywiczne obszary oraz potencjalne technologie w celu szerszego wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce. Szczególną uwagę zwrócił nowatorski projekt CHPM2030 finansowany przez Unię Europejską, w którym swój wkład ma również Polska. Projekt ten ma na celu rozwój technologii połączonego pozyskiwania ciepła geotermalnego, energii oraz metali. Druga część dnia obfitowała w sesje plenarne i panelowe. Pierwsza taka sesja dotyczyła 25-lecia działalności geotermii podhalańskiej. W drugiej sesji polskie firmy oraz inwestorzy z branży geotermalnej (tj. G-Term Energy, G-Drilling, Viessmann, Geotermia Pyrzyce, Geotermia Mazowiecka, Geotermia Poddębice, Geotermia Uniejów oraz Resort Bukovina) podzielili się doświadczeniami, dokonaniem oraz planami na przyszłość. Kolejne sesje dotyczyły działań i planów Rządu RP w celu wsparcia rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce.

Trzeciego dnia uczestnicy wysłuchali ostatnich wystąpień w sesjach technicznych, w których naukowcy przedstawili potencjalne wykorzystanie geotermii m.in. rolnictwie, sektorze ogrodnictwa szklarniowego, czy systemach obronnych. 10 lat swojej działal-



Uczestnicy VI OKG. Źródło: Archiwum Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne

Tab. 1. Doświadczenia w wierceniu otworów geotermalnych firmy G-Drilling w ciągu ostatnich lat. Źródło: G-Drilling

Rok	Odwiert	Głębokość, m	Inwestor
2018 (w fazie początkowej)	Jachranka GT-1	1850	n/n
2018 (w trakcie realizacji)	Sochaczew GT-1	n/n	n/n
2018 (w trakcie realizacji)	Koło GT-1	3600	n/n
2018	Sieradz GT-1	1505	Gmina Miasto Sieradz
2018	Wręcza GT-1	1688	Parks of Poland Sp. z o.o.
2017	Pyrzyce GT-1 bis	1645	Geotermia Pyrzyce Sp. z o.o.
2016	Stargard GT-3	2665	G-term Energy Sp. z o.o.
2014	Konin GT-1	2660	Geotermia Konin Sp. z o.o.
2014	Celejów GT-1	3503	Termy Celejów Sp. z o.o.
2014	Celejów GT-2	1234	Termy Celejów Sp. z o.o.
2012	Trzemeszno GT-1	1224,5	Milex Sp. z o.o.
2011	Czarny Potok GT-1	2853	Kolej Gondolowa S.A.
2011	Lidzbark Warmiński GT-1	1030	ZEC Sp. z o.o.
2011	Tarnowo Podgórne GT-1	1200	TP-Kom Sp. z o.o.



Sesja panelowa z udziałem firm i inwestorów z branży geotermalnej. Źródło: Archiwum Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne

ności naukowej i dydaktycznej świętowało również Laboratorium Geoenergetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Dzień zakończyła sesja plenarna, której głównym tematem były badania, działania i inicjatywy środowiska geotermalnego w Polsce na tle międzynarodowym. Kongres zakończyła sesja podsumowująca i rozdanie nagród za najlepszy referat i poster.

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

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

PGNiG i Venture Global LNG ogłosiły podpisanie kontraktów na zakup 2 milionów ton rocznie skroplonego gazu ziemnego (LNG)



Przez okres 20 lat Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo będzie odbierało ładunki skroplonego gazu ziemnego z USA z przeznaczeniem dla krajowych odbiorców lub do dalszej odsprzedaży. Na podstawie umów PGNiG będzie kupować LNG w formule Free on Board (FOB) z dwóch terminali – Venture Global Calcasieu Pass LNG, który ma rozpocząć działalność w 2022 roku oraz Venture Global Plaquemines LNG, którego termin oddania do użytku to rok 2023.

Umowy zostały zawarte pomiędzy PGNiG SA a spółkami Venture Global Calcasieu Pass LLC oraz Venture Global Plaquemines LNG LLC. Kontrakty są konsekwencją zawartych w czerwcu 2018 roku porozumień z Venture Global LNG, która jest właścicielem obu spółek.

– Kontrakty z Venture Global Calcasieu Pass i Venture Global Plaquemines LNG to milowy krok w kierunku budowania pozycji PGNiG na globalnym rynku skroplonego gazu ziemnego – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – Dzięki formule kontraktowej Free on Board (FOB) będziemy samodzielnie i na bieżąco decydowali czy zakupiony ładunek LNG skierować do Polski, czy przeznaczyć go do odsprzedaży w ramach działalności naszego biura w Londynie – dodał prezes Woźniak.



Fot. arch. PGNiG SA

– Warunki kontraktowe w USA są bardzo atrakcyjne. Cena gazu LNG w tym kontrakcie oparta jest na amerykańskim indeksie Henry Hub wraz z kosztami skroplenia – przyznał Maciej Woźniak, wiceprezes Zarządu PGNiG SA ds. handlowych. – To pierwsze długoterminowe kontrakty na zakup LNG z USA ogłoszone w Europie Środkowej – podkreślił.

– Jesteśmy dumni, stając się partnerami Polski i PGNiG, która jest jedną z najważniejszych spółek w Europie działających na międzynarodowym rynku ropy naftowej i gazu ziemnego. Cieszymy się na rozwój współpracy handlowej z PGNiG, które dołączyło do grona naszych klientów – Shell, BP, Repsol, Galp, Edison. To największy światowi gracze na rynku LNG, którzy będą korzystać z mocy eksportowych naszych terminali – oświadczyli wspólnie Mike Sabel i Bob Pender, prezesi Venture Global LNG.

Nowe kontrakty zapewnią rocznie łącznie 2 mln ton LNG, co po regazyfikacji daje ok. 2,7 mld m³ gazu ziemnego, a to – w zależności od wielkości wykorzystywanych do transportu zbiornikowców LNG – odpowiada ponad 25 ładunkom rocznie. Na podstawie umów PGNiG kupi co roku, przez 20 lat, od każdej ze spółek po ok. 1 mln ton LNG w formule FOB (Free on Board). Zgodnie z tą zasadą sprzedający dostarczy LNG na zbiornikowiec w porcie załadunkowym i od tej pory nabywca może swobodnie rozporządzać ładunkiem, w tym także decydować o jego porcie docelowym.

Venture Global LNG z siedzibą w Arlington w Wirginii jest dostawcą LNG, które będzie pochodzić z bogatych w gaz ziemny, niedrogich w eksploatacji, północnoamerykańskich złóż. System skraplania gazu ziemnego budowany przez Venture Global LNG będzie wykorzystywał wysoce wydajny i niezawodny zestaw produktów dostarczanych przez GE Oil & Gas, LLC, część firmy Baker Hughes, spółki z grupy GE (BHGE). Venture Global LNG buduje obecnie dwa terminale skraplające gaz ziemny: Venture Global Calcasieu Pass o przepustowości 10 milionów ton LNG rocznie oraz Venture Global Plaquemines LNG o przepustowości 20 milionów ton LNG rocznie. Obie instalacje powstają w Luizjanie nad Zatoką Meksykańską. Venture Global LNG pozyskało dotychczas 630 mln dolarów do realizacji obu inwestycji. Więcej informacji: www.venturegloballng.com.



Fot. arch. PGNiG SA

Departament PR PGNiG SA

PGNiG Obrót Detaliczny wybuduje stację paliw CNG w Kielcach



Fot. arch. PGNiG Obrót Detaliczny

PGNiG Obrót Detaliczny podpisał list intencyjny z Miejskim Przedsiębiorstwem Komunikacji w Kielcach, zakładający budowę ogólnodostępnej stacji tankowania paliw CNG do końca 2019 roku. Jej powstanie jest związane z planami MPK, według których do 2025 roku po ulicach Kielc będzie się poruszało 60 ekologicznych autobusów zasilanych gazem ziemnym CNG.

W ramach porozumienia PGNiG Obrót Detaliczny wyraziło wolę wybudowania do końca 2019 roku ogólnodostępnej stacji paliw CNG, która będzie również obsługiwała pojazdy komunikacji miejskiej w Kielcach. MPK w Kielcach zamierza z kolei zakupić do 2020 r.

co najmniej 10 nowych autobusów napędzanych CNG, a docelowo do 2025 r. 60 tego typu pojazdów, osiągając tym samym udział niskoemisyjnych autobusów na CNG w swojej flocie na poziomie 30%.

– Aktywnie wspieramy rozwój gazomobilności w Polsce, dlatego cieszymy się, że Kielce dołączają do grona miast odważnie stawiających na ekologiczne autobusy zasilane gazem CNG. Dynamika rozwoju tego rynku jest bardzo duża, ponieważ w przyszłym roku flota autobusów gazowych w całym kraju powiększy się z 400 do 600 pojazdów. To dowód na to, że polskie miasta chcą iść w stronę czystego transportu zasilanego ekologicznym paliwem, jakim jest gaz ziemny – podkreślił Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny, jeden z sygnatariuszy listu.



Fot. arch. PGNiG Obrót Detaliczny



List intencyjny został podpisany podczas XIV Międzynarodowych Targów Transportu Zbiorowego TRANSEXPO w Kielcach. W imieniu PGNiG Obrót Detaliczny podpisy złożyli prezes Henryk Mucha oraz wiceprezes Marcin Szczudło, sygnatariuszem ze strony Miejskiego Przedsiębiorstwa Komunikacji w Kielcach była prezes Elżbieta Śreniawska.

– Odnowa miejskiego taboru pojazdów użyteczności publicznej to nasz priorytet. Pojazdy zasilane gazem ziemnym CNG ze względów ekologicznych i ekonomicznych, są optymalnym rozwiązaniem dla naszego miasta. Współpraca z PGNiG zagwarantuje nam pewne i bezpieczne dostawy przyjaznego dla środowiska paliwa – powiedziała Elżbieta Śreniawska, prezes Zarządu MPK w Kielcach.

Polskie miasta doceniają korzyści ekonomiczne związane z wykorzystaniem autobusów na CNG. Koszt przejechania 100 kilometrów takim pojazdem jest o 10% niższy niż w przypadku autobusu zasilanego olejem napędowym. Ponadto w nadchodzących latach oszczędności mogą wzrosnąć o kolejne 20%, w związku z planowanym zniesieniem akcyzy na gaz ziemny CNG do celów napędowych. Odpowiednia ustawa została już podpisana przez prezydenta RP w sierpniu 2018r. i aktualnie oczekuje na zatwierdzenie przez Komisję Europejską

– Autobusy zasilane CNG to ekologiczne i ciche pojazdy, które świetnie sprawdzają się w środowisku miejskim. To dojrzała technologia, która gwarantuje długoletnią bezawaryjną pracę i duży zasięg wynoszący nawet do 500 kilometrów. Polskie miasta coraz częściej decydują się na wybór tego typu pojazdów ponieważ ich cena jest porównywalna do autobusów na olej napędowy przy zdecydowanie niższych emisjach zanieczyszczeń – podsumował Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny.

Według danych wymiana taboru napędzanego olejem napędowym na rzecz CNG, pozwala na znaczną redukcję emisji zanieczyszczeń: tlenków azotu do 50%, dwutlenku węgla do ok. 15% oraz pyłów PM do 99%.

Rafał Pazura
Rzecznik prasowy
PGNiG Obrót Detaliczny

Zapobieganie awariom przemysłowym w zakładzie dużego ryzyka sanockiego oddziału



Zgodnie z wymaganiami Ustawy Prawo Ochrony Środowiska dot. zakładów dużego ryzyka, obowiązku przeprowadzania analizy skuteczności Wewnętrznego Planu Operacyjno Ratowniczego oraz Zewnętrznego Planu Operacyjno Ratowniczego na Poziemnym Magazynie Gazu Swarzędów przeprowadzono ćwiczenia taktyczno-bojowe.

Ćwiczenia, które przeprowadzono w dniu 12 października 2018 roku, miały na celu sprawdzenie sprawności komunikacji, działania służb dyspozytorskich, powiadomienia odpowiednich przedstawicieli Oddziału w Sanoku, jednostki RSGO i jednostek administracji państwowej; skuteczności stosowania obowiązujących procedur alarmowania, wewnętrznego planu operacyjno-ratowniczego, planu ratownictwa górniczego, możliwości dostarczenia wody do pożaru; jak również skuteczności zewnętrznego planu operacyjno-ratowniczego stosowanego przez Państwową Straż Pożarną.

Celem ćwiczeń było również skoordynowanie działań Zakładu Górniczego (Zakładu Dużego Ryzyka) i jednostek ratowniczych w przy-



Uszkodzenie przewodu rozładawczego na stanowisku rozładunku metanolu. Fot. Urszula Szetela

padku awarii na terenie obiektów sanockiego Oddziału.

W zorganizowanie tego wydarzenia oprócz Załóg PMG włączyły się Powiatowe Komendy Państwowej Straży Pożarnej oraz gminne Jednostki Ochotniczej Straży Pożarnej. Ponadto, na PMG Swarzędów w symulowanych zdarzeniach,

wzięły udział m.in. jednostki RSGO z Krakowa, starostwo, policja i Zakładowa Drużyna Ratownictwa Górniczego w Sanoku.

Dział Systemów
Zarządzania ISO i QHSE
PGNiG SA Oddział w Sanoku



Awaria głowicy odwiertu PMG. Fot. Urszula Szetela

LOTOS buduje drugi polski gazociąg na Bałtyku



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

LOTOS Petrobaltic rozpoczął kolejny etap budowy 75-kilometrowego gazociągu łączącego centrum produkcyjne na bałtyckim złożu B8 z elektrociepłownią spółki Energobaltic we Władysławowie. Położony na dnie Bałtyku rurociąg jest teraz zabezpieczany betonowymi matami. Zadanie wykonuje statek wielozadaniowy Sylur.

Plan prac zakłada zabezpieczenie ułożonego gazociągu specjalnie wykonanymi matami betonowymi. Maty są kładzione na rurociągu w odstępach 50-metrowych. Ich główne zadanie to zapewnienie stateczności gazociągu na dnie. Będą też chronić rurociąg przed ewentualnym przesuwaniem go przez sieci rybackie.

Za operację odpowiedzialny jest Zespół Subsea Projektu B8. – Jesteśmy na półmetku prac. Ułożyliśmy 250 mat – mówi Artur Wójcikowski, kierownik Zespołu Subsea w LOTOS Petrobalticu. – Prace idą sprawnie, choć oczywiście ich tempo zależy od warunków pogodowych i głębokości morza.

Statek instalacyjny Sylur musi bowiem bardzo precyzyjnie ustawić się nad ułożonym na dnie gazociągiem. Po zajęciu przez statek właściwej pozycji z jego pokładu (za pomocą dźwigu) wydaje się do wody i opuszcza matę.

Gazociąg przebiega na różnych głębokościach – od kilku do nawet 87 metrów (im bliżej platformy, tym głębokość jest większa). Dlatego wykonawcy operacji korzystają z systemu nawigacji podwodnej zainstalowanego na statku Sylur. Umożliwia on precyzyjne umieszczenie maty na wcześniej wybranym miejscu na rurociągu. Po uwolnieniu ze specjalnej trawersy mata jest pozostawiana na dnie. Trawersa jest wyposażona w system podwodnej telewizji przemysłowej. Pozwala to na bezpośrednią kontrolę układania mat na gazociągu. Po ułożeniu maty statek przemieszcza się na miejsce, gdzie ma być ułożona następna mata.

Następne etapy prac przy rurociągu to wykonanie kolejnej próby jego szczelności oraz przygotowanie go do eksploatacji. Następnie cały system zostanie podłączony do przebudowanego obecnie centrum produkcyjnego na platformie Petrobaltic, które będzie posadowione w miejscu obecnie pracującej na złożu B8 platformy LOTOS PETROBALTIC.

Złoże B8:

- odkryte w 1983 r. w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej;
- położone jest na wysokości Helu, prawie 68 km w linii prostej na północ od linii brzegowej, 2,1 km pod dnem morza. Znajduje się ok. 33 km na zachód od złoża ropy naftowej B3 (pierwsze złożo w polskiej strefie Bałtyku, 70 km na północ od Rozewia), skąd LOTOS Petrobaltic prowadzi obecnie wydobywanie ropy naftowej (kilka tys. baryłek dziennie) i gazu ziemnego;
- objęte koncesją na wydobywanie węglowodorów, wydaną w 2006 roku, ważną do 2031 roku;
- wydobywalne zasoby złoża B8 szacowane są na ok. 27 mln baryłek ropy oraz 484 mln m sześć. gazu. Zasoby są potwierdzone przez niezależnego konsultanta.

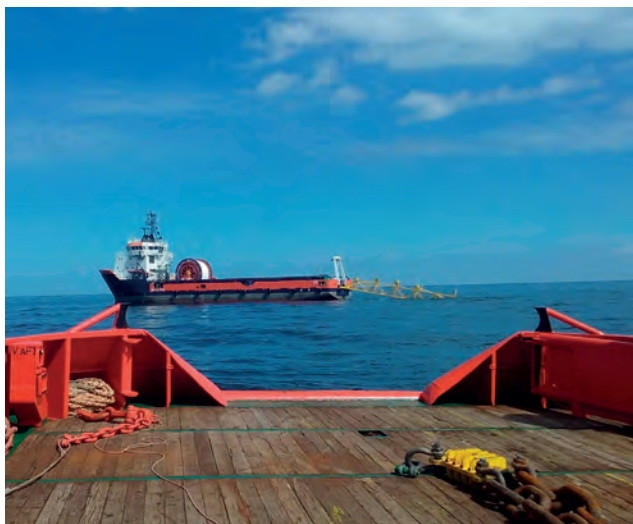
– Budowa rurociągu rozpoczęła się w 2016 roku, od wykonania 1,5-kilometrowego horyzontalnego przewiertu sterowanego (HDD). To drugi pod względem długości przewiert HDD w Polsce i najdłuższy kończący się w morzu – przypomina Grzegorz Strzelczyk, prezes Zarządu LOTOS Petrobaltic. I dodaje: – Teraz zabezpieczamy pełnomorski odcinek gazociągu ze złoża B8 do elektrociepłowni we Władysławowie. Gaz ziemny wydobywany podczas eksploatacji złoża ropy naftowej zostanie przede wszystkim wykorzystany do produkcji energii dla Władysławowa. Warto przypomnieć, że nasz pierwszy gazociąg, łączący platformę Baltic Beta na złożu B3 z elektrociepłownią spółki Energobaltic, przesyła gaz od lipca 2003 roku.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

Gaz ziemny będzie przesyłany pod ciśnieniem roboczym maks. 130 barów w stalowym rurociągu o średnicy zewnętrznej 11,5 cm.

Rurociąg na dnie morza

Gazociąg został ułożony w 2017 roku. Prace polegały na rozwijaniu rurociągu z rolki ustawionej na pokładzie Sylura i podawaniu go do specjalistycznego napinacza. Zapewniał on odpowiednie naprężenie wykładanego rurociągu. Na rufie statku zamontowano specjalny wysięgnik, który pozwolił na utrzymanie właściwej krzywizny rurociągu – aby ten stopniowo i bezpiecznie układał się na dnie morza. Na pokładzie Sylura przy układaniu rurociągu pracował również zespół specjalistów z brytyjskiej firmy CORTEZ Subsea, wsparcie zapewniaли także specjaliści z LOTOS Serwisu. Statkiem asystującym przy pracach był holownik Kambr. W trakcie operacji podnoszenia i wydawania końca gazociągu Kambr układał obciążenia zabezpieczające gazociąg przed przesuwaniem się wolnego końca ułożonego już gazociągu. Asystował także podczas badań ułożenia gazociągu.

Zegarmistrzowska precyzja

W 2016 r. do przewiertu biegnącego pod dnem morza została wciągnięta końcówka rurociągu, którym gaz ze złoża B8 popłynie do elektrociepłowni Energobaltic. Długość przewiertu wyniosła blisko 1,5 km, a punkt wyjścia świdra wierzącego znalazł się zaledwie 20 cm od zaplanowanego miejsca, co przy tego typu operacji jest dokładnością niemal zegarmistrzowską.

Po wykonaniu odwiertu wprowadzono do niego rurociąg. Operację zakończono, zabezpieczając na terenie elektrociepłowni Energobaltic odcinek ok. 15 m wciągniętego rurociągu.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

Energia dla Władysławowa

Gaz ziemny, oddzielony od surowej ropy naftowej wydobytej ze złoża B8, będzie przesyłany rurociągiem i poddawany oczyszczeniu w rozbudowanych instalacjach na terenie elektrociepłowni Energobaltic we Władysławowie. Tam zostanie wykorzystany do produkcji energii dla miasta.

Podstawowym obszarem działalności spółki Energobaltic, bezpośrednio zależnej od LOTOS Petrobaltic, jest produkcja i sprzedaż LPG (mieszanina gazów propan-butan), kondensatu gazu naturalnego (KGN) oraz energii elektrycznej i ciepłej. Elektrociepłownia Władysławowo oddziela propan-butan oraz KGN z dostarczanego rurociągiem surowca. W mieszaninie gazów towarzyszących złożom ropy naftowej ok. 45% to metan, 20% – ciężkie węglowodory oraz propan-butan.

Wytwarzana w elektrociepłowni energia cieplna trafia na rynek lokalny, do odbiorców

indywidualnych i instytucjonalnych. Energia elektryczna jest sprzedawana przedsiębiorstwu energetycznemu. Produkty gazowe, LPG i KGN, są sprzedawane na podstawie umów zawartych z Grupą LOTOS S.A.

Dzięki zagospodarowaniu gazu z bałtyckiego złoża B3, poprzez pierwszy gazociąg, elektrociepłownia we Władysławowie podczas swojej pracy eliminuje zużycie ok. 75 tys. ton węgla rocznie, z czego:

- Produkcja energii elektrycznej – eliminacja zużycia 36 tys. t węgla rocznie
- Produkcja energii ciepłej – eliminacja zużycia 7 tys. t węgla rocznie
- Produkcja propanu-butanu – eliminacja zużycia 32 tys. t węgla rocznie

Dział Komunikacji Zewnętrznej,
Grupa LOTOS S.A



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

LOTOS przedstawia kolej na nowe tory. W planach spółki budowa napędów hybrydowych dla dwóch lokomotyw



Spółki LOTOS Lab i LOTOS Kolej realizują projekt budowy dwóch prototypowych lokomotyw manewrowych o napędach hybrydowych. Oznacza to, że obie modernizowane lokomotywy będą miały napęd elektryczny z baterii litowo-jonowej, natomiast napęd alternatywny będzie w jednej z lokomotyw spalinowy, a w drugiej wodorowy.

Jest to projekt testowy, dlatego w projekcie zostaną wykorzystane posiadane obecnie przez spółkę LOTOS Kolej lokomotywy manewrowe. Modernizacja wysłużonych lokomotyw może być bardziej opłacalna w porównaniu do zakupu nowych.

– Obecnie prowadzone są analizy, które mają doprowadzić do opracowania najbardziej optymalnego kształtu technicznego i finansowego projektu. W przypadku potwierdzenia założeń technicznych i ekonomicznych projekt będzie można rozszerzyć na większą skalę. – mówi Patryk Demski, wiceprezes Zarządu Grupy LOTOS S.A.

Cezura czasowa projektu mieści się w ramach aktualnie realizowanej strategii rozwoju, czyli do roku 2022.

Współpraca polskiego biznesu i nauki

Pod koniec września Grupa LOTOS S.A. oraz spółka LOTOS Lab podpisały z Politechniką Warszawską umowę o współpracy dotyczącej prac badawczo-rozwojowych związanych z ogniwami jonowymi i wodorowymi wykorzystywanymi m.in. do budowy prototypów napędu lokomotyw.

Współpraca LOTOSU z Politechniką Warszawską ma dotyczyć przygotowania przez uczelnię prototypów wybranych urządzeń, m.in.:

- przetworników oraz systemów zarządzania bateriami,
- baterii litowo-jonowych i przepływowych,
- magazynów energii (stacjonarnych i mobilnych),
- baterii wodorowych niskotemperaturowych i wysokotemperaturowych,
- urządzenia do testowania poziomu czystości wodoru metodą optyczną.

Zgodnie z umową, Politechnika Warszawska ma zapewnić laboratoria oraz wykwalifikowaną kadrę, która zrealizuje określone zadania w ramach poszczególnych projektów. Prace badawcze będą prowadzone w szczególności na Wydziale Fizyki, Wydziale Elektrycznym, Wydziale Samochodów i Maszyn Roboczych, Wydziale Chemicznym oraz Wydziale Inżynierii Materiałowej. Po stronie LOTOSU natomiast leży między innymi wsparcie zakupu niezbędnego do prac sprzętu, technologii, czy licencji.

Przyszłość paliw alternatywnych

Wspierany przez Grupę LOTOS rozwój rynku paliw alternatywnych jest bardzo ważny dla kraju, przede wszystkim z uwagi na możliwość zdobycia konkurencyjnej pozycji w nowym obszarze europejskiej gospodarki. Jest to ogromna szansa i jednocześnie możliwość stworzenia nowej gałęzi gospodarki oraz sektora poddostawców kluczowych elementów. Grupa LOTOS widzi potencjał naukowy polskich uczelni oraz firm, które już dzisiaj dostarczają wiele komponentów dla światowych koncernów. Na szczeblu rządowym ta szansa została dostrzeżona i podkreślona w stworzonej przez premiera Mateusza Morawieckiego Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, w Planie Rozwoju Elektromobilności oraz w dokumencie Ministerstwa Energii pt. Kierunki Rozwoju Innowacji Energetycznych.

W ramach wspomnianej strategii koncern z Gdańska będzie dążyć do uzyskania pozycji lidera w obszarze paliw nowej generacji. Aby te plany urzeczywistnić przedstawiciele Grupy LOTOS oraz spółki LOTOS Lab, jako podmiotu realizującego zadania w zakresie inicjowania, koordynowania, finansowania i realizacji projektów badawczo-rozwojowych w Grupie Kapitałowej LOTOS, podpisali we wrześniu br. dokumenty inicjujące wspólną działalność badawczo-rozwojową z Politechniką Warszawską. Współpraca polegać będzie na przygotowaniu prototypów wybranych urządzeń z obszaru niskoemisyjnego transportu oraz magazynowania energii.

W nawiązaniu do coraz bardziej rygorystycznych wymogów środowiskowych w transporcie morskim, LOTOS prowadzi również projekt, który pozwoli zwiększyć udział paliw niskoemisyjnych dzięki wykorzystaniu LNG jako paliwa żeglugowego. Oprócz wspomnianej wcześniej współpracy z Remontowa LNG Systems, w kwietniu br., LOTOS Asfalt oraz PGNiG Obrót Detaliczny podpisały umowę o wspólnej ofercie usługi bunkrowania statków paliwem LNG, pochodzącym z Terminala Gazowego w Świnoujściu. Porozumienie ma wymiar handlowy i ekologiczny, pozwoli także na szersze komercyjne wykorzystanie gazoportu w Świnoujściu.

Oprócz działań stricte biznesowych, Grupa LOTOS S.A. jest aktywna w obszarze budowania świadomości zastosowania wodoru w transporcie. W ubiegłym roku z inicjatywy Grupy LOTOS S.A. powstał Klaster Technologii Wodorowych i Czystych Technologii Energetycznych, którego misją jest inicjowanie działań na rzecz zwiększenia znaczenia technologii wodorowych. Klaster i RIGP są organizatorem pierwszej polskiej konferencji wodorowej 1st Polish Conference on Hydrogen Technology (PCHET 2018) 25 października br. w Gdyni.

Dział Komunikacji Zewnętrznej,
Grupa LOTOS S.A.



Wytwórnia wodoru (HGU) w gdańskiej rafinerii Grupy LOTOS. Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.



Jerzy
Zagórski

Przełom w poszukiwaniach gazu na Podkarpaciu

Wydobycie gazu na Podkarpaciu wzrosło w ciągu 5 lat o 28 procent, do 1,75 mld m³ rocznie – szacuje Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Oznacza to większe bezpieczeństwo energetyczne kraju i dodatkowe korzyści dla regionu.



Gaz będzie pozyskiwany między innymi w okolicach Kramarzówki, gdzie PGNiG odkryło duże złoża gazu o zasobach szacowanych na 12 mld m³. Surowiec zlokalizowany jest w warstwach skalnych, które do tej pory nie były komercyjnie eksploatowane. Gaz z Kramarzówki trafi do sieci już w połowie 2019 roku, po wybudowaniu gazociągu.

– Kramarzówka jest dowodem, że wydobywanie gazu na Podkarpaciu ma przed sobą bardzo dobrą przyszłość. Szacujemy, że w ciągu 5 lat produkcja błękitnego paliwa w regionie wzrośnie do 1,75 mld m³ rocznie, a więc o 28% w porównaniu z 2017 rokiem, kiedy wyniosło 1,37 mld m³. Jesteśmy zdeterminowani uwolnić potencjał Podkarpacia, dlatego od dwóch lat konsekwentnie wdrażamy w regionie nową strategię poszukiwań gazu. Zasoby krajowe to najpewniejsze i najbardziej opłacalne źródło surowców energetycznych – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA.

PGNiG opracowało nową koncepcję poszukiwań i wydobywania gazu w 2016 r. W ramach jej realizacji spółka wykonała na Podkarpaciu nowe badania, w tym największe w Europie trójwymiarowe zdjęcie sejsmiczne Przemysł–Kramarzówka–Rybotycze–Fredropol o powierzchni prawie 1300 km². PGNiG szacuje, że na obszarze zdjęcia znajduje się ok. 50 mld m³ gazu. Koncepcja przewiduje również intensyfikację prac wiertniczych. W latach 2016-2022 PGNiG zaplanowało na Podkarpaciu ok. 120 odwiertów poszukiwawczych.

– Ponad czterdzieści otworów zostało już wykonanych, m.in. w gminach Kańczuga, Kra-

sne, Kuryłówka i Żyraków, z czego aż 32 okazały się pozytywne. Oznacza to wyjątkowo wysoką skuteczność na poziomie 75 proc. Zawdzięczamy ją m.in. dokładnej analizie danych sejsmicznych, która pozwoliła wytypować najbardziej obiecujące miejsca do prowadzenia wierceń – wyjaśnił Piotr Woźniak. Dodał, że znaczna część odwiertów będzie realizowana w nieeksploatowanych do tej pory warstwach geologicznych. Przykładem jest właśnie Kramarzówka, gdzie PGNiG wykonało pierwszy w Polsce odwiert horyzontalny w utworach miocenu niekonwencjonalnego. Po zabiegu szczelinowania przyprływy gazu ustabilizowały się na poziomie 70 tys. m³ na dobę, czyli 25 mln m³ rocznie.

Prezes PGNiG SA dodał, że przy realizacji planów spółki będzie wykorzystany nowoczesny sprzęt, taki jak wiertnia Bentec 2000 HP. To pierwsze nowe urządzenie do wierceń głębokich kupione przez Grupę Kapitałową PGNiG po 2012 roku. Pozwala wiercić otwory o głębokości do 7000 m i jest urządzeniem samobieżnym, dzięki czemu można je przenieść na nowe miejsce pracy bez konieczności demontażu i ponownego montażu. Wiertnia ma moc 2000 KM i udźwignię 450 ton. Bentec 2000 HP rozpocznie wiercenia właśnie na Kramarzówce.



PGNiG rozwija handel LNG bezpośrednio z terminala w Świnoujściu

6 października br. w terminalu LNG w Świnoujściu odbył się przeładunek skroplonego gazu ziemnego do ISO-kontenera, czyli kriogenicznego kontenera zbiornikowego. To już drugi taki załadunek zrealizowany przez PGNiG Obrót Detaliczny na rzecz firmy Gascontrol Polska sp. z o.o. Pierwszy odbył się 20 września b.r.

Bezpośredni odbiór gazu skroplonego z terminala na ISO-kontenerach otwiera nowe możliwości w handlu LNG. Dzięki temu błękitne paliwo można transportować drogami, kolejją lub szlakiem wodnym, a następnie wykorzystać w dowolnym miejscu i czasie, bez konieczności posiadania dodatkowej infrastruktury.

– To nasza odpowiedź na rosnące zainteresowanie klientów możliwością załadunku LNG systemem bocznym i tylnym do cystern samochodowych oraz ISO-kontenerów – powiedział Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót

Detaliczny. – Realizacja dwóch zamówień w tak krótkim czasie pokazuje, że jest to już dzisiaj możliwe, co otwiera dla nas i naszych partnerów nowe perspektywy w logistyce i handlu LNG – dodał.

Realizacja załadunków LNG na ISO-kontenery była możliwa dzięki podpisaniu pilotażowej umowy pomiędzy PGNiG Obrót Detaliczny a firmą Gascontrol Polska sp. z o.o. oraz sprawdzeniu i przetestowaniu nowych rozwiązań.

– Testy zakończone wynikiem pozytywnym pozwalają kontynuować tę współpracę przy kolejnych kontraktach na odbiór gazu LNG z Terminalu w Świnoujściu przy użyciu ISO kontenerów – powiedział Dariusz Jarczyk dyrektor ds. Rynku Gazu Gascontrol Polska sp. z o.o.

PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. codziennie realizuje załadunki LNG w gazoporcie w Świnoujściu z wykorzystaniem floty cystern należących do GK PGNiG. Do końca września 2018 r. spółka zrealizowała 565 załadunków o łącznej masie blisko 10 tys. ton. Aktualnie prowadzone są rozmowy z kolejnymi odbiorcami LNG o znacznym wolumenie.

PGNiG S.A. jest jedynym podmiotem prowadzącym LNG do Polski poprzez gazoport w Świnoujściu. Spółka zarezerwowała w nim 100% mocy przeładunkowych.



PGNiG kupuje udziały w złożu gazu w rejonie Ekofisk w Norwegii

PGNiG Upstream Norway AS, spółka z Grupy Kapitałowej PGNiG, kupiła od norweskiej firmy Equinor (dawniej Statoil) udziały w złożu gazowo-kondensatowym Tommeliten Alpha, zlokalizowanym w południowej części Norweskiego Szelfu Kontynentalnego. Transakcja jest kolejnym elementem realizacji strategii Grupy Kapitałowej PGNiG i pozwoli na znaczny wzrost wydobywania gazu ziemnego poza granicami Polski.

– Kupno udziałów w złożu Tommeliten Alpha ma dla PGNiG duże znaczenie. Przede wszystkim w istotny sposób zwiększy naszą produkcję w regionie, z którego gazociągami Baltic Pipe planujemy przesyłać gaz do Polski. Dzięki tej transakcji wchodzimy do elitarnego grona firm, które prowadzą wydobywanie z obszaru Ekofisk, gdzie znajduje się jedno z największych złóż węglowodorów w Europie. Projekt Tommeliten Alpha pozwala nam realizować strategię dywersyfikacji dostaw i jest atrakcyjny ekonomicznie, a to dobra wiadomość dla akcjonariuszy – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA.

Cena zakupu udziałów w Tommeliten Alpha wynosi 220 mln dolarów amerykańskich. Spółka szacuje, że dzięki tej akwizycji wolumen wydobycia gazu w Norwegii będzie wyższy o 0,5 mld m³ rocznie przez pierwsze sześć lat eksploatacji złoża. Ponadto złożo pozwoli PGNiG wydobyć około 500 tys. ton ropy naftowej i NGL w szczytowym roku produkcji.

Tommeliten Alpha jest złożem gazowo-kondensatowym, którego udokumentowane zasoby wydobywalne według danych Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego wynoszą 12,8 mld m³ gazu ziemnego, 5,9 mln m³ (ok. 5 mln ton) ropy naftowej i 0,5 mln ton NGL. Łączne zasoby odpowiadające udziałowi, który zakupił PGNiG, to ok. 52 mln boe. PGNiG ocenia, że złożo charakteryzuje się możliwością dalszego zwiększenia zasobów. Ponadto spółka wiąże duże nadzieje z dalszymi poszukiwaniami na obszarze nabytej koncesji.

Złożo Tommeliten Alpha zlokalizowane jest na Morzu Północnym w bezpośrednim sąsiedztwie innych dużych, zagospodarowanych wcześniej złóż, w tym Ekofisk. Zgodnie z obecnymi planami rozpoczęcie produkcji zakładane jest w 2024 roku poprzez podłączenie złoża do istniejącej infrastruktury produkcyjnej złoża Ekofisk. Pozwoli to na obniżenie kosztów inwestycji i eksploatacji oraz przyspieszy uruchomienie produkcji.

Projekt będzie prowadzony przez grupę renomowanych i doświadczonych firm naftowych. Operatorem na złożu jest ConocoPhillips (28,26% udziałów), a partnerami: Total (20,23%), Eni Norge (9,13%) oraz Equinor (42,38%), od którego PGNiG przejmuje wszystkie udiały. Nowi partnerzy PGNiG od ponad czterdziestu lat współpracują na złożu Ekofisk i w ostatnich latach przeprowadzili projekty inwestycyjne bardzo podobne do Tommeliten Alpha pod względem skali i modelu zagospodarowania.

– Zakup nowych aktywów w Norwegii stanowi naturalny kierunek inwestycyjny dla Grupy PGNiG. To perspektywiczny obszar, w którym zdobyliśmy już doświadczenie jako aktywny udziałowiec i operator w projektach poszukiwania i wydobycia węglowodorów. Dotychczas poczynione inwestycje zapewniają PGNiG Upstream Norway pozytywne i stabilne wyniki finansowe, przy relatywnie niskim poziomie ryzyka – ocenił Piotr Woźniak.

Umowa zakupu udziałów w złożu Tommeliten Alpha została zawarta pod zwykłymi warunkami zawieszającymi, w tym uzyskania wymaganych zgód administracyjnych w Norwegii oraz zgody Rady Nadzorczej PGNiG SA.



PGNiG przygotowuje plan zagospodarowania kolejnego złoża w Norwegii

Potencjał gazowy złoża Fogelberg szacuje się między 7 a 14 mld m³. Rozpoczęcie jego eksploatacji wpisuje się w plany Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, które zamierza zwiększyć produkcję gazu ziemnego w Norwegii na potrzeby dostarczania go gazociągami Baltic Pipe do Polski.

– Jesteśmy liderem wydobycia gazu ziemnego w Polsce – wiedzę z tego obszaru i najlepsze praktyki skutecznie przenosimy poza granice kraju. Norwegia jest doskonałym przykładem takich działań, szczególnie ważna dla projektu dywersyfikacji dostaw gazu i bezpieczeństwa energetycznego. Na rynku norweskim interesują nas zarówno koncesje rozpoznawcze, jak i produkcyjne – powiedział Piotr Woźniak, prezes PGNiG SA i dodał: – Współpraca z partnerami w Norwegii opiera się na czysto biznesowych zasadach. Pozwala to na wzajemne zaufanie i zapewnia komfort w podejmowaniu decyzji o kolejnych inwestycjach.

Złożo gazowo-kondensatowe Fogelberg, które znajduje się na Morzu Norweskim w obrębie koncesji PL433 zostało odkryte w 2010 roku odwiertem poszukiwawczym operowanym przez firmę Centrica Resources (Norge) AS.

PGNiG Upstream Norway (PGNiG UN) z GK PGNiG zakończyło wiercenie otworu rozpoznawczego i wykonało cały szereg badań geofizycznych. W wyniku przeprowadzonego testu produkcyjnego uzyskano maksymalny przepływ gazu na poziomie 570 tysięcy m³ na dobę. Dodatkowo otrzymano przepływ kondensatu w wysokości 80 m³ na dobę. Na dalszym etapie prac, do listopada 2019 roku, zostanie przygotowany Projekt Zagospodarowania Złoża. Koncepcja przewiduje transport gazu tą samą trasą, co gaz wydobywany ze złoża Skarv. Tym samym produkcja uzupełniłaby dostawy dla gazociągu Baltic Pipe po 2022 roku.

Prace wiertnicze nadzorowała bezpośrednio firma Spirit Energy Norge, która jest operatorem tej koncesji z 51,7 proc. udziałów. Pozostałymi jej partnerami są Faroe Petroleum Norge z 15,0 proc. udziałów, Dyas Norge z 13,3 proc. oraz PGNiG Upstream Norway z 20 proc. udziałów.

Obecnie PGNiG UN posiada udiały w 20 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii. Na dwóch z nich pełni rolę operatora. Firma prowadzi produkcję węglowodorów z pięciu złóż oraz posiada udiały

w dwóch innych będących w fazie zagospodarowania. Wielkość udokumentowanych zasobów wydobywalnych Grupy PGNiG w Norwegii wynosi 83 mln boe (stan na 1 stycznia 2018 roku).

Departament PR PGNiG SA



Ilość wierceń na świecie rośnie, ale wolniej niż w 2017 r.

Liczba wierceń na świecie określana w prognozach na rok 2017 na 63565, w rzeczywistości wyniosła 67879 i choć jest to znacznie mniej niż było w rekordowym roku 2012 (104649), jednak oznacza odbudowę potencjału wiertniczego. Jest to proces powolny, realizowany dość ostrożnie ze względu na niepewność co do trwałości koniunktury. Szybki wzrost ilości wierceń na świecie, który nastąpił w 2017 r. (23,3%), raczej nie powtórzy się w roku 2018 – przypuszczalnie będzie to 8%, co odpowiada liczbie 73323 wierceń. Aż 86% otworów przypada na cztery kraje: USA (27184), Chiny (19015), Rosję (10093) i Kanadę (6800). Wspomniany 8-procentowy globalny wzrost wierceń nie jest równomierny, najwyższy spodziewany jest w Australii, Afryce i Ameryce Północnej, natomiast w Ameryce Południowej, Europie Zachodniej i na Bliskim Wschodzie liczba wierceń będzie mniejsza niż w poprzednim roku.

W Europie decydującym czynnikiem jest sytuacja na Morzu Północnym, gdzie produkcja ropy i gazu maleje i jednocześnie przygotowanie wiertnicze, przede wszystkim w Norwegii i W. Brytanii, również wykazuje tendencję spadkową, trudno więc spodziewać się szybkiego rozpoznania zasobów znajdujących się na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Pozytywne dane z Rosji dotyczą głównie poszukiwań i produkcji w części azjatyckiej. Jeśli chodzi o kraje b. ZSRR, to można się spodziewać wzmożenia aktywności w Azerbejdżanie, Kazachstanie i Tadżykistanie po zawarciu porozumienia w sprawie rozgraniczenia stref ekonomicznych na Morzu Kaspijskim. Bardzo duże zróżnicowanie sytuacji w Afryce wynika przede wszystkim z niestabilnej sytuacji wewnętrznej w niektórych krajach. Obok spokojnej Algierii z dobrymi wynikami w zagospodarowaniu złóż mamy np. Nigerię i Libię, gdzie z roku na rok produkcja ropy i ilość wierceń raptownie spada lub równie szybko zwiększa się, zależnie od nasilenia działalności grup ekstremistycznych. W Azji wyróżniają się Chiny zwiększając co roku ilość

wierceń. Na dalszych miejscach znajdują się Indonezja, Tajlandia i Indie, ale nie jest to już blisko 20 tys. wierceń, lecz kilkaset. Indonezja po wprowadzeniu korzystnych zmian dla inwestorów odnotowała znaczny wzrost liczby wierceń. Przyrost liczby wierceń nastąpił również w Indiach, ale jeszcze nie przełożył się na wzrost wydobycia. Dość specyficzny jest stan poszukiwań w Australii, ponieważ wskutek ograniczeń administracyjnych i barier środowiskowych mają one tendencję raczej do stagnacji lub nawet do osłabienia, mimo wzrostu liczby wierceń w dwóch kolejnych latach (w 2017 r. +57,8%, w 2018 r. +22,4%).

Na półkuli zachodniej na północy dobra koniunktura w USA równoważy obniżenie dynamiki w Kanadzie i spadek w Meksyku. W Ameryce Łacińskiej kolejne odkrycia w Gujanie podnoszą rangę tego basenu nazywanego klejnotem koronnym regionu. Pomyślnie rozwijają się poszukiwania w Brazylii, trudniejsza sytuacja występuje w pozostałych krajach regionu. Spada produkcja w Argentynie, zmniejszają się zasoby, jedynie łupki Vaca Muerta są szansą pobudzenia sektora naftowego. Zainteresowane są takie koncerny jak *Total*, *BP*, *YPF* i *Wintershall*. Zupełne załamanie grozi Wenezueli, gdzie wydobycie spada z roku na rok, w 2016 r. było to 307 tys. t/d, w 2017 r. 270 tys. t/d i w br. 204 tys. t/d przy spadku liczby wierceń o 36,9%.

W tabeli znajdują się zwracające uwagę przyrosty ilości wierceń sięgające 87%, ale wskaźniki procentowe mogą oznaczać w rzeczywistości zwiększenie liczby otworów z 8 do 15, jak to jest w przypadku Libii.

Ogółem w 2017 r. na świecie odwiercono ponad 195 mln mb. Średnia głębokość wierceń waha się od 1007 m w Indonezji do 4710 m w Norwegii.



W Finlandii rozpoczęto układanie gazociągu Nord Stream 2

Konsorcjum *Nord Stream 2 AG* poinformowało, że 5 września br. statek do układania rurociągów „Solitaire” rozpoczął układanie gazociągu w Zatoce Fińskiej. Z kolei 6 października rozpoczęły się prace na niemieckich wodach terytorialnych w pobliżu miejscowości Lubmin. Wykonano 30-kilometrowy wykop, w którym układane będą dwie nitki gazociągu. Na miejscu jest już specjalistyczny statek „Audacia” należący do grupy *Allseas*.



Tabela 1. Wiercenia na świecie w latach 2016-2018 (według World Oil, 2018)

Kraj	2016		2017		2018 (prognoza)	
	Ilość otworów	Metraż	Ilość otworów	Metraż	Ilość otworów	Zmiana 2017:2018 w %
Kanada	3974	10847869	6913	18726401	6800	98,4
Meksyk	149	544595	79	287482	76	96,2
USA	15833	48701953	23543	80944182	27184	115,5
Pozostałe	20	75604	22	82296	21	95,5
Ameryka Północna	19976	60170021	30557	100040360	34081	111,5
Argentyna	1098	2465273	1019	2512504	1101	108,0
Brazylia	255	478594	239	450331	241	100,8
Ekwador	96	273413	120	341620	122	101,7
Kolumbia	21	34084	54	88782	65	120,4
Peru	45	48338	139	178430	148	106,5
Wenezuela	692	1404692	582	1181630	367	63,1
Pozostałe	246	351647	272	360549	262	96,3
Ameryka Południowa	2453	5056042	2425	5113845	2306	95,1
Holandia	27	82650	14	61560	19	135,7
Niemcy	22	45463	21	31029	26	123,8
Norwegia	213	1017541	205	965631	202	98,5
W. Brytania	114	341545	99	295692	97	98,0
Pozostałe	35	101539	51	114783	38	74,5
Europa Zachodnia	411	1588739	390	1468695	382	97,9
Albania	16	31754	46	91878	46	100,0
Kraje b. ZSRR	643	1861686	810	2313506	872	107,7
Polska	29	61893	40	85381	30	75,0
Rosja	8585	25656822	9567	28587501	10093	105,5
Rumunia	71	216321	93	283144	94	101,1
Pozostałe	56	130448	86	1476129	102	118,6
Europa Wschodnia	9400	27958924	10642	32837539	11237	105,6
Algieria	257	861826	258	865258	251	97,3
Angola	99	286785	44	114009	50	113,6
Egipt	284	716035	244	580705	259	106,1
Libia	8	24394	8	24396	15	187,5
Nigeria	46	127863	70	192267	106	151,4
Pozostałe	84	204036	90	192692	139	154,4
Afryka	778	2220938	714	1969327	820	114,8
Arabia Saudyjska	627	1524512	592	1442489	575	97,1
Irak	121	296890	138	339023	158	114,5
Iran	-	-	-	-	-	-
Jemen	0	0	0	0	0	0
Katar	77	216757	96	271326	94	97,9
Kuwejt	637	1584326	768	1913656	763	99,3
Oman	976	2583247	939	2482370	920	98,0
Strefa Neutralna	0	0	0	0	0	-
Syria	0	0	0	0	0	-
Turcja	175	317373	135	244831	133	98,5
ZEA	300	786100	303	805320	306	101,0
Pozostałe	16	35648	28	65853	32	114,3
Bliski Wschód	2929	7344853	2999	7564869	2981	99,4
Chiny	14263	34140276	17919	42783975	19015	106,1
Indie	583	1499846	607	1590158	615	101,3
Indonezja	405	434701	575	579135	740	128,7
Malezja	42	83313	48	95185	70	145,8
Pakistan	94	267889	90	256517	92	102,2
Tajlandia	801	837757	656	693125	670	102,1
Pozostałe	69	185	59	116354	73	123,7
Daleki Wschód	16257	37448883	19954	46114450	21275	106,6
Australia	67	170830	192	404212	235	122,4
Pozostałe	11	30776	6	15952	6	100,0
Australia i Oceania	78	201606	198	420164	241	121,7
Razem świat	52282	141990006	67879	195529249	73323	108,0

Cuadrilla rozpoczęła i przerwała szczelinowanie w Lancashire

Siedem lat temu w W. Brytanii wprowadzono zakaz wykonywania szczelinowania hydraulicznego w otworach wiertniczych. Jednym z ważnych powodów tej decyzji była obawa przed sztucznymi trzęsieniami ziemi, które mogłyby być wywołane szczelinowaniem. Zakaz spowodował zahamowanie poszukiwań ropy i gazu w skałach łupkowych wymagających zastosowania szczelinowania do otwarcia spękań i szczelin. Jednak perspektywa deficytu energii w obliczu spadającego wydobywania i kurczących się zasobów bituminów na Morzu Północnym skłoniła rząd brytyjski do zmiany restrykcyjnego podejścia do szczelinowania. Brytyjska Służba Geologiczna szacuje zasoby gazu z łupków w północnej Anglii na 36,8 bln m³. Tylko 10% tych zasobów wystarczyłoby na pokrycie zapotrzebowania W. Brytanii w okresie 40 lat. Po długiej batalii administracyjnej firma *Cuadrilla Resources* prowadząca wiercenia w obrębie koncesji Preston New Road otrzymała zezwolenie na przeprowadzenie szczelinowania w dwóch poziomych otworach wiertniczych wykonanych w br. Pierwszy odwiert, zakończony w kwietniu, osiągnął głębokość 2700 m w formacji Bowland. Długość odcinka poziomego wynosi 800 m. Pobrano 114 m rdzeni z trzech interwałów. Analizy i pomiary geofizyczne wskazują na bardzo dobre własności zbiornikowe i potwierdzają zawartość gazu w kilku interwałach. Drugi odwiert o głębokości 2100 m, z odcinkiem poziomym o długości 750 m ukończono w lipcu br. W październiku br. *Cuadrilla* rozpoczęła wykonywanie zabiegów szczelinowania, jednak po zarejestrowaniu 29 października wstrząsu o magnitudzie 1,1 prace zostały wstrzymane na okres 18 godzin w celu stanu odwiertu. Operacja szczelinowania w 2 odwiertach była zaplanowana na 3 miesiące.

W dalszym ciągu silne są sprzeczności i protesty ekologów i lokalnych społeczności. Podnoszone są argumenty, że eksploatacja gazu ziemnego z łupków stoi w sprzeczności z zobowiązaniami W. Brytanii do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Obecny cel przewiduje redukcję emisji do roku 2050 o 80% w porównaniu z poziomem emisji z 1990 r.

Cuadrilla Energy jest również udziałowcem koncesji PEDL 244 w hrabstwie West Sussex w południowej Anglii, gdzie operatorem jest firma *Angus Energy*. Sukcesem okazał się tam poziomy odwiert Balcombe-2z, w którym na początku października br. wykonano 7-dniowe próby złożowe. W pierwszym teście uzyskano przyływ 113,5 t/d ropy z wodą. W czasie

drugiego zabiegu uzyskano przyływ 215,8 t/d ropy, również z wodą. Produkcja pochodzi z pojedynczej warstwy mikrytowej w utworach kimerydu. Pojawienie się wody było niespodzianką, prawdopodobnie opróbowany odcinek poziomy przeciął warstwę wodonośną o wysokim ciśnieniu. Wiercenie osiągnęło głębokość pionową 670 m, długość odcinka poziomego wynosi 522 m. Ropa z prób ma ciężar 0,8550 g/cm³ (34° API), nie stwierdzono objawów siarkowodoru ani CO₂. Geolodzy z *Angus Energy* widzą podobieństwo do ropy ze złoża Lidsey znajdującego się na skraju basenu Weald, gdzie najbliższa ropa ma ciężar 0,8348 g/cm³ (38,5° API). Odkrycie Balcombe podnosi znaczenie obszaru południowej Anglii jako regionu produkcyjnego.



Rząd włoski zgadza się na budowę Gazociągu Transadriatyckiego

Budowa włoskiego odcinka Gazociągu Transadriatyckiego (*TAP-Trans Adriatic Pipeline*) stanowiącego ostatni element Południowego Korytarza Gazowego jest opóźniona, ponieważ napotykała na różne przeszkody, m. in. na trudności w wyznaczeniu przebiegu lądowej części gazociągu w Apulii. Po zmianie rządu we Włoszech w czerwcu br. do przeciwników inwestycji dołączył się Ruch Pięciu Gwiazd. Minister środowiska Sergio Costa kwestionował w ogóle celowość budowy gazociągu, inni ministrowie powoływali się na protesty mieszkańców Apulii, gdzie w miejscowości San Foca zlokalizowany będzie terminal końcowy. Ostatecznie jednak premier Giuseppe Conti wydał zgodę na rozpoczęcie budowy. Jak informuje konsorcjum *TAP AG* w komunikacie z 30 października br., w bazie Fier w Albanii rozpoczęto spawanie 9000 rur o średnicy 914 mm (36"), które w przyszłym roku zostaną ułożone na dnie Adriatyku na głębokości dochodzącej do 810 m. Długość odcinka Albania-Włochy wynosi 105 km. Gazociąg *TAP* o zdolności przesyłowej 10 mld m³ gazu rocznie ma być ukończony w 2020 r.



Pierwsza bezzałogowa platforma rozpoczęła pracę na Morzu Północnym

Złoże Oseberg jest eksploatowane od grudnia 1988 r. i nadal odgrywa ważną rolę zarówno jako producent ropy i gazu jak też jako węzeł

przesyłowy. Centrum wydobywania stanowią 3 platformy produkcyjne A, B i D, od 14 października wspomagane przez nową platformę H. Jej zadaniem jest eksploatacja złoża Oseberg Vestflanken 2 o zasobach wydobywalnych 15 mln t ropy. Jest to pierwsza platforma bezzałogowa uruchomiona na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Ekipy serwisowe będą odwiedzały platformę raz lub dwa razy do roku, poza tymi przeglądami przybywać będą załogi wiertnicze wykonujące 11 odwiertów przewidzianych do udostępnienia złoża Oseberg Vestflanken 2. Platforma H kosztowała 6,5 mld koron (679 mln euro), ale jest to znacznie mniej niż przewidywał pierwotny preliminarz. Jak podaje *Equinor* (d. *Statoil*), nowe rozwiązanie pozwoli na obniżenie opłacalnej ceny baryłki ropy z 34 dolarów do 20 dolarów.



Projekty poszukiwawcze na Morzu Czarnym pod znakiem zapytania

Koncern ÖMV zakomunikował o odroczeniu decyzji o udziale w projekcie Neptun na Morzu Czarnym. Poszukiwania miały być prowadzone wspólnie przez Petrom, spółkę zależną ÖMV i ExxonMobil. Jako przyczynę podano przedłużające się prace legislacyjne w parlamencie rumuńskim dotyczące warunków inwestycji na Morzu Czarnym. Dyrektor wykonawczy ÖMV Rainer Seele powiedział, że wysokie obciążenia podatkowe i opłaty eksploatacyjne oraz konieczność sprzedaży do sieci krajowej co najmniej 50% wyprodukowanego gazu nie zachęcają do zaangażowania w tym projekcie.

Również ENI zamierza wycofać się ze wspólnego projektu z Rosneftią na Morzu Czarnym. W obrębie głębokowodnej koncesji Zapadno-Czernomorska planowane były wiercenia poszukiwawcze. Teraz rzecznik ENI potwierdził możliwość rezygnacji z udziału. Powodem mogą być sankcje USA nałożone na Rosję w związku z konfliktem w Donbasie. Współpraca ENI z Rosneftią rozpoczęła się w 2012 r. i dotyczyła prac na Morzu Czarnym i na Morzu Barentsa. W sąsiedztwie koncesji Zapadno-Czernomorska, w obrębie koncesji Czernomorska w marcu br. zakończono wiercenie Maria-1, które osiągnęło głębokość 5265 m na wodzie głębokości 2109 m. Stwierdzono obecność struktury węglanowej o znacznych rozmiarach i występowanie 300-metrowego interwału spękanych skał zbiornikowych.



Nadal wysoka produkcja ropy z łupków w USA

Nie sprawdzają się przewidywania spadku wydobycia ropy z łupków i zakończenia okresu prosperity w tym sektorze przemysłu naftowego. Amerykańska Agencja Informacji Energetycznej przedstawiła dane dotyczące wydobycia ropy z łupków z siedmiu najważniejszych formacji geologicznych w październiku br. Produkcja ropy wzrosła o 10,7 tys. t/d osiągając poziom 1,03 mln t/d. Ropa z łupków przyczyniła się również do ogólnego wzrostu produkcji ropy w czerwcu br. do rekordowej wielkości 1,45 mln t/d. Największy wzrost nastąpił w basenie permskim w Teksasie i w Nowym Meksyku.

Rekordowe było również wydobycie gazu, które osiągnęło poziom 2,06 mld m³/d, o 28,3 mln m³/d więcej niż przewidywała prognoza z września. Tendencja wzrostowa utrzymuje się od 9 miesięcy. W październiku 2017 r. wydobycie gazu wyniosło 1,7 mld m³/d.

Według informacji EIA w sierpniu w głównych basenach łupkowych odwiercono 1520 otworów, z czego zakończono 1282. Jest to najlepszy wynik miesięczny od początku 2015 r.

Jerzy Zagórski

Źródła: Angus Energy, BiznesAlert, Cuadrilla Resources, Equinor, ENI, ExxonMobil, Hart's E&P, nord-stream2.com, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Reuters, Rigzone, TAP AG, World Oil.



Współwodornienie w LOTOSIE, czyli test biorafinerii

Grupa LOTOS wraz z Instytutem Nafty i Gazu przeprowadziła w połowie października test współwodornienia, czyli wspólnego przerobu frakcji oleju napędowego z olejem roślinnym. Otrzymane paliwo ma równie wysoką jakość, jak diesel produkowany wyłącznie z ropy naftowej, a w niektórych parametrach, np. indeks cetanowy, nawet go przewyższa.

Współwodornienie wpisuje się w realizację w Unii Europejskiej wzrostu udziału energii odnawialnej w miksie energetycznym, który Polska w dużym stopniu realizuje przez dodawanie biokomponentów do paliw. W 2020 r. udział biokomponentów w paliwach, czyli Na-

rodowy Cel Wskaźnikowy (NCW) ma wzrosnąć do 8,5%, co byłoby bardzo trudne do realizacji tylko przez dodawanie FAME (estrów kwasów tłuszczowych) do oleju napędowego i alkoholu do benzyn.

– Kończy się już czas, kiedy proste biokomponenty I generacji dodawane do paliw wystarczą do realizacji celów Unii Europejskiej – mówi Jarosław Kawula, wiceprezes ds. produkcji i handlu Grupy LOTOS S.A. – Przed nami konieczność zastosowania do realizacji NCW biokomponentów wyższej generacji, do których zalicza się produkty współwodornienia.

Test współwodornienia został przeprowadzony w nowoczesnej instalacji Hydroodsiaarcia Oleju Napędowego. Przez kilka dni do standardowego wsadu instalacji – średnich frakcji naftowych dodawano olej rzepakowy.

– Test procesu współwodornienia w skali przemysłowej przebiegł pomyślnie, zrealizowano cały zaplanowany zakres badań, uzyskano wiele istotnych informacji oraz zdobyto cenne doświadczenie – ocenia dr inż. Jan Lubowicz, kierownik Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych w krakowskim Instytucie Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy (INiG-PIB). – Próba ta była pod względem technicznym i logistycznym dużym wyzwaniem dla rafinerii i jej pracowników, dlatego pozytywny przebieg testów jest dużym sukcesem.

Pierwsze, laboratoryjne próby współwodornienia Grupa LOTOS przeprowadziła wspólnie z INiG-PIB w 2008 roku. Ta wieloletnia współpraca doprowadziła do testu tej innowacyjnej technologii w rafinerii, nadzorowanego przez przedstawiciela INiG-PIB.

– Wyniki testu potwierdziły całkowitą konwersję tłuszczu roślinnych (trójglicerydów) do wysokiej jakości biokomponentów oleju napędowego – komentuje Marcin Zięba z Biura Rozwoju Technologii w Grupie LOTOS S.A., odpowiedzialny za przeprowadzenie testu. – Drugim produktem tego przerobu jest biopropan, który może być odnawialnym komponentem gazu płynnego.

Test potwierdził również założenia dotyczące wpływu przerobu oleju roślinnego na pracę instalacji HDS.

– Biowęglowodory uzyskane w procesie współwodornienia są identyczne z uzyskanymi z ropy naftowej, czyli dla silników diesla taki olej napędowy jest lepszy niż diesel zawierający biokomponenty pierwszej generacji – podkreśla wiceprezes Kawula.

Uzyskane w teście dane oraz próbki surowców i produktów zostaną dokładnie przeanalizowane i na tej podstawie INiG-PIB opracuje kompleksowy raport.

– Raport ten posłuży Ministerstwu Energii do przygotowania aktów prawnych dopuszczających do realizacji NCW biowęglowodory cie-

kle i biopropan, wytwarzane w procesie współwodornienia – wyjaśnia dr Lubowicz i dodaje:

– Stosowanie biokomponentów uzyskanych w procesie współwodornienia do realizacji NCW, poprawi sytuację na krajowym rynku biopaliwowym.

Dział Komunikacji Zewnętrznej,
Grupa LOTOS S.A.



Sukces poszukiwawczy PKN ORLEN na Podkarpaciu

Należąca do PKN ORLEN spółka ORLEN Upstream, odpowiedzialna za realizację strategii w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów, odkryła kolejne złożo gazu ziemnego na Podkarpaciu. Odkrycie złoża odwiertem Bystrowice-OU1 było możliwe dzięki zastosowaniu najnowszych technologii zdjęć sejsmicznych oraz interpretacji danych geofizycznych i geologicznych.

– Dalszy rozwój segmentu upstream to jeden z priorytetów, który jako Grupa konsekwentnie realizujemy. Zwiększanie poziomu produkcji i wielkości posiadanych zasobów 2P korzystnie przełoży się zarówno na wyniki Grupy ORLEN, jak i bezpieczeństwo energetyczne kraju. Dlatego będziemy koncentrować się na dobrej jakości aktywach i najbardziej rentownych projektach. Rejon Podkarpacia należy nadal do bardzo perspektywicznych w obszarze poszukiwań gazu ziemnego w Polsce. A sukces poszukiwawczy w Bystrowicach to potwierdza – mówi Daniel Obajtek, prezes Zarządu PKN ORLEN.

Zasoby wydobywalne złoża Bystrowice szacowane są na poziomie 2 mld m³ gazu ziemnego wysokometanowego o ponad 98 procentowej zawartości metanu. Wydobycie ze złoża może trwać ok. 10 lat. Natomiast zasoby geologiczne koncesji PKN ORLEN na Podkarpaciu szacowane są na ok. 10 mld m³. Dokładne dane będzie można podać po opróbowaniu i przeprowadzeniu testów produkcyjnych wszystkich horyzontów gazonośnych. Spółka planuje prowadzenie dalszych prac wiertniczych na tej koncesji w najbliższych latach, celem udostępnienia złoża do eksploatacji.

W przypadku Bystrowic mamy do czynienia z tzw. złożem wielohoryzontowym, w któ-

rym kilka warstw skalnych nasyconych jest wysokometanowym gazem ziemnym. Odwiert Bystrowice-OU1 jest zlokalizowany na terenie województwa podkarpackiego i jest realizowany w ramach projektu Miocen. W ostatnim tygodniu zakończono prace wiertnicze osiągając głębokość końcową 2165 m. Obecnie prowadzone są prace polegające na zamontowaniu uzbrojenia węglanego, by prowadzić eksploatację w sposób pozwalający na selektywne udostępnienie dwóch horyzontów jednocześnie.

Bystrowice to kolejny w tym roku sukces poszukiwawczy, po Wielkopolsce i Kujawach, spółki ORLEN Upstream. Obecnie w segmencie upstream PKN ORLEN prowadzi działalność w Polsce oraz Kanadzie. Średnie wydobycie ORLEN Upstream w II kwartale 2018 roku wyniosło 18 tys. boe/d, a zasoby na koniec 2017 roku zostały oszacowane na poziomie 152 mln boe. W Polsce spółka prowadzi wydobycie wspólnie z PGNiG ze złóż położonych w województwie wielkopolskim. Ponadto ORLEN Upstream przygotowuje się do zagospodarowania złóż na terenie województwa kujawsko-pomorskiego.

PKN ORLEN prowadząc poszukiwania węglowodorów wpisuje się w politykę zapewnienia Polsce bezpieczeństwa energetycznego kraju.



Z laboratorium na instalację — sukces prac nad nową technologią

PKN ORLEN we współpracy z Instytutem Chemii Przemysłowej z sukcesem przeprowadził pełnoskalową próbę procesu jednoczesnego przerobu (współwodornienia) frakcji ropy z olejami roślinnymi. Test miał miejsce na jednej z instalacji rafineryjnych będących istotną częścią produkcji olejów napędowych. Próbę przeprowadzono w ramach realizacji projektu w zakresie Badań i Rozwoju, który otrzymał w ubiegłym roku dofinansowanie z programu sektorowego INNOCHEM realizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

Głównym celem projektu jest opracowanie własnej, innowacyjnej technologii jednoczesnego przetwarzania frakcji ropy i olejów roślinnych lub tłuszczów zwierzęcych. Efektem procesu ma być otrzymanie wysokojakościowych biowęglowodórów stanowiących komponent oleju napędowego.

Produkt pochodzący z testowanego procesu może znacząco wspomóc realizację Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) przez PKN ORLEN. Chodzi o obowiązek zapewnienia minimalnego

udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw i biopaliw ciekłych zużywanych w transporcie. Ze względu na wymagania jakościowe i eksploatacyjne, obecnie podstawowym sposobem wprowadzania biokomponentów na rynek jest dozowanie alkoholu w przypadku benzyn i estrów kwasów tłuszczowych w przypadku oleju napędowego do paliw w bazach magazynowych i na terminalach.

— Wyniki i wnioski są bardzo obiecujące, co pozwala nam z optymizmem oceniać prawdopodobieństwo wdrożenia w niedalekiej przyszłości tej technologii w naszych zakładach produkcyjnych. Oczywiście musimy jeszcze wykonać pracę nad wyeliminowaniem ograniczeń i dostosowaniem warunków prowadzenia produkcji w sposób ciągły, ale to naturalne, choć czasochłonne etapy opracowywania nowych technologii. Dziś możemy stwierdzić, że efektywna współpraca polskiej nauki z biznesem przybiera realne, nie tylko laboratoryjne, kształty i z sukcesem zmierza do budowania innowacyjności polskiego przemysłu — powiedział Zbigniew Leszczyński, członek Zarządu PKN ORLEN ds. Rozwoju.

Próbie demonstracyjną opracowywanej technologii poprzedziły wieloetapowe badania mikro i wielkolaboratoryjne, zrealizowane przez Instytut Chemii Przemysłowej. Przygotowana przez Obszar Rozwoju i Technologii PKN ORLEN i Instytut Chemii Przemysłowej próba została zaplanowana tak, aby w pełni pozwolić na kontrolę procesu i umożliwić zebranie możliwie jak największej ilości danych procesowych z myślą o późniejszym wdrożeniu technologii. Istotną przewagą opracowywanej technologii jest możliwość wykorzystania już istniejących instalacji rafineryjnych, co znacznie obniża niezbędne nakłady inwestycyjne.



PKN ORLEN umacnia się w rejonie Zatoki Perskiej

Zjednoczone Emiraty Arabskie to nowy kierunek dostaw do PKN ORLEN. Tym razem do płockiej rafinerii trafi milion baryłek, czyli ok. 130 tys. ton surowca. Zamówiony ładunek trafi do Naftoportu na przełomie listopada i grudnia br. Jest to odpowiedź na zmieniającą się sytuację na rynkach ropy.

Dywersyfikacja dostaw ma strategiczne znaczenie nie tylko dla Grupy Kapitałowej ORLEN, ale i bezpieczeństwa państwa. Dlatego zgodnie z zapowiedziami poszerzamy grono dostawców ropy, pamiętając, że musimy łączyć bezpieczeństwo dostaw i efektywność produkcji

z elastycznością handlową. Jesteśmy zainteresowani przerobem każdego rodzaju ropy, która pasuje nam do składu i stwarza lepsze warunki ekonomiczne. Ropa typu Murban wydobywana w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, ma niższą zawartość siarki niż rosyjska ropa REBCO. To dla nas istotne pod kątem przerobu, bo struktura uzysków w tym przypadku dobrze wpisuje się we wzrost zapotrzebowania na gotowe produkty naftowe na polskim rynku — mówi Daniel Obajtek, prezes Zarządu PKN ORLEN.

W październiku br. PKN ORLEN do płockiej rafinerii sprowadził ok. 130 tys. ton surowca z Nigerii. Spółka konsekwentnie bada możliwości zakupu i stopień komplementarności różnych gatunków ropy ze stosowanymi technologiami w swoich europejskich rafineriach. Ropa typu Murban posiada właściwości, dzięki którym możliwe jest wyprodukowanie relatywnie dużej ilości produktów, takich jak benzyna, nafta i olej napędowy. PKN ORLEN wykorzystując wysoką jakość ropy z regionu Zatoki Perskiej, elastycznie reaguje na zmieniające się uwarunkowania i sytuację na rynkach ropy.

Zjednoczone Emiraty Arabskie to kolejny kierunek dostaw z perspektywnego dla PKN ORLEN rejonu Zatoki Perskiej. PKN ORLEN sprowadza surowiec także z Arabii Saudyjskiej na podstawie kontraktu długoterminowego. W kwietniu 2018 r., w ramach polityki dywersyfikacji kierunków dostaw prowadzonej przez PKN ORLEN, firmy podpisały aneks do umowy, który zwiększa dostarczany wolumen ropy saudyjskiej o 50 procent, do 300 tys. ton surowca miesięcznie. Dzięki realizowanej dywersyfikacji dostaw 30% ropy przerabianej w Grupie ORLEN pochodzi obecnie spoza kierunku rosyjskiego.

Rafinerie z Grupy ORLEN przerabiały już m.in. surowiec pochodzący z Iraku, Azerbejdżanu, Kazachstanu, Wenezueli, Norwegii czy Stanów Zjednoczonych. Koncern dysponuje również obowiązującymi umowami terminowymi z producentami ze Wschodu i Zatoki Perskiej, które zabezpieczają dostawy do rafinerii w Polsce, Czechach i na Litwie

Biuro Prasowe, PKN ORLEN



Gazociąg Czeszów — Kiełczów gotowy do pracy

GAZ-SYSTEM zakończył budowę gazociągu relacji Czeszów — Kiełczów, stanowiącego element Korytarza Północ — Południe. Wspólnie z pozostałymi gazociągami o średnicy DN

1000 mm tj. Zdzeszowice – Wrocław i Czeszów - Wierchowice możliwy będzie odbiór zwiększonych ilości surowca ze świnoujskiego Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego oraz w niedalekiej przyszłości z gazociągu Baltic Pipe, który połączy Polskę ze złożami gazu na Szelfie Norweskim.



– Gazociąg Czeszów – Kielczów ma długość ok. 32,5 km i średnicę 1000 mm. Jest położony w województwie dolnośląskim w gminach Zawonia i Długołęka. Stanowi część gazowego Korytarza Północ – Południe, który pozwoli na pełną integrację infrastruktury przesyłowej w tej części Europy. – Rozbudowa infrastruktury gazowej w ramach Korytarza Północ – Południe to bardzo istotny element budowania niezależności Polski w zakresie zaopatrzenia w gaz ziemny – mówi Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM. – Konsekwentna rozbudowa systemu przesyłowego oraz połączeń transgranicznych, funkcjonowanie i rozwój Terminalu LNG oraz realizacja projektu Baltic Pipe, pozwalają na realną dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu, tworzą nowe perspektywy rozwoju dla sektora gazowego w Polsce i budują silną pozycję naszego kraju w Europie – dodaje.

– Gazociąg jest ważny dla zapewnienia elastyczności dostaw gazu do aglomeracji Dolnego i Górnego Śląska oraz regionu Opolszczyzny. Dzięki tej inwestycji oraz oddaniu do użytkowania w 2017 r. gazociągu Czeszów – Wierchowice jesteśmy gotowi przesyłać gaz na kierunku północ – południe przez teren województwa dolnośląskiego, z wykorzystaniem podziemnego magazynu gazu w Wierchowicach – podkreśla Michał Lipowski, dyrektor Oddziału GAZ-SYSTEM we Wrocławiu.

– Gazociąg Czeszów – Kielczów łącznie z projektem został wybudowany w ciągu pięciu lat. Wymagał wykonania ok. 2400 spawów, pokonania 30 przeszkód terenowych metodą bezwykopowa, w tym dwóch przewiertów w technologii HDD (Horizontal Directional Drill-

ing) o długości ok. 500 m i ok. 650 m w celu zachowania w stanie nienaruszonym miejsc cennych przyrodniczo. Na trasie gazociągu są również dwa zespoły zaporowo – upustowe w Miłonowicach i Kielczowie – podsumowuje Michał Lipowski, dyrektor Oddziału GAZ-SYSTEM we Wrocławiu.

Wartość całej inwestycji przekroczyła 120 mln zł. Gazociąg wybudowało konsorcjum firm w składzie Budimex S.A. (lider konsorcjum) i Mostostal Kraków S.A. (partner konsorcjum).

Budowa gazociągu była współfinansowana przez Unię Europejską:

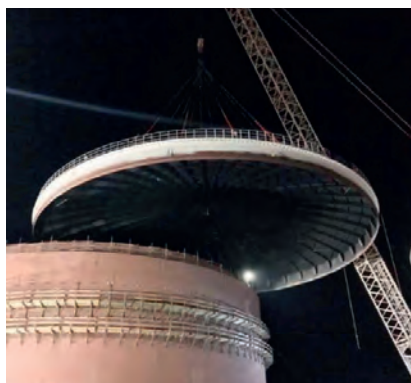
- ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 na dokumentację projektową w wysokości ponad 833 tys. zł.
- ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 w wysokości docelowej ok. 73 mln zł.

Centrum Prasowe
GAZ-SYSTEM S.A.

PERN

PERN rozbudowuje magazyny paliw, montaż dachów na nowych zbiornikach w Koluszkach

Ponad 120 tys. m³ nowych pojemności na paliwa będzie miał niebawem do dyspozycji PERN. Spółka finalizuje budowę dwóch zbiorników w bazie paliwowej w Koluszkach. Technologiczny rozruch zbiorników nastąpi w IV kwartale tego roku. Podobny projekt jest realizowany w bazie paliw w Nowej Wsi Wielkiej. Zbiorniki, w obu lokalizacjach będą przeznaczone do magazynowania oleju napędowego. Do budowy jednego potrzeba aż 1000 ton stali.



Fot. arch. PERN S.A.

Skomplikowana operacja montażu dachów

Montaż dachów na zbiornikach to trudny i złożony proces, w którym kluczową rolę odgrywają warunki pogodowe. Do wykonania tego zadania potrzebny jest specjalny dźwig o wadze prawie 650 ton i maksymalnej wysokości haka ponad 170 metrów. Montowane dachy ważą 210 ton każdy. Dźwig przemieszcza się po drodze o łącznej długości około 150 m, zaprojektowanej i wybudowanej wyłącznie na potrzeby tej operacji.

Klienci czekają na nowe pojemności

Budowa nowych zbiorników jest wynikiem oczekiwań rynkowych. W związku z uszczelnieniem obrotu paliwami, w naszym kraju skokowo wzrosło zapotrzebowanie na magazynowanie paliw. W latach 2016 -2017, a także w I półroczu 2018 r. w Polsce odnotowano dynamiczny wzrost rynku paliwowego, będący efektem wprowadzonych przez polski Rząd regulacji prawnych. Chodzi o tzw. pakiet paliwowy, energetyczny i transportowy. Przepisy te ograniczyły nielegalne dostawy paliw płynnych do Polski.

– Po wprowadzeniu tych zmian nasza spółka odnotowuje znaczący wzrost popytu na świadczone usługi. W związku ze zwiększeniem potrzeb rynku w zakresie pojemności magazynowych, niezbędne są inwestycje w tym obszarze – podkreślił Rafał Miland, wiceprezes PERN.

Kluczowe inwestycje PERN w najbliższych latach:

Biorąc pod uwagę trendy rynkowe i wyzwania stojące przed sektorem energetycznym, a także rządową politykę dla sektora naftowego, PERN w najbliższych latach będzie realizował szereg projektów inwestycyjnych.

Spółka rozpoczęła już projektowanie drugiego rurociągu surowcowego od portu Morza Bałtyckiego do centrum Polski. Nowy rurociąg pozwoli na pogłębienie dywersyfikacji oraz pełną separację jakościową nowych gatunków ropy dla klientów PERN.

Firma jest w trakcie rozbudowy zbiorników magazynowych na ropę: chodzi o 7 nowych zbiorników w gdańskim Terminalu Naftowym oraz w Bazie w Gdańsku. W sumie pojemność magazynowa na ropę naftową zwiększy się o prawie 600 tys. m³, do poziomu 4,1 mln m³. Budowa nowych zbiorników na ropę naftową w Bazie Gdańsk już się rozpoczęła.

W segmencie paliwowym, PERN zbuduje nowe zbiorniki o łącznej pojemności przekraczającej 300 tys. m³ do poziomu 2,1 mln m³. Planowany jest także nowy rurociąg paliwowy z Boronowa do Trzebini o długości około 100 km.

PERN S.A.

Pożegnanie Cecylii Suchockiej



Cecylia Suchocka Fot. arch. Oddziału

Z ogromnym żalem i smutkiem pragniemy poinformować, iż 9 października 2018 r. w wieku 94 lat odeszła z szeregów Stowarzyszenia Oddział w Gdańsku nasza najstarsza, urodzona we Lwowie Seniorka - Cecylia Suchocka.

Złożenie prochów do grobu rodzinnego odbyło się 20 października 2018 r. na Cmentarzu Parafialnym w Kazimierzy Wielkiej k/ Krakowa.

Celinka, bo tak Ją nazywaliśmy, była jedyną osobą, będącą członkiem Oddziału począwszy od jego powstania w 1964 r., tj. przez okres 54 lat. Przez 36 lat była odpowiedzialna za prowadzenie całokształtu spraw związanych z obsługą administracyjną i księgową Zarządu Oddziału SITPNiG, przez pierwsze 10 lat – jako pracownik Oddziału Wojewódzkiego NOT w Gdańsku, a potem przez kolejne 15 lat – jako oddelegowany pracownik Zarządu Głównego SITPNiG w Krakowie.

W okresie tym uczestniczyła we wszystkich posiedzeniach władz Oddziału, służyła radą i doświadczeniem organizacyjnym Zarządowi Oddziału i Kołom Zakładowym we wszystkich kadencjach. Miała osobisty udział w każdej akcji stowarzyszeniowej, w tym w pracach sekretariatu i całej obsługi finansowej konferencji, sympozjów, kongresów naukowo-technicznych i popularno-naukowych, które miały miejsce w Gdańsku.

Od 1985 r. była członkiem Koła Seniorów przy Oddziale SITPNiG w Gdańsku, działała również bardzo aktywnie na rzecz Komitetu Seniorów przy Pomorskiej Radzie Federacji SNT NOT w Gdańsku.

Za swoją wieloletnią działalność na rzecz organizacji NOT-owskich otrzymała wiele odznaczeń państwowych, regionalnych i stowarzyszeniowych. W 2012 r. otrzymała godność Zasłużonego Seniora SITPNiG, a w 2014 Diamentową Honorową Odznakę SITPNiG.

Praca Celinki stanowi trwały i niepodważalny dorobek Oddziału SITPNiG w Gdańsku. Jesteśmy pełni uznania dla Jej wieloletniego wkładu pracy społecznej oraz szczególnych zasług na rzecz Stowarzyszenia. Dziękujemy Jej za wszystko, co od Niej otrzymaliśmy przez te lata. Będzie nam brakowało Jej ogromnej wiedzy o historii organizacji i jej członkach, dobrych rad i przyjaźni, którą nas darzyła.

Pozostanie na zawsze w naszej pamięci.

SITPNiG
Oddział w Gdańsku



Piotr Dziadzio



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

1.10.2018 r. w Astanie (Kazachstan) odbyło się posiedzenie Światowej Rady Naftowej wraz z wydarzeniami towarzyszącymi: posiedzeniem Zarządu WPC, specjalną sesją pt: „Polityka równości w sektorze energetycznym” i posiedzeniem Komitetu Młodych Profesjonalistów (YP WPC). 2 października odbyło się posiedzenie Komitetu Programowego Kongresu w Houston, gdzie omówiono główne założenia programowe, opracowane w maju, podczas spotkania komitetu w Krakowie, strukturę kongresu i stan przygotowania oraz miejsca, gdzie odbędzie się 9 wybranych workshopów. 3 października odbyło się posiedzenie Światowej Rady Naftowej, w której biorą udział przedstawiciele Komitetów Narodowych, podczas którego między innymi podsumowano 22 Światowy Kongres Naftowy, który odbył się w 2017 roku w Istambule, przedstawiono sprawozdania z poszczególnych realizowanych działań w okresie od posiedzenia w Istambule do 3 października, zatwierdzono sprawozdanie finansowe za 2017 rok i budżet na 2019 rok. We wszystkich tych wydarzeniach, jako przedstawiciel Polskiego Komitetu Narodowego WPC, wziął udział sekretarz generalny SITP NiG będący jednocześnie sekretarzem PKNŚRN.

4.10.2018 r. na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH odbył się wykład SPE Distinguished Lecturer Cosana Ayana pt. „Reservoir and Fluid Characterization with Formation Testers: Reducing Asset Uncertainties”. Wykład został zorganizowany przez Radę Wykonawczą Sekcji Polskiej SPE oraz Zarząd Grupy Studenckiej SPE przy AGH.

8-10.10.2018 r. w pałacu Wiejce odbyła się konferencja naukowo-techniczna pt. „Czysta Energia” 50 lat górnictwa naftowego na Niżu Polskim, zorganizowana przez SITP NiG Oddział w Zielonej Górze. Konferencja poświęcona była historii poszukiwań i eksploatacji na Niżu Polskim, a także perspektywom rozwoju w tych obszarach i przyszłości czystej energii pozyskiwanej z gazu ziemnego.

10.10.2018 r. na Cmentarzu Parafialnym w Zakopanem odbyła się uroczystość poświęcenia i odsłonięcia pomnika Heleny i Zygmunta Biluchowskich. Zygmunt Biluchowski był ostatnim dyrektorem rafinerii Polmin w Drohobyczu. Został aresztowany w listopadzie 1939 r., wywieziony do Kijowa i zamordowany przez NKWD. Nie jest znane miejsce jego pochówku, dlatego też grób ten ma charakter symboliczny. W uroczystości wzięli udział przedstawiciele SITP NiG, które wspomogło realizację pomnika.

15.10.2018 r. w sali wykładowej Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie odbyło się seminarium - szkolenie dla jednostek organizacyjnych działających w ramach SITP NiG. Omówione zostały zagadnienia dotyczące prawidłowego obiegu dokumentów, najczęściej występujące w tym zakresie błędy i prawidłowe wypełnianie dokumentów księgowych. W drugiej części szkolenia zebrani zostali zapoznani z podstawowymi obowiązkami z zakresu przestrzegania zasad ochrony danych osobowych zgodnie z przepisami RODO oraz stosowania klauzul informacyjnych dla różnych grup odbiorców, m.in. członków SITP NiG uczestników wyjazdów, uczestników szkoleń.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

70 urodziny

Barbara Indeka z Oddziału w Czechowicach
Zbigniew Maliczyszyn z Oddziału w Krakowie,
Jacek Jankowski z Oddziału w Łodzi,
Bogumiła Protas z Oddziału w Pile,
Stanisława Sawicka z Oddziału w Sanoku,
Witold Wietecha z Oddziału w Tarnowie
Wiktoria Wrońska z Oddziału
w Zielonej Górze,

75 urodziny

Stanisław Balawejder z Oddziału w Sanoku,
Tomasz Terlecki z Oddziału w Tarnowie,
Stanisław Lewandowski z Oddziału
we Wrocławiu,
Stanisław Marszałek z Oddziału
w Zielonej Górze,

80 urodziny

Andrzej Machela-Olszacki z Oddziału
w Warszawie II,
Janina Hawranek z Oddziału w Sanoku
Halina Sawicka z Oddziału w Sanoku,

85 urodziny

Wiesława Skalba z Oddziału w Krośnie.

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

Posiedzenie Światowej Rady Naftowej i wydarzenia towarzyszące Astana, 1-3 października 2018 r.

1 października, przed rozpoczęciem głównego posiedzenia Światowej Rady Naftowej (WPC), której Polska jest członkiem od 1988 roku, odbyło się posiedzenie Zarządu WPC, a także specjalna sesja pt. „Polityka równości w sektorze energetycznym” i posiedzenie Komitetu Młodych Profesjonalistów (YP WPC). Świat się zmienia, a zmiany nabierają tempa, uczestniczy w nich młodzież, która jest przyszłością, ale i teraźniejszością – powiedział rozpoczynając posiedzenie Tor Fjæren - prezydent WPC.

Podczas spotkania omawiano aktywność YP, realizowane projekty i zgłoszone pomysły nowych projektów, również z Polski, stan przygotowania do 6. Forum Młodzieży w Sankt-Petersburgu (23-28 czerwca 2019) i 23 Światowego Kongresu Naftowego w Houston w 2020 r.

Wkrótce na Forum Młodzieży zostanie ogłoszony nabór referatów, a każdy Narodowy Komitet Światowej Rady Naftowej będzie miał możliwość nominowania wolontariusza. Przedstawiciele z kilkunastu krajów biorących udział w posiedzeniu dyskutowali nad stanem organizacyjnym komitetów, sposobem i problemami z komunikacją młodych profesjonalistów na całym świecie.



2 października odbyło się posiedzenie Komitetu Programowego Kongresu w Houston, gdzie omówiono główne założenia programowe, opracowane w maju, podczas spotkania komitetu w Krakowie, strukturę kongresu i stan przygotowania i miejsca, gdzie odbędą się 9 wybranych workshopów. Zgłoszony przez Polski Komitet Narodowy WPC temat będzie wkrótce rozpatrzony i zaproponowana zostanie forma jego realizacji.

Głównym 5 blokom tematycznym będą

towarzyszyły sesje okrągłych stołów, których założenia zostały wypracowane na posiedzeniu. Ważnym punktem towarzyszącym posiedzeniom WPC była konferencja dla biznesu z udziałem ministra energii Kazachstanu Kanata Bozumbayeva oraz przedstawicielami światowych firm naftowych działających w Kazachstanie pt. „Investment opportunities: New solution for sustainable growth”.

3 października odbyło się posiedzenie Światowej Rady Naftowej, w której biorą



Posiedzenie Komitetu Młodzieży przy WPC



Wspólne zdjęcie przedstawicieli Komitetów Narodowych biorących udział w Posiedzeniu Światowej Rady Naftowej w Astanie.

udział przedstawiciele Komitetów Narodowych, podczas którego między innymi podsumowano 22 Światowy Kongres Naftowy, który odbył się w 2017 roku w Istambule, przedstawiono sprawozdania z poszczególnych realizowanych działań w okresie od posiedzenia w Istambule do 3 października, zatwierdzono sprawozdanie finansowe za 2017 rok i budżet

na 2019 rok. Nowością w działalności WPC, która została ogłoszona na posiedzeniu, jest możliwość uzyskania finansowania dla różnych projektów, zgłaszanych przez Narodowe Komitety. Kwalifikacja będzie prowadzona przez Niezależny Komitet - oceniający zgłoszone projekty. Przedstawiciele Amerykańskiego Komitetu Narodowego szczegółowo przedsta-

wili stan organizacyjny Kongresu w Houston. Na posiedzeniu ustalono również, że kolejne posiedzenie Światowej Rady Naftowej odbędzie się w Saint Petesburgu podczas 6. Forum Młodzieży: www.flf-russia.com

Piotr Dziadzio

Uroczystość poświęcenia i odsłonięcia pomnika Heleny i Zygmunta Biluchowskich

10 października 2018 na Cmentarzu Parafialnym w Zakopanem odbyła się uroczystość poświęcenia i odsłonięcia pomnika Heleny i Zygmunta Biluchowskich.

Zygmunt Biluchowski był ostatnim dyrektorem rafinerii Polmin w Drohobyczu, aresztowany w listopadzie 1939 r., wywieziony do Kijowa i zamordowany przez NKWD. Nie jest znane

miejsce jego pochówku, dlatego też grób ten ma charakter symboliczny.

W uroczystości udział wzięli między innymi przedstawiciele Stowarzyszenia Przyjaciół Ziemi Drohobyckiej, Parafii Najświętszej Rodziny w Zakopanem, Instytutu Pamięi Narodowej Oddział Kraków oraz Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego reprezentowanego przez członków

Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Tadeusza Waisa i Jana Sępa.

Po zakończeniu uroczystości, w dawnej willi rodziny Biluchowskich „Strzelista nad Bystrem” odbył się panel dyskusyjny, w czasie którego Jan Sęp przedstawił przygotowany wspólnie z Januszem Pudło i Tadeuszem Waisem referat nawiązujący do historii przemysłu naftowego na Kresach, rafinerii Polmin i jej dyrektora Zygmunta Biluchowskiego.

Znacząca pomoc ze strony naszego Stowarzyszenia możliwa była dzięki środkom pochodzącym z Funduszu im. Dr Józefa Pietruszky.

Jan Sęp



Fot. arch. SITPNiG



Fot. arch. SITPNiG

Seminarium Oddziału SITPNiG w Krakowie — 12 X 2018 w Bukowinie Tatrzańskiej



Fot. arch. SITPNiG

12 października 2018 r. w Bukowinie Tatrzańskiej odbyło się seminarium Krakowskiego Oddziału Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

Seminarium poprowadził prof. dr hab. inż. Józef Chowaniec, który przedstawił referat pt. „Uwarunkowania geologiczne i hydrogeologiczne występowania wód termalnych w rejonie Bukowiny Tatrzańskiej oraz ich wykorzystywanie”. W trakcie referatu poruszono

niezwykle ciekawe zagadnienia związane nie tylko z geologicznymi uwarunkowaniami występowania wód geotermalnych ale również przedstawiono wiele aspektów związanych z racjonalnym ich wykorzystaniem w niecce podhalańskiej, w szczególności w rejonie Bukowiny Tatrzańskiej. Referat poruszając m.in. zagadnienia rozkładu i zróżnicowania temperatur wód geotermalnych, ich mineralizację oraz warunki udostępnienia dał uczestnikom wiele odpowiedzi na nurtujące pytania. Jak okazuje się, wody termalne określane skar-

bem małopolski, pomimo najkorzystniejszych w Polsce warunkach eksploatacji, wymagają racjonalnej gospodarki otworowej, gwarantującej ich odnawialność.

Podczas prelekcji przedstawiono również sylwetkę prof. Ludwika Zejsznera, odkrywcy na Podhalu (w Jaszczurówce) źródła ciepłowodowego. Należy podkreślić, iż ten niezwykle ciekawy referat spotkał się z wielkim zainteresowaniem uczestników seminarium, którzy zarówno podczas jego trwania jak i po jego zakończeniu, zadając wiele pytań, mieli szansę poszerzyć swój zakres wiedzy, zaś komentarze uczestników seminarium jednoznacznie wskazywały na konieczność kontynuowania tej formy przekazywania wiedzy.

Bezpośrednio po seminarium uczestnicy mieli unikalną szansę zapoznać się z infrastrukturą techniczną kompleksu termalnego w Bukowinie Tatrzańskiej. Zobaczono podziemia Term Bukovina Hotel Spa, w tym m.in. technologie odzysku ciepła oraz stację LNG (ang. liquefied natural gas) zasilającą obiekt. Po części oficjalnej uczestnicy mieli okazję praktycznie wypróbować zdrowotne właściwości wód geotermalnych, korzystając z wielu atrakcji kompleksu Bukovina.

Zarząd Oddziału pragnie złożyć serdeczne podziękowania prof. dr hab. inż. Józefowi Chowańcowi za wkład i zaangażowanie w organizację seminarium oraz za przedstawienie niezwykle ciekawego spojrzenia na wykorzystanie wód geotermalnych.

Dominik Staśko



Fot. arch. SITPNiG

Seminarium SITPniG – szkolenie dla jednostek organizacyjnych działających w ramach SITPniG

15 października 2018 roku w sali konferencyjnej Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie odbyło się seminarium – szkolenie dla jednostek organizacyjnych działających w ramach SITPniG, poświęcone najważniejszym kwestiom związanym z polityką finansową i dyscypliną budżetową oraz ochroną danych osobowych w SITPniG.

W szkoleniu wzięli udział przedstawiciele Zarządu Głównego, Oddziałów SITPniG oraz Ośrodka Szkolenia i Rzecznostwa i jego Oddziałów, a także przedstawicielka Banku PKO SA Anna Kukułowicz. Było to już drugie

nr 90e/XXXIX/2018, zgodnie z którą obsługa bankowa SITPniG zostanie po podpisaniu umowy powierzona bankowi PKO SA z siedzibą w Warszawie. Konto podstawowe jest przypisane do stowarzyszenia, natomiast oddziały posiadać będą konta pomocnicze, co wynika z zapisów statutu i przepisów prawa. Przedstawicielka banku a zarazem nasza opiekunka, Anna Kukułowicz przedstawiła podstawowe zasady obsługi, opłaty i prowizje związane z prowadzeniem kont, tworzenie lokat, wyjaśniła zgłaszane przez uczestników wątpliwości związane z przejściem do PKO SA z innych banków. Do wyjaśnienia pozostały zagadnienia związane z wchodzącym w życie od 1.01.2019 r. tzw. split payment, czyli

modelem podzielonej płatności dotyczącym podatku VAT. Po wyjaśnieniu tych zagadnień i ich skutków na rozproszoną działalność stowarzyszenia możliwe będzie podpisanie umowy z bankiem PKO SA.

Główna księgowa SITPniG, Małgorzata Kozdrój, przypomniała zasady rachunkowości obowiązujące w stowarzyszeniu, wprowadzone 1.09.2011 r. w formie dokumentu Polityka Rachunkowości SITPniG, uaktualnionym w styczniu 2018 r. Następnie omówiła obieg dokumentów (również ten dokument został uaktualniony i zatwierdzony do stosowania w SITPniG w styczniu 2018 r.), zasady właściwego opisu dokumentów księgowych, odliczania podatku VAT, a także najczęściej popełniane przez oddziały błędy w tym zakresie. Te same zagadnienia dotyczące OSIR zaprezentowała główna księgowa OSIR – Bożena Żak-Kapusta.

Zagadnienia związane z obowiązującymi zasadami ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych, wynikające z rozporządzenia PE i RE 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r., (RODO), które weszło w życie 25 maja 2018 r. zaprezentowała Dominika Bernaś – inspektor Danych Osobowych w SITPniG. Przedstawiła ona podstawowe zasady stosowania obowiązku informacyjnego wobec osób, których dane są przetwarzane, a także sposoby i metody ochrony tych danych.

W szkoleniu wzięło udział 18 osób praktycznie ze wszystkich oddziałów w kraju. W czasie szkolenia poruszonych zostało szereg istotnych kwestii, ale również padały pytania dotyczące bieżącej działalności oddziałów i poprawności prowadzenia dokumentacji księgowej.

Jolanta Likus



Fot. Dominika Bernaś

tego typu szkolenie. Pierwsze odbyło się w listopadzie 2017 r

Program szkolenia obejmował następujące zagadnienia: działalność SITPniG – informacje ogólne; nowe zasady bankowości w SITPniG; zasady rachunkowości w SITPniG; obieg dokumentów w SITPniG; zasady tworzenia budżetu; obieg dokumentów w OSIR; ochrona osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych zgodnie z Rozporządzeniem PE i RE 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r.

Na wstępie sekretarz generalny, Piotr Dziadzio przypomniał zebranych zapisane w statucie SITPniG zasady zarządzania majątkiem stowarzyszenia. W oparciu o te zasady Zarząd Główny 12.07.2018 podjął uchwałę



Fot. Dominika Bernaś

Spotkanie przedstawicieli wszystkich kół Oddziału SITP NiG w Gdańsku



ODDZIAŁ w GDAŃSKU



Małgorzata Celej

5 października 2018 r. w Borkowie k/ Gdańska odbyło się coroczne spotkanie członków SITP NiG Oddział w Gdańsku. W tegorocznym spotkaniu uczestniczyło 96 członków – przedstawicieli wszystkich kół zrzeszonych w oddziale – PSG Zakład Gazowniczy w Gdańsku, OGP Gaz-System Oddział w Gdańsku, PGNiG Obrót Detaliczny w Gdańsku, Grupy LOTOS, LOTOS Petrobaltic, METRIX, Koła Wykonawców i Projektantów oraz Koła Seniorów.



Uczestnicy spotkania. Fot. arch. Oddziału

Po powitaniu przez prezesa wszystkich uczestników przybyłych na spotkanie, odbyło się uroczyste wręczenie Złotych i Srebrnych Odznak Honorowych SITP NiG, a także legitymacji i odznak organizacyjnych dla nowych członków stowarzyszenia.

W dalszej części spotkania prezesi, sekretarz i skarbnik oddziału omówili sprawy organizacyjne związane z działalnością kół i oddziału – aktualizacja stanu członków, płatność składek członkowskich, działalność Komisji Kwalifikacyjnej przy Zarządzie Oddziału do prowadzenia szkoleń i egzaminów na uprawnienia energetyczne, sprawozdawczość za 2018 r. oraz plany działalności na 2019 rok.

Spotkania tego typu są idealną okazją do integracji stowarzyszeniowej, rozwijania kontaktów i współpracy między różnymi środowiskami zawodowymi – naftowców, gazowników, wykonawców i projektantów branży gazowniczej, producentów gazomierzy, a nade wszystko do tworzenia niepowtarzalnej atmosfery koleżeństwa.

Małgorzata Celej
SITP NiG Oddział w Gdańsku



Członkowie odznaczeni Srebrną OH SITP NiG. Fot. arch. Oddziału



Członkowie odznaczeni Srebrną OH SITP NiG. Fot. arch. Oddziału



Członkowie odznaczeni Złotą OH SITP NiG. Fot. arch. Oddziału

Doniesienia z kół



O bloku energetycznym

Koła Ostrów Wlkp. i Góra zorganizowały cykl dwóch szkoleń 25 maja br. Tematem pierwszego z nich była „Optymalizacja kosztów eksploatacji bloku energetycznego PMG Wierzchowice – gaz na potrzeby własne z kierunku Odolanowa”. Prezentację na ten temat przedstawili Mirosław Szczepański, zastępca kierownika PMG Wierzchowice ds. obiektu energetycznego i Grzegorz Pawlicki, kierownik zmiany obiektu energetycznego. Drugie szkolenie dotyczyło obsługi sportowej broni strzeleckiej i miało formułę zawodów, które odbyły się na strzelnicy OSiR Rawicz w trzech konkurencjach.

Jarosław Cierpka
Koło Ostrów Wlkp.

Na kopalniach ropy i gazu

Kopalnie ropy naftowej i gazu ziemnego były celem wyjazdów naukowo-technicznych kół Karlino i Zielona Góra. Członkowie koła Karlino w dniach 16-18 maja br. zapoznali się z metodami eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego na przykładzie KRN Kamień Pomorski, KRNiGZ Gorzysław, KRNiGZ Lubiatów i Terminalu Ekspedycyjnego Wierzbno. Jedna z grup udała się na Ośrodek Produkcyjny Błotno, Wysoka Kamieńska, Rekowo i KRN Kamień Pomorski, której podlegają te jednostki. Obiekty te to 40-letnia historia eksploatacji ropy na Pomorzu. Następnie uczestnicy wyruszyli w kierunku KRNiGZ Gorzysław, za którą również stoi wieloletnie wydobycie i dystrybucja gazu ziemnego na północ kraju. Rozwiercanie złóż gorzysławskich trwało dekadę. Powrócono do wierceń w tym rejonie w 2015 r., co za skutkowało odkryciem złoża Dargosław. Odwiert D-1 jest obecnie najwydajniejszym otworem eksploatacyjnym na koncesji Trzebiatów. Druga grupa udała się na nowoczesne instalacje KRNiGZ Lubiatów, i Terminal Ekspedycyjny Wierzbno. Obie grupy spotkały się w Pobierowie. W kolejnych dniach odwiedzili



Szkolenie Kół Ostrów i Góra poświęcone było optymalizacji kosztów eksploatacji bloku energetycznego PMG Wierzchowice. Fot. arch. Koło Ostrów Wlkp.



Wyjazd Koła Karlina na „stare i nowe” kopalnie ropy naftowej był dla uczestników okazją do dyskusji i wymiany doświadczeń. Fot. arch. Koło Karlino



Członkowie Koła Zielona Góra na terenie KRNiGZ Radoszyn obejrżeli węży wlotowe, agregaty prądotwórcze, kotłownię, sprężarki gazu oraz instalacje stabilizacji i odsalania ropy naftowej. Fot. Joanna Inglot



Podczas prac sejsmicznych Struga 3D największe wrażenie na uczestnikach wyjazdu zrobiły prace strażkowe z użyciem materiałów wybuchowych. Fot. Roman Cygnar

wspólnie Kołobrzeg, wspomniany odwiert Dargosław, Świnoujście z Fordem Gerharda, a także Międzyzdroje z salonem figur woskowych i aleją odcisków dłoni sław kultury polskiej.

Energia produkowana z gazu ziemnego była z kolei tematem przewodnim wyjazdu szkoleniowego członków Koła Zielona Góra na KRNiGZ Radoszyn. Wyjazd odbył się 15 czerwca br. Uczestnicy zapoznali się z historią eksploatacji złoża Radoszyn, procesem technologicznym uzdatniania ropy naftowej i gazu ziemnego, a także procesem kompresji zatłaczania gazów kwaśnych do złoża oraz pracą jednostek kogeneracji w celu wykorzystania energii elektrycznej i ciepłej. Grupa po obejrzeniu krótkiego filmu instruktażowego udała się na teren instalacji. Uczestnicy mieli także okazję obserwować napełnianie cysterny ropą naftową.

Zbigniew Muracki, Koło Karlino
Joanna Inglot, Koło Zielona Góra

Sejsmika z bliska

Członkowie Kół Koła Zielona Góra i Poznań mieli okazję przyjrzeć się z bliska pracom sejsmicznym prowadzonym przez Geofizykę Toruń.

Grupa z Zielonej Góry 14 czerwca br. wzięła udział w wyjeździe szkoleniowym na prace sejsmiczne Struga 3D w rejonie Krosna Odrzańskiego, podczas którego obserwowała aktywność grupy sejsmicznej L-155 w trakcie prac wiertniczych, strażowych, wibratorowych i rozstawu. Każdy z uczestników miał okazję pojeździć wibratorom w trakcie pracy tych urządzeń. Koło Poznań wizytowało natomiast 8 sierpnia br. badania geofizyczne Pałędzie 3D. Celem zaprojektowanych badań w ramach uzyskanej przez PGNiG koncesji Pałędzie było poszukiwanie i rozpoznanie struktur geologicznych związanych z występowaniem węglowodorów. Do rejestracji danych

został użyty nowoczesny system pamięciowej rejestracji tj. bez połączeń kablowych na powierzchni pomiędzy geofonami.

Magdalena Kudła, Koło Zielona Góra
Andrzej Gęsicki, Koło Poznań

W hucie miedzi

Współpraca PGNiG SA i KGHM SA w zakresie dostaw paliwa gazowego na przykładzie Huty Miedzi Głogów, ZG Lubin i ZG Polkowice-Sieroszewice była tematem wyjazdu naukowo-technicznego Koła Ostrów w dniach 4-6 października br. Giełdowa grupa KGHM Polska Miedź SA jest zasilana gazem zaazotowanym pochodzącym ze złóż krajowych eksploatowanych przez PGNiG. Jest to surowiec, który zawiera mniej metanu niż ten powszechnie konsumowany w naszym kraju. KGHM wykorzystuje go w hutach, zakładach wzbogacania rud, blokach energetycznych i stacji klimatyzacji. Wszystkie źródła wytwórcze KGHM zasilane gazem Lw, dostarczonym przez PGNiG SA, pracują w tzw. autoprodukcji czyli wytworzony przez nie prąd i ciepło są w całości zużywane przez koncern. Dostawy paliwa gazowego do KGHM Polska Miedź S.A. odbywają się dwutorowo. Dostawcami są PSG oraz PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze. Uczestnicy wyjazdu w Zakładzie Górniczym Lubin zapoznali się m.in. z Szybem Głównym, Podziemnym Warsztatem Mechanicznym i Lampownią.

Jarosław Cierpka
Koło Ostrów Wlkp.



Foto. Uczestnicy wyjazdu Koła Ostrów w chodniku zakładunkowym w Zakładzie Górniczym Lubin w KGHM Polska Miedź S.A. Oddział Huta Miedzi Głogów. Fot. arch. Koło Ostrów Wlkp.

Konferencja „Czysta Energia – 50 lat górnictwa naftowego na Niziu Polskim”



**ODDZIAŁ
w ZIELONEJ GÓRZE**

SITP NiG Oddział Zielona Góra zorganizował konferencję naukowo-techniczną pt. „Czysta Energia – 50 lat górnictwa naftowego na Niziu Polskim”. Patronem honorowym konferencji był prezes PGNiG SA Piotr Woźniak.

Podczas wydarzenia, które odbyło się w dniach 8-10 października w Pałacu Wiejce, spotkało się ponad 100 przedstawicieli branży naftowej, gazowniczej i energetycznej. Gośćmi konferencji byli m.in. poseł na Sejm RP Jerzy Materna, doradca wojewody lubuskiego Kazimierz Łatwiński oraz Wiceprezes Zarządu PGNiG SA Łukasz Kroplewski.

Uczestnicy wysłuchali 18 referatów poświęconych rozwiązaniom technologicznym stosowanym w obszarze poszukiwań i eksploatacji



Przedstawiciele elektrociepłowni w Zielonej Górze i Gorzowie Wlkp. zaprezentowali specyfikację bloków gazowo-parowych zasilanych gazem ziemnym z lokalnych źródeł. Fot. Dorota Mundry



Wiceprezes Zarządu PGNiG SA Łukasz Kroplewski w swoim wystąpieniu podkreślił: „2/3 krajowej produkcji gazu ziemnego pochodzi z wydobycia na Niziu Polskim, a ropa naftowa jest wydobywana praktycznie tylko tutaj. Dzięki inwestycjom w rozbudowę KRNiGZ Lubiątów oraz w zagospodarowanie złoża Różańsko znacznie zwiększymy wydobycie i możliwości produkcyjne kopalni”. Fot. Magdalena Kudła



Jan Lubaś z Instytutu Nafty i Gazu wygłosił referat na temat roli i znaczenia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Niziu Polskiego w programie „Czysta Energia”. Fot. Magdalena Kudła

węglowodorów w północno-zachodniej Polsce w minionym półwieczu z uwzględnieniem wykorzystania lokalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej i ciepłej. W imieniu prezesa Zarządu PGNiG SA Piotra Woźniaka referat otwierający wygłosił Krzysztof Potera, dyrektor Oddziału Geologii i Eksploatacji oraz Mariusz Korabiowski – dyrektor Oddziału Za-

kładu Gazowniczego w Gorzowie Wielkopolskim z Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o.

Prelekcje poświęcone były m.in. rozwojowi potencjału zasobowego złóż gazu ziemnego na Niziu Polskim oraz możliwościom wykorzystania błękitnego paliwa w krajowej energetyce, programom i symulacjom komputerowym służącym do analizy złóż i optymalizacji wydobycia węglowodorów na Niziu Polskim. Poruszone zostały także zagadnienia dotyczące problemów, wymagań technicznych oraz sprzętowych podczas wiercenia i opróbowania otworów wiertniczych. W ostatni dzień konferencji uczestnicy udali się na wyjazd naukowo-techniczny do Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiątów oraz PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów.

Magdalena Kudła
SITP NiG Oddział Zielona Góra



Na konferencji poświęconej półwieczu górnictwa naftowego na Niziu Polskim spotkało się grono ponad stu specjalistów tej branży. Fot. Jakub Szada-Borzykowski

Wyjazd naukowo-techniczny do Lwowa



Fot. arch. SITP NiG

Wyjazd naukowo-techniczny do Lwowa Członków Oddziału SITP NiG Kraków oraz Krosno, sympatyków obu Oddziałów i Członków Związku Zawodowego „Solidarność” Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego wraz z Rodzinami (05-07.10.2018).

Pobyt we Lwowie rozpoczęliśmy od zwiedzania Muzeum Gazownictwa przy Lwowskiej Gazowni Miejskiej. Muzeum to mogliśmy zwiedzać dzięki współpracy z Regionalną Gazową Kompanią Lwiwgaz. Gazownia a właściwie Fabryka gazu została założona w roku 1858 – pierwsza lokalizacja była przy ul. Gazowej 28 i była własnością Towarzystwa gazowego w Dessau, wytwarzała gaz miejski. W 1898 roku gmina miasta Lwów wykupiła miejską gazownię od Towarzystwa. Dyrektorem jej został Adam Teodorowicz – prezes

Związku Gazowników Polskich. Wprowadził nowoczesne rozwiązania techniczne tak, że gazownia lwowska była najnowocześniejszym zakładem na terenie Galicji. W laboratorium tutejszej gazowni odbywał praktyki późniejszy Minister Skarbu II Rzeczypospolitej – Eugeniusz Kwiatkowski.

Muzeum posiada bogate zbiory gazowych urządzeń pomiarowych, fragmenty sieci gazowej oraz raporty monterskie, gazowych urządzeń gospodarstwa domowego – kuchenki, piecyki grzewcze, żelazko, lodówka gazowa – i przemysłowego – lampy gazowe, gazomierze. Dużą uwagę wzbudziło wyposażenie laboratorium gazowego, niektóre z eksponatów jakby wzięte ze współczesnego laboratorium jak również „Porządek Robotniczy Zakładu Gazowego Lwowa” przepisy określające zasady pracy w gazowni. Uczestnicy wyjazdu mogli również zapoznać się z przedwojennymi reklamami i fotografiami gazowni z różnych lat jej działalności.

Następnie był przejazd autokarem ulicami Lwowa, pomimo zakorkowanych tras przejazd ten nie zmęczył nas, a wręcz zachęcił do zwiedzania miasta w słonecznych promieniach.

Korzystając z przepięknej pogody, jaką przywitało nas miasto, wyszliśmy na Kopiec Unii Lubelskiej (na wzgórzu zwanym Wysokim Zamkiem) z wysokości 413 m n.p.m., by podziwiać Lwów. Kopiec, którego budowę rozpoczęto z inicjatywy Franciszka Smolki, jednego z twórców Towarzystwa Narodowo-Demokratycznego, w 300 lecie Unii Lubelskiej, kładąc 11 sierpnia 1869 kamień węgielny pod jego budowę trwającą prawie 30 lat. Oprócz ziem z różnych zakątków nieistniejącego państwa polskiego wykorzystano również kamienie z pobliskiego zniszczonego zamku obronnego.

Następnie zwiedzamy Cmentarz Łyczakowski – najstarsza nekropolia Lwowa i jedna z najstarszych w Europie założona w 1786r., miejsce pochówku wielu znakomitych Polaków: Gabriela Zapolska – pisarka, Władysław Bełza – poeta, Seweryn Goszczyński – literat, Artur Grottger – malarz, Maria Konopnicka – poetka, Karol Szajnoch – literat, Stanisław Szczepanowski – przedsiębiorca naftowy – założyciel Galicyjskiego Towarzystwa Akcyjnego dla Przemysłu Naftowego, Franciszek Stefczyk – twórca spółdzielczych kas oszczędnościowych, Franciszek Smolka – prezydent parlamentu, inicjator usypania Kopca Unii Lubelskiej, Stefan Banach – matematyk, Władysław Szajnoch – geolog, paleontolog.

Na cmentarzu pochowani są polscy bojownicy o wolność: powstańcy Kościuszki, żołnierze armii Napoleona, powstańcy listopadowi i styczniowi.

Największa kwaterę zajmujący Cmentarz Obrońców Lwowa, znany również pod potoczną nazwą Cmentarz Orłąt Lwowskich, pilnowany przez zaareztowane w drewnianych skrzyniach kamienie lwy, na którym złożyliśmy wiązanek kwiatów.



Fot. arch. SITP NiG



Fot. arch. SITP NiG

Poniżej pomnika poświęconego Ukraińskiej Galicyjskiej Armii z lat 1918-1919 są kwatery ukraińskich żołnierzy poległych w wojnie w Donbasie – prawie 300 poległych z Okręgu Lwowskiego.

Spacer 07.10.18 po zabytkach Lwowa, w promieniach słońca, ul. Kopernika – dawny Zakład Narodowy im. Ossolińskich, Pałac Potockich, w którym mieści się Lwowska Galeria Sztuki, apteka „Pod Gwiazdą” Piotra Mikolascha, w której był zatrudniony Ignacy Łukasiewicz i Jan Zeh dyplomowany farmaceuta (właściciel pierwszych patentów: 02.12.1853. „Wynalazek takiej rektyfikacji naturalnego oleju skalnego na drodze chemicznej, aby mógł być wykorzystany do celów technicznych”, 23.12.1853. „Wynalazek na chemicznie doskonale oczyszczoną naftę”, 09.11.1856. „Wynalazek metody wytwarzania tanich i dobrych smarów do wozów i maszyn, zwanych tłuszczem skalnym”). Razem pracowali nad destylacją ropy naftowej. Prawdopodobnie pierwsze lampy, skonstruowane przez blacharza Adama Bratkowskiego, oświetlały aptekę Pod Gwiazdą, ale szerzej znamy je z oświetlenia sali operacyjnej lwowskiego Szpitala Powszechnego przy ul. Łyczakowskiej w roku 1853. Zeh i Łukasiewicz zgłosili 23.11.1853 r. „Wynalazek wytwarzania świec parafinowych z wosku ziemnego i jego różnych odmian” W byłej aptece obecnie znajduje się lubiana przez turystów kawiarnia.

Plac Adama Mickiewicza i najpiękniejszy jego pomnik według projektu Antoniego Popiela i my... jak w Krakowie pod Adasem.

Idziemy wzdłuż Prospektu Swobody (Wały Hetmańskie) – ponad płynącą pod ziemią rzeką Pełtew, którą można zobaczyć schodząc do kawiarni pod Operą Livy Bereg - od pomnika A. Mickiewicza do Opery Lwowskiej. Pośrodku pomnik Tarasa Szewczenki, poety, malarza i polityka. „Fala odrodzenia narodowego” przedstawia symbolicznie historię Ukrainy z czasów Rusi Kijowskiej do odzyskania niepodległości.

Eklektyczna Opera Lwowska, a właściwie Lwowski Narodowy Akademicki Teatr Opery i Baletu im. Salomei Kruszelnickiej kończy Prospekt Swobody. Gmach powstał w ciągu trzech lat, jego budowę nadzorował sam architekt Zygmunt Gorgolewski. Wnętrze teatru – prawie Teatr Słowackiego w Krakowie, niestety nie udało się obejrzeć kurtyny „Parnas” Henryka Siemiradzkiego, ale głos – Abigail Switłany Mamczur z „Nabucco” G. Verdiego wynagrodził jej brak.

Spacer po lwowskim Rynku

W czterech narożnikach rynku znajdują się fontanny przedstawiające postacie mitologiczne: Neptuna, Dianę, Amfitrytę, Adonisa. Na Rynku stoi klasycystyczny ratusz pilnowany przez kamienne lwy, z wieżą widokową, z której można podziwiać miasto.

Dookoła Rynku wznoszą się kamienice wybudowane w różnych stylach od renesansowego

po modernizm, na niektórych zostały odsłonięte gotyckie elementy. Wśród nich: pod nr 2 Kamienica Bandinellich, renesansowa, w której mieści się Muzeum Historyczne we Lwowie; nr 4 Czarna Kamienica – jedna z perełek renesansu – Fasada kamienicy pokryta jest diamentową rustyką z piaskowca, który poczerniał stąd nazwa; nr 6 Kamienica Królewska „Mały Wawel” – gościła królów Władysława IV i Jana III Sobieskiego; nr 9 dawny Pałac Arcybiskupa – gościł w nim Władysław II Jagiełło z Jadwigą, zmarł w niej król Michał Korybut Wiśniowiecki; nr 10 pałac Lubomirskich, rokokowy, w której znajduje się największa lwowska kawiarnia poświęcona historii kawy i Jerzemu Kulczykiemu, – któremu przypisuje się otwarcie pierwszej wiedeńskiej kawiarni – „Kopalnia kawy”.

Lwów to miasto wielowyznaniowe – są tu wyznawcy wiary greckokatolickiej, prawosławnej, prawosławnej Ukraińskiego Autokefalicznego Kościoła Prawosławnego, ormiańskiej, rzymskokatolickiej, judaistycznej, protestanckiej również Adwentyści Dnia Siódmego i Baptyści.

Bazylika archikatedralna Wniebowzięcia Najświętszej Maryi Panny we Lwowie (potocznie: Katedra Łacińska), zbudowana w stylu gotyckim z barokowym wnętrzem. W rokokowym Ołtarzu Głównym umieszczono kopię obrazu Matki Boskiej Łaskawej (Oryginał został wywieziony przez arcybiskupa Eugeniusza Baziaka w 1946 r., trafił do Skarbcza Katedry na Wawelu), ukoronowaną Koronami Papieskimi w 2001 r. przez Jana Pawła II.

Przed obrazem Matki Boskiej Łaskawej – Król Polski Jan Kazimierz w roku 1656 r. złożył śluby królewskie ogłaszając Ją Królową Korony Polskiej. Bazylika ma wiele kaplic bocznych: kaplica Pana Jezusowa Ubiczowanego, zwana kaplicą Kampanów, kaplica Matki Bożej lub św. Antoniego z polichromią patronów Polski: św. Wojciecha, św. Stanisława Biskupa, św. Floriana, św. Michała Archanioła i św. Stanisława Kostki, kaplica pod wezwaniem Najświętszego Sakramentu, zwana też Wiśniowieckich lub Złotą, kaplica Matki Boskiej Częstochowskiej, kaplica Jezusa Miłosiernego, zwana też kaplicą Milewskich lub arcybiskupa Bilczewskiego, kaplica Ukrzyżowania zwana też kaplicą Jabłonowskich.

Na terenie zlikwidowanego w cmentarza przy Katedrze Łacińskiej zwiedzaliśmy XVII wieczną późnorenesansową Kaplicę Ogrojcowi pod wezwaniem Trójcy Świętej i Męki Pańskiej, zw. Boimów.

Barokowy kościół Jezuitów św. Piotra i Pawła, obecnie cerkiew garnizonowa, miejsce, w którym niezaufała na mieście wojna przybiera twarz patriotów, którzy oddali życie za kraj, dzieci, które nigdy nie zobaczą swoich ojców... a nad nimi papierowe ptaki – dusze poległych...

Katedra Ormiańska pod wezwaniem Wniebowzięcia Najświętszej Marii Panny wspaniały przykład architektury orientalnej w Europie, wie-



Fot. arch. SITPNiG

lokrrotnie przebudowywana i rozbudowywana: prezbiterium romańskie, renesansowa część środkowa i XX wieczna najwyższa część kościoła. Ale największe wrażenie wywarły na nas malowidła ściennie Jana Henryka Rosena i modernistyczna mozaika Józefa Mehoffera z początku dwudziestego stulecia. Kwiaty złożone przed wejściem do świątyni przypominały, że Charles Aznavour, właściwie Szahmur Waghinak Aznawurian (22.05.1924 - 1.10.2018) był Ormianinem. Jeszcze spojrzenie z wieży ratusza na tchnące polskością miasto w promieniach zachodzącego słońca.

Opuszczamy Lwów w porannym słońcu, bez słowa, w zadumie, wspominając płonącą i lwowską kawę, tutejsze piwa z „Kumplem”, pierogi w „Białym Lwie”, kanapkę ze słonią jedzoną pod okiem patrzącego z okna na ul. Ormiańskiej Ignacego Łukasiewicza...

7.10.18 zwiedzamy Żółkiew – miasto prywatne podobnie jak Zamość – założona została w roku 1597 przez hetmana polnego koronnego Stanisława Żółkiewskiego, herbu Lubicz, architektem całej miejscowości był Paweł Szczęśliwy. Król Jan III Sobieski lubił tu bywać, świętował tu wiktoryę wiedeńską. Zabytki niestety zaniedbane to zamek w Żółkwi z początku XVII wieku, odnowiony ratusz neobarokowy, kamienice z podcieniami i bramy zrekonstruowana Zwierzyniecka i Krakowska z XVII wieku i kolegiata pod wezwaniem św. Wawrzyńca.

I... koniec wracamy do kraju poligonowymi drogami, ze szczególną, długotrwałą kontrolą graniczną z postanowieniem, że jeszcze tu wrócimy...

Marta Baranik,
Iwona Kornecka,
Agnieszka Skibińska
SITPNiG przy INiG-PiB
Oddział Kraków, Krosno

VIII Konferencja PGNiG SA Oddział w Sanoku „HARMONIA ŻYCIA I PRACY – Moje zdrowie, Moja odpowiedzialność” – 6-7 września 2018 r.



Już po raz ósmy w PGNiG SA Oddział w Sanoku została zorganizowana coroczna konferencja skierowana do pracowników Oddziału, w trakcie której przedstawione były aspekty dotyczące budowania dobrego wizerunku firmy, kondycji pracowników oraz tworzenia właściwych relacji społecznych.

Podejmowanie wyzwań w kierunku aktywizacji pracowników do dbałości o ich zdrowie oraz kondycję fizyczną i psychiczną jest dla naszej firmy szczególnie istotne.

Omawiane podczas konferencji tematy spotkały się z ogromnym zainteresowaniem kadry kierowniczej jednostek terenowych oraz dyrekcji oddziału w Sanoku. Tematem przewodnim tegorocznej konferencji były zagadnienia związane z:

- Etykietą w biznesie – zasady i techniki komunikacji werbalnej i niewerbalnej, zasady precedencji w sytuacjach służbowych oraz towarzyskich.
- Równowagą pomiędzy życiem zawodowym a prywatnym – poszukiwanie równowagi wynikającej z codziennego życia – obowiązkiem pracy i poszukiwaniem radości oraz wyzwalaniem pozytywnych emocji w życiu.

- Zdrowym żywieniem – zasady działania, wspierania i wzmacniania funkcji komórkowych, jako gwarancja dobrego samopoczucia i szczęścia człowieka.

- Zmianami w wymaganiach prawnych – najnowsze zmiany wymagań prawnych oraz obowiązki przedsiębiorcy wynikające z tych zmian. W szczególności wymagania z obszaru środowiskowego, bezpieczeństwa higieny pracy, utrzymania ruchu.
- Udzielaniem pierwszej pomocy z użyciem automatycznego defibrylatora AED – ćwiczenia praktyczne.
- Profilaktyką bólu kręgosłupa.

Dz. Systemów
Zarządzania ISO i QHSE
PGNiG SA Oddział w Sanoku



Uczestnicy konferencji. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Sanoku



Praktyczne ćwiczenia z użyciem defibrylatora AED. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Sanoku

Naftowe symbole stały przy drogach

Przy drogach w Gorlicach, Bieczu, Lipinkach i Libuszy stały charakterystyczne wieżyczki, symboliczne kiwony i banery traktujące o naftowej historii regionu. Wszystko dzięki projektowi „Pejzaż nad Ropą”!

19 października odbyło się uroczyste przekazanie do użytku charakterystycznych instal-



cji, które staną się ozdobą i swoistą „reklamą” przy naszych drogach. W wydarzeniu wzięli udział burmistrz miasta Gorlice Rafał Kukła, starosta gorlicki Karol Górski oraz przedstawiciele spółek naftowych.

Instalacje w oczywisty sposób nawiązują do bogatej historii wydobycia ropy naftowej na gorlickiej ziemi. Kiwony zostały symbolicznie pomalowane w barwy Małopolski. Do prezentacji użyto fotografii z bogatego zbioru Narodowego Archiwum Cyfrowego, a także muzeów przemysłu naftowego.

Zadanie zrealizowane zostało przez Muzeum Dwory Karwacjanów i Gładyszów, ze środków województwa małopolskiego.

www.gorlice.pl



Fot. UM Gorlice, Teodor Włosek



Lider w poszukiwaniach i wydobyciu

PGNiG od lat jest jedną z największych spółek paliwowych w Europie Środkowo-Wschodniej. Firma dostarcza gaz ziemny i ropę naftową dla odbiorców indywidualnych, instytucji, a także największych przedsiębiorstw.

PGNiG stale rozwija segment poszukiwań i wydobywania gazu oraz ropy naftowej, stawiając na dywersyfikację dostaw.

Obecnie prowadzi odwierty i eksploatację złóż w Polsce, Norwegii oraz w Pakistanie.