

NR 12 (168)
grudzień
2013 r.
miesięcznik
Rok XVI
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



Recenzenci czasopisma Wiadomości Naftowe i Gazownicze

1.	dr inż.	Barczyński Andrzej	Polska Spółka Gazownictwa
2.	dr inż.	Bednarz Stanisław	Akademia Górniczo-Hutnicza
3.	dr inż.	Capik Marek	Akademia Górniczo-Hutnicza
4.	dr inż.	Dudek Alfons	Polski Serwis Płynów Wiertniczych
5.	prof.dr hab. inż.	Gonet Andrzej	Akademia Górniczo-Hutnicza
6.	dr inż.	Herman Zdzisław	PGNiG Oddział Zielona Góra
7.	dr inż.	Janowski Mirosław	Akademia Górniczo-Hutnicza
8.	prof. dr hab. inż.	Jarzyna Jadwiga	Akademia Górniczo-Hutnicza
9.	dr inż.	Kasza Piotr	Instytut Nafty i Gazu
10.	dr inż.	Kiełt Marian	Geofizyka Toruń
11.	dr inż.	Kossowicz Ludwik	Instytut Nafty i Gazu
12.	prof. dr hab. inż.	Kostecki Andrzej	Instytut Nafty i Gazu
13.	prof. dr hab. inż.	Kotarba Maciej	Akademia Górniczo-Hutnicza
14.	prof.dr.	Krasodowski Michał	Instytut Nafty i Gazu
15.	dr inż.	Łaciak Mariusz	Akademia Górniczo-Hutnicza
16.	dr inż.	Macuda Jan	Akademia Górniczo-Hutnicza
17.	dr inż.	Matyasik Irena	Instytut Nafty i Gazu
18.	dr hab. inż.	Nagy Stanisław	Akademia Górniczo-Hutnicza
19.	dr inż.	Oleksiak Stanisław	Instytut Nafty i Gazu
20.	dr inż.	Pałuchowska Martynika	Instytut Nafty i Gazu
21.	prof. dr hab. inż.	Pietsch Kaja	Akademia Górniczo-Hutnicza
22.	prof. dr hab. inż.	Pilecki Zenon	IGSMiE PAN
23.	dr inż.	Rybicki Czesław	Akademia Górniczo-Hutnicza
24.	dr inż.	Rzepka Marcin	Instytut Nafty i Gazu
25.	dr inż.	Sechman Henryk	Akademia Górniczo-Hutnicza
26.	dr inż.	Semyrka Roman	Akademia Górniczo-Hutnicza
27.	prof.zw.dr hab.inż.	Siemek Jakub	Akademia Górniczo-Hutnicza
28.	dr	Sienkiewicz Marcin	Uniwersytet Wrocławski
29.	dr inż.	Słupczyński Kazimierz	Akademia Górniczo-Hutnicza
30.	dr inż.	Solecki Tadeusz	Akademia Górniczo-Hutnicza
31.	dr inż.	Sowiżdżał Anna	Akademia Górniczo-Hutnicza
32.	prof.nadzw.dr hab. inż.	Stopa Jerzy	Akademia Górniczo-Hutnicza
33.	prof.dr hab.	Such Piotr	Instytut Nafty i Gazu
34.	prof. dr hab. inż.	Ślusarczyk Ryszard	Akademia Górniczo-Hutnicza
35.	prof.nadzw.dr hab. inż.	Tarkowski Radosław	IGSMiE PAN
36.	dr hab. inż.	Tarnawski Zbigniew	Akademia Górniczo-Hutnicza
37.	dr inż.	Uliasz Małgorzata	Instytut Nafty i Gazu
38.	dr inż.	Witek Maciej	Politechnika Warszawska
39.	dr inż.	Wojnarowski Paweł	Akademia Górniczo-Hutnicza
40.	dr inż.	Zajezińska Anna	Instytut Nafty i Gazu



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Tak jak nakazuje tradycja, grudzień jest miesiącem składania życzeń górnikom w dniu ich święta oraz okresem podsumowań mijającego roku. Choć minęło już trochę czasu od Barbórki, a przed nami Święta Bożego Narodzenia i zbliżający się Nowy Rok, to pozwolę sobie złożyć życzenia naszym Czytelnikom, górnikom branż naftowej i gazowniczej oraz wszystkim naszym sympatykom: wszystkiego najlepszego w życiu osobistym, zawodowym i szczęśliwego Nowego Roku.

Mijający rok jest okazją do zwrócenia uwagi na niektóre fakty oraz na podsumowanie ich. Tak się składa, że przeglądając tegoroczne wydania „Wiadomości...” zwróciłem uwagę nie na wydarzenia gospodarcze, czy też naukowo-techniczne, ale na zagadnienie – za mało jeszcze popularne, znane i ważne, któremu w kilku wydaniach (i w tym również) poświęciliśmy sporo miejsca. Chodzi mi o społeczną odpowiedzialność biznesu.

Pojęcie to z jednej strony wydaje się jasne, z drugiej zaś niesie w sobie tajemnicę. Jest nią sposób w jaki udaje się tę odpowiedzialność realizować. Postaram się w skrócie omówić jak robi to PGNiG, wprowadzając ten temat do przyszłej szerokiej dyskusji i bieżącej prezentacji, również i w innych polskich firmach.

Społeczna odpowiedzialność biznesu – według ogólnie znanej definicji jest formą działalności przedsiębiorstwa, które w swojej strategii dobrowolnie uwzględnia interesy społeczne, ochronę środowiska, a także dba o dobre relacje z różnymi grupami społecznymi, nie tylko klientami.

Według takiego podejścia, bycie odpowiedzialnym społecznie nie oznacza tylko spełniania przez przedsiębiorstwo wszystkich wymogów formalnych i prawnych oraz dążenia do rozwoju

przedsiębiorstwa i osiągania zysku, ale również zakłada inwestycje w ludzi, ochronę środowiska i stawia na dobre relacje społeczne, które mogą mieć faktyczny wpływ na efektywność działalności gospodarczej oraz innowacyjność i konkurencyjność przedsiębiorstw na rynku.

Tak się składa, że taką właśnie działalność prowadzi PGNiG SA. Pisaliśmy o tym w kilku tegorocznych wydaniach „Wiadomości...”, np. lutowym str. 29 i 45, wrześniowym str. 42, listopadowym str. 33 i 48 i w tym numerze, str. 20-23. W tych publikacjach przewijają się aspekty edukacji młodzieży (np. poprzez działania salonu wystaw zielonogórskiego Oddziału PGNiG SA), otwartość na komunikację społeczną wraz z przekazywaniem wiedzy praktycznej o działalności PGNiG SA, zarówno dla dzieci, jak i dorosłych, podnoszenie kwalifikacji, dbałość o pracowników, (tak jak to również realizuje Oddział w Sanoku) podnosząc tym samym społeczne zaufanie do firmy. Wszystkie te aspekty czytelnicy przewijają się we wspomnianych publikacjach i należy jedynie podkreślić, że widać efekty tej społecznie ważnej strategii.

Podsumowując to krótkie wprowadzenie do wydania grudniowego myślę, że wszyscy nasi Czytelnicy zwrócą uwagę na ten aspekt, ale nie pominą, innych ciekawych publikacji i informacji o aktywności branży naftowo-gazowniczej w ostatnim miesiącu roku i każdy znajdzie dla siebie interesujący temat.

Bardzo serdecznie dziękuję naszym Sponsorom i Współpracownikom (w bardzo szerokim rozumieniu), bez których „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” nie mogłyby istnieć i rozwijać się.

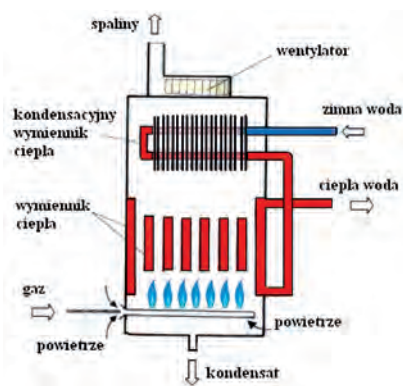
Piotr Dziadzio



NAUKA **W** TECHNIKA.

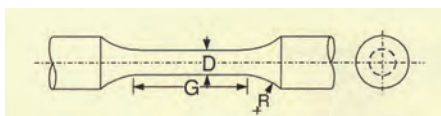
- Gazowe urządzenia kondensacyjne – zagadnienia kondensatów ze spalin

4



- Badania korozji naprężeniowej stali w środowisku siarkowodoru w przemyśle naftowym

9



- Skarv – pierwsze złożo gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG SA, zlokalizowane na Oceanicznym Szelfie Kontynentalnym

14

ANALIZY **W** KOMENTARZE.

- Jest komisja, ale nadzwyczajna

17

WIEŚCI Z POLSKICH **W** FIRM.

- PGNiG SA i Chevron planują wspólne poszukiwania gazu z łupków w Polsce

19



- Górnicy edukują najmłodszych

20



- III edycja konkursu BHP „Bezpiecznie w pracy”

21



- Społecznie odpowiedzialni

22



WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
31-503 Kraków, ul. Lubicz 25, tel./fax (0-12) 421 32 47
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, <http://www.sitpnig.pl>.

**ADRES REDAKCJI**

ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice, tel./fax (0-18) 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 (0-18) 352 64 84

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, KGZ Kościan-Brońsko. Fot. Paweł Chara

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG SA i Qatar Petroleum Int. rozważają współpracę 25
- PST wkracza na austriacki rynek energii 25
- Powołano polskich członków zarządu w spółce EuRoPol Gaz SA 25
- PGNiG zorganizowało debatę nt. gazu łupkowego w Brukseli 25
- Wiercenie Lewino-1 G2 26
- Kłopoty z rurociągiem Brody-Adamowo 26
- Stabilizacja w wierceniach na świecie 26
- Gaz ze złoża Kowykta na Syberii będzie później 28
- Koniec eksploatacji złoża Lacq 28
- Pierwsza podwodna instalacja wydobywcza w Rosji 28
- Wspólny projekt LOTOSU i Grupy Azoty. 12 mld zł na polską petrochemię 28
- Ponad 172 mln PLN ze środków Unii Europejskiej na kolejny projekt inwestycyjny GAZ-SYSTEM S.A. 29
- ORLEN rozpoczął kolejne szczelinowanie 29



BIULETYN INFORMACYJNY

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



- Posiedzenie Polskiego Komitetu Narodowego Światowej Rady Naftowej 34

NASZE WSTAWIENIE.

- Wycieczka naukowo-techniczna do elektrowni jądrowej w Temelinie 35



- Górnicza biesiada 36
- Z wizytą na obiektach OK Ostrów 37

KONFERENCJE I SYMPOZJA, TARGI.

- Jubileuszowo o energetyce 37
- Konferencja Energetyczna EuroPOWER – podsumowanie 38
- Europe's largest shale gas conference takes place in Warsaw 39

TRADYCJA I KULTURA.

- Barbórka w Zielonej Górze 40



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 Rys
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

Gazowe urządzenia kondensacyjne – zagadnienia kondensatów ze spalin



Zbigniew Tałach



Andrzej Rozwadowski

Condensing gas-condensate from the flue gas issues

Abstract

Owing to high energy efficiency, condensation boilers enjoy increasingly greater popularity, and their volume of sales in Poland is systematically growing. The problems of water condensates generated during gas firing in condensation boilers are an issue that has not been thoroughly analysed in the technical and technological aspect. The article presents the results of preliminary studies on physicochemical properties from randomly selected condensation boilers. The results achieved allow for a broader view of the problems occurring during operation of condensation equipment and the related super-pressure stack systems. The studies can also constitute guidelines for issues related to condensate utilisation.

Streszczenie

Gazowe urządzenia kondensacyjne dzięki wysokiej sprawności energetycznej cieszą się coraz większą popularnością a ich sprzedaż w Polsce systematycznie wzrasta. Problematyka kondensatów wodnych powstających w czasie spalania gazu w kotłach kondensacyjnych jest zagadnieniem mało rozpoznany pod względem technicznym i technologicznym. W artykule przedstawiono wyniki wstępnych badań właściwości fizykochemicznych kondensatów z losowo wybranych kotłów kondensacyjnych. Uzyskane wyniki dają możliwość szerszego spojrzenia na problemy występujące podczas eksploatacji urządzeń kondensacyjnych i związanych z nimi nadciśnieniowymi systemami kominowymi. Przeprowadzone badania mogą stanowić również wytyczne do zagadnień utylizacji kondensatów.

Wstęp

W trakcie eksploatacji gazowych urządzeń kondensacyjnych powstaje duża ilość kondensatu ze spalin. Podczas spalania 1 metra sze-

ściennego gazu ziemnego wysokometanowego może powstać około 1,6 kg pary wodnej, która kondensuje w systemie kominowym lub jest częściowo odprowadzana ze spalinami do atmosfery. Wraz z każdym kilogramem emitowanej pary poprzez układ kominowy tradycyjnych urządzeń grzewczych tracone jest bezpowrotnie ok. 2 500 kJ ciepła [1]. Znaczną część tego ciepła można odzyskać skraplając unoszoną ze spalinami parę wodną. W związku z tym sprawność kotłów wykorzystujących tzw. techniki spalania kondensacyjnego może być nawet o ok. 20 % wyższa od kotłów tradycyjnych. Dzięki wysokiej sprawności urządzenia te cieszą się dużą popularnością a ich sprzedaż stanowi obecnie połowę krajowego rynku kotłów gazowych i szacowana jest na około 200 tys. sztuk rocznie. Charakterystyczny jest również wysoki wzrost dynamiki sprzedaży tych urządzeń w Polsce w ostatnich latach [2].

Według danych za 2009 rok w gospodarstwach domowych w Polsce (ponad 6,5 mln odbiorców) spalane było około 3,7 mld m³ gazu ziemnego, co stanowiło prawie 30% całkowitego krajowego zapotrzebowania na ten nośnik energii [3]. Zakładając, że w perspektywie niedługiego okresu znaczna część gazu w sektorze komunalno-bytowym będzie spalana w wysokosprawnych kotłach kondensacyjnych, dających możliwość odzysku „ukrytego” w spalinach ciepła, będzie można tą drogą zaoszczędzić niebagatelną ilość energii dotychczas traconej. Na ilość tej energii składać się będzie nie tylko ciepło odzyskane podczas kondensacji pary wodnej, ale również strata kominowa wynikająca z mniejszej objętości i niższej temperatury spalin opuszczających instalację kotłów kondensacyjnych.

Instalując kocioł kondensacyjny trzeba pamiętać jednak, że aby można było wykorzystać ciepło utajone w powstałej parze wodnej należy odpowiednio zaprojektować system wymiany ciepła pomiędzy spalinami i ogrzewaną wodą, której temperatura na powrocie do kotła w przy-

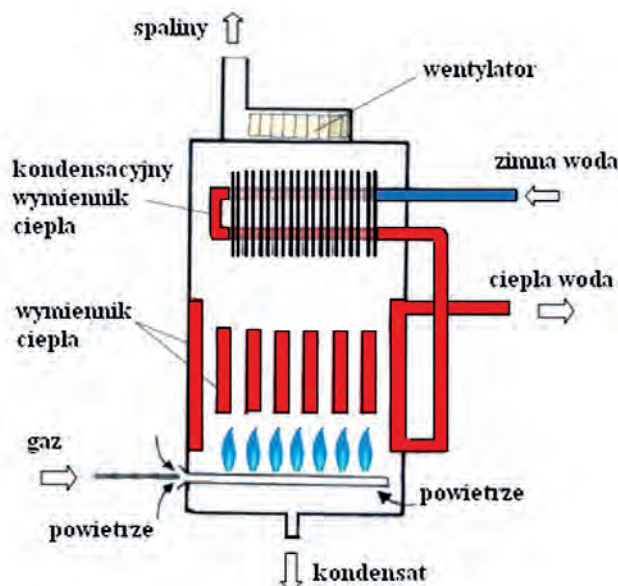
padku spalania gazu ziemnego nie powinna przekraczać 57 °C [2]. Należy pamiętać również, że podczas spalania w kotłach tych wydzielą się kondensat odprowadzany przez specjalny system kominowy.

Prezentowana publikacja jest próbą wstępnej charakterystyki właściwości fizykochemicznych kondensatów powstałych podczas spalania paliw węglowodorowych w kotłach kondensacyjnych małej mocy. Aktualnie na rynku nie ma zbyt wiele danych literaturowych na temat składu chemicznego i właściwości kondensatów powstających podczas eksploatacji urządzeń kondensacyjnych. Zawarte w niniejszej publikacji wyniki badań umożliwiają spojrzenie na szereg problemów związanych z powstającymi kondensatami i ich właściwościami fizykochemicznymi.

Konstrukcja i zasada działania kotłów kondensacyjnych

Pierwsze urządzenia wykorzystujące ciepło zawarte w wydzielonej podczas spalania parze wodnej tzw. kotły kondensacyjne były stosowane w USA. Technika kondensacji rozwinęła się jednak w pełni dopiero po koniec XX w., wraz z pojawieniem się nowych materiałów konstrukcyjnych, szczególnie wysokogatunkowych stali stopowych odpornych na chemiczne działanie kondensatów. W Polsce kotły kondensacyjne znalazły pierwsze zastosowania z początkiem lat 90. i były one importowane głównie z Niemiec. W latach 1990 -1995 ilość kotłów kondensacyjnych funkcjonujących w gospodarce komunalnej naszego kraju była jeszcze znikoma. Dopiero po tym okresie nastąpił dynamiczny wzrost sprzedaży tych urządzeń i szersze ich zastosowanie [4].

Zjawisko kondensacji polega na dodatkowym schładzaniu spalin do temperatury, w której następuje wykraplanie pary wodnej w urządzeniu grzewczym lub kominowym systemie powietrzno-spalinowym, który pracuje jako dodatkowy wymiennik ciepła. Dzięki wykorzystaniu zjawiska kondensacji pary wodnej ze spalin uzyskuje się wyraźną poprawę sprawności urządzeń grzewczych i efektywności energetycznej. Sprawność kotłów kondensacyjnych w Polsce jest odnoszona do wartości opałowej a nie do całkowitej ilości energii powstającej przy spalaniu – ciepła spalania. Wartość opałowa jest mniejsza od ciepła spalania o wielkość ciepła skraplania pary wodnej, czyli o tak zwane „ciepło utajone” w spalinach. W związku z tym w danych technicznych kotłów kondensacyjnych, wykorzystujących ciepło pochodzące ze skroplenia pary wodnej zawartej w spalinach, pojawiają się sprawności większe niż 100 %.



Rys. 1. Schemat ideowy działania kotła kondensacyjnego

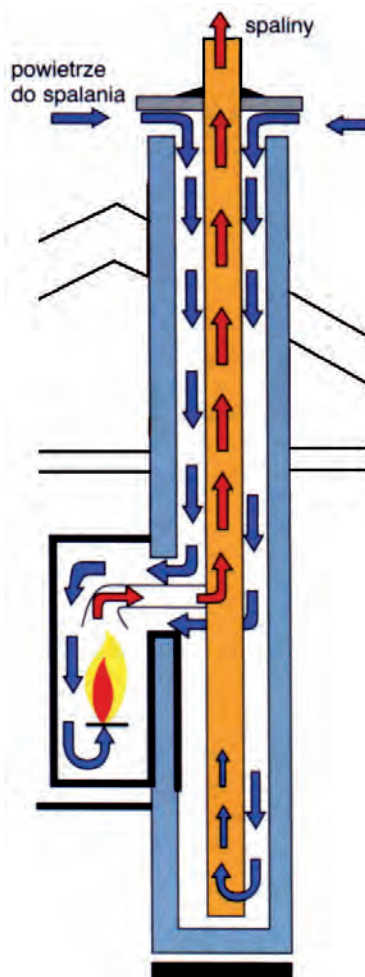
Niektórzy producenci podają, że sprawność ich urządzeń sięga nawet wartości 107 %. Natomiast w tradycyjnych kotłach grzewczych, gdzie temperatura odprowadzanych spalin przekracza znacznie temperaturę kondensacji sprawność cieplna urządzeń grzewczych jest znacznie niższa i nie przekracza zwykle 90 % [4].

Kotły kondensacyjne to najnowocześniejsze konstrukcje gazowych urządzeń grzewczych charakteryzujące się zwartą budową i zamkniętą komorą spalania. Ze względu na to, że komora spalania w kotłach kondensacyjnych jest komorą zamkniętą, kocioł może pobierać powietrze jedynie poprzez specjalny system kominowy zwany systemem powietrzno-spalinowym (SPS). Dzięki zastosowaniu takiego rozwiązania konstrukcyjnego komora spalania jest całkowicie oddzielona od otoczenia, w którym został zamontowany kocioł, a powietrze dostarczane jest przez system kominowy powietrzno-spalinowy spełniający rolę wymiennika ciepła pracującego w przeciwprądzie. Na rysunku 1 przedstawiono schemat ideowy działania kotła kondensacyjnego.

Według europejskiej klasyfikacji urządzeń grzewczych kotły kondensacyjne należą do urządzeń klasy C tzn. takich, które posiadają zamkniętą komorę spalania, powietrze dostarczane jest koncentrycznym przewodem, a spaliny odprowadzane są przewodem wewnętrznym. Taka konstrukcja kotła i organizacja procesu spalania sprawia, że urządzenia te należy zaliczyć do jednych z najbardziej bezpiecznych dla użytkownika gazowych urządzeń grzewczych [5].

Wewnętrzna konstrukcja kotła kondensacyjnego składa się z wymiennika ciepła zbudowanego z materiału odpornego na korozję (stal kwasoodporna lub wymiennik aluminiowy) umieszczonego w zamkniętej komorze spala-

nia. Specjalna konstrukcja wymiennika ciepła sprawia, że spływający kondensat oczyszcza powierzchnię oraz zapewnia równomierny przepływ wody w każdym miejscu wymiennika, co powoduje eliminację lokalnego przegrzewania oraz dużą odporność na tworzenie się kamienia kotłowego.



Rys. 2. Schemat działania urządzenia typu C z wentylatorem w górnej części komory [6]

Kotły kondensacyjne ze względu na zwartą budowę, posiadają stosunkowo niewielkie wymiary gabarytowe, charakteryzują się dużą sprawnością energetyczną i niskimi kosztami eksploatacyjnymi. Palniki gazowe stosowane w kotłach kondensacyjnych mają różną konstrukcję, w zależności od producenta. Wykonane są one z reguły ze stali stopowej i posiadają modulowaną moc cieplną w zakresie 20 – 100 % mocy nominalnej.

Odprowadzenie spalin z kotłów kondensacyjnych wymaga specjalnej konstrukcji kominu, który musi być wykonany ze specjalnych materiałów konstrukcyjnych odpornych na korozję oraz na destrukcyjne działanie spalin. Na rysunku 2 przedstawiono system kominowy przeznaczony do urządzeń kondensacyjnych.

Wybrane właściwości fizykochemiczne kondensatów wodnych wytworzonych podczas spalania w kotłach kondensacyjnych małej mocy

Podczas spalania gazu ziemnego i paliw węglowodorowych w urządzeniach grzewczych powstaje para wodna, która przechodzi do spalin a jej ilość zależy od ilości spalonego paliwa i jego składu chemicznego. W przypadku paliw gazowych objętość wody wydzielonej ze spalania 1 m³ gazu można obliczyć na podstawie następującego wzoru [7]:

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot [H_2 + 2CH_4 + 2C_2H_6 + \dots + \frac{m}{2} c_n H_m + 0,124 \cdot (d_g + L_t \cdot d_p)]$$

gdzie:

V_{H_2O} – objętość wydzielonej w spalinach wody, m³

$H_2, CH_4, C_2H_6, C_n H_m$ – zawartość składników w paliwie gazowym, %

d_g – wilgotność bezwzględna gazu, g/m³

d_p – wilgotność bezwzględna powietrza, g/m³

L_t – współczynnik nadmiaru powietrza

W wyniku ochłodzenia spalin poniżej temperatury punktu rosy następuje kondensacja zawartej w nich pary wodnej. Zjawisko skraplania pary zawartej w spalinach jest podstawą działania kotłów kondensacyjnych i sprawia, że urządzenia te charakteryzują się bardzo wysoką sprawnością spalania. Zanim jednak wydzielona woda zostanie wyprowadzona z instalacji kotłowej kontaktuje się ze spalinami zawierającymi szereg zanieczyszczeń, z którymi może tworzyć roztwory o podwyższonej aktywności chemicznej. W tabeli 1 zostały przedstawione przykładowo zanieczyszczenia, które są emitowane podczas spalania gazu ziemnego w kotłach centralnego ogrzewania o mocy 20 kW pra-

Tabela 1. Wielkość emisji zanieczyszczeń podczas eksploatacji kotłów CO o mocy 20 kW [8]

Rodzaj emisji	Kocioł gazowy
	kg/TJ
SO ₂	0,5
NO _x	9,6
N ₂ O	0,9
Cząstki stałe (w tym sadza)	0,0
CO	5,0
CO ₂	54 700
CH ₄	1,1
Lotne niemetanowe związki organiczne	0,3

cujących ze sprawnością 95% i maksymalnym obciążeniem.

Pomimo znacznego postępu w dziedzinie inżynierii materiałowej i pojawieniu się nowych, wysokogatunkowych stali stopowych odpornych na działanie chemicznie kondensatów stwarzają one nadal określone problemy eksploatacyjne. W związku z tym postanowiono przyrzeć się bliżej właściwościom fizykochemicznym kondensatów wydzielonych w pięciu kotłach kondensacyjnych opalanych gazem ziemnym wysokometanowym (gaz rodziny 2 – oznaczenie europejskie E) dostępnych obecnie na rynku krajowym. Próbkę kondensatów z wybranych do badań kotłów c.o. zostały pobrane przez użytkowników tych urządzeń podczas ich normalnej eksploatacji. Dla potrzeb niniejszej pracy zostały one oznaczone następującymi symbolami:

- A – kocioł produkcji francuskiej,
- B – kocioł produkcji niemieckiej,
- C – kocioł produkcji włoskiej 1,
- D – kocioł produkcji włoskiej 2,
- E – kocioł produkcji polskiej.

W trakcie badań oceniano następujące parametry fizyczne i chemiczne kondensatów: barwę, pH, ChZT, kwasowość (mineralną i ogólną) oraz zawartość chlorków, siarczanów, azotanów, azotu amonowego, żelaza ogólnego, chromu(VI). Większość oznaczanych parametrów mierzona była spektrofotometrycznie z wykorzystaniem procedur badawczych opracowanych przez HACH Co. [9]. Klasycznymi metodami chemicznymi oceniana była natomiast

kwasowość kondensatów oraz ich odczyn. Wyniki tych oznaczeń przedstawiono w tabeli 2.

Analizując uzyskane wyniki należy zauważyć, że właściwości fizykochemiczne badanych kondensatów były mocno zróżnicowane. Już pierwszy kontakt wzrokowy z badanymi próbkami ujawnił wyraźne różnice dotyczące ich barwy. Spostrzeżenie to potwierdziły wyniki pomiaru barwy rzeczywistej metodą spektrofotometryczną, która mierzona w jednostkach skali platynowo-kobaltowej wynosiła dla kondensatu A 121 jednostek, natomiast dla kondensatu B zaledwie 16 jednostek. W przypadku kondensatu A stwierdzono również wysoką koncentrację związków organicznych w badanej próbce. Wskaźnik chemicznego zapotrzebowania na tlen ChZT_C zmierzony metodą dwuchromianową wynosił dla tej próbki 870 mg O₂/dm³, natomiast dla pozostałych próbek kondensatów był wyraźnie mniejszy i wahał się od 0 do 53 mg O₂/dm³.

Wspólną cechą badanych kondensatów był ich kwaśny charakter. Kwaśny odczyn kondensatów zmieniał się jednak w stosunkowo dużym zakresie od pH = 3,26 w przypadku kondensatu A do pH = 5,13 dla kondensatu E. W związku z tym wyraźnym zróżnicowaniem charakteryzowała się również kwasowość tych kondensatów. Kwasowość mineralna kondensatu A wynosiła 9,9 mmol/dm³ a w przypadku kondensatu E ten rodzaj kwasowości nie występował (0,0 mmol/dm³). Natomiast kwasowość ogólna dla analizowanych próbek mieściła się w przedziale wartości 1,6 ÷ 11,6 mmol/dm³.

Badania próbek kondensatów potwierdziły obecność w nich takich soli jak:

- chlorki 0,0 ÷ 24,5 mg Cl/dm³
- siarczany 20,0 ÷ 40,0 mg SO₄²⁻/dm³
- azotany 5,0 ÷ 150 mg NO₃⁻/dm³

W większości próbek kondensatów badania ujawniły również śladową zawartość azotu amonowego. W jednej z nich (kondensat D) zawartość azotu amonowego była jednak wyraźna i przekroczyła 10 mg N_{NH3}/dm³. Ta sama próbka charakteryzowała się również największą zawartością żelaza ogólnego, która wynosiła 6,26 mg Fe/dm³. We wszystkich badanych kondensatach nie stwierdzono zwiększonej koncentracji chromu(VI). Jego największe stężenie wynosiło 0,08 mg Cr⁶⁺/dm³ (kondensat B).

Dane zebrane w tabeli 2 pozwalają wstępnie scharakteryzować kondensaty wydzielające się w czasie spalania, które kontaktują się z metalowymi częściami kotła i innymi elementami systemu kominowego. Charakterystyka ta jest niestety ograniczona brakiem pełnych informacji dotyczących np. jakości spalanego gazu ziemnego czy parametrów pracy urządzeń kondensacyjnych między innymi współczynnika nadmiaru powietrza, obciążenia cieplnego itp. Polska Norma PN-EN 14241-1 wyróżnia dwie klasy odporności korozyjnej systemu kominowego na oddziaływanie spalin i kondensatów:

- klasa K1 – spaliny i/lub kondensaty nie oddziałują bezpośrednio na system kominowy
- klasa K2 – istnieje bezpośrednie oddziaływanie spalin i/lub kondensatu na ten system

Norma precyzuje również skład chemiczny kondensatu stosowanego do badań uszczelnień dla systemów kominowych przeznaczonych do odprowadzenia spalin z urządzeń gazowych, opalanych olejem opałowym oraz systemów niskotemperaturowego spalania drewna z paleniskiem otwartym. W tabeli 3 zostały porównane składy chemiczne, którymi zgodnie z normą powinny charakteryzować się wzorcowe roztwory stosowane do badań odporności uszczelnień ze

Tabela 2. Charakterystyka badanych kondensatów wodnych

Oznaczany parametr	Jednostka	Kondensat				
		A	B	C	D	E
Barwa rzeczywista	Jednostka skali PtCo	121	16	20	41	30
pH	-	3,26	3,68	3,91	4,09	5,13
ChZT _C	mg O ₂ /dm ³	870	53	38	0	2
Kwasowość ogólna	mmol/dm ³	11,6	4,0	2,7	2,5	1,6
Kwasowość mineralna	mmol/dm ³	9,9	2,9	1,4	0,6	0,0
Zawartość chlorków	mg Cl ⁻ /dm ³	0,4	0,0	0,4	24,5	2,0
Zawartość siarczanów	mg SO ₄ ²⁻ /dm ³	20	26	30	32	40
Zawartość azotanów	mg NO ₃ ⁻ /dm ³	150	30	5,0	8,0	20
Zawartość azotu amonowego	mg N _{NH3} /dm ³	0,02	0,02	0,07	10,8	1,00
Zawartość żelaza ogólnego	mg Fe/dm ³	3,40	1,22	1,43	6,26	0,45
Zawartość chromu (VI)	mg Cr ⁶⁺ /dm ³	0,02	0,08	0,01	0,00	0,00

Tabela 3. Porównanie składów chemicznych badanych kondensatów ze standardowymi (wg PN-EN 14241-1) stężeniami roztworów stosowanych podczas badań uszczelnień

Zawartość [mg/dm ³]	Wymagania wg PN-EN 14241-1				Badane kotły kondensacyjne				
	Urządzenia gazowe		Urządzenia opalane olejem lub drewnem		A	B	C	D	E
	Klasa odporności								
	K1	K2	K1	K2					
Chlorki	30	30	30	30	0,4	0,0	0,4	24,5	2,0
azotany	50	200	200	200	150	30	powyżej 5,0	8,0	20
siarczany	50	50	50	400	20	26	30	32	40

stężeniami oznaczonymi w czasie badań kondensatów pobranych z wybranych urządzeń kondensacyjnych dostępnych obecnie na polskim rynku.

Z danych zamieszczonych w tabeli 3 wynika, że jedynym parametrem badanych kondensatów, którego wartość była wyższa od wartości podanej w normie PN-EN 14241-1 jest zawartość azotanów w kondensacie pochodzącym z kotła A. Należy jednak zaznaczyć, że przekroczona została jedynie wartość stężenia standardowego dotycząca kondensatów klasy K1, czyli charakteryzujących się niewielką aktywnością wobec systemów kominowych. Zdecydowana większość parametrów oznaczanych podczas badań charakteryzowała się zdecydowanie mniejszymi wartościami niż są zalecane w normie dla kondensatów klasy K1. Parametrami o wartościach zbliżonych do wartości określonych w normie dla kondensatów klasy K1 były tylko zawartości: chlorków w kondensacie z kotła D (24,5 mgCl/dm³) i siarczanów w kondensacie z kotła E (40 mgSO₄²⁻/dm³). Reasumując można stwierdzić, że wszystkie badane kondensaty z punktu widzenia aktywności chemicznej były mniej agresywne niż standardowo sporządzane roztwory soli używane podczas atestacji uszczelnień systemów kominowych według PN-EN 14241-1.

Podsumowanie

Wysoka sprawność kondensacyjnych urządzeń grzewczych sprawia, że ich sprzedaż w Polsce systematycznie wzrasta. Aby jednak w pełni wykorzystać możliwości energetyczne tych urządzeń należy w odpowiedni sposób zaprojektować całość instalacji grzewczej łącznie z systemem odprowadzenia spalin. Na jakość pracy całej instalacji mają wpływ między innymi właściwości fizykochemiczne kondensatów wodnych wydzielających się podczas eksploatacji tych urządzeń. Wiedza na temat właściwości kondensatów powstających w różnych warunkach eksploatacji dostępnych obecnie na rynku kotłów grzewczych nie jest zbyt obszerna. Prezentowana praca zapewne nie zmieni w sposób znaczący tej sytuacji, ale być może pozwoli zwrócić uwagę na niektóre niedostrzegane do-

ty aspekty związane z eksploatacją urządzeń stosujących techniki spalania kondensacyjnego. Analizując wyniki oznaczeń właściwości fizykochemicznych badanych kondensatów nasuwają się bowiem następujące pytania:

1. Jaka jest przyczyna tak znacznych różnic występujących w obrębie prawie wszystkich badanych parametrów, czy są one wynikiem odmiennych warunków spalania czy też różnic związanych z jakością stosowanego paliwa
2. Co było źródłem wysokiej koncentracji substancji organicznych w kondensacie z kotła A i czy ma to związek z ich intensywną barwą
3. Jakie substancje zawarte w kondensatach były przyczyną niskich wskaźników pH i ich wysokiej kwasowości
4. Czy stosunek zawartości siarczanów do azotanów w kondensatach był pochodną zawartego w nich kwasu siarkowego i azotowego czy różnej odporności chemicznej elementów metalowych
5. Skąd pochodził azot amonowy zaobserwowany w znacznej ilości w kondensacie z kotła D i dlaczego nie występował on w innych kondensatach
6. Czy różnice w zawartości żelaza całkowitego w kondensatach wynikały z różnej odporności chemicznej elementów metalowych instalacji kontaktujących się z kondensatami czy różnej agresywności badanych kondensatów

Należy wyraźnie powiedzieć, że na postawione powyżej pytania na podstawie zaprezentowanego w artykule materiału badawczego trudno jest udzielić jednoznacznej odpowiedzi. Nie było to zresztą zamiarem tej publikacji. Chciano natomiast zasygnalizować potrzebę przeprowadzenia dalszych, odpowiednio zaplanowanych badań, które mogą przynieść określone korzyści zarówno producentom i dystrybutorom kotłów jak również instalatorom systemów kominowych a w końcowym efekcie użytkownikom tych urządzeń.

Badania były finansowane ze środków przeznaczonych na pracę statutową AGH 11.11.210.213

Literatura

1. Strugała A., Porada S. – Ćwiczenia laboratoryjne z gazownictwa, część pierwsza, Skrypt uczelniany 1076, Wydawnictwo AGH, Kraków 1988
2. Pantera D. – Skondensowana kondensacja, InstalReporter, 2011, 13, s.15-16
3. Kaliski M. i inni – Gaz ziemny w Polsce – wydobycie, zużycie i import do 2030 roku, Górnictwo i Geologia, 2010, t. 5, z. 3, s. 27-40
4. Dziedzic T. – Koszty stosowania gazowych kotłów grzewczych kondensacyjnych, w stosunku do kotłów gazowych niskotemperaturowych i kotłów opalanych paliwami stałymi, NAFTA-GAZ, 2010, 8, s 695-703
5. Grzegorz Czerski: Bezpieczne i efektywne wytwarzanie ciepłej wody użytkowej w urządzeniach gazowych, Polski Instalator, 2012, 10, 38.
6. Tałach Z., Budzynowski J. – Współczesne kierunki rozwoju systemów odprowadzania spalin z urządzeń gazowych, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, 2002, 5, s. 161-165
7. Sperski B. – Gazownictwo część I, Skrypt uczelniany AGH 643, Kraków, 1978
8. Froński A. – Obciążenie środowiska przyrodniczego w cyklu gazowym związanym z elektrowniami i elektrociepłowniami małej i średniej mocy, Międzynarodowa Konferencja „ Ekologiczne aspekty wytwarzania energii elektrycznej” organizowana przez SEP, Komitet Problemów Energetyki PAN, Instytut Energetyki, Warszawa 14-16 listopada 2001
9. DR/2000 Spectrophotometer Handbook, Procedures Manual, Printed in U.S.A.

Zbigniew Tałach
Stowarzyszenie Inżynierów
i Techników Przemysłu Naftowego
i Gazowniczego, Kraków

Andrzej Rozwadowski
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza,
Wydział Energetyki i Paliw, Katedra
Technologii Paliw, Kraków

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 14.10.2013
Artykuł przyjęto do druku: 23.10.2013

lupkipolskie.pl

rzetelne źródło informacji
o gazie z łupków w Polsce

- > aktualne informacje
- > przejrzysta forma
- > szczegółowe opisy
- > fakty i mity



Chcesz wiedzieć więcej?
Odwiedź www.lupkipolskie.pl

Strona objęta honorowym
patronatem Ministra
Skarbu Państwa



Ministerstwo
Skarbu
Państwa


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Badania korozji naprężeniowej stali w środowisku siarkowodoru w przemyśle naftowym



Agnieszka Stachowicz

Laboratory testing of steel resistance to sulfide stress cracking in the presence of H_2S in petroleum industry

Abstract

Range of conditions related problems to occur sulfide stress cracking, types of it (hydrogen-induced cracking, sulfide stress cracking and effects on steel were presented on this article. Methodology of sulfide stress cracking laboratory tests were also submitted. Determination threshold of safety for every type of steel (with regard to yield strength R_{eH} below that stress cracking won't occur were possible owing to this examinations. Results of laboratory study for 3 types of steel (material for pipes, material for plates and material for forgings were also presented in this article.

Streszczenie

W artykule przedstawiono zagadnienia dotyczące warunków występowania korozji siarczkowej, jej rodzaje (korozja wodorowa, siarczkowa korozja naprężeniowa) oraz skutki oddziaływania na stal. Opisano również metodykę wykonywania badań siarczkowej korozji naprężeniowej. Badania te pozwalają na określenie progu bezpieczeństwa dla każdego gatunku stali w odniesieniu do granicy plastyczności R_e , poniżej którego nie występuje siarczkowe pękanie naprężeniowe. Artykuł zawiera również wyniki przeprowadzonych testów dla 3 gatunków stali (materiał na rury, materiał na blachy oraz materiał na odkuwki).

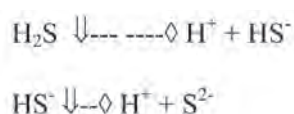
Wprowadzenie

Problem kruchości siarczkowej w środowisku kwaśnym z zawartością siarkowodoru istnieje w górnictwie naftowym na całym świecie

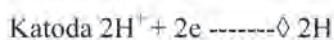
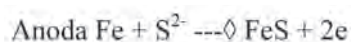
od wielu lat. Ten rodzaj korozji jest szczególnie groźny, gdyż może wywoływać gwałtowne pęknięcia i urwania rur wydobywczych. W związku z coraz większym zapotrzebowaniem na ropę naftową i gaz ziemny istnieje potrzeba eksploatacji złóż krajowych o coraz gorszej charakterystyce eksploatacyjnej. Obecność siarkowodoru w płynach złożowych wymaga stosowania materiałów konstrukcyjnych o specjalnych właściwościach, a mianowicie jak najmniej podatnych na zjawisko kruchości siarczkowej, czyli kruchości wodorowej oraz korozji naprężeniowej, stymulowanej silnie przez ten właśnie składnik.

Występowanie korozji wodorowej związane jest z obecnością siarkowodoru w złożu lub wydzieleniem go w wyższych temperaturach z sulfonianów (związki stosowane jako dodatki do płuczek) lub wytwarzaniem go przez bakterie beztlenowe.

Siarkowódor rozpuszcza się w wodzie dając roztwór słabo zjonizowany.



Nasycony roztwór H_2S w wodzie wykazuje pH ok. 4 i jest bardzo słabym kwasem. Kwas ten reaguje z żelazem wydzielając wodór i siarczek żelaza (II), który osadza się w miejscu przebiegu reakcji tworząc osad mocno przylegający do powierzchni.



W roztworze kwaśnym reakcja zachodzi dalej i stężenie jonów żelaza (II) wzrasta, natomiast w roztworze zasadowym spada do niskich wartości. Szybkość korozji maleje przy $pH > 7$, natomiast obecność tlenu ułatwia przebieg procesu anodowego i korozja może przebiegać z większą szybkością. Woda jest nieodzownym składnikiem w powyższych reakcjach. Czas do wystąpienia pęknięcia jest tym krótszy, im jest większa zawartość siarkowodoru, większe ciśnienie w złożu, niższe pH i większa wrażliwość samego materiału. Wodór obecny w metalu powoduje obniżenie jego właściwości plastycznych (tzw. kruchość wodorowa). To szkodliwe zjawisko ma wielkie znaczenie w odniesieniu do

stali o wysokiej wytrzymałości, stosowanych powszechnie w urządzeniach do dowiercania oraz eksploatacji węglowodorów. W/w stale wykazują szczególnie dużą wrażliwość na kruchość wodorową. Wrażliwość ta zwiększa się wraz ze wzrostem wytrzymałości mechanicznej stali. Kruchość wodorowa nie występuje w wysokich i niskich temperaturach, co jest szczególnie charakterystyczne dla tego rodzaju korozji, a maksimum osiąga w temperaturze $20 \pm 5^\circ C$.

Korozję naprężeniową mogą wywoływać naprężenia mechaniczne, nawet bardzo małe, które mogą się pojawiać w stali po jej przeróbce plastycznej na zimno bez następnego odprężania, po jej oziębieniu w wodzie podczas obróbki cieplnej, po spawaniu, a nawet po obróbce skrawaniem. Jedną z cech charakterystycznych korozji naprężeniowej jest kruchość metalu ujawniająca się przy próbie rozciągania. Istotny wpływ na siarczkowe pęknięcia naprężeniowe mają takie czynniki jak: warunki metalurgiczne oraz wytrzymałość materiału, stężenia jonów wodorowych fazy wodnej, ciśnienie cząstkowe H_2S , całkowite naprężenie rozciągające, temperatura, czas wystawienia na działanie czynników, efekty galwaniczne, stężenia jonów chlorkowych i innych jonów halogenowych, stężenia utleniaczy, stężenia płynów nieprodukcyjnych.

Naprężeniowe pękanie korozyjne powstaje jedynie w obecności naprężeń rozciągających. Sumują się przy tym naprężenia powstające w czasie rozciągania z naprężeniami własnymi, powstającymi wskutek obróbki cieplnej [1, 2, 3].

Badania laboratoryjne korozji naprężeniowej

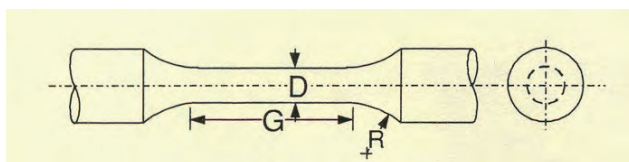
Metodyka badań

Testy korozji naprężeniowej wykonano dla gatunków stali L360NB (materiał na rury), P355QH (materiał na blachy) oraz P355NL1 (materiał na odkuwki). Badania pozwoliły na określenie progu bezpieczeństwa dla każdego gatunku w odniesieniu do granicy plastyczności R_e , poniżej którego nie występuje siarczkowe pękanie naprężeniowe.

Przed przystąpieniem do testów korozyjnych wykonano próby mechaniczne (próby rozciągania) zgodnie z normą PN-EN 10002-1+AC1:1998, w celu wyznaczenia średniej wartości granicy plastyczności $R_{e,s}$, stanowiącej wartość odniesienia, na podstawie której dobierano naprężenia do testów korozyjnych.

Następnie wykonano testy korozji naprężeniowej metodą A wg normy ANSI/NACE Standard TM0177-2005.

Istnieją również Polskie normy podające wymagania i zalecenia dotyczące doboru materiałów stosowanych przy wydobywaniu ropy



Rys. 1. Próbkę do badań korozji naprężeniowej

i gazu w środowisku zawierającym siarkowodor. Są to PN-EN ISO 15156-1, PN-EN ISO 15156-2 oraz PN-EN ISO 15156-3

Wymiary oraz kształt próbek użytych do badań korozji naprężeniowej przedstawiono na rysunku 1 oraz w tabeli 1.

Ze względu na wymagania sprzętowe zastosowano próbki o zmniejszonych wymiarach.

Medium korozyjne stanowił roztwór 5% NaCl + 0,5% CH₃COOH + H₂O nasycany gazem H₂S 30-50 minut przed testem oraz podczas całego czasu trwania pomiaru. Czas trwania testu wynosił 720 godzin, temperatura prowadzenia testów 23 - 25 °C. pH roztworu przed testem wynosiło 2,6-2,8 a podczas testu było utrzymywane poniżej 4. Każda próbka umieszczana była w komorze pomiarowej napełnionej roztworem testowym, przez który przepuszczano siarko-

wodór wytwarzany w aparacie Kippa. Kolejne próbki poprzez układ dźwigni i obciążenia poddawane były odpowiednim naprężeniom osiowym. Testy miały na celu określenie naprężeń jako udziału procentowego granicy plastyczności Re, przy których próbka, wykonana z danej stali, nie zerwie się przez co najmniej 720 godzin. Wyznaczony % Re jest progamiem bezpieczeństwa pracy danego materiału w środowisku siarkowodoru i oznacza, że poniżej naprężenia progowego materiał ten nie ulega pękaniu.

Omówienie wyników badań

Wyniki testów mechanicznych próbek wykonanych z poszczególnych gatunków stali przedstawiono w tabelach 2, 3 i 4. Natomiast wyniki testów korozji naprężeniowej poszczególnych gatunków stali przedstawiono w ta-

blach 5, 6, 7. Rysunek 2 przedstawia przykładową próbkę przed i po teście korozji naprężeniowej.

Warunki prowadzenia testu wg normy NACE są warunkami skrajnymi, które normalnie nie występują w warunkach przemysłowych. Dlatego przejście próby przez kupony z danego gatunku stali w/w testu daje pewność, że daną stal można bezpiecznie stosować w warunkach produkcyjnych. Za pomocą w/w badań wyznaczono próg bezpiecznych naprężeń, który nie może być przekraczany w zastosowaniach przemysłowych.

Wyniki przeprowadzonych testów korozji naprężeniowej przedstawiają się następująco:

Dla rur gatunku L 360 NB bezpieczny zakres stosowania w warunkach występowania siarkowodoru mieści się poniżej 93,8% granicy plastyczności Re co odpowiada naprężeniu 374,4

Tab. 1. wymiary próbek do badań korozji naprężeniowej

Wymiar	Próbki standardowe	Próbki o zmniejszonych wymiarach
D	6,35 ± 0,13 mm	3,81 ± 0,05 mm
G	25,4 mm	25,4 mm
R(min)	1,5 mm	1,5 mm

Tab. 2. Właściwości mechaniczne dla rur wykonanych ze stali o gatunku L 360 NB

Nr próbki	d ₀ [mm]	S ₀ [mm]	F _m [kN]	F _e [kN]	R _m [MPa]	R _e [MPa]	L ₁ [mm]	L ₀ [mm]	A [%]	S ₁ [mm ²]	S ₀ [mm ²]	Z [%]
1	3,76	11,10	5,4	4,2	486,5	378,0	25,40	18,6	36,5	3,17	11,10	71
2	3,80	11,34	5,2	4,8	458,5	423,3	25,5	19,0	34,0	3,14	11,34	72
3	3,80	11,34	5,2	4,6	458,5	405,6	26,1	19,0	37,0	3,08	11,34	73
Średnia	-	-	5,27	4,53	467,8	402,3	-	-	35,8	-	-	72

Tab. 3. Właściwości mechaniczne dla blach wykonanych ze stali o gatunku P355 NL1

Nr próbki	d ₀ [mm]	S ₀ [mm]	F _m [kN]	F _e [kN]	R _m [MPa]	R _e [MPa]	L ₁ [mm]	L ₀ [mm]	A [%]	S ₁ [mm ²]	S ₀ [mm ²]	Z [%]
1	3,75	11,04	6,6	4,8	597,8	434,8	25,35	18,7	35,2	2,79	11,04	74,7
2	3,72	10,86	6,6	5,1	607,7	469,6	23,23	18,6	24,89	3,45	10,86	68,2
3	3,74	10,98	6,7	5,4	610,2	491,8	23,98	18,7	28,23	2,83	10,98	74,2
Średnia	-	-	6,6	5,1	605,2	465,4	-	-	29,44	-	-	72,3

Tab. 4 Właściwości mechaniczne dla odkuwek wykonanych ze stali o gatunku P355 QH

Nr próbki	d ₀ [mm]	S ₀ [mm]	F _m [kN]	F _e [kN]	R _m [MPa]	R _e [MPa]	L ₁ [mm]	L ₀ [mm]	A [%]	S ₁ [mm ²]	S ₀ [mm ²]	Z [%]
1	3,76	11,10	56,4	5,8	576,6	522,5	24,9	18,8	32,4	2,27	11,10	79,5
2	3,72	10,86	6,4	5,6	589,3	515,6	25,3	18,6	36,0	2,27	10,86	79,1
3	3,75	11,04	6,4	5,6	579,7	507,2	25,8	18,7	38,0	2,01	11,04	81,8
Średnia	-	-	6,4	5,7	581,9	515,1	-	-	35,5	-	-	80,1

*Przyjęte zgodnie z normą PN-EN 10002-1+AC1:1998 symbole w tabelach 2, 3, 4 symbole oznaczają odpowiednio:

d₀ – średnica próbki na długości roboczej, S₀ – początkowa powierzchnia przekroju poprzecznego w części roboczej próbki, F_m – największa siła występująca na próbce podczas badania po przekroczeniu granicy plastyczności, F_e – siła odpowiadająca granicy plastyczności, R_m – wytrzymałość na rozciąganie, naprężenie odpowiadające największej sile F_m, R_e – granica plastyczności, L₁ – długość pomiarowa próbki po zerwaniu, L₀ – początkowa długość pomiarowa próbki przed przyłożeniem siły, A – wydłużenie procentowe po zerwaniu - trwałe wydłużenie długości pomiarowej po zerwaniu (L₁ - L₀) wyrażone w procentach początkowej długości pomiarowej, S₁ – najmniejsza powierzchnia przekroju poprzecznego próbki po zerwaniu, Z – przewężenie procentowe – największa zmiana powierzchni przekroju poprzecznego, która następuje podczas próby (S₀ - S₁) wyrażona w procentach początkowej powierzchni przekroju poprzecznego S₀.

Tab. 5. Wyniki testu siarczkowej korozji naprężeniowej dla rur wykonanych ze stali o gatunku L 360 NB

Nr próbki	O [kg]	m _n	F [kg]	d ₀ [mm]	S ₀ [mm]	R [MPa]	R _{esr} [MPa]	% R _{esr}	Licznik początek	Licznik koniec	t [h]
1	15	29	435	3,81	11,39	374,44	402,3	93,8	4054,7	4775,0	720,3
2	18,5	29	536,5	3,81	11,39	461,79	402,3	114,79	4775,0	4775,0	0,0
3	15	29	435	3,81	11,39	374,44	402,3	93,8	4775,0	5538,2	763,2

Tab. 6. Wyniki testu siarczkowej korozji naprężeniowej dla blach wykonanych ze stali o gatunku P 355 NL1

Nr próbki	O [kg]	m _n	F [kg]	d ₀ [mm]	S ₀ [mm]	R [MPa]	R _{esr} [MPa]	% R _{esr}	Licznik początek	Licznik koniec	t [h]
1	18	29	522,0	3,81	11,39	449,3	465,4	96,5	5538,2	6305,3	767,1

Tab. 7. Wyniki testu siarczkowej korozji naprężeniowej dla rur wykonanych ze stali o gatunku P 355 QH

Nr próbki	O [kg]	m _n	F [kg]	d ₀ [mm]	S ₀ [mm]	R [MPa]	R _{esr} [MPa]	% R _{esr}	Licznik początek	Licznik koniec	t [h]
1	19,5	29	565,5	3,81	11,39	486,7	515,1	94,5	6305,3	7115,7	810,4

* Przyjęte w tabelach 5, 6, 7 symbole oznaczają odpowiednio:

O – obciążenie na maszynie, m_n – mnożnik, F – siła przyłożona do próbki, d₀ – średnica próbki na długości roboczej, S₀ – początkowa powierzchnia przekroju poprzecznego w części roboczej próbki, R – naprężenie na próbce, R_{esr} – średnia wartość granicy plastyczności z badań własności mechanicznych, t – czas.



Rys. 2. Próbkę wykonaną ze stali gatunku P 355 NL 1 (blachy), z lewej próbka przed testem, z prawej próbka spełniająca wymogi testu

MPa. Badano 2 próbki, które wytrzymały odpowiednio 720,3 oraz 763,2 godzin w warunkach testu korozyjnego bez żadnych oznak pęknięcia.

Dla blach gatunku P 355 NL1 bezpieczny zakres stosowania w warunkach występowania siarkowodoru mieści się poniżej 96,5% granicy plastyczności Re co odpowiada naprężeniu 449,3 MPa. Badano 1 próbkę, która wytrzymała 767,1 godzin w warunkach testu korozyjnego bez żadnych oznak pęknięcia.

Dla odkuwek gatunku P 355 QH bezpieczny zakres stosowania w warunkach występowania siarkowodoru mieści się poniżej 94,5% granicy plastyczności Re co odpowiada naprężeniu 486,7 MPa. Badano 1 próbkę, która wytrzymała 810,4 godzin w warunkach testu korozyjnego bez żadnych oznak pęknięcia.

Wnioski z przeprowadzonych badań

- Dla rur gatunku L 360 NB granica bezpieczeństwa wynosi 93,8% R_e (naprężenie 374,4 MPa).
- Dla blach gatunku P 355 NL1 granica bezpieczeństwa wynosi 96,5% R_e (naprężenie 449,3 MPa).
- Dla odkuwek gatunku P 355 QH granica bezpieczeństwa wynosi 94,5% R_e (naprężenie 486,7 MPa).

Literatura

1. Burk J.D., *Hydrogen-Induced Cracking In Surface Production Systems Mechanism, Inspection, Repair and Prevention, SPE Production & Facilities, Vol 11, No 1, 1996.2*
2. *Korozja metali i stopów. Wydawnictwa*

3. *Naukowo- Techniczne, Warszawa 1966 r.*
3. P. Bastien, H.Weron, *Special steels resistant to stress corrosion by hydrogen sulfide, Revue de Metalurgie Memoires, vol. 55/1958/*
4. "Badania korozji naprężeniowej stali w środowisku siarkowodoru – Zagospodarowanie odwiertu", praca INiG na zlecenie Biura Projektów „NAFTA-GAZ” Sp. z o.o. w Jaśle, Krosno 2006 r.
5. ANSI/NACE Standard TM0177-2005 Item No.21212 Standard Test Method. Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H₂S Environments.
6. PN-EN 10002-1+AC1:1998 Próba rozciągania. Metoda badania w temperaturze otoczenia.

Agnieszka Stachowicz
Instytut Nafty i Gazu O/Krosno

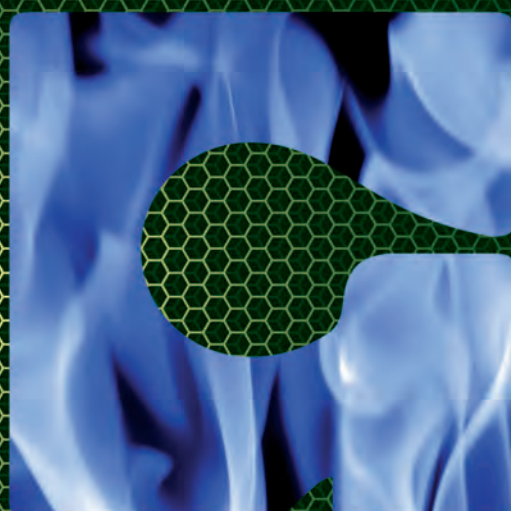
Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 5.09.2013
Artykuł przyjęto do druku: 18.11.2013

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>

INSTYTUT NAFTY I GAZU

Państwowy Instytut Badawczy



Innowacje Wdrożenia Rozwój



office@inig.pl
www.inig.pl



AKREDYTOWANE LABORATORIUM WZORCUJĄCE INSTYTUTU NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWEGO INSTYTUTU BADAWCZEGO

W roku 2011 w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym rozpoczęło działalność Laboratorium Wzorcujące, które od 9 sierpnia 2013 roku jest laboratorium akredytowanym przez Polskie Centrum Akredytacji (certyfikat akredytacji nr AP 152 na zgodność z wymogami normy PN-EN ISO/IEC 17025). Laboratorium posiada wdrożony System Zarządzania potwierdzony certyfikatem jakości ISO 9001:2008, wydany przez Bureau Veritas Certification Polska Sp. z o.o. Szczegółowe zakresy pomiarowe oraz zdolność pomiarową CMC znajdują Państwo w zakresie akredytacji laboratorium nr AP 152 dostępnym na stronie Polskiego Centrum Akredytacji.

TEMPERATURA

- czujniki termometrów rezystancyjnych w zakresie $-40-660^{\circ}\text{C}$
- termoelementy i czujniki termoelektryczne w zakresie $0-660^{\circ}\text{C}$
- termometry elektryczne i elektroniczne w zakresie $-40-660^{\circ}\text{C}$
- termometry szklane cieczowe w zakresie $-37-125^{\circ}\text{C}^*$
- przetworniki temperatury wzorcowane w siedzibie laboratorium w zakresie $-40-660^{\circ}\text{C}$
- przetworniki temperatury wzorcowane w siedzibie Klienta w zakresie $-40-450^{\circ}\text{C}$
- przetworniki temperatury wzorcowane metodą pośrednią w zakresie $-200-850^{\circ}\text{C}$

* wzorcowanie termometrów szklanych cieczowych w szerszym zakresie temperaturowym jest możliwe poza zakresem akredytacji.

CIŚNIENIE

ciśnienie absolutne 0,4–135 bar, nadciśnienie 0–134 bar:

- ciśnieniomierze elektroniczne
- kalibratory ciśnienia
- barometry
- przetworniki ciśnienia
- tory pomiaru ciśnienia
- przeliczniki z funkcją pomiaru ciśnienia
- ciśnieniomierze sprężynowe

* pozytywna ocena przez PCA, przewidywane uzyskanie akredytacji – III 2014

PRZEPŁYW

- gazomierze miechowe w zakresie $0,016-160\text{ m}^3/\text{h}$
- gazomierze bębnowe w zakresie $0,016-6,5\text{ m}^3/\text{h}^*$
- gazomierze turbinowe w zakresie $0,8-1000\text{ m}^3/\text{h}$
- gazomierze rotorowe w zakresie $0,1-1000\text{ m}^3/\text{h}$

* możliwość wzorcowania gazomierzy bębnowych poza zakresem akredytacji w zakresie do $17\text{ m}^3/\text{h}$.

WIELKOŚCI ELEKTRYCZNE

napięcie DC i AC w zakresie 0–1000 V, prąd DC i AC w zakresie 0–20 A, rezystancja DC w zakresie 0–20 G Ω :

- multimetry cyfrowe
- kalibratory
- cyfrowe mierniki napięcia
- cyfrowe mierniki prądu
- cyfrowe mierniki rezystancji

NASZE ATUTY

- wykwalifikowany i kompetentny personel posiadający ogromne doświadczenie w dziedzinie metrologii nabyte w trakcie wieloletniej pracy w akredytowanym laboratorium badawczym nr AB 041
- wzorce pomiarowe renomowanych producentów o najwyższych dokładnościach pomiarowych, wzorcowane w wiodących laboratoriach w kraju i za granicą
- szybkie i terminowe wykonywanie zleceń.



AP 152

Kierownik Laboratorium: dr inż. Zbigniew Gacek
Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków
Telefon: 12 653-25-12 wew. 170
Fax: 12 653-16-65
E-mail: zbigniew.gacek@inig.pl
www.inig.pl



Skarv — pierwsze złóżę gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG SA, zlokalizowane na Oceanicznym Szelfie Kontynentalnym



Złożę gazu ziemnego i ropy naftowej Skarv odkryte zostało w roku 1998 przez firmę Amoco. W roku 1999 firma Den norske stats oljeselskap a.s., na północny-wschód od złoża Skarv odkryła w tych samych formacjach geologicznych złożę gazu ziemnego Idun (Fig. 2). W roku 2000 firma BP Amoco Norge AS, odkryła złożę gazu ziemnego Snadd South w piaskowcach turbidytowych kredy górnej, w formacji Lysing. Złoża te zlokalizowane są na szelfie kontynentalnym Morza Norweskiego (NE Atlantyk), około 50km na południe od koła podbiegunowego, w odległości około 200 km na zachód od linii brzegowej Norwegii (Fig. 1). Głębokość wody morskiej, w miejscu zalegania tych złóż waha się od 350 do 450m.

W roku 2007 firma PGNiG S.A. nabyła, od firmy Exxon Mobil, udziały w koncesjach eksploatacyjnych, na których znajdowały się złoża Skarv i Snadd South. Firma PGNiG SA nabyła początkowo 15% udziałów w koncesjach PL212, PL262 i PL212.

W czasie przejmowania udziałów od firmy Exxon Mobil toczył się proces tzw. unityzacji



Fig. 1. Lokalizacja złoża Skarv na tle Norwegii i mapy geomorfologicznej dna NE Atlantyku

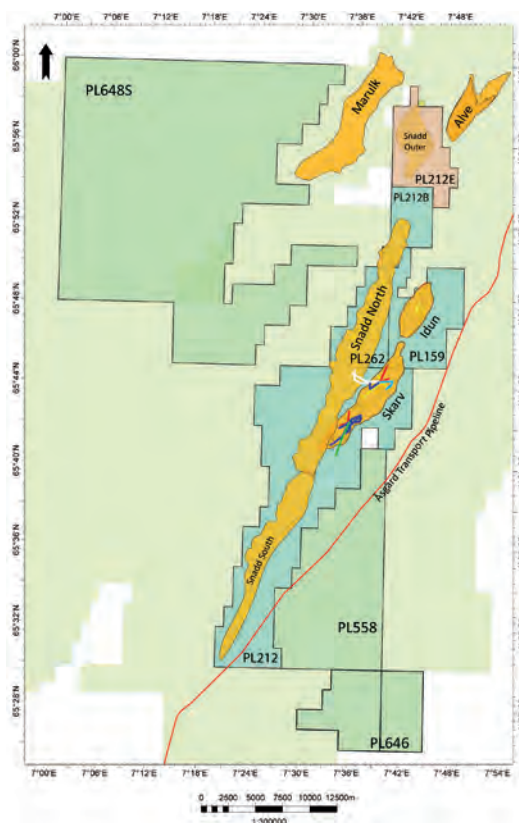


Fig. 2. Mapa lokalizacyjna złóż i koncesji produkcyjnych z rejonu złoża Skarv. Na mapie naniesiono lokalizację otworów eksploatacyjnych, odwierconych na złożu Skarv. Źródło: Baza danych PGNiG UI

w rejonie złoża Skarv, którego celem było włączenie złoża Idun do wspólnego zagospodarowania ze złożem Skarv. Firma Exxon Mobil nie posiadała udziałów w złożu Idun. W wyniku procesu unityzacji do projektu Skarv włączono część koncesji PL159, wraz ze złożem Idun oraz podzielono koncesję PL212 na dwie mniejsze, PL212E i PL212B, włączając częściowo udokumentowany prospekt Snadd North do obszaru objętego tym procesem (Fig. 2).

Po procesie unityzacji rozkład udziałów w koncesjach, na których znajdują się złoża Skarv, Idun, Snadd South i odkryty w 2010 roku Snadd North (obszary zaznaczone kolorem niebieskim na fig. 2) przedstawia się następująco: BP Norge (Operator) — 23.8350%, Statoil — 36.1650%, E.ON E&P Norge — 28.08250 i PGNiG UI* — 11.9175%.

W rejonie zalegania złóż Skarv, Idun i Snadd PGNiG UI posiada kilka innych koncesji, na których prowadzi działalność poszukiwawczą za ropą i gazem (Fig. 2). Na koncesji PL648S PGNiG UI jest operatorem z 50% udziałów (50% udziałów posiada firma OMV). Jest to pierwsza koncesja operatorska PGNiG SA, zlokalizowana na offshore. Na koncesji PL558 operatorem jest

firma E.ON E&P Norge (30% udziałów) a partnerami PGNiG UI (30%), Det norske oljeselskap (20%) oraz Petoro (20%). Na koncesji PL646 operatorem jest firma Wintershall Norge AS, partnerami: Lundin Norway (20%), Noreco Norway (20%) i PGNiG UI (20%). Operatorem na koncesji PL212E jest firma BP z 30% udziałów, a partnerami Statoil (30%), E.ON E&P Norge (25%) i PGNiG UI (15%).

Na koncesji tej, w roku 2012 odkryto, w piaskowcach turbidytowych górnej kredy, złożę gazu ziemnego Snadd Outer.

Krótka charakterystyka geologiczna odkrytych złóż

Nagromadzenia węglowodorów w złożach Skarv i Idun występują w pałapce strukturalno-tektonicznej, ograniczonej od strony północno-zachodniej uskokiem normalnym o rzucie od 400 do 1600m (Fig. 3). Obydwa złoża podzielone są uskokiemi na segmenty i zalegają na głębokości od 3300 do 3700m. Głównymi skałami zbiornikowymi są piaskowce środkowej i dolnej jury formacji Garn, Ile i Tilje, charakteryzujące się bardzo dobrymi i dobrymi właściwościami zbiornikowymi (przepuszczalność piaskowców

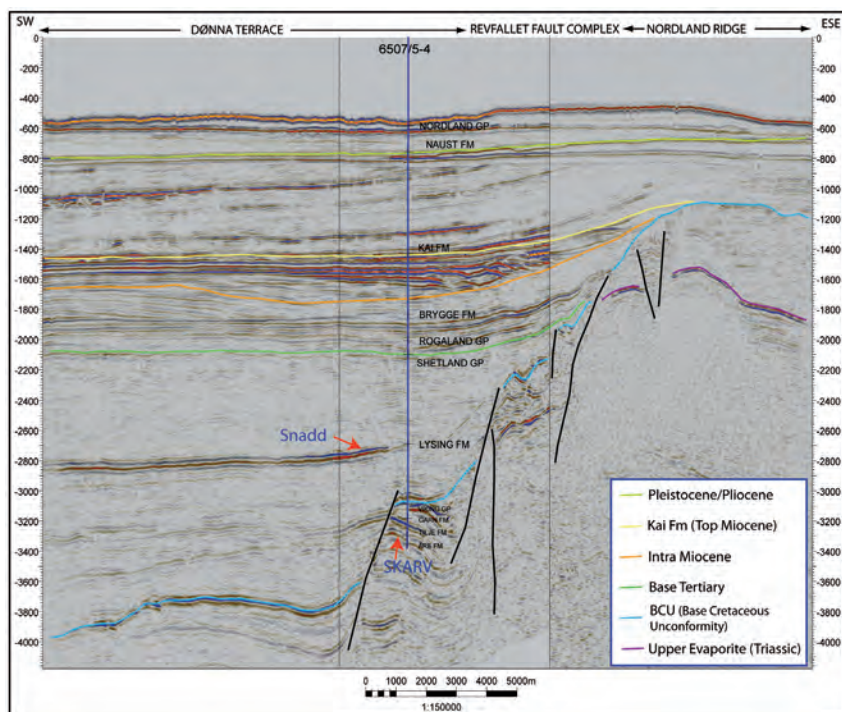


Fig. 3. Przekrój sejsmiczny przez złoża Skarv i Snadd. Źródło: Baza danych PGNiG UI

formacji Garn przekracza niekiedy 10 darcy). Złoża te zagospodarowywane są wspólnie pod nazwą Skarv.

Złoża Snadd odkryte zostały w górnokredowych piaskowcach formacji Lysing. Piaskowce te osadziły się w środowisku głębokomorskim, w formie wydłużonych stożków turbidytowych, rozciągających się wzdłuż zachodniego skrzydła Wyniesienia Nordland (Fig. 3). Pułapki te posiadają charakter stratygraficzno-strukturalny, a obecność węglowodorów objawia się między innymi występowaniem wyraźnych bright spotów na profilach sejsmicznych. Złoża te zalegają na głębokości około 2700m. Istnieje duże prawdopodobieństwo, że złoża Snadd South, North i Outer stanowią jedną, ciągnącą się na ponad 60km pułapkę stratygraficzną. Jeżeli to założenie się potwierdzi, będzie to najdłuższe złożo węglowodorów odkryte na szelfie norweskim. Do chwili obecnej struktura ta rozpoznana została 4 otworami (po jednym odwierconym na obiektach Snadd South i Outer oraz dwoma na North).

Strategia rozwiercania i zagospodarowanie odkrytych złóż

W procesie unytaryzacji uzgodniono, że złożo Idun stanowić będzie północno-wschodni segment złoża Skarv i że złoża te będą zagospodarowywane wspólnie, jako projekt Skarv.

Złożo Skarv (włączając Idun) rozpoznano 9 otworami poszukiwawczymi odwierconymi w latach 1998- 2002. Otwory te zostały zlikwidowane po ich odwierceniu, a zebrane dane geologiczne wykorzystano do opracowania



Fig. 4. Platforma wiertnicza Polar Pioneer, za pomocą której odwiercono większość otworów eksploatacyjnych na złożu Skarv

Dokumentacji Geologicznej Złoża. Dokumentacja Geologiczna Złoża Skarv wraz z Projektem Zagospodarowania (Plan of Development and Operation) zatwierdzona została przez Parlament Norweski w grudniu 2007 roku.

Wiercenia otworów produkcyjnych rozpoczęto w pierwszej połowie stycznia 2010 roku z wykorzystaniem platformy wiertniczej Borgland Dolphin. Platforma ta pracowała do czerwca 2011 roku. Od kwietnia 2011 wiercenia prowadzone były z wykorzystaniem platformy Polar Pioneer (Fig. 4). Otwory te wiercono z trzech centrów wiertniczych, gdzie zainstalo-

wano pięć głowic wielootworowych tzw. sub-sea drilling templates (Idun, Skarv A i Tilje oraz Skarv B i Skarv C – Fig. 5).

Pierwszą fazę rozwiercania złoża zakończono na początku września 2013. W okresie tym odwiercono i uzbrojono 6 otworów przeznaczonych do produkcji gazu, 6 horyzontalnych do produkcji ropy naftowej i cztery do zatłaczania gazu, celem zwiększenia współczynnika szczypania ropy.

Druga faza rozwiercania złoża prowadzona będzie od 2016 roku, a uzyskane do tego czasu wyniki z produkcji będą miały istotne znaczenie przy lokalizacji następnych otworów, tzw. infill wells.

Produkcję węglowodorów na złożu Skarv rozpoczęto w grudniu 2012 roku. W okresie do października 2013 roku złożo znajdowało się w fazie rozruchu (tzw. ramp up phase), gdzie prowadzone było oczyszczanie, testowanie i włączanie kolejnych odwierców do produkcji. Po zakończeniu tej fazy, złożo eksploatowane jest z wykorzystaniem 16 otworów.

Produkcja węglowodorów prowadzona jest z wykorzystaniem nowej, pływającej platformy

produkcyjnej (FPSO – floating production, storage and offloading vessel), zacumowanej na morzu w rejonie złoża (Fig. 5 i Fig. 6).

Gaz ziemny w znacznej części zatłaczany jest do horyzontów ropnych, w celu zwiększenia współczynnika szczypania. Pozostała część gazu (około 2/3 produkcji) wysyłana jest, za pomocą istniejących systemów gazociągów przesyłowych do Europy (po wcześniejszym jego oczyszczeniu na lądzie Norwegii, w miejscowości Kårstø). Ropa naftowa, po napełnieniu przestrzeni magazynowej jednostki FPSO, przeładowywana jest na tankowce i sprzedawana

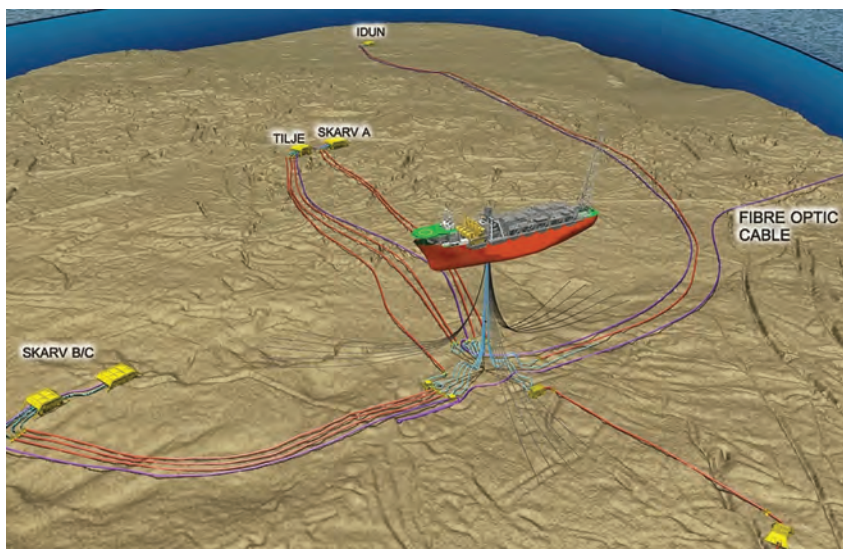


Fig. 5. Sposób zagospodarowania złoża Skarv. Źródło: Baza danych PGNiG UI.

Na dnie morza zainstalowano 5 głowic wielootworowych (templates), Idun, Tilje, Skarv A, Skarv B i Skarv C, z których odwiercono otwory eksploatacyjne. Węglowodory z template'ów przesyłane są za pomocą tzw. riserów do platformy pływającej FPSO, zacyumowanej w rejonie zalegania złoża

na rynku paliw. Gaz ziemny zatłaczany do horyzontów ropnych w celu zwiększenia współczynnika szczypania ropy zostanie ponownie wydobyty i dostarczony na rynek po zakończeniu produkcji ropy.

Podstawowe parametry pływającej platformy produkcyjnej FPSO:

- Wydajność produkcyjna ropy naftowej – 85 000 baryłek na dobę (ok. 13 500 Sm³/dobę)
- Wydajność produkcyjna gazu – 15 mln Sm³ na dobę
- Pojemność magazynowa FPSO – 800 000 baryłek ropy (ok. 130 tys Sm³)
- Długość jednostki – 295 m
- Szerokość – 51 m
- Ciężar kadłuba wraz z pokładem – 67 000 ton

Zasoby wydobywalne złoża Skarv wynoszą: 15.5 mln Sm³ ropy naftowej, 43.4 mld Sm³ gazu

ziemnego oraz 5.6 mln Sm³ NGL (<http://factpages.npd.no/factpages>).

Na wydobycie udokumentowanych węglowodorów założono 25 lat.

Istnieje bardzo duże prawdopodobieństwo, że okres produkcji z wykorzystaniem platformy FPSO Skarv zostanie znacznie wydłużony, jeżeli potwierdzone zostaną odkrycia węglowodorów w kilku udokumentowanych prospektach znajdujących się w sąsiedztwie złoża Skarv, w których PGNiG UI posiada również udziały.

Model handlowy dla złoża Skarv

Na złożu Skarv wprowadzony został model handlowy, w którym udziałowcy są indywidualnie odpowiedzialni za logistykę i sprzedaż własnej części produkcji węglowodorów. W związku z powyższym PGNiG Upstream International potraktowało priorytetowo wypracowanie optymalnego systemu komercjalizacji ropy i gazu.

W trakcie prac nad modelem handlowym dla złoża Skarv, spółka dążyła do minimalizacji kosztów sprzedaży oraz zapewnienia maksymalnej zyskowności, elastyczności i efektywności operacyjnej dla Grupy PGNiG.

Prace nad wprowadzeniem docelowego modelu handlowego rozpoczęły się już w 2007 roku. Od tego czasu Spółka aktywnie starała się zabezpieczyć kontraktowo przepustowość w gazociągach przesyłowych w Norwegii tak, aby mieć pełną możliwość dostarczenia gazu ze złoża Skarv do Europy. W efekcie podpisano umowy m.in. z Gassco (operator systemu przesyłowego w Norwegii), dzięki którym PGNiG może współużytkować gazociągi podmorskie i przesyłać swoją produkcję gazu z dalekiej północy Norwegii przez najbliższe kilkanaście lat. Następnym krokiem było zabezpieczenie transportu morskiego dla ropy.

W tym celu podpisana została umowa z największym operatorem tankowców tzw. wahadłowych („shuttle tankers”), firmą Teekay, która obecnie transportuje ropę PGNiGu ze złoża Skarv.

W kolejnym etapie PGNiG podpisało umowy sprzedaży węglowodorów. Dwie najważniejsze to umowa na sprzedaż ropy naftowej podpisana z firmą Shell International Trading and Shipping o wartości szacowanej na 1,1 mld USD (ok. 3.5 mld zł) w okresie pierwszych pięciu lat produkcji oraz kontrakt wewnątrzzgrupowy na sprzedaż gazu do spółki PGNiG Sales & Trading o wartości szacowanej na 1,3 mld EUR (ok. 5,3 mld zł), podpisany na okres 10 lat.

PGNiG UI – firma PGNiG Norway AS, działająca w Norwegii od listopada 2007 roku, przekształcona została decyzją Zarządu PGNiG SA z dniem 01.04.2013 w firmę PGNiG Upstream International.

W niniejszym artykule wykorzystano informacje w większości dostępne na stronach internetowych operatora, firmy BP Norge AS, stronach Norweskiego Dyrektariatu Naftowego NPD oraz firmy PGNiG UI.



Fig. 6. Zdjęcie Platformy pływającej SKARV FPSO podczas pracy na złożu. Źródło: BP Norge

Sławomir Hinc
Chief Executive Officer, PhD

Cyryl Federowicz
Chief Financial Officer

Maciej Zwierzchowski
Commercial & BD Manager

Józef Dziegielowski
Chief Reservoir & Development
Geologist

Jest komisja, ale nadzwyczajna



Jerzy Papuga

Sejm powołał kolejną w tej kadencji 27-osobową nadzwyczajną komisję – tym razem ds. energetyki i surowców. O ile 4 pozostałe powołano do rozpatrzenia konkretnych pakietów ustaw, to nowa energetyczno-surowcowa, wyłoniona wprost ze składu personalnego działającej od lat podkomisji stałej ds. energetyki, wcale nie ma zamiaru być ad hoc, ale wprost przeciwnie. Ma bowiem zamiar stać się przeciwwagą dla opieszałego Ministerstwa Gospodarki, które co prawda obiecywało pakiety ustaw energetycznych i węglowodorowych na przełomie października i listopada br., ale była to kolejna już w tym roku obietnica bez pokrycia. Obecnym nieodwołalnym terminem przedłożenia Sejmowi pakietu ustaw energetycznych jest I kwartał 2014 roku, a skoro ma być to już termin naprawdę ostateczny, to komisja nadzwyczajna pasuje, jak ulał.

Powołać, tylko jaką?

Zdaniem Biura Legislacyjnego Sejmu, które opiniowało projekt uchwały, nie było żadnych wyraźnych przeciwwskazań prawnych i regulaminowych dla powołania „tak szerokiej komisji nadzwyczajnej”. Sejm, choćby w tej kadencji, powoływał już komisję nadzwyczajną, której zakres rozpatrywania spraw był określony dosyć szeroko. Czyli, komisję nadzwyczajną ds. związanych z ograniczaniem biurokracji, do której szybko trafił pakiet ustaw z zakresu swobody działalności gospodarczej, jak i olbrzymi pakiet ustaw deregulacyjnych. Natomiast „trzeba mieć świadomość, że tego rodzaju komisji bliżej jest, w gruncie rzeczy, do komisji stałej” – podkreślał w pracach legislacyjnych mec. Przemysław Sadłoch z sejmowego Biura Legislacyjnego. W dotychczasowej praktyce, komisje z tak szerokim zakresem prac były powoływane zazwyczaj na okres jednej kadencji i „żadnych argumentów kontra, wspartych przepisami, nie było”. Pos. Andrzej Czerwiński, PO, argumentował w imieniu posłów koalicji jak i opozycji popierających

jej powołanie, iż problemy energetyki „nabierają coraz to większego rozmachu”, choć na razie nie widać tego po projektach ustaw. Do tej pory tematami energetycznymi zajmowała się jedynie stała sejmowa Komisja Gospodarki, ale raczej interdyscyplinarnie i często do spółki z innymi komisjami. Gros zadań z zakresu energetyki leży co prawda w kompetencjach ministerstwa gospodarki i ministerstwa skarbu, ale znaczna część – ministerstw środowiska, rolnictwa i finansów oraz odpowiednich im komisji sejmowych. „Były pewne kłopoty z koordynacją planowanych ustaw, stąd – po rozmowach z klubami poselskimi koalicji jak i opozycji – doszliśmy do wniosku, że powołanie komisji nadzwyczajnej wydatnie przyczyni się do poprawy procesu legislacyjnego” – argumentował Czerwiński. Jest wiele ustaw, które „w tej chwili czekają na przesłanie do Sejmu nawet od dwóch lat” – trójką energetyczny, ustawa o odnawialnych źródłach energii, prawo gazowe, prawo energetyczne, ustawa o korytarzach infrastrukturalnych. „Posłowie za często często szli o zakład, kiedy wreszcie pojawią się w Sejmie” – przyznał podczas II czytania w Sejmie – choć z natury rzeczy są to sprawy, które wybiegają daleko poza zasięg prac Komisji Gospodarki. Stąd próba stworzenia płaszczyzny, która „miałaby zająć się faktycznymi problemami i nie wchodzić w paradę rządowi” oraz „inicjować przedsięwzięcia, które są przed nami”.

Inicjatywa ustawodawcza jak giez rozumiana

Czerwiński przyznał, iż stała podkomisja ds. energetyki, działająca do tej pory w ramach komisji gospodarki, nie miała uprawnień ustawodawczych, zresztą, jej praca była elementem większej całości. Znacznie bardziej krytyczny był pos. Piotr Naimski, PiS, który stwierdził w debacie plenarnej, iż do tej pory problematyka energetyczna była rozmyta w kilku komisjach merytorycznych, a projekty energetyczne „nie miały swojego gospodarza”. Ale co gorsza, tego typu rozproszenie, nadal występuje po stronie rządu, toteż „po dwóch latach intensywnych prac w dalszym ciągu rząd nie jest w stanie przesłać do Sejmu projektu ustawy regulującego wydobycia gazu ze złóż łupkowych”. Pos. Maciej Mroczek z TR wyliczał, iż projekty ustaw z zakresu energetyki były kierowane w ostatnich latach aż do 5 komisji stałych, zarówno do właściwych, czyli Gospodarki bądź Środowiska, jak i Spraw Zagranicznych czy nawet Rolnictwa. „I takie postępowanie doprowadzało do sytuacji, w której żadna komisja nie posiada pełnego oglądu sytuacji i nie mogła w pełni wykonywać kompetencji w zakresie energetyki” – krytykował. Pos. Ludwik Dom z SP wręcz zdefiniował

rolę nowo powstałej komisji nadzwyczajnej jako przysłowiowego gza, który uciną w zadek „nieruchawego konia jakim jest Ministerstwo Gospodarki”, żeby nie popadło w stan legislacyjnej bezczynności. Teraz ma to się zmienić, bo komisja nadzwyczajna będzie zajmować się rozpatrywaniem ustaw z zakresu polityki energetycznej państwa, co oznacza również inspirowanie procesu legislacyjnego poprzez składanie projektów ustaw. Chce także zajmować się sprawami funkcjonowania otwartego i zintegrowanego rynku energii oraz mechanizmami zapewniania bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak również nadzoru właścicielskiego nad własnością publiczną w sektorze wydobywania, wytwarzania, przesyłu, dystrybucji oraz przetwarzania energii i surowców energetycznych. W kompetencji komisji nadzwyczajnej znalazły się zarówno sprawy zagraniczne polityki energetycznej, jak i „sprawy gospodarki surowcami mineralnymi o charakterze kopalnym, ze szczególnym uwzględnieniem węglowodorów”. Co ciekawe, także z zakresu polityki koncesyjnej, jak również energetyki atomowej, co wyłącza te zagadnienia z komisji środowiska.

Dwie poprawki w sprawie nazwy i kompetencji

Jeszcze na etapie opracowywania uchwały w komisjach sejmowych wprowadzono dwie poprawki, pierwszą dotyczącą nazwy komisji uzupełnionej o słowo „surowców energetycznych”, czyli nie tylko energetyki. Biuro Legislacyjne wskazywało, że pierwotnie użyte w nazwie komisji słowo „surowce” jest pojęciem jednak zbyt szerokim, choć pojawia się w samym tekście uchwały powołującej podkomisję. W zakresie przedmiotowym ujęto, że komisja ma być właściwa w sprawach „dystrybucji i przetwarzania energii oraz surowców energetycznych”. Ale samo pojęcie „surowiec” jest wieloznaczne, stąd proponowane uściślenie. Chodzi o to, żeby nie było wątpliwości, że mowa jest o „surowcach energetycznych”, bo tylko takimi komisja będzie się zajmować – mówili posłowie w debacie plenarnej. Chodziło też o to, że część posłów chciała „w szczególny sposób” zająć się paliwami węglowodorowymi, a konkretnie gazem łupkowym. „Stąd wyszczególniony jest ten specyficzny temat, ponieważ będzie on też zajmował więcej czasu niż statystycznie inne surowce energetyczne” – wyjaśniał pos. Jerzy Budnik, PO. Pojęcie „surowiec energetyczny” jest pojęciem znacznie szerszym niż „surowce mineralne o charakterze paliw kopalnych” i wyczerpuje także swoim znaczeniem te drugie – objaśniało Biuro Legislacyjne. Pos. Mariusz Orion-Jędrysek z PiS wytknął to jednak w debacie plenarnej, uważając dzielenie surow-

ców na energetyczne i nieenergetyczne za błąd skutkujący poważnie dla gospodarki. Przyjęto także drugą poprawkę, aby skreślić z kompetencji komisji nadzór nad planowaniem, realizacją i wykonaniem polityki energetycznej państwa. „Chodzi o to, żebyśmy nie wkraczali w kompetencje ministra” – argumentował Czerwiński.

Obawy o segmentację problematyki

Były jednak obawy o niepotrzebne szatkowanie problematyki energetycznej na tle innych sektorów gospodarki. Pos. Dariusz Rosati, PO, mówił, iż zawsze istnieje dylemat, czy sprawy energetyki rozpatrywać w szerszym, czy w węższym kontekście. „Oczywiście, możemy powołać komisję energetyki, która będzie zajmować się projektami ustaw dotyczącymi tego sektora, ale nie wiem do jakiego stopnia będzie ona uwzględniać w swoich pracach perspektywę ogólnogospodarczą?” – wątpił. Energetyka jest częścią gospodarki, ma ponadto silny związek z problematyką ochrony środowiska, polityki klimatycznej, finansów. Czy właściwe w tym kontekście jest istnienie odrębnej komisji ds. środowiska i odrębnej ds. gospodarki, a teraz także odrębnej ds. energetyki? Czy jest szansa na to, aby utworzenie nowej komisji nie spowodowało segmentacji spojrzenia na te wszystkie sprawy, „czyli, żebyśmy mieli – po prostu – zapewnione spojrzenie całościowe?” Odrębna komisja, z punktu widzenia sprawności prac, jest być może wskazana – dowodził – natomiast należy zatroszczyć się o to, by pracowała mając świadomość szerokiego kontekstu gospodar-

czego. Pos. Czerwiński podzielił co prawda po części te niepokoje, ale ich niebezpieczeństwo ocenił jako „praktycznie minimalne”. Przecież „zostawiamy w zakresie kompetencji komisji Gospodarki ten sam zakres, który był do tej pory”, jedynie stała podkomisja ds. energetyki w naturalny sposób zostanie rozwiązana. Komisja nadzwyczajna będzie pracować nad konkretnymi projektami ustaw i „jej gościem będzie dany minister konstytucyjny, którego tematykę będziemy dyskutować”.

Same asy i żadnej błotki?

Komisja odbyła do tej pory jedno posiedzenie, wybierając swoje władze: przewodniczącego i 4 wiceprzewodniczących, jak w komisji dużej. Wybór odbył się bez żadnych kontrowersji: posłowie byli doskonale zgodni, że przewodniczącym komisji powinien zostać Andrzej Czerwiński, PO, od wielu kadencji lider problematyki energetycznej w izbie. Choć dało się usłyszeć kularowe głosy zawistnej mniejszości, iż jest to jakaś forma rekompensaty za chroniczny brak awansu w szeregi ministrów konstytucyjnych, ale akurat w tym przypadku – zupełnie nieuzasadnione. Przecież sam Czerwiński nieraz deklarował, iż nie interesuje go stanowisko, ale realny wpływ na proces ustawodawczy i sytuację w polskiej energetyce. Jest to zresztą chlubny przykład posła pracowitego, ale nie rzucającego się w obiektywy kamer. Wśród zastępców, Piotr Naimski, PiS, z jednej strony, i Waldemar Pawlak, PSL, z drugiej. Obydwa rekomendowani przez samego Czerwińskiego, co doskonale

świadczy o jego zdolnościach dyplomatycznych, rozumieniu zasad pracy zespołowej i rozeznaniu układu sił w poszczególnych klubach. Dobra sobie bowiem doskonale zorientowane w sprawach i pracowite prezydium, choć wcale nie tak potulne – jeśli chodzi o koalicjanta – wobec opieszałego Ministerstwa Gospodarki. Jeśli by mierzyć skład personalny byłymi ministrami i wiceministrami, to należy tylko pozazdrościć komisji tak grubych ryb. Oprócz b. wicepremiera i ministra gospodarki Waldemara Pawlaka, PSL, w komisji zasiada b. minister rolnictwa Marek Sawicki, PSL, i b. wiceminister infrastruktury Tadeusz Jarmuziewicz, PO. Z prawicowej opozycji b. minister Piotr Naimski, PiS i b. wicepremier i minister spraw wewnętrznych Ludwik Dorn, SP oraz b. główny geolog kraju Mariusz Orion Jędrysek, PiS. A i drugi szereg to nie żadne sejmowe błotki, ale parlamentarne atu, czyli posłowie mający na swoim koncie przeciętnie po kilkanaście lub kilkadziesiąt interpelacji i zapytań energetycznych, znani zarówno z kontrowersyjnych działań wobec energetyki wiatrowej, jak pos. Anna Zalewska z PiS, czy z konstruktywnego zainteresowania problematyką smart grid, jak poseł Antoni Mężydło, PO. Zresztą, na 27 posłów – członków komisji, aż 12 jest z PO, 2 z koalicyjnego PSL, 8 z PiS, 1 z SP, 2 z TR i 2 z SLD. Ale nie tylko parytet polityczny będzie się tu liczył, podobnie jak to było do tej pory w podkomisji stałej ds. energetyki, która tym samym odeszła na karty historii.

Jerzy Papuga

PRENUMERATA

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

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

PGNiG SA i Chevron planują wspólne poszukiwania gazu z łupków w Polsce



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA i Chevron Polska Energy Resources podpisały 12 grudnia 2013 roku memorandum o współpracy przy poszukiwaniu gazu z łupków w południowo-wschodniej Polsce.

Ta inicjatywa jest częścią zapowiadanej przez PGNiG polityki otwartości wobec innych firm poszukujących złóż gazu ziemnego z łupków w Polsce.

Współpraca umożliwiłaby obydwu stronom obniżenie kosztów oraz – dzięki uzyskaniu efektu skali – przyspieszenie prac poszukiwawczych, a co za tym idzie, procesu szacowania potencjalnych zasobów gazu łupkowego w Polsce.

Strony memorandum mogłyby również nawiązać współpracę techniczną w ocenie perspektywiczności koncesji.

Dzięki współpracy, PGNiG pozyskałoby solidnego i doświadczonego partnera biznesowego do skomplikowanego projektu poszukiwawczego. Moglibyśmy skorzystać z doświadczenia Chevrona w poszukiwaniach i wydobywaniu gazu łupkowego na całym świecie. Wierzę, że polityka otwartości, partnerskiej współpracy firm polskich i zagranicznych w tym obszarze, może dobrze służyć wszystkim zainteresowanym. Obie strony mogłyby skorzystać z podziału ryzyka poszukiwawczego oraz z obniżenia kosztów prac, w tym kosztów ewentualnego zagospodarowania



Od lewej: Jerzy Kurella i John Claussen. Fot. arch. PGNiG SA

złóż – powiedział Jerzy Kurella, p.o. prezesa Zarządu PGNiG SA.

Cieszymy się z nawiązania współpracy z PGNiG. Chevron wierzy w partnerstwo, które jest jedną z naszych najważniejszych wartości, wszędzie tam, gdzie działamy. Będziemy kontynuować bezpieczne i odpowiedzialne działania w trakcie wspólnych poszukiwań – powiedział John Claussen, Country Manager, Chevron Polska Energy Resources.

Sukces poszukiwań mógłby doprowadzić do powołania wspólnej spółki, w której strony objęłyby po 50% udziałów. Spółka przejęłaby

cztery koncesje w południowo-wschodniej Polsce: należące do PGNiG SA koncesje Tomaszów Lubelski i Wiszniów-Tarnoszyn oraz należące do spółki Chevron koncesje Zwierzyniec i Grabowiec. Nowa spółka zostałaby także operatorem tych koncesji i realizowałaby uzgodniony między udziałowcami program prac.

Szczegóły wspólnych prac, w tym harmonogram poszukiwań, będą ustalone przez spółki. Spodziewane jest podpisanie wiążących umów jeszcze w 2014 roku.

Zespół Prasowy PGNiG SA



Od lewej: Jerzy Kurella, John Claussen i Jacek Murawski. Fot. arch. PGNiG SA

Górnicy edukują najmłodszych



Magdalena Wajda



Oddział w Zielonej Górze

Akcja „Górnik w przedszkolu/szkole”
w liczbach:

- 9 868 dzieci
- 87 górników
- 142 przedszkola i szkoły
- 8 tysięcy papierowych czako
- ponad 200 kg cukierków

Górnicy z zielonogórskiego Oddziału i OGiE kolejny raz wybrali się do przedszkoli i szkół, by przy okazji Barbórki opowiedzieć najmłodszym, o tym jak wydobywa się ropę naftową i gaz ziemny.

Akcja edukacyjna objęła swoim zasięgiem prawie dziesięć tysięcy dzieci niemal w całej Polsce. Widok górnika w mundurze i czako robił na nich ogromne wrażenie. Spotkania było okazją do tego, by wytłumaczyć dzieciom, że górnicy naftowi nie pracują pod ziemią i do czego możemy wykorzystać wydobywane przez nas węglowodory.



Krzysztof Gacek wręczył dzieciom z Międzychodu papierowe czako. Fot.arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Dzieci z jednego z zielonogórskich przedszkoli miały okazję przymierzyć prawdziwe czako na spotkaniu z Mariuszem Janowskim. Fot.arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Mariusz Olpiński na spotkaniu z dziećmi ze szkoły w Jędrzychowie zabrał lampę naftową, próbki ropy naftowej i sprzęt ratownika górniczego, opowiadał im m.in. o patrolu przemysłu naftowego I. Łukasiewiczu. Fot.arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Górnicy prezentowali podczas swoich wystąpień próbki ropy, siarkę, elementy stroju ratownika górniczego. Maluchy otrzymały drobne upominki i słodycze. Nasi

górnicy otrzymali już zaproszenie na kolejną Barbórkę.

Magdalena Wajda

III edycja konkursu BHP „Bezpiecznie w pracy”



Oddział w Sanoku

Zmagania pierwszego etapu konkursu BHP pn. „Bezpiecznie w pracy”, zorganizowanego przez dyrektora sanockiego oddziału PGNiG SA w Warszawie 20 września 2013 r. zakończyły się wyłonieniem 20 finalistów, którzy zgodnie z regulaminem stanęli w szranki o zwycięstwo w III edycji tego konkursu. Realizowany we współpracy z sanockim Oddziałem SITPNiG jest ważnym elementem Strategii Społecznej Odpowiedzialności Biznesu, realizowanej przez PGNiG SA.

Celem konkursu jest motywacja i zachęcanie pracowników do zaangażowania się w działania mające na celu poprawę bezpieczeństwa i higieny pracy w miejscu pracy oraz upowszechnianie bezpiecznych zachowań i dobrych praktyk w zakresie BHP.

Do pierwszego etapu konkursu przystąpiło we wszystkich ośrodkach kopalń (Ośrodki w: Krośnie, Łańcucie, Tarnowie, Przemyślu i Sanoku) jednocześnie osiemdziesięciu dziwięciu pracowników.

Pytania przygotowane przez główne biuro organizacyjne konkursu, na które musieli odpowiedzieć uczestnicy na pewno nie należały do łatwych. Wymagały wielu godzin przygotowań. Poziom pracy i zaangażowania mogą odzwierciedlać wyniki uzyskane przez poszczególnych uczestników.

Zgodnie z regulaminem, z każdego rejonu, do finału kwalifikowało się po czterech uczestników, którzy uzyskali najwyższą ilość punktów. I tak np. w Krośnie aż czterech uczestników uzyskało po 25 punktów kwalifikując się do finału konkursu bez konieczności dogrywki. W Łańcucie dwóch uczestników rozwiązując pierwszy zestaw pytań wskazało aż 29 prawidłowych odpowiedzi. W Tarnowie najwyższą ilość punktów to 27, którą uzyskał jeden uczestnik. W Przemyślu najwyższą ilość punktów to 24, którą uzyskali dwaj uczestnicy. Podobnie było w Sanoku, gdzie dwaj uczestnicy uzyskali po 22 punkty kwalifikując się do finału.

Jak widać z tej krótkiej analizy poziom przygotowań do eliminacji był wysoki, ale różnicowany.

Do finału, który odbył się 4 października 2013 r. w Muzeum Przemysłu Naftowego w Bóbrce zakwalifikowali się ostatecznie następujący pracownicy:

- Z Ośrodka w Łańcucie: Andrzej Rajchel, Piotr Kwaśniak, Sebastian Machowski, Tomasz Kędra.
- Z ośrodka Przemyśl: Mirosław Blajer, Edward Mikłasz, Mirosław Hryniewicz, Jacek Marecki.
- Z Ośrodka Tarnów: Dawid Rapacz, Mateusz Gawron, Artur Kubik, Maciej Wójcik.
- Z Ośrodka Krosno: Jan Drozdowski, Jarosław Bieszczad, Marek Lorenc, Bogdan Paradysz.
- Z ośrodka w Sanoku: Jerzy Dracz, Zygmunt Zięba, Marian Kopeć, Jerzy Szczudlik.

Właśnie między nimi rozegrała się ostateczna rywalizacja.

Finał konkursu polegał na udzieleniu odpowiedzi w teście, zawierającym 30 pytań. Test nie wyłonił jednak zwycięzców, dlatego „dogryw-



Przed testem na OK Tarnów. Fot. arch. PGNiG SA O/w Sanoku



Test na OK Przemyśl. Fot. arch. PGNiG SA O/w Sanoku



Test na OK Krosno. Fot. arch. PGNiG SA O/w Sanoku

ka” zadecydowała o ostatecznych wynikach.

I miejsce zdobył Jerzy Szczudlik, II miejsce Marian Kopeć, III miejsce – Tomasz Kędra.

Ukoronowaniem zmagania konkursowych było seminarium „Identyfikacja zagrożeń jako podstawa oceny ryzyka” zorganizowane wspólnie z SITPNiG Oddział Sanok.

Anna Wróblewska

Anna Folcik

PGNiG SA Oddział w Sanoku



Finałiści w Bóbrce. Fot. arch. PGNiG SA O/w Sanoku

Spółecznie odpowiedzialni



Działania firm w zakresie społecznej odpowiedzialności biznesu powinny dążyć do rzeczywistego, pozytywnego wpływu na jakość życia społeczeństwa. Przedsiębiorstwo, zwłaszcza wielka korporacja powinny i mogą zmieniać świat na lepsze, koncentrując się nie tylko na poprawie relacji z klientami, ale także na zrównoważonym rozwoju społecznym i środowiskowym.

Działanie dobroczynne, inicjatywy, zmierzające do zapewnienia wsparcia ludziom w potrzebie realizowane są poprzez darowizny, akcje i programy społeczne, czy zbyt mało jeszcze popularny wolontariat pracowniczy. Angażowanie się w inicjatywy, dające szansę na skuteczne rozwiązywanie ważnych problemów społecznych jest dla naszego otoczenia symbolem naszej korporacyjnej odpowiedzialności. Z drugiej strony realia rynku pokazują, jak istotny dla każdej firmy jest fachowy, doświadczony i zaangażowany zespół ludzi. Tak pożądanym w dzisiejszej dobie sukces menagementu przekłada się na promowanie właściwych postaw i dążenie do bycia uczciwym w każdym aspekcie biznesu.



KGZ Tulligłowy – Spotkanie natury i napowierzchniowego uzbrojenia kopalni gazu. Fot. arch. PGNiG SA O/w Sanoku



Fot. arch. PGNiG SA O/w Sanoku



Spokojnie..., to tylko ćwiczenia ratowników górniczych. Fot. arch. PGNiG SA O/w Sanoku

Strategia Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu PGNiG S.A. – Oddziału w Sanoku wytycza cele strategiczne i operacyjne w zakresie odpowiedzialnego biznesu i zrównoważonego rozwoju.

Strategię Oddziału w Sanoku tak skonstruowaliśmy, aby wspierać strategię, przyjętą dla całej Grupy Kapitałowej ze szczególnym uwzględnieniem miejsca pracy, społeczności lokalnych i środowiska.

Bazujemy na tradycji i przedsiębiorczości wielu pokoleń ludzi nafty, ich dorobku intelektualnym, ale także na współczesnym kapitale społecznym. Czerpiemy z zasobów środowiska, dlatego korzystamy z niego w sposób odpowiedzialny. Staramy się tak budować ład gospodarczy i społeczny, aby w interesie nas wszystkich właściwie prowadzić biznes w dobrze funkcjonującym społeczeństwie.

Wyrazem naszej odpowiedzialności biznesu są aktualnie realizowane i zaplanowane działania zewnętrzne i wewnętrzne. Chcemy rozwijać się nie tylko poprzez dbanie o własny interes, ale także potrzeby pracowników oraz pozostałe grupy interesariuszy. Swoją uwagę kierujemy w szczególności na społeczności lokalne, w których funkcjonujemy. Jednak taka filantropia korporacyjna nie wiąże się jedynie z wielkością i częstotliwością środków finansowych, przeznaczonych na pomoc i wsparcie. To przede wszystkim budowanie wzajemnego zaufania i współdziałanie w społecznościach lokalnych.

Najważniejszym celem jest dla nas budowanie dobrych relacji z interesariuszami, w oparciu o zasady etyki, które wpisują się w naszą filozofię i strategię zarządzania. Poprawę wizerunku firmy postrzegamy jako jedną z ważniejszych korzyści, jakie może odnieść firma odpowiedzialna społecznie.

W obszarach, takich jak miejsce pracy, środowisko, klient, produkt, usługa, lokalne władze, poddostawcy, etyka, ład korporacyjny staramy się wsłuchiwać w potrzeby lokalne, a jako partner realizować programy zaangażowania społecznego.

Za priorytetowe przyjęliśmy: miejsce pracy, środowisko i społeczności lokalne. Stale modyfikujemy działania, które wzmacniają zaufanie i wiarygodność do naszej firmy.

W dziedzinie ochrony środowiska ponad spełnianie standardów normy ISO 14001 stale doskonalimy naszą odpowiedzialność za środowisko naturalne. W sposób ciągły usprawniamy system zarządzania środowiskowego oraz zwiększamy efektywność monitoringu.

Mając za wzór Ignacego Łukasiewicza, twórcę przemysłu naftowego dokładamy wysiłku, aby dbać o rozwój i bezpieczeństwo pracowników. Profesjonalna, mająca poczucie satysfakcji z pracy



Fot. arch. PGNiG SA O/w Sanoku

Wyzwania zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu w wybranych elementach łańcucha wartości dla PGNiG SA Oddziału w Sanoku

Klient	- Niezawodność i terminowość dostaw gazu ziemnego, ropy naftowej oraz usług podziemnego magazynowania g. - Utrzymanie i zdobywanie nowych klientów, efektywna obsługa - Rzetelna komunikacja
Miejsce pracy	- Stała poprawa stanu BHP - Utrzymanie wysoko wykwalifikowanej kadry pracowników - Współpraca z organizacjami związkowymi
Społeczność lokalna	- Współpraca z władzami lokalnymi - Poszanowanie potrzeb i oczekiwań społeczności lokalnej - Rzetelna informacja i edukacja społeczności lokalnej

i własnej wartości załoga stanowi najcenniejszy kapitał Oddziału PGNiG w Sanoku.

Liczymy, że prowadzenie społecznie odpowiedzialnego biznesu z uwzględnieniem aspektów etycznych, społecznych i ekologicznych przyniesie konkretne efekty, w tym także biznesowe. Sanocki Oddział PGNiG jako pracodawca

będzie zyskiwał między innymi lepiej wykwalifikowanych pracowników, a partnerzy społeczni – kapitał, który będzie służył dobru ogólnemu. Inwestycję firmy w relacje z interesariuszami postrzegamy jako powiększanie wartości naszego przedsiębiorstwa.

Nasze główne cele strategiczne

- Zwiększenie satysfakcji obecnych oraz pozyskanie nowych klientów poprzez poprawę jakości usług
- Efektywna oparta o partnerskie zasady i dialog współpraca z partnerami społecznymi i biznesowymi
- Prowadzenie działalności w sposób uczciwy i odpowiedzialny z poszanowaniem środowiska naturalnego
- Stworzenie przyjaznego i bezpiecznego miejsca pracy
- Spójna, rzetelna, efektywna komunikacja
- Poszukiwanie nowych obszarów działalności biznesowej zgodnych z ideą zrównoważonego rozwoju

Ewa Król

Dział Komunikacji i Public Relations
PGNiG SA Oddział w Sanoku



Sąsiedztwo odwiertów eksploatacyjnych Kopalni Gazu Ziemnego Jarosław. Fot. arch. PGNiG SA O/w Sanoku

Źródło czystej energii



Gaz ziemny to czyste i ekologiczne paliwo.
Pozyskujemy ten surowiec na terenie pięciu województw
północno-zachodniej Polski. Nasze roczne wydobycie gazu
zaspokaja 20% krajowego zapotrzebowania.

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze
www.pgnig.pl/zielonagora



PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA



Jerzy
Zagórski

PGNiG SA i Qatar Petroleum Int. rozważają współpracę

Przedstawiciele Zarządu PGNiG SA oraz Qatar Petroleum International omawiali podczas spotkania 10 grudnia 2013 roku kwestię współpracy i możliwych inwestycji w dziedzinie energetyki w Polsce.



Spotkanie odbyło się podczas wizyty prezydenta Bronisława Komorowskiego w Katarze. Przedstawiciele spółek zarysowali możliwe obszary inwestycji dla QPI w Polsce w sektorze energetycznym oraz inne możliwe dziedziny współpracy. Uzgodniono także kolejne etapy wymiany informacji oraz następne spotkanie.

Ponadto p.o. prezesa Zarządu PGNiG SA Jerzy Kurella wziął udział w polsko-katarskim forum gospodarczym organizowanym pod auspicjami prezydenta RP Bronisława Komorowskiego.

QPI jest państwową spółką, działającą od 1974 roku w przemyśle naftowym i gazowym w Katarze. Główna działalność QPI oraz jej spółek zależnych to poszukiwania, odwierty oraz wydobywanie, a także transport, magazynowanie, sprzedaż ropy naftowej, skroplonego gazu ziemnego, produktów petrochemicznych itp.

To kolejne spotkanie Zarządu PGNiG SA z przedstawicielami katarskich spółek. W poniedziałek doszło do spotkania przedstawicieli Zarządu spółek PGNiG SA oraz COO Qatargas, podczas którego omówiono długoterminowe plany współpracy pomiędzy firmami.

Podczas wizyty w Katarze prezydentowi RP towarzyszy grupa 30 przedsiębiorców, w tym Jerzy Kurella, p.o. prezesa Zarządu PGNiG SA.



Marcin
Zachowicz

PST wkracza na austriacki rynek energii

PGNiG Sales & Trading (PST) wkracza na austriacki rynek, oferując gaz ziemny i energię elektryczną z segmentu „zielonej energii” klientom indywidualnym i małym firmom w całym kraju.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, zgodnie ze swoją strategią, podejmuje działania zmierzające do budowania rynku gazu nie tylko w kraju, ale także za granicą. Po Niemczech, gdzie spółka zależna PST z powodzeniem zdobywa klientów oferując im energię elektryczną i gaz na dogodnych i stabilnych warunkach, kolejna oferta skierowana została do klientów austriackich. To efekty konsekwentnie realizowanej polityki opartej na poprawie konkurencyjności, jakości i kompleksowości obsługi klienta.

„By sprostać wymogom rynku, skupiamy się na rozwoju naszej oferty nie tylko w Polsce, ale też w innych krajach. Dynamiczny rozwój naszej spółki PGNiG Sales & Trading w Niemczech a teraz w Austrii jest tego doskonałym przykładem – mówi pełniący obowiązki prezesa zarządu PGNiG SA Jerzy Kurella. – Nasze sukcesy na tym rynku wzmacniamy poprzez udoskonalanie obsługi klientów dążąc w tym zakresie do najwyższych światowych standardów.”

W pierwszych trzech kwartałach 2013 r. spółka PGNiG Sales & Trading sprzedała na rynku niemieckim 1,7 mld m³ gazu. Ma tam ponad 40 tysięcy klientów.

PGNiG Sales & Trading GmbH (PST) jest dostawcą energii dla klientów indywidualnych i małych firm na rynku austriackim z siedzibą w Monachium. Oprócz przejrzystych i atrakcyjnych taryf dla użytkowników końcowych, PST rozwija także ofertę produktów i usług szytych na miarę dla europejskiego rynku energetycznego. PST jest częścią Grupy Kapitałowej PGNiG – lidera rynku gazu w Polsce o ponad 150-letniej tradycji.

Powołano polskich członków zarządu w spółce EuRoPol Gaz SA

28 listopada 2013 roku PGNiG SA, zgodnie z procedurą wynikającą ze statutu spółki EuRoPol Gaz SA, powołało w skład Zarządu tej spółki Kazimierza Nowaka na funkcję prezesa Zarządu oraz Tomasza Flisa na funkcję drugiego wiceprezesa.

Kazimierz Nowak, inżynier budownictwa lądowego Politechniki Rzeszowskiej. W roku 2004 ukończył studia MBA prowadzone przez GFKM w Gdańsku i Uniwersytet Gdański we współpracy z Rotterdam School of Management. Od lipca 2013 r. dyrektor Oddziału w Warszawie Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. W latach 2002 – 2013 członek Zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., w okresie lipiec 2007 r. – czerwiec 2013 r. prezes Zarządu tej spółki. W latach 1999 – 2002 dyrektor Pionu Rozwoju i Inwestycji w Oddziale Głównym PGNiG SA w Warszawie. W okresie 1991 r. – 1999 r. zajmował stanowiska głównego specjalisty w spółkach prawa handlowego branży inwestycji budowlanych. W latach 1971 – 1993 kierownik Oddziału Robót Górniczych w Przedsiębiorstwie Robót Wiertniczych i Górniczych w Warszawie.

Tomasz Flis, magister inżynier budownictwa Politechniki Rzeszowskiej. Od roku 2013 dyrektor generalny PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa. W latach 2010 – 2013 dyrektor generalny PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin. W latach 2008 – 2010 prezes Zarządu PGE Energia S.A. Od 2001 r. do 2008 r. wiceprezes Zarządu Przedsiębiorstwa Instalacji Przemysłowych „INSTAL-LUBLIN” S.A. (spółka giełdowa). W latach 1998 – 1999 wicewojewoda zamojski. W latach 1999 – 2001 wicewojewoda lubelski. Wcześniej w latach 1986 – 1998 zajmował stanowiska dyrektorskie i inżynierskie w spółkach prawa handlowego i przedsiębiorstwach państwowych.



PGNiG zorganizowało debatę nt. gazu łupkowego w Brukseli

„Gaz łupkowy szansą na wzrost konkurencyjności przemysłu europejskiego. Co jest potrzebne do opracowania europejskiej strategii gazu łupkowego?” – to temat debaty zorganizowanej przez PGNiG, która odbyła się 26 listopada br. w siedzibie Parlamentu Europejskiego w Brukseli. Debatę organi-



zowana została pod auspicjami European Energy Forum (EEF) – organizacji powstałej z inicjatywy członków Parlamentu Europejskiego – której celem jest ułatwianie dialogu pomiędzy interesariuszami unijnej polityki energetycznej (politycy, uczestnicy rynku, naukowcy).

Moderatorem debaty był poseł Jerzy Buzek. Tematem przewodnim były m.in. zagadnienia związane z rosnącymi cenami energii i ich wpływem na konkurencyjność europejskiego przemysłu oraz tego jakie korzyści związane są z wydobyciem gazu z łupków. Po przedstawieniu głównych założeń przez prelegentów, odbyła się dyskusja, w gronie członków PE, przedstawicieli Komisji Europejskiej, organizacji branżowych oraz pozostałych uczestników rynku.

Witając gości p.o. prezesa Zarządu PGNiG Jerzy Kurella powiedział: Wydobycie gazu z łupków może bardzo pozytywnie wpłynąć na rozwój gospodarek krajów Unii Europejskiej, zapewniając im dynamiczny rozwój. Wśród tych krajów jest także Polska. Przemysłowe wydobycie gazu łupkowego oznacza, że w UE zostanie więcej kapitału, co będzie stymulowało wzrost gospodarczy krajów unijnych i całej Unii Europejskiej.

W debacie wielokrotnie punktem odniesienia było porównanie konkurencyjności Unijnej gospodarki z pozostałymi światowymi gospodarkami, głównie USA.

Roland Fester, Przedstawiciel Międzynarodowego Stowarzyszenia Producentów Ropy i Gazu, przedstawił główne założenia opublikowanego dzień wcześniej, przez firmę konsultingową Poyry, raportu nt. makroekonomicznych korzyści wydobycia gazu z łupków w Europie. Z raportu wynika, że europejski boom łupkowy mógłby przyczynić się do stworzenia miliona miejsc pracy w UE, zwiększenia konkurencyjności przemysłu i zmniejszenia uzależnienia od importu surowca. Ponadto w okresie 2020-2050 produkcja gazu z łupków może dodać łącznie od 1.7 trilionu do 3,8 trilionu euro dla europejskiej gospodarki.

Wśród pozostałych prelegentów była Andreea Strachinescu – przedstawiciel Dyrekcji Generalnej ds. Energii w Komisji Europejskiej oraz przedstawiciel środowiska akademickiego, Profesor Alan Riley.

Debatę zakończyła dyskusja w gronie członków Parlamentu Europejskiego, przedstawicieli Komisji Europejskiej oraz uczestników rynku.

Zespół Rzecznika Prasowego
PGNiG SA



Wiercenie Lewino-1G2

W lipcu 2013 r. w pionowym odcinku odwiertu Lewino-1G2 wykonano szczelinowanie hydrauliczne w 4,5-metrowym perforowanym interwale na głębokości 3445-3450 m w łupkach dolnego ordowiku. Uzyskane rezultaty były zachęcające i na ich podstawie zaprojektowano następną fazę stymulacji. W październiku 2013 r. szczelinowanie wykonano w dwóch interwałach otworu pionowego zatłaczając w dolnym 1128 m³ cieczy roboczej i 34 t propanu. W górnym interwale wpompowano 1400 m³ cieczy i 129,7 t propanu o dwóch gradacjach ziaren. Gaz uzyskany w wyniku tych zabiegów był przez tydzień spalany w pochodni. Kolejną fazą operacji jest obniżanie ciśnienia w otworze, aby umożliwić zapuszczanie rur przy zamkniętym przewenterze. W komunikacie San Leon Energy, operatora koncesji, z 26 października reakcję odwiertu w czasie szczelinowania i podczas oczyszczania oceniono jako bardzo pozytywną.



Łopoty z rurociągiem Brody-Adamowo

Projekty ropociągów i gazociągów zwykle mają długą historię, ale dotyczy to przede wszystkim dużych, transgranicznych inwestycji. Rurociąg Brody-Adamowo ma co prawda przekroczyć jedną granicę, ale liczy tylko 371 km długości. Spółka *Sarmatia* podaje, że na początku października Komisja Europejska umieściła tę inwestycję na liście projektów wspólnego zainteresowania (*Project Energy Community Interest*). Następnie *Sarmatia* wydała komunikat informujący o zatwierdzeniu przez Radę Ministerialną Wspólnoty Energetycznej UE na posiedzeniu 14 października br. w Belgradzie projektu rurociągu Brody-Adamowo jako „Projektu Wspólnego Zainteresowania” wśród 35 innych projektów. Niestety, relacja z posiedzenia zarządu *Sarmatii* zamieszczona 31 października br. na portalu *RusEnergy* przynosi zupełnie inne wiadomości. Przedstawiciele polskiego akcjonariusza, Przedsiębiorstwa Eksploatacji Rurociągów Naftowych, uznali za nierealne ukończenie budowy do końca 2015 r., co jest warunkiem uzyskania pomocy finansowej z Komisji Europejskiej w wysokości 120 mln €, nie zgodzili się też na podwyższenie kapitału zakładowego. Pozostali akcjonariusze byli za kontynuacją projektu i zgodzili się na podwyższenie kapitału. Na trwającym 8 godzin zebraniu nie zrealizowa-

no żadnego z punktów porządku dziennego. Ta sytuacja oznacza, że szanse realizacji rurociągu Brody-Adamowo są coraz mniejsze. Zresztą można się było tego spodziewać po informacjach z ministerstwa gospodarki z czerwca br. o przesunięciu kwoty 450 mln zł przeznaczonej pierwotnie na rurociąg Brody-Adamowo na budowę gazociągów krajowych.



Stabilizacja w wierceniach na świecie

W roku 2012 liczba wierceń wzrosła o 2,7% w porównaniu z rokiem poprzednim. W 2013 r. wzrost wyniesie tylko 0,2%, co oznacza stabilizację, ale są to wielkości oszacowane na podstawie wyników z trzech kwartałów i mogą się zmienić. Ogółem na świecie w 2013 r. będzie odwierconych 104888 otworów, z czego 43% przypada na USA, 25% na Chiny, 10% na Kanadę i 7% na Rosję (tab. 1). Sięganie po coraz głębsze złoża powoduje, że wzrasta przeciętna głębokość wierceń i w 2012 r. wynosiła ona 2367 m. Różnice regionalne są spore, bo średnia głębokość otworów w Europie Zachodniej wynosiła 3131 m, a w Ameryce Południowej 1878 m. Podobnie jak w poprzednich latach, najpłytsze otwory wierce się w Indonezji (średnio 1121 m), najgłębsze w Norwegii (4263 m).

Nadal największy wzrost aktywności wiertniczej utrzymuje się w Afryce i Ameryce Południowej, chociaż w Afryce przyrost jest mniejszy niż w roku ubiegłym, a w Ameryce Południowej większy. Ubiegłoroczna zwykła tendencja w Ameryce Północnej w postaci 5-procentowego wzrostu odwróciła się i w 2013 r. spodziewany jest spadek o 2,9% (głównie wskutek zmniejszenia liczby wierceń w Meksyku). Ilość wierceń wzrosła tylko w Kanadzie.

Według metodyki przyjętej przez redakcję „*World Oil*”, dział Europa Wschodnia obejmuje zarówno dane z Europy Wschodniej i Rosji, jak i azjatyckich państw b. ZSRR, co utrudnia porównania. W naszym regionie nadal dużo wierce się w Albanii – 110 wierceń w ciągu roku w kraju o powierzchni 28,7 tys. km² jest wynikiem godnym uwagi. Mniej było nowych otworów w Polsce i w Rumunii. W Polsce po ubiegłorocznym wzroście o 3,2% nastąpił spadek o 5,6%, co jest potwierdzeniem opóźnień w realizacji zobowiązań wiertniczych nałożonych na koncesjodawców.

Rosną ceny platform wiertniczych, szczególnie głębokowodnych i ultragłębokowodnych. Są to jednostki o podwyższonych parametrach

użytkowych, w tym o zwiększonym udźwigu, zmiennych pokładach ładunkowych, wyposażone w podwójne systemy głowic przeciwerupcyjnych 6 lub 7-szczękowych i przystosowanych do pracy z ciśnieniem do 1360 atm. Maksymalna głębokość wiercenia to 12192 m (40000 stóp),

maksymalna głębokość wody 3658 m (12000 stóp). Koszt takiego urządzenia sięga 600 mln dolarów, dzienne stawki za dzierżawę wynoszą od 500.000 do 600.000 dolarów. Obecnie w budowie znajduje się 119 platform i statków wiertniczych. Koncern Total za wynajęcie na 3

lata statku wiertniczego „Ocean Rig Apollo” do wierceń w zachodniej Afryce zapłaci 677 mln dolarów.



Tabela 1

Kraj	2011		2012		2013 (prognoza)	
	Ilość otworów	Metraż	Ilość otworów	Metraż	Ilość otworów	Zmiana 2012:2013 w %
Kanada	12518	26103524,32	10874	21131394	11510	5,8
Meksyk	1034	2499441,991	1238	3038519	656	-47
USA	45089	101390805,6	45717	111638151	43980	-3,8
Pozostałe	31	41134,6	39	104498	32	-18
Ameryka Północna	58672	130034906,5	57868	135912562	56178	-2,9
Argentyna	1297	2466312,974	1280	2606569	1305	2
Brazylia	679	1462815,058	717	1071421	934	30,3
Ekwador	196	576498,72	162	479210	203	25,3
Kolumbia	126	250975,368	131	260025	136	3,8
Peru	196	576498,72	207	323544	156	-24,6
Wenezuela	695	1376934	890	1774933	803	-9,8
Pozostałe	258	94331,9424	231	279485	318	37,6
Ameryka Południowa	3447	6804366,782	3618	6795186	3855	6,6
Holandia	56	169428,8712	35	138524	34	-2,9
Norwegia	180	747426,9024	167	712000	168	0,6
W. Brytania	188	527182,08	192	547177	211	9,9
Pozostałe	161	324857,6688	140	274580	125	-10,8
Europa Zachodnia	585	1768895,522	534	1672281	538	0,7
Albania	87	190000,128	101	220204	110	8,9
Kraje b. ZSRR	1135	2324178,943	1095	2292314	1190	8,7
Polska	31	64355,7768	36	75427	34	-5,6
Rosja	6373	18742000,51	7437	20562308	7972	7,2
Rumunia	142	411824,424	128	371456	121	-5,5
Pozostałe	45	92951,808	66	132784	67	1,5
Europa Wschodnia	7813	21825311,59	8863	23654492	9494	7,1
Algieria	280	829832,0208	334	982401	410	22,8
Angola	104	284278,4256	131	359758	141	7,6
Egipt	650	1490456,76	660	1514594	539	-18,3
Libia	32	64159,1808	108	217624	193	78,7
Nigeria	96	260274,816	138	375239	154	11,6
Sudan	85	163246,308	-	0	-	-
Pozostałe	180	371847,4656	208	444885	270	29,8
Afryka	1427	3464094,977	1579	3894500	1707	8,1
Arabia Saudyjska	408	1001085,12	503	1225749	523	4
Irak	76	190020,8544	135	338237	210	55,6
Iran	139	318363,6	145	330586	150	3,4
Jemen	120	245059,2	85	174050	114	34,1
Kuwejt	523	1299991,812	533	1327285	538	0,9
Oman	592	1625237,491	697	1805788	620	-11
Strefa Neutralna	136	272759,424	102	203886	103	1
Syria	123	281178	120	275234	13	-89,2
Turcja	170	297949,0104	147	278565	177	20,4
ZEA	270	735058,728	314	855318	364	15,9
Pozostałe	264	624674,4936	231	546404	257	11,2
Bliski Wschód	2821	6891377,734	3012	7361101	3069	1,9
Chiny	24314	55063040,5	26349	62643167	27125	2,9
Indie	612	1359000,178	756	1631000	760	0,5
Indonezja	1034	1151921,496	936	1049878	824	-12
Malezja	80	171907,2	123	265545	104	-15,4
Tajlandia	575	1805178	563	1689082	689	22,4
Pozostałe	246	541445,8056	166	414252	220	32,5
Daleki Wschód	26861	60092493,18	28893	67692923	29722	2,9
Australia	164	457382,88	237	663791	259	9,3
Pozostałe	52	111675,672	45	96808	66	46,6
Australia i Oceania	216	569058,552	282	760599	325	15,2
Razem świat	101842	231450504,8	104649	247743644	104888	0,2

Gaz ze złoża Kowytkta na Syberii będzie później

Złoże Kowytkta odkryte w 1987 r. znajduje się ok. 450 km na północ od Irkucka i zawiera 2 bln m³ gazu i 83 mln t kondensatu. Pierwotnie posiadaczem koncesji było konsorcjum *TNK-BP*, które rozpoczęło inwestycję powołując w tym celu spółkę *Russia Petroleum*, ale w 2011 r. koncesję za 770 mln USD odkupił *Gazprom*. Konkurentem Kowytkty jest gazowo-kondensatowe złożo Czajandinskoje w Jakucji o zasobach 1,2 bln m³ gazu i 79 mln t kondensatu, na którym wydobywanie gazu ruszy już w 2017 r. *Gazprom* zapowiedział rozpoczęcie zagospodarowania w latach 2017-2018, ponieważ miało to być główne źródło dostaw gazu ziemnego dla Chin, Korei i Japonii się (już w 2000 r. chiński *CNPC* podpisał porozumienie o imporcie gazu). Teraz na spotkaniu w Ministerstwie Zasobów Naturalnych i Ekologii przedstawiciel *Gazpromu* oświadczył, że będzie to nie wcześniej niż w 2024 r. Przyczyną odłożenia na przyszłość udostępnienia tak ogromnych zasobów gazu i uzyskania rocznej produkcji w ilości 35 mld m³ mogą być wysokie koszty wydobywania. Nakłady *TNK-BP* na przygotowania wyniosły 400 mln USD, a wartość całego projektu szacuje się na 20 mld USD.



Koniec eksploatacji złoża Lacq

Złoże Lacq w basenie akwitańskim u podnóża Pirenejów było eksploatowane od 1957 r. przez Total. Jego pierwotne zasoby wynosiły 254 mld m³ gazu. W roku 1970 produkcja gazu osiągnęła 33 mln m³/d i pokrywała 1/3 krajowego zapotrzebowania. W listopadzie Total ogłosił, że z powodu wyczerpania zasobów z końcem grudnia 2013 r. przemysłowe wydobywanie gazu zostaje zakończone, jednak 5 z 40 otworów eksploatacyjnych nadal będzie produkować gaz dla zaspokojenia potrzeb lokalnych. Funkcjonować będzie też przez 30 lat nowa, niewielka instalacja przeróbki gazu. Te decyzje powinny złagodzić skutki zaprzestania przemysłowej eksploatacji i zamknięcia niektórych zakładów. Po zagospodarowaniu złoża Lacq w regionie Bearn powstało 8000 miejsc pracy.



Pierwsza podwodna instalacja wydobywcza w Rosji

Wielki projekt *Gazpromu* Sachalin III obejmuje m. in. zagospodarowanie gazowo-kondensatowego złoża Kirinskoje na Morzu Ochockim. Dotychczas z półzanurzalnej platformy wiertniczej „Poliarnaja Zwiezda” odwiercono jeden otwór eksploatacyjny, kolejnych sześć będzie wykonanych wkrótce. Ważnym wydarzeniem było uruchomienie 23 października 2013 r. pierwszej podwodnej instalacji eksploatacyjnej. Jest ona posadowiona na głębokości 90 m. Gaz z kolektora jest przesyłany podwodnym rurociągiem do zakładu przeróbki na Sachalinie i stamtąd po przeróbce zasila magistralę przesyłową Sachalin-Chabarowsk-Władywostok. Podwodne instalacje umożliwią kontynuowanie wydobywania również w okresie zimowym, kiedy na morzu jest pokrywa lodowa. Są także zaprojektowane tak, aby wytrzymały trzęsienie ziemi o sile do 9 stopni, ponieważ Sachalin znajduje się w strefie sejsmicznej. Docelowo wydobywanie gazu ma osiągnąć 5,5 mld m³ rocznie.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas&Oil Connections, Hart's E&P, Interfax, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, oil.ru, San Leon Energy, Sarmatia, Statoil, Total, World Oil.*



Wspólny projekt LOTOSU i Grupy Azoty. 12 mld zł na polską petrochemię

3 grudnia br. Grupa LOTOS S.A. i Grupa Azoty S.A. podpisały porozumienie przyszłych wspólników w sprawie powołania spółki celowej i wykonania pełnego studium wykonalności kompleksu petrochemicznego, zlokalizowanego przy obecnych instalacjach LOTOSU i Grupy Azoty. Obie firmy podpisały też wstępne porozumienie z Polskimi Inwestycjami Rozwojowymi, jako potencjalnym inwestorem finansowym przy realizacji ww. przedsięwzięcia.

Wartość inwestycji szacowana jest na ok. 12 mld zł, co będzie oznaczało rekordową inwestycję w polskim przemyśle w ostatnich latach. Jej realizacja pozwoli na obniżenie deficytu Polski w handlu chemikaliami, a także zapewni 5-7

tys. miejsc pracy w okresie budowy instalacji i ok. 2 tys. po oddaniu ich do użytku.

Na bazie zawartej umowy Grupa LOTOS i Grupa Azoty powołają do życia spółkę celową, która będzie odpowiedzialna za realizację przedsięwzięcia. Koszty (związane z przygotowaniem studium wykonalności i działalnością ww. spółki) poniesie w równych częściach Grupa LOTOS i Grupa Azoty. Zgodnie z zapisami odrębnego porozumienia Polskie Inwestycje Rozwojowe będą wspierać konsorcjum merytorycznie w kwestiach strukturyzacji finansowej i kontraktowej projektu.

Po przeprowadzeniu studium wykonalności, podjęcie decyzji inwestycyjnej planowane jest na 2014 r. W przypadku pozytywnej decyzji inwestycyjnej i ustrukturyzowaniu finansowania, budowa kompleksu to lata 2016 -18, a jego uruchomienie może nastąpić w 2019 r.

— Zawarta dziś umowa to kolejny krok na drodze rozwoju LOTOSU, konsekwentnie realizowanej w ramach programu „Efektywność i Rozwój 2013-15” — podkreśla Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A. — Wspólnie z Grupą Azoty i Polskimi Inwestycjami Rozwojowymi chcemy stworzyć ogniwo łączące krajowy przemysł rafineryjny i chemiczny, które będzie miało bezpośredni wpływ na dalszy wzrost gospodarczy Polski.

Powstanie kompleksu petrochemicznego to inwestycja na miarę budowy nowej rafinerii. Nakłady inwestycyjne na ten projekt są dwukrotnie wyższe od zrealizowanego przez Grupę LOTOS w latach 2007-11 Programu 10+.

Dzięki realizacji inwestycji poprawie ulegnie m.in. polski bilans handlowy, zwiększą się możliwości eksportowe wysokomarżowych produktów chemicznych a rodzimy przemysł zyska dostęp do najnowocześniejszych światowych technologii.

— Po wykonanej pracy analitycznej wiemy już, w jakim kierunku chcemy dalej prowadzić projekt petrochemiczny. Rozwiązanie, które wspólnie wybraliśmy posiada ciekawe perspektywy rynkowe a otrzymywane produkty będą mogły finalnie znaleźć bardzo szerokie zastosowanie. Zakładana baza surowcowa posiada ogromny potencjał intelektualny dając możliwość rozwoju wielu gałęzi przemysłu w tej części Europy — komentuje Paweł Jarczewski, prezes Grupy Azoty S.A.

— Projekt LOTOSU i Grupy Azoty mieści się w obszarze zainteresowań PIR. Na tym etapie projekt oceniamy jako bardzo interesujący. Jeśli wyniki przeprowadzonych analiz w fazie studium wykonalności będą pozytywne z punktu oceny rentowności i ryzyk, PIR podejmie szczegółowe rozmowy z LOTOSEM i Grupą Azoty dotyczące warunków przyszłej transakcji. PIR

może zaangażować się w projekt do wysokości 750 milionów złotych – podkreśla Mariusz Grendowicz, prezes Polskich Inwestycji Rozwojowych. – PIR został powołany, by pracować przy tego typu projektach. Dlatego cieszę się, że będziemy mogli podjąć się weryfikacji tego ambitnego zamierzenia z perspektywy inwestora finansowego.

Polska obecnie importuje znaczne ilości produktów chemicznych, saldo bilansu handlowego w 2012 r. wyniosło -16,7 mld zł (chemikalia organiczne i tworzywa sztuczne w formach podstawowych). Z kolei polskie rafinerie dysponują nadwyżką lekkich frakcji, pochodzących z przerobu ropy naftowej, m.in. benzyną surową i LPG, które stanowią idealny surowiec do produkcji petrochemicznej. Na integracji bazy surowcowej Grupy LOTOS i Grupy Azoty zyska cała krajowa gospodarka, a spółki włączając do swojego portfolio nowe wysokomarżowe produkty zdyswersyfikują produkcję i przychody.

– Wspólnie z doradcami technicznymi i rynkowymi oraz zespołem projektowym Grupy LOTOS i Grupy Azoty przeanalizowaliśmy wiele możliwych wariantów kompleksów. Znaleźliśmy wariant, który daje poważne podstawy do szczegółowego rozwinięcia w ramach pełnego studium wykonalności. Dalsze prace będą polegały m.in. na jego optymalnej konfiguracji w wymiarze technicznym, rynkowym, ekonomicznym i biznesowym. Równolegle ze studium wykonalności będą także prowadzone rozmowy z potencjalnymi dodatkowymi partnerami dla tego wielkiego przedsięwzięcia, którzy mogliby być poważnie zainteresowani niektórymi produktami i instalacjami. Będzie to także okres wstępnych analiz dotyczących struktury finansowania – twierdzi Jacek Socha, wiceprezes PwC Polska Sp. z o.o., lidera konsorcjum doradców pracujących nad wstępnym studium wykonalności projektu.

Biuro Komunikacji
Grupa LOTOS S.A.



Ponad 172 mln PLN ze środków Unii Europejskiej na kolejny projekt inwestycyjny GAZ-SYSTEM S.A.

„Modernizacja systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku w celu poprawy jego funkcjonalności oraz optymalnego wykorzystania

połączenia Polska-Niemcy” to kolejna inwestycja, która została dofinansowana z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ). GAZ-SYSTEM S.A. na realizację projektu otrzymał wsparcie w wysokości ponad 172 mln PLN.

Spółka podpisała 29 listopada 2013 r. z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym (Instytucją Wdrażającą) umowę na dofinansowanie projektu „Modernizacja systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku w celu poprawy jego funkcjonalności oraz optymalnego wykorzystania połączenia Polska-Niemcy” w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013. Projekt obejmuje budowę gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Lasów-Jeleniów oraz Gałów-Kielczów, a także budowę tłoczni gazu Jeleniów II.

Przedmiotem zawartej umowy z Instytutem Nafty i Gazu jest udzielenie dofinansowania z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na rozbudowę systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku w wysokości 172,55 mln PLN. Szacunkowa wartość netto całej inwestycji wynosi 309,87 mln PLN.

Gazociągi: Lasów-Jeleniów i Gałów-Kielczów o łącznej długości 60 km oraz tłocznia Jeleniów II będą zlokalizowane w województwie dolnośląskim. Realizacja projektu jest istotnym elementem wzmocnienia bezpieczeństwa, niezawodności i elastyczności pracy systemu przesyłu gazu przede wszystkim na terenie Dolnego Śląska. Wymienione inwestycje mają na celu rozbudowę polskiego systemu przesyłowego i dalszy rozwój potencjału połączenia międzysystemowego Polska-Niemcy.

Obecnie dla gazociągu Lasów – Jeleniów oraz tłoczni Jeleniów II zakończono opracowywanie dokumentacji projektowej. Uzyskano pozwolenia na budowę odpowiednio w październiku i w lipcu 2013 roku. Uzyskanie pozwolenia na budowę dla gazociągu Gałów-Kielczów przewidziane jest w grudniu br. Zakończenie budowy całego projektu inwestycyjnego planowane jest w 2015 roku.

Całkowita kwota środków unijnych dostępnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 dla projektów GAZ-SYSTEM S.A. wynosi 1 206,87 mln PLN.

Łącznie środki unijne stanowią obecnie do 30% w finansowaniu inwestycji strategicznych spółki GAZ-SYSTEM S.A.



ORLEN rozpoczął kolejne szczelinowanie

Zespół ORLEN Upstream uruchomił drugi zabieg szczelinowania hydraulicznego. Tym razem proces prowadzony jest na terenie gminy Niedźwiada, w poziomym odcinku otworu Berejów-OU2K zlokalizowanym na koncesji Lubartów.

Zabieg wykonany będzie na głębokości ponad 2,5 km w poziomym odcinku otworu, w wybranym interwale o długości około 700 m. Prace intensyfikacyjne podzielone zostały na 7 sekcji szczelinowania i potrwać około tygodnia. Do współpracy zaproszono takie firmy jak: United Oilfield Services, Exalo Drilling, Halliburton, Veolia Usługi dla Środowiska oraz Instytut Nafty i Gazu w Krakowie.

– W oparciu o przyjęty harmonogram prac projektowych metodycznie badamy tereny posiadanych koncesji. Porównujemy archiwalne informacje geologiczne z nowo uzyskanymi wynikami badań sejsmicznych oraz otworowych. Analizy te mają na celu stworzenie nowego modelu geologicznego basenów Lubelskiego i Podlaskiego, co z kolei pozwoli na podjęcie decyzji o kolejnych lokalizacjach odwiertów poszukiwawczo-badawczych – podkreśla Wiesław Prugar, prezes Zarządu ORLEN Upstream.

Na terenie koncesji Lubartów ORLEN Upstream wykonał dotychczas trzy odwierty badawcze. Dwa zlokalizowane są w Berejowie, na terenie gminy Niedźwiada. Pierwszy z nich – odwiert pionowy o głębokości 2613 m p.p.t. wykonany został na przełomie 2011 i 2012 roku. W oparciu o pozyskaną wiedzę, na przełomie 2012 i 2013 r. wykonano drugi odwiert, tym razem kierunkowy. Zabieg szczelinowania hydraulicznego w tym otworze zakończony zostanie testem produkcyjnym, który pozwoli na zbadanie przyływu gazu ziemnego.

ORLEN Upstream wykonał dotąd na terenie Polski obszerny pakiet badań sejsmicznych wraz z interpretacją, a także osiem otworów poszukiwawczo-badawczych (sześć pionowych i dwa horyzontalne). Obecnie trwa realizacja kolejnego odwiertu poszukiwawczego w miejscowości Kisielsk w gminie Stoczek Łukowski na terenie koncesji Wodnyń-Luków.



Muzeum Gazownictwa w Paczkowie

To skarbnica ponad 3 tys. eksponatów gazowych urządzeń gospodarstwa domowego i przemysłowego. Bogatą kolekcję stanowią lampy gazowe, kuchenki, piecyki grzewcze, lokówki, żelazka, a nawet lodówka i pralka gazowa. Muzeum posiada największą w Europie kolekcję zgromadzonych w jednym miejscu prawie 600 gazomierzy.

Muzeum dysponuje nowoczesnie wyposażoną salą seminaryjno-szkoleniową i kameralnym salonikiem konferencyjnym. Na terenie Muzeum mogą się odbywać działania typu „światło i dźwięk”, koncerty lub spektakle plenerowe.

Do dyspozycji gości znajdują się także 4 komfortowe pokoje gościnne (10 miejsc noclegowych).



Muzeum Gazownictwa w Paczkowie



POLSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

www.psgaz.pl

MUZEUM GAZOWNICTWA W PACZKOWIE

48-370 Paczków, ul. Poczтова 6

tel. 77 431 68 34

e-mail: biuro@muzeumgazownictwa.pl

www.muzeumgazownictwa.pl



Stanisław Szafran



Kalendarium

6.12.2013 r. w Krakowie odbyły się centralne uroczystości barbórkowe Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA.

11.12.2013 r. w siedzibie PKN ORLEN w Warszawie odbyło się VI posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG. Przedmiotem obrad było: 1) zatwierdzenie planów pracy Zarządu Głównego, organów doradczych, agend i Oddziałów SITP NiG na rok 2014, 2) zatwierdzenie przewidywanego budżetowego SITP NiG na rok 2014, 3) powołanie przewodniczącego Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów, 4) powołanie Oddziałowych Komisji ds. Młodzieży, 5) ustanowienie wyróżnienia Honorowej Szpady Zasłużonego Seniora SITP NiG, 6) ustanowienie wyróżnienia Medalu Uśmiechu Szkół im. Ignacego Łukasiewicza, 7) nadanie Odznak Honorowych SITP NiG zasłużonym członkom stowarzyszenia, 8) nadanie godności Zasłużonego Seniora SITP NiG, 9) zaopiniowanie wniosków na Odznaki Honorowe FSNT NOT.

11.12.2013 r. w siedzibie PKN ORLEN w Warszawie odbyło się posiedzenie Polskiego Komitetu Narodowego Światowej Rady Naftowej. W trakcie posiedzenia przedstawiono sprawozdanie z działalności PKN ŚRN za ostatni rok, zreferowano przebieg 20th Światowego Kongresu Naftowego w Doha (Katar) w 2011r. i omówiono przygotowania do 21th Światowego Kongresu Naftowego, który odbędzie się w dniach 15-16.06 2014 r. w Moskwie.

Prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki przedstawił przebieg spotkania Światowej Rady Naftowej, która odbyła się w dniach 23 – 25 października 2013 roku w Calgary (Kanada). W dyskusji sformułowano wnioski na temat dalszej działalności PKN ŚRN.

18.12.2013 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Komitetu Organizacyjnego oraz Rady Programowej IX Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Kongres odbędzie się w dniach 21-23.05.2014 r. w Bóbrce.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Aleksander Kopcza z Oddziału w Warszawie II
w dniu 8.12. 2013 r.

70 urodziny Kazimierz Pawlicki z Oddziału w Poznaniu
w dniu 8.12. 2013 r.

70 urodziny Jerzy Skibicki z Oddziału w Pile
w dniu 9.12.2013 r.

70 urodziny Urszula Chmielniak z Oddziału w Czechowicach-Dziedzicach
w dniu 14.12.2013 r.

70 urodziny Adam Matkowski z Oddziału we Wrocławiu
w dniu 19.12.2013 r.

70 urodziny Jolanta Raczyńska z Oddziału w Krakowie
w dniu 19.12.2013 r.

70 urodziny Stefan Wrzosek z Oddziału w Warszawie I
w dniu 19.12.2013 r.

70 urodziny Aleksander Kaczmarczyk z Oddziału w Krakowie
w dniu 27.12.2013 r.

70 urodziny Janina Delmanowska z Oddziału w Poznaniu
w dniu 27.12.2013 r.

75 urodziny Stanisław Zajac z Oddziału w Krośnie
w dniu 16.12.2013 r.

80 urodziny Szymon Przybyło z Oddziału w Krakowie
w dniu 5.12.2013 r.

80 urodziny Adam Nowak z Oddziału w Krośnie
w dniu 7.12.2013 r.

80 urodziny Józef Chmielniak z Oddziału w Czechowicach
w dniu 10.12.2013 r.

80 urodziny Maria Rudzik z Oddziału w Krakowie
w dniu 27.12.2013 r.

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

Z okazji nadchodzących Świąt Bożego Narodzenia oraz Nowego 2014 Roku składamy wszystkim członkom i sympatykom Stowarzyszenia serdeczne życzenia: spokojnych i pełnych uroku dni świątecznych, a w Nowym Roku dobrego zdrowia, szczęścia i pomyślności w realizacji planów, a także przyjaznej aury wśród ludzi i wiele radości w rodzinie, satysfakcji z działalności zawodowej i stowarzyszeniowej oraz pogodnego nastroju w każdej chwili nadchodzącego czasu.

Sekretarz generalny SITP NiG

Stanisław Szafran

Prezes SITP NiG

Dariusz Jacek Krawiec

VI posiedzenie Zarządu Głównego SITPNIg

11 grudnia 2013 r. odbyło się w sali konferencyjnej PKN ORLEN SA w Warszawie VI w bieżącej kadencji posiedzenie Zarządu Głównego SITPNIg. Posiedzeniu przewodniczył prezes SITPNIg Dariusz Jacek Krawiec.

Głównymi tematami posiedzenia było:

- przyjęcie planu pracy Stowarzyszenia na rok 2014,
- przyjęcie prowizorium budżetowego Stowarzyszenia na rok 2014,
- powołanie przewodniczącego Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów,
- podjęcie uchwały w sprawie powołania Oddziałowych Komisji ds. Młodzieży,
- ustanowienia wyróżnienia „Honorowa Szpada Zasłużonego Seniora SITPNIg”,
- ustanowienia Odznaki Honorowej SITPNIg „Medal Uśmiechu Szkół im. Ignacego Łukasiewicza”,
- nadanie zasłużonym koleżankom i kolegom Odznak Honorowych SITPNIg,
- nadanie Godności Zasłużonego Seniora SITPNIg,
- przyjęcie wniosków w sprawie nadania odznak honorowych FSNT NOT.

Zarząd Główny SITPNIg przyjął plan pracy Stowarzyszenia oraz uchwalił prowizorium budżetowe na rok 2014. Zarząd Główny SITPNIg Zgodnie z § 24 pkt 4 Statutu SITPNIg i postanowieniami Regulaminu Gospodarki Finansowej

zatwierdził prowizorium budżetowe SITPNIg na 2014 r. zamykające się po stronie kosztów kwotą 2400680,00 zł, po stronie wpływów kwotą 2364805,00 zł oraz planowaną stratą w kwocie 35875,00 zł. Strata zostanie pokryta ze środków zakumulowanych w latach poprzednich. Zarząd Główny zobowiązał sekretarza generalnego do przedstawienia projektu budżetu SITPNIg na 2014 r. do końca pierwszego kwartału 2014 r.

Zarząd Główny powołał na funkcję przewodniczącego Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów ZG SITPNIg kol. Wojciecha Machowskiego, a równocześnie w oparciu o § 41 pkt 4 Statutu SITPNIg Zarząd Główny SITPNIg zobowiązał Zarządy Oddziałów SITPNIg do powołania Oddziałowych Komisji ds. Młodzieży.

Zarząd Główny SITPNIg w oparciu o § 8 ust 5 Statutu SITPNIg, wyrażając szacunek dla zasłużonych seniorów SITPNIg i uznanie dla ich działalności na rzecz Stowarzyszenia, ustanowił nowe wyróżnienie w postaci „Honorowej Szpady Zasłużonego Seniora SITPNIg” oraz na wniosek Rady Szkół im. I. Łukasiewicza, Zarząd Główny SITPNIg dla wyrażenia szacunku i podziękowania osobom i instytucjom działającym na rzecz Szkół im. I. Łukasiewicza ustanowił „Medal Uśmiechu Szkół im. I. Łukasiewicza”.

Zarząd Główny nadał srebrne, złote i diamentowe honorowe odznaki SITPNIg zasłużonym członkom Stowarzyszenia. Diamentowa Honorowa Odznaka SITPNIg została nadana

kol.kol.: Ryszardowi Cyganowi, Jerzemu Leszczyńskiemu i Wojciechowi Niepewnemu; Złotą Odznaką Honorową SITPNIg zostali wyróżnieni kol.kol.: z Oddziału SITPNIg w Katowicach: Stanisław Łaciak, Ryszard Jędral-Tomski, Stanisław Żak; z Oddziału SITPNIg w Krakowie: Maciej Załubka; z Oddziału SITPNIg w Łodzi: Hanna Ciechańska, Elżbieta Kapitułka, Iwona Świerczyńska, Joanna Lewandowska, Stanisław Kaszewski, Józef Pawlak; z Oddziału SITPNIg w Poznaniu: Waldemar Klimko, Jacek Dudziak, Mikołaj Gałka, Barbara Hayto, Bogusław Kaczmarek, Adam Byczyński; z Oddziału SITPNIg w Warszawie II: Maciej Nowakowski; z Oddziału SITPNIg we Wrocławiu: Elżbieta Jakubowska, Renata Pereć-Rochaczewska; z Oddziału SITPNIg w Zielonej Górze: Janusz Górczyk, Zbigniew Momot, Ryszard Pałyga, Zbigniew Śniatała, Danuta Rogowska-Sobko, Maria Nowak, Jerzy Wołowiecki; Srebrną Odznaką Honorową SITPNIg zostali uhonorowani kol.kol.: z Oddziału SITPNIg w Katowicach: Marian Ścigała, Katarzyna Burdun, Marian Kowalczyk, Wojciech Machowicz, Jerzy Zajączkowski, Artur Wasela, Adam Szweda, Rafał Leszczyński, Marek Majerz, Dorota Konior, Zbigniew Kućmierz, Grzegorz Stokłosa, Jan Zmarły; z Oddziału SITPNIg w Krakowie: Barbara Czopek, Stanisława Dudzik, Andrzej Dymacz, Andrzej Gąska, Mariusz Gruca, Mirosław Janowski, Grzegorz Machowski, Krzysztof Mazur, Grzegorz Krówka, Beata Kozłowska, Jarosław Serwiński, Marek Siola, Stanisław Silarski, Małgorzata Suder, Barbara Tora, Paweł Urbanek, Jan Więcek; z Oddziału SITPNIg w Łodzi: Kazimierz Nowak, Kazimierz Łabęcki, Wojciech Kietliński, Miro-



Zarząd Główny SITPNIg podczas obrad. Fot. S. Szafran



Ryszard Ryba – skarbnik ZG SITPNIg przedstawia prowizorium budżetowe na rok 2014. Fot. S. Szafran



Wojciech Machowski – przewodniczący Głównej Komisji ZG SITPNIg d/s Młodzieży i Studentów. Fot. S. Szafran

sław Stefański, Mariola Sieczkowska, Katarzyna Wojdyna, Danuta Kosiak, Cezary Żurawski, Michał Konieczny, Damian Guzowski, Barbara Kowal, Jacek Ciesielski, Marta Matuszewska,

Mariusz Urbański, Iwona Muzykiewicz; z Oddziału SITPNIg w Poznaniu: Jarosław Kosmala, Leszek Siennicki; z Oddziału SITPNIg w Warszawie II: Mariusz Belczyk, Kazimierz Gołkowski; z Oddziału SITPNIg we Wrocławiu: Jerzy Klimkowicz, Joanna Lewińska, Emil Piotrowski; z Oddziału SITPNIg w Zielonej Górze: Henryk Antas, Rafał Bisset, Janusz Borkowski, Grzegorz Dec, Bogdan Gabrych, Zbigniew Gołda, Zbigniew Kaczmarek, Robert Kokociński, Czesława Koźbiał, Roman Krenz, Agata Kuś, Danuta Kwiecińska, Paweł Nijaki, Urszula Nowak-Bogdanowicz, Kamila Olszewska, Sławomir Rosiakowski, Edward Świątek, Tomasz Trzeciak, Czesława Witkowska, Mariusz Winiarski, Gracjan Witek, Karolina Żuk.

Godnością Zasłużonego Seniora SITPNIg zostali uhonorowani kol. kol.: Maciej Bednarek i Ryszard Cygan.

Ponadto Zarząd Główny na wnioski Zarządów Oddziałów SITPNIg, zaopiniowane przez Główną Komisję Organizacyjną postanowił wystąpić do Zarządu Głównego FSNT NOT o nadanie Odznak Honorowych FSNT NOT: diamentowej – dla 1 osoby, złotej dla 1 osoby i srebrnej – dla 4 osób.

VI posiedzenie Zarządu Głównego SITPNIg zakończyło się tradycyjnym spotkaniem koleżeńskim „Spotkaniem Świąteczno-Noworocznym”.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg



Członkowie Zarządu Głównego podczas obrad. Fot. S. Szafran

Posiedzenie Polskiego Komitetu Narodowego Światowej Rady Naftowej

11 grudnia 2013 r. odbyło się w sali konferencyjnej PKN ORLEN SA w Warszawie zebranie Polskiego Komitetu Narodowego Światowej Rady Naftowej (Polish National Committee World Petroleum Council). Przedmiotem posiedzenia było podsumowanie wyników XX Światowego Kongresu Naftowego w Doha, oraz omówienie przygotowań do XXI Kongresu organizowanego w Moskwie. Uczestnicy spotkania uznali za konieczne zintegrowanie i skoordynowanie działań polskiej delegacji na forum kongresu w Moskwie w zakresie promocji polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego oraz osiągnięć polskiej nauki.

Światowa Rada Naftowa (World Petroleum Council) jest organizacją międzynarodową, zrzeszającą 65 państw z całego świata, której celem statutowym jest wymiana doświadczeń, propagowanie rozwoju i ustalanie wspólnego stanowiska wobec zjawisk i problemów o zasięgu ogólnoswiatowym jak np. ochrona środowiska, globalizacja, równomierny rozwój poszczególnych regionów świata. Początki organizacji sięgają lat 30-tych ubiegłego wieku, kiedy to odbył się pierwszy Światowy Kongres Naftowy w Londynie /1933/. Światowe Kongresy Naftowe odbywają się co trzy lata. Ostatni – XX Kongres był zorganizowany w Doha (Katar) w roku 2011. Światowa Rada Naftowa (World Petroleum Council) do 2004 r. nosiła nazwę „Światowe Kongresy Naftowe” (World Petroleum Congress). Polska jest członkiem założycielem tej organizacji. Stałym organem roboczym WPC jest sekretariat w Londynie (www.world-petroleum.org). Komitet Programowy i Stała Rada należą do najważniejszych komitetów roboczych.

Kraje członkowskie prowadzą działalność poprzez tzw. Komitety Narodowe, które są reprezentowane w Stałej Radzie. Członkostwo w Komitecie Narodowym uzyskuje się poprzez



Prezes Dariusz Jacek Krawiec przewodniczy obradom. Fot. S. Szafran

złożenie deklaracji członkowskiej i opłacenie składki członkowskiej.

Polski Komitet Narodowy Światowej Rady Naftowej jest wyodrębnioną organizacją działającą w ramach osobowości prawnej Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Posiada wyodrębnione konto oraz swój program i plan działalności. Siedzibą PKN ŚRN jest Stołeczne Królewskie Miasto Kraków, a wszystkie jego sprawy organizacyjne prowadzi Biuro Zarządu Głównego SITPNIg. Przewodniczący PKN ŚRN oraz wiceprzewodniczący i sekretarz są formalnie powoływani na czteroletnią kadencję uchwałą Zarządu Głównego SITPNIg. Osoby te stanowią reprezentację PKN w Stałej Radzie (Permanent Council).

W 2012 r. powołano na kadencję 2012 – 2016 nowych liderów Polskiego Narodowego Komitetu, wśród których znajdują się:

Jacek Krawiec – przewodniczący (obecny prezes SITPNIg i prezes PKN ORLEN SA.,
Janusz Wiśniewski – wiceprzewodniczący (były prezes SITPNIg),

Stanisław Rychlicki – sekretarz (wiceprezes SITPNIg).

W ostatnim dziesięcioleciu Polski Narodowy Komitet, również dzięki aktywnemu wsparciu swoich członków, wiodących firm sektora ropy i gazu, był bardzo aktywnym uczestnikiem odbywających się Światowych Kongresów Naftowych, kolejno: w Pekinie, Calgary, Rio de Janeiro, Johannesburgu, Madrycie i Doha.

Wymienić można m.in. członkostwo Prof. Stanisława Rychlickiego w kolejnych trzech kadencjach Komitetu Programowego Kongresu, wygłoszone referaty plenarne z dziedziny wydobywczej i przerobu ropy, liczne prezentacje posterowe, przewodniczenie sesjom naukowym.

Kolejny, XXI Światowy Kongres Naftowy, odbędzie się w dniach 15 – 19 czerwca 2014 roku w Moskwie. Hasło przewodnie XXI Kongresu ma odzwierciedlać świadomość roli i odpowiedzialności, jaką producenci energii odczuwają wobec społeczeństwa. Hasło to brzmi:

**“RESPONSIBLY ENERGISING
A GROWING WORLD”**

Bieżące informacje o XXI Światowym Kongresie Naftowym publikowane są na stronie internetowej Sekretariatu WPC www.world-petroleum.org lub bezpośrednio na www.21wpc.com

Na posiedzeniu Stałej Rady i Komitetu Programowego Kongresu, które odbył się w październiku br w Calgary zatwierdzono program XXI Kongresu. Tradycyjnie w programie wydzielono cztery bloki tematyczne, obejmujące poszukiwania i wydobywanie, przeróbkę ropy naftowej, zagospodarowanie gazu ziemnego i problemy zarządzania. Program jest dostępny na w/w stronach internetowych.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg



Uczestnicy obrad: prof. Maria Ciechanowska, Zbigniew Gmiński, Krzysztof Pietrzyk i prof. Michał Stefanuk. Fot. S. Szafran

Wycieczka naukowo-techniczna do elektrowni jądrowej w Temelinie



Krzysztof Kalisz



Wiesław Karamon



Zarządy Kół PZITS i SITP NiG działające przy Zakładzie Gazowniczym w Jasle w ramach działalności statutowej od 21 do 23 września 2013r zorganizowały dla swoich członków wycieczkę naukowo-techniczną do elektrowni jądrowej w Temelinie – Czechy.

Pomysł zorganizowania takiej wycieczki został zgłoszony przez członków na Zebraniach Sprawozdawczo Wyborczych obu kół w marcu 2012 r. Celem wyjazdu było zapoznanie uczestników, na co dzień pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG SA w Warszawie z budową i zasadą działania elektrowni, najbardziej przyjaznej dla środowiska naturalnego.

Z uwagi na fakt, że Polska jako jedno z niewielu państw europejskich nie korzysta jeszcze z energii pozyskiwanej z elektrowni jądrowej, warto było uczestnicząc w wycieczce, zwrócić

uwagę na szereg zalet płynących z takiego sposobu wytwarzania energii.

Zużycie energii elektrycznej wytwarzanej w oparciu o tą technologię jest wskaźnikiem rozwoju społeczeństw, krajów lub regionów a decyzja o budowie takiej elektrowni w Polsce wzbudza wiele kontrowersji i jest podstawą do dyskusji tak o korzyściach jak i jednocześnie zagrożeniach związanych z realizacją takiej inwestycji.

Parę słów o samej elektrowni

Elektrownia jądrowa Temelin znajdująca się w Republice Czeskiej, jest jedną z dwóch elektrowni tego typu w tym kraju. Elektrownia znajduje się około 24 km na północ od miejscowości České Budějovice.

Budowa rozpoczęła się w 1987 roku, a została ukończona w 2002 roku. Górzące nad zakładem 4 chłodnie kominowe mają po 133 metrów wysokości.

Elektrownia składa się z 2 reaktorów generujących energię o mocy 1805 MW. Plany zakładają rozbudowę elektrowni o kolejne dwa reaktory. Woda technologiczna na potrzeby elektrowni pochodzi ze zbiornika Hněvkovice na rzece Vltava. Zbiornik ten został zbudowany w ramach projektu budowy elektrowni jądrowej Temelin.

Elektrownia ta działa jako elektrownia podstawowa. Pokrywa w 20% zapotrzebowanie na energię elektryczną w Republice Czeskiej. Razem z drugą elektrownią w miejscowości Dukovany, produkcja energii z elektrowni jądrowych wynosi ponad 30%. Kolejne dwa reaktory mogą zwiększyć produkcję do 50%.

Uruchomienie obu elektrowni umożliwiło zlikwidowanie przestarzałych jednostek położonych w północnej Bohemii a opalanych węglem brunatnym.

Czeskie bloki jądrowe jako paliwo wykorzystują dwutlenek uranu UO_2 wzbogacony w izotopy rozszczepialne U-235 do około 3,5%. Paliwo w postaci pastylek paliwowych tworzy pręty paliwowe. Rdzeń reaktora zawiera 163 zestawy paliwowe, każdy z 312 prętami paliwowymi, co daje ok. 92 ton paliwa uranowego. Energia cieplna uwolniona podczas kontrolowanej reakcji rozszczepiania jąder uranu U-235 jest transportowana z rdzenia reaktora poprzez wodę znajdującą się w obiegu pierwotnym do wymienników ciepła – wytwornicy pary.

Produkcja ciepła w reaktorze może być regulowana przy pomocy prętów regulacyjnych oraz poprzez zmianę zawartości boru w chłodziwie. W wytwornicy pary powstaje w obiegu wtórnym para, która napędza turbinę.

Dwie turbiny w elektrowni zasilają generatory o mocy 1GW każdy, które wytwarzają prąd o napięciu 24kV. Para, która wykonała pracę i opuściła turbinę kondensuje i jako woda powraca ponownie do wytwornicy pary.

Ciepło kondensacji jest oddawane przez trzeci obieg chłodniczy do czterech chłodzi kominowych, gdzie następuje częściowe odprowadzenie wody i jej ochłodzenie. Do atmosfery wydzielana jest czysta para wodna.

Elektrownia jądrowa to elektrownia cieplna, w której woda podgrzewana jest nie przez ciepło powstałe w czasie spalania węgla lub węglowodorów, lecz przez ciepło wytwarzane w czasie zachodzenia łańcuchowej reakcji rozszczepiania jąder uranu. Inne elementy elektrowni np. turbina czy generator prądu są takie same jak we wszystkich klasycznych elektrowniach ciepłych.

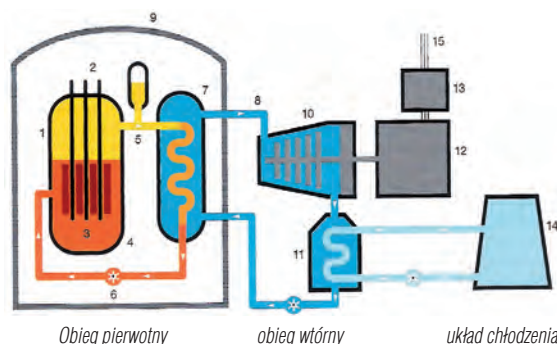
Elektrownie jądrowe mają wiele zalet, to stabilne źródło taniej i czystej energii, niepokój budzi jedynie kwestia składowania odpadów radioaktywnych.



Uczestnicy wycieczki. Fot. Agata Karamon



Widok elektrowni jądrowej w Temelinie. Źródło: materiały informacyjne elektrowni



Schemat elektrowni jądrowej. Legenda: 1 – Reaktor, 2 – Pręty regulacyjne, 3 – Aktywna strefa-zespoły paliwowe 4 – Stalowy zbiornik ciśnieniowy, 5 – Woda pod ciśnieniem, 6 – Pompa, 7 – Generator pary, 8 – Para, 9 – Obudowa reaktora, 10 – Turbina parowa, 11 – Kondensator, 12 – Generator prądu, 13 – Transformator, 14 – Chłodnia kominowa, 15 – Przesył energii elektrycznej

Energetyka jądrowa nie emituje CO_2 , który zdaniem większości naukowców odpowiada za globalne ocieplenie. Ze względu na coraz wyższe opłaty na rzecz środowiska, węgiel kamienny i brunatny jako paliwo staje się coraz mniej konkurencyjny.

Ponieważ Polska energetyka w 95% uzależniona jest od węgla, pozostaje zadać sobie pytanie, z czego będziemy czerpać energię w ciągu najbliższych kilkudziesięciu lat?

Zwiedzanie elektrowni zaczęliśmy od Centrum Informacyjnego, gdzie w sali multimedialnej obejrzelśmy prezentację trójwymiarowych materiałów filmowych pokazujących szczegóły hali reaktora, pręty paliwowe oraz komputerową symulację reakcji rozpadu jąder uranu.

Po prezentacji w dwóch grupach zwiedzaliśmy budynki elektrowni m. in. halę maszyn

z gigantycznymi wirującymi turbinami (wirnik o wadze 200 ton osiągający prędkość 3000 obr./min.), zespół 133 metrowych chłodni kominowych.

Trzydniową wycieczkę w tym jeden dzień wyjazd do Temelina, połączyliśmy ze zwiedzaniem Pragi. Zwiedziliśmy (Hradczany – Zamek Królewski, katedra Św. Wita, Złota Uliczka, Mała Strana, kościół Św. Mikołaja, Most Karola, Rynek Staromiejski, plac Waclawa, Wyszehrad – zamek i Cmentarz Wyszehradzki, kościół św. Piotra i Pawła, rotunda Św. Marcina. Niezapomnianych wrażeń dostarczył również godzinny rejs po Węłławie.

Zakładając, że każdy znający przygodę najsłynniejszego żołnierza Cesarsko-Królewskiej Armii musi choć raz odwiedzić słynne praskie Szwejkowe piwiarnie, zwiedziliśmy

gospodę U Kalicha i gospodę U Fleku. W tej ostatniej zwiedziliśmy słynne Muzeum Piwowarstwa, gdzie delektując się smakiem tego chmielowego dzieła, poznaliśmy kolejne etapy warzenia piwa.

Do kraju wróciliśmy grubo po północy, zmęczeni ale szczęśliwi, że kolejna ambitna wycieczka zorganizowana przez koła PZITS i SITP-NiG została zrealizowana zgodnie z zamierzeniami i spotkała się z uznaniem uczestników.

Krzysztof Kalisz
Przewodniczący Koła PZITS

Wiesław Karamon
Przewodniczący Koła SITP-NiG

Górnicza biesiada



**ODDZIAŁ
ZIELONA GÓRA**

Listopad i grudzień to czas spotkań w górnym gronie. Koło Grodzisk Wlkp. przygotowało 15 listopada spotkanie w charakterze górniczej biesiady piwnej dla swoich członków oraz Koła Urbanowo. Przed biesiadą odbyło się posiedzenie Zarządu SITP-NiG Oddziału Zielona Góra.

Norbert Gamrot
Przewodniczący Koła Grodzisk Wlkp.



Wesołe biesiadne śpiewanie przeplatane było licznymi konkursami, m.in. jedzenia zupy piwnej na czas. Fot. archiwum Koła

Z wizytą na obiektach OK Ostrów



Mirosław Majchrzak



Dalsze prace poszukiwawcze zaowocowały odkryciem w 2004 r. złoża Zaniemyśl o powierzchni 2,762 km², w 2005 r. złoża Środa Wlkp. o powierzchni 1,719 km² oraz w 2008 r. złoża Kromolice o powierzchni 2,68 km². Równocześnie budowano ośrodki produkcyjne i grupowe, aby znaleziony gaz eksploatować, oczyszczać, osuszać i kierować do odbiorców. I tak powstały Ośrodek Grupowy Zaniemyśl, Ośrodek Produkcyjny Środa Wlkp. i Ośrodek Grupowy Kromolice.

NASZE WSTAWIENIE

W październiku Koło Ostrów Wlkp. zorganizowało spotkanie naukowo-techniczne pt. „Kierunki rozwoju Ośrodka Kopalni Ostrów Wlkp. – projekty KGZ Radlin i KGZ Kaleje”.

Kopalnia Gazu Ziarnego Radlin pracuje od początku lat 70. XX wieku. Od 2006 r. rozpoczęto poszukiwania gazu w rejonie działalności tej jednostki. W 2007 r. odwiertem Roszków-1 odkryto złożo o powierzchni 2,2 km². Jego eksploatację rozpoczęto w 2009 r. Kolejnym odkrytym w 2011 r. złożem na tym terenie jest obecnie zagospodarowywane złożo Lisewo. Uczestnicy odbyli wizytę na Ośrodku Grupowym Roszków oraz powstającym OG Lisewo. Zapoznali się także z prezentacją dotyczącą rozwoju kopalni gazu ziemnego Kaleje.

KGZ Kaleje pracuje od 1975 r. wydobywając gaz ze złoża Kaleje o powierzchni 2,167 km². Od

1996 r. rozpoczęto poszukiwania gazu w rejonie działalności tej kopalni. Odkryto złożo Kaleje E o powierzchni 0,8 km² i rozpoczęto eksploatację.

Mirosław Majchrzak
Przewodniczący Koła Ostrów Wlkp.



Uczestnicy zapoznali się z instalacją Ośrodka Grupowego Roszków podlegającego kopalni Radlin. Fot. arch. Koła Ostrów Wlkp.

KONFERENCJE I SYMPOZJA, TARGI.

Jubileuszowo o energetyce



Oddział w Zielonej Górze

Po raz dziesiąty odbyła się konferencja „Energetyka przygraniczna Polski i Niemiec – doświadczenia i perspektywy”. Oddział w Zielonej Górze od początku zaangażowany jest w jej organizację.

W Sulechowie spotkało się 150 uczestników z Polski i Niemiec, którzy w dniach 21-22 listopada po raz kolejny wzięli udział w dialogu poświęconym branży energetycznej. Jubileuszowa konferencja w swoim dwudniowym progra-

mie zawierała pięć bloków tematycznych. Dotyczyły one: regulacji prawnych w energetyce, problemów związanych z dystrybucją energii, gazownictwa, węgla brunatnego oraz kogeneracji i nowych technologii.

Oprócz tego, że oddział jest zaangażowany w organizację wydarzenia i jest jej sponsorem, wśród referatów znalazły się dwa poświęcone działalności PGNiG SA. Wygłosili je Aldona Nowicka i Grzegorz Kowalski.

Magdalena Wajda



Aldona Nowicka z Oddziału Geologii i Eksploatacji wygłosiła referat pt. „Shale gas i tight gas – miniony rok w poszukiwaniach”. Pani Aldona podczas wykładu zademonstrowała ropę z kłupków z otworu horyzontalnego Opalino-2. Fot. Magdalena Wajda



Grzegorz Kowalski, kierownik Działu Eksploatacji w Oddziale w Zielonej Górze przedstawił przebieg budowy i parametry techniczne najnowszej i jednej z największych kopalni Oddziału – KRNiGZ Lubiatów. Fot. Magdalena Wajda

Konferencja Energetyczna EuroPOWER – podsumowanie

W dniach 20-21 listopada br. w Hotelu Sheraton w Warszawie odbyła się 18. edycja Konferencji EuroPOWER – jednego z najważniejszych wydarzeń branży energetycznej w Polsce. Spotkanie to, jak co roku, było miejscem wymiany wiedzy i doświadczeń ekspertów sektora energetyczno-paliwowego oraz administracji centralnej, a także platformą dialogu dotyczącego rozwoju rynków na różnych płaszczyznach.

Konferencja EuroPOWER skupiła w jednym miejscu prezesów, członków zarządów, dyrektorów koncernów oraz grup energetyczno-paliwowych, elektrowni, elektrociepłowni, przedsiębiorstw sieciowych oraz firm świadczących usługi dla podmiotów branży energetycznej. Mieli oni okazję do rozmowy o najistotniejszych zmianach zachodzących na rynku, analizy nowych trendów oraz wspólnego poszukiwania modeli biznesowych, pozwalających na realizację przyjętych wcześniej strategii.

Siłą merytoryczną konferencji jest Rada Programowa, działająca pod przewodnictwem dr Leszka Juchniewicza, która podczas roboczych spotkań debatowała, ustalając szczegółowy zakres merytoryczny oraz agendę tegorocznej edycji EuroPOWER.

Konferencję uroczystie otworzył Gość Honorowy wydarzenia – Jerzy Witold Pietrewicz, sekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki.

Kluczowym panelem dyskusyjnym, który odbył się pierwszego dnia konferencji

EuroPOWER, był blok Społeczna gospodarka rynkowa w Polsce: jakie państwo, jaki rynek – czy możemy być konkurencyjni? Podczas niego specjaliści wspólnie z przedstawicielami rządu debatowali nad kondycją gospodarki kraju w ujęciu jej konkurencyjności. Przyczynkiem do debaty była innowacyjność jako motor napędowy konkurencyjności oraz wpływ wyczerpujących się prostych rezerw na sytuację kraju.

Podsumowaniem panelu były słowa dr Jacka Tomkiewicza, który określił sytuację jako optymistyczną. Jego zdaniem zarówno rozwój sektora usługowego, jak i wprowadzane zmiany regulacyjne owocują zmniejszaniem się energochłonności kraju oraz stabilizacją rezerw energetycznych.

Także podczas kolejnego bloku pt. Wizja rozwoju polskiej energetyki – instytucjonalizacja i funkcjonowanie prelegenci podkreślali, jak istotną rolę pełni państwo oraz jak wiele zależy od polityki. Zdaniem ekspertów większe wsparcie kluczowych inwestycji energetycznych przez państwo zaowocowałoby wzmocnieniem pozycji Polski oraz jej konkurencyjności na arenie międzynarodowej.

Szczególnie duże audytorium zgromadził panel dyskusyjny odbywający się drugiego dnia konferencji pt.: Konkurencja na rynku gazu. Udział w nim wzięli: Małgorzata Szymańska, dyrektor Departamentu Ropy i Gazu, Ministerstwo Gospodarki, Wojciech Dorabalski, naczelnik Wydziału Analiz Ekonomicznych, Departament Analiz Rynku, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Piotr Chełmiński, członek Zarządu ds. Petrochemii, PKN ORLEN, dr hab. Jan Chadam, prezes Zarządu, GAZ-SYSTEM, Mariusz Caliński, prezes Zarządu, Grupa DUON, Agnieszka Łakoma, Polska Agencja Prasowa. Podczas dyskusji prelegenci omawiali kwestie potrzeby ograniczeń rynku gazu oraz prawdopodobne scenariusze rozwoju branży.

Organizatorem Konferencji EuroPOWER był podobnie jak w ubiegłych latach MM Conferences – kluczowy organizator najważniejszych sektorowych kongresów i konferencji w Polsce.

Aneta Pernak
Dyrektor Działu Produkcji Projektów
Strategicznych
MM Conferences S.A.



Fot. arch. MM Conferences S.A.

Europe's largest shale gas conference takes place in Warsaw

Podsumowanie największej w Europie konferencji dotyczącej gazu z utworów łupkowych
jaka miała miejsce w Warszawie między 27 a 28 listopada

Terrapinn's Shale Gas World Europe Conference and Exhibition witnessed the largest gathering of senior oil and gas executives working on Shale and Unconventional plays in Europe take place in Warsaw, Poland on November 27-28.

Over 915 operators, service providers, local government leaders and industry stakeholders got together to debate, conduct business and decide the future of the industry. Operators from



Tomasz Chmal, Energy Advisor, Sobieski Institute and Partner, White & Case interviewing Piotr Woźniak, Chief National Geologist and Deputy Minister of Environment, Poland,

Tomasz Chmal, Doradca Energetyczny w Instytucie Sobieskiego w rozmowie z Piotrem Woźniakiem – Podsekretarzem Stanu, Głównym Geologiem Kraju Fot. K.M Ratschka



The main conference room. Sala konferencyjna, Fot. K.M Ratschka

all over Europe – including Poland, UK, Spain, Netherlands, Ukraine, Turkey and further afield were converging to discuss the critical challenges of shale gas development on the continent – including focuses on drilling and completions – finding the sweet spots, public and stakeholder engagement, regulation, environmental planning, water and waste management, infrastructure and supply chain and much, much more...

Roundtable discussions, seminar presentations, technical workshops and keynote interviews made the experience uniquely in-

teractive, and fostered an environment where new ideas could be discovered and unrivalled networking opportunities meant for increased opportunities to build new relationships and cement existing ones. The event lived up to its name and was truly an 'unconventional' experience, with a beach and surf theme (in a Polish winter!) that event included the local volleyball team, DJs and a festival atmosphere.

See you in 2014, where we plan to grow from 60 exhibitors to over 90! Stay tuned for more from the Shale team at Terrapinn!



George Waters, Unconventional Completions Technical Manager, Schlumberger.

George Waters, Schlumberger, podczas prezentacji. Fot. K.M Ratschka



Shale Gas Europe Roundtable focusing on Poland Led by Wojciech Kość, Editor, Cleantech.

Rozmowy w zespołach w czasie konferencji dotyczącej Polski. Przewodniczy Wojciech Kość, Cleantec. Fot. K.M Ratschka



One of the exhibitors, Jeden z wystawców, Fot. K.M Ratschka



One of the exhibitors, Jeden z wystawców Fot. K.M Ratschka

Barbórka w Zielonej Górze



Oddział w Zielonej Górze

Uroczyste obchody Barbórki 2013 rozpoczęliśmy od złożenia kwiatów przed pomnikiem Ignacego Łukasiewicza. Hołd twórcy przemysłu naftowego oddali przedstawiciele naszej spółki, reprezentanci władz Zielonej Góry, województwa lubuskiego oraz lubuscy parlamentarzyści.



Górnicy przeszli ulicami miasta w drodze z kościoła p.w. Najświętszego Zbawiciela do Teatru Lubuskiego. Fot.arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Pochód górników, z Grodzką Orkiestrą Dętą na czele, któremu asystowały licznie zgromadzone dzieci z zielonogórskich przedszkoli, przemaszzerował ulicami miasta na Mszę Świętą, a następnie na Akademię Barbórkową. Naszym gościem był m.in. p.o. prezesa Zarządu PGNiG SA Jerzy Kurella, który podkreślił rolę Oddziału w obecnej strukturze spółki. Zaznaczył, że przewaga konkurencyjna PGNiG, jest możliwa dzięki takim inwestycjom jak Projekt LMG.

Zasłużonych górników uhonorowano m.in. Medalem Złotym za Długoletnią Służbę, Odznaką Honorową Zasłużony dla Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, odznaką Zasłużony dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, a także specjalnym wyróżnieniem – Szpadą Górnictwa, którą otrzymali Kazimierz Chrobak, Czesław Kłasiński i Andrzej Mularczyk.

Michał Burkowski



Kwiaty przed pomnikiem Ignacego Łukasiewicza złożyli m.in. Jolanta Siergiej, główny księgowy w zielonogórskim Oddziale, a także członkini Rady Nadzorczej PGNiG SA w asyście zastępcy dyrektora ds. Eksploatacji Złóż w OGiE Jarosława Polita i p.o. prezesa PGNiG SA Jerzego Kurelli. Fot.arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Podczas uroczystości w Winnym Grodzie „stare strzechy” Stanisław Mamczur i Józef Lenart przeprowadzili ceremoniał wręczenia Szpady Górnictwa, otrzymał ją jako jeden z trzech Kazimierz Chrobak, dyrektor Inwestycji. Fot.arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Pracowników Oddziału: Alicję Kwiecińską, Józefa Szurka i Józefa Zajdla uhonorowano Medalem Złotym za Długoletnią Służbę. Fot.arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Alpejczyk

Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji

XIV MISTRZOSTWA POLSKI **Branży Gazowniczej i Naftowej** **w Narciarstwie Alpejskim** **o puchar Prezesa PGNiG S.A.**

16-19 stycznia 2014

Wisła - Stacja Narciarska KICZERA - HOTEL "STOK"



Wpisowe przeznaczamy
na rzecz:



Mimo Wszystko
Fundacja Anny Dymnej



Więcej informacji: www.alpejczyk.pl

PATRONAT MEDIALNY





Błękitne Paliwo

Odpowiedzialnie i Niezawodnie

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA jest największą polską spółką zajmującą się poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ziemnego.

PGNiG SA - Oddział w Sanoku na terenie 5 województw południowo-wschodniej Polski prowadzi działalność wydobywczą gazu ziemnego i ropy naftowej oraz eksploatację czterech podziemnych magazynów gazu: Husów, Strachocina, Swarzów i Brzeźnica.

W oparciu o 4 Ośrodki Kopalń sanocki oddział PGNiG wydobywa rocznie ponad 1,7 mld m³ wysokometanowego gazu ziemnego oraz około 60 tys. ton ropy naftowej.