

NR 3 (191)
marzec
2014 r.
miesięcznik
Rok XVII
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



Poprawa właściwości eksploatacyjnych oleju napędowego i ograniczenie emisji toksycznych składników gazów spalinowych z silników z zapłonem samoczynnym poprzez zastosowanie wielofunkcyjnego pakietu dodatków zawierającego nowoczesne substancje powierzchniowoczynne



Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy w Krakowie, we współpracy z przedsiębiorstwem Pachemtech Sp. z o.o., w ramach programu INNOTECH, realizuje projekt badawczo – rozwojowy współfinansowany ze środków NCBiR zatytułowany *Opracowanie wielofunkcyjnego pakietu dodatków do oleju napędowego zawierającego nowoczesne substancje powierzchniowoczynne*.

Projekt jest realizowany od lipca 2013 r. do czerwca 2016 r. Wartość projektu wynosi 3 035 000 PLN.

W procesie spalania paliwa w silniku z zapłonem samoczynnym występuje zjawisko tworzenia się i gromadzenia osadów oraz nagarów na różnych jego elementach, takich jak komora spalania, czy końcówki wtryskiwaczy. Precyzyjna konstrukcja końcówek wtryskiwaczy pozwala na uzyskanie zamierzonego stopnia rozpylenia oleju napędowego. Jednak prawidłowa praca silnika z zapłonem samoczynnym jest uzależniona w dużym stopniu od sprawności tego właśnie elementu. Zakłócenia w jego pracy prowadzą do wzrostu zużycia paliwa, emisji toksycznych składników spalin i wzrostu poziomu hałasu. W przypadku częściowego zablokowania końcówek wtryskiwaczy może się zwiększyć ciśnienie wtrysku powyżej nominalnego, co w efekcie prowadzi do uszkodzenia elementów pompy wtryskowej lub pompo-wtryskiwacza. Szczególnie narażona na działanie ekstremalnych warunków pracy panujących w komorze spalania jest końcówka wtryskiwacza i to zarówno w silnikach z wtryskiem bezpośrednim jak i z komorą wstępną. Powstające podczas procesu spalania mieszanek paliwowo-powietrznej produkty spalania osadzają się na końcówkach wtryskiwaczy. Blokowanie kanalików w końcówkach wtryskiwaczy może powodować zakłócenia rozpylenia strugi paliwa w stopniu zmieniającym charakterystykę silnika, a nawet uniemożliwiać jego pracę.

Na tendencję do tworzenia się osadów i nagarów mają wpływ głównie takie własności paliwa jak: niska stabilność termooksydacyjna oleju napędowego, niska liczba cetanowa, zawartość związków aromatycznych, zawartość nienasyconych związków organicznych np. olefin, zbyt wysoka gęstość i lepkość, a także zawartość siarki. Wytwarzanie oleju napędowego o niskiej tendencji do tworzenia osadów i nagarów jest związane z wysokimi kosztami. Ekonomicznym rozwiązaniem tego problemu jest zastosowanie odpowiednio dobranego pakietu dodatków uszlachetniających, a szczególnie wysokoskutecznej substancji o właściwościach detergentowo-dyspergujących, co jest nadrzędnym celem praktycznym projektu. Zastosowanie skutecznego dodatku detergentowego pozwala na utrzymanie elementów układu wtrysku silnika w czystości. Modyfikuje jednak właściwości powierzchniowe oleju napędowego, zwiększając jego zdolność do emulgowania z wodą i pienienia, co wymaga wykorzystania również nowego typu dodatków demulgujących i przeciwpennych do komponowania efektywnych pakietów dodatków do oleju napędowego.

Uszlachetnienie oleju napędowego opracowanym pakietem zapewni dobre właściwości użytkowe oleju napędowego wg wymagań normy PN-EN 590 i Światowej Karty Paliw (WWFC) oraz zmniejszy zużycie paliwa. Ponadto ograniczy spadek mocy silnika, zapobiegnie uszkodzeniom układów wtrysku paliwa oraz wpłynie na obniżenie poziomu emisji toksycznych składników spalin.

Kierownik projektu dr Grażyna Żak
Zakład Dodatków i Nowych Technologii Chemicznych
INIG-PIB
tel.: 12 617 75 90
e-mail: zak@inig.pl



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Sytuacja w branży, ze względu na konflikt rosyjsko-ukraiński zmienia się z dnia na dzień, jest bardzo dynamiczna i trudno przewidzieć jej rozwój. Wpływa zarówno na podaż, jak i popyt na węglowodory kopalne, oraz na ich cenę. Ciekawie wygląda również sytuacja z ceną gazu po cieplej zimie oraz problem Europy, która błyskawicznie rozgląda się za nowymi możliwościami, aby uniezależnić się od rosyjskiego gazu, chociaż wszystko na to wskazuje, że Rosji zależy na pieniądzach za zakontraktowany gaz.

W kraju, mimo tej trudnej sytuacji obserwujemy dużą dynamikę, która niewątpliwie jest teraz potrzebna.

Orlen Upstream wykonał 10 z kolei otwór poszukiwawczy Stoczek-OU1K. Osiągnął on całkowitą długość 4307 m, a odcinek horyzontalny otworu został wykonany na głębokości ponad 2,9 km. Jest to trzeci otwór horyzontalny zrealizowany przez Spółkę w poszukiwaniu niekonwencjonalnych złóż węglowodorów.

Zakończyła się budowa jednej z najważniejszych i strategicznych inwestycji dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, czyli gazociągu łączącego gazoport w Świnoujściu ze Szczecinem. Bez tego połączenia nie byłoby możliwe przesyłanie gazu w głąb kraju po odebraniu go przez nadal budowany terminal w Świnoujściu. Ten 80 kilometrowy odcinek wybudowany przez Gaz-System ma takie znaczenie w kontekście planów budowy gazowego korytarza Północ-Południe łączącego Polskę poprzez Czechy, Słowację i Węgry z Chorwacją (terminalem na wyspie Krk). Inwestycja o wartości 85 mln euro w 50% została sfinansowana przez UE i będzie można nią rocznie przesyłać ponad 7,5 mld m³ gazu.

Znaczenie inwestycji jest jeszcze większe jeżeli weźmie się pod uwagę obecną sytuację na Ukrainie. Aneksja przez Rosjan Krymu powoduje, że niepewna jest kwestia dostaw

gazu do Polski i Unii Europejskiej. Budowa terminalu w Świnoujściu i szeregu gazowych połączeń na terenie kraju w znaczący sposób zwiększy nasze bezpieczeństwo gazowe, podobnie jak mający działać od początku kwietnia przesył gazu gazociągiem jamalskim z Niemiec do Polski, poprzez tzw. fizyczny rewers. Jest to poważne wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju.

Dynamicznie postępuje również budowa samego terminalu, którego zakończenie ma nastąpić pod koniec tego roku. Prace postępują zarówno w obrębie części lądowej jak i morskiej. Między innymi przy zbiornikach magazynowych LNG, kontynuowany jest montaż rurociągów technologicznych, trwa układanie kabli energetycznych i sterowniczych.

Jednak najważniejszą, bieżącą sprawą jest fakt, że rząd przyjął projekty nowych przepisów dotyczących poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów: projekt nowelizacji Prawa geologicznego i górniczego oraz ustawy o specjalnym podatku węglowodorym. Zdaniem wielu komentatorów mają one stworzyć system sprzyjający poszukiwaniu i wydobywaniu węglowodorów w Polsce. Projekt ten upraszcza procedury administracyjne, towarzyszące poszukiwaniom i wydobywaniu, dotyczy zarówno tych konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych, a więc i tzw. gazu z łupków, co powinno cieszyć inwestorów. Mają one usprawnić i przyspieszyć prace poszukiwawcze, rozpoznawcze i wydobywcze. Długo dyskutowane takie kwestie jak: celowość wydawania koncesji łącznej na wspomniane prace ułatwi projekt jednej koncesji – na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie węglowodorów ze złoża. Koncesje będą udzielane na okres nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 30 lat i równocześnie umożliwiają rozpoczęcie wydobywania węglowodorów, w trakcie trwania fazy poszukiwania i rozpoznawania na pozostałym obszarze koncesji, co odrzucała poprzednia propozycja nowelizacji Prawa Geologicznego i Górniczego. W nowej ustawie znajdzie się wiele ułatwień i czytelnych zapisów, przyjaznych biznesowi np. będzie możliwość wykonywania badań geofizycznych potencjalnych struktur na podstawie zgłoszenia, bez konieczności ubiegania się o koncesję. Zostanie wprowadzona jedna dokumentacja geologiczno-inwestycyjna złoża węglowodorów zamiast dotychczasowych dwóch dokumentacji: geologicznej złoża i projektu zagospodarowania złoża. Zmiany nastąpią również w wydawaniu decyzji środo-

wiskowych, którą wg nowej propozycji będzie można uzyskiwać przed decyzją o rozpoczęciu wierceń.

Bardzo istotną kwestią był problem powołania Narodowego Operatora Kopalin Energetycznych (NOKE), który ostatecznie nie został powołany.

Dobrze się stało, że rząd posłuchał głosu biznesu i skłonił się do wprowadzenia tych zmian dużo wcześniej przed wydarzeniami na Ukrainie. Dzisiaj mogło być za późno i mogło już nie być inwestorów w Polsce, co zresztą dość poważnie wyglądało pod koniec zeszłego roku. Także należy zwrócić uwagę, że wspomniana na wstępie realizacja terminalu LNG w Świnoujściu i całej infrastruktury przesyłowej jest pierwszym tego typu projektem nie tylko w Polsce, ale także w Europie Środkowo-Wschodniej. Niewątpliwie wpłynie ona na bezpieczeństwo energetyczne całego regionu i jest przykładem dalekowzroczności wielu grup decyzyjnych i umacniania Polski w Europie.

Prosto Dubielko



NAUKA **W** TECHNIKA.

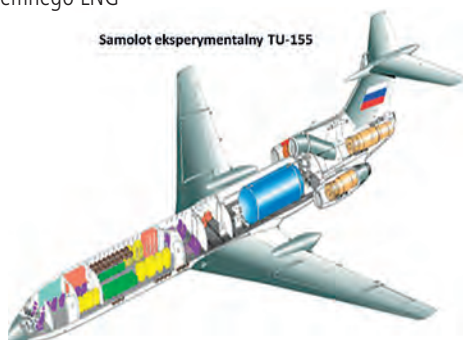
- Badania materiałów podszkowych – doświadczenia Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego

4



- Nowe obszary zastosowań skroplonego gazu ziemnego LNG

9



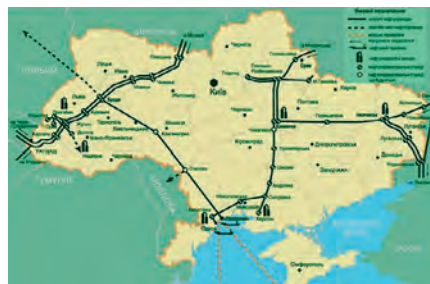
- XXI Giełda Wynalazków – wyróżnienia dla Instytutu

15

ANALIZY **W** KOMENTARZE.

- Ropociąg Brody-Adamowo – geneza, aktualny stan realizacji i perspektywy projektu

16



- NIK posłom o gazie

22

WIEŚCI Z POLSKICH **W** FIRM.

- Wiertnicy wracają na północ

25



- Buk czterdziolatkiem
- Dzień Patrona inspiracją do wizyty w Oddziale w Zielonej Górze

26

27



WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW
I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
31-503 Kraków, ul. Lubicz 25, tel./fax 12 421 32 47
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, <http://www.sitpnig.pl>.

**ADRES REDAKCJI**

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

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

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 1500 egz.

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

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – Wieża na otworze Daszewo-31K. Fot. Robert Bagiński

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- Rekordowe wydobycie ropy naftowej wzmocniło wyniki finansowe GK PGNiG w 2013 roku 28
- GK PGNiG zamierza zainwestować prawie 4,5 mld zł w 2014 roku 28
- OPEC nie zwiększy produkcji ropy 29
- Ceny ropy w 2013 r. i prognozy 29
- Nie będzie gazociągu Jamał 2 29
- Komisja Europejska vs. Gazprom 29
- Zasoby gazu w łupkach alunowych w Danii 30
- Początek eksploatacji złoża Prirazlomnaja 30
- Drugi etap rozpoznania starych złóż 30
- LOTOS kończy rok na plusie 31



BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 33
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 33
- Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNiG 34



- Posiedzenie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej ZG SITPNiG 35



NASZE STOWARZYSZENIE.

- Odznaczenia Stowarzyszenia 36
- Kulig w Regetowie 37
- Oddział SITPNiG w Poznaniu 38



KONFERENCJE I SYMPOZJA, TARGI.

- Polsko-Indyjski Szczyt Energetyczny 2014 40



DLA ZACHOWANIA PAMIĘCI.

- Izba tradycji krakowskiego gazownictwa 42



SPORT, REKREACJA I TURYSTYKA.

- Turniej tenisowy o Puchar Prezesa SITPNiG Oddział w Sanoku 46

RADA PROGRAMOWA WNiG

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

Członkowie:

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

RADA NAUKOWA

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

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

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

Redaktorzy tematyczni:

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

Badania materiałów podsadzkowych — doświadczenia Instytutu Nafty i Gazu — Państwowego Instytutu Badawczego



Elżbieta
Biały



Piotr
Kasza



Mateusz
Masłowski



Klaudia
Wilk



Experimental research on proppant — experience of Oil and Gas Institute — National Research Institute

Abstract

This paper presents the research of proppants used in hydraulic fracturing treatments. The types of proppants, testing methods and used equipment were described. The experience of the Oil and Gas Institute in scientific research of proppants were presented. Article includes pictures taken in the Department of Production Stimulation of Oil and Gas Institute.

Streszczenie

W artykule przedstawiono zagadnienia związane z badaniami materiałów podsadzkowych stosowanych do zabiegów hydraulicznego szczelinowania. Opisano rodzaje materiałów podsadzkowych, rodzaje i sposoby wykonywanych badań i stosowaną aparaturę badawczą. Zaprezentowano także doświadczenia Instytutu Nafty i Gazu w dziedzinie badań podsadzek. Artykuł uzupełniono zdjęciami wykonanymi w Zakładzie Stymulacji Wydobywania Węglowodórów INiG-PIB.

Wstęp

Instytut Nafty i Gazu może poszczycić się długą historią badań nad metodami hydraulicznego szczelinowania. Już w latach 50-tych ubiegłego wieku opracowywano technologie

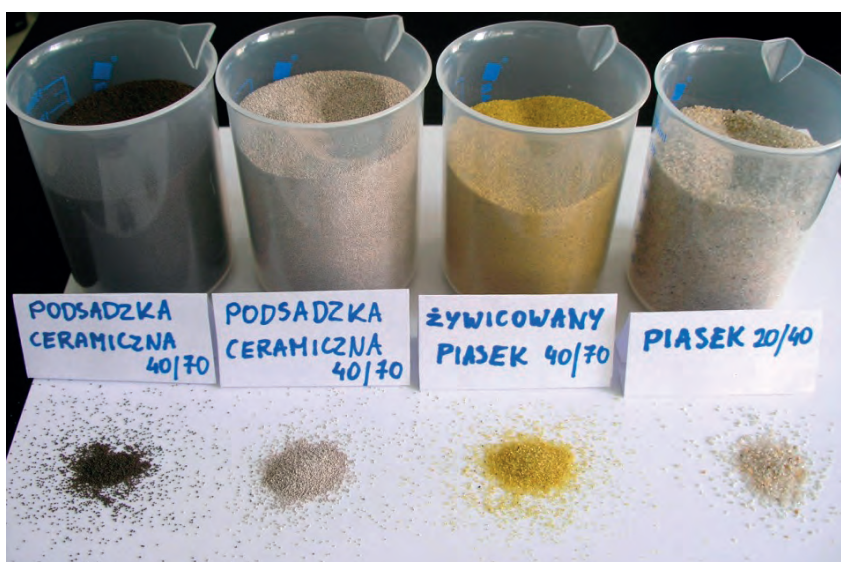
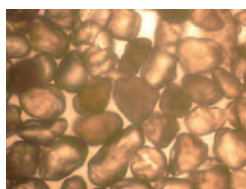


Fig. 1. Materiały podsadzkowe (źródło: materiały własne zakładu)

hydraulicznego szczelinowania dla polskich złóż węglowodorów i wykonywano pierwsze w Polsce szczelinowania [1]. Równocześnie z pracami dotyczącymi cieczy zabiegowych do hydraulicznego szczelinowania prowadzono badania nad materiałami podsadzkowym z glinu, krzemu, wapnia i magnezu, a także podsadzkami krzemionkowymi. Niemniej jednak w praktyce przemysłowej do zabiegów hydraulicznego szczelinowania stosowano wyłącznie piasek kwarcowy.

Najbardziej dynamiczny rozwój działalności naukowej i badawczej w zakresie stymulacji nastąpił w okresie ostatnich osiemnastu lat. Wiązało się to przede wszystkim z utworzeniem w INiG Zakładu Stymulacji Wydobywania Węglowodorów i z wyposażeniem go w nowoczesny sprzęt badawczy.

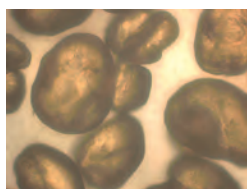
Osiemnaście lat działalności Zakładu Stymulacji Wydobywania Węglowodorów INiG to na tyle długi czas, by mówić o profesjonalizmie w tej dziedzinie. Dlatego też chcielibyśmy przybliżyć Czytelnikom zagadnienia związane z badaniami materiałów podsadzkowych i podzielić się naszym doświadczeniem, zwłaszcza że tematyka ta stała się ostatnio niezwykle „modna” i „medialna” za sprawą poszukiwań gazu w złożach łupkowych. Lata pracy, szkoleń w renomowanych ośrodkach badawczych, współpracy z serwisami stymulacyjnymi, a może przede wszystkim realizacja różnych projektów badawczych i naukowych, pozwoliły na zdobycie dogłębnej wiedzy teoretycznej i praktycznej



a) Piasek 100 mesh



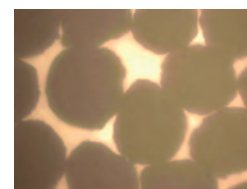
b) Piasek 40/70 mesh



c) Podsadzka żywiczna 40/70



d) Podsadzka ceramiczna 40/70



e) Podsadzka boksytowa 40/70

Fig. 2. Zdjęcia materiałów podsadzkowych wykonane w powiększeniu mikroskopowym (źródło: materiały własne zakładu)

z dziedziny stymulacji wydobywania węglowodórów, w tym w dziedzinie badań materiałów podsadzkowych.

Zakład Stymulacji Wydobywania Węglowodórów INIG-PIB posiada unikatowe w skali kraju urządzenia pozwalające na pełną charakterystykę materiałów podsadzkowych i płynów do szczelinowania hydraulicznego, konieczną do optymalizacji procesu szczelinowania. W chwili obecnej jest jedynym w kraju ośrodkiem, w którym bada się materiały podsadzkowe zgodnie z normami międzynarodowymi, standardami wewnętrznymi i zgodnie z wymaganiami zleceńodawców.

Rodzaje materiałów podsadzkowych

Istotą zabiegów hydraulicznego szczelinowania jest utworzenie w złożu podsadzonej szczeliny poprzez umieszczenie w niej materiału podsadzkowego. Zadaniem materiału podsadzkowego jest utrzymanie utworzonej szczeliny w stanie rozwarcia po zakończeniu zabiegu hydraulicznego szczelinowania. Stosowanie odpowiedniego materiału podsadzkowego uzależnione jest od naprężenia, jakim jest on poddawany po zabiegu szczelinowania.

Jako materiał podsadzkowy (Fig. 1, 2) stosuje się:

- piasek kwarcowy,
- piasek kwarcowy pokryty żywicą,
- podsadzki ceramiczne (ISP) i ich modyfikacje,
- podsadzki o wysokiej wytrzymałości (spieki boksytu, tlenek cyrkonu) i ich modyfikacje
- ultralekkie materiały podsadzkowe

Idealny materiał podsadzkowy powinien wykazywać następujące cechy:

- mieć odpowiednią wytrzymałość na jednoosiowe ściskania,
- nie deformować się,
- być obojętny chemicznie,
- mieć małą gęstość,
- być łatwo dostępny i tani,
- zapobiegać zjawisku wymywania (flow-back),
- nie ulegać wciskaniu w skałę złożową (zjawisko embedment).

Tradycyjnym materiałem podsadzkowym jest piasek kwarcowy odpowiednio przygotowany i sprawdzony. Jego parametry wytrzymałościowe na naprężenia ściskające ograniczają stosowanie go do szczelinowania złóż zalegających na małych i średnich głębokościach (do 2000 m). Jest to równocześnie najtańszy materiał podsadzkowy.

Drugim typem co do wytrzymałości na naprężenia jest piasek pokrywany żywicą. W tej grupie rozróżnia się wiele odmian podsadzek

w zależności od rodzaju zastosowanych do powlekania ziaren żywic, od ilości warstw nałożonych na ziarna, a także od metod żywicowania. Istnieją bowiem oprócz piasków żywicowanych i utwardzanych przemysłowo, także piaski, które pokryte są wstępnie jedną warstwą żywicy, a ich utwardzanie następuje w szczelinie (coated on fly). Utwardzacz jest dodawany jako jeden ze składników płynu szczelinującego i zatłaczany wraz z podsadzką do szczeliny.

Piasek żywicowany ma poszerzony zakres wytrzymałości w stosunku do piasku kwarcowego, ma także niemal wszystkie cechy podsadzki „idealnej”. Ze względu na zwiększoną powierzchnię ziarna ulegają znacznie mniejszej deformacji i wciskaniu w skałę złożową. Są obojętne chemicznie, a ich półskonsolidowany charakter w warunkach działania naprężeń i temperatury ogranicza zjawisko wymywania. Pokrywanie ziaren warstwą żywicy może być kontrolowane, dzięki czemu gęstość takiej podsadzki może być ściśle dostosowana do potrzeb. Piaski żywicowane stosuje się do zabiegów szczelinowania na średniej głębokości (do 2500 m).

Grupę materiałów syntetycznych otwierają różnego typu materiały ceramiczne. Zalicza się je również do materiałów o średniej wytrzymałości. Kolejna grupa podsadzek to materiały o wysokiej wytrzymałości takie jak tlenki cyrkonu, spieki boksytu.

Poza przynależnością do odpowiedniej grupy wytrzymałościowej, każdy materiał podsadzkowy opisywany jest pewnymi wielkościami, umożliwiającymi jego dobór do konkretnego zabiegu szczelinowania.

Badania podstawowe materiałów podsadzkowych

Badania podstawowe materiałów podsadzkowych umożliwiają ocenę pewnych właściwości fizycznych tych materiałów i stanowią podstawę kwalifikacji danego materiału do stosowania jako podsadzka do zabiegów hydraulicznego szczelinowania.

Sposób badania materiałów podsadzkowych precyzują normy. We wcześniejszym okresie sposób badania piasków kwarcowych opisywały norma API RP 56. Norma API RP 60 przedstawiała sposób badania podsadzek syntetycznych. Od 2006 roku normy te zastąpiła norma ISO 13503-2 Petroleum and natural gas industries – Completion fluids and materials-Part 2: Measurement of properties of proppants used in hydraulic fracturing and gravel-packing operations oraz aneks B do tej normy: Proppant specification. Norma ta doczekała się w 2010 r. polskiego tłumaczenia i występuje pod nazwą PN-EN ISO 13503-2 Przemysł naftowy i gazow-

niczy. Płyny i materiały do dowiercania złóż. Część 2: Pomiary właściwości materiałów podsadzkowych używanych podczas zabiegów hydraulicznego szczelinowania oraz wykonywania obsypki zwirowej [11]. Część 2 normy jest kompilacją i modyfikacją norm API 56 i API RP60. Norma opisuje procedurę pobierania reprezentatywnych próbek materiału podsadzkowego, sposób postępowania z próbkami i sposób ich przechowywania, a także rodzaje badań i sposób ich wykonywania.

Do badań podstawowych materiału podsadzkowego należą:

- analiza sitowa – określa rozkład granulometryczny ziaren
- określenie kulistości i krągłości ziaren materiału podsadzkowego – (są to parametry stosowane do opisu kształtu ziaren na podstawie tabeli kształtów Krumbeina i Slossa)
- rozpuszczalność w kwasie – (jest miarą zawartości niepożądanych składników piasku takich jak węglany, skalenie, tlenki żelaza, iły. W przypadku podsadzek o średniej i wysokiej wytrzymałości ten parametr jest również istotny. Działanie kwasem na podpartą szczelinę np. w trakcie usuwania ewentualnego uszkodzenia spowodowanego przez płyn szczelinujący może doprowadzić do rozpuszczenia części podsadzki i pogorszenia jej parametrów poprzez redukcję przewodności szczeliny).
- badanie na obecność zanieczyszczeń (zmętnienie) – w przypadku piasku (parametr ten określa stopień zanieczyszczenia spowodowany obecnością cząstek ilastych i mułowcowych) (Fig. 3)



Fig.3 Aparat do pomiaru zmętnienia (źródło: materiały własne zakładu)

- pomiar gęstości nasypowej
- pomiar gęstości pozornej
- test wytrzymałościowy – jest miarą wytrzymałości podsadzki na określone naprężenia
- ubytek masy w wyniku wypalania podsadzki żywicowanej

Pomiary przewodności i współczynnika przepuszczalności materiału podsadzkowego – testy krótkie i długie

Najbardziej istotnym parametrem mającym wpływ na przewodność hydrauliczną szczeliny wypełnionej materiałem podsadzkowym jest wielkość naprężeń ściskających. Naprężenia te związane z naprężeniami poziomymi występującymi w złożu, działają ściskająco na podsadzkę poprzez ściany szczeliny. Choć bez specjalnych badań można wnioskować, że wzrost naprężeń ściskających powoduje kruszenie ziaren podsadzki i powolną jej kolmatację, ilościowy opis tych zjawisk możliwy jest dopiero poprzez badanie podsadzek na specjalistycznym stanowisku badawczym przy zastosowaniu odpowiednich procedur. W celu określenia przewodności materiału podsadzkowego stosuje się dwa rodzaje testów. Pierwszy z nich to tzw. krótki test przewodności i przepuszczalności materiału podsadzkowego. Jego celem jest określenie przewodności i współczynnika przepuszczalności materiału podsadzkowego w zadanej temperaturze w funkcji naprężenia ściskającego i gęstości powierzchniowej podsadzki. Drugim rodzajem pomiaru jest długotrwały test przewodności. Jego celem jest również określenie przewodności i współczynnika przepuszczalności podsadzki w zadanej temperaturze w funkcji naprężenia ściskającego jednak z uwzględnieniem czasu jego oddziaływania. Podstawową różnicą pomiędzy tymi testami jest czas pomiaru. W trakcie długotrwałych testów przewodności poszczególne obciążenia wywierane na warstwę podsadzki utrzymywane są przez 50 godzin, a dodatkowo przez 2 godziny następuje stabilizacja naprężeń w próbce.

W obydwu testach podsadzka o założonej koncentracji powierzchniowej umieszczana jest pomiędzy kształtkami o odpowiednich wymiarach, wyciętymi w wzorcowego piaskowca Ohio (Fig. 4). W teście krótkim dopuszczona jest możliwość stosowania zamiast piaskowca metalowych

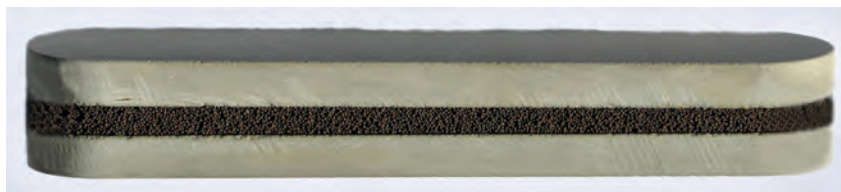


Fig. 4. Warstwa podsadzki pomiędzy kształtkami piaskowca Ohio (źródło: materiały własne zakładu)

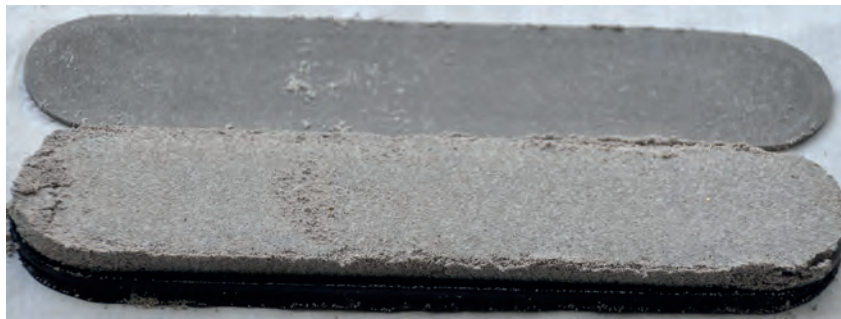


Fig. 5. Warstwa podsadzki po krótkim teście przewodności pomiędzy płytkami metalowymi (źródło: materiały własne zakładu)



Fig. 6. Komora pomiarowa stanowiska badawczego Proppant Conductivity (źródło: materiały własne zakładu)



Fig. 7. Stanowisko Proppant Conductivity do badań materiałów podsadzkowych (źródło: materiały własne zakładu)

plytek (Fig. 5). Płytki z warstwą podsadzki mocuje się w komorze pomiarowej (Fig 6) stanowiska badawczego Proppant Conductivity (Fig. 7).

W skład stanowiska do badań materiałów podsadzkowych Proppant Conductivity wchodzi:

- Prasa hydrauliczna
- Zmodyfikowana komora API do badań

materiałów podsadzkowych

- Piec do nakrzemiania wody
- Piec do odtleniania wody
- Pompa dozująca ciecz
- Komputerowy system sterowania i zbierania danych z odpowiednim hardwarem i softwarem.

Długie testy przewodności dają bardziej miarodajne wyniki niż testy krótkotrwałe, dlatego też testy krótkotrwałe często traktowane są jako badania przesiewowe. Literatura związana z tą tematyką oraz własne doświadczenia badawcze [7,8,9] pozwalają na stwierdzenie, że największe pogorszenie przewodności i współczynnika przepuszczalności podsadzonej szczeliny następuje w pierwszych godzinach testu. Określenie „pierwsze godziny testu” nie jest jednoznaczne. Podawane są różne wielkości, maksymalnie do 50 godzin. Poniżej dla przykładu podano wyniki testu długotrwałego wykonanego dla piasku BM o rozmiarach 16/30 i koncentracji 4,88 kg/m², umieszczonego pomiędzy kształtkami z piaskowca Ohio. Po 30 godzinach działania naprężenia ściskającego przewodność i współczynnik przepuszczalności warstwy podsadzki znacząco spadały w stosunku do wartości początkowej dla każdej wielkości naprężenia (tabela 1).

Badania niestandardowe

Wśród czynników, które oprócz naprężeń ściskających wpływają na przewodność i współczynnik przepuszczalność podsadzki, wymienić należy:

- uszkodzenie przewodności płynem

Tabela 1. Spadek wartości przewodności i współczynnika przepuszczalności warstwy piasku BM o koncentracji powierzchniowej 4,88 kg/m² i granulacji 16/30, określony po 30 godzinach testu długiego

Naprężenie ściskające [MPa]	13,79	27,58	41,37	55,16	68,95
Spadek wartości przewodności [%]	83	84	86	86	93
Spadek wartości współczynnika przepuszczalności [%]	85	85	88	86	94

- szczelinującym
- efekt wciskania się ziaren podsadzki w ściany szczeliny – tzw. „embedment”
- generacja i migracja drobin materiału podsadzkowego
- cykliczne obciążenia podsadzki



Fig. 8. System przygotowania i tłoczenia płynów zabiegowych w skali półtechnicznej (źródło: materiały własne zakładu)



Fig. 9. Symulator ścinania (źródło: materiały własne zakładu)

Pierwszy z wymienionych czynników może być spowodowany przez nierozpuszczone resztki zawarte w płynie szczelinującym lub pozostałości tworzące się w trakcie upłyniania cieczy szczelinującej, a także przez zagęszczony polimer pozostający w szczelinie po oddaniu filtratu do złoża. Pozostałości płynu szczelinującego mogą redukować przewodność nawet o 90% w zależności od typu płynu, rodzaju i efektywności poszczególnych środków obniżających lepkość. Z doświadczeń opisanych w literaturze [3] wynika, że badanie uszkodzenia przewodności szczeliny dla każdego płynu szczelinującego musi być oceniane jako całościowy układ: polimer, czynnik sieciujący, środek obniżający lepkość, rodzaj podsadzki i wielkość naprężenia.

Wciskanie podsadzki w skałę złożową jest poważnym problemem w niektórych miękkich formacjach. Zjawisko to zmniejsza rozwarłość szczelin i jej przewodność o 60% - 80%, a w skrajnych przypadkach nawet o 100%, ograniczając lub wręcz uniemożliwiając wydobywanie.

Uszkodzenie przewodności podsadzonej szczeliny może być także efektem zgniatania, kruszenia i migracji drobin podsadzki. Skruszone drobinę mogą migrować w kierunku odwiertu, gromadzić się, znacznie ograniczając przepływ.

Niektóre prace wykonywane na odwiercie wymagają okresowego wyłączenia go z eksploatacji. Powoduje to zmianę naprężeń działających na podsadzkę w szczelinie. Cykliczne obciążenia podsadzki mogą powodować zmiany w konfiguracji ziaren podsadzki oraz jej przemieszczanie, co skutkuje zmniejszeniem rozwarłości szczelin i tym samym pogorszeniem przewodności.

Wymienione zjawiska bada się w INiG na stanowisku pomiarowym, w skład którego wchodzi następujące urządzenia:

- stanowisko do symulacji przepływów i badań reologicznych płynów zabiegowych składające się z systemu przygotowania i tłoczenia płynów w skali półtechnicznej. Są to zbiorniki z mieszadłami i pompą wirową, pompy intensyfikacyjne, zbiornik do zadawania czynnika sieciującego (Fig. 8), symulator ścinania (Fig. 9) wraz z podgrzewaczem oraz wysokotemperaturowy i wysokociśnieniowy wiskozymetr Nordman (Fig. 10)
- a także wspomniane wcześniej:
- stanowisko do badania materiałów podsadzkowych Proppant Conductivity.

Doświadczenia INiG - PIB w badaniach materiałów podsadzkowych

Osiągnięcia INiG-PIB w zakresie stymulacji wydobywania węglowodorów są związane zarówno



Fig. 10. Wiskozymetr Nordman (źródło: materiały własne zakładu)

no z długoletnią historią i doświadczeniem w tej dziedzinie, jak i ścisłą współpracą z przemysłem naftowym i gazowniczym. Przewidywanie kierunków rozwoju, wsłuchiwanie się w potrzeby przemysłu i szybkie reagowanie na nie, pozwala dynamicznie rozwijać się tej dziedzinie wiedzy. Postęp dotyczy zarówno płynów zabiegowych, jak i materiałów podsadzkowych oraz technik wykonywania zabiegów stymulacyjnych.

W okresie minionych osiemnastu lat w Zakładzie Stymulacji Wydobywania Węglowodorów INiG-PIB zrealizowano wiele prac dotyczących materiałów podsadzkowych. Od początku swojej działalności zakład ściśle współpracował z przemysłem. Zleceniodawcą i odbiorcą pierwszych prac z dziedziny materiałów podsadzkowych był Ośrodek Intensyfikacji Wydobywania w Sanoku – Grupa Zabiegowa. Pierwsze prace dotyczyły podstawowych badań różnych typów podsadzek [5]. Jednym z materiałów podsadzkowych był piasek pozyskiwany z kopalni w okolicach Tomaszowa Mazowieckiego, stosowany wówczas do zabiegów hydraulicznego szczelinowania przez Grupę Zabiegową w Sanoku. Drugą grupę stanowiły piaski pokrywane żywicą tzw. RCS (Resin Coated Sand), produkt kupowany za granicą. Kolejną grupą podsadzek były podsadzki ceramiczne dostarczone przez firmę Clearwater Inc (obecnie Weatherford). Badania te obejmowały także krótkie i długie testy przewodności i przepuszczalności [7, 9]. Po zmianie dostawcy piasku do zabiegów hydraulicznego szczelinowania, w INiG badane były piaski dostarczane przez firmę Bager Mining Poland. Piasek pochodził z tego samego złoża co poprzedni, jednak procedura jego przygotowania była inna. Wyniki tych badań były wykorzystywane podczas projektowania i wykonywania zabiegów hydraulicznego szczelinowania złóż w kraju i za granicą.

Jak wspomniano wcześniej stosowane płyny zabiegowe do hydraulicznego szczelinowania mogą uszkadzać przewodność i przepuszczalność wytworzonych szczelin. Dlatego też kolejnymi pracami realizowanymi dla przemysłu były badania stopnia uszkodzenia podsadzki płynami stosowanymi do szczelinowania złóż [3].

W złożu na podsadzkę oprócz naprężeń ścisających, płynów zabiegowych i płynów złożowych działa również temperatura. W Zakładzie Stymulacji Wydobywania badano wpływ temperatury na przewodność hydrauliczną różnych materiałów podsadzkowych (piasek z Tomaszowa Mazowieckiego, podsadzka syntetyczna Interprop) [6].

W związku z występowaniem w Polsce złóż do stymulacji zalegających na większych głębokościach (np. miocenijskie złoża gazu ziemnego, czy złoża zlokalizowane w dolomicie głównym) zrodził się pomysł na opracowanie podsadzki o zwiększonej wytrzymałości na duże naprężenia ścisające. W efekcie realizowanych prac badawczych we współpracy ze specjalistami z Zakładów Chemicznych Organika w Nowej Sarzynie, opracowano nowy materiał podsadzkowy, żywcowany piasek kwarcowy [4]. Sposób jego przygotowania został następnie opatentowany (Nr 196092) [10]. Badano także wpływ tej podsadzki na stabilność płynów szczelinujących. Prowadzono również badania nad sposobami ograniczenia wynoszenia podsadzki ze szczeliny przez zastosowanie materiałów włóknistych [2]. W badaniach tych brano pod uwagę różnego rodzaju włókna polipropylenowe oraz włókna szklane. Współpraca z firmą NeOTechnology, C.A. z Wenezueli umożliwiła zakładowi realizację badań żywcowanych materiałów podsadzkowych z powłokami modyfikowanymi na poziomie nanotechnologii. Celem tej nowatorskiej technologii było uzyskanie podsadzki z powłoką żywcową, która w znacznym stopniu ograniczała zjawisko wynoszenia podsadzki z odwiertu. Projektem tym kierowała firma NeOTechnology we współpracy z Instytutem Nowych Materiałów z Niemiec, odpowiedzialnym za nanomodyfikacje żywicy oraz z Instytutem Nafty i Gazu odpowiedzialnym za wykonanie procesu żywcowania piasku, przeprowadzenie badań przewodności i stopnia jej uszkodzenia w wyniku przepływu mediów złożowych. Po testach w INiG technologia ta została sprawdzona w warunkach przemysłowych, a następnie opatentowana.

Złożona problematyka właściwości materiałów podsadzkowych stała się także tematem rozprawy doktorskiej [8] jednego z pracowników zakładu. Zaprezentowane w pracy wyniki pomiarów przewodności i przepuszczalności podsadzek miały charakter aplikacyjny i stanowiły cenne źródło danych do projektowania zabiegów hydraulicznego szczelinowania.

Zdobyte doświadczenie INiG-PIB w dziedzinie stymulacji zaowocowało zaproszeniem jednego z pracowników do grona konsultantów międzynarodowego komitetu normalizacyjnego

go API/ISO do pracy nad normami PN-EN ISO 13503-2 i PN-EN ISO 13503-5, o których była mowa wcześniej.

Obecnie przyszedł czas na nowe wyzwania determinowane poszukiwaniami gazu w formacjach łupkowych. Stymulacja złóż niekonwencjonalnych również w dziedzinie materiałów podsadzkowych spowodowała ogromny postęp. Do komercyjnego stosowania wprowadzono nowe typy materiałów podsadzkowych. Pierwszą grupę stanowią materiały podsadzkowe o gęstości zbliżonej do gęstości wody ($1,05 \text{ g/cm}^3$). Materiały te niemal pływają w płynach szczelinujących umożliwiając wydłużenie zasięgu szczelin. Kolejną nową grupę stanowią materiały podsadzkowe porowate. Zmniejszona gęstość podsadzki i porowata struktura otwiera dodatkowe kanały przepływu dla gazu. Kolejną grupą nowych podsadzek są materiały termoplastyczne. Zmieniają one swój kształt pod wpływem naprężeń i temperatury stając się bardziej odporne na naprężenia ścisające.

Zakład współpracuje z firmami serwisowymi i operatorami działającymi na tym rynku przygotowując rekomendacje do stosowania materiałów podsadzkowych do hydraulicznego szczelinowania łupków.

Pracownicy Zakładu Stymulacji Wydobywania Węglowodórów INiG-PIB brali również udział w terenowych pracach związanych z hydraulicznym szczelinowaniem formacji łupkowych w Polsce. Ich zadaniem było prowadzenie kontroli jakości stosowanych cieczy technologicznych i materiałów podsadzkowych podczas wszystkich etapów szczelinowania w celu potwierdzenia wymaganej jakości podsadzki i jej przydatności do szczelinowania.

Podsumowanie

Pełna charakterystyka materiałów podsadzkowych umożliwiającą ocenę właściwości tych materiałów i stanowiącą podstawę kwalifikacji do stosowania w zabiegach hydraulicznego szczelinowania, wymaga wykonania szeregu badań laboratoryjnych.

Badania te można podzielić na:

- 1) badania podstawowe, do których należą:
 - analiza sitowa
 - określenie kulistości i krągłości ziaren materiału
 - rozpuszczalność w kwasie
 - badanie na obecność zanieczyszczeń (zmętnienie)
 - pomiar gęstości nasypowej
 - pomiar gęstości pozornej
 - test wytrzymałościowy
 - ubytek masy w wyniku wypalania podsadzki żywcowanej
- 2) krótkie i długie testy przewodności

i przepuszczalności

3) badania niestandardowe, do których należą:

- ocena uszkodzenia przewodności spowodowanego płynem szczelinującym
- ocena efektu wciskania ziaren podsadzki w ściany szczeliny – tzw. „embedment”
- ocena uszkodzenia spowodowanego generowaniem i migracją drobin materiału podsadzkowego
- ocena uszkodzenia wywołanego przez cykliczne obciążenia podsadzki

Badania podstawowe oraz długie testy przewodności wykonuje się zgodnie z procedurami opisanymi w normach PN-EN ISO 13503-2 i PN-EN ISO 13503-5.

Krótkie testy przewodności wykonywane są w oparciu o procedury opisane w normie API RP 61. Pozostałe badania nie są znormalizowane. Wykonywane są w oparciu o standardy opracowane przez firmę STIM-LAB (obecnie Core Lab) i procedury wewnętrzne Zakładu Stymulacji Wydobywania Węglowodórów.

Wymienione badania wymagają zarówno szerokiej wiedzy łączącej zagadnienia z różnych dziedzin, geomechaniki, mechaniki płynów, inżynierii złożowej i chemii, jak i stosowania specjalistycznej aparatury badawczej. To dzięki niej rozwiązany został problem ujednolicenia metod badawczych. Standaryzacja tych metod umożliwia wykonywanie badań metodami jakimi posługują się wszystkie renomowane laboratoria stymulacyjne.

Literatura

1. *60 lat Instytutu Nafty i Gazu, Monografia – Wydanie jubileuszowe, Kraków, 2005*
2. Biały E. – *Badania możliwości i skuteczności zastosowania materiałów włóknistych w zabiegach hydraulicznego szczelinowania – Dok. INiG, 2005*
3. Biały E. – *Badania stopnia uszkodzenia przewodności podsadzki płynami szczelinującymi- badania modelowe na stanowisku Proppant Conductivity- Dok. INiG, 1997*
4. Biały E. – *Zastosowanie powłok żywcowych do zwiększenia wytrzymałości piasków kwarcowych stosowanych jako podsadzki do hydraulicznego szczelinowania – Dok. INiG, 2000*
5. Kasza P. – *Badania cieczy zabiegowych i podsadzek do zabiegów stymulacyjnych z zastosowaniem aparatury STIM-LAB – Dok. INiG, 1997*
6. Kasza P. – *Badania wpływu temperatury na przewodność hydrauliczną materiałów podsadzkowych stosowanych przy hydraulicznym szczelinowaniu złóż ropy naftowej*

- i gazu ziemnego – Dok. INiG, 1998*
7. Kasza P. – *Długotrwałe testy piasku Badger Mining Poland stosowanego jako materiał podsadzkowy do zabiegów hydraulicznego szczelinowania – Dok. INiG, 1999*
 8. Kasza P. – *Hydroprzewodność i przepuszczalność szczelin wypełnianych materiałem podsadzkowym stosowanym do hydraulicznego szczelinowania skał w świetle badań laboratoryjnych – Praca doktorska, 2001*
 9. Kasza P. – *Wpływ długotrwałych obciążeń na przewodność materiałów podsadzkowych stosowanych do hydraulicznego szczelinowania – Dok. INiG, 1999*
 10. Patent nr 196 092 – *Sposób wytwarzania środka podsadzkowego do zabiegów hydraulicznego szczelinowania*

11. PN-EN ISO 13503-2
12. PN-EN ISO 13503-5

Mgr inż. Elżbieta Biały
Starszy specjalista badawczo-techniczny w Zakładzie Stymulacji Węglowodorów, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy Oddział w Krośnie.

Dr inż. Piotr Kasza
Adiunkt, kierownik Zakładu Stymulacji Węglowodorów, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy Oddział w Krośnie.

Mgr inż. Mateusz Masłowski
Asystent w Zakładzie Stymulacji Węglowodorów, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy Oddział w Krośnie.

Mgr inż. Klaudia Wilk
Asystent w Zakładzie Stymulacji Węglowodorów, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy Oddział w Krośnie.

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 9.01.2014
Artykuł przyjęto do druku: 17.02.2014

Nowe obszary zastosowań skroplonego gazu ziemnego LNG



Krystian Liszka

New application areas of LNG

Abstract

Liquefied natural gas (LNG) was previously considered as cost-effective form of transport natural gas from remote gas fields. LNG carrier fleet transports product from liquefaction trains built in distant places to receiving terminals localized in the most industrialized regions of the world. Article describes a very dynamic changes in the field of natural gas applications, especially LNG. The main driving force behind these changes is natural gas price. Development of shale gas technology caused the price of natural gas vs. oil very attractive, especially in the U.S. Use of natural gas as a motor fuel is cost effective. Every year larger amounts of LNG are consumed to drive trucks, ships and other means of transportation or another machinery. Sudden increase in natural gas consumption in transportation area is supported additionally by strict regulations limiting emission of carbon dioxide (CO_2) as well as sulfur and nitrogen oxides (SO_x , NO_x). Limits are introduced by governments and international agendas. Energy saving policy and improving of process efficiency is another challenge for LNG technology and global industry. Natural gas liquefaction process

needs a lot of energy. In some countries that cryogenic energy is partially recovered. LNG's cold is used to increase the efficiency of the natural gas power plants or for other commercial applications. Analyses and scenarios published by market screening agencies indicates that in few years time the share of LNG is expected to rise very quick, mainly due to road and maritime transportation.

Streszczenie

Skroplony gaz ziemny LNG dotychczas kojarzył się głównie z efektywną kosztowo formą transportu gazu ziemnego na bardzo duże odległości. Flota metanowców przewozi LNG z instalacji skraplania umiejscowionych w odległych od konsumentów lokalizacjach do terminali odbiorczych wybudowanych w najbardziej uprzemysłowionych regionach świata. Artykuł zwraca uwagę na zachodzące od kilku lat bardzo dynamiczne zmiany na polu zastosowań gazu ziemnego, szczególnie w postaci skroplonej. Motorem wspomnianych zmian są przede wszystkim uwarunkowania ekonomiczne. Rozwinięcie technologii wydobycia gazu z formacji łupkowych spowodowało, że cena gazu ziemnego w relacji do ropy naftowej jest bardzo atrakcyjna, szczególnie na rynku amerykańskim. Oplacalność użytkowania gazu ziemnego jako paliwa silnikowego sprawia, że coraz większe ilości LNG zużywane są do napędu ciężarówek, statków i innych środków transportu lub urządzeń mechanicznych. Dodatkowym bodźcem za zmianą paliwa na gaz ziemny są restrykcyjne przepisy ograniczające emisję dwutlenku węgla, tlenków siarki i tlenków azotu wprowadzane

przez poszczególne państwa oraz organizacje międzynarodowe. Wraz z rozwojem technologii LNG pojawia się także dążenie do oszczędzania energii i podnoszenia sprawności procesów technologicznych. W niektórych krajach standardem stają się instalacje, w których odzyskuje się część energii „zimna” /energii kriogenicznej/ np. poprzez wykorzystanie chłodu LNG do podniesienia sprawności obiegów cieplnych elektrowni gazowych lub też do innych zastosowań komercyjnych. Analizy i scenariusze publikowane przez wiodące instytucje monitorujące rynek energii jednoznacznie wskazują na spodziewany w najbliższych latach skokowy wzrost udziału LNG w bilansie zużywanych paliw, głównie za sprawą transportu kołowego i transportu morskiego.

Wstęp

W gospodarce światowej zaszły zmiany wzajemnych relacji cen gazu ziemnego i innych nośników energii. Atrakcyjna cena oraz rosnąca presja na wdrażanie technologii niskoemisyjnych powodują, że gaz jest coraz częściej stosowany. Udział gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych w roku 2012 wynosił 23,9 % co odpowiada zużyciu w wysokości 3314 mld m^3 i daje trzecie miejsce w światowym bilansie paliw po ropy naftowej i węgla [1]. Udział skroplonego gazu ziemnego LNG /Liquefied Natural Gas/ stanowił prawie 10% zużytego wolumenu gazu i wyniósł 327 mld m^3 .

Rynek produkcji i transportu LNG rozwija się od momentu pierwszego przewozu skroplonego gazu przez Atlantyk na pokładzie statku „Methane Pioneer” w 1958 r. W latach osiemdziesią-

tych zaobserwowano skokowy rozwój handlu LNG także w basenie Oceanu Spokojnego, natomiast na początku XXI wieku nastąpił przełom i głównym graczem na rynku producentów LNG stał się Katar. Między innymi dzięki inwestycjom koncernu Qatargas wzrost globalnego eksportu LNG na przestrzeni lat 2000 – 2010 wynosił średnio 10% ok. rocznie [2].

Przeważające ilości transportowanego metanowcami LNG zużywane są w sposób konwencjonalny, tj. poddawany jest on regazyfikacji i wprowadzany do systemów gazowniczych. Tradycyjnie znane od lat zastosowania to także instalacje skraplania i odparowywania LNG pracujące jako elementy systemu pokrywające szczytowe zapotrzebowanie na gaz w danym rejonie /peak shaving/ oraz instalacje zbiornikowe umożliwiające gazyfikację obszarów, do których nie dociera gaz sieciowy.

LNG jako paliwo w transporcie morskim i lądowym

Od kilku lat zaobserwować można ustabilizowany trend zwiększania się różnicy pomiędzy cenami paliw płynnych i ceną gazu ziemnego. Różnica ta staje się na tyle istotna, że inwestorzy coraz częściej podążają w kierunku implementacji rozwiązań umożliwiających korzystanie z paliwa tańszego. Ilustracja nr 1 obrazuje historyczne ceny gazu ziemnego i ropy naftowej od roku 2000 w przeliczeniu na baryłkę ropy

naftowej. Widoczne jest postępujące od 2009 roku znaczne zróżnicowanie cen na korzyść gazu ziemnego.

Ceny kontraktowe ropy naftowej i gazu ziemnego przekładają się bezpośrednio na ceny paliw dla armatorów jednostek pływających oraz na koszty paliwa przewoźników w transporcie kołowym. Ilustracja 2 obrazuje przykładowe porównanie cen tradycyjnych paliw okrętowych oraz LNG dostępnego jako paliwo do bunkrowania statków w rejonie portu w Rotterdamie. W przeliczeniu na jednostkę energii skroplony gaz ziemny jest nie tylko znacznie tańszy od MGO /Marine Gas Oil/ – żeglugowego oleju napędowego ale także od HFO /Heavy Fuel Oil/ – ciężkiego paliwa okrętowego. Zatem LNG jest dla armatorów paliwem konkurencyjnym kosztowo. Skroplony gaz ziemny stosowany samodzielnie lub też w połączeniu z olejem dieslowskim w okrętowych napędach typu dual-fuel powoduje, że jednostka pływająca spełnia także zastrzone standardy środowiskowe, które są sukcesywnie wprowadzane. Ilustracja 2 obrazuje relacje cen paliw okrętowych w Europie od roku 2005.

Prognozy cen paliw okrętowych przemawiają za wdrażaniem skroplonego gazu ziemnego jako paliwa głównego dla statków [3]. Z przedstawionych na Ilustracji 3 przewidywanych cen paliw w przeliczeniu na jednostkę energii wynika, że w przyszłości korzystanie

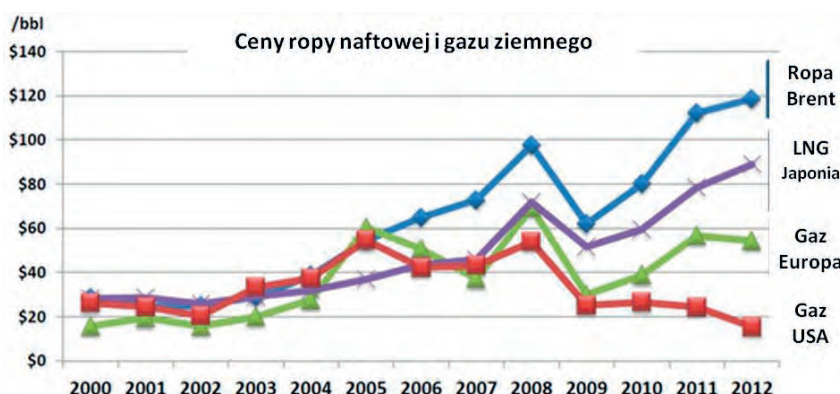
z LNG jako paliwa głównego do napędu jednostek pływających może być bardzo opłacalne. Prognozy zakładają utrzymywanie się ceny LNG na tym samym poziomie w ciągu najbliższych kilkunastu lat. Jednocześnie przewiduje się permanentny wzrost ceny tradycyjnych paliw okrętowych, szczególnie olejów niskoemisyjnych.

Przekonanie o nieuniknionym przestawieniu znacznej części pływającej floty na zasilanie skroplonym gazem ziemnym panuje również wśród międzynarodowych organizacji wyznaczających standardy bezpieczeństwa na morzu oraz certyfikujących jednostki pływające. Wprowadzone normy emisji zanieczyszczeń wymuszają wdrożenie czystych technologii w strefach kontroli emisji ECA /Emission Control Area/ od 2015 roku, a w skali globalnej od roku 2020. Międzynarodowa Organizacja Morska IMO /International Maritime Organisation/ opracowała szereg regulacji dotyczących technologii LNG w transporcie morskim. Do najważniejszych należą przepisy nt. jednostek do bunkrowania, zasady instalacji zbiorników kriogenicznych i silników zasilanych LNG na statkach oraz zasady obsługi statków napędzanych LNG w portach [4]. Bardzo intensywne prace legislacyjne prowadzą również wiodące światowe instytucje certyfikujące, m.in. DNV GL /Det Norske Veritas Germanischer Lloyd/ oraz ABS /American Bureau of Shipping/ [5].

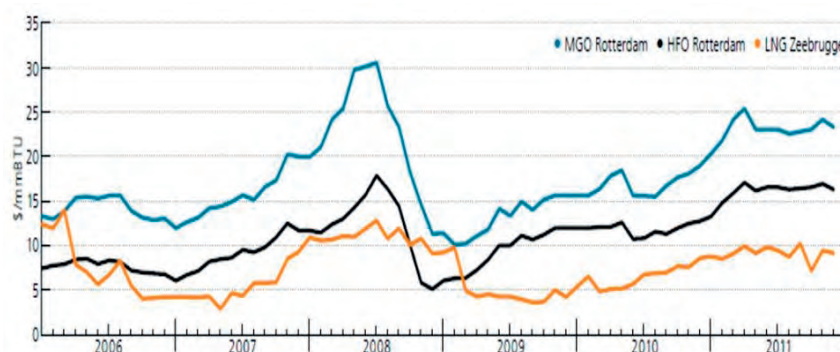
Według prognoz zawartych w raporcie agencji MEC Intelligence /Maritime, Energy and Clean-tech/, w związku z wprowadzeniem ostrych norm emisji zanieczyszczeń na morzu oraz atrakcyjną ceną LNG, przed rokiem 2020 nawet 10 000 statków może być dostosowanych do zasilania LNG. Przewidywany jest intensywny, wręcz rewolucyjny rozwój infrastruktury logistycznej i portowej, która musi zostać wybudowana, by móc obsłużyć tak znaczną liczbę jednostek. Zgodnie z danymi zawartymi we wspomnianym raporcie ponad 5% jednostek obecnie pływających zostanie dostosowanych do pływania na LNG [6].

Relacje przewidywanych cen paliw dla transportu kołowego kształtują się podobnie jak dla segmentu morskiego. Przewiduje się, że różnica pomiędzy ceną oleju napędowego a ceną gazu ziemnego będzie się zwiększała zarówno w przypadku gazu ziemnego sprężonego CNG jak i LNG [7]. Ilustracja 4 obrazuje historyczne ceny paliw dla transportu kołowego w USA oraz oficjalną prognozę cen do roku 2035.

Zgodnie ze scenariuszem opracowanym przez Energy Information Administration lawinowo przybywać będzie pojazdów zasilanych gazem ziemnym, a co za tym idzie nastąpi znaczący wzrost zużycia gazu w sektorze transportowym.



Rysunek 1. Porównanie historycznych cen ropy naftowej i gazu ziemnego. Źródło: <http://usactionnews.com>, 24.08.2013 r.



Rysunek 2. Porównanie cen paliw okrętowych i LNG w Europie. Źródło: Costs and benefits of LNG as ship fuel for container vessels, Germanischer Lloyd, <http://www.gl-group.com>, 28.08.2013 r.

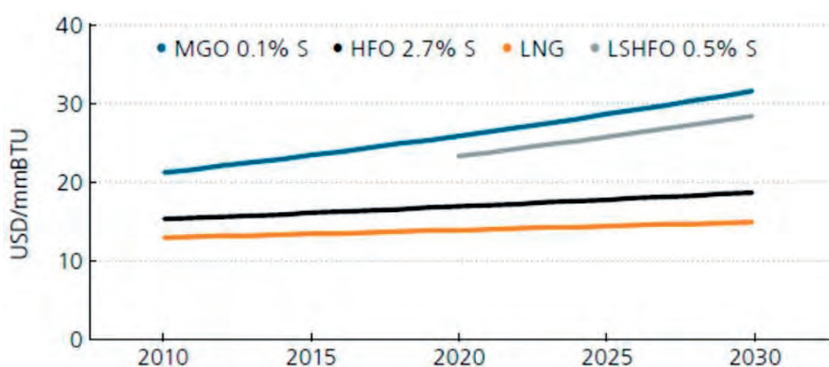
W chwili obecnej obserwuje się wzrost zainteresowania przewoźników pojazdami wyposażonymi w instalację LNG lub CNG. Przyczyną jest krótki okres zwrotu pojazdu napędzanego paliwem alternatywnym a tym samym lepsze wyniki ekonomiczne przedsiębiorstwa transportowego. Analizy opłacalności zakupu ciągnika siodłowego napędzanego LNG wskazują na możliwość uzyskania zwrotu z inwestycji po mniej niż 3 latach a oszczędności na samym paliwie dla jednej ciężarówki wynoszą ok. 20.000 USD rocznie. Sprężony gaz ziemny CNG używany był do napędu pojazdów od wielu lat, zauważyć jednak należy, że wprowadzenie zbiorników kriogenicznych i gazu skroplonego spowodowało przełom pozwalający na użytkowanie LNG na bardzo długich trasach. W przypadku skroplonego gazu ziemnego w tej samej objętości mieści się 2,5 razy więcej gazu w porównaniu z CNG. Wszyscy znaczący producenci samochodów ciężarowych na rynku amerykańskim i australijskim sprzedają aktualnie w segmencie swoich najcięższych samochodów auta wyposażone w zbiorniki i instalacje LNG oraz silniki dwupaliwowe z możliwością przełączania zasilania na olej napędowy.

Skroplony gaz ziemny testowany jest również jako paliwo w transporcie kolejowym. Badania nad wykorzystaniem LNG do zasilania lokomotyw przeprowadziły koleje w Kanadzie. Lokomotywa przystosowana do zasilania LNG znalazła się również w programie produkcji koncernu General Electric.

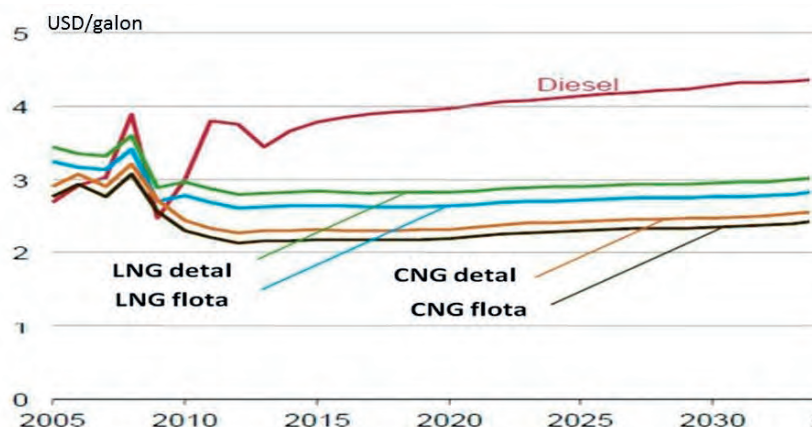
Pasażerski samolot kriogeniczny

Pierwsze próby z zastosowaniem skroplonego gazu ziemnego jako paliwa do silników lotniczych podjęło biuro konstrukcyjne Andreja Nikołajewicza Tupolewa. W latach osiemnastych ubiegłego stulecia zapoczątkowano program samolotu z silnikami wykorzystującymi paliwo kriogeniczne. Na bazie sprawdzonej konstrukcji samolotu TU-154 zbudowano eksperymentalny statek powietrzny napędzany ciekłym wodorem i nazwano go TU-155. Po serii prób, podczas których występowały komplikacje wynikające ze słabo opanowanej technologii magazynowania wodoru Tupolev zauważył, że skroplony gaz ziemny jest 3-krotnie tańszy od kerosenu a Związek Radziecki posiada ogromne zasoby tego gazu. Podjęta została decyzja o dostosowaniu TU-155 do zasilania LNG [8]. Ilustracja 5 obrazuje koncepcję samolotu TU-155.

W tylnej części kabiny pasażerskiej zamontowano zbiornik kriogeniczny o pojemności 17,5m³. Pokonano wiele trudności wynikających z różnic fizykochemicznych pomiędzy ciekłym wodorem a LNG. Pierwszy lot TU-155 zasilanego LNG odbył się 18 stycznia 1989 roku.



Rysunek 3. Prognoza cen paliw okrętowych do roku 2030. Źródło: Costs and benefits of LNG as ship fuel for container vessels, Germanischer Lloyd, <http://www.gl-group.com>, 28.08.2013 r.



Rysunek 4. Przewidywane ceny paliw dla transportu drogowego w USA (USD/galon). Źródło: Annual Energy Outlook 2012, U.S. Energy Information Administration, 29.08.2013 r.

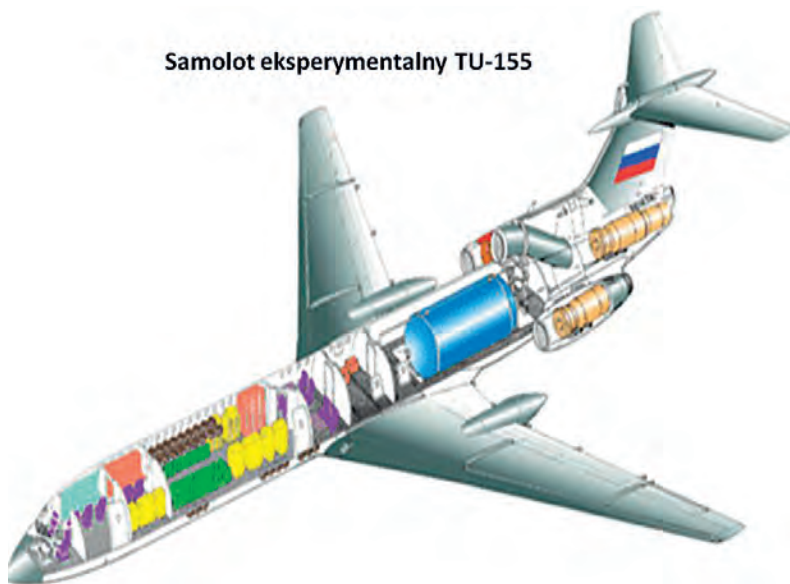
W następnych 5 latach wykonano jeszcze około 80 lotów eksperymentalnych testując i ulepszając różne systemy samolotu.

Kolejnym komercyjnym już projektem biura Tupolewa miał być TU-156, w którym zastosowano technologię dwupaliwową tj. tradycyjne paliwo lotnicze i LNG. Skroplony gaz transportowany miał być w zbiornikach kriogenicznych w tylnej części kadłuba oraz pod kabiną pasażerską. Zmiana systemu zasilania silników możliwa byłaby w locie w ciągu zaledwie 5 sekund, co bardzo zwiększało poziom bezpieczeństwa statku powietrznego. Planowano, że TU-156 zabierze 14 ton ładunku na odległość ponad 5500 km z czego ok. 2500 km pokona spalając gaz ziemny. Samolot wyposażony był w zaawansowane systemy bezpieczeństwa. Przestrzeń, w której zlokalizowane były zbiorniki kriogeniczne wentylowana była azotem, urządzenia w przedziałach zbiornikowych wykonane były w technologii iskrobezpiecznej a samolot wyposażony był w detektory metanu i automatyczny system zamykania zbiorników kriogenicznych i przełączania na zasilanie paliwem lotniczym[9]. Program budowy samolotów kriogenicznych został zawieszony w latach dziewięćdziesiątych po rozpadzie Związku Radzieckiego. Rezultatem programu są zdobyte doświadczenia, które mogą być wykorzystane

w programie projektowania i budowy komercyjnych samolotów napędzanych LNG.

Współczesny przemysł lotniczy ponownie zwrócił się w stronę implementacji skroplonego gazu ziemnego jako paliwa lotniczego. Po pracy wykonanej przez zespół Tupolewa nie ma obecnie bariery technologicznej a wyniki prowadzonych analiz wskazują na wiele zalet wykorzystania LNG w lotnictwie. Przygotowania do budowy samolotu pasażerskiego zasilanego gazem ziemnym prowadzi największy producent samolotów na świecie. Konsorcjum Boeing nazwało program nazwą SUGAR Freez /Subsonic Ultra Green Aircraft Research/ – program poddźwiękowego ultra ekologicznego samolotu. Konsorcjum prowadzi projekt wspólnie z NASA, na której zlecenie zespół naukowców z MIT /Massachusetts Institute of Technology/ przeprowadził badania możliwości zastosowania LNG jako paliwa do samolotów pasażerskich w perspektywie roku 2030. Opublikowane wyniki symulacji są bardzo obiecujące. Dowiedziono, że możliwe jest zaprojektowanie zintegrowanych zbiorników LNG w skrzydłach samolotu w oparciu o materiały konstrukcyjne i izolacje powszechnie dostępne komercyjnie. Waga pokrycia izolacyjnego zbiorników stanowić będzie jedynie ok. 1% masy paliwa. Obliczenia wskazują również

Samolot eksperymentalny TU-155



Rysunek 5. Konstrukcja samolotu kriogenicznego Tupolev TU-155. Źródło: <http://www.tupolev.ru>, 22.08.2013 r.

na poprawę efektywności paliwowej samolotów przyszłości nawet o kilkadziesiąt procent [10]. Program SUGAR Freez zakłada wprowadzenie samolotu do produkcji w perspektywie roku 2035-2040. Niska prędkość przelotowa miałyby być rekompensowana obniżonym w porównaniu do samolotu 737-800 aż o 60% zużyciem paliwa [11].

LNG jako paliwo do napędu urządzeń wiertniczych

Wraz z nastaniem epoki wydobywania gazu ze skał łupkowych w Stanach Zjednoczonych kilkakrotnie zwiększyła się liczba urządzeń wiertniczych. Tradycyjnie do napędu w pracach wiertniczych używane są silniki Diesla, jednak ze względu na ekologię, kwestie public relations oraz ceny oleju napędowego rozważa się możliwość stosowania silników gazowych. Dodatkowo wykorzystywanie taniego, własnego gazu pochodzącego z odwierconych i uruchomionych wcześniej otworów obniża w sposób oczywisty koszty nowych wierceń.

Za rozwojem nowych złóż nie nadążają prace budowy infrastruktury gazociągowej i zdarza się, że w rejonie prowadzenia wiercenia nie ma czynnych otworów gazowych lub też nie ma przebiegającego gazociągu, z którego można by zasilać generatory urządzenia wiertniczego. Alternatywą staje się wówczas zbiornik LNG, który jest mobilnym źródłem energii dla urządzenia i może za nim podążać w przypadku zmiany lokalizacji.

Pierwsze testy zastosowania LNG do napędu urządzenia wiertniczego prowadzone były na złożu Haynesville w Luizjanie (USA) przez firmę Encana. Dwa urządzenia wiertnicze o napędzie elektrycznym i mocy 1500 KM

przebudowane zostały na zasilanie LNG. Silniki Diesla napędzające dotychczas generatory zostały dostosowane do zasilania LNG jako paliwem głównym. Trwające 6 miesięcy testy potwierdziły przewidywane obniżenie kosztów eksploatacji urządzenia prawie o połowę oraz wydatne zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery [12].

Po pomyślnych wynikach wspomnianych testów firma Encana zaczęła przedstawiać zasilanie swoich pozostałych urządzeń wiertniczych na LNG. W zbiornikach kriogenicznych urządzenia zgromadzić można od 35 do 75 m³ LNG, które wystarcza na 4 do 8 dni pracy urządzenia. W przypadku oleju napędowego ta ilość wystarcza na 6 do 12 dni pracy. Przy obecnych relacjach cen oleju napędowego i LNG średnie dzienne oszczędności na każdym urządzeniu wiertniczym sięgają kwoty ponad 1000 USD.

Gaz skroplony jest paliwem bardziej pożądanym do napędu silników niż gaz pochodzący bezpośrednio ze złoża, który nie jest oczyszczony. Gaz surowy zawiera domieszki różnych niepożądanych składników i spalany w silniku sprawia, że wytwarzane są zanieczyszczenia. W przypadku LNG, wobec stabilnego i czystego składu chemicznego, problem ten nie występuje.

W Norwegii zaczyna się wykorzystywać gaz ziemny jako paliwo do bunkrowania statków obsługujących platformy. Przyczyną stosowania LNG w tym obszarze jest bardzo mocny nadzór ze strony organizacji proekologicznych, które nieustannie monitorują emisję w rejonach prowadzonych prac próbując udowodnić, że eksploatacja węglowodorów powoduje degradację środowiska naturalnego.

Wykorzystanie chłodu LNG

Proces produkcji LNG jest energochłonny. Szacuje się, że średnio do wyprodukowania 1 tony LNG konieczne jest dostarczenie około 380 kWh energii elektrycznej. Podczas regazyfikacji do temperatury wylotowej gazu ziemnego równej 20°C niezbędne jest dostarczenie ciepła w ilości ok. 864 kJ/kg co może dawać możliwość uzyskania około 240 kWh energii chłodzenia z każdej regazyfikowanej tony LNG [13].

Elektrownie gazowe pracujące w cyklu kombinowanym mogą osiągać sprawność dochodzącą do 50%. Ciepło spalin wylotowych z turbiny gazowej napędzającej generator główny służy do produkcji pary przegrzanej. Para przegrzana kierowana do turbiny parowej napędza dodatkowy generator. Sprawność turbiny parowej podnoszona jest przez chłodzenie kondensatora pary wodą lub z użyciem chłodzi kominowych powietrznych. W przypadku stosowania LNG jako paliwa w elektrowni podniesienie sprawności całkowitej obiegu można osiągnąć poprzez wykorzystanie zimna LNG do chłodzenia powietrza przed turbiną gazową oraz do chłodzenia kondensatora pary. Obniżenie temperatury powietrza wlotowego do turbiny powoduje wzrost strumienia masy przy tym samym przepływie wolumetrycznym jednocześnie zmniejszając zapotrzebowanie na moc na wale napędowym sprężarki. Połączenie procesów regazyfikacji LNG z wytwarzaniem energii elektrycznej w cyklu kombinowanym może przynieść średni wzrost sprawności całego układu na poziomie 2,8%. [14].

Wykorzystanie energii chłodu LNG podczas produkcji energii elektrycznej jest rozwiązaniem wdrożonym w Japonii, gdzie stosowane jest połączenie terminala odbiorczego LNG z elektrownią pracującą w cyklu kombinowanym. Firma Osaka Gaz eksploatuje instalację regazyfikacyjną połączoną z elektrownią w terminalu Himeji. Część wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła zużywane jest przez instalację regazyfikacyjną. Nadwyżki energii w ilości ok. 47MW przesyłane są do sieci elektrycznej. Energia chłodu LNG używana jest do kondensacji pary oraz do schładzania powietrza dolotowego turbiny gazowej. Przy panujących w lecie odpowiednio wysokich temperaturach otoczenia dodatkowo generowane może być nawet 15% więcej mocy [15].

Energia kriogeniczna zasilać może także instalacje skraplania powietrza lub produkcji suchego lodu. Instalacje skraplania powietrza (ASU – Air Separation Unit) zintegrowane z terminalami LNG zużywają ponad 50% energii mniej w porównaniu z tradycyjnymi. Linie procesowe ASU wykorzystujące chłód LNG pracują obecnie m. in. w Japonii, Chinach, na Tajwanie, w Korei oraz we Francji.

Chłód z regazyfikacji LNG wykorzystywany może być również do odsalania wody morskiej. Potencjalnie możliwe jest wykorzystanie energii chłodu do odsalania wody morskiej na 2 sposoby:

- odparowanie wody morskiej w temperaturze otoczenia pod ciśnieniem niższym od atmosferycznego a następnie kondensacja pary wodnej w wymienniku ciepła z mieszaną glikolową ochładzaną LNG,
- zamrażanie wody morskiej przy użyciu chłodu LNG a następnie separacja powstałego lodu od solanki.

W rejonach polarnych proces odsalania wody w niskich temperaturach zachodzi w warunkach naturalnych. Na powierzchni słonych wód tworzy się lód, który w początkowym etapie zawiera czystą słodką wodę. Pozostały roztwór staje się solanką. Ze względu na fakt, że do odparowania solanki potrzeba 7 razy więcej energii niż do jej zamrożenia metoda zamrażania jest efektywniejsza energetycznie i w przypadku wykorzystania taniego źródła chłodu może być stosowana do produkcji wody pitnej [16].

Kolejnym niekonwencjonalnym sposobem wykorzystania chłodu LNG jest instalacja kriogeniczna do przeróbki odpadów. Niektóre typy odpadów wymagają znacznie mniejszego wkładu energii na utylizację jeżeli znajdują się w obniżonej temperaturze /np. guma/. Problem jest szczególnie istotny w przypadku recyklingu opon samochodowych. Przeróbka zużytej opony polega na separacji gumy od metalu, bardzo dokładnym rozdrobnieniu gumy i ponownym ich wykorzystaniu. Najwydajniej proces utylizacji gumy przebiega w niskich temperaturach ale konieczne jest głębokie chłodzenie odpadów. W Stanach Zjednoczonych i Japonii powstały projekty lokalizacji zakładów utylizacji odpadów gumowych w pobliżu instalacji regazyfikacyjnych LNG [17].

Dane literaturowe wskazują na znaczne możliwości rozwoju w zakresie wykorzystania energii chłodu podczas regazyfikacji LNG. W skali globalnej jedynie ok. 20% energii potrzebnej do zmiany stanu skupienia LNG pozyskiwanej jest poprzez wykorzystanie chłodu. Najwyższy wskaźnik wykorzystania energii zimna LNG jest w Japonii i wynosi ok. 60% [18].

Technologia LNG a niezagospodarowane złoża węglowodorów

„Stranded gas resources” to odkryte ale nieeksploatowane z powodów logistycznych lub ekonomicznych złoża gazu. Jeżeli odkryte zasoby zlokalizowane są w obszarach znacznie oddalonych od potencjalnych odbiorców lub miejsc, gdzie zlokalizować można klasyczne instalacje

skraplania, budowa gazociągów może być nieopłacalna. Jeżeli dodatkowo udokumentowane zasoby złóż w danym rejonie są zbyt małe by zagwarantować zwrot inwestycji w gazociąg czy też instalacje skraplania, złoża pozostają bez zagospodarowania.

Ilościowo złóż małych jest znacznie więcej niż dużych i zasobnych. W dodatku gdy złoża tego typu zlokalizowane są na morzu uważa się, że wartością graniczną opłacalności zastosowania pływającej instalacji skraplania gazu (FLNG) jest produkcja roczna w ilości 1 mln ton/rok. Przy instalacjach o mniejszych wydajnościach koszt wyprodukowania LNG jest zbyt wysoki i produkt nie jest konkurencyjny na rynku.

W ostatnim czasie, w związku z opracowaniem tańszych technologii produkcji LNG w małych instalacjach o niższych wydatkach, pojawiły się możliwości eksploatacji złóż uważanych dotychczas za nieopłacalne do zagospodarowania. Proponuje się wdrożenie technologii nazywanej „Klaster LNG”. Podstawowym założeniem jest wprowadzenie wysokoefektywnego procesu skraplania gazu. Zakłada się, że wytwarzane LNG magazynowane i transportowane będzie w zbiornikach pod ciśnieniem około 20 bar. Dzięki takiemu warunkowi możliwe jest skraplanie gazu już w temperaturze około – 105oC co sprawia, że proces wymaga znacznie niższego wkładu energii na obniżenie temperatury. Dodatkową zaletą jest możliwość używania tańszych cieczy roboczych w obiegach chłodzenia. Przeprowadzono z wynikiem pozytywnym analizę opłacalności zastosowania omawianej technologii dla instalacji o wydajności 0,5 mln ton LNG/rok [19].

Podsumowanie

Utrzymujące się od kilku lat relacje ceny ropy naftowej i gazu ziemnego spowodowały, że opłacalne stało się stosowanie LNG w obszarach dotychczas tradycyjnie zarezerwowanych dla paliw płynnych tj. w transporcie morskim oraz transporcie lądowym. Nowe instalacje skraplania projektowane są na większe moce produkcyjne a najnowsze konstrukcje metanowców oferują większe pojemności i mniejsze koszty eksploatacji. Zaczyna działać efekt skali powodując, że skroplony gaz ziemny staje się powszechnie dostępny i atrakcyjny cenowo. Czynnikiem ekologicznym jest dodatkowym elementem zwiększającym opłacalność stosowania LNG.

Potrzeba zwiększania efektywności energetycznej procesów zmusza operatorów terminali regazyfikacyjnych do wdrażania ulepszeń poprawiających wyniki ekonomiczne. Standardem staje się wykorzystywanie energii chłodu podczas procesu zmiany stanu skupienia gazu

ziemnego z fazy ciekłej w fazę lotną. Chłód wykorzystywany jest na różne sposoby, m. in. do zwiększenia sprawności obiegu termodynamicznego w przypadku generowania energii elektrycznej, do utylizacji odpadów lub też do utrzymywania temperatury w magazynach i chłodniach.

Uwarunkowania ekonomiczne i ekologiczne oraz konkurencja na rynku producentów sprawiły, że skroplony gaz ziemny stał się atrakcyjną alternatywą dla stosowanych dotychczas paliw płynnych.

Literatura

1. BP Statistical Review of World Energy, June 2013.
2. Leroy P.A., History, trends and prospects for LNG shipping, IENE International Seminar, Athens 2012.
3. Costs and benefits of LNG as ship fuel for container vessels, Germanischer Lloyd, <http://www.gl-group.com>, 28.08.2013r.
4. Graugaard C.W., LNG as fuel for ship propulsion, Intertanko/Intercargo Conference, Londyn 2010.
5. Guide for propulsion systems for LNG carriers, American Bureau of Shipping, Houston 2011.
6. MAC Intelligence Report, www.mecintelligence.com, 28.08.2013r.
7. Annual Energy Outlook 2012, U.S. Energy Information Administration, 29.08.2013r.
8. Duffy P., Kandalov A., Tupolev - The man and his aircraft, Society of Automotive Engineers Inc. 1996.
9. <http://www.kamov.net/russian-aircraft/tupolev-tu-156/>, 20.08.2013r.
10. Mody P., Impact of LNG usage and payload size on HWB aircraft fuel efficiency, Massachusetts Institute of Technology. Dept. of Aeronautics and Astronautics, 2010.
11. Ackerman E., Boeing's SUGAR Freeze: a natural gas powered jet for 2045, http://www.dvice.com/archives/2012/03/boeings_sugar_f.php, 22.08.2013r.
12. Hill D.G., Johnson J., Bell J., Mayer N., Giberson H., Hessler R., Matthews W., Natural Gas As A Fuel In Drilling Operations - Analysis, Testing and Implementation, SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition Amsterdam 2011.
13. Osaka Gas Group CSR Report 2012, <http://www.osakagas.co.jp/>, 27.08.2013r.
14. Xiaojun S., Agnew B., Defu Ch., Performance enhancement of conventional combined cycle power plant by inlet air cooling, inter-cooling and LNG cold energy utilization, Applied Thermal Engineering, nr 30/2010.

15. Iwai S., Sugiyama S., Yamasaki Y., Plan for the installation of a power plant using LNG cold energy at an LNG Terminal, www.igu.org, 27.08.2013r.
16. Efrat T., Utilizing available "coldness" from liquefied natural gas (LNG) regasification process for seawater desalination, www.ide-tech.com, 28.08.2013r.
17. Hook B.R., LNG waste technology recycles tyres, American Recycler, 10/2005 www.americanrecycler.com, 28.08.2013r.
18. Agarwal R., Babaie M., LNG regasification – technology evaluation and cold energy utilisation, GTI LNG 17 Conference, Houston 2013.
19. Lee J., Eisbrenner K., Choi D., Stranded Gas Field Development with Cluster LNG Technology, 2013 Offshore Technology Conference, Houston, USA.

Dr inż. Krystian Liszka Adiunkt
Akademia Górniczo-Hutnicza
im. Stanisława Staszica w Krakowie
Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu
Katedra Inżynierii Gazowniczej

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 12.02.2014
Artykuł przyjęto do druku: 25.02.2014

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

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

<http://www.wnig.pl/info/publikuj-u-nas>

PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84

<http://www.wnig.pl> e-mail: prenumerata@wnig.pl



XXI Giełda Wynalazków — wyróżnienia dla Instytutu



W dniach 11–12.02.2014 r. w Warszawie, w Centrum Nauki Kopernik, odbyła się XXI Giełda Wynalazków, które w roku 2013 uzyskały złote medale i specjalne wyróżnienia na piętnastu międzynarodowych wystawach i targach wynalazczości.

Instytut uzyskał nagrodę oraz dyplom Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego Pani prof. Leny Kolarskiej-Bobińskiej za szczególną aktywność w dziedzinie promocji wynalazczości na arenie międzynarodowej w roku 2013.

Dwa wynalazki otrzymały nagrody oraz dyplomy Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego za wybitne osiągnięcia wynalazcze w roku 2013 na arenie międzynarodowej. Są to:

- **Wielofunkcyjny pakiet dodatków do olejów napędowych.**

Twórcy: Winicjusz Stanik, Leszek Ziemiański, Iwona Skręt, Roman Kempirski, Zbigniew Paćkowski, Jan Lubowicz, Grażyna Zak, Michał Wojtasik, Jarosław Markowski, Celina Bujas, Elżbieta Bracisiewicz,

- **Pakiet dodatków detergentowo-dyspersujących o wysokiej stabilności termicz-**



Nagroda MNiSz za wybitne osiągnięcia

nej do olejów napędowych.

Twórcy: Winicjusz Stanik, Zofia Łukasik, Iwona Skręt, Leszek Ziemiański, Maria Łęnyk, Michał Wojtasik, Stanisław Oleksiak.

Ponadto, podczas giełdy, dyplomami Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego zostało nagrodzonych dziewięć innowacyjnych rozwiązań opracowanych w Instytucie.

Instytut Nafty i Gazu
Państwowy Instytut Badawczy



Nagroda MNiSz za aktywność

INSTYTUT NAFTY I GAZU
Państwowy Instytut Badawczy

Wielofunkcyjny pakiet dodatków do olejów napędowych

P. 398294

Winicjusz Stanik, Leszek Ziemiański, Iwona Skręt, Roman Kempirski, Zbigniew Paćkowski, Jan Lubowicz, Grażyna Zak, Michał Wojtasik, Jarosław Markowski, Celina Bujas, Elżbieta Bracisiewicz

Przedmiotem wynalazku jest wielofunkcyjny pakiet dodatków, który zawiera otrzymywane w procesie termicznego kondycjonowania modyfikowane alkenylobursztynimido-amidy. Pakiet ten przeznaczony jest do uszlachetniania olejów napędowych stosowanych zwłaszcza do silników wysokoprężnych z wysokociśnieniowymi układami bezpośredniego wtrysku paliwa typu „common rail” (CRS).

Wprowadzenie na rynek pojazdów wyposażonych w CRS zwiększyło moc i moment obrotowy silnika oraz obniżyło o około 30% zużycie paliwa, a poziom emisji spalin nawet o 95% w porównaniu z silnikami Diesla z wtryskiem pośrednim. Zasilanie nowoczesnych silników olejem napędowym usla-

chetnionym tym pakietem, pozwala zapobiegać uszkodzeniom nowoczesnych układów wtrysku paliwa, obniżyć emisję toksycznych składników spalin oraz zadymienie, zmniejszać zużycie paliwa oraz zapobiegać spadkowi mocy silnika.

Wielofunkcyjny pakiet dodatków jest produktem nowatorskim, dostosowanym bezpośrednio do specyfiki europejskiego rynku paliw i tempa rozwoju paliw. Paliwo uszlachetnione opracowanym pakietem spełnia wszystkie wymagania normatywne stawiane olejowi napędowemu najwyższej kategorii oraz wymagania koncernów paliwowych.

Pakiet wdrożony do produkcji w firmie Pachemtech pod nazwą Pachem D100 w czerwcu 2012 r.

INSTYTUT NAFTY I GAZU
Państwowy Instytut Badawczy

Pakiet dodatków detergentowo-dyspersujących o wysokiej stabilności termicznej do olejów napędowych

P. 392491

Winicjusz Stanik, Zofia Łukasik, Iwona Skręt, Leszek Ziemiański, Maria Łęnyk, Michał Wojtasik, Stanisław Oleksiak

Przedmiotem wynalazku jest pakiet dodatków detergentowo-dyspersujących o wysokiej stabilności termicznej do uszlachetniania olejów napędowych przeznaczonych do stosowania zwłaszcza do silników wysokoprężnych z bezpośrednim wtryskiem, wyposażonych w układy wtrysku paliwa typu „common rail”.

Od wielu lat wytwórcy silników spalinowych z zapłonem samoczynnym dążą do podwyższenia ich sprawności, aby optymalnie wykorzystać spalanie olejów napędowych oraz spełniać rygorystyczne normy emisji Euro 5 i Euro 6.

temperatury i ciśnienia ulegają flokulacji termiczno-ciśnieniowej do adhezyjnych osadów, gromadząc się na powierzchni wysokociśnieniowych, wielootworowych wtryskiwaczy, utrudniając należyłą atomizację paliwa. Gromadzące się w kanałkach wielootworowych wtryskiwaczy osady i koks zmniejszają przepływ dozowanego do komory spalania paliwa, co obniża moc silnika i jego moment obrotowy.

Głównym celem wynalazku jest uzyskanie pakietu dodatków detergentowo-dyspersujących zapobiegającego adhezji osadów na końcówkach wielootworowych wtryskiwaczy, kompatybilnego z innymi dodatkami uszlachetniającymi, których zastosowanie umożliwia nie tylko utrzymanie w czystości wtryskiwaczy, lecz również zabezpiecza przed korozją i zużyciem elementów pompy paliwowej oraz pozostałych układów systemu paliwowego.

Ropociąg Brody-Adamowo — geneza, aktualny stan realizacji i perspektywy projektu



Marcin Sienkiewicz



Adam Matkowski

Projekt budowy ropociągu łączącego ukraiński terminal naftowy w Odessie z polskim systemem przesyłowym to przedsięwzięcie gospodarcze ważne dla krajowego rynku paliwowego. W ciągu ostatnich kilkunastu lat projekt stopniowo ewoluował od koncepcji polsko-ukraińskiego rurociągu do multilateralnego przedsięwzięcia transportowego określanego mianem Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy Naftowej (EKTRN). Projekt rurociągu pierwotnie nazywany *Odessa – Brody – Płock albo Odessa – Brody – Płock – Gdańsk*, po ukończeniu ukraińskiego odcinka i korekcie trasy, ostatecznie występuje pod nazwą *Brody-Adamowo*. Inwestycja ta posiada także doniosłe znaczenie dla stosunków politycznych między Polską a Ukrainą i od początku określana była jako strategiczna. Powstanie polsko-ukraińskiego szlaku transportu ropy naftowej posiada bowiem swój wymiar geopolityczny, istotny dla układu sił w obszarze obejmującym Europę Środkowo-Wschodnią oraz region czarnomorski i kaspijski. Projekt ten uznawany był przez kolejne Polskie rządy za priorytetowy dla polskiej polityki energetycznej i kluczowy dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. Projekt był i jest popierany przez Komisję Europejską oraz uzyskał dofinansowanie ze środków unijnych (zawieszonych przez rząd RP). Wsparcie polityczne rządu RP było wielokrotnie wyrażane poprzez udział oficjalnych delegacji strony polskiej w posiedzeniach Komisji Europejskiej poświęconych projektowi ropociągu *Brody-Płock*.

Sektor naftowy w Polsce i na Ukrainie

Wspólną cechą gospodarek Polski i Ukrainy jest wysoki udział importowanej ropy naftowej w zaopatrzeniu krajowego rynku. W przypadku obu państw głównym zewnętrznym dostawcą ropy naftowej była i jest Federacja Rosyjska. Dominacja rosyjskiej ropy w konsumpcji tego surowca na polskim i ukraińskim rynku jest historycznym dziedzictwem dominacji Związku Sowieckiego nad Europą Środkowo-Wschodnią. W bardzo zbliżonej sytuacji pod względem za-

opatrzenia w ropę naftową są także pozostałe państwa tego regionu takie jak Czechy, Słowacja, Węgry, Litwa, Białoruś i Mołdawia. Nie posiadające własnych rafinerii Łotwa i Estonia zaopatrują natomiast swoje rynki w paliwa wytwarzane na bazie rosyjskiego surowca (patrz mapa nr 1).

Podmiotem odpowiedzialnym za transport ropy naftowej do ukraińskich rafinerii oraz tranzyt do krajów ościennych jest narodowy operator systemu transportowego O.S.A. „Ukrtransnafta”. Dysponuje on systemem transportowym składającym się z 19 rurociągów o średnicy 1220 mm i łącznej długości ponad 3,5 tys. km. (patrz mapa nr 2) Pierwszym rurociągiem, uruchomionym w latach 1962-1963, służącym do transportu ropy z Rosji na Ukrainę jest rurociąg *Przyjaźń*. Jego odcinek „ukraiński” prowadzący od Mozyrza na Białorusi, a następnie do Brodów i dalej do Użhorodu, liczy 684 km i umożliwia wejście na Ukrainę 17,5 mln ton ropy rocznie. Druga część rurociągu *Przyjaźń* o długości 686,5 km, przebiegająca w całości przez terytorium Ukrainy powstała w okresie lat 1970 – 1974. Dzięki temu rurociągowi na Ukrainę może wpłynąć kolejne 38 mln ton ropy naftowej¹. Aktualnie możliwości przesyłowe ukraińskich rurociągów nie są w pełni wykorzystywane. W 2013 r. poziom przesyłu ropy naftowej przez terytorium Ukrainy wyniósł 15,6 mln ton². Do systemu transportowego Ukrainy trafia ropa z Rosji a także z Kazachstanu i Azerbejdżanu. Wydobycie surowca z krajowych złóż wyniosło w 2009 r. wyniosło 3,9 mln ton³.

Polska, tak samo jak Ukraina, połączona jest z rosyjskimi złożami ropy naftowej rurociągiem *Przyjaźń* o mocy przesyłowej wynoszącej ok.

Tabela nr 1. Wielkość konsumpcji i importu ropy naftowej z Rosji wybranych państw Europy Środkowej i Wschodniej w mln ton (dane za 2009 r.)

Państwo	Roczna konsumpcja	Import	Import z Rosji
Białoruś	9,3*	9,3	100%
Czechy	8,1	7,8	70,9 %
Mołdawia	0,7	0,7	100%
Polska	24,5	23,2	99%
Słowacja	5,7	5,3	99%
Ukraina	14,1	10,2	50%
Węgry	7,1	6,4	90,2 %

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych IAE, BP



Mapa nr 1. Przesyłowy system transportu rosyjskiej ropy naftowej „Przyjaźń”. Źródło: <http://www.warandpeace.ru/ru/exclusive/view/26596/>



Mapa nr 2. Ukraiński system transportu ropy naftowej. Źródło: Ukrtransnafta, *Схема системи магістральних нафтопроводів України*, www.ukrtransnafta.com

43 mln ton ropy. W Płocku rurociąg ten łączy się z rurociągiem *Pomorskim* prowadzącym do Gdańska i znajdujących się tam Naftoportem i rafinerią należącą do Grupy *Lotos* (patrz mapa nr 3). W polskim systemie transportowym krąży przede wszystkim ropa naftowa z Federacji Rosyjskiej, która zasila 2 polskie i 2 niemieckie rafinerie oraz przez Naftoport w Gdańsku dociera do odbiorców na całym świecie. Aktualnym problemem dla polskiego operatora systemu przesyłowego PERN „Przyjaźń” jest wyraźne zmniejszenie się strumienia rosyjskiej ropy transportowanej w systemie *Przyjaźń* wraz uruchomieniem przez Rosję *Bałtyckiego Systemu Transportu* ropy naftowej (BTS 1, BTS 2)

Problem dywersyfikacji dostaw ropy naftowej w polityce energetycznej Polski

III Rzeczpospolita odziedziczyła po Polsce Ludowej m.in. zbudowany w okresie jej istnienia system transportu ropy naftowej oraz kontrakty na dostawy i tranzyt rosyjskiego surowca uzupełniane przez zakup ropy z rejonu Zatoki Perskiej. Na początku lat 90. polityka państwa wobec sektora naftowego nie koncentrowała się na problemie zróżnicowania dostaw i związanej z tym rozbudową systemu transportowego. Uwaga władz skupiała się w owym okresie przede wszystkim na kwestii restrukturyzacji i zmian właścicielskich w przemyśle naftowym. W opracowanej w 2002 r. przez Ministerstwo Skarbu Państwa *Strategii dla przemysłu naftowego* kwestia zróżnicowania dostaw importowanej ropy naftowej właściwie nie została poruszona. Temat ten został zasygnalizowany tylko jednym zdaniem: „Możliwość zwiększenia stopnia dywersyfikacji dostaw ropy naftowej wymaga dalszych analiz”⁴. W kolejnym dokumencie

przyjętym przez rząd w styczniu 2005 r. – *Polityce energetycznej Polski do 2025 r.*, wskazuje się na konieczność zróżnicowania transportu i źródła zaopatrzenia w ropę naftową, jednak bez wskazania na konkretne koncepcje czy projekty. „Mając na uwadze planowany wzrost zapotrzebowania na dostawy ropy naftowej, powinny być podjęte działania służące rozwojowi nowych zdolności przesyłowych i dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia”⁵. Potrzebę zróżnicowania dostaw ropy naftowej na polski rynek podkreślono znacznie wyraźniej w przyjętej w lutym 2007 r. *Polityce Rządu RP dla przemysłu naftowego Polsce*. Na liście celów powyższej polityki umieszczono m.in.:

- zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, rozumianej jako

uzyskiwanie ropy naftowej z różnych regionów świata, od różnych dostawców, pośredników, z wykorzystaniem alternatywnych szlaków transportowych,

- zwiększenie ilości ropy przesyłanej tranzytem przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- powstanie infrastruktury umożliwiającej transport do polskich odbiorców ropy naftowej z regionu Morza Kaspijskiego⁶.

Do zadań rządu miało należeć zdobycie poparcia Unii Europejskiej dla budowy rurociągu prowadzącego z Brodów do Płocka, przedstawianego jako infrastruktura służąca dostawom ropy dla państw członkowskich z regionu Europy Środkowo-Wschodniej⁷. Rząd miał także wspierać działania podejmowane przez PERN „Przyjaźń” S.A. na rzecz budowy „(...) korytarza transportowego nośników energii z regionu Morza Kaspijskiego (*Odessa-Brodów-Płock*), ze szczególnym uwzględnieniem zaangażowania w projekt firm partnerów z tego regionu (zwłaszcza kazachskich i azerskich) i innych podmiotów mogących zapewnić dostawy ropy naftowej z regionu Morza Kaspijskiego”⁸.

W realizowanej w latach 2006-2007 polityce energetycznej postulat dywersyfikacji dostaw ropy naftowej, a także gazu ziemnego, łączono ściśle z kwestią poprawy bezpieczeństwa energetycznego państwa. W przypadku sektora naftowego zagrożeń upatrywano przede wszystkim w wystąpieniu przerw w dostawach bądź stosowaniu praktyk monopolistycznych przez dostawcę zewnętrznego. Ryzyko ich wystąpienia wiązano ze stanem zaopatrzenia polskiego rynku w ropę naftową, które w 95% pokrywane było (i jest nadal) importem rosyjskiego surowca



Mapa nr 3. Polski system transportu ropy naftowej. Źródło: www.pern.com.pl

przy wykorzystaniu ropociągu „Przyjaźń”. Wystąpienie wspomnianych wyżej zagrożeń mogło przy tym być konsekwencją decyzji podejmowanych na szczeblu politycznym.

Kwestia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej do Polski została zatem uznana za element szeroko rozumianego bezpieczeństwa narodowego Polski. Świadczy o tym umieszczenie tego zagadnienia w dokumencie najwyższej rangi państwowej jakim jest „Strategia Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej” obowiązująca od 2007 roku. Na stronie 17 tego dokumentu określony został główny priorytet w zakresie bezpieczeństwa energetycznego:

„Priorytetem w zakresie polityki energetycznej jest zapewnienie stabilnych i nieprzerwanych dostaw nośników energii na podstawie długoterminowych kontraktów przy pomocy niezależnej infrastruktury przemysłowej bezpośrednio łączącej źródła dostaw (w tym złoża) z terytorium Polski”⁹. W przypadku ropy naftowej bezpieczeństwo rynku ma zostać zapewnione przede wszystkim dzięki dywersyfikacji dostaw. W związku z tym postuluje się: „(...) uruchomienie korytarza transportowego z regionu Morza Kaspijskiego, przez Morze Czarne, do Polski i Europy Środkowej”¹⁰.

Bezpieczeństwo dostaw ropy naftowej to jeden priorytetowych celów umieszczonych w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, przyjętym przez Radę Ministrów w listopadzie 2009 roku. Uwypuklenie problemu bezpieczeństwa związane jest z „(...) ogromną dominacją rynku przez dostawy z jednego kierunku” co niesie ze sobą ryzyko przerwania dostaw ropy oraz monopolistycznego kształtowania jej ceny¹¹. Zapewnienie pożądanego stanu bezpieczeństwa polskiego rynku ropy naftowej ma być osiągnięte poprzez:

- zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, rozumianej jako uzyskiwanie ropy naftowej z różnych regionów świata, od różnych dostawców z wykorzystaniem alternatywnych szlaków transportowych,
- budowę magazynów ropy naftowej i paliw płynnych o pojemnościach zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw, w szczególności w sytuacjach kryzysowych.

W omawianym dokumencie w postulatcie dywersyfikacji sprecyzowany został tylko jeden kierunek – region Morza Kaspijskiego. Pozyskiwanie ropy naftowej z tego miejsca ma zostać osiągnięte (...) poprzez budowę infrastruktury przesyłowej¹².

Utrzymanie bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej na polski rynek to „nadrzędny cel strategiczny” PERN „Przyjaźń”. Świadomość zagrożeń związanych z potencjalnymi ograni-

zeniami w dostawach rosyjskiej ropy odzwierciedlona została w strategii Przedsiębiorstwa na lata 2010-2015, która zakłada: „Minimalizację ryzyk wynikających z działalności operacyjnej – w szczególności ryzyka ograniczenia roli rurociągu *Przyjaźń*, a także konieczności dostosowania części infrastruktury paliwowej do ostrzejszych standardów środowiskowych”¹³.

Na podstawie analizy powyższych dokumentów należy stwierdzić, że rurociąg naftowy *Brody-Adamowo*, traktowany jako część Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy Naftowej, jest oficjalnym, priorytetowym celem aktualnej polskiej polityki energetycznej oraz polityki w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. Koncepcja tego projektu obok aspektów komercyjnych bardzo mocno podkreśla więc cele polityczne wpisujące w politykę zagraniczną państwa. Na podkreślenie zasługuje fakt, że projekt ten popierany był przez kolejne rządy poczynając od końca lat 90. do chwili obecnej, niezależnie od opcji ideowo-politycznych. Ciągłość polityczna poparcia powyższej koncepcji świadczy o jej doniosłości i strategicznej wadze dla bezpieczeństwa narodowego RP.

Polityczne i geopolityczne znaczenie projektu

Projekt ropociągu *Brody-Adamowo* oprócz wartości ekonomicznej posiada także istotne znaczenie w wymiarze politycznym i geopolitycznym.

Po pierwsze – wpisuje się on w realizowaną od wczesnych lat 90. XX w. politykę zagraniczną Polski na kierunku wschodnim. Ramy niniejszego artykułu nie pozwalają na dokładne przedstawienie jej ewolucji, podłoża ideowego¹⁴, etapów, przyjętych przez poszczególne rządy priorytetów, osiągnięć i niepowodzeń. Zasadne jest natomiast, ze względu na poruszoną tematykę, wskazanie na podstawowe założenia polityki wschodniej III Rzeczypospolitej, generalnie przyjmowane przez kolejne rządy, niezależnie od ich zaplecza partyjnego. Do wspomnianych założeń zaliczyć można:

- Rozpad Związku Sowieckiego oraz kontrolowanych przez niego organizacji międzynarodowych w postaci Rady Wzajemnej Pomocy Gospodarczej oraz Układu Warszawskiego był korzystny dla Polski oraz państw i narodów Europy Środkowej i Wschodniej.
- Prowadzenie przez Federację Rosyjską polityki imperialnej, odtwarzającej wpływy Związku Sowieckiego, jest dla Polski niekorzystne.
- Niepodległość państw powstałych na bazie sowieckich republik jest świadectwem nowej, korzystnej dla Polski sytuacji politycznej na Wschodzie.

- Niepodległość państw postsowieckich, szczególnie tych, które graniczą z Polską, jest istotną wartością polityczną.
- Należy wspierać rozwój stosunków politycznych i gospodarczych państw postsowieckich z Polską i światem zachodnim.
- Należy dążyć do zbudowania trwałych związków, a następnie integracji z organizacjami świata zachodniego (NATO, UE) wschodnich sąsiadów Polski (Litwy, Białorusi i Ukrainy).
- Strategiczne znaczenie dla pozycji międzynarodowej i bezpieczeństwa Polski posiada Ukraina. W interesie Polski leży niepodległość oraz integralność terytorialna państwa ukraińskiego.

Po drugie – wzmacnia strategiczne partnerstwo Polski z Ukrainą. Strategiczny status relacjom z tym państwem został nadany przez rząd premier Hanny Suchockiej w sierpniu 1993 r. Decyzja ta spotkała się z akceptacją kolejnych polskich rządów i prezydentów. Pozytywny stosunek wobec Ukrainy stał się także przedmiotem konsensusu politycznego łączącego czołowe polskie ugrupowania polityczne. Celem polityki polskiej stało się związanie Ukrainy z instytucjami politycznymi, gospodarczymi i militarnymi obszaru euroatlantyckiego. Trwałe związanie się Ukrainy z Paktem Północnoatlantyckim oznaczałoby wzmocnienie bezpieczeństwa militarnego i stabilności politycznej w bezpośrednim otoczeniu Polski. W tym kontekście zrozumiałe staje się poparcie udzielone przez Polskę (zarówno koalicję rządową jak i opozycję) siłom prozachodnim – obozowi „pomarańczowych”, w trakcie kryzysu politycznego na Ukrainie w 2004 r. W okresie prezydentury Lecha Kaczyńskiego Ukraina traktowana była natomiast jako główny partner w organizacji bloku państw położonych między Rosją a Niemcami.

Po trzecie – budowa w ramach EKTRN rurociągu *Brody-Adamowo* ma swoje uzasadnienie wynikające z istniejących potrzeb w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. Źródłem zagrożeń o charakterze ekonomicznym (także politycznym i militarnym) jest prowadzona od początku XXI w. przez Federację Rosyjską polityka neoimperialna zmierzająca do niekwestionowanej dominacji na obszarze postsowieckim i efektywnej kontroli państw Europy Środkowej. Ropa i gaz ziemny w tej polityce pełnią rolę narzędzia kontroli i nacisku. Skuteczność tego nacisku zależy od utrzymania przez Rosję dotychczasowej pozycji na rynku tych surowców, zasad handlu (kontrakty długoterminowe) oraz niedopuszczeniu do powstania niezależnej infrastruktury transportowej.

Po czwarte – rurociąg *Brody-Adamowo* stworzyłby ekonomiczną i polityczną więź łączącą Polskę i świat zachodni z pozostałymi

państwami uczestniczącymi w projekcie. Wokół powstałej infrastruktury transportowej stopniowo narastałyby interesy ekonomiczne i polityczne, które dałyby realną podstawę do efektywnej współpracy Azerbejdżanu, Gruzji, Kazachstanu i Ukrainy z Unią Europejską i NATO. Dzięki temu skuteczność rosyjskiej presji na wymienione państwa uległaby zmniejszeniu. W gronie tym kluczowe znaczenie dla stanu bezpieczeństwa Rzeczypospolitej oraz równowagi sił na wschodzie Europy posiada wymieniana wielokrotnie Ukraina. Według prof. Zbigniewa Brzezińskiego Ukraina pełni rolę „sworzni geopolitycznego” (ang. *geopolitical pivots*), czyli państwa, którego znaczenie nie wynika z jego potęgi czy ambicji, lecz raczej z ważnego położenia geograficznego i skutków ich potencjalnej niestabilności dla zachowań graczy geostrategicznych. W ocenie byłego doradcy prezydenta USA Jimmygo Cartera, państwo ukraińskie to: „(...) nowe, ważne pole na szachownicy eurazjatyckiej, jest sworzniem geopolitycznym, ponieważ samo istnienie niepodległego państwa ukraińskiego pomaga przekształcać Rosję. Bez Ukrainy Rosja przestaje być imperium eurazjatyckim: może wciąż próbować zdobyć status imperialny, lecz byłaby wówczas imperium głównie azjatyckim, stale wciągany w rujnujące konflikty z od niedawna suwerennymi narodami Azji Środkowej, które nie pogodziłyby się z utratą niepodległości i byłyby wspierane przez bratnie kraje islamskie na południu”¹⁵. Doniosłość geopolitycznego położenia Ukrainy dostrzega także George Friedman, wskazując na jej usytuowanie „na skraju imperiów”, których rolę odgrywają współcześnie Rosja i Zachód reprezentowany przez USA i Unię Europejską¹⁶. Współcześnie trwa między tymi siłami spór o polityczną przyszłość Ukrainy. „Gdyby Zachód zdołał zdominować Ukrainę, Rosja stałaby się bezbronna. Południowa granica Białorusi, jak również południowo-zachodnia granica Rosji stanęłyby otworem”¹⁷.

Geneza projektu

Pomysł zbudowania rurociągu umożliwiającego dostawę ropy naftowej spoza Rosji narodził się na Ukrainie na początku lat 90. W lutym 1993 r. prezydent Ukrainy Leonid Krawczuk podpisał Rozporządzenie w sprawie budowy morskiego terminalu naftowego *Pivdenny*. W konsekwencji tej decyzji opracowano studium wykonalności morskiego terminala naftowego w pobliżu Odessy. Obiekt, o planowanej zdolności rozładunkowej 40 mln ton na rok, służyć miał dywersyfikacji dostaw ropy do ukraińskich rafinerii oraz rozszerzeniu możliwości tranzytowych Ukrainy. Już w 1995 roku rozpoczęto pierwszy etap inwestycji w postaci budowy portu o zdolnościach rozładunkowych w wysokości 12 mln ton

ropy rocznie. Jednocześnie przystąpiono do budowy rurociągu naftowego na odcinku między Odessą a Brodami. Terminal naftowy w Odessie został oddany do użytku w grudniu 2001 r., a łączący go z miastem Brody rurociąg, został uruchomiony w maju 2002 r. Pierwszy tankowiec wpłynął do morskiego terminala w Odessie 5 sierpnia 2002 r.

Projekt rurociągu *Odessa-Brody* zaczął także koncentrować uwagę władz polskich. Pod koniec lat 90. w polskich kręgach rządowych zaczęła rodzić się koncepcja przedłużenia ukraińskiego ropociągu na terytorium Polski i uzyskaniu dzięki temu możliwości zakupu surowca z regionu kaspijskiego. W dniach 16-17 marca 1998 roku w Warszawie podczas spotkania Komitetu Konsultacyjnego Prezydentów Rzeczypospolitej Polskiej i Ukrainy strona polska wyraziła swoje zainteresowanie przedłużeniem budowanego rurociągu *Odessa-Brody* na terytorium RP. Powyższa kwestia była tematem rozmowy ministra spraw zagranicznych Bronisława Geremka z prezydentem Ukrainy Leonidem Kuczmą, przeprowadzonej we wrześniu 1998 roku. Sprawa dostępu do ropy z nowych, nierosyjskich źródeł ponownie została poruszona w październiku tego samego roku, tym razem na posiedzeniu polsko-ukraińskiego Komitetu Konsultacyjnego w Odessie. Potwierdzenie deklaracji o chęci uczestnictwa Polski w inwestycji zostało złożone 15 lipca 2000 roku w Zamościu w trakcie spotkania premierów Jerzego Buzka i Wiktora Juszczenki¹⁸.

Uruchomiony przez Ukrainę nowy rurociąg umożliwiający dostawy ropy naftowej ze złóż kaspijskich spotkał się także z pozytywnym przyjęciem Unii Europejskiej. W maju 2003 r. Komisja Europejska oceniła, że rurociąg *Odessa-Brody*, określany mianem Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy Naftowej jest projektem o wadze paneuropejskiej. Komisja Europejska razem z Rządem Rzeczypospolitej oraz rządem Ukrainy wydały także wspólne oświadczenie o wsparciu Projektu Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy Naftowej¹⁹. Poparcie UE zaowocowało przede wszystkim przyznaniem 2 milionów euro pomocy technicznej na rzecz projektu. Jego beneficjentami zostały PERN „Przyjaźń” i O.S.A. „Ukrtransnafta”, które w sierpniu 2003 r. podpisały Memorandum o Porozumieniu, na mocy którego powstało tzw. Partnerstwo. Rządy Polski i Ukrainy postanowiły natomiast sformalizować współpracę w dziedzinie transportu ropy naftowej zawierając w listopadzie 2003 r. porozumienie o wykorzystaniu systemu transportu węglowodorów *Odessa-Brody*, a także jego integracji z istniejącymi zasobami w Polsce. Ważnym krokiem na drodze prowadzącej do powstania rurociągu było założenie przez PERN „Przyjaźń” i O.S.A. „Ukrtransnafta” Międzyna-

rodowego Przedsiębiorstwa Rurociągowego „Sarmatia” Sp. z o.o., którego zadaniem miało być zbadanie możliwości przedłużenia rurociągu *Odessa-Brody* do Polski²⁰.

Nowy etap w polityce polskiej wobec dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych rozpoczął się w grudniu 2005 r. wraz z objęciem urzędu Prezydenta RP przez Lecha Kaczyńskiego i uformowaniem się nowego rządu premiera Kazimierza Marcinkiewicza. Zarówno dla ośrodka prezydenckiego jak i rządowego sfinalizowanie projektu *Odessa-Brody-Gdańsk* stało się jednym z najważniejszych priorytetów. O wadze tego zagadnienia świadczyło m.in. utworzenie już w grudniu 2005 r. w ramach Ministerstwa Gospodarki stanowiska pełnomocnika rządu ds. dywersyfikacji dostaw nośników energii. Obsługę pełnomocnika zapewniać miał natomiast Departament Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii. Sprawa dywersyfikacji dostaw ropy i gazu była także postrzegana jako bardzo istotny element nie tylko polityki w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, a także szerszej koncepcji politycznej odnoszącej się do relacji Polski z państwami postsowieckimi. Dotychczasowa współpraca z Ukrainą w obszarze rynku paliw została poszerzona o Azerbejdżan, Gruzję, Kazachstan i Litwę. Kooperacji w tej dziedzinie przyznano najwyższą rangę organizując serię szczytów energetycznych z udziałem prezydentów wymienionych państw²¹. W wyniku zorganizowanych z inicjatywy Polski spotkań na szczycie w Krakowie (11-12 maja 2007 r.), Wilnie (10-11 października 2007 r.), i Kijowie (23 maja 2008 r.) uzyskano oficjalną polityczną deklarację poparcia dla projektu, podpisano na szczycie odpowiednich ministerstw porozumienie dotyczące współpracy w sektorze energetycznym, rozpoczęto prace nad nowym studium wykonalności oraz poszerzono grono udziałowców spółki „Sarmatia” o Państwową Firmę Naftową Republiki Azerbejdżanu (SOCAR), Gruzińską Korporację Naftowo-Gazową (GOGC) i litewską AB „Klaipėdos Nafta”. Cztery szczyty energetyczne zorganizowany 14 listopada 2008 r. w Baku zgromadził obok dotychczasowych zainteresowanych także wysokiej rangi przedstawicieli Bułgarii, Estonii, Grecji, Węgier, Włoch, Łotwy, Rumunii, Szwajcarii, Turcji, Stanów Zjednoczonych oraz Komisji Europejskiej. Uczestnicy szczytu wydali oświadczenie, w którym uznali istotność rurociągu naftowego *Odessa-Brody* w systemie Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy Naftowej dla dostaw ropy naftowej na rynki europejskie, a także wyrazili poparcie dla inicjatywy utworzenia energetycznej przestrzeni tranzytowej regionu kaspijsko-czarnomorsko-bałtyckiego²². Ostatnie tak znaczące spotkanie na szczycie poświęcone dostawom nośników energii z regionu Morza Kaspijskiego

„Podkreślać strategiczne znaczenie inicjatywy stworzenia Korytarza Południowego – Southern Corridor Initiative (w skład którego wchodzi projekt: Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy Naftowej – EAKTR (patrz mapa nr 5), Nabucco oraz White Stream.

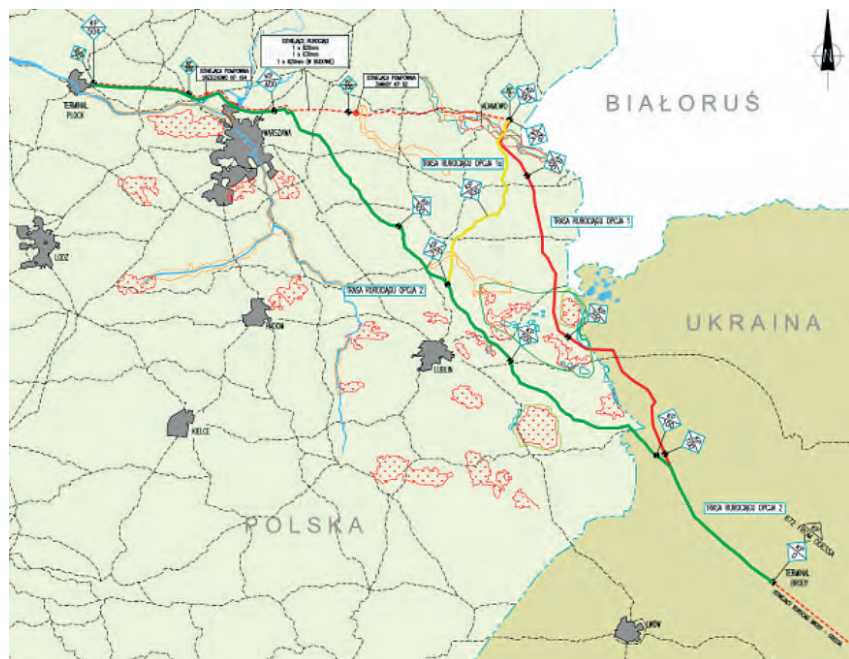
Charakterystyka projektu



© 2003 Blackwell Publishing Ltd, *Journal of Internal Medicine* 253: 105–112

Drugi z wymienionych dokumentów zawierał m.in. charakterystykę techniczną inwestycji obejmującą przede wszystkim opis trasy projektowanego ropociągu. Projektowany rurociąg miał stanowić „(..) układ przesyłu ropy naftowej z Morza Kaspijskiego przez terytorium Ukrainy i Polski od terminala nadawczego w Brodach do terminala odbiorczego Plebanka zlokalizowanego w rejonie Płocka”²⁶. Obejmował on obiekty nieliniowe w postaci wyżej wymienionych terminali, a także terminala granicznego Dołhobyczów, pompowni Wilkołacz i pompowni Łęgownice. Na obiekty liniowe składać się miały natomiast odcinki rurociągu: Brody – granica RP – 103 km, granica RP – terminal graniczny Dołhobyczów – 3 km, terminal graniczny Dołhobyczów – pompownia Wilkołacz – 139 km, pompownia Wilkołacz – pompownia Łęgownice – 164 km, pompownia Łęgownice – terminal odbiorczy Plebanka – 147 km²⁷. Zapełnienie rurociągu Brody – Płock surowcem z rejonu kaspijskiego miało nastąpić przy wykorzystaniu istniejącej i planowanej infrastruktury transportowej na tym obszarze. Biorąc pod uwagę generalne założenia projektu związane z dywersyfikacją

Szczegóły techniczne oraz warianty przebiegu trasy rurociągu w następnych latach wielokrotnie modyfikowano. Jedną z trudności jakie wymuszały wprowadzenie korekt była konieczność ominięcia obszarów chronionych. Ważnym impulsem dla radykalnej zmiany przebiegu ropociągu była decyzja PERN „Przyjaźń” o budowie III nitki ropociągu wzdłuż istniejących już nitek na trasie Adamowo-Płock. Pomijając fakt niecelowości i wysokiego kosztu zgłoszonej inwestycji (ponad 1 mld PLN), koncepcja ta kolidowała i stanowiła konkurencję



Mapa. nr 5. Trasa rurociągu naftowego Brody-Adamowo. Źródło: „Paliwa i Energetyka”, 3/2013 [06]

dla proponowanego ropociągu z Brodów do Płocka. Dla poprawy efektywności ekonomicznej projektu polsko-ukraińskiego korytarza, a jednocześnie stworzenia warunków zasadności budowy III nitki BSIPG GAZOPROJEKT S.A. zaproponowało połączenie obydwu projektów poprzez zmianę pierwotnej trasy Brody – Płock na Brody – Adamowo. Dzięki tej propozycji projekty konkurencyjne stały się wzajemnie uzupełniające dając poważną szansę na uzyskanie efektu synergii. Warto podkreślić, że dzięki temu uzyskano zmniejszenie długości ropociągu, a w konsekwencji zmniejszenie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji oraz zwiększenie efektywności ekonomicznej całego projektu²⁹.

Aktualna wersja projektu ustala trasę przebiegu rurociągu od Brodów w kierunku północno-zachodnim mijając ukraińskie miejscowości Łopatyn, Radziechów, Sokółka, Iwonicze przechodząc dalej pomiędzy miastami Nowożyty i Włodzimierz Wołyński. Na terytorium Polski rurociąg przechodząc przez Hrubieszów, Rejowiec Fabryczny, Łęczną, Lubartów, Kock, Radzyń Podlaski i Białą Podlaską dociera do Adamowa (patrz mapa nr 5). W tej miejscowości nastąpić ma połączenie z systemem rurociągu *Przyjaźń* i dalszy transport do Płocka. Całkowita długość planowanego rurociągu Brody – Adamowo wyniesie ma 397,9 km, w tym 270,5 km znajdzie się na terytorium Polski, a 127,4 km na terytorium Ukrainy. Założono, że początkowa roczna przepustowość wynosić będzie 10 mln ton, a następnie powiększy się w 2018 r. do 20 mln ton i 2020 do 30 mln ton. Ustalono, że całkowity koszt budowy rurociągu wyniesie 489 mln EUR³⁰.

Aktualny stan zaawansowania projektu

Spółka Sarmatia S.A. postępując zgodnie z wytycznymi zawartymi w Programie działań wykonawczych na lata 2009-2011 stanowiącym załącznik do wymienianego wyżej dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, zrealizował m.in. następujące działania:

- uaktualniono studium wykonalności projektu (luty 2013 r.),
- uzyskano decyzję władz 19 gmin o wniesieniu zmian związanych z budową rurociągu do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (luty 2013)
- uzyskano decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektu, która otwiera możliwość ubiegania się w przyszłości o wydanie pozwolenia na budowę (wrzesień 2013 r.),
- wpisanie przez Radę Ministrów Wspólnoty Energetycznej na listę projektów istotnych dla rozwoju infrastruktury przesyłowej ropy naftowej projektu budowy rurociągu naftowego Brody – Adamowo (październik 2013 r.). Dofinansowanie z programu operacyjnego infrastruktura i środowisko Unii Europejskiej może wynieść 495 mln zł³¹.

Przeprowadzony został więc proces administracyjno-proceduralny pozwalający na rozpoczęcie budowy rurociągu.

Perspektywy projektu

Projekt rurociągu naftowego łączącego Ukrainę z Polską wciąż nie może jednak wkraczać w fazę realizacji. Pomimo uzyskania dofinansowania z UE Nadzwyczajne Zgromadzenie

Wspólników spółki *Sarmatia* na wniosek PERN „Przyjaźń” nie podjęło uchwały w sprawie kontynuacji prac nad projektem budowy rurociągu naftowego *Brody-Adamowo*³². Jest to kolejny przykład wstrzemięźliwego stosunku PERN „Przyjaźń” do projektu, za który jest odpowiedzialny. Postępowanie PERN-u jako spółki Skarbu Państwa, może wynikać z przyzwolenia Ministerstwa Skarbu, co stałoby w sprzeczności z oficjalną polityką energetyczną władz RP. Przyczyn tej stagnacji należy szukać przede wszystkim w polityce obecnego polskiego rządu. Brak realnego wsparcia dla dywersyfikacji dostaw ropy naftowej i współpracy międzynarodowej w tym zakresie, jest konsekwencją świadomej decyzji obecnego rządu RP, który dokonał zmiany dotychczasowych priorytetów w polityce wschodniej. Najważniejszym adresatem polskiej polityki na tym kierunku została Federacja Rosyjska. Świadczyła o tym wizyta premiera Rzeczypospolitej na Kremlu 8 lutego 2008 r. Znaczącym jest, że spotkanie polskiej delegacji rządowej z premierem Władimirem Władimirowiczem Putinem nastąpiło w okresie kolejnego rosyjsko-ukraińskiego kryzysu gazowego z Ukrainą. Wykładnię nowej polityki zorientowanej na Moskwę, odnaleźć można m.in. w tekście ministra spraw zagranicznych Radosława Sikorskiego opublikowanym 29 sierpnia 2009 r. w „Gazecie Wyborczej”. Sedno tej polityki wyrażone zostało w stwierdzeniu iż „(...) właściwej odpowiedzi na dylematy geostrategiczne i tożsamościowe Polski nie oferują jagiellońskie ambicje mocarstwowe”. Polski minister pisząc dalej o polityce wschodniej nie czyni najmniejszej wzmianki o Litwie, Ukrainie czy Białorusi, wskazując natomiast na Rosję jako jedyne naturalnego partnera Polski na Wschodzie³³. Analiza efektów i zgodności tej polityki z polską racją stanu wymaga osobnego potraktowania. Obecny kryzys w stosunkach rosyjsko-ukraińskich wymusił na rządzie polskim zmianę dotychczasowej retoryki wobec Moskwy. Federacja Rosyjska uważana do niedawna za „(...) najbardziej wychyloną ku światu zachodniemu reinkarnacją



Spotkanie Donalda Tuska z Władimirem Władimirowiczem Putinem na Kremlu 8 lutego 2008 r. Źródło: <http://wiadomosci.gazeta.pl/wiadomosci/1,114873,4910099.html>

tego kraju³⁴, stała się realnym zagrożeniem dla bezpieczeństwa Polski i całej Europy Środkowej i Wschodniej. Również sąsiedztwo z Ukrainą nabrało ponownie strategicznego znaczenia, a jej związanie z UE i NATO priorytetem dla polskiej polityki zagranicznej.

Czy w najbliższych miesiącach podjęta zostanie decyzja o rozpoczęciu budowy rurociągu Brody Adamowo?

Aktualny ostry kryzys w stosunkach rosyjsko-ukraińskich, obciążony ryzykiem konfliktu zbrojnego, stwarza korzystną koniunkturę dla pilnej realizacji projektów związanych z szeroko rozumianym bezpieczeństwem Rzeczypospolitej. Rozpoczęcie budowy rurociągu Brody – Adamowo w ramach EKTRN powinno spotkać się więc ze zdecydowanym poparciem władz polskich i odpowiednimi decyzjami.

Przypisy

- 1 http://www.ukrtransnafta.com/ua/about_company/company_history/
- 2 Ambasada Rzeczypospolitej Polskiej w Kijowie, Ukraiński sektor energetyczny w 2013 r., 13.02.2014 r., http://kiev.trade.gov.pl/pl/analizy_rynko-we/article/detail/795,Ukraiński_sektor_energetyczny_w_2013_r.html
- 3 Ambasada Rzeczypospolitej Polskiej w Kijowie, Poziom wydobycia ropy naftowej na Ukrainie w 2009 r., 15.01.2010 r., <http://kiev.trade.gov.pl/pl/aktualnosci/article/y,2010,a,6860,.html>
- 4 Ministerstwo Skarbu Państwa, Strategia dla przemysłu naftowego, Warszawa, 24.09.2002 r., s. 5.
- 5 Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Polityka energetyczna Polski do 2025 roku, 4 stycznia 2005 r.

- 6 Ministerstwo Gospodarki, Polityce Rządu RP dla przemysłu naftowego Polsce, Warszawa, 06.02.2007 r., s.4., http://bip.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/F705CB79-27FB-43B0-86AC-388B0BFF4F5B/32213/polityka_przemyslu_naft.pdf
- 7 Ibidem, s. 5.
- 8 Ibidem, s. 11.
- 9 Strategia Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa, 2007 r., www.bbn.pl, s.17.
- 10 Ibidem
- 11 Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Warszawa, 10 listopada 2009 r., s.12.
- 12 Ibidem
- 13 Strategia Grupy Kapitałowej PERN „Przyjaźń” do roku 2015, www.pern.pl
- 14 Istotny wpływ na charakter współczesnej polityki wschodniej Polski posiada sformułowana w 1974 r. na łamach paryskiej „Kultury” koncepcja Jerzego Giedroyc’a i Juliusza Mieroszewskiego zakładająca, iż suwerenność Ukrainy, Litwy i Białorusi jest czynnikiem sprzyjającym niepodległości Rzeczypospolitej, natomiast zdominowanie tych krajów przez Rosję otwiera drogę do zniewolenia także Polski.
- 15 Z. Brzeziński, Wielka Szachownica: główne cele polityki amerykańskiej, Warszawa 1998, s. 40-41, 46-47.
- 16 http://www.stratfor.com/weekly/20101129_geopolitical_journey_part_6_ukraine?utm_source=twitter&utm_medium=official&utm_campaign=link
- 17 G. Friedman, Następne 100 lat, Warszawa 2009 r.
- 18 K. Jędraszczyk, Kalendarium stosunków polsko-ukraińskich w latach 1991-2003, „Sprawy Wschodnie”, zeszyt 2-3 (3-4), s. 147, 174
- 19 Joint Declaration of the Cabinet of Ministers of Ukraine, the Council of Ministers of the Republic of Poland and the European Commission on the Support of the Euro-Asian Oil Transport Corridor Project, Brussels, 27th May 2003, www.sarmatia.com.pl
- 20 <http://sarmatia.com.pl/projekt-eaktrn/historia/>
- 21 W przypadku Kazachstanu prezydenta tego państwa

- 22 Baku Energy Summit Declaration, Baku, 14 November 2008, www.president.pl
- 23 Batumi Energy Conference Joint Statement, <http://www.bbn.gov.pl/pl/wydarzenia/2053,SzefBBNuczestniczywKonferencjiEnergetycznejwGruzji.html>
- 24 Halliburton company, Studium wykonalności (analiza kosztów), czerwiec 2001 r., s.14
- 25 Ibidem, s.15.
- 26 BSiPG GAZOPROJEKT, Studium możliwości przesyłu ropy z Morza Kaspijskiego rurociągiem Brody-Płock (DRAFT – wersja niekompletna), 30.01.2002 r., s. 7.
- 27 Ibidem
- 28 BSiPG GAZOPROJEKT, Studium... (op.cit.), s.
- 29 Adam Matkowski, BSiPG GAZOPROJEKT SA, TEZY wystąpienia w panelu sesji piątej PIOGE 2005 dot. PROJEKTU ODESSA – BRÓDY – PŁOCK – GDAŃSK, Wrocław, 30.08.2005 r.
- 30 R. Lubbe, K. Deptuła, Rurociąg (Odessa)–Brody–Płock–(Gdańsk), „Paliwa i Energetyka”, lipiec/wrzesień/3/2013, s.62.
- 31 Aktualność, www.sarmatia.com.pl
- 32 PAP, Sarmatia bez uchwały ws. kontynuacji projektu Brody-Adamowo, 30.10.2013 r., <http://biznes.pap.pl/en/news/search/info/14935937,sarmatia-bez-uchwaly-ws--kontynuacji-projektu-brody-adamowo>
- 33 R. Sikorski, Lekcje historii, modernizacja i integracja, „Gazeta Wyborcza”, 29-30 VIII 2009; por. polemikę z tym stanowiskiem: Mirosław Czech, Duch Jagiellonów nie błądzi po Polsce, „Gazeta Wyborcza”, 06.08.2009 r.
- 34 Jarosław Bratkiewicz, dyrektor polityczny MSZ, Historia dogania codzienność, „Gazeta Wyborcza”, 20.05.2011 r.

Dr Marcin Sienkiewicz
Uniwersytet Wrocławski

Mgr inż. Adam Matkowski
ekspert rynku gazu i ropy

NIK posłom o gazie



Jerzy Papuga

Co prawda posłowie komisji Kontroli Państwowej Sejmu przyjęli informację NIK o wynikach kontroli poszukiwania, wydobywania i zagospodarowania gazu ze złóż łupkowych za lata 2007-2012, ale wywiązała się ostra dyskusja, jak gromadzić informacje o złożach, na jakich źródłach polegać i jak kontrolować sektor. Padły oskarżenia o spekulację koncesjami i wycofywaniu się inwestorów. Wiceprezes NIK Wojciech Kutyla mówił, iż kontrola poszukiwań gazu łupkowego „wynikła z racji istotności dla

bezpieczeństwa energetycznego kraju”. Dlatego nie była prowadzona rutynowo, ale po solidnych przygotowaniach, m.in. specjalnym panelu gromadzącym przedstawicieli Ministerstwa Środowiska, instytutów naukowych i przedsiębiorców. Objęła łącznie 19 podmiotów, w tym Ministerstwa Gospodarki, Środowiska, PiG, NFOŚiGW, WUG w Katowicach oraz okręgowe urzędy w Warszawie, Lublinie i Poznaniu, a także 11 koncesjonariuszy. Do końca 2012 roku działalność poszukiwawczą prowadziło 33 przedsiębiorców działających na podstawie 113 koncesji, przy czym „jeden podmiot mógł ich mieć od 1 do nawet 15”. Koncesje udzielono na prawie 1/3 powierzchni Polski, największe wynosiły nawet 10 tys. km², odpowiadając obszarowi średniego województwa.

Lista nieprawidłowości wg NIK

Opóźnienia dotyczyły przede wszystkim opracowania i przyjęcia pakietu legislacyjnego mającego ukształtować poszukiwania i wydobywanie gazu łupkowego oraz opodatkowanie

węglowodórów. „Miało to podstawowe znaczenie dla warunków prawnych, w jakich przedsiębiorcy będą funkcjonować, jakie podatki i daniny uiszczać”. Błędem był brak pełnomocnika rządu ds. węglowodórów, ustanowionego rozporządzeniem RM z 22.06.2012 roku. Ministerstwo Środowiska nie potrafiło właściwie zorganizować pracy swoich urzędników „by zadania deklarowane jako priorytetowe były realizowane stosownie do ich znaczenia dla państwa”. W Departamencie Geologii i Koncesji Geologicznych koncesjami łupkowymi w latach 2007-2012 zajmowały się 3 osoby na 420 zatrudnionych w całym ministerstwie „i przy odpowiednich działaniach można było ich część skierować do priorytetowych zadań”. Ministerstwo nierzetelnie i przewlekłe prowadziło postępowania administracyjne w sprawie udzielenia, zmiany i przeniesienia koncesji na poszukiwanie lub rozpoznawanie gazu. „Decyzje wydawano średnio po 132 dniach mimo wymaganych prawem 30”. Naganną praktyką było nierówne traktowanie wnioskodawców,

rozpatrywanie wniosków niekompletnych czy „takich, które nie pozwalały na sprawdzenie wiarygodności ekonomicznej wnioskodawcy”. W uzasadnieniach decyzji nie wskazywano „istotnych faktów i dowodów stanowiących podstawę rozpatrzenia wniosków a nieprawidłowości występujące przy udzielaniu koncesji mogły świadczyć o wysokim zagrożeniu korupcją”. NIK ostro skrytykował sposób udzielania koncesji każdemu z przedsiębiorców według wnioskowanego zakresu. Niektóre wnioski obejmowały nawet 10 tys. km² „umożliwiając z jednej strony rozdysponowanie całego obszaru koncesyjnego” a z drugiej „blokując na okres co najmniej kilku lat dostęp innym przedsiębiorcom zainteresowanym poszukiwaniem gazu łupkowego”. Mogło to powodować spowolnienie procesu rozpoznania zasobów, tym bardziej, iż „nie brano od uwagę ograniczonych możliwości techniczno-ekonomicznych przedsiębiorców, którzy otrzymali koncesję”. Wykonanie jednego otworu poszukiwawczego to wydatek 15 mln dolarów „a możliwości techniczne koncesjonariuszy pozwalały średnio na wykonanie jednego otworu w ciągu roku”. Stąd korzystniejszym rozwiązaniem byłoby udzielenie większej liczbie przedsiębiorców koncesji na mniejsze obszary, bo część obszarów koncesyjnych jest dotąd zamrożona „z powodu złej sytuacji ekonomicznej przedsiębiorców”.

Nierzetelne rozpoznanie zasobów

„Dotychczasowe szacunki nie mogą być uznane za ostateczne i rzetelne, gdyż oparte zostały na zbyt małej bazie informacji i danych geologicznych” – mówił wiceprezes Kutyla. Głównie, z powodu niewielkiej liczby odwiertów poszukiwawczych oraz braków pobranych próbek geologicznych. „By tego dokonać, pożądane byłoby wykonanie około 200 odwiertów, a na ich osiągnięcie przy dotychczasowym tempie prac potrzeba... 12 lat”. Minister niewystarczająco uregulował proces pobierania i postępowania z próbkami geologicznymi, uzyskiwanymi z otworów wiertniczych, a w samych koncesjach nie było mowy o obowiązku bieżącego ich przekazywania do państwowego zasobu geologicznego. Zabrakło szczegółowych wymogów co do technologii, miejsca, sposobu poboru próbek jak i ich podziału. „Próbki geologiczne, w tym rdzenie wiertnicze, wywożono w całości za granicę, bez wiedzy i zgody organu koncesyjnego” – mówił Kutyla. Przeprowadzona przez NIK weryfikacja próbek z 13 odwiertów wykazała, że „były pobierane w sposób naruszający ich stan, nie spełniały wymogów jakościowych i objętościowych określonych w koncesji i tylko w części były przydatne do dalszych badań”.

Kontrola? Jaka kontrola...

Niewystarczający i nierzetelny, zdaniem NIK, był nadzór urzędów górniczych nad przestrzeganiem przepisów ochrony środowiska np. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięć poszukiwawczych. Urzędy górnicze nie skontrolowały wszystkich wykonanych odwiertów poszukiwawczych, nie we wszystkich przeprowadzonych kontrolach odniesiono się do ochrony powierzchni ziemi, wód, powietrza przed odpadami, hałasem czy wibracjami powstającymi przy wykonywaniu robót wiertniczych. Minister Środowiska nie prowadził kontroli zgodności wykonywanej działalności z udzieloną koncesją. Z przeprowadzonych przez WUG 34 kontroli tylko 1 dotyczyła problematyki gazu łupkowego. A że były potrzebne, świadczy, iż częstym zjawiskiem było niewykonywanie prac geologicznych lub przystępowanie do ich realizacji z wielomiesięcznym opóźnieniem a także nieterminowe i niewłaściwe naliczanie opłat koncesyjnych na rzecz NFOŚ i GW oraz właściwych gmin. „Opóźnienia sięgały nawet 272 dni”. Towarzyszyło temu nierzetelne przekazywanie ministrowi pisemnych informacji o przystępowaniu do wykonywania prac geologicznych bądź o ich zakończeniu. Izba wystąpiła do premiera o przyspieszenie uregulowań dotyczących gazu łupkowego i powołanie pełnomocnika rządu ds. węglowodorów, a do ministra Środowiska o „podejmowanie dalszych działań” dla uzyskania bardziej wiarygodnych danych o wielkości krajowego zasobu gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Ale przed wszystkim o uregulowanie warunków pobierania, podziału i wywozu za granicę próbek geologicznych uzyskanych z otworów wiertniczych. „Chodzi o zapobieżenie ich uszkodzeniu, zniszczeniu lub utracie” – mówił Kutyla. Minister Środowiska, w porozumieniu z PiG, ma możliwie szybko wypracować procedurę przyjmowania i weryfikacji ilościowo-objętościowo-jakościowej próbek geologicznych trwałego przechowywania do Centralnego Archiwum Geologicznego.

Zastrzeżenia wiceministra Brodzińskiego...

Nowo mianowany główny geolog kraju Sławomir Brodziński, przyjmując raport NIK jako dobrze udokumentowany, powiedział, iż niektóre jego wnioski wymagają rozwiązań systemowych. Ale zastrzegł, iż jako b. szef służby cywilnej z blisko 5-letnim stażem „doskonale rozumie problemy organizacyjne a także mentalnościowe, które oprócz spraw formalnych doprowadziły do dużych opóźnień”. Kontrola NIK obejmowała lata 2007-2012, w których zmieniło się 4 ministrów

środowiska oraz 3 głównych geologów kraju. Prace nad nowelą prawa geologiczno-górniczego oraz powołaniem pełnomocnika ds. węglowodorów „nie dotyczą wprost ministerstwa ale instancji wyższych”. Choć „odbyło się spektakularne zatrzymanie 3 pracowników Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych, które teraz znajdują się na wolności”, to nie ma większego zagrożenia korupcją, czego dowiodła kontrola procesu koncesyjnego za ubiegłe lata przeprowadzona przez CBA w 2013 roku. Główny geolog przyznał jednak, iż obszary koncesyjne „były w przeszłości znaczące” ale obecnie skutek „rezygnacji z niektórych koncesji przez dotychczasowych koncesjonariuszy” część z nich powróciła do obiegu handlowego. Najcięższym zarzutem NIK było złe rozpatrywanie wniosków koncesyjnych „co do ich długotrwałości i dyskrecjonalnego charakteru”. Zdaniem Brodzińskiego kontrola nie wzięła jednak pod uwagę czynności i terminów, które „zgodnie z kpa nie wliczają się w 30-dniowy termin rozpatrzenia wniosku”. Analizując tę rozbieżność stwierdził, iż „z jednej strony oczekuje się od koncesjonariusza bardziej wnikliwego postępowania i sporządzenia wyczerpujących uzasadnień do decyzji” ale z drugiej „wykonania tych zadań w nierealnym dla rzetelności terminie”. Dwukrotnie w ministerstwie wzrosła liczba osób zajmujących się koncesjami, a w najbliższym czasie do wydawania koncesji i kontroli zostanie przeznaczonych „co prawda nie 200 ale raczej ¼ tej liczby” etatów.

...i krytyka prezesa Litwy

Odnosząc się do weryfikacji planów ruchu zakładów górniczych oraz sprawowania nadzoru i kontroli nad przedsiębiorstwami prezes WUG stwierdził, iż „dyrektorzy nie zatwierdzili jeszcze żadnego planu ruchu zakładu górniczego, ponieważ do chwili obecnej nie prowadzi się wydobycia gazu z formacji łupkowych otworami wiertniczymi, ocena natomiast dotyczy zakładów wykonujących prace geologiczne”. Zdaniem NIK nie we wszystkich przeprowadzonych kontrolach odniesiono się do każdego z elementów i obszarów środowiska „co skutkowało pozbawieniem możliwości oceny prawidłowości wykonywania prac geologicznych”. Tymczasem zdaniem prezesa Litwy kontrole „prawie na wszystkich otworach” prowadzono na podstawie programów dostosowanych do indywidualnych potrzeb – skoro z przepisów prawa geologicznego i górniczego nie wynika obowiązek przeprowadzenia każdej kontroli w pełnym zakresie merytorycznym. „Pierwsza całościowa weryfikacja i kontrola przeprowadzana jest już na etapie za-

twierdzenia planu ruchu” – mówił prezes Piotr Litwa. To nadane kompetencje umożliwiają inspektorom podjęcie decyzji, w jakim zakresie konieczne jest skontrolowanie danego zakładu górniczego czy podmiotu wykonującego roboty geologiczne. Urząd sprawuje nadzór i kontrolę nad 7 tys. zakładów górniczych i kilkuset podmiotami wykonującymi prace geologiczne, a otwory wiertnicze są najczęściej zlokalizowane w terenie niezabudowanym albo w znacznej odległości od zabudowy mieszkalnej „dlatego prace wykonywane podczas wiercenia nie powodują uciążliwości w zakresie hałasu, jak też wibracji” przenikających do środowiska. Zasadniczy wpływ na środowisko i powierzchnię mają takie elementy, jak: stan terenu wiertni, brak wycieków, odpowiednie przechowywanie materiałów. „Ale chyba najważniejszym elementem jest skuteczność zacementowania przestrzeni pierścieniowej, która izoluje poziomy wodonośne, co ma wpływ na ochronę wód podziemnych i gleby, również stan techniczny maszyn i urządzeń, jak też jakość zastosowanych materiałów i wszystkie te kwestie były badane przez inspektorów jako priorytetowe” – mówił Litwa.

PIG badany jako zwykły instytut badawczy

PIG do stycznia 2012 roku był jedynie zwykłym instytutem badawczym wykonującym niewielką część zadań ministra w obszarze geologii, jak „rejestr obszarów górniczych, prowadzenie Centralnego Archiwum Geologicznego i bazy danych”. Nie realizował w tym czasie spraw związanych z koncesjami a „zadania badawcze o charakterze surowcowym” wykonywał na drodze przetargowej lub jako usługę naukowo-badawczą. Dopiero od stycznia 2012 roku PIG „po 73 latach przerwy” ponownie objął funkcję państwowej służby geologicznej. Wcześniejszy raport o zasobach gazu łupkowego, omówiony przez NIK, nie był opracowaniem rządowym, lecz „własną pracą naukową instytutu wykonaną za pieniądze z dotacji statutowej ministerstwa Nauki”. Podobnie jak znany raport amerykańskiej służby geologicznej, choć „opracowaniem rządowym był raport amerykańskiej agencji informacji o energii i raporty te różniły się 160-krotnie, jeśli chodzi o zasoby”. Nawrocki skarżył się posłom, że raport PIG został zrecenzowany przez kontrolerów NIK jako praca naukowa. „Jest tymczasem normą, że prace naukowe są recenzowane przez specjalistów z danej dziedziny posiadających udokumentowany publikacjami dorobek naukowy, a w chwili kontroli NIK specjaliści tacy mogli wywodzić się tylko ze Stanów Zjed-

noczonych”. Czy Izba przekazała do recenzji naukowej raport PIG? Czy raczej kierowała się odczuciami osób nie mających wystarczającej wiedzy w tej dziedzinie? „Obawiam się, że prawdziwa jest druga możliwość, świadczy o tym podawanie w raporcie końcowym NIK i wcześniejszych informacjach prasowych magicznej liczby 200 nowych otworów”. Tymczasem w przypadku węglowodorów niekonwencjonalnych dokładne dane mogą powstać dopiero po ich eksploatacji – wskazywał dyr. Nawrocki. Niemniej istotna niż liczba otworów rozpoznawczych jest informacja o poziomie przepływu gazu z pojedynczych otworów szczelinowanych hydraulicznie. Same dane z otworów bez testów złożowych mogą zmodyfikować zasoby „maksymalnie o kilkadziesiąt procent w stosunku do naszego raportu”. Najniższy współczynnik wydobywania „założony przez amerykańską służbę geologiczną” wynosi 1,5 % zasobów geologicznych, czyli jest „10-krotnie niższy od wartości oczekiwanej dla ekonomicznego wydobywania” i prawie „4-krotnie niższy od założeń PIG”. Dotychczas nie uzyskano więcej „niż te właśnie zakładane przez amerykańskie służby geologiczne 1,5 %”. Zdaniem PIG, to dane o możliwości wydobywania uzyskiwane z pojedynczych testowanych otworów mają kluczowe znaczenie dla prognozy zasobowej oraz „dla powodzenia projektu łupkowego w Polsce”. Raport PIG jest do tej pory jedyną polską publikacją na ten temat, bardziej dokładny będzie możliwy, jeśli państwowa służba geologiczna, tak jak inne służby geologiczne na świecie, będzie miała dostęp do danych z obszarów koncesyjnych. Dyr. Nawrocki podkreślał, iż rzetelność opracowania, w którym przedstawiono dane wejściowe, metodykę i przedziały ufności wyników „nie powinna budzić wątpliwości”. Odgórnym zagadnieniem jest maksymalny możliwy błąd, z jakim dokonano oszacowania, co „ma związek z ilością i jakością posiadanych danych” a więc nie jest to tożsame z rzetelnością wykonanej pracy. Zdaniem dyr. Nawrockiego, aby skutecznie „kontrolować ilościowo i jakościowo rdzenie z obszarów koncesyjnych” potrzebne są odpowiednie regulacje prawne wskazujące inwestorom precyzyjnie formę dostarczenia materiału rdzeniowego. „Mogą być one zawarte np. w umowach koncesyjnych, gdyż pojęcie połowy objętości istniejące w dzisiejszych regulacjach, nie wystarcza, bo nie jest to tożsame z połową całej rozciągłości rdzenia”. Istotna okazuje się tu także informacja z wiertni o rzeczywistym urobku rdzenia jak i wiele innych danych, bo „pewne dane są nie tylko z bieżących badań, ale ze znacznie wcześniejszych”.

Pos. Jędrysek czekał na raport

Posel Mariusz Orion Jędrysek, PiS, przyznał, że bardzo czekał na raport NIK, jako jeden z inicjatorów kontroli w 2012 roku. „Ten raport jest jednak trochę wyglądający i zawiera dużo sprzeczności” – podsumował – „bo choć opinia na temat działań poszczególnych organów państwa jest pozytywna, to zarzuty cząstkowe są bardzo poważne”. Przede wszystkim brak w raporcie informacji o sprawach ochrony środowiska i stratach finansowych państwa, „szczególnie z wydanych koncesji”. Jędrysek mówił, iż w 2007 roku wydano ich jedynie 11 „ale daleko od siebie, w określonej strategii, ażeby firmy, które miały pojedyncze koncesje, musiały zaryzykować ok. miliarda dolarów na poszukiwania”. A jednocześnie, by nie miały żadnej gwarancji, że uzyskają następne koncesje „bo państwo dalej będzie kontrolować sytuację”. Zdaniem pos. Jędryska, nie policzono w raporcie utraconych korzyści z „błędnie wydanych koncesji, zupełnie bez przygotowania prawnoorganizacyjnego i finansowego państwa”. A w raporcie nie oceniono podstawowego problemu: handlu i spekulacji koncesjami oraz wycofywania się inwestorów i porzucania koncesji. „Dziś możemy przypuszczać, że ok. 1/3 koncesji jest w rękach jednego człowieka (Georga Sorosa, właściciela 3Legs) czyli więcej niż posiada Skarb Państwa”. A głównym argumentem organów koncesyjnych było, iż „powstanie świetne rozpoznanie geologiczne”. No i jakie mamy? „Raport NIK to pokazał, żadnego” – ironizował Jędrysek. „Nie spływają odpowiednie rdzenie, nie spływają informacje z wierceń, wydaliśmy więc scyfryzowaną informację geologiczną praktycznie za darmo...”. I co się z tym stało, kto to kontroluje? Zastępca dyrektora Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych Rafał Miland sprostował opinię, że państwo nie kontroluje własnościowo koncesji. „PGNiG ma 16 koncesji łupkowych, Orlen 10 a Lotos 8, czyli łącznie 34, co na 94 obowiązujące daje trochę więcej niż 1/3”. Za 2011 rok Skarb Państwa zyskał z udzielania informacji geologicznej ponad 66 mln zł, za kolejny 33, 5 mln zł, a za 2013 rok wstępnie 36, 5 mln zł. Wycofaniu się ExxonMobil z Polski w 2012 roku towarzyszyło przejęcie 2 z 5 jego koncesji przez Orlen, 1 koncesja ciągle funkcjonuje w rękach Totala „a reszta została wygaszona”. Wszystkie koncesje po Talismanie zostały przejęte przez inną spółkę, która działa w Polsce. Po dyskusji posłowie przyjęli, że komisja przygotowuje w tej sprawie dezyderat.

Jerzy Papuga

Wiertnicy wracają na północ

Kopalnia Gorzysław, jedna z jednostek Oddziału w Zielonej Górze, stanowi dziś element dużego organizmu działającego na znacznym obszarze, przesyłając gaz ziemny do lokalnych sieci w rejonie Pomorza. Kopalnia Gazu Ziemnego Gorzysław to: Ośrodek Centralny Gorzysław, Ośrodek Grupowy Daszewo, Ośrodek Grupowy Wierzychowo.



KGZ Gorzysław. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Podsystem Przymorza zasilający gminy i miasta w rejonie Kołobrzegu i Koszalina wybudowany został pod koniec lat 70-tych ubiegłego wieku. Poszukiwania złóż gazu w poziomach czerwonego spągowca i karbonu przyniosły pozytywne efekty w postaci odkrycia złóż Gorzysław, Białogard i Daszewo. Dla złóż gazu zaazotowanego o zasobach powyżej 1 mld m³ każde, możliwość pracy w systemie lokalnym okazała się bardzo praktycznym rozwiązaniem.

Możliwość powstawania prywatnych spółek zajmujących się gazyfikacją w oparciu o współpracę z systemem lokalnym było wielkim impulsem do rozwoju sieci oraz możliwości rozwoju lokalnych programów gospodarczych. Podatki wpływające do gmin z tytułu takiego rozwoju oraz opłat eksploatacyjnych stanowią zapewne sporą część bieżących budżetów.

Powrót wierceń na tereny północnej Polski związany jest przede wszystkim z poszukiwaniem gazu i ropy z łupków w okolicy Wejherowa, gdzie trzy koncesje posiada nasza spółka

(tj. Wejherowo, Kartuzy-Szemud oraz Stara Kiszewa). Na tym terenie wierce i poszukuje węglowodorów jeszcze kilka innych podmiotów.

W ciągu kilku ostatnich lat również na obszarze Pomorza Środkowego zintensyfikowano badania w poszukiwaniu złóż ropy i gazu ze złóż konwencjonalnych. Odwiercono kilka odwiertów oraz wykonano kilka nowych badań sejsmicznych (głównie metodą 3D) np. w rejonie Daszewa i Białogardu (koncesja Bardy), w rejonie Gorzysławia (koncesja Trzebiatów) oraz Wierzychowo – Biała (koncesja Białą Bór). Na podstawie uzyskanych wyników zostały już zaprojektowane i częściowo zrealizowane prace w rejonie Daszewa. Wykonano odwiert Białogard-14K, trwa wiercenie odwiertu eksploatacyjnego Daszewo-31K przez spółkę Exalo



Wiercenie otworu Daszewo-31K. Fot. Robert Bagiński



Spotkanie lokalnych władz i lokalnej prasy na wiertni Daszewo było doskonałą okazją do prezentacji naszej działalności w rejonie Przymorza. Fot. Marek Frankowski

Drilling SA i jeszcze w tym roku planowane jest rozpoczęcie wiercenia otworu poszukiwawczego Daszewo-27K. Wiercono jest również odwiert Chomino-1, który zlokalizowany jest na koncesji Kaleń. Wstępne wyniki prac sejsmicznych 3D Gorzysław pozwalają na podjęcie stosownych procedur związanych z zaprojektowaniem kolejnego, nowego otworu poszukiwawczego w rejonie Gorzysław - Petrykozy.

Poszukiwania gazu ziemnego wróciły na północ po latach hossy w rejonie Dębna czy Lubiatowa, być może nastanie teraz drugi okres odkryć na Pomorzu Środkowym... Jeśli wynik wiercenia odwiertu Daszewo-31K będzie pozytywny i będzie można włączyć go do sieci, być może zaowocuje to kolejnymi badaniami i wierceniami po drugiej stronie Parsęty.

Zbigniew Muracki
Kierownik KGZ Gorzysław
PGNiG SA, Oddział w Zielonej Górze

Buk czterdziestolatkiem

Prace związane z poszukiwaniem i eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na zachodzie Polski nabrały tempa na początku lat 60. minionego wieku, kiedy odkryto złoża Rybaki koło Krosna Odrzańskiego. W konsekwencji tych odkryć powstało Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych w Zielonej Górze, którego kontynuatorem jest dziś PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze. Jedną z kopalń Oddziału o czterdziestoletniej historii jest Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Buk.

Badania geofizyczne prowadzone w latach 70. na obszarze północno-zachodniej Polski doprowadziły do odkrycia szeregu złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Jednym z nich było wówczas odkrycie w zachodniej części województwa wielkopolskiego w powiecie nowotomyskim w Uścięcicach złoża ropy naftowej Buk.

Pierwszy otwór

W 1974 r. Instytut Geologiczny w Warszawie prowadząc prace wiertnicze na odwiercie Buk IG-1 uzyskał przemysłowy przypływ ropy naftowej. W celu zagospodarowania tego odwiertu wybudowano urządzenia napowierzchniowe - separatory ropy, zbiorniki magazynowe, punkt spalania gazu oraz tłocznice ropy z nalewakiem. Instalacja została wybudowana przez PKN Mielec.

Eksploatację rozpoczęto 28 marca 1974 r. z początkowym wydobywaniem 45 t/dobę. Od początku występowały trudności spowodowane obecnością w składzie ropy naftowej parafiny i siarkowodoru (gaz zawiera 12,5% siarkowodoru). Problem parafinowania w rurkach



Wydobywanej z odwiertu Michorzewo-1 ropy naftowej towarzyszy gaz ziemny z zawartością H_2S . Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

wydobywczym udało się rozwiązać poprzez wspomniane już okresowe płukanie rurek wydobywczym gorącą wodą z mersolanem przy użyciu agregatu cementacyjnego, natomiast problem siarkowodoru rozwiązano dopiero w latach 90.

Więcej ropy

W wyniku pomiarów oraz przebiegu eksploatacji sugerowano, że złoża Buk może posiadać większe zasoby ropy niż sądzono pierwotnie. W 1991 r. do eksploatacji włączono odwiercony w 1987 r. odwierc Buk-14 o wydajności 55 t/dobę. Nadmierna ilość siarkowodoru w ropie i gazie spowodowała decyzję o wybudowaniu prototypowej instalacji odsiarczania metodą IGNiG – Chelate należącą do grupy procesów odsiarczania gazu typu REDOX. Gaz oczyszczony tą metodą wykorzystuje się następnie do odsiarczania ropy naftowej.

W latach 90. do eksploatacji włączano kolejne odwierty, prowadzono prace rekonstrukcyjne, niektóre z odwiertów eksploatowano okresowo. W 2001 roku odkryto złoża ropy

naftowej Michorzewo, które „pracuje” do dziś. Oba złoża – Buk i Michorzewo są zakumulowane w dolomiecie głównym, na głębokości około 2600 m.

Aktualnie prowadzone są prace związane z przywróceniem zdolności wydobywczej odwiertów Buk-14 i Buk-15 w ramach zadania inwestycyjnego pn. „Przebudowa KRNiGZ Buk pod kątem intensyfikacji wydobycia ropy naftowej ze złoża Buk”.

Obecnie na kopalni pracuje 26 osób. Osobami, które swoją zawodową ścieżkę rozpoczęły na kopalni Buk i pracują w Oddziale do dzisiaj są kierownik kopalni Józef Zajdel i Stanisław Paszkowski (obecnie zatrudniony na Kopalni Paproć).

Józef Zajdel
kierownik KRNiGZ Buk

Janusz Górczyk
kierownik zmiany KRNiGZ Buk
PGNiG SA, Oddział w Zielonej Górze



Głowica odwiertu Buk IG-1 z urządzeniami kopalnianymi. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Instalacja odsiarczania metodą IGNiG – Chelate. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Dzień Patrona inspiracją do wizyty w Oddziale w Zielonej Górze

Zespół Szkół Stowarzyszenia Oświatowego w Dębnie to jedna ze szkół im. I. Łukasiewicza w rejonie działania Oddziału w Zielonej Górze. W pobliżu Dębna zlokalizowane jest największe polskie złożo ropy naftowej Barnówko – Mostno – Buszewo i eksploatująca je kopalnia Dębno.

Od czterech lat, kiedy to szkoła przyjęła imię twórcy przemysłu naftowego, przedstawiciele Oddziału byli gośćmi uroczystości związanych z dniem patrona, a które odbywały się w szkole 8 marca, w dzień jego urodzin. W ramach współpracy i społecznego zaangażowania pra-

cownicy Oddziału wspierali przez te lata m.in. konkursy wiedzy o patronie, o źródłach energii, o działalności Oddziału.

Podczas ubiegłorocznych obchodów szkolnego święta zrodził się pomysł wyjazdu z tej okazji do Zielonej Góry i do wizyty w Oddziale.

Młodzież wraz z dwoma nauczycielkami i dyrektorem szkoły, Beatą Kisielewską – Kleszczyńską odwiedziła 7 marca naszą siedzibę. Wizyta rozpoczęła się złożeniem kwiatów pod pomnikiem I. Łukasiewicza. Podczas spotkania zorganizowanego przez dział komunikacji i PR młodzież zapoznała się z naszą działalnością. Informacje przedstawione w filmie o Oddziale uważnym słuchaczom pozwoliły wygrać upominki z logo PGNiG, a informacje przekazane w barwnej i żywiołowej prezentacji Krzysztofa Wolańskiego z OGiE – wygrać próbki skał i soli kamiennej. W grze miejskiej związanej z najważniejszymi punktami zielonogórskiej starówki młodzież miała okazję odbyć spacer przez centrum naszego miasta.

Dorota Mundry
Dział Komunikacji i Public Relations
PGNiG SA, Oddział w Zielonej Górze



Dyrektor S. Kudela odbiera z rąk dyrektora ZSSO w Dębnie statuetkę „Ignasia 2014” – podziękowanie za nasze wsparcie wielu szkolnych projektów edukacyjnych. Fot. Magdalena Wajda



Spotkanie było dla młodzieży okazją do pierwszej wizyty nie tylko w naszym Oddziale, ale dla wielu uczniów również w Zielonej Górze. Fot. Michał Burkowski

Jerzy
Zagórski

Rekordowe wydobycie ropy naftowej wzmocniło wyniki finansowe GK PGNiG w 2013 roku

W 2013 roku GK PGNiG osiągnęła ponad 1,9 mld zł zysku netto, głównie dzięki rekordowemu wydobyciu ropy naftowej po uruchomieniu produkcji z kopalni Lubiatów i ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.



GK PGNiG zanotowała także 12% wzrost przychodów ze sprzedaży do ponad 32 mld zł w 2013 roku wobec 28,7 mld zł w 2012. Wzrost przychodów został zanotowany we wszystkich segmentach sprzedaży. Przychody ze sprzedaży ropy naftowej wzrosły o 1,5 mld zł w porównaniu do 2012 roku, a przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego wzrosły o 1,2 mld zł.

Na poziomie działalności operacyjnej Grupa odnotowała wzrost wyniku EBITDA o 22 % do 5,6 mld zł wobec 4,6 mld zł w analogicznym okresie ubiegłego roku.

Segment Poszukiwanie i Wydobycie – wzrost zysku

Przychody segmentu Poszukiwanie i Wydobycie w 2013 wyniosły 6,26 mld zł, czyli o 45% więcej w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku, natomiast zysk EBITDA osiągnął 3,38 mld zł w 2013 roku - co oznacza wzrost o 72% w porównaniu do 2012 roku.

Na tak dobre wyniki segmentu wpływ miał przede wszystkim ponad dwukrotny wzrost sprzedaży ropy naftowej oraz zwiększona sprzedaż międzysegmentowa gazu ze złóż w Norwegii do PGNiG Sales & Trading.

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu w Grupie wzrosło ponad dwukrotnie – do 1,1 mln ton w 2013 roku wobec 492 tys. ton w 2012 r. Sprzedaż ropy i kondensatu również wzrosła ponad dwukrotnie – do ponad 1,1 mln

Marcin
Zachowicz

ton w 2013 roku, natomiast przychody z ich sprzedaży wzrosły w tym okresie o 118% do 2,76 mld zł.

Wydobycie gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wzrosło w 2013 roku do 4,6 mld m sześć. (z czego 0,34 mld m³ w Norwegii) w porównaniu do 4,3 mld m sześć. w 2012 roku.

Nadal ujemna marża na sprzedaży gazu

Na wynik segmentu Obrót i Magazynowanie w 2013 roku wpływ miała przede wszystkim cena taryfowa gazu ziemnego nie pokrywająca kosztów jego zakupu. W efekcie marża na sprzedaży gazu wysokometanowego wyniosła minus 2%.

Przychody segmentu Obrót i Magazynowanie wzrosły o 8% do 25,7 mld zł, m.in. dzięki znaczącemu wzrostowi udziału spółki PGNiG Sales & Trading w przychodach ze sprzedaży gazu do 1,7 mld zł w 2013 wobec 0,4 mld w 2012 roku. Do wyniku segmentu pozytywnie przyczynił się również dziesięciokrotny wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej do 1 mld zł w 2013 roku w porównaniu z 0,1 mld zł w 2012 roku.

Sprzedaż gazu wzrosła o prawie 9% do 16,1 mld m sześć. w 2013 roku w porównaniu do 2012 roku. W podziale na poszczególne grupy odbiorców sprzedaż gazu wzrosła do segmentu rafinerie, handel i usługi, odbiorcy indywidualni oraz do klientów PGNiG Sales & Trading. Sprze-

daż gazu w Niemczech przez spółkę PST wzrosła o ponad 1 mld m sześć. w 2013 roku do 1,38 mld m sześć. z 310 mln m sześć. w 2012 roku.

Stabilny wynik segmentu Dystrybucja

Segment Dystrybucja zanotował prawie 20% wzrost przychodów ze sprzedaży do 4,25 mld zł w 2013, głównie z powodu zmiany w instrukcji ruchu i eksploatacji systemu przesyłowego. Wynik EBITDA po eliminacji zdarzeń jednorazowych utrzymał się na stabilnym poziomie 1,6 mld zł w 2013 roku. W 2013 wolumen dystrybucji wzrósł o 2%.

Rosnący wynik segmentu Wytwarzanie dzięki wysokim wolumenom sprzedaży

W 2013 roku przychody ze sprzedaży segmentu Wytwarzanie wzrosły o 5% do ponad 2 mld zł w porównaniu do 2012 roku. Wpływ na to miał m.in. wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 113 mln zł do 916 mln zł. Roczne wolumeny sprzedaży z własnej produkcji utrzymały się w 2013 roku na podobnym poziomie jak w 2012. Sprzedaż ciepła wyniosła 40,2 TJ, a sprzedaż energii elektrycznej wyniosła 3,7 GWh w 2013 roku.

Rekordowe zatłoczenie magazynów

Zapas gazu wysokometanowego w podziemnych magazynach gazu na koniec 2013 roku osiągnął rekordowy poziom ok. 2,1 mld m sześć. W grudniu 2012 roku było to 1,8 mld m sześć.



GK PGNiG zamierza zainwestować prawie 4,5 mld zł w 2014 roku

GK PGNiG zamierza zainwestować ok. 4,5 mld zł w 2014 roku, głównie w poszu-

Wyniki Grupy PGNiG w 2013 roku (mln zł)

	2012	2013	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	28 730	32 120	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(26 190)	(28 971)	11%
EBITDA	4 609	5 612	22%
EBIT	2 540	3 149	24%
Wynik netto	2 240	1 920	-14%

Wyniki Grupy PGNiG w IV kwartale 2013 roku (mln zł)

	IV kwartał 2012	IV kwartał 2013	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	8 666	9 118	5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(6 147)	(9 023)	47%
EBITDA	3 081	805	-74%
EBIT	2 518	95	-96%
Wynik netto	2 117	(162)	-

kiwania i wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej oraz rozwój i modernizację sieci gazowniczej.

Inwestycje w poszukiwania i wydobycie surowców w kraju i za granicą wyniosą 1,9 mld zł z czego największa część, 0,9 mld zł, zostanie przeznaczona na poszukiwania. Obejmą one między innymi odwiercenie w Polsce 33 otworów w tym 10 łupkowych. Około 0,7 mld zł zostanie przeznaczone na inwestycje w rozbudowę i modernizację kopalń czyli głównie wiercenia eksploatacyjne. Pozostałe ok. 0,4 mld zł zostanie zainwestowane przez spółki zależne PGNiG SA, w tym Exalo Drilling oraz spółki prowadzące poszukiwania za granicą.

Około 1,2 mld zł zostanie zainwestowane w rozbudowę i modernizację sieci gazowniczej. Ponad połowa tej sumy, ok. 650 mln zł będzie przeznaczona na inwestycje rozwojowe w tym nowe przyłącza do sieci.

GK PGNiG zainwestuje 0,7 mld zł w rozbudowę podziemnych magazynów gazu, ze szczególnym uwzględnieniem magazynów kawernowych w Mogilnie i Kosakowie. Docelowo planowana pojemność magazynów gazu powinna wzrosnąć o 200 mln m sześć. na koniec 2014 roku.

Również 0,7 mld zł zostanie zainwestowane w segment Wytwarzanie. Inwestycje w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła wzrosną o 170% w porównaniu do 2013 roku.

Ponadto PGNiG szacuje, że przychody grupy powinny wynieść blisko 32,7 mld zł w 2014 roku, a wynik EBITDA powinien wynieść blisko 5,9 mld zł.

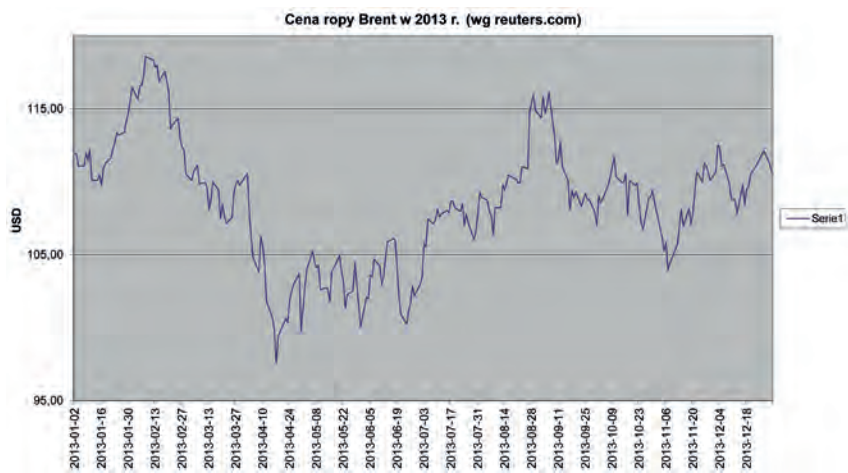
Sprzedaż gazu ziemnego w Polsce szacowana jest na poziomie ok. 14,4 mld m sześć. Krajowe i zagraniczne wydobycie ropy naftowej i kondensatu wyniesie ok. 1,18 mln ton, a wydobycie gazu ok. 4,5 mld m sześć.

Dorota Gajewska
Rzecznik prasowy PGNiG SA



OPEC nie zwiększy produkcji ropy

Na 164 konferencji OPEC, która odbyła się w Wiedniu 4 grudnia 2013 r. podtrzymano gotowość do zapewnienia w razie potrzeby dodatkowych dostaw, ale utrzymano dotychczasowy limit wydobycia w wysokości 4,08 mln t/d. Członkowie OPEC ponownie uznali, że ilość ropy naftowej produkowana przez kartel jest wystarczająca i nie ma potrzeby zwiększania wydobycia. Komentatorzy zwracają uwagę, że po uspokojeniu sytuacji w Libii i złagodzeniu



Ryc.1

sankcji wobec Iranu na rynek mogą trafić dodatkowe ilości ropy i wtedy albo spadną ceny, albo OPEC zredukuje wydobycie. Przedstawiciele OPEC w dalszym ciągu bagatelizują znaczenie rosnącej produkcji ropy z łupków w USA, określając je jako „strach na wróble”.



Ceny ropy w 2013 r. i prognozy

Jak pokazuje wykres (ryc.1), rok 2013 rozpoczął się 2 stycznia ceną ropy Brent 111,22 USD i zakończył się ceną 110,67 USD 31 grudnia ub. roku, ale w I półroczu zmiany były dość znaczne, bo 8 lutego trzeba było zapłacić za baryłkę 118,59 USD, po czym cena spadła 17 kwietnia do 97,58 USD. W II półroczu ceny były nieco bardziej wyrównane, jedynie na przełomie sierpnia i września wzrost napięcia w Syrii zaznaczył się podwyżką do 116 USD.

Średnia cena ropy West Texas Intermediate (WTI) na rynkach światowych w 2013 r. wyniosła 97,91 USD za baryłkę, a na bliższym nam rynku europejskim średnia cena ropy Brent wyniosła w 2013 r. 108,64 USD. Prognozy IEA na lata następne tj. na 2014-2015 zapowiadają spadek cen zarówno ropy WTI jak i Brent. Indeks dla WTI w 2014 r. ma się kształtować na poziomie 93,33 USD, w 2015 ma to być 89,58 USD/baryłkę. Z kolei cena ropy Brent z 105,42 USD w 2014 r. ma się obniżyć do 101,58 USD/baryłkę w 2015 r. Jeszcze bardziej zdecydowane są prognozy *Deutsche Banku*. Niedawno przewidywano cenę Brent w 2014 r. 105,25 USD, teraz już tylko 97,50 USD. Podobnie cena WTI ma wynosić 88,75 USD, zamiast wcześniejszej ceny 98,75 USD.



Nie będzie gazociągu Jamał 2

Powołując się na wypowiedzi wicepremiera J. Piechocińskiego, który określił budowę nowego gazociągu jako „rosyjską inicjatywę, bardziej telewizyjną niż realny rzeczowy projekt”, dziennik „Wiedomości” 6 lutego br. poinformował o rezygnacji *Gazpromu* z budowy gazociągu Jamał 2 przez terytorium Polski, omijającego Ukrainę. Gazeta podaje, że mimo memorandum *Gazpromu* i *EuRoPol GAZU* podpisanego w 2013 r. w Sankt Petersburgu, brakuje poparcia Polski dla realizacji projektu. W rzeczywistości nie byłaby to druga, równoległa nitka gazociągu jamalskiego, lecz nowy rurociąg z Białorusi przez Polskę na Słowację. Dotychczas *Gazprom* nie informował o tej decyzji, natomiast nadal rozważana jest budowa trzeciej i czwartej nitki Nord Stream. Analizy wykonane przez konsorcjum wskazują, że inwestycja jest uzasadniona ekonomicznie i możliwa do realizacji, zarówno z technicznego, jak i ekologicznego punktu widzenia, a także pod kątem uzyskania niezbędnego finansowania przez banki.



Komisja Europejska vs. Gazprom

Konsorcjum *South Stream AG* zostało powołane w 2008 r. i w tym samym roku podpisano międzyrządowe porozumienie o realizacji projektu gazociągu z 6 partnerami, następnie *Gazprom* zawarł umowy dwustronne z krajowymi firmami gazowniczymi. Teraz Komisja Europejska zgłasza zastrzeżenia do tych umów. Marlene Holzer, rzecznik komisarza G. Öttingera powiedziała: „Przeglądając międzyrządowe porozumienia spostrzegliśmy wiele istotnych zagadnień, które nie zostały uwzględnione. Należy do nich m. in. rozdział produkcji i prze-

syłu oraz dostęp do gazociągu dla innych firm gazowniczych." We wspomnianych umowach gazociągiem zarządza wyłącznie *Gazprom*. M. Holzer podkreśliła też, że Unia Europejska nie sprzeciwia się budowie gazociągu South Stream i może ona być kontynuowana, jednak zaleca się członkom UE, którzy podpisali umowy, aby przystąpili do renegocjacji.

Komisarz G. Öttinger zapowiedział wizytę w Moskwie, aby renegocjować umowy z Austrią, Bułgarią, Chorwacją, Grecją i Słowenią oraz z pozostającą poza Unią Serbią. Rosyjski minister energetyki Anatolij Janowski wyraził opinię, że aspekty prawne projektu South Stream powinny być rozpatrywane na podstawie obecnego prawa międzynarodowego, a III Pakiet Energetyczny jest „ponadnarodowym dokumentem prawnym”.

Kolejnym punktem spornym dla Komisji Europejskiej jest wykorzystanie gazociągu OPAL będącego przedłużeniem Nord Stream na południe i ukończonego w 2011 r. Zgodnie z postanowieniami III pakietu energetycznego, 50% mocy przesyłowej powinno być udostępnione stronom trzecim – takie warunki Niemcy uzgodniły z Komisją Europejską w 2009 r., natomiast *Gazprom* zakładał wyłączność eksploatacji rurociągu. W ub. roku niemiecka agencja *Bundesnetzagentur* zmieniła zdanie i zgodziła się na monopol *Gazpromu*. Po szczycie UE-Rosja, który odbył się 28 stycznia br. agencja *RIA Novosti* podała, że Unia i Rosja uzgodniły warunki wykorzystania pełnej mocy gazociągu OPAL. Zamieszczono też wypowiedź prezydenta W. Putina: „Mielśmy pewne problemy z gazociągiem OPAL. Zgodziliśmy się, że będzie on wykorzystany nie w 50%, lecz w 100%. Tak więc osiągnięto postęp w bardzo skomplikowanych sprawach”. Komisja Europejska nie opublikowała żadnej informacji na ten temat, jedynie komisarz ds. energii G. Öttinger poinformował, że decyzja komisji w tej sprawie będzie podjęta do końca lutego br.

Jak informuje portal *RusEnergy* i „*Niezawisimaja Gazieta*”, gazociągiem Nord Stream przesyła się obecnie 12 mld m³ gazu przy projektowej zdolności przesyłowej 1 nitki wynoszącej 27,5 mld m³ (II nitka ma taką samą przepustowość). *Gazprom* twierdzi, że cała moc gazociągu jest zakontraktowana, ale eksperci wątpią w ekonomiczną efektywność inwestycji. Ogromne nakłady nie spowodowały zakończenia tranzytu przez Ukrainę, co było jednym z celów budowy alternatywnej trasy eksportowej. Powody to wysoka cena gazu i wstrzymanie uruchomienia gazociągu NEL, który miał rozprowadzać rosyjski gaz w północnych Niemczech. Nawet jeśli zapo-

trzebowanie Europy na gaz wzrośnie, to nadal konieczne będzie wykorzystanie gazociągów ukraińskich.



Zasoby gazu w łupkach łunowych w Danii

Amerykańscy geolodzy szacują wielkość technicznie wydobywalnych zasobów gazu w łupkach łunowych w Danii na 195 mld m³, z czego na lądzie znajduje się 70 mld m³, a na morzu 124 mld m³. Są to dane z opracowania wykonanego przez Służbę Geologiczną USA w ramach projektu badawczego „*World Petroleum Project*”. Szacunki są obarczone znacznym stopniem ryzyka, ponieważ dotychczas gaz z łupków nie był eksploatowany i nie ma potwierdzenia przyjętych założeń co do nasycenia i przepuszczalności. Potencjalne możliwości wydobywania gazu istnieją w rejonach występowania łupków łunowych, do których należy Jutlandia, Zelandia, Kattegat, Bałtyk wokół Bornholmu i częściowo Morze Północne. Na przeważającej części tego obszaru pograżanie osadów odbywało się w temperaturach odpowiednich do powstawania ropy naftowej, ale późniejszy wzrost temperatury przekształcił węglowodory ciekłe w gaz. Jest to pierwsza ocena gazonośności łupków łunowych w Danii.



Początek eksploatacji złoża Prirazłomnaja

Platforma Prirazłomnaja znajdująca się na Morzu Peczorskim, 60 km od wybrzeża, była obiektem akcji protestacyjnej 30 działaczy *Greenpeace*, którzy 19 września ub. roku zostali aresztowani przez straż przybrzeżną. Stacjonarna platforma o wadze 506 tys. t jest przystosowana zarówno do wiercenia, jak i wydobywania ropy, jej wstępnej przeróbki, magazynowania i przeładunku na tankowce. Niedawno, 20 grudnia 2013 r. *GazpromNefť* rozpoczęła eksploatację złoża ropy o tej samej nazwie, pierwszego złoża na szelfie arktycznym. Docelowe wydobycie ma osiągnąć 6 mln t ropy rocznie po roku 2020, a pierwszy transport ropy będzie wysłany w I kwartale br. Gaz towarzyszący ropie ma być zużywany na platformie jako paliwo. Ropa jest przechowywana w betonowych komorach kesonowych o ścianach grubości 3 m



Drugi etap rozpoznania starych złóż

Poszukiwania na szelfie Zatoki Meksykańskiej trwają od kilkudziesięciu lat, ale zaledwie 4% otworów zostało odwierconych głębiej niż 4500 m. Zasoby, które leżą niżej, co najmniej do 6000 m, nadal czekają na odkrycie. Należy też uwzględnić płytsze akumulacje węglowodorów, rozpoznane, ale nieeksploatowane z powodów ekonomicznych. W czasach taniej ropy horyzonty produktywne o miąższości 3, 6 czy 9 m były przez operatorów pomijane, jako nieopłacalne. Nowe szanse zwiększenia wydobywania tym obszarze pojawiły się dzięki postępowi technologicznemu. Połączenie nowych metod przetwarzania danych sejsmicznych ze zwiększoną mocą obliczeniową komputerów pozwala na szybki reprocessing materiałów archiwalnych i wykonanie nowych wersji interpretacji z odwzorowaniem perspektywicznych obiektów złóżowych. W badaniach geofizycznych dużą rolę odgrywa modyfikacja zdjęć 3-D – rejestracja w szerokim azymucie (*Wide-Azimuth*). W odróżnieniu od standardowej rejestracji fal sejsmicznych obejmującej wąski wycinek obszaru rozchodzenia się fal (pole pokryte przez zestaw streamerów), w metodzie WAZ rejestracje pokrywają znacznie większą część tego obszaru. Dzięki temu lepiej tłumione są zakłócenia koherentne i dokładniejsze jest odwzorowanie struktur wgłębnych wraz z charakterystyką spękań i dyslokacji. Innym rozwiązaniem przynoszącym dobre efekty są wiercenia poziome o małym promieniu. Wszystkie te innowacje okazały się bardzo skuteczne w dotarciu do złóż poprzednio pominiętych i zwiększeniu współczynnika szczypania złóż. Nowe podejście jest domeną mniejszych, niezależnych firm naftowych, które kupują od wielkich koncernów niewykorzystane koncesje. Ben Marchive, szef poszukiwań firmy *Energy XXI*, jako przykład skuteczności takiego działania podaje podwyższenie współczynnika szczypania złoża w obrębie koncesji West Delta 73 z 55% do 65%. „Jeśli mamy złożo o zasobach geologicznych rzędu 100-136 mln t ropy, to 10-procentowa różnica oznacza bardzo dużo ropy” powiedział B. Marchive. Są to jednak sukcesy osiągane w bardzo trudnych warunkach geologiczno-złożowych. Odwerty poziome wykonuje się często w piaszczystych horyzontach produktywnych o miąższości 3 do 6 m,

z licznymi undulacjami, więc wystarczy odchylić trajektorię otworu o 1,5 do 2,5 m, aby wyjść z interwału złożowego. Charakter tych zmian metodycznych i technologicznych oddaje tytuł artykułu w miesięczniku E&P: „Nowa ropa ze starego szelfu”.

Jerzy Zagórski

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Gazprom, GECF, Hart's E&P, New Europe, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, oilru.com, OPEC, RIA Novosti, Rigzone, RusEnergy, Statoil, World Oil.



LOTOS kończy rok na plusie

W 2013 roku przychody ze sprzedaży LOTOSU wyniosły 28,6 mld zł. W analizowanym okresie zysk operacyjny spółki wyniósł 146 mln zł a zysk netto blisko 40 mln zł. Poszukiwania i wydobycie węglowodorów oraz efektywny przerób ropy i produkcja paliw będą stanowiły podstawę budowy wartości spółki w 2014 roku.

– Miniony rok nie był łatwy dla polskiej i światowej gospodarki, zwłaszcza w branży paliwowej. Pomimo tego LOTOS wykorzystał ten czas, z powodzeniem, na intensyfikację prac w obszarze poszukiwawczo-wydobywczym oraz rozwoju projektów operacyjnych i handlowych – podsumowuje Paweł Olechnowicz, prezes zarządu Grupy LOTOS S.A. – Przed nami kolejny wymagający rok i realizacja kluczowego dla spółki programu „Efektywność i Rozwój 2013-15”.

Ogłoszony wiosną ub.r. program „Efektywność i Rozwój 2013-15” skupia się przede wszystkim na realizacji kluczowych inwestycji oraz rekonstrukcji grupy kapitałowej. Program jest ściśle związany ze strategią LOTOSU a jego podstawowym celem jest dalszy rozwój i wzrost wartości spółki.

LOTOS efektywnie zarządza swoją płynnością. W 2013 r. spłacono kolejną część zadłużenia związanego z realizacją Programu 10+. Tym samym relacja zadłużenia netto do kapitałów własnych spadła w ubiegłym roku o 7 punktów procentowych tj. do 62%.

Na roczne wyniki silny wpływ miała sytuacja makroekonomiczna, w tym przede wszystkim rekordowo niskie marże rafinerijne. Dodatkowo na spadek przychodów wpłynęły także słabsza koniunktura na krajowym rynku, spowodowana wolniejszym tempem wzrostu PKB i szarą strefą.

Intensyfikacja poszukiwań i czwarta platforma na Bałtyku

Spółka systematycznie wzmacnia swój potencjał w obszarze poszukiwań i wydobywania, będącego jednym z kluczowych obszarów jej strategicznych aktywności. W 2013 roku zostało podpisane porozumienie między LOTOS Petrobaltic i Polskimi Inwestycjami Rozwojowymi dot. zagospodarowania złoża B8. Ponadto wykonano ponad tysiąc km kw. badań sejsmicznych na bałtyckich koncesjach poszukiwawczych LOTOSU. W kwietniu ub. r. powołano do życia spółkę celową Baltic Gas pracującą nad zagospodarowaniem złóż gazowych B4 i B6 a pod koniec ub. r. LOTOS Petrobaltic zakupił czwartą platformę, która już w wiosnę 2014 r. rozpoczyna wiercenia na Bałtyku.

Nowe koncesje i pierwsza ropa w Norwegii

LOTOS Norge, spółka zależna LOTOS Petrobaltic, w październiku ub. r. zawarła umowę w sprawie nabycia pakietu aktywów Heimdal obejmujących udziały w kilkunastu koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Dla LOTOSU był to kluczowy krok do odzyskania środków zainwestowanych w projekt Yme a zarazem podwojenie wydobywania. Wydobywanie w Norwegii, przypadające na przejęte przez LOTOS udziały, kształtuje się na poziomie ok. 240 tys. toe rocznie (5 tys. boe/d). Dla porównania, w 2013 r. LOTOS wydobył 219,4 tys. ton ropy naftowej (ok. 4,4 tys. bbl/d).

W grudniu ub. r. rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego w prospekcie Trelle na koncesji PL 102F, a w lutym 2014 r. potwierdzono występowanie ropy naftowej. To pierwsze odkrycie ropy na norweskiej koncesji poszukiwawczej należącej do polskiego koncernu.

Efektywna rafineria i nowe plany

W segmencie rafinerijnym kluczowy dla rozwoju LOTOSU jest projekt petrochemiczny realizowany wspólnie z Grupą Azoty. Oprócz tego, aby w pełni wykorzystać efekt realizacji Programu 10+ LOTOS, na terenie rafinerii gdańskiej, rozpoczął przygotowania do budowy tzw. instalacji opóźnionego koksowania (DCU), która bezpośrednio wpłynie na dalszy wzrost efektywności przerobu surowca. Dzięki niej spółka przestanie produkować nieopłacalny ciężki olej opałowy. W zamian wzrośnie nawet o 900 tys. t/r produkcja paliw motorowych oraz o ok. 350 tys. t/r koksu.

Dużym sukcesem było zwiększenie współczynnika konwersji na instalacji hydrokrakingu (MHC), wybudowanej w ramach Programu 10+. Osiągnięty w sierpniu 2013 r. współczynnik konwersji na poziomie 90% oznacza ogromny postęp w stosunku do projektowej wartości 60%. Zwiększenie konwersji instalacji MHC

tylko o 5 proc. oznacza, że przy średnim przebiegu tej instalacji – 160 ton wsadu na godzinę, LOTOS może wyprodukować dodatkowo w ciągu roku ok. 70 tys. ton cennych paliw, przede wszystkim oleju napędowego.

Ważnym aspektem pracy rafinerii jest jej efektywność energetyczna. Trzy nowoczesne piece technologiczne zastąpiły ponad 35-letnie urządzenia instalacji produkcji benzyny oraz instalacji olejowej. Dzięki temu rafineria w Gdańsku zmniejszyła zużycie energii oraz emisję zanieczyszczeń, a zwiększyła produkcję i bezpieczeństwo. Gdańska rafineria, uznana w rankingu Solomon Associates za najbardziej efektywną energetycznie rafinerię w Europie Środkowej i Południowej, uzyskała dzięki tym piecom dalszą poprawę efektywności.

Najszybciej rozwijająca się sieć stacji w Polsce

Sieć stacji paliw LOTOS w 2013 r. pozostała najszybciej rozwijającą się siecią stacji w Polsce. Dużej liczbie nowo otwieranych obiektów (57 w u.br.) towarzyszył rozwój sprzedaży produktów paliwowych i pozapaliwowych. Dzięki temu LOTOS umocnił swoją pozycję na rynku detalicznym i zwiększył w nim udział do 8,5% na koniec 2013 r. (w stosunku do 8% osiągniętych w 2012 roku). Celem na 2015 jest osiągnięcie 10% udziału w sprzedaży detalicznej na krajowym rynku paliw.

Udział LOTOSU w krajowym rynku paliw wg danych Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego w 2013 r. wyniósł 33,3%. Z uwagi na rozwój szarej strefy w obrocie paliwami oraz spowolnienie gospodarcze, w ciągu całego 2013 r. rejestrowana krajowa konsumpcja na olej napędowy spadła o 6% r/r. Tymczasem Grupa odnotowała wzrost udziału w krajowym rynku detalicznym tego paliwa, z 9,5% do 10,0% r/r.

Rynek paliw lotniczych

W listopadzie ub.r. Grupa LOTOS i BP Europe podpisały umowę dotyczącą rozpoczęcia działalności spółki LOTOS Air BP Polska. Perspektywę rozwoju nowej spółki buduje rosnąca konsumpcja paliw lotniczych w Polsce. 2013 rok spółka zakończyła kilkukrotnym zwiększeniem grona klientów i większą sprzedażą paliwa Jet A-1 na największych lotniskach w kraju (Warszawa, Kraków, Gdańsk, Katowice).

Biuro Komunikacji
Grupa LOTOS S.A.



21-23 maja 2014

IX POLSKI KONGRES NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW

POD PATRONATEM:

- WICEPREZESA RADY MINISTRÓW, MINISTRA GOSPODARKI – Janusza Piechocińskiego
- MINISTRA SKARBU PAŃSTWA – Włodzimierza Karpińskiego
- MINISTRA ŚRODOWISKA – Macieja H. Grabowskiego



**WZROST ZASOBÓW KRAJOWYCH ZŁÓŻ
WĘGLOWODORÓW KLUCZEM ROZWOJU POLSKIEGO
PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO**

ZAPROSZENIE do udziału w Kongresie

Bóbrka





Stanisław Szafran



Kalendarium

4.03.2014 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITP NiG. Przedmiotem obrad była analiza pracy stowarzyszenia w roku 2013. Na podstawie dokumentów przedstawionych przez Zarząd Główny, a dotyczących działalności statutowej oraz wykonania budżetu i wyniku finansowego za rok 2013, przyjęto stanowisko w sprawie działalności SITP NiG w roku 2013.

14.03.2014 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa. W trakcie posiedzenia zapoznano członków komisji z zamierzeniami i planem prac w Muzeum PNiG im. I. Łukasiewicza w Bóbrce w roku 2014, poruszono również zagadnienia związane ze:

- współpracą z redakcją „Wiek Nafty” i pozyskiwaniem materiałów dla tego kwartalnika,
- aktualizacją stałej ekspozycji w muzeum w Bóbrce „Z historii Stowarzyszeń Naftowych na ziemiach polskich”.

Przedstawiono aktualności w sprawie akcji opieki nad pomnikami i grobami zasłużonych naftowców i gazowników, oraz propozycje:

- zaakcentowania 160 rocznicy powstania przemysłu naftowego i kopalni ropy naftowej w Bóbrce podczas IX Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników w Bóbrce,
- zainicjowania akcji gromadzenia materiałów do utworzenia w Muzeum w Bóbrce ekspozycji upamiętniającej historię i osiągnięcia Zakładów Poszukiwawczych, Serwisowych, Gazownicznych i Remontowych, które zostały poddane restrukturyzacji w PGNiG.

25.03.2014 r. w Pałacu Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej odbyło się podsumowanie XX plebiscytu redakcji „Przeglądu Technicznego” o tytuł „ZŁOTY INŻYNIER 2013”.

26.03.2014 r. w Krynicy odbyło się posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG podczas którego:

- 1) Przyjęto protokół z VI zebrania Zarządu Głównego SITP NiG 11 grudnia 2013 r.
- 2) Sekretarz generalny poinformował o:
 - realizacji uchwał i postanowień VI posiedzenia Zarządu Głównego SITP NiG z dnia 11 grudnia 2013 r.;
 - działalności SITP NiG od 11 grudnia 2013 r.
- 3) Przedstawiono sprawozdanie Zarządu Głównego z działalności SITP NiG w 2013 r.:
 - sprawozdanie z działalności merytorycznej i organizacyjnej,
 - sprawozdanie finansowe.
- 4) Przedstawiono stanowisko Głównej Komisji Rewizyjnej w sprawie działalności SITP NiG w 2013 r.
- 5) Zatwierdzono sprawozdanie Zarządu Głównego z działalności SITP NiG w 2013 r.
- 6) Przedstawiono projekt budżetu SITP NiG na 2014 r.
- 7) Zatwierdzono budżet SITP NiG na rok 2014.
- 8) Podjęto uchwałę w sprawie skreślenia z listy członków wspierających SITP NiG.
- 9) Podjęto uchwałę w sprawie zmiany w statucie Ośrodka Szkolenia i Rzecznictwa SITP NiG.
- 10) Podjęto uchwałę w sprawie nadania Odznak Honorowych SITP NiG i NOT.

26-28.03.2014 r. w Krynicy odbyło się X Sympozjum SITP NiG z cyklu: „Strategia współpracy SITP NiG z przemysłem naftowym i gazowniczym działającym na zliberalizowanym rynku europejskim”. Tematem przewodnim Sympozjum było: „Młodzież w działalności SITP NiG”.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Zofia Paczkowska
z Oddziału w Sanoku
w dniu 01.03.2014 r.

70 urodziny Antoni Bujnowski
z Oddziału w Poznaniu
w dniu 02.03.2014 r.

70 urodziny Głód Józef
z Oddziału w Sanoku
w dniu 13.03.2014 r.

70 urodziny Lucyna Aleksandrowicz
z Oddziału w Krakowie
w dniu 20.03.2014 r.

70 urodziny Targosz Marian
z Oddziału w Krakowie
w dniu 25.03.2014 r.

70 urodziny Zdzisława Straś
z Oddziału w Zielonej Górze
w dniu 26.03.2014 r.

70 urodziny Lidia Chodnicka
z Oddziału w Warszawie II
w dniu 28.03.2014 r.

75 urodziny Anna Zadrożny
z Oddziału w Krakowie
w dniu 06.03.2014 r.

75 urodziny Janina Florek
z Oddziału w Krośnie
w dniu 21.03.2014 r.

80 urodziny Stanisław Pater
z Oddziału w Krośnie
w dniu 22.03.2014 r.

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

Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNiG

4 marca 2014 r. odbyło się w Krakowie posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNiG, która działając w oparciu o § 40 Statutu SITPNiG, § 4 Regulaminu GKR oraz § 10 ust. 4 i 5 Regulaminu Gospodarki Finansowej SITPNiG, przeanalizowała całokształt pracy Stowarzyszenia w roku 2013, a w szczególności Zarządu Głównego oraz jego organów doradczych i agend, a także Oddziałów SITPNiG. Zebraniu przewodniczył Stanisław Jóźefczyk. Główna Komisja Rewizyjna po przeanalizowaniu przedłożonych przez Zarząd Główny SITPNiG dokumentów oraz na podstawie protokołów kontroli przeprowadzonych przez zespół kontrolny GKR w poszczególnych sferach działalności Stowarzyszenia, sformułowała swoje stanowisko na temat całokształtu działalności SITPNiG w 2013 r., w którym przedstawiła pozytywne elementy w działalności poszczególnych ogniw organizacyjnych, organów doradczych i agend Stowarzyszenia, a także negatywne zjawiska obserwowane w ubiegłym roku w niektórych sferach pracy SITPNiG.

W syntetycznym ujęciu, przyjęta przez GKR jednogłośnie ocena działalności Stowarzyszenia w roku 2013 eksponuje następujące stwierdzenia:

1. Działalność Stowarzyszenia była zgodna ze Statutem i uwzględniała uchwa-

ły XXXVIII Walnego Zjazdu Delegatów oraz uchwał zebrań sprawozdawczo-wyborczych Oddziałów SITPNiG.

2. Przyjęte na rok 2013 podstawowe zadania programowe zostały wykonane.
3. Prowadzona działalność finansowa była zgodna ze Statutem SITPNiG, Ustawą o rachunkowości oraz regulaminami obowiązującymi w Stowarzyszeniu.

Główna Komisja Rewizyjna zapoznała się z projektem Budżetu SITPNiG na 2014 r. i po dyskusji uznała, że przyjęte założenia i wielkości kwot budżetowych umożliwiają realizację poszczególnych zadań określonych zatwierdzonym planem.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Stanisław Jóźefczyk – przewodniczący GKR, przedstawia projekt stanowiska GKR w sprawie działalności SITPNiG w roku 2013. Fot. S. Szafran



Bożena Przybińska przedstawia raport z kontroli działalności finansowej Stowarzyszenia w 2013 roku. Fot. S. Szafran

Posiedzenie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej ZG SITPniG

25 lutego 2014 r. odbyło się w Krakowie posiedzenie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej Zarządu Głównego SITPniG. Zebraniu przewodniczył Marek Dobryniewski. W posiedzeniu Komisji uczestniczył Ryszard Ryba – skarbnik Zarządu Głównego. Przedmiotem posiedzenia było:

- ocena wykonania planu finansowego SITPniG za 2013 r.,
- zaopiniowanie projektu budżetu Stowa-

rzyszenia na 2014 r.,

- sprawy bieżące i wniesione.

Komisja przeanalizowała przedłożony przez sekretarza generalnego i Biuro Zarządu Głównego SITPniG projekt sprawozdania finansowego SITPniG za rok 2013. W dyskusji członkowie komisji stwierdzili, że przedłożone sprawozdanie dobrze opisuje sytuację finansową Stowarzyszenia, a dokumenty wskazują, że gospodarka finansowa na wszystkich szczeblach dyspozy-

cyjnych prowadzona była prawidłowo, zgodnie z zatwierdzonym planem finansowym. Rok 2013 zakończył się dodatnim saldem. Po dyskusji komisja pozytywnie oceniła realizację planu finansowego SITPniG w minionym roku.

Komisja szczegółowo przeanalizowała przedłożony przez sekretarza generalnego i Biuro Zarządu Głównego SITPniG projekt budżetu Stowarzyszenia na rok 2014. W związku z zachodzącymi w Grupie Kapitałowej PGNiG SA



Członkowie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej podczas obrad. Fot. S. Szafran



Członkowie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej podczas obrad. Fot. S. Szafran

procesami konsolidacyjnymi komisja uznała, że istnieje konieczność weryfikacji przyjętego w grudniu 2013 r. prowizorium budżetowego SITPniG na rok 2014, oraz ograniczenia niektórych zakresów działalności Stowarzyszenia. W dyskusji członkowie komisji zwracali uwagę na przewidywane znaczne zmniejszenie wielkości wpływów do budżetu Stowarzyszenia, wynikające zarówno ze zmniejszenia się liczby członków wspierających, jak również ze względu na możliwy spadek sprzedaży w prowadzonej działalności gospodarczej SITPniG. Komisja pozytywnie zaopiniowała przedłożony budżet SITPniG na rok 2013.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG

Odznaczenia Stowarzyszenia



Magdalena Wajda



ODDZIAŁ
ZIELONA GÓRA

Wzorem lat ubiegłych odbyło się spotkanie podsumowujące miniony rok w działalności Stowarzyszeniowej w Oddziale Zielona Góra. Miało ono miejsce 21 lutego i rozpoczę-

ło się od posiedzenia Zarządu Głównego, na którym omówiono działania podjęte przez Stowarzyszenie w 2013 r. i zatwierdzono budżet na rok bieżący.



Wojciech Niepewny, członek Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITP NiG, odebrał Diamentową Odznakę Honorową SITP NiG z rąk prezesa Oddziału Zielona Góra Sławomira Kudeli. Fot. Magdalena Wajda



Zbigniew Gmiński, wiceprezes Zarządu Głównego Oddziału Zielona Góra, który kieruje oddziałem Ośrodka Szkolenia i Rzecznictwa SITP NiG, otrzymał Złotą Odznakę Honorową NOT. Fot. Magdalena Wajda

W ubiegłym roku odbyły się m.in. 3 seminaria naukowo-techniczne, 5 wyjazdów naukowo-technicznych krajowych i 2 zagraniczne oraz 10 spotkań integracyjnych zorganizowanych przez poszczególne Koła. Członkowie Oddziału brali czynny udział w pracach władz Stowarzyszenia. Łącznie 16 osób reprezentowało nas w organach Zarządu Głównego. Nasz Oddział liczy obecnie 1062 członków i pozostaje jednym z największych w strukturach SITP NiG.

Zasłużeni członkowie Stowarzyszenia otrzymali odznaki honorowe. Złotą Odznakę Honorową NOT otrzymał Zbigniew Gmiński, Diamentową odznakę honorową SITP NiG Wojciech Niepewny. Złote odznaki otrzymało 9 członków, srebrne 22.

Magdalena Wajda
Sekretarz Koła Zielona Góra



Złote odznaki honorowe SITP NiG otrzymali: drugi od lewej: Janusz Górzyk (Koło Grodzisk), Zbigniew Momot (Koło Grodzisk), Ryszard Pałyga (Koło Grodzisk), Zbigniew Śniatała (Koło Ostrów), Danuta Rogowska-Sobko (Koło Góra), Maria Nowak (Koło Góra), Elżbieta Kłosińska (Koło Diament), Andrzej Łąsko (Koło Góra), nieobecni Jerzy Wołowicki (Koło Zielona Góra) i Marek Frankowski (Koło Karlino). Fot. Magdalena Wajda

Kulig w Regetowie



ODDZIAŁ GORLICE

Kapryśna tegoroczna zima nie przeszkodziła, aby zaplanowany na 14.02.2014 r. kulig w Regetowie zgromadził ponad 80 koleżanek i kolegów z trzech Oddziałów SITP NiG. Co prawda gospodarze Stadniny Koni Huculskich w Regetowie zamiast sanek podstawili bryczki na kołach, ale godzinna przejażdżka malowniczą trasą Beskidu dostarczyła wielu niezapomnianych wrażeń. Akcentów zimowych również nie zabrakło, ponieważ czapy śniegu pokrywały zarówno gałęzie drzew, jak i pola wokół drogi. Wyjątkowa atrakcja regetowskiej gospody jak zwykle przyciąga wielu członków naszego Stowarzyszenia, którzy znajdują czas na to wspólne biesiadowanie. Spotkanie tak wielu członków z Gorlic, Krosna i Sanoka to okazja do podsumowania dotychczasowej działalności stowarzyszeniowej oraz snucia wspólnych planów na przyszłość. Na takich spotkaniach układane są plany wspólnych wycieczek, oraz imprez naukowo-technicznych, które później Zarządy Oddziałów wpisują w swoje kalendarze. Zabawa przy muzyce kolegi Mariana Gawrona z Osobnicy dostarczyła niezapomnianych wzruszeń. Przyjacielska atmosfera takich plenerowych spotkań sprzyja do nawiązywania wielu kontaktów, które są tak potrzebne w codziennej pracy zawodowej.

Andrzej Drzymała
SITP NiG Oddział Gorlice



Fot. arch. SITP NiG Oddział Gorlice



Fot. arch. SITP NiG Oddział Gorlice



Fot. arch. SITP NiG Oddział Gorlice



Fot. arch. SITP NiG Oddział Gorlice

NASZE **W**STOWARZYSZENIE

Oddział SITPNIg w Poznaniu



ODDZIAŁ W POZNANIU

Liczący ponad 37 lat Oddział SITPNIg w Poznaniu, na którego czele niezmiennie od 14 lat stoi prezes Andrzej Mikołajczak, to obecnie 14 Kół Zakładowych zrzeszających 764 członków. Zakres działania obejmuje województwa: wielkopolskie, zachodniopomorskie oraz północną część województwa lubuskiego.

Oddział SITPNIg w Poznaniu to między innymi wykazujące się dużą aktywnością komisje: Komisja ds. Publikacji i Wymiany Doświadczeń,



Wyjazd do Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów – Międzychód – Grotów. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu

która może poszczycić się nie małym dorobkiem publicystycznym i naukowo-technicznym a także Komisja ds. Szkolenia i Doskonalenia Kadr, w ramach której organizowane są kursy oraz egzaminy kwalifikacyjne w zakresie uprawnień energetycznych dozorowych i eksploatacyjnych, dla zgrzewaczy rur z PE oraz z zakresu ratownictwa

gazowego. Komisje te ściśle współpracują z Oddziałem Ośrodka Szkolenia i Rzecznostwa SITPNIg w Poznaniu, w ramach którego działa obecnie 37 rzeczoznawców i 9 weryfikatorów.

Ubiegły rok w działalności Oddziału to zarówno wydarzenia o zasięgu krajowym tj. XVI Krajowa Konferencja GAZTERM 2013 „Gazow-



Zarząd Oddziału SITPNIg w Poznaniu w kadencji 2012 – 2016 (od lewej: wiceprezes Andrzej Barczyński, prezes Andrzej Mikołajczak, sekretarz Ewa Przedpełska, skarbnik Barbara Janke, z-ca sekretarza Małgorzata Ratajczak, członkowie: Jan Wicorek, Wiesław Gurdak, Jacek Łoda, skład uzupełnia nieobecny na zdjęciu wiceprezes Grzegorz Bartoszewski). Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu



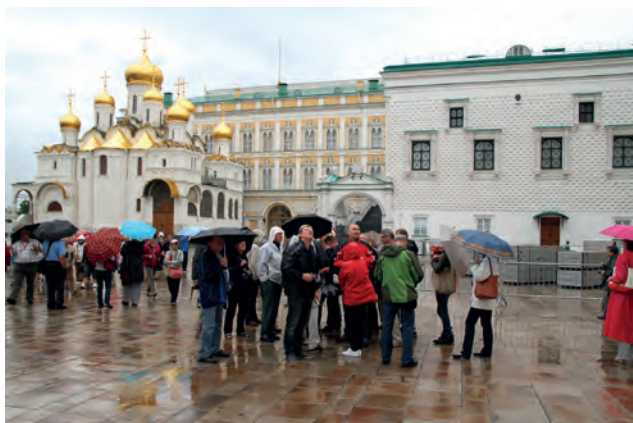
Wyjazd do Gazoportu w Świnoujściu. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu



Stacja regazyfikacji LNG w Lasocicach (KZ 5). Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu



Wyjazd do Gazoportu w Portugalii. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu



Symposium z okazji 35-lecia działalności Oddziału SITPNiG w Poznaniu. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Poznaniu



Symposium z okazji 35-lecia działalności Oddziału SITPNiG w Poznaniu. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Poznaniu

nictwo i Ciepłownictwo – Wspólne cele i perspektywy rozwoju” zorganizowana przy współudziale Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (obecnie PSG sp. z o.o. Oddział w Poznaniu), Koła Zakładowego nr 6 oraz Zarządu Oddziału, jak i inicjatywy o zasięgu regionalnym. Te obejmujące działalność naukowo-techniczną, to m.in., sympozja: „Współdziałanie służb gazowniczych i ratownictwa Straży Pożarnej w sytuacjach awaryjnych na sieciach gazowych” (Koło Zakładowe nr 7), „Techniczne, ekonomiczne i środowiskowe aspekty budowy stacji LNG w Polsce” (Koło Zakładowe nr 10), „Nowoczesne stacje regazyfikacji LNG” (Koło Zakładowe nr 5) czy XXIV Narada Regionalna w łebie dla kierowników Oddziału Zakład Gazowniczy w Poznaniu „Jedyna pewna zasada – ciągła zmiana” współorganizowana m.in. przez Koła Zakładowe nr 1, 5 i 10.

Dużą popularnością wśród członków Stowarzyszenia cieszą się rokrocznie wyjazdy nauko-

wo-techniczne. I tak w ubiegłym roku Koło Zakładowe nr 3 zorganizowało wyjazd do Gazoportu w Świnoujściu, członkowie Koła Zakładowego nr 14 zwiedzali Kopalnię Gazu w Kościanie oraz Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice, natomiast udziałem Koła Zakładowego nr 6 był wyjazd do Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów – Międzychód – Grotów a z zagranicznych wyjazd do Gazoportu w Portugalii.

Działalność Oddziału to przede wszystkim działalność na rzecz członków, m.in. poprzez wnioskowanie o nadanie odznak honorowych (w ubiegłym roku przyznano po 8 srebrnych i złotych Odznak Honorowych SITPNiG oraz 5 srebrnych Odznak Honorowych NOT), przyznawanie zapomóg z Kasy Pomocy Koleżeńskiej a także organizowanie w ramach Kół i Oddziału spotkań integracyjnych, imprez sportowych i okolicznościowych.

W 2012 roku Oddział SITPNiG w Poznaniu obchodził 35 – lecie swej działalności. Z tej oka-

zji w czerwcu 2013 roku, w Moskwie odbyło się symposium, stanowiące okazję do dokonania pewnych podsumowań jak i nakreślenia planów na przyszłość.

W ubiegłym roku poznański Oddział SITPNiG jako pomysłodawca i koordynator całego przedsięwzięcia, dzięki hojności firm z branży naftowo-gazowniczej, na trwałe zaznaczył swoją obecność na mapie Poznania. 23 września 2013 roku odbyło się uroczyste odsłonięcie pomnika – ławeczki Ignacego Łukasiewicza. Dzieło poznańskiego rzeźbiarza Romana Kosmali stanęło na skwerze również imienia tego wielkiego Polaka, w bezpośrednim sąsiedztwie poznańskiej „Gazowni” oraz siedziby Oddziału SITPNiG.

Małgorzata Ratajczak
Z-ca Sekretarza

Zarządu Oddziału SITPNiG w Poznaniu



Uroczystość odsłonięcia pomnika – ławeczki Ignacego Łukasiewicza. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Poznaniu

Polsko-Indyjski Szczyt Energetyczny 2014



W dniach 10–15 lutego 2014 r., z okazji jubileuszu 60-lecia nawiązania stosunków dyplomatycznych pomiędzy Polską i Indiami, przebywała w Indiach (New Delhi, Kalkuta) Polska Misja Biznesowa, której przewodniczył wiceminister Gospodarki Jerzy Pietrewicz. W misji tej z ramienia Instytutu uczestniczyli panowie: Winicjusz Stanik i Leszek Ziemiański.

Kluczowym wydarzeniem misji była sesja plenarna Polsko-Indyjskiego Szczytu Energetycznego 2014 w New Delhi z udziałem przedstawicieli biznesu sektora energetycznego i górnictwa z obu krajów. W ramach tego szczytu Instytut zaprezentował 16 posterów, dotyczących wybranych produktów i technologii oraz przedstawił możliwości współpracy polsko-indyjskiej w tym zakresie.

Głos zabrali oficjalni goście ze strony Indii i Polski. Na szczególną uwagę zasługiwały wystąpienia ambasadora RP w Indiach prof.



Fot. arch. INIG-PIB

Piotra Kłodkowskiego, minister z Ministerstwa Spraw Zagranicznych RP Katarzyny Kacperczyk, wiceministra Ministerstwa Gospodarki Jerzego Pietrewicza oraz prezesa Krajowej Izby Gospodarczej Andrzeja Arendarskiego.

W sesji inauguracyjnej uczestniczył minister Węgla Indii S. Jaiswal, który razem z delegacją polską dokonał oficjalnego otwarcia targów.

Kolejnym etapem było uczestnictwo polskiej delegacji w Kalkucie w V Azjatyckim Kongresie Górniczym, któremu towarzyszyły Międzynarodowe Targi Górnicze.

Na Kongresie dr Leszek Ziemiański wygłosił referat pt.: *The innovative potential of Oil and Gas Institute in the field of extraction and processing of crude oil and natural gas at the basic for R&D and industrial India-Poland cooperation.*

Instytut, jako jedyny zorganizował na Szczycie Energetycznym w New Delhi, w sali obrad, wystawę swoich innowacyjnych rozwiązań.

Ponadto należy podkreślić ogromne zainteresowanie uczestników kongresu z firm Indyjskich, materiałami przygotowanymi i prezentowanymi przez Instytut, zarówno na Szczycie Energetycznym, jak również Kongresie Wydobywczym.

Podczas Szczytu Energetycznego odbyły się 3 sesje z udziałem przedstawicieli Indii oraz Polski. Sesja pierwsza dotyczyła problemów wydobywania węgla, sesja druga – problemów wydobywania i możliwości współpracy w zakresie węglowodorów, a sesję trzecią poświęcono odnawialnym źródłom energii.

Sesje Polsko-Indyjskiego Szczytu Energetycznego 2014 odbywały się w hotelu Taj Mahal.

W misji rządowej uczestniczyło około 70 reprezentantów polskich firm sektora energetycznego i górnictwa, instytutów naukowo-badawczych (Instytut Nafty i Gazu, Główny Instytut Górnictwa, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Państwowy Instytut Geologiczny i Instytut Technik Innowacyjnych EMAG), dziekan Wydziału Górnictwa i Geoinżynierii AGH.

Instytut Nafty i Gazu
Państwowy Instytut Badawczy



Fot. arch. INIG-PIB



Fot. arch. INIG-PIB

Szanowni Państwo,

serdecznie zapraszamy do uczestnictwa w **Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej ŚRODKI SMAROWE 2014 – Nowoczesne Środki smarowe do specjalistycznych zastosowań w urządzeniach przemysłowych, transporcie i komunikacji**, organizowanej w dniach 14 - 16 maja 2014 r., w Muszynie, hotel KLIMEK****SPA, przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy oraz Stowarzyszenie Współpracy Przemysłu Naftowego i Samochodowego CEC POLSKA.

Tematy, na które szczególnie chcielibyśmy zwrócić Państwa uwagę podczas majowych obrad to m.in.:

- Najnowsze narzędzia badawcze stosowane w oznaczaniu parametrów fizyko-chemicznych i właściwości użytkowych środków smarowych;
- Nowoczesne środki smarowe do specjalistycznych zastosowań;
- Rynek środków smarowych wczoraj, dziś i jutro;
- Problemy użytkowników środków smarowych;
- Historia technik smarowniczych w drugiej połowie ubiegłego wieku w anegdocie.

Zapraszamy osoby zajmujące się **produkcją i dystrybucją komponentów do środków smarowych, twórców technologii, producentów i użytkowników środków smarowych, przedstawicieli uczelni i instytutów badawczych oraz producentów dostawców sprzętu laboratoryjnego.**

Udział w konferencji będzie okazją do dyskusji, wymiany wiedzy i doświadczeń. Zachęcamy do aktywnego uczestnictwa w wykładach plenarnych oraz panelach dyskusyjnych.

Zapraszamy również do zapoznania się z ofertą producentów aparatury pomiarowo-badawczej, prezentowaną na stoiskach.

Koszt uczestnictwa w konferencji:

dla uczestników:

1550 zł netto + 23% VAT: pokój jednoosobowy

1300 zł netto + 23% VAT: pokój dwuosobowy

dla prelegentów:

1150 zł netto + 23% VAT: pokój jednoosobowy

Opłata konferencyjna obejmuje: koszty organizacyjne, materiały konferencyjne, przerwy kawowe, obiad/lunch, udział w uroczystej kolacji, udział w wieczorze regionalnym, dodatkowe atrakcje, 2 noclegi ze śniadaniem.

Termin zgłaszania uczestnictwa: 25.04.2014 r.

Termin zgłoszenia tematu referatu: 17.03.2014 r.

Termin nadsyłania referatów w formie prezentacji: 11.04.2014 r.

Kontakt w sprawach organizacyjnych/zgłaszanie uczestnictwa:

Magdalena Skórska-Sawina

Tel. 12 421 00 33 w. 3206

Fax: 12 61 77 518

e-mail: srodkismarowe2014@inig.pl

Kontakt w sprawach merytorycznych/zgłaszanie referatów:

Agnieszka Skibińska

e-mail: skibinska@inig.pl

Tel. 12 61 77 575

Więcej informacji na www.srodkismarowe2014.inig.pl



ŚRODKI SMAROWE

2 0 1 4



CEC POLSKA

Stowarzyszenie Współpracy Przemysłu
Naftowego i Samochodowego



Patronat medialny:

**przemysł
chemiczny**

Nafta-Gaz
MIESIĘCZNIK INSTYTUTU NAFTY I GAZU

wiadomości
NAFTOWE I GAZOWE

Izba tradycji krakowskiego gazownictwa



Budynek byłej fabryki gazu wodnego. Fot. Mariusz Dobrzański

Krakowskie gazownictwo posiada bogatą, ponad 180 – letnią tradycję. W Krakowie bowiem, jako w pierwszym polskim mieście zademonstrowano gazowe oświetlenie. Było to w 1830 roku, kiedy to profesor Cesarsko – Królewskiego Instytutu Technicznego w Krakowie Karol Fryderyk Mohr, dla zapoznania swoich uczniów z nowym wynalazkiem, jakim było oświetlenie gazowe zainstalował kilka lamp gazowych przy ul. Gołębiej. Jednak jego propozycja szerszego wykorzystania tego wynalazku okazała się zbyt śmiała. Dlatego też pierwsze projekty zaprowadzenia oświetlenia gazowego w Krakowie wysunięto dopiero w 1844 roku, a ponowione zostały w latach 1847 - 48, jednak nie przyniosły one żadnych efektów. Podobnie zakończyły się prowadzone w listopadzie 1855 r. rozmowy, jakie prowadziły władze miasta z Wiedeńskim Stowarzyszeniem Oświetlenia Gazem. Kolejnym partnerem w rozmowach była spółka Niemieckie Kontynentalne Towarzystwo Gazowe w Dessau. Zakończyły się one pomyślnie, podpisaniem w dniu 16 kwietnia 1856 roku układu, na mocy którego Towarzystwo uzyskało wyłączne prawo oświetlania miasta, dostarczania gazu konsumentom prywatnym i wykonywania urządzeń gazowych na 25 lat. Data ta uważana jest za początek gazowni w Krakowie – zakładu, którego celem działalności było wytwarzanie z węgla gazu, służącego do oświetlenia miejskich ulic.

Sama „era gazyfikacji” w podwawelskim grodzie zaczęła się 22 grudnia 1857, kiedy to uruchomiono w mieście gazownię, oddano

pierwsze odcinki sieci gazowej i co najważniejsze – zapłonęły pierwsze latarnie, usytuowane w czterech narożnikach Rynku. Wkrótce gazem oświetlono także główne ulice Kazimierza, Stradomia, Starego Miasta oraz ul. Lubicz. Przed uruchomieniem gazowni ulice Krakowa oświetlały lampy naftowe oraz na olej rzepakowy. Wydarzenie to zapoczątkowało nowy etap w dziejach miasta. Sam zakład gazowy został wybudowany „na gruntach Riedmüllerów” na Kazimierzu nad Wisłą przy ulicy Gazowej (nazwa ulicy od około 1880 roku), w miejscu, w którym funkcjonuje do dnia dzisiejszego. Mimo że od ponad 40 lat nie produkuje on

już gazu, pozostając tylko jego dystrybutorem. Główne, najstarsze obiekty produkcyjne zaprojektował niemiecki projektant inż. Sezig, pracujący dla niemieckiego inwestora. Pierwszym dyrektorem gazowni został niemiecki inżynier Konrad Voss. Natomiast pierwsze rury, którymi przesyłać miano gaz sprowadzono z Anglii. Od tych lat Gazownia pozostaje jednym z najważniejszych przedsiębiorstw realizujących zadania z zakresu miejskiej gospodarki komunalnej, należących analogicznie jak wodociągi, elektrownia, komunikacja miejska do standardowego „klucza” służb inżynierii miejskiej, szczególnie charakterystycznych dla każdego nowoczesnego miasta europejskiego na przełomie XIX – XX w.). W 1864 roku gaz zaczęto dostarczać na drugą stronę Wisły do Podgórza, będącego wówczas samodzielnym miastem.

Jednak radość w mieście z powodu uruchomienia oświetlenia gazowego nie trwała długo, bowiem produkowany gaz był złej jakości, nienależycie oczyszczony przez co płomień w późno zapalanych lampach był kolorowy i migotliwy. Latarnie dawały więc słabe światło i na ulicach panowały ciemności. Również sama cena gazu była niesłuchanie wyśrubowana. Powodowało to, że Towarzystwo Dessauskie od pierwszych dni swojej działalności nie cieszyło się dobrą opinią mieszkańców, a władze nie były zadowolone z świadczonych przez nie usług. Jednak z powodu wygórowanej ceny – 800 000 złotych reńskich wykup zakładu przez miasto był nie możliwy. Dlatego też zaczęto rozważać inne rozwiązanie – budowę przez miasto własnej gazowni miejskiej. Za radą Faustyna Jakubowskiego, przewodniczącego specjalnej komisji gazowej, władze miasta wypowiedziały kontrakt Towarzystwu Gazowemu w Dessau i zaprzestało używać gaz.



Dyrektor Zakładu Piotr Niewiarowski otwiera Izbę tradycji. Fot. Mariusz Dobrzański



Fragment ekspozycji. Fot. Mariusz Dobrzański

Również mieszkańcy Krakowa poparli w tym sporze władze miejskie i licznie zaprzestali korzystania z gazu. Te działania przyniosły pożądane efekty. Towarzystwo Dessuskie zdecydowało się sprzedać zakład za sumę 460 000 złotych reńskich. Od 1 marca 1886 r. zaczął on działać, jako przedsiębiorstwo komunalne pod nazwą Krakowska Gazownia Miejska, będąc pierwszą gazownią na ziemiach polskich niezależną od przedsiębiorstw niemieckich. Krakowska Gazownia Miejska do czasu upaństwowienia w 1950 roku, odegrała ogromną rolę w tworzeniu „nowoczesnego Krakowa”. Przejęcie gazowni przez miasto stworzyło klimat sprzyjający rozwojowi polskiego przemysłu. Produkowany w zakładzie gaz umożliwił oświetlenie placów i ulic, ogrzanie mieszkań. Była ona również poważnym źródłem dochodów dla miasta, z którego mogło ono finansować inwestycje miejskie, a także działania kulturalno-tworzące.

Do dziś zachowały się budynki wytwórcze, które po wielokrotnych remontach i przebudowach często zmieniały swoją przeznaczenie – rolę. Szczególnie okazałe, po ostatnich gruntownych remontach przeprowadzonych w latach 2006 – 2008 wyglądają budynki byłej aparatuwni i kotłowni, fabryki amoniaku i fabryki gazu wodnego. Najstarszy z nich, tj. budynek aparatuwni i kotłowni powstał w trakcie budowy zakładu na przełomie lat 1856/57

jako piecownia retortowa. W 1889 roku w wyniku przebudowy usytuowano w nim nową piecownię, czyszczalnię, kotłownię oraz izbę maszyn, a w 1929 roku po ponownej przebudowie kotłownię oraz dalekotłocznię, służącą tłoczeniu gazu wysokopiętnego. Budynek byłej fabryki amoniaku – produktu ubocznego w procesie destylacji węgla został wybudowany w 1900 roku. Natomiast budynek byłej fabryki gazu wodnego powstał w 1907 roku. Obecnie budynki te służą celom biurowym. Z innych budynków produkcyjnych zachował się budynek magazynu, służący początkowo do regeneracji masy, którego główna część została w ostatnich latach przekształcona w świetlicę oraz obecny budynek dyspozycji gazu, wybudowany w 1905 roku z przeznaczeniem na elektrownię zakładową, produkującą prąd z gazu węglowego oraz stację pomp. Ostały się także obiekty administracyjne położone bezpośrednio przy ul. Gazowej, jak pochodzący z 1819 roku dom zaadaptowany w 1856 roku na budynek dyrekcji i wybudowany w latach 1895/96 z przeznaczeniem na magazyn budynek, który po gruntownym remoncie w 1937 roku pomieścił laboratorium. Do zachowania wszystkich tych obiektów, jak również funkcjonowania zakładu w obecnym miejscu na Kazimierzu przyczynił się, co jest paradoksem, wybuch wojny światowej w 1914 roku. Utworzenie, za prezydentury prof. Juliusza

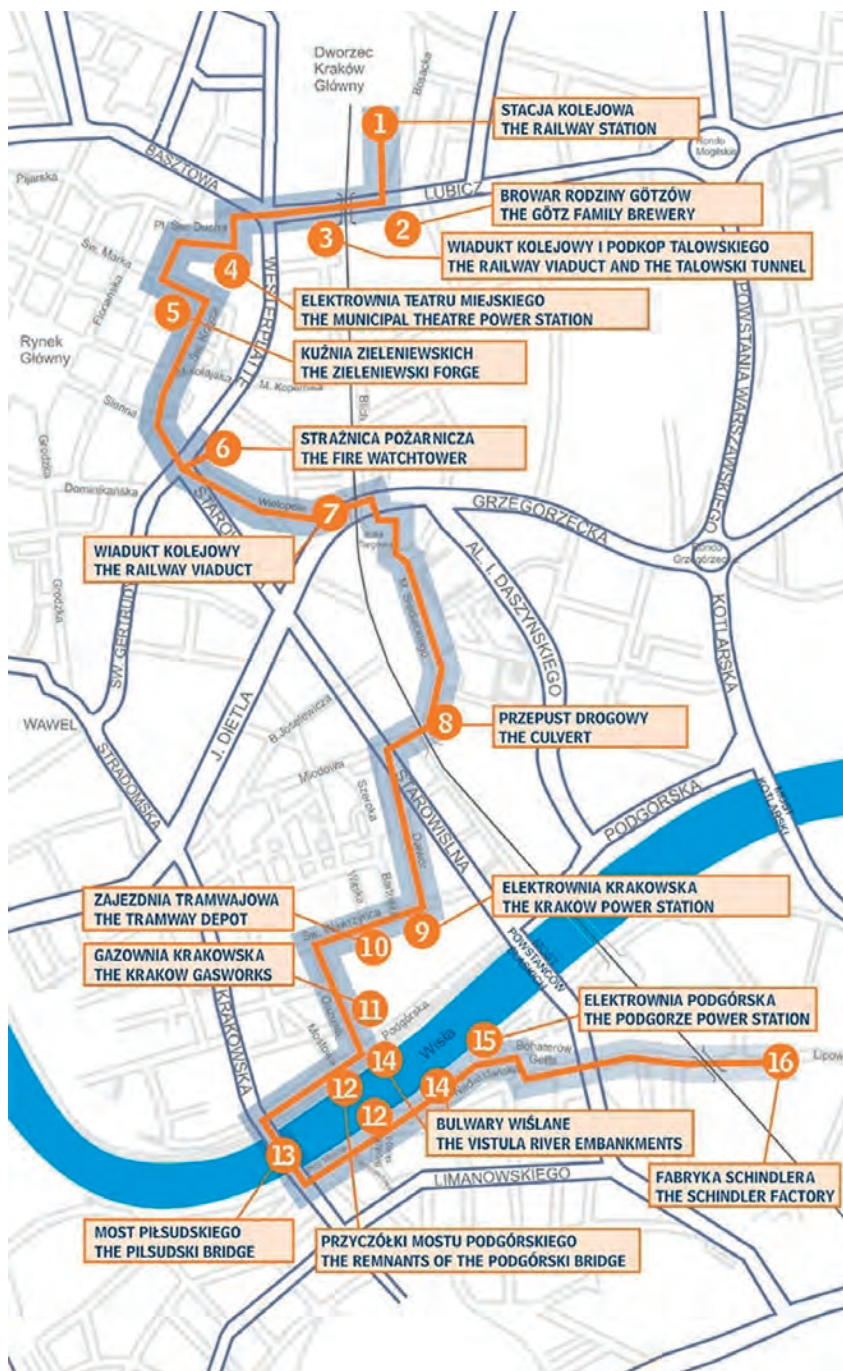
Leo 1 kwietnia 1910 roku tzw. Wielkiego Krakowa przez przyłączenie przyległych gmin: Zakrzówka, Dębnik, Zwierzyńca, Czarnej Wsi, Nowej Wsi, Łobzowa, Krowodrzy, Prądnika Czerwonego było przełomem zarówno w dziejach Krakowa, jak i samej gazowni miejskiej. Decyzja ta pociągnęła za sobą znaczne rozszerzenie kręgu odbiorców gazu oraz wzrost zapotrzebowania na gaz, co spowodowało potrzebę budowy nowego zakładu. W 1911 roku podjęto decyzję o budowie nowej gazowni na peryferiach miasta Krakowa, na Dąbiu, ale te wielkie plany zostały całkowicie przekreślone z chwilą wybuchu wojny światowej. Zaczęto realizować szeroki program przebudowy i modernizacji gazowni na dawnym miejscu, mający na celu podniesienie jej nominalnej zdolności produkcyjnej opracowany ówczesnego dyrektora Krakowskiej Gazowni Miejskiej – inż. Mieczysława Seiferta.

Zakład Gazowniczy w Krakowie będący spadkobiercą tradycji krakowskiego gazownictwa posiada bogate zasoby dokumentów oraz materiałów historycznych obrazujących ponad 180 – letnią jego tradycję. O wartości powyższych materiałów oraz dokumentów świadczą wystawy organizowane we współpracy z Muzeum Inżynierii Miejskiej w Krakowie oraz Muzeum Historycznym miasta Krakowa, na których zdecydowana większość eksponatów pochodziła ze zbiorów Zakładu. Również jako

zakład mający swoje miejsce w „historii technicznej” miasta Krakowa umieszczony został na Krakowskim Szlaku Techniki, powstałym z inicjatywy Urzędu miasta Krakowa.

Krakowski Szlak Techniki uruchomiony w 2006 roku jest miejskim szlakiem dziedzictwa przemysłowego – pierwszą tego typu trasą w Polsce, obejmującą tylko jedno miasto. Bowiem trasa po dziedzictwie przemysłowym na Podkarpaciu – szlak naftowy obejmuje obiekty znajdujące się w różnych miastach, miasteczkach i wsiach. Głównym celem utworzenia szlaku było wzbogacenie i urozmaicenie oferty turystycznej miasta oraz pokazanie, że Kraków w historii był nie tylko centrum życia politycznego i kulturalnego, ale i ważnym ośrodkiem myśli inżynierskiej oraz techniki, w którym szybko wdrażano światowe osiągnięcia postępu technicznego. Trasa obejmuje 16 obiektów usytuowanych w ścisłym centrum miasta i jego bliskim sąsiedztwie, wyróżniających się ze względu na ich wyjątkowe znaczenie historyczne i architektoniczne, stanowiących symbole rozwoju cywilizacyjnego miasta. Większość z nich została wzniesiona w XIX i XX w., według projektów najwybitniejszych w tym czasie polskich architektów, konserwatorów i budowniczych (m.in. Tadeusza Stryeńskiego, Franciszka Mączyńskiego, Zygmunta Hendla, Wacława Krzyżanowskiego, Teodora Talowskiego czy Karola Knausa). Niektóre z nich wciąż funkcjonują, pełniąc pierwotne funkcje, inne zostały zaadaptowane do pełnienia innych nowych, w tym publicznych funkcji. Każdy z dostępnych zabytków posiada specjalnie oznakowanie – tabliczkę informacyjną w kształcie koła zębatego, podkreślającą specyficzny charakter szlaku. Trasa, reprezentująca wybrane, kluczowe obiekty dla rozwoju miasta ery przemysłowej, zaczyna się na Dworcu Głównym, a kończy w Podgórzu w fabryce Schindlera, bohatera filmu Stevena Spielberga. Ponadto szlak obejmuje Muzeum Inżynierii Miejskiej, wiadukt i przepust kolejowy, browar Rodziny Götztów, elektrownię teatru miejskiego, kuźnię Zieleniewskich, strażnicę pożarniczą, zajezdnię tramwajową, gazownię krakowską, przyczółki Mostu Podgórskiego, Most Piłsudskiego, elektrownię podgórska, Bulwary Wiślane. Trasa nie jest długa, liczy bowiem około 6 km i można ją przebyć łatwo pieszo. Główną atrakcją trasy jest dawna zajezdźnia tramwajowa i działające w niej Muzeum Inżynierii Miejskiej, w którym znajduje się punkt informacji turystycznej o Krakowskim Szlaku Techniki oraz dziedzictwie przemysłowym miasta.

To wszystko spowodowało, że w 2006 roku w Zakładzie Gazowniczym w Krakowie,



Szlak techniki

podczas obchodów 150 – lecia Gazowni Krakowskiej podjęta została decyzja utworzeniu Izby tradycji, której celem byłoby syntetyczne i czytelne pokazanie dziejów krakowskiego gazownictwa, a także gromadzenie i udostępnianie nieznanych dotąd materiałów archiwalnych i pamiątek. Izba ma również za zadanie pokazanie gazowni, jako przedsiębiorstwa zaspakajającego codzienne potrzeby mieszkańców. Na cele organizowanej Izby przeznaczono część pomieszczeń w wyremontowanym budynku byłej fabryki gazu wodnego.

W końcu po kilku latach starań i prac została uruchomiona w Zakładzie w Krakowie „Izba tradycji krakowskiego Gazownictwa”.

Pierwszymi osobami, które miały możliwość zapoznać się z jej zasobami byli 6 grudnia 2013 r. członkowie Zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Natomiast oficjalnego otwarcia Izby dokonał 10 grudnia 2013 r. dyrektor Oddziału w Tarnowie Polskiej Spółki Gazownictwa Robert Banaś wspólnie z obecnym dyrektorem Zakładu w Krakowie Piotrem Niewiarowskim oraz emerytowanym dyrektorem Aleksandrem Stępniewskim.

Materiały na ekspozycji w Izbie zostały zaprezentowane chronologicznie w 6 grupach:

- powstanie Gazowni w Krakowie – lata 1856 – 1886.
- modernizacja przełomu XIX/XX wieku



Fragment żeliwnego gazociągu. Fot. Mariusz Dobrzański

- I wojna światowa – lata 1886 – 1918,
- okres międzywojenny – lata 1918 – 1939,
- II wojna światowa i okres odbudowy – lata 1939 – 1950.
- przedsiębiorstwo państwowe – lata 1950 – 1980,
- współczesność – po 1980 roku

uzupełnione 7 grupą, przekrojącą przedstawiają pracowników krakowskiego gazownictwa w powyższych latach.

Na ekspozycji zademonstrowanych jest ok. 100 eksponatów. Są to zarówno dokumenty archiwalne (plany sytuacyjne, projekty, szkice, mapy, fotografie) jak i eksponaty wolnostojące jak sprzęt gospodarstwa domowego (kuchnie i piecyki gazowe, żelazka na gaz), gazomierze, reduktory, urządzenia laboratoryjne, pozwalające w sposób możliwie kompletny odtworzyć oraz zilustrować dzieje krakowskiego gazownictwa.

Najcenniejsze zaprezentowane eksponaty to:

- Akt notarialny pochodzący z 1824 r., będący podstawą prawną przejęcia na własność miasta terenu późniejszej gazowni,
- Plan geodezyjny terenów późniejszej gazowni wykonany 4 marca 1833 r.,
- Sprawozdanie komisji Rady Miejskiej w Krakowie w sprawie gazowej pochodzące z 1886 r.,
- Dyplom R. M. Krakowa dla dra Faustyna Jakubowskiego za zasługi przy wykupie gazowni pochodzący z 1886 r.,
- Kontrakt kupna – sprzedaży gruntów od Bractw Izraelickich na Kazimierzu pod rozszerzenie gazowni sporządzony 17 czerwca 1896 r.,

– Pieczęcie „Krakowskiej Gazowni Miejskiej” z przełomu XIX/XX wieku

Interującym eksponatem jest również pochodzący z przełomu XIX/XX wieku fragment gazociągu niskoprężnego, wykonany z rur żeliwnych mających połączenia kielichowe,

we, na których widoczne jest wtórne, nowoczesne uszczelnienie, wydobyty w trakcie prowadzonego w 2012 r. remontu sieci gazowej w ul. Kopernika w Krakowie.

Ponadto w Izbie zaprezentowanych jest ok. 200 reprodukcji zdjęć zarówno historycznych, jak i współczesnych, przedstawiających obiekty i urządzenia zakładowe, pracowników zakładu.

Całość uzupełnia pokaz filmów, zdjęć i książek, wydawnictw związanych z krakowskim gazownictwem, z których szczególnie cenny jest film pochodzący z lat 30. XX wieku przedstawiający proces produkcji gazu węgłowego w Krakowskiej Gazowni Miejskiej.

Izba zrealizowana została przy dużym zaangażowaniu pracowników zakładu. Scenariusz ekspozycji opracował Grzegorz Mleczo przy współpracy Alicji Solarz, Mariusza Dobrzańskiego oraz Piotra Narlocha.

Serdecznie zapraszamy do zapoznania się z ekspozycją „Izby tradycji krakowskiego gazownictwa”, mieszczącej się przy ul. Gazowej 16.

Grzegorz Mleczo

PSG sp. z o.o. Oddział w Tarnowie
Zakład w Krakowie



Fragment ekspozycji. Fot. Mariusz Dobrzański

Turniej tenisowy o Puchar Prezesa SITPNiG Oddział w Sanoku

16.01.2014 r. na kortach SPIN KLUBU w Rzeszowie odbył się turniej tenisowy o Puchar Prezesa SITPNiG Oddział w Sanoku. W zawodach udział wzięło 16 zawodników reprezentujących:

1. PGNiG SA Oddział w Sanoku
2. PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji
3. PSG Sp. z o.o.
4. EXALO DRILLING S.A.
5. PGNiG Technologie
6. Instytut Nafty i Gazu
7. Control-Process Kraków

Rozgrywki prowadzone były w trzech kategoriach. Po zaciętych i emocjonujących zawodach wyłoniono zwycięzców poszczególnych kategorii. Końcowa klasyfikacja przedstawia się następująco:

Kategoria MASTERS:

1. Grzegorz Padło – PSG Sp. z o.o. – Oddział w Tarnowie
2. Paweł Fic – PGNiG Oddział w Sanoku
3. Marcin Jaworski – PSG Sp. z o.o. – Oddział w Tarnowie

Kategoria OPEN:

1. Tadeusz Ślęczka – PGNiG Technologie – Oddział Naftomontaż Krosno

2. Marek Koczela – PSG Sp. z o.o. – Oddział w Tarnowie
3. Tomasz Słoczyński – Instytut Nafty i Gazu w Krakowie

Kategoria VIP:

1. Jarosław Adamczuk – PGNiG Oddział Sanoku
2. Zbigniew Szurlej – EXALO DRILLING S.A. – Centrum Jasło
3. Józef Potera – PGNiG Oddział Geologii i Eksploatacji

Firmom, które wysłały swoich reprezentantów na zawody dziękujemy za zainteresowanie turniejem.

Zwycięzcom gratulujemy wygranych.

Pozostałym zawodnikom zachęcamy do jeszcze intensywniejszego treningu i skorzystania z możliwości rewanżu w kolejnych organizowanych przez SITPNiG O/Sanok turniejach tenisowych.

Paweł Fic



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Sanoku



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Sanoku



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Sanoku



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Sanoku



XVII

Konferencja Gazterm

Międzyzdroje 12 - 14 maja 2014
Hotel Amber Baltic

**Nowy kształt rynku gazu.
Dokąd zmierza
polskie gazownictwo?**

www.gazterm.pl

Patron Konferencji

Organizatorzy



studio | 4u

Patronat medialny



Kontakt z biurem organizacyjnym:

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



9th Pipeline Technology Conference

12 - 14 May 2014

Estrel Berlin, Berlin, Germany



Regional Partner Poland



Europe's leading conference and exhibition on new pipeline technologies:
www.pipeline-conference.com