

NR 11 (163)
listopad
2011 r.
miesięcznik
Rok XIV
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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





Naturalny przepływ energii

Zapewniamy bezpieczną i efektywną pracę systemu gazowniczego oraz niezawodne dostawy gazu ziemnego do odbiorców na obszarze południowo-zachodniej części Polski.



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Ten listopadowy, późnojesienny numer „Wiadomości...” dedykujemy kilku sektorom branży naftowej. Przede wszystkim zachęcam inżynierów wiertników oraz technologów zajmujących się dostosowywaniem płuczek wiertniczych do potrzeb wierceń kierunkowych do zapoznania się z pierwszym artykułem w rozdziale „Nauka i technika”. Artykuł pt. „Analiza wybranych właściwości płuczek wiertniczych do wierceń kierunkowych i poziomych w oparciu o badania laboratoryjne”, którego autorami są: Małgorzata Uliasz, Grzegorz Zima i Sławomir Błaż – prezentuje podstawowe zadania i parametry płuczek wiertniczych, jakie są niezbędne, aby można było je stosować do wiercenia otworów kierunkowych i poziomych. Znaleźć w nim można również ważne wyniki badań płuczek wiertniczych, jakie zostały opracowane w Instytucie Nafty i Gazu w Krakowie. Większość z nas powinno sobie zdawać sprawę z tego, że bez doboru odpowiednich parametrów tzw. płynu wiertniczego nie można obecnie wiercić otworów spełniających odpowiednie parametry. Zagadnienie to nabiera szczególnego znaczenia, właśnie w procesie wiercenia otworów poziomych stosowanych później do wydobywania np. gazu łukowego.

Kolejnym prezentowanym materiałem jest artykuł pt. „Analiza danych regionalnego przekroju sejsmicznego z obszaru prac wiertniczych w rejonie Kutna”. Autorami są Edward Balwier i Kinga Wróblewska – pracownicy Geofizyki Kraków, która przygotowywała materiały sejsmiczne z tego obszaru do projektu wiercenia otworu Kutno-2, o którego rozpoczęciu informowaliśmy w poprzednim wydaniu „Wiadomości...”. Myślę, że zawarta w nim treść przybliży naszym Czytelnikom zarówno sam problem badawczy, jak i interpretacyjny oraz pokaże cel wiercenia. Mam nadzieję, że temat ten znajdzie szerszy odbiór i może nawet wzbudzić dyskusję na temat zaprezentowanej interpretacji, do której zachęcam – nie tylko geologów naftowych.

W rozdziale „Analiz, komentarze” kontynuując charakterystykę podmiotów i rynków tym razem prezentujemy Państwu artykuł pt. „PERN „Przyjaźń” – firma o strategicznym znaczeniu”, którego autorem jest Marcin Sienkiewicz. Chcemy tym samym przybliżyć zarówno strukturę tej grupy kapitałowej, jak też cele jakie realizuje i poprzez jakie podmioty. Sądzę, że dla wielu organizacja ta jest znana tylko z nazwy, a przecież jej nadrzędny, strategiczny cel, to utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zapewnienia niezakłóconych dostaw ropy naftowej do Polski. Z tego artykułu można się zarówno dowiedzieć jakie ma cele, ale również autor wskazuje na pewne możliwości tej firmy na rynku globalnym oraz wynikające z przyszłych potrzeb Polski.

Drugim artykułem w tym rozdziale jest przygotowany przez Cezarego Szyjko materiał dotyczący magazynowania odnawialnych źródeł energii pt. „OZE całą dobę – rewolucyjne technologie magazynowania zielonej energii”. Chcemy poprzez prezentację tego materiału pokazywać naszym Czytelnikom, co dzieje się w szeroko rozumianej branży energetycznej. Szczególnie, zaś gdy dotyczy, jak w tym przypadku, magazynowania energii (sprężonego powietrza) w kawernach posolnych, jak to ma miejsce np. w instalacji spod Staßfurt realizowanej przez RWE.

W „Więściach z polskich firm”, dość obszernie piszemy o budowie dwóch zbiorników na skroplony gaz w przyszłym terminalu LNG w Świnoujściu i o ciekawym konkursie realizowanym przez Mazowiecką Spółkę Gazownictwa i Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa.

Kolejno publikujemy bieżące informacje w formie krótkich newsów branżowych i Biuletyn Informacyjny Zarządu Głównego SITPNIg. W tym miejscu chcę zwrócić wszystkim uwagę na zmianę, jaka nastąpiła w zespole redakcyjnym Biuletynu, i powitać w naszym gronie Wioletę Wanat, która przejmie obowiązki odchodzącej na emeryturę Krystyny Maciurzyńskiej. Teraz chcę Krystynie, w swoim własnym imieniu oraz zespołu redakcyjnego, serdecznie podziękować za długoletnią współpracę, za jej oddanie, profesjonalizm i rzetelność w całej działalności stowarzyszeniowej. Życzę, tego co ważne, a więc zdrowia i realizacji tego, co ma zamiar dokonać w kolejnym etapie swojego życia. Wszystkiego najlepszego!

W końcowej części tego wydania publikujemy jeszcze informacje z Oddziałów Stowarzyszenia i relacje z ciekawych konferencji, jakie miały miejsce w czasie od poprzedniego wydania „Wiadomości...”.

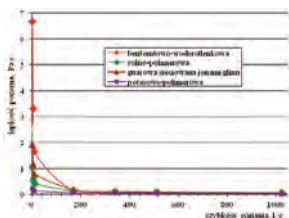
Piotr Dziadzio



Fot. Patrycja Kujawa

NAUKA **W** TECHNIKA.

- Analiza wybranych właściwości płuczek wiertniczych do wierceń kierunkowych i poziomych w oparciu o badania laboratoryjne 4



- Analiza danych regionalnego przekroju sejsmicznego z obszaru prac wiertniczych w rejonie Kutna 9

ANALIZY **W** KOMENTARZE.

- PERN „Przyjaźń” – firma o strategicznym znaczeniu 12



- OZE całą dobę – rewolucyjne technologie magazynowania zielonej energii 17

WIEŚCI Z POLSKICH **W** FIRM.

- Ściany pierwszego zbiornika LNG już stoją 20
- Rośnie drugi zbiornik LNG 21



- Konkurs BHP poż. 22



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

- PGNiG Norway podwaja udziały w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej w Norwegii 23
- PGNiG Norway sprzeda ropę ze złoża Skarv spółce Shell 23
- PGNiG notuje ujemne marże na sprzedaży gazu 23
- Gaz łupkowy w Polsce i opinia portalu RusEnergy 25
- Wnioski o koncesje na gaz łupkowy w Czechach 25
- Węgierska firma geofizyczna w Polsce 25
- Podwojenie zasobów złoża Aldous/Avaldsnes 25
- Program badawczy „PolandSPAN” wspólnie z GX Technology 25
- Rząd francuski anuluje koncesje na gaz łupkowy 26
- Złoże South Jolotan w Turkmenistanie 26
- Koncesje na poszukiwanie gazu z łupków dla Shella na Ukrainie 26
- Nowe duże złożo gazu na Morzu Kaspijskim 26
- 826,3 mln zł zysku operacyjnego po trzech kwartałach 26
- Tytuł „Refineria Roku 2011” dla LOTOSU 27
- Paliwa dla Statoila za ponad 9 miliardów 27
- Tłocznia gazu w Goleniowie inwestycją roku w woj. zachodniopomorskim 28
- Decyzja o pozwoleniu na budowę dla gazociągu Rembelszczyzna-Gustorzyn na terenie województwa mazowieckiego 28
- Umowa pomiędzy GAZ-SYSTEM S.A. i PKN ORLEN S.A 28



RADA PROGRAMOWA CZASOPISM S I T P N i G

prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – przewodnicząca
 prof. dr hab. inż. Stanisław Strzyżek – z-ca przewodniczącego
 mgr inż. Marek Lesisz – z-ca przewodniczącego
 dr inż. Aleksander Klupa – sekretarz

Członkowie:

dr inż. Beata Altkorn
 mgr inż. Urszula Furtak
 mgr inż. Adam Górka
 mgr inż. Wojciech Kantor
 mgr inż. Jacek Marczyk
 mgr Maciej Nowakowski
 prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
 dr inż. Stanisław Szafran
 dr inż. Zygmunt Śliwiński
 mgr inż. Jan Wicorek

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

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

Redaktorzy działowi

dr inż. Krystian Liszka – Gazownictwo
 dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo
 dr hab. inż. Jan Lubaś – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowa
 mgr inż. Robert Nowak – Przemysł rafineryjny, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych

- Kalendarium 29
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 29
- Kol. Krystyna Maciurzyńska przechodzi na emeryturę 29
- XI posiedzenie Zarządu Głównego SITPniG 30
- Posiedzenie Głównej Komisji d/s Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITPniG 31



■ Kamień optymizmu

38



KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

NASZE STOWARZYSZENIE.

- Grudziądz u źródeł polskiej elektroenergetyki 33



- Wycieczka techniczno-integracyjna Koła Lublin Bieszczady 2011 35



- PETROM 2011 40



- W przededniu wolnego rynku gazu: konkluzje polskiej prezydencji 42
- Perspektywy i konsekwencje liberalizacji rynku gazu 45
- Polska wierci! Relacja z K&L Gates' First Annual Poland Oil & Gas Seminar 45



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
 mgr Wioleta Wanat

SKŁAD DTP:

Konrad Korona

DRUK:

FLEXERGIS Sp. z o.o.
 33-300 Nowy Sącz, ul. Elektrodowa 45C
 tel. 018 444 33 44

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – Urządzenie wiertnicze IDM-2000 (PniG Piła Sp. z o.o.) wierzące otwór poszukiwawczy Kutno-2. Inwestorem jest FX Energy Poland Sp. z o.o. przy udziale we wspólnym przedsięwzięciu: FX Energy Poland Sp. z o.o. 50%, PGNiG S.A. 50%. Fot. Robert Judycki.

NAKLAD:

1500 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ:

tel./fax (0-18) 352 64 84

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



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

Analiza wybranych właściwości płuczek wiertniczych do wierceń kierunkowych i poziomych w oparciu o badania laboratoryjne



Małgorzata
Uliasz



Grzegorz
Zima



Sławomir
Błaż



Streszczenie

W artykule przedstawione zostały podstawowe zadania i parametry płuczek wiertniczych determinujące ich zastosowanie do wiercenia otworów kierunkowych i poziomych oraz wyniki badań wybranych płuczek opracowanych w INiG, charakteryzujących się właściwościami spełniającymi wymagania płuczek do tego typu otworów. Na podstawie uzyskanych wyników badań laboratoryjnych przeprowadzono analizę właściwości reologiczno-strukturalnych opracowanych płuczek wiertniczych pod kątem ich zdolności do oczyszczania otworu.

Wstęp

Wiercenie otworów kierunkowych i poziomych wymaga stosowania nowych technik i technologii nie tylko ich wykonywania, osprzętu, konstrukcji otworu, systemów pomiarowych, lecz także płuczek wiertniczych, które zdecydowanie odgrywają ważną rolę w złożonym procesie zdalnego penetrowania górotworu. Niejednokrotnie od właściwości płuczki wiertniczej zależy powodzenie przebiegu wiercenia otworów horyzontalnych, które obecnie mają coraz większe znaczenie, szczególnie w aspekcie udostępniania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego.

Płuczki stosowane do wierceń poziomych muszą spełniać podobne funkcje jak płuczki do wiercenia otworów pionowych, lecz znaczenie szeregu tych funkcji jest bardziej krytyczne ze względu na zapobieganie komplikacjom, które są charakterystyczne dla otworów o dużym kącie odchylenia od pionu, a ich likwidacja jest znacznie trudniejsza lub niekiedy niemożliwa. Najistotniejsze z tych funkcji, którymi powinna wyróżniać się płuczka stosowana przy wierceniu otworów poziomych, to przede wszystkim zapewnienie stateczności ścian otworu i transportu zwiercin oraz ochrona przepuszczalności pierwotnej skał zbiornikowych.

Podstawowe wymagania płuczek wiertniczych dla otworów kierunkowych i poziomych

Płuczka wiertnicza to jeden z ważnych czynników odgrywający podstawową rolę w optymalizacji procesu wiercenia otworów kierunkowych i poziomych zwłaszcza w warstwach ilasto-łupkowych, słabozwięzłych piaskowcach, strefach ucieczek płuczki czy poziomach produktywnych. Dobrze zaprojektowany system płuczki uwzględniający możliwość modyfikacji składu i właściwości płuczki w trakcie wiercenia otworu, powinien spełniać kryteria pozwalające na prawidłową i w miarę bezawaryjną realizację tego typu otworów. Dlatego wymagania dla płuczek stosowanych do wiercenia otworów o dużym kącie odchylenia są znacznie wyższe niż płuczek dla otworów pionowych. Wymagania te dotyczą głównie oczyszczania otworu ze zwiercin, utrzymywania stateczności ścian otworu i fazy stałej w zawieszeniu podczas przerw w krążeniu, kontroli ciśnień w otworze, smarowania rur celem zmniejszenia momentu obrotowego i sił tarcia podczas wyciągania i zapuszczania przewodu oraz zapobieganie uszkodzeniu przepuszczalności skały zbiornikowej. Powodzenie realizacji tych zadań zależy przede wszystkim od właściwości reologiczno-strukturalnych, a głównie wysokiej lepkości płuczki przy niskich prędkościach ścinania – LSRV (Low Share Rate Viscosity), odpowiedniej gęstości ściśle zależnej od ciśnienia złożowego i szczelinowania, właściwości smarnych płuczki oraz niskiej filtracji i właściwości inhibitacyjnych.

Wymagania kontroli i regulacji parametrów płuczki wiertniczej są tym większe im wzrasta kąt odchylenia od pionu. Wraz ze wzrostem głębokości i kąta odchylenia od pionu otwór jest bardziej skłonny do zaciskania ze względu na zmianę jego kierunku w stosunku do naprężeń występujących w przewiercanych skałach. Powoduje ono osłabienie stateczności ścian otworu prowadzącej niekiedy do jego zawału, który

uniemożliwia powrót przewodu lub narzędzi pomiarowych do pełnej głębokości. Zawał otworu powoduje najczęściej jego utratę i konieczność zawiercania nowego otworu odchylnego gdyż przerabianie, jakie praktykowane jest w otworach pionowych, nie daje na ogół pożądanych rezultatów [1,3,4].

Podstawowym warunkiem zapobiegania zawałom otworu to zachowanie zależności pomiędzy gęstością płuczki a występującymi naprężeniami w skałe, których rozkład na powierzchni ściany otworu zależy od wielkości ciśnienia hydrostatycznego. Wielkość ciśnienia hydrostatycznego musi być wyższa od wytrzymałości skał na ścisnienie, lecz mniejsza od wytrzymałości ich na rozciąganie. W związku z tym w miarę zwiększania kąta odchylenia gęstość płuczki należy zwiększać do takiej wartości, aby wytwarzane przez nią ciśnienie w otworze było wyższe od ciśnienia złożowego dla skutecznego „podpierania” górnej ściany otworu i zapobiegania jego zawałeniu. Równocześnie uzyskana wartość gęstości powinna być na tyle niska, aby nie powodować szczelinowania przewiercanych warstw, ponieważ wartość ciśnienia szczelinowania ulega obniżeniu wraz ze wzrostem kąta odchylenia. Dlatego wymagane jest, aby w otworach o dużym kącie odchylenia wartość gęstości płuczki utrzymywać w wąskim, akceptowalnym zakresie zmian wartości [3,5].

Nasilenie komplikacji wiertniczych, np. przychwycenie przewodu lub szczelinowanie skał, w otworach kierunkowych i poziomych powoduje także niewystarczające wynoszenie zwiercin przez płuczkę i oczyszczanie otworu. W przypadku otworów pionowych usuwanie zwiercin nie stwarza większych trudności przy laminarnym przepływie płuczki, a jej zdolność do usuwania zwiercin regulowana jest wielkością granicy płynięcia. Natomiast ze zwiększaniem kąta odchylenia od pionu wzrastają trudności z usuwaniem zwiercin. Związane jest to zarówno ze zjawiskiem osadzania się zwiercin

na dolnej ścianie otworu tworząc upakowaną, trudno usuwalną warstwę osadu jak i zsuwania się ich w dół otworu.

Intensywność tego zjawiska zależy od kąta nachylenia otworu, w którym można wydzielić trzy podstawowe strefy oczyszczania, tj. 0 – 35°, 35 – 60° i 60 – 90°. Ogólnie przyjmowane strefy oczyszczania, które mogą ulegać zmianom w zależności od typu płuczki i jej gęstości, wynikają z promieniowego i osiowego opadania zwiercin, wpływu pozycji przewodu w otworze na rozkład prędkości przepływu płuczki w przestrzeni pierścieniowej i stabilności osadzonych zwiercin na ścianie otworu wiertniczego.

Otwór przy kącie odchylenia do 35° traktowany jest jak otwór pionowy, w którym przepływ płuczki zapobiega osiowemu opadaniu zwiercin. Natomiast podczas zwiększania kąta odchylenia od pionu do 60°, pogorszenie wynoszenia urobku przez płuczkę wywołują równocześnie zachodzące zjawiska jak: niesymetryczny rozkład prędkości przepływu płuczki wynikający z ułożenia na dolnej części ściany otworu przewodu wiertniczego oraz osadzania się na niej zwiercin (bad cuttings effect) i wytrącania się z płuczki materiału obciążającego (efekt Boycotta). Osadzanie i powstawanie stabilnej warstwy osadu na dolnej części ściany otworu jest wynikiem promieniowego i osiowego opadania zwiercin, które w przerwach cyrkulacji płuczki posiadają tendencję do lawinowego zsuwania się w dół otworu powodując lokalne zwiększenie ich zawartości w płuczce i jej gęstości. Przesuwające się po dolnej części ściany otworu zwierciny, na której ułożony jest przewód wiertniczy, powodują zwiększenie prędkości przepływu płuczki lekkiej w górnej części otworu, ograniczającej odbudowę jej struktury dla uzyskania wymaganej wytrzymałości strukturalnej pozwalającej na zawieszanie i transport urobku. W warstwach stabilnych i zwięzłych, celem zwiększania erozji powstałego osadu na dolnej części ściany otworu, wymagany jest przepływ turbulentny, a minimalna prędkość przepływu płuczki nie powinna być mniejsza od jednego do kilku m/s w zależności od parametrów reologicznych płuczki wiertniczej. W warstwach skał kruchych i niestabilnych oraz otworach o dużej średnicy praktykowane jest okresowe włączanie porcji płuczki o niskiej lepkości (drilling fluids „sweeps”), której turbulencję przepływu można uzyskać w wyniku zwiększenia liczby Reynoldsa [3,4,5,11,12].

W otworach odchylonych powyżej 60° zachodzi prawie promieniowy kierunek opadania zwiercin, w wyniku którego na dolnej ścianie otworu powstaje stabilny osad, stanowiący jakby „drugą ścianę” otworu. Do usunięcia takiego osadu proponowane jest stosowanie płuczki o dużej lepkości w zakresie niskich prędkości

ścianania dla utrzymania zwiercin w zawieszeniu oraz przepływ turbulentny płuczki o niskiej lepkości celem zmniejszenia oporów przepływu w przestrzeni pierścieniowej i obracanie przewodem.

Rozpatrzone przypadki oczyszczania otworu dla krytycznych zakresów kątów odchylenia otworu od pionu wskazują, że zdolność płuczki do transportu zwiercin, po uwzględnieniu właściwości fizycznych przewierczanych skał, średnicy otworu, zależy przede wszystkim od gęstości i reologii płuczki (lepkości, granicy płynięcia i wytrzymałości strukturalnej) oraz reżimie jej przepływu i prędkości w przestrzeni pierścieniowej. Zasadniczym wymogiem od strony reologii w oczyszczaniu otworu jest wysoka lepkość płuczki przy niskich prędkościach ścinania, które występują przy jej przepływie w przestrzeni pierścieniowej.

Wymagania płuczek wiertniczych stosowanych do wiercenia otworów horyzontalnych, oprócz właściwości zapewniających stateczność ścian otworu i jego oczyszczanie ze zwiercin, dotyczą również zapobiegania uszkodzenia przepuszczalności warstw produktywnych. Uzasadnia to główny cel wiercenia tego typu otworów, jakim jest udostępnianie dużej powierzchni poziomów produktywnych, utworzonych najczęściej w formacjach zawierających systemy szczelin pionowych oraz charakteryzujących się niejednorodnością przepuszczalności, porowatości i składem mineralogicznym lub obniżonym ciśnieniem. Stosowane płuczki wiertnicze muszą

zatem posiadać właściwości charakteryzujące płuczki do dowiercania złóż (drill in fluid – DIF). Ze względu na długość otworu i czas kontaktu ze strefą złożową zastosowana płuczka powinna charakteryzować się właściwościami zapobiegającymi hydratacji minerałów ilastych, niską filtracją i cienkim łatwo usuwalnym osadem o małej przepuszczalności.

Ocena właściwości wybranych płuczek wiertniczych w oparciu o badania laboratoryjne

Podstawowym celem przeprowadzonych badań laboratoryjnych było określenie efektywności oczyszczania otworu ze zwiercin przez wybrane płuczki wiertnicze charakteryzujące się właściwościami inhibitującymi, które opracowane zostały w INiG. Decydującym kryterium doboru tych płuczek do badań były przede wszystkim ich właściwości reologiczno-strukturalne. Wytypowane płuczki to: bentonitowo-wodorotlenkowa, solno-polimerowa obciążona solą ziarnistą i guarowa sieciowana jonami glinu, które charakteryzowały się istotnymi ze względu na zdolność zawieszania i transportu zwiercin, wysoką wartością granicy płynięcia i lepkości przy niskich prędkościach ścinania – LSRV. Do badań wykorzystano również płuczkę potasowo-polimerową, powszechnie stosowaną do wiercenia zarówno otworów pionowych jak i kierunkowych, posiadającą niższe wartości parametrów



Rys. 1. Modelowe stanowisko badawcze – pętla pomiarowa do transportu zwiercin w otworze o różnym kącie odchylenia

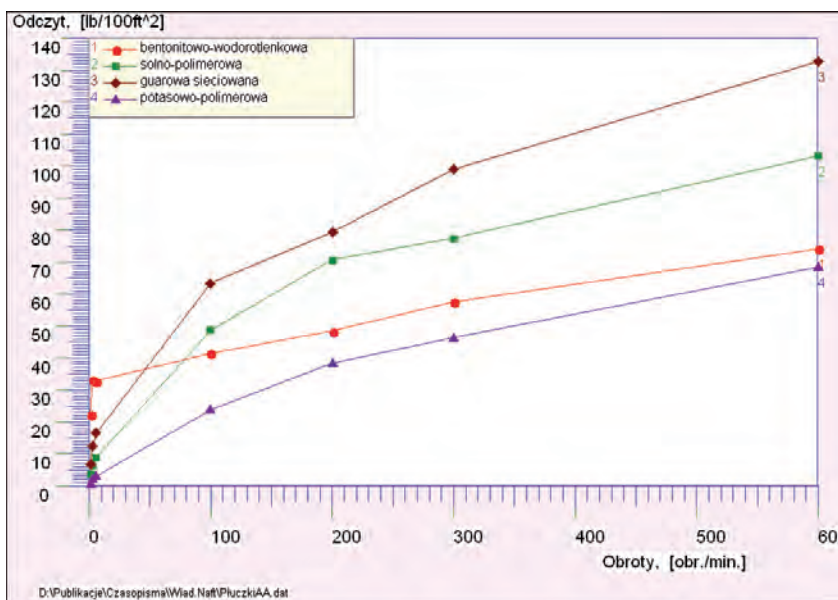
Tablica 1. Właściwości reologiczno-strukturalne płuczek wiertniczych zastosowanych do badań

Lp.	Rodzaj płuczki	Gęstość	Lepkość		Granica płynięcia	Wytrzymał. struktural.	Filtracja	Wartości odczytu z Fann przy 6/3 obr/min	pH
		kg/m ³	mPa s		Pa	Pa			
		ρ	η_{pl}	η_s	τ_y	I/II	cm ³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	bentonitowo-wodorotlenkowa	1080	20,0	40,0	19,2	14,8/22,5	3,6	38/31	10,3
2	Płuczka 1 +zwierciny 10%	1140	30,0	56,0	24,9	25,4/31,1	3,6	55/53	10,2
3	solno-polimerowa z solą ziarnistą	1250	32,0	52,0	19,2	3,8/5,2	2,8	11/8	9,6
4	Płuczka 3 +zwierciny 10%	1310	39,0	62,0	22,0	4,3/12,0	1,0	13/9	9,1
5	gwarowa sieciowana jonami Al ⁺ ³	1070	32,0	65,0	31,6	5,7/11,0	4,6	17/12	9,6
6	Płuczka 5 +zwierciny 10%	1130	32,0	61,0	27,8	4,3/7,2	4,0	13/9	9,2
7	potasowo-polimerowa	1080	23,0	33,5	10,0	0,96/1,4	4,0	3/2	10,5
8	Płuczka 7 +zwierciny 10,0	1140	29,0	43,0	13,4	1,4/1,9	2,8	5/3	9,6

strukturalnych. Właściwości płuczek użytych do badań przedstawiono w tablicy 1.

Parametry reologiczne płuczek oznaczone zostały przy użyciu wiskozymetru Ofite 900, który umożliwił pomiar zależności naprężeń stycznych od szybkości ścinania w zakresie obrotów 600 – 0,01 obr/min. Otrzymane wartości parametrów wykorzystane zostały także do określenia modelu reologicznego tych płuczek używając, opracowanego w INiG, programu komputerowego. Badania laboratoryjne określające zależność charakterystyki reologicznej danej płuczki na zdolność zawieszania i transportu zwiercin wykonano dla otworu poziomego i odchylonego o kąt 45°. Przy określaniu zdolności płuczki do transportu zwiercin wykorzystano zbudowane w INiG, stanowisko badawcze, które składa się z przezroczystej rury o średnicy $D_w = 42$ mm i długości 2,5 m ustawianej pod różnym kątem, pojemnika na zwierciny i pompy elektrycznej. Przezroczysta rura umożliwia obserwację transportu zwiercin przez badaną płuczkę wiertniczą oraz ich osadzanie i ześlizgiwanie się po dolnej ścianie tej rury po ustaniu jej krążenia.

Natomiast badania zdolności płuczek do zawieszania urobku określano dla otworu o kącie odchylenia 45° na podstawie pomiaru zmian ich gęstości. Badania te polegały na oznaczaniu



Rys. 2. Krzywe płynięcia płuczek na podstawie odczytu z wiskozymetru Ofite 600 w zakresie 1-600 obr/min.

w warunkach statycznych gęstości płuczek, których próbki pobierano z dwóch lub trzech miejsc naczynia pomiarowego o średnicy 37 i 50 mm.

Jak wykazały badania laboratoryjne wybrane płuczki (tablica 1), które stanowiły koloidalne zawiesiny polimerowe lub z dodatkiem bentonitu zawierające środki chemiczne i materiały

obciążające w postaci blokatora węglanowego i soli ziarnistej, posiadały wysoką wartość lepkości pozornej, granicy płynięcia i wytrzymałości strukturalnej w porównaniu do lepkości plastycznej. Taka zależność wielkości oznaczonych parametrów wskazywała o ich zdolności do utrzymywania zwiercin w zawieszeniu. Najniż-

Tablica 2. Parametry reologiczne płuczek wiertniczych

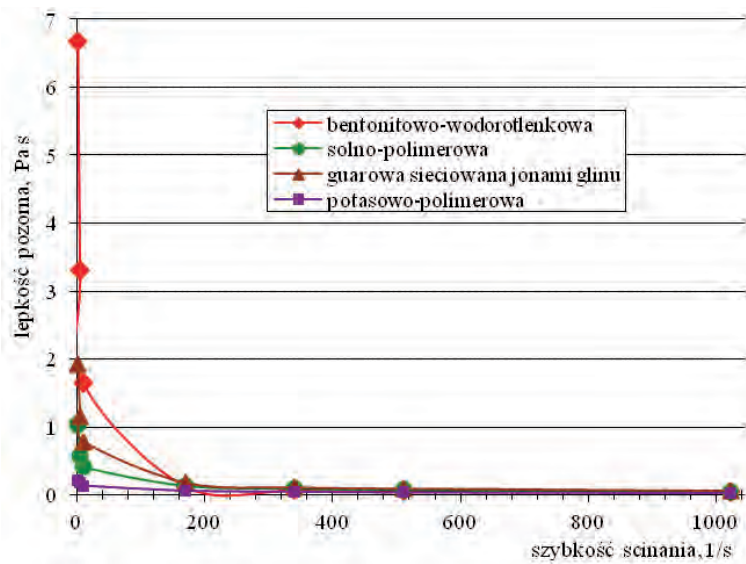
bentonitowo-wodorotlenkowa	solno-polimerowa z solą ziarnistą	gwarowa sieciowana jonami Al ⁺ ³	potasowo-polimerowa
tauy 17.9 etap1 0.0196	tauy 19.3 etap1 0.0328	tauy 19.3 etap1 0.0328	tauy 7.66 etap1 0.0267
devbingh 0.994 *	devbingh 4.14	devbingh 4.14	devbingh 1.78
n 0.324 k 4.02	n 0.42 k 2.88	n 0.42 k 2.88	n 0.587 k 0.599
devostw 2.1	devostw 0.739 *	devostw 0.739 *	devostw 0.249 *
model Bingham	model Pseudoplast	model Pseudoplast	model Pseudoplast

sze wartości tych parametrów posiadała tylko płuczka potasowo-polimerowa.

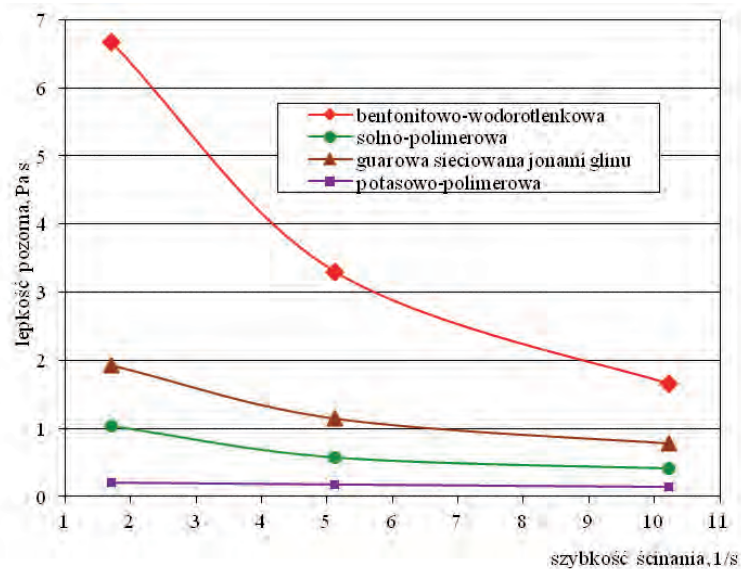
Próby określenia, przy użyciu programu komputerowego, modeli reologicznych zastosowanych do badań płuczek wykazały, że płuczka bentonitowo-wodorotlenkowa jest cieczą binghamowską natomiast pozostałe, tj. solno-polimerowa, guarowa sieciowana i potasowo-polimerowa są cieczami pseudoplastycznymi z granicą płynięcia (tablica 2). Parametry reologiczne tych płuczek przedstawiono na rys. 2 w postaci krzywych płynięcia wykreślonych na podstawie wartości odczytów (τ_0) z wiskozymetru Ofite 900 w zakresie 600 ÷ 1 obr/min. Ich zachowanie się w czasie przepływu oraz zdolności do zawieszania fazy stałej potwierdzały także zmiany wartości lepkości pozornej (η_p) w funkcji szybkości ścinania ($\dot{\gamma}$), które w zakresie 1022,04 ÷ 1,7034 s⁻¹ przedstawiono na rys. 3, natomiast w zakresie 10,22 ÷ 1,7034 s⁻¹ na rys. 4. Uzyskane wyniki badań wskazywały na możliwość osadzania się zwiercin na ścianie otworu i przemieszczania powodującego lokalne zwiększenie ich zawartości w płuczce potasowo-polimerowej oraz ograniczenie tych zjawisk w płuczce guarowej i solno-polimerowej, natomiast w płuczce bentonitowo-wodorotlenkowej, posiadającej konsystencję „kruchego żelu”, ich eliminację.

Potwierdzeniem wysuniętych wniosków były wyniki badań sedimentacji fazy stałej w tych płuczках w funkcji zmian ich gęstości, które oprócz materiału obciążającego zawierały 10% drobnodispersyjnych zwiercin (tablica 3). Jak wykazały badania, ilość wytrąconej fazy stałej zależała od charakterystyki reologicznej badanej płuczki, głównie jej wytrzymałości strukturalnej oraz średnicy cylindra. Różnice gęstości pomiędzy dolnymi i górnymi próbkami badanych płuczek wskazywały, że w miarę wzrostu wytrzymałości strukturalnej, lepkości przy niskich szybkościach ścinania (LSRV) oraz średnicy cylindra, ilość wytrąconej fazy stałej ulegała obniżeniu osiągając brak sedimentacji w płuczce bentonitowo-wodorotlenkowej.

W celu określenia prędkości przesuwania zwiercin i obserwacji ich zachowania się po za-



Rys. 3. Zmiany lepkości w/w płuczek w funkcji szybkości ścinania w zakresie 1,7034 – 1022,04 s⁻¹



Rys. 4. Zmiany lepkości w/w płuczek w funkcji szybkości ścinania w zakresie 1,7034 – 10,22 s⁻¹

kończeniu tłoczenia płuczki opisaną danym modelem reologicznym, przeprowadzone zostały badania transportu zwiercin na stanowisku badawczym, tzw. pętli pomiarowej, symulując wynoszenie urobku z otworu poziomego i odchylnego od pionu o 45°. Przeprowadzone badania

potwierdziły wpływ właściwości reologicznych jako podstawowe kryterium doboru wielkości wydatków tłoczenia i prędkości przepływu tych płuczek w zależności od kąta odchylenia.

Jak wykazały badania wynoszenie urobku przez daną płuczke z rury ustawionej pod kątem

Tablica 3. Wyniki badań sedimentacji fazy stałej w płuczках wiertniczych

Rodzaj płuczki	Gęstość kg/m ³	Gęstości płuczek w cylindrze pod kątem 45°						
		kg/m ³						
		Cylinder o średnicy 37 mm			Cylinder o średnicy 50 mm			
		góra	dół	różnica	góra	środek	dół	różnica
	ρ_0	ρ_1	ρ_2	$\rho_2 - \rho_1$	ρ_1	ρ_2	ρ_3	$\rho_3 - \rho_1$
z dodatkiem 10% zwiercin								
bentonitowo-wodorotlenkowa	1140	1140	1140	0	114	1140	1140	0
solno-polimerowa z solą ziarnistą	1310	1300	1320	20	1310	1310	1310	0
guarowa sieciowana jonami Al ³⁺	1130	1129	1140	11	1130	1130	1130	0
potasowo-polimerowa	1140	1080	1150	70	1060	1090	1260	200

45° wymagało większych prędkości tłoczenia niż z rury pod kątem 90° dla ograniczenia wypadania zwiercin ze strumienia płynącej płuczki. Otwory o kącie odchylenia w zakresie 35 – 60° uznawane są za otwory o krytycznym odchyleniu ze względu na rozkład prędkości przepływu płuczki wynikający z ułożenia na dolnej części ściany otworu przewodu wiertniczego oraz osadzania się na niej zwiercin i wytrącania z płuczki materiału obciążającego (efekt Boycotta).

Natomiast w rurze ustawionej pod kątem 90°, obserwowano systematyczne unoszenie lub przesuwanie się zwiercin po dolnej ścianie rury i usuwanie ich przez strumień płuczki, które jednak po zatrzymaniu krążenia płuczki opadały na dolną ścianę rury. W obu przypadkach (45 i 90°) stwierdzono, że najlepszą zdolnością do zawieszania zwiercin charakteryzowała się płuczka bentonitowo-wodorotlenkowa posiadająca najwyższe wartości lepkości przy niskich prędkościach ścinania, która do całkowitego ich usunięcia wymagała dużych wydatków tłoczenia. Niższych wydatków tłoczenia celem usunięcia zwiercin wymagały pozostałe płuczki opisane jako ciecz pseudoplastyczne, które równocześnie wykazywały niższą zdolność utrzymywania ich w zawieszeniu.

Wnioski

W oparciu o przedstawione wymagania płuczek do wiercenia otworów kierunkowych i poziomych oraz uzyskane wyniki badań laboratoryjnych można stwierdzić, że:

1. Dobór optymalnych parametrów reologiczno-strukturalnych płuczek wiertniczych odgrywa podstawową rolę w optymalizacji procesu wiercenia tych otworów;
2. Dobór modelu reologicznego płuczki wiertniczej pozwala na dokładniejsze określenie charakteru jej przepływu umożliwiającego wynoszenie zwiercin, oporów przepływu w systemie cyrkulacyjnym oraz dobór parametrów narzędzi wierzących;
3. Szczególną uwagę należy zwracać na dobór wartości parametrów reologiczno-strukturalnych, a szczególnie lepkości przy niskich szybkościach ścinania, przy wierceniu otworów o kącie odchylenia od pionu w zakresie 35 – 60°;
4. Dużych prędkości tłoczenia w przestrzeni pierścieniowej będą wymagały płuczki wiertnicze jako ciecz binghamowskie, których struktura kruchego żelu odbudowującego się po zatrzymaniu krążenia będzie zapobiegała sedimentacji i zsuwaniu się zwiercin w dół;
5. Znacznie mniejszych prędkości tłoczenia będą wymagały płuczki jako ciecz pseudoplastyczne, a ich zdolność do za-

wieszania i transportu zwiercin powinna być regulowana wielkością wytrzymałości strukturalnej.

Spis literatury

1. Dobson J., Mondshine T.C. – *Unique completion fluid suits horizontal wells. Petroleum Engineer Int., september 1990.*
2. Dudek A., Żolna A. – *Kryteria projektowania płuczek wiertniczych do wierceń kierunkowych. Konferencja Naukowo-Techniczna: Kierunkowe otwory wiertnicze, Łockie, 9 – 10.XI.1994.*
3. Działowski A., Zamora M. – *Badania właściwości płuczek wiertniczych do wierceń horyzontalnych. V Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna, AGH, Kraków 1992 r.*
4. M-I Drilling Fluids Co. – *Special Raport: Drilling fluids for highly deviated wells.*
5. Półchłopek T. i zespół – *Zaczyny cementowe do cementowania otworów kierunkowych i poziomych oraz technologia ich zatłaczania. Dokument. INiG, 1993.*
6. Uliasz M. i zespół – *Opracowanie płuczki bentonitowo-wodorotlenkowej o unikalnych parametrach reologicznych. Dokument. INiG, 1998.*
7. Uliasz M., Chudoba J. – *Bezłowa płuczka wiertnicza z blokatorom rozpuszczalnym w wodzie. Wiadomości Naftowe i Gazownicze 2000 nr 8, s.11-14.*
8. Uliasz M. – *Nowe aplikacje w zakresie udostępniania i eksploatacji złóż węglowodorów otworami kierunkowymi i poziomymi. Płuczki wiertnicze w technologii wiercenia otworów kierunkowych i poziomych. Kraków 2008, Prace nr 152, s. 99 – 148.*
9. Uliasz M., Zima G., Błaż S., Kinel D., Szubra G. – *Problemy techniczne i technologiczne wierceń kierunkowych. Wpływ płuczek wiertniczych na zdolność wynoszenia urobku w otworach kierunkowych i poziomych. Kraków 2009, Prace INiG nr 158, s. 225 – 254.*
10. Uliasz M. – *Problemy techniczne i technologiczne wierceń kierunkowych. Dobór płuczek wiertniczych dla ograniczania uszkodzenia strefy przyodwiertowej. Kraków 2009, Prace INiG nr 158, s. 255 – 300.*
11. Valluri S.Z., Miska R., Yu A.M., Takach N.E. – *Experimental Study of Effective Hole Cleaning Using "Sweeps" in Horizontal Wellbores. SPE 101220, 2006.*
12. Wiśniowski R. – *Metodyka określania modelu reologicznego cieczy wiertniczej. Wiertnictwo Nafta Gaz, T. 18/1, 2001.*
13. Wiśniowski R., Stryczek S., Skrzypaczek K. – *Kierunki rozwoju badań nad reologią płynów wiertniczych. Wiertnictwo Nafta Gaz, T. 24/1, 2007.*
14. Zima G., Bielewicz D. – *Płuczki wiertnicze z zastosowaniem nowych modyfikacji żywicy guarowej. Problemi Naftogazovoji Promislovostih. Persha Mihzhnarodna Naukovo-Tekhnichna Konferencijha Molodikh Vchenikh „Aktualnih Problemi Rozvitku Naftogazovoji Galuzih” Zbihnik Naukovikh prac, Vipusk 2, str. 122 – 125, 5 – 8 grudnia 2005, Kijów.*

Małgorzata Uliasz
Grzegorz Zima
Sławomir Błaż
Instytut Nafty i Gazu
Artykuł recenzowany

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 10 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: 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. 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 7-9 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.

WNIg znajdują się w wykazie czasopism punktowanych MNIŚz.W. Za opublikowany artykuł naukowy w WNIg, autor otrzymuje 2 punkty.

Analiza danych regionalnego przekroju sejsmicznego z obszaru prac wiertniczych w rejonie Kutna



Edward Balwier



Kinga Wróblewska



Prowadzone obecnie prace wiertnicze w rejonie Kutna, obok prac ukierunkowanych na gaz łupkowy (shale gas), stanowią obiecującą perspektywę pod względem wzrostu udokumentowania zasobów bituminów w Polsce. Wykonywane przez firmę FX Energy wraz z PGNiG odwiert Kutno-2, którego planowana głębokość wynosi 6500 m ma za zadanie dowiercenie do struktury w permskich utworach czerwonego spągowca (saksonu), znajdującej się pod kompleksem soli o dużej miąższości, w obrębie której spodziewane jest występowanie węglowodorów. Zasoby w rejonie Kutna szacuje się nawet na 100 mld m³ (źródło: www.rp.pl). Autorzy tego artykułu, na tle wyników badań sejsmicznych wykonanych w 1997 roku przez firmę Geofizyka Kraków na zlecenie PGNiG, które pozwoliły na identyfikację perspektywicznej pod względem złożowym struktury Kutno, prezentują nowe przemyslenia

oparte na starych materiałach sejsmicznych.

Rejon Kutna należy do jednostki geologicznej zwanej antyklinorium środkowopolskim lub wałem środkowopolskim, charakteryzującej się dużymi miąższościami utworów permu i mezozoiku. W analizowanym rejonie w obrazie podpermskim na przedpolu płyty waryscyjskiej znajduje się płyta kaledońska, która od północnego-wschodu graniczy z platformą wschodnio-europejską (P.H. Karnkowski, 2008). W okresie aż po dolną kredę na płycie kaledońskiej oraz przedpolu płyty waryscyjskiej następowała tu subsydencja i gromadziły się ogromne ilości osadów cechsztynu oraz mezozoiku, które następnie zostały wydźwignięte (Dadlez R., 1980), a po obydwu stronach tak uformowanego wału powstały niecki.

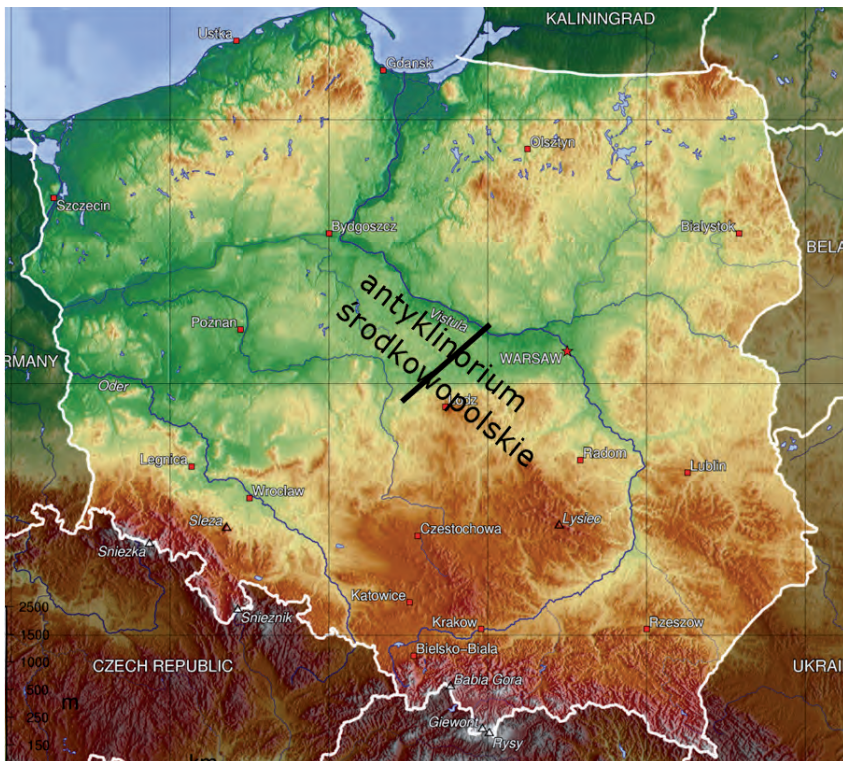
Utwory czerwonego spągowca, wapienia cechsztyńskiego, jak również dolomitu główne-

go, w obrębie europejskiego basenu permskiego należą do najbardziej zasobnych w węglowodory. Niemałe znaczenie dla uzyskania odpowiednich przyplływów bituminów ma, oprócz wielkości struktury, również wykształcenie fałdalne utworów czerwonego spągowca (saksonu). W permskim, gorącym klimacie pustynnym powstawały klastyczne utwory eoliczne, fluwialne lub playa, tak iż w konsekwencji profil saksonu zbudowany jest z utworów typu piaskowiec-mułowiec-iłowiec (Pokorski J., 1976).

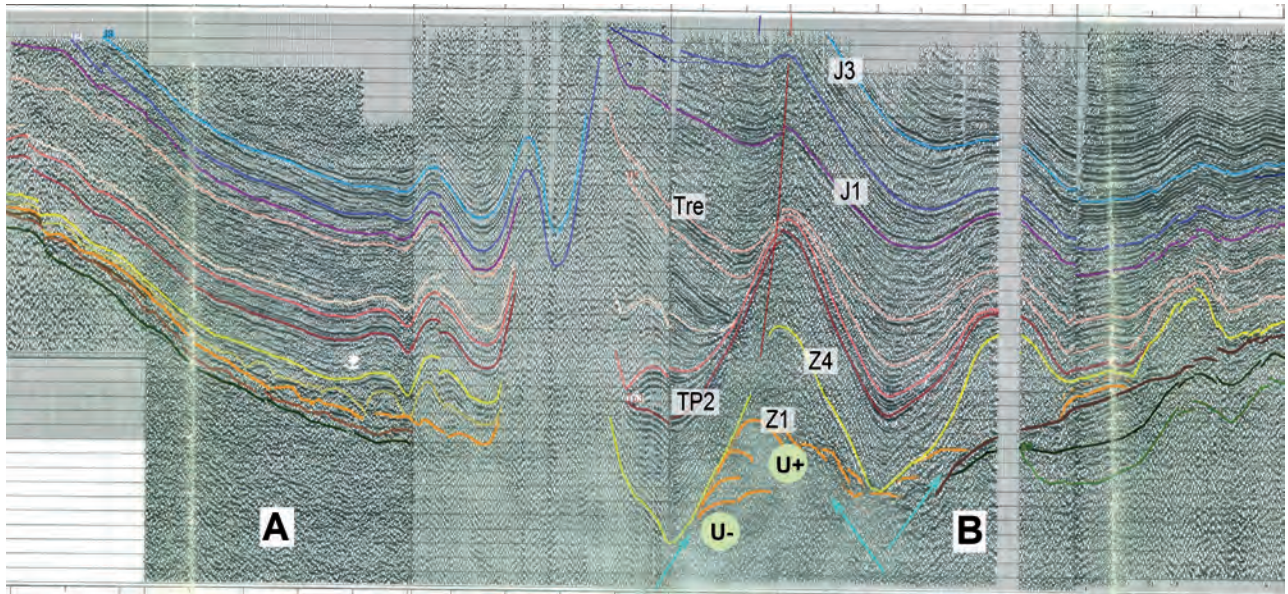
W roku 1997 Geofizyka Kraków wykonała interpretację sejsmicznego przekroju regionalnego, powstałego z zestawienia kilku krótszych profili wykonanych w ramach odrębnych projektów sejsmicznych (Rys.1), wskazując tymi pracami na możliwość występowania perspektywicznych struktur podsolnych w utworach permskich (Rys.2). Niestety głębokość zalegania struktur, jak i problemy techniczne występujące przy przewiercaniu dużych rozmiarów struktur solnych nie zachęcały inwestorów do podejmowania wierceń.

W wyniku interpretacji otrzymanego przekroju regionalnego (Rys.2) skorelowano szereg granic sejsmicznych, które powiązano z granicami stratygraficznymi w obrębie utworów permskich i mezozoicznych, z których najistotniejszą dla poniższych rozważań jest granica Z1 odpowiadająca spągowi soli Werra.

W tym miejscu należy przypomnieć istotne mechanizmy tektoniki solnej, z uwagi na to, że sól charakteryzuje się innymi własnościami fizycznymi w porównaniu do otaczających ją skał osadowych. Są to: niska gęstość, wysoka plastyczność, a także przewodność cieplna. Typowym zjawiskiem jest płynięcie soli ku strefom o mniejszych obciążeniach. Do uruchomienia zjawisk tzw. halokinezy potrzebny jest również impuls tektoniczny (Dadlez R., Jaroszewski W., 1994), a w omawianym rejonie subsydencja i ekstensja w obszarze płyty kaledońskiej mogły jak najbardziej zainicjować procesy migracji solnej (Krzywiec P., 2006).



Rys. 1. Mapa Polski z lokalizacją przekroju sejsmicznego. Źródło: Wikipedia



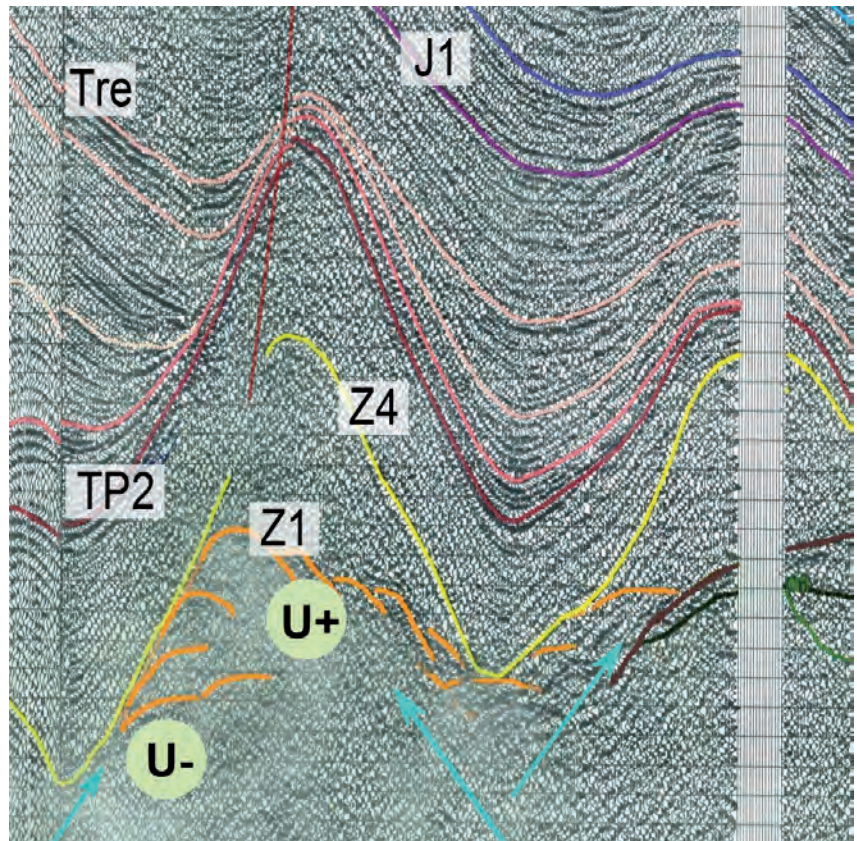
Rys. 2. Przekrój sejsmiczny, A – płyta waryscyjska, B – płyta kaledońska, U+ skrzydło wiszące uskoku, U- skrzydło zrzucone uskoku, → strefy wyciskania utworów ewaporatowych, Z1 – spąg soli Werry, Z4 – przystopowa część cechsztynu (strop soli Werry), TP2 – strop środkowego pstrego piaskowca, Tre – przystopowa część retyku, J1 – strop dolnej jury, J3 – strop górnej jury

W obrazie sejsmicznym analizowanego profilu (Rys. 2) można zaobserwować antykliny nad strukturami solnymi i równoczesne wypełnione osadem niecki przysolne. Wypełniane osadem te strefy powodowały większe obciążenie i dalszy proces wyciskania soli w kierunku wysadu. Najintensywniejszy wzrost diapiru znaczy się aż do triasowych utworów retyku. W jurze zauważa się natomiast brak dostarczania materiału solnego, a w konsekwencji zakończenie etapu wzrostu wysadu solnego.

Podczas sedimentacji osadów permskich i mezozoicznych następowała subsydenca płyty kaledońskiej i przedpola płyty waryscyjskiej, co można interpretować na podstawie obrazu sejsmicznego prezentowanego przekroju (Rys. 2 - płyta waryscyjska -A i płyta kaledońska - B). W pracach z roku 1997 w celu dokładniejszej analizy zjawisk subsydenca i sedimentacji utworów mezozoicznych wykorzystano procedurę „flattening” – wypłaszczenia granic. Zauważalna różnica w miąższościach utworów mezozoicznych związanych z płytą kaledońską, pomiędzy jej zachodnią a wschodnią częścią opartą o platformę wschodnioeuropejską, świadczyć może o pogrążeniu się jej zachodniej części. W obrazie sejsmicznym analizowanego przekroju można również zidentyfikować etap ostatecznego powstania antyklinorium, który przypada na kredę. Miało to miejsce podczas laramijskich ruchów inwersyjnych (Pożarski W., Brochwicz-Lewiński W., 1979). W środkowej części profilu widoczne jest to w postaci wyniesionych i mocno sfałdowanych utworów mezozoicznych, które w późniejszym czasie były erodowane. W czasie wydzwignięcia tych utworów nastąpiło również odnowienie (lub powstanie) uskoku nad największym diapirem

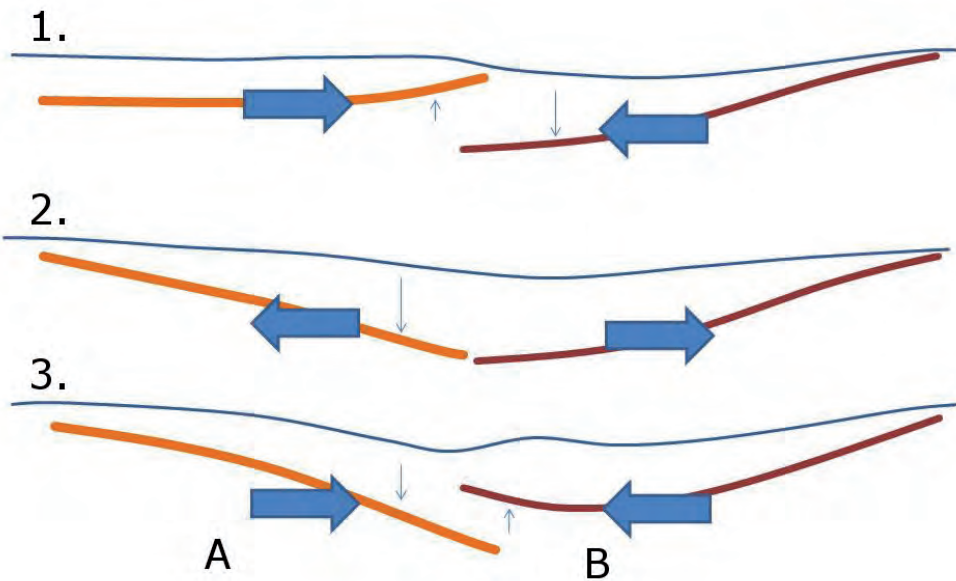
(Rys.2 – uskoku zaznaczony kolorem brązowym). Uskoku ten znajduje się ponad nieciągłościami w utworach podsolnych, ale ich formowanie, o ile występują, należy raczej datować jako starsze. Obecność tych nieciągłości jest bardzo istotna dla możliwości akumulacji bituminów w powstałej w ten sposób (ograniczonej

uskokiem) pułapce w utworach czerwonego spągowca pod utworami solnymi. Na profilu sejsmicznym właśnie w tym miejscu rejestruje się mocny refleks, który może być odbiciem od skrzydła wiszącego uskoku w utworach czerwonego spągowca (Rys.3 - spąg soli Werry, zaznaczony kolorem pomarańczowym).



Rys. 3. Powiększony interesujący fragment przekroju sejsmicznego w strefie rozpatrywanej pułapki dla bituminów, U+ skrzydło wiszące uskoku, U- skrzydło zrzucone uskoku, → strefy wyciskania utworów ewaporatowych, Z1 – spąg soli Werry, Z4 – przystopowa część cechsztynu (strop soli Werry), TP2 – strop środkowego pstrego piaskowca, Tre – przystopowa część retyku, J1 – strop dolnej jury.

Bardzo dyskusyjna jest geometria powierzchni zrzutu, ponieważ nie zaznacza się w postaci refleksu na danych sejsmicznych. Zasadniczo można rozważyć występowanie uskoku normalnego, a nawet zrębu, ale również występowanie tutaj uskoku inwersyjnego jest bardzo prawdopodobne. Liczne przykłady pokazują powstawanie uskoku inwersyjnego w strukturach podsolnych podczas zjawiska kompresji i intensywnego procesu halokinezy jako efekt odspojenia zuskokowanej już dawniej powierzchni podsolnej. Można więc wnioskować, że utwory mogły najpierw ulec zuskokowaniu w trakcie procesu ekstensji związanej z subsydencją płyty w okresie paleozoicznym i mezozoicznym,



Rys. 4. Schematyczny obraz interakcji płyt. A-płyta waryscyjska, B-płyta kaledońska, strzałki do siebie oznaczają kompresję, strzałki od siebie oznaczają ekstensję, rekonstrukcja wydarzeń - etap 1,2,3.

a następnie uskok został odnowiony poprzez siły kompresji w okresie późnego mezozoiku.

Na rys. 3 oprócz prawdopodobnego położenia skrzydła wiszącego uskoku (U+) zaznaczono serię fal dyfrakcyjnych (również kolor pomarańczowy), które mogą pochodzić od skrzydła zrzuconego (U-).

Oprócz powyżej omówionej możliwości utworzenia się uskoku w utworach czerwonego spągowca można rozważyć powstanie tutaj pułapki w utworach cechsztyńskich w postaci obsuniętych wzdłuż stromo nachylonego skłonu i ponasuowanych na siebie form przypominających dupleksy wapienia cechsztyńskiego (Balwierz E., Nowak J., Trzeźniowski Z., 1998). Po ponownym przeanalizowaniu materiałów sejsmicznych koncepcję powstania dupleksów wapienia cechsztyńskiego uzupełniono rozważaniami na temat genezy tej struktury w kontekście tektoniki płyt. W sytuacji, gdy otwór nawierci warstwę (lub zwielokrotnienia warstw) wapienia cechsztyńskiego, należy rozważyć powstanie nasunięć, również w kontekście tej hipotezy. Trzeba jednak pamiętać, że o przebiegu procesów zachodzących w głębokich strefach skorupy ziemskiej związanych z tektoniką płyt raczej trudno jest wnioskować, na podstawie tylko badań sejsmicznych dotyczących strefy przypowierzchniowej.

Poniżej autorzy prezentują krótki, hipotetyczny opis możliwości powstania tej struktury (Rys.4).

Po procesie subsydencji płyty kaledońskiej (Rys.4, etap 1) nastąpiło wysunięcie się jej spod płyty waryscyjskiej (etap rozsuwania się płyt - rys. 4, etap 2) i zainicjowany został proces za-

padania wschodniej części płyty waryscyjskiej. W okresie późnego mezozoiku nastąpiła zmiana zwrotu ruchu płyt. Płyty zaczęły przybliżać się do siebie (nastąpił etap wynoszenia, faldowania zdeponowanych utworów oraz utworzenia antyklinorium). Wówczas płyta waryscyjska mogła wsunąć się pod płytę kaledońską, powodując wynoszenie zachodniej części płyty kaledońskiej – wynurzenie z równoczesnym wyginaniem plastycznym (Rys.4, etap 3). Można zauważyć na sekcji sejsmicznej (Rys.2), że fragment płyty kaledońskiej (jej górnej części) w najbardziej zachodniej swojej części, charakteryzuje się dużymi kątami upadu widocznymi w zapisie refleksów. Może to być wywołane wciskaniem się czołowej części płyty waryscyjskiej pod kaledońską. We wschodniej części płyty kaledońskiej upady warstw nie podlegały tak dużym zmianom. Podsuwanie się płyty waryscyjskiej mogło spowodować wyciskanie wapienia cechsztyńskiego wraz z resztką soli do obszaru istniejącego już diapiru solnego i tworzenie dupleksów utworów wapienia cechsztyńskiego.

W podsumowaniu należy stwierdzić, że prawidłowa interpretacja profilu sejsmicznego oraz geneza struktury jest trudna do jednoznacznego wyjaśnienia ze względu na złożoność procesów tektoniczno-sedymentacyjnych i wymaga dobrej jakości danych sejsmicznych. Autorzy przedstawili w tym artykule właściwie dwie z wielu możliwych interpretacji. Ze względu na słabą jakość materiałów archiwalnych, poddanych analizie, niezbędne jest ich powtórne przetworzenie i zreinterpretowanie. Na danych sejsmicznych możliwe jest uzyskanie bardziej czytelnego obrazu odbicia fali sejsmicznej w obrębie podło-

ża wysadów solnych, pod warunkiem zastosowania odpowiednich procedur przetwarzania, a w przypadku nowych prac, odpowiedniej metodyki akwizycji danych.

Literatura:

- Balwierz E., Nowak J., Trzeźniowski Z., 1998 - "Boom" naftowy bardzo możliwy... , nafta&gazbiznes , maj.
- Dadlez R., 1980 - Tektonika wału pomorskiego; Kwartalnik Geologiczny, t 24, nr 4, s. 741-767.
- Dadlez R., Jaroszewski W., 1994 - Tektonika, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa.
- Karnkowski P.H., 2008 – Regionalizacja tektoniczna Polski-Niż Polski, Przeg. Geolog., vol.56, nr 10.
- Krzywiec P., 2006 – Tektonika solna na Niżu Polskim – wnioski z interpretacji danych sejsmicznych. Przeg.Geol., 54 nr 4: 303-304.
- Pokorski J., 1976 – The Rotliegendes of the Polish Lowlands. Przeg.Geol., 24 nr 6.
- Pożarski W., Brochwicz-Lewiński W., 1979 – „O aulakogenie środkowopolskim” Kwartalnik Geologiczny, 23, s. 271-289. Rys.1 Mapa Polski z lokalizacją przekroju sejsmicznego (źródło Wikipedia).

Edward Balwierz

Kinga Wróblewska

Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

Artykuł recenzowany

PERN „Przyjaźń” – firma o strategicznym znaczeniu



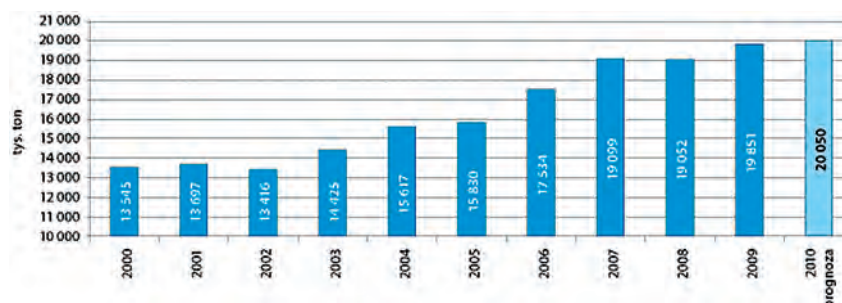
Marcin Sienkiewicz

Polska jest importerem ropy naftowej i zajmuje wg raportu BP za rok 2010 29 miejsce w gronie światowych konsumentów tego surowca¹. W okresie międzywojennym państwo polskie było natomiast, obok Związku Sowieckiego i Królestwa Rumunii, głównym producentem i eksporterem ropy naftowej w Europie. Po II wojnie światowej, w konsekwencji zmiany granic, Polska została odcięta od złóż ropy naftowej znajdujących się w Zagłębiu Drohobyckim. Jednocześnie rozpoczęła się, zainicjowany przez władze komunistyczne, proces przyspieszonej industrializacji kraju, w konsekwencji którego zwiększyło się zapotrzebowanie na ropę pokrywane głównie dzięki importowi. W nowej rzeczywistości politycz-

nej i ekonomicznej w jakiej znalazła się Polska po roku 1989, ropa naftowa systematycznie zwiększała swój udział w strukturze zużycia energii pierwotnej. W 1990 r. konsumpcja krajowa ropy naftowej wyniosła ok. 13 mln ton, i jedynie w 1,2% (160 tys. ton) była zaspokajana dzięki wydobyciu krajowemu. W ówczesnej strukturze importu dominowały dostawy ze Związku Sowieckiego, które posiadały w nim 57% udział². W 2010 r. konsumpcja ropy naftowej w naszym kraju wzrosła do 22,75 mln,

zajmując drugie miejsce w krajowym bilansie zużycia energii pierwotnej z udziałem na poziomie ok. 28%. W przyjętej w 2009 r. rządowej „Prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię” założono, że zapotrzebowanie na ropę zwiększy się do 27,4 mln ton w 2020 r., a w roku 2030 osiągnie poziom 31,1 mln ton³. Po 20 latach w dalszym ciągu produkcja własna ropy naftowej tylko w niewielkim stopniu pokrywa zapotrzebowanie krajowe. W 2010 r. wydobycie z polskich złóż wyniosło 667,46 tys. ton⁴, i pokryło ok. 3% zapotrzebowania. W imporcie umocniła swą pozycję Federacja Rosyjska, z której pochodzi ok 96% kupowanej za granicą ropy naftowej.

Wzrost zużycia ropy naftowej w Polsce jest oczywiście konsekwencją wzrostu popytu na paliwa płynne w postaci oleju napędowego, benzyn oraz gazu płynnego LPG. Systematycznie udział w rynku zwiększał olej napędowy,



Rys nr 1. Konsumpcja paliw płynnych w Polsce w latach 2000-2010. Źródło: „Pomorski Przegląd Gospodarczy”, www.ppg.gda.pl

Tabela nr 1. Struktura dostaw ropy naftowej do Polski w latach 2000-2008

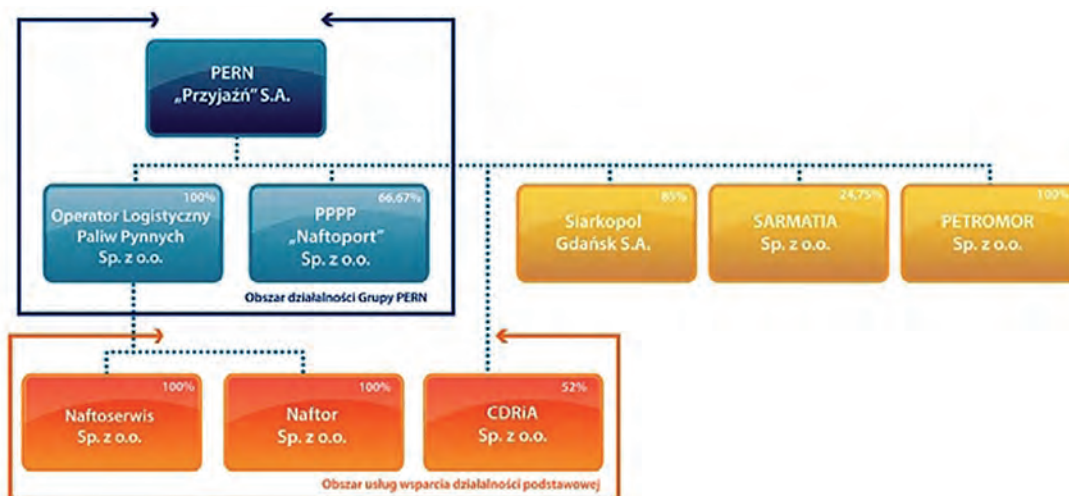
Źródło pochodzenia	2000		2001		2002		2003		2004		2005	
	Mln ton	udział	Mln ton	udział	Mln ton	udział	Mln ton	udział	Mln ton	Udział		
Wydobycie krajowe	0,653	3,50%	0,767	4,16%	0,728	3,90%	0,765	4,20%	b.d.	b.d.	0,848	4,53%
Import, w tym:	17,994	96,50%	17,692	95,84%	17,942	96,10%	17,448	95,80%	b.d.	b.d.	17,912	95,48%
Kraje WNP	17,482	93,75%	17,316	93,81%	17,614	94,34%	17,203	94,45%	b.d.	b.d.	17, 676	94,22%
Inne	0,512	2,75%	0,376	2,04%	0,328	1,76%	0,245	1,35%	b.d.	b.d.	0,236	1,26%
łącznie	18,647		18,459		18,670		18,213		b.d.		18,760	

Źródło pochodzenia	2006		2007		2008	
	Mln ton	udział	Mln ton	udział	Mln ton	udział
Wydobycie krajowe	0,796	3,86%	0,721	3,34%	0,766	3,55%
Import, w tym:	19,813	96,14%	20,885	96,66%	20,788	96,45%
Kraje WNP	19,224	93,28%	20,043	92,77%	19,486	90,41%
Inne	0,589	2,86%	0,842	3,90%	1,302	6,04%
łącznie	20,609		21,606		21,554	

którego sprzedaż wzrosła z 6 363 tys. ton w 1997 do 9 530 tys. ton w 2009 r. W tym samym okresie benzyna zanotowała natomiast spadek sprzedaży z poziomu 5 185 tys. ton do 4 144 tys. ton⁵. W roku 2009 pomimo spowolnienia gospodarki światowej i spadku na surowce energetyczne, w Polsce łączny przyrost produkcji wszystkich paliw płynnych osiągnął 2% i wyniósł 21,3 mln m³⁶.

Rosnąca konsumpcja paliw nie jest w pełni pokrywana przez produkcję krajową. W 2009 r. import pokrył 34% krajowej konsumpcji paliw. Deficyt produkcji dotyczy przede wszystkim oleju

Źródło: P. Janusz, Kierunki dostaw i zużycie ropy naftowej w Polsce w latach 2000-2009, V Krakowska Konferencja Młodych Uczonych, Kraków 2010



Rys nr 1. Schemat grupy kapitałowej PERN „Przyjaźń”. Źródło: PERN „Przyjaźń”, www.pern.pl

napędowego, którego konsumpcja pokrywana jest w ok. 30% przez import głównie z Niemiec, Białorusi i Ukrainy⁷.

System transportu ropy naftowej

Prawidłowe funkcjonowanie przemysłu rafineryjnego i petrochemicznego oraz odpowiednie zaopatrzenie krajowego rynku paliw ciekłych w Polsce zależy w praktyce od niezakłóconego przepływu importowanej rosyjskiej ropy naftowej. W zakresie bezpieczeństwa dostaw kluczowym podmiotem dla polskiego sektora i rynku ropy jest Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych (PERN) „Przyjaźń”. Przedsiębiorstwo utworzono w 1959 r. na mocy uchwały Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów.

Obecnie należący w 100% do skarbu państwa PERN „Przyjaźń” jest właścicielem i operatorem systemu transportu ropy naftowej składającego się z rurociągów, morskiego terminala ropy naftowej oraz magazynów ropy. Rdzeniem systemu jest składający się z dwóch nitek ropociąg „Przyjaźń” o długości 660 km transportujący rosyjski surowiec. Pierwsza nitka tego ropociągu oddana została do eksploatacji w 1963 r. Odcinek przechodzący przez terytorium Polski jest częścią liczącej 5 327 km długości rosyjskiej magistrali rurociągowej „Przyjaźń” rozpoczynającej swój bieg w Almietjewsku w Wołżańsko-Urańskim Zagłębiu Naftowym. Magistrala ta przechodzi następnie przez Samarę i Briańsk do Mozyrza na Białorusi. Na terytorium Białorusi rurociąg rozdziela się na dwie odnogi: północną, biegnącą przez Białoruś i Polskę do Niemiec oraz południową, biegnącą przez Ukrainę, Słowację dwoma odgałęzieniami do Czech i Węgier. Na terytorium Polski rurociąg podzielony jest na dwa odcinki:

- Wschodni o przepustowości 43 mln ton ropy rocznie, łączy Bazę Zbiornikową

w Adamowie zlokalizowaną przy granicy z Białorusią z Bazą Surowcową w Płocku,

- Zachodni o przepustowości 27 mln ton rocznie łączy Bazę Surowcową w Płocku z bazą ropy naftowej zlokalizowaną w Schwedt.

W skład polskiego systemu przesyłowego wchodzi także uruchomiony w 1975 r. rurociąg „Pomorski” o długości 240 km. łączy Płock z rafinerią LOTOSU w Gdańsku oraz Naftoportem i stanowiskami przeładunkowymi Portu Północnego. Rurociągiem tym można transportować surowiec w dwóch kierunkach. Na trasie z Gdańska do Płocka można przesłać ok. 30 mln ton ropy naftowej rocznie, zaś w przeciwnym kierunku przepustowość wynosi ok. 20 mln ton na rok⁸. Znajdujący się w rękach PERN „Przyjaźń” system przesyłowy umożliwia prawidłowe funkcjonowanie sektora petrochemicznego w Polsce i we wschodniej części Niemiec. Ropa typu Urals dostarczana jest do dwóch polskich rafinerii w Płocku i Gdańsku, a następnie do dwóch rafinerii we wschodnich Niemczech: PCK Raffinerie GmbH Schwedt oraz TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH w Spergau. Przez polski odcinek rurociągu przyjaźń przechodzi ok. 30% eksportowanej przez Rosję ropy naftowej. Na systemie transportowym „Przyjaźni” tłoczonym rosyjski surowiec opiera się produkcja polskich rafinerii w Płocku i Gdańsku oraz będących własnością PKN ORLEN zakładów w Czechach i na Litwie, które łącznie mogą przerobić ok. 42 mln ton ropy naftowej.

Strategicznym ogniwem systemu transportu ropy naftowej jest także NAFTOPORT Sp. z o.o. Dysponujący czterema stanowiskami przeładunkowymi port jest w stanie obsłużyć w ciągu roku przeładunek 34 mln ton ropy naftowej. W roku 2010 przez stanowiska NAFTOPORT-u przeszło 14 mln ton ropy i paliw. Z transportu morskiego

korzystały polskie rafinerie, przede wszystkim LOTOS, które zaimportowały 1,7 mln surowca. Najistotniejszą pozycją w katalogu świadczonych przez port usług jest obsługa tranzytu ropy m.in. na rzecz rafinerii w Niemczech należącej do koncernu Total. Warunki tranzytu przez gdański Naftoport okazały się konkurencyjne dla eksporterów z Kazachstanu, którzy w 2010 r. zrezygnowali z przesyłu surowca przez terytorium Ukrainy⁹. Dalszy rozwój tego segmentu działalności to jeden z priorytetów inwestycyjnych PERN „Przyjaźń”. We wrześniu 2011 r. Przedsiębiorstwo wraz z niemiecką firmą świadcząca usługi magazynowe Oiltanking GmbH, przystąpiło do realizacji projektu budowy w pobliżu Naftoportu terminalu magazynowo przeładunkowy materiałów płynnych o 800 tys. m³. Inwestycja ma być zrealizowana przez spółkę celową Oiltanking PERN Gdańsk Sp. z o.o., w której partnerzy posiadają po 50% udziałów¹⁰

PERN „Przyjaźń” dysponuje także zapleczem magazynowym, na które składają się trzy naziemne bazy zbiornikowe zlokalizowane w Adamowie przy granicy z Białorusią, w pobliżu Płocka oraz Gdańsku. W znajdujących się w nich cylindrycznych zbiornikach o pojemności od 12.000 do 100.000 m³ można zgromadzić ok. 3 mln m³ ropy naftowej. Najnowszą, ukończoną w czerwcu 2011 r. inwestycją magazynową są dwa zbiorniki na ropę naftową o łącznej pojemności ponad 200 tys. m³, wybudowane w bazie w Adamowie. W planach przedsiębiorstwa mieści się także budowa wraz z Grupą LOTOS podziemnych zbiorników na ropę i paliwa płynne w kawernach solnych zlokalizowanych nad Zatoką Gdańską o maksymalnej pojemności magazynowej od 15 do 20 mln m³¹¹

Należy w tym miejscu podkreślić, że należące do PERN-u obiekty infrastrukturalne w postaci Naftoportu, magazynów surowcowych i paliwo-

wych, rurociągu „Pomorskiego” wraz z rafinerią gdańską oraz kolejnymi planowanymi inwestycjami w segmencie transportu paliw, decydują o strategicznym znaczeniu rejonu Zatoki Gdańskiej dla bezpieczeństwa paliwowego Polski i niezakłóconego funkcjonowania całej gospodarki narodowej. Region ten powinien więc zajmować szczególne miejsce w polityce państwowej, której celem powinno być min zachowanie polskiej własności we wspomnianych wyżej spółkach oraz odpowiednie uwzględnienie tego miejsca w strategii i planach obronnych kraju.

System transportu paliw płynnych

Za transport i magazynowanie paliw płynnych w Polsce odpowiada należąca od 2009 r. do grupy kapitałowej PERN-u spółka Operator Logistyczny Paliw Płynnych. Spółka jest właścicielem sieci rurociągów paliwowych, na którą składają się: rurociąg Płock - Nowa Wieś Wielka - Rejowiec, rurociąg Płock - Mościska - Emilianów, rurociąg Płock - Kuluszki - Boronów. Od kilku lat w Spółce rozważana jest także koncepcja budowy rurociągu produktowego umożliwiającego dostawy oleju napędowego z Białorusi. Ewentualna realizacja tego projektu wymagałaby budowy rurociągu łączącego Biernady z Małaszewiczami o przepustowości 2 mln ton paliwa rocznie i długości 8,5 km¹².

Składowanie paliw przeznaczonych do bieżącej konsumpcji oraz przechowywanie państwowych rezerw paliw odbywa się natomiast w 22 bazach paliw zlokalizowanych na terenie całej Polski, o łącznej pojemności magazynowej 1,8 mln m³ co stanowi 60% krajowej bazy magazynowej. Obiekty magazynowe należące do OLPP zdolne są do rozładunku z transportu rurociągowego i kolejowego oraz załadunku na transport cysternowy i kolejowy. W bazie zlokalizowanej w Dębogórze odbywa się natomiast przeładunek oleju napędowego z transportu morskiego zarówno w przypadku importu jak i eksportu paliwa.

Interes ekonomiczny przedsiębiorstwa i jego zagrożenia

Usługi w zakresie przesyłu surowca do polskich i niemieckich rafinerii oraz obsługa rosyjskiego eksportu realizowanego przez Naftoport w Gdańsku to główne źródło dochodu dla przedsiębiorstwa. W 2010 r. PERN osiągał przychody w wysokości ponad 700 mln zł. wypracował 241,5 mln zł zysku¹³. Naftoport po upadku Związku Sowieckiego stał się ważnym punktem w rosyjskim systemie eksportu ropy naftowej na rynki Zachodniej Europy. Przez port w Gdańsku eksportowana była za pośrednictwem rosyjskiego i polskiego systemu przesyłowego ropa z Kazachstanu. W 2010 r.



Mapa nr 1. Infrastruktura transportowo-magazynowa PERN „Przyjaźń”. Źródło: www.geoland.pl

przeładowanie 7 mln ton rosyjskiego surowca zapewniło polskiemu portowi 70% przychodów¹⁴. Przynoszące przedsiębiorstwu i państwu polskiemu tranzyt rosyjskiej ropy naftowej zależy od stanu technicznego rosyjskiej części rurociągu „Przyjaźń”, a przede wszystkim decyzji rosyjskich władz w zakresie strategii eksportu i transportu ropy naftowej.

W latach 80. XX w. Związek Sowiecki eksportował ok. 135 mln ton ropy naftowej rocznie. W 2010 r. Federacja Rosyjska wydobyla 504,9 mln ton ropy naftowej (wraz z kondensatem) i wyeksportowała 247,9 mln ton. Transport surowca w opiera się na systemie przesyłowym powstałym jeszcze w okresie istnienia Związku Sowieckiego, który po jego rozpadzie przez wiele lat nie był rozbudowywany czy modernizowany. Do poważniejszych inwestycji, rosyjski operator systemu przesyłowego Transneft przystąpił dopiero w latach 2001-2003 oddając do użytku 1 500 km nowych rurociągów. Obecnie rosyjski eksport ropy naftowej odbywa się przy wykorzystaniu infrastruktury transportowej w postaci bałtyckich terminali naftowych, magistralą rurociągową „Przyjaźń” oraz rurociągu kaspijskiego CPC prowadzącego do portu naftowego w Noworosyjsku nad Morzem Czarnym. Rosyjska polityka dotycząca eksportu ropy naftowej zakłada zmianę do 2020 r. głównych szlaków jej transportu. Podobnie jak w przypadku transportu gazu ziemnego, działania Rosji zmierzają do uniezależnienia się transportowego od państw

tranzytowych przy jednoczesnym zachowaniu swojej dominującej pozycji w eksporcie surowców energetycznych. Rosja stopniowo przekierowuje swój eksport ropy naftowej z rurociągu „Przyjaźń” przechodzącego przez terytorium Białorusi i Polski do niezależnych od państw tranzytowych systemów przesyłowych i terminali naftowych. Na kierunku zachodnim eksport ma być realizowany przede wszystkim drogą morską przy wykorzystaniu terminali naftowych znajdujących się w granicach Federacji Rosyjskiej: leżących nad Zatoką Fińską Primorsku i Ust-Łudze oraz wspomnianym wyżej czarnomorskim terminalu w Noworosyjsku. W 2009 r. przez port w Primorsku Rosja wyeksportowała 79,2 mln ton ropy. Do portów bałtyckich kierowana jest ropa za pomocą Bałtyckiego Systemu Rurociągów - Балтийская Трубопроводная Система (BTS), na który składają się działający rurociąg BTS i będący w budowie BTS-2¹⁵. Decyzja o ich powstaniu zapadła na najwyższym szczeblu państwowym i przy jej podejmowaniu uwzględniano także cele polityczne. Oba powstały na mocy wydanych przez prezydenta Federacji Rosyjskiej dekretów: w 1997 r. przez Borysa Jelcyna, a w 2008 r. przez Władymira Putina. łączna docelowa przepustowość rurociągów BTS wynieść ma 125 mln ton ropy naftowej rocznie. Na południu Rosji rurociągi naftowe, które zbiegają się w Noworosyjsku umożliwiły w 2009 r. wyeksportowania przez stanowiska przeładunkowe tego portu 44,6 mln ton surowca.

ROSJANIE SNUJĄ SIĘC RUROCIĄGÓW

Od kilku lat wokół Petersburga Rosjanie budują kolejne rurociągi oraz porty. Chodzi o uniezależnienie się od krajów tranzytowych. BTS i Primorsk wyeliminowały lotewski Ventspils, a BTS-2 i port w Ust-Luga to konkurencja dla ropociągu Przyjaźń. Aby pozostał on aktywny, należy rozważyć przedłużenie rury do niemieckiego naftoportu w Wilhelmshaven.



Mapa nr 2. System transportu rosyjskiej ropy w Środkowej i Wschodniej Europie. Źródło: www.forbes.pl

Wygazania przez Rosjan przesyłu „Przyjaźnią” należy spodziewać wraz z pełnym uruchomieniem BTS, czyli po 2012 r. Już w 2003 r. od rurociągu Przyjaźń odcięty został pośredniczący w transporcie rosyjskiej ropy łotewski Ventspils¹⁶. Ograniczenie przesyłu surowca rurociągiem lub jedną z jego odgałęzień może być uzasadnione złym stanem technicznym infrastruktury przesyłowej zbudowanej w latach 60. XX w. W lipcu 2006 r. Transneft zawiesił dostawę ropy do rafinerii w Mozejkach tłumacząc swoją decyzję wystąpieniem licznych awarii na białoruskim odcinku rurociągu „Przyjaźń”. W konsekwencji ropa do litewskiej rafinerii zakupionej przez PKN ORLEN musiała być dostarczana tankowcami i koleją, co pogorszyło kondycję finansową rafinerii. W styczniu 2011 r. rzecznik prasowy Transneft Igor Diomin poinformował, że uszkodzony rurociąg nie zostanie naprawiony¹⁷. Dotychczasowej roli „Przyjaźni” nie będzie sprzyjać realizacja rosyjskiej strategii energetycznej, która zakłada „(...) przejście od sprzedaży za granicę pierwotnych nośników energii do sprzedaży produktów ich głębokiego przetworzenia, a także rozwój sprzedaży produktów przetwórstwa ropy naftowej, pozyskiwanych w zagranicznych rafineriach należących do rosyjskich koncernów naftowych¹⁸. Wolę osiągnięcia tych zamierzeń wyraził m.in. prezes Transneftu Siemion Wajnszok w wywia-

dzie prasowym: „(...) pora, aby Rosja przestała zwiększać dostawy ropy za granicę. Transneft obecnie proponuje obniżenie eksportu ropy naftowej na tyle, na ile to jest możliwe. (...) obniżyć o 50-60%. Proponujemy nie upodabniać się do krajów nierozwiniętych, które eksportują ropę, a postawić na rynek przetworzonego towaru. (...) na końcówkach naftociągów eksportowych powinno się mieć dobre rafinerie i przedsiębiorstwa chemiczne¹⁹”.

Realizacja rosyjskiej strategii w pierwszym rządzie pogarsza sytuację ekonomiczną i pozycję polityczną Białorusi. Zmniejszenie strumienia przesyłanej przez Białoruś ropy pozbawi te państwo dochodów oraz pogorszy jego bezpieczeństwo w zakresie dostępu do paliw płynnych. Odpowiedzią Białorusi, władz białoruskich, na to zarysowujące się zagrożenie jest nawiązanie przyjaznych stosunków z Wenezuelą rządzoną przez prezydenta Hugo Cháveza. Pomimo braku dostępu do wybrzeża morskiego Białoruś zakontraktowała na lata 2011-2013 30 mln ton wenezuelskiej ropy. Surowiec będzie dostarczany transportem morskim do Odessy a następnie przesyłany tranzytem przez Ukrainę przy wykorzystaniu rurociągu Odessa–Brody do białoruskiej rafinerii w Mozyrzu. Do współpracy włączył się także Azerbejdżan, który dostarczy ropę na Białoruś (5 mln ton rocznie), obiecując Mińskowi przez Wenezuelę, a w zamian południowoame-

rykański kraj dostarczy ropę w ramach azerskiego eksportu do USA.

Polska posiadając Naftoport w Gdańsku oraz stanowiska do przeładunku ropy naftowej w Porcie Północnym znajduje się w znacznie lepszej sytuacji niż jej białoruski sąsiad. Jednak ewentualne szybkie odcięcie od przesyłu rosyjskiej ropy naftowej wywoła perturbacje w zdolności do zachowania ciągłości produkcji rafinerijnej oraz straty finansowe wynikające z utraty dochodów z tranzytu oraz konieczność zakupu droższego surowca przez polskie rafinerie. Na poziomie biznesowym rosyjska strategia uderza przede wszystkim w interesy polskiego operatora rurociągów naftowych PERN „Przyjaźń”. Przy obecnym ukierunkowaniu importu i tranzytu dla rurociągów należących dla PERNU oraz Naftoportu może zabraknąć ropy.

Perspektywy

Biorąc pod uwagę utrzymywanie się w kolejnych latach wzrostu konsumpcji paliw płynnych w Polsce perspektywy dla przedsiębiorstw sektora naftowego powinny rysować się optymistycznie. Zwiększenie konsumpcji paliw powinno stanowić bodziec dla inwestycji w powiększenie mocy przerobowych polskich rafinerii. Za przykład służyć tu może realizacja programu inwestycyjnego „10+” przez Grupę LOTOS. Te przesłanki pozwalają przyjąć zało-

zenie, że potrzeby transportowe w zakresie dostaw ropy i paliw płynnych będą rosły. W dalszej perspektywie może pojawić także kolejne wyzwanie związane z odkryciem i pozyskaniem ropy naftowej ze złóż niekonwencjonalnych.

Sprawą zasadniczą dla dalszego rozwoju sektora i rynku jest zatem zapewnienie niezakłóconych dostaw surowca. Utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego w tym zakresie to „nadrzędny cel strategiczny” PERN „Przyjaźń”. Świadomość zagrożeń związanych z potencjalnymi ograniczeniami w dostawach rosyjskiej ropy odzwierciedlona została w strategii przedsiębiorstwa, która zakłada:

„Minimalizację ryzyk wynikających z działalności operacyjnej - w szczególności ryzyka ograniczenia roli rurociągu „Przyjaźń”, a także konieczności dostosowania części infrastruktury paliwowej do ostrzejszych standardów środowiskowych”²⁰.

Przyszłość PERN „Przyjaźń” nie powinna zatem zależeć jedynie od transportu rosyjskiej ropy. Spółka swoje bezpieczeństwo ekonomiczne powinna oprzeć na dywersyfikacji kierunków przesyłu i odbiorców ropy naftowej. Realizacja tego celu mieści się przecież w obowiązującej od 2007 r. „Strategii Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej”, która zakłada budowę połączenia transportowego łączącego Polskę ze złożami kaspijskimi. Konieczność zróżnicowania dostaw ropy naftowej zadeklarowano również w dokumencie rządowym „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” przyjętym w 2009 r., który przewiduje m.in.: „Budowę infrastruktury umożliwiającej transport ropy naftowej z innych regionów świata, w tym z regionu Morza Kaspijskiego w ramach projektu Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy Naftowej”²¹. W przypadku transportu przesyłowego, projektem, który ma doprowadzić do osiągnięcia tego celu jest połączenie z polskiej części rurociągu „Przyjaźń” z ukraińskim rurociągiem „Odessa-Brody”. Historia planów tego polsko-ukraińskiego przedsięwzięcia sięga lat 90. XX w. Przyspieszenie prac nad tym przedsięwzięciem infrastrukturalnym nastąpiło z inicjatywy Polski w latach 2007-2008. W okresie tym w trakcie organizowanych szczytów energetycznych w Krakowie, Wilnie, Kijowie i Baku polsko-ukraiński projekt rurociągu „Odessa-Brody-Płock-Gdańsk” przekształcił się w projekt multilateralny z udziałem Litwy, Gruzji, Azerbejdżanu i w perspektywie Kazachstanu. Powstała w 2004 r. dla realizacji tego przedsięwzięcia polsko-ukraińska spółka SARMATIA została poszerzona o udziałowców z Litwy, Gruzji i Azerbejdżanu. Aktualni akcjonariusze spółki to: PERN Przyjaźń z Polski, Ukrtransnafta z Ukrainy, Georgian Oil and

Gas Corporation” Ltd (GOGC) z Gruzji, Klaipėdos Nafta z Litwy oraz State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR) z Azerbejdżanu. W 2008 r. planowany rurociąg znalazł się na liście projektów finansowanych w ramach Programu Operacyjnego 2007-2013 „Infrastruktura i Środowisko” – Priorytet X „Bezpieczeństwo Energetyczne”²². Niestety ostatnim znaczącym przejawem zaangażowania czynników politycznych był zorganizowany 14 listopada 2008 – 4 Szczyt Energetyczny w Baku, na którym prezydenci zainteresowanych stron uznali istotność rurociągu naftowego Odessa-Brody a także wyrazili poparcie dla inicjatywy utworzenia energetycznej przestrzeni tranzytowej regionu kaspijsko-czarnomorsko-bałtyckiego.

Należy także rozpatrzyć projekt pozyskania nowego bezpośredniego odbiorcy na rynku niemieckim. Niemcy z zużyciem 114 mln ton ropy w 2009 r. znajdują się w gronie dziesięciu największych konsumentów i zarazem importerów tego surowca na świecie (98 mln ton)²³. Kaspijska ropa przechodząca przez terytorium Polski mogłaby być zatłaczana do Wilhelmshaven, niemieckiego portu nad Morzem Północnym, po wybudowaniu nowego rurociągu połączonego z „Przyjaźnią”. Interesującym kierunkiem dla przedsiębiorstwa może być także południowy sąsiad Polski – Czechy gdzie znajdują się należące do PKN ORLEN rafinerie. Infrastruktura przesyłowa może być więc rozbudowywana na kierunku wschód-zacgód i północ-południe w oparciu o dostawy ropy kaspijskiej z terminalu w Odessie, ropy od dowolnego dostawcy na świecie w oparciu o Naftoport w Gdańsku i ropy Urals z Federacji rosyjskiej. W Płocku powstałby więc węzeł transportowo-magazynowy, który uczyniłby mógł z Polski prawdziwe centrum transportu (a może także handlu) w Europie Środkowej i Wschodniej. Te śmiałe plany powinny być realizowane wspólnie przez państwo polskie i PERN „Przyjaźń”.

Przypisy:

- 1 BP, *Oil and Gas Journal, World Oil, Central Intelligence Agency*, www.bp.com
- 2 J. Jeziorski, *Perspektywy zmian w wykorzystaniu paliw gazowych i płynnych w Polsce, Kancelaria Sejmu Biuro Studiów i Ekspertyz, Informacja*, nr 7, listopad 1991, www.biurosejm.gov.pl
- 3 Ministerstwo Gospodarki, *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, Warszawa, 10 listopada 2009 r., s.14, www.mg.gov.pl
- 4 Państwowy Instytut Geologiczny, *Ropa naftowa*, www.surowce-mineralne.pgi.gov.pl/ropa.htm
- 5 B. Wiśnicki, A. Kujawski, M. Breitsprecher,

Analiza rozwoju systemu dystrybucji paliw płynnych w Polsce, „LogForum”, 2009, nr 3, s.2.

- 6 K. Romaniuk, *Rynek paliw płynnych w Polsce*, „Pomorski Przegląd Gospodarczy”, 2010, nr 3, www.ppg.gda.pl
- 7 *Ibidem*.
- 8 PERN „Przyjaźń”, *Rurociągi ropy naftowej*, www.pern.com.pl
- 9 *Naftoport podwoił przeładunki ropy i paliw w 2010 roku*, „Wirtualny Nowy Przemysł”, 24.01.2011, www.wnp.pl
- 10 www.pwern.pl
- 11 *Ibidem*
- 12 PAP, *OLPP planuje do 2010 r. zbudować rurociąg produktowy z Białorusi*, 08.11.2008 r., www.pap.pl
- 13 *Rekordowy zysk PERN „Przyjaźń”*, „Puls Biznesu”, 22.07.2011 r.
- 14 W. Tyborowski, *Jak Gdańsk sobie poradzi bez rosyjskiej ropy*, 30.06.2011 r., www.madeinpomorskie.pl/article/41901_Jak_Gdansk_sobie_poradzi_bez_rosyjskiej_ropy.ht
- 15 *Rurociąg BTS-2 ma zostać oddany do użytku w III kwartale 2012 r.*
- 16 P. Kowalik, *Koniec Przyjaźni, Polska za burzą*, 27.04.2010 r., www.forbes.pl
- 17 *Transnieft nie będzie naprawiać rurociągu „Przyjaźń”*, „Wirtualny Nowy Przemysł”, 25.11.2011 r., www.wnp.pl
- 18 *Strategia energetyczna Rosji do 2030 r.*, Moskwa 2010, s.5., www.moskwa.trade.gov.pl/pl/Biblioteczka_WPHI/article/detail,3628,Strategia_Energetyczna_Rosji_do_roku_2030.html
- 19 P. Wipler, *Brama do paliwowej ekspansji Rosjan*, „Nasz Dziennik”, 17.12.2012 r.
- 20 *Strategia Grupy Kapitałowej PERN „Przyjaźń” do roku 2015*, www.pern.pl
- 21 *Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, Warszawa, 10 listopada 2009 r., s.13.
- 22 J. Kowalski, J. Kozera, *Mapa zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego RP w sektorach ropy naftowej i gazu ziemnego*, „Bezpieczeństwo Narodowe”, 2009, nr 9-10, s.319.
- 23 *Rynek niemiecki*, „Biuletyn Informacyjny Wydziału Promocji Handlu i Inwestycji Ambasady RP w Berlinie”, nr 4/10, wrzesień-październik 2010, s. s.6.

Dr Marcin Sienkiewicz
Instytut Studiów Międzynarodowych
Uniwersytet Wrocławski

OZE całą dobę – rewolucyjne technologie magazynowania zielonej energii



Cezary Tomasz Szyjko

Na świecie rośnie znaczenie innowacyjnych technologii magazynowania energii na wielką skalę. Stosowne regulacje prawne i ulgi powinny przyczynić się do dynamicznego rozwoju tego rynku w Europie. Od dziś największy argument przeciwko elektrowniom słonecznym, że nie działają w nocy, przestał istnieć. W Hiszpanii powstała bowiem elektrownia dostarczająca prąd przez 24 godziny na dobę. Uczni opracowali również metody magazynowania powietrza pod ziemią lub pod wodą, aby farmy wiatrowe produkowały prąd także wtedy, gdy nie wieje. Nowe rozwiązania gwarantują regularny dopływ energii ze źródeł odnawialnych.

Nowy impuls rozwoju OZE

Stoimy u progu wielkiego przełomu w energetyce wiatrowej i słonecznej. Główną wadą obu technologii jest bowiem duża nieregularność. Wiatr pojawia się i znika. Bywa, że nie ma go w czasie największego zapotrzebowania na energię. Równie zmienne jest zachmurzenie limitujące dostęp do światła słonecznego. Na tak chemicznych żywiolach trudno polegać. Ale dotychczasowe dodatkowe źródła energii mogą stać się głównymi. Uczynom udało się bowiem schować na później część energii odebranej wiatrowi lub słońcu a inwestorom dopiąć ekonomiczną opłacalność przedsięwzięć.

W przedsiębiorstwach elektroenergetycznych mają miejsce duże zmiany dotyczące dynamiki generowania i konsumpcji energii. Przyczyny tych zmian są różne: dyrektywy Unii Europejskiej (szczególnie dyrektywa o efektywności końcowego wykorzystania energii i usługach energetycznych nr 2006/32/WE), dążenie do realizacji celów zawartych w pakiecie energetyczno - klimatycznym „3x20”, presja rządów na zwiększenie niezawodności sieci energetycznych zgodnie z wymaganiem gospodarki XXI wieku, przechodzenie na rozproszone wytwarzanie energii, a także coraz szersze zastosowanie odnawialnych źródeł energii (OZE), takich jak wiatr lub słońce.

Wykorzystanie OZE przyczynia się do realizacji podstawowych zasad polityki energetycznej państwa, w tym: suwerenności i niezależności energetycznej, dywersyfikacji źródeł energii pierwotnej, ograniczenia zużycia energii konwencjonalnej, wzrostu efektywności użytkowania energii, a w konsekwencji do ograniczenia negatywnego oddziaływania sektora energetyki na środowisko i realizacji zasad zrównoważonego rozwoju. Stworzenie skutecznych metod magazynowania energii spowoduje wyższe i stabilniejsze wykorzystanie OZE.

W najnowszej analizie Frost & Sullivan, globalnej firmy doradczej, pt. „Europejski rynek wielkoformatowych systemów magazynowania energii: możliwości związane z rozwojem rynku energii odnawialnej”¹⁾, stwierdza się, że w 2010 roku ten sektor odnotował przychody w wysokości 1.249,1 mld USD. Przewiduje się, że do roku 2017 wzrosną one prawie dwukrotnie, osiągając wartość 2 mld USD. W raporcie skupiono się na następujących technologiach: elektrownie szczytowo-pompowe, magazynowanie energii w postaci sprężonego powietrza, magazynowanie energii w postaci wodoru, baterie elektro-chemiczne oraz systemy stapianej soli (molten salt).

Solny park słoneczny

Energia słoneczna jest specyficzną formą energii odnawialnej, jest wszędzie łatwo dostępna, ale wartość energetyczna (strumień energii) jaką sobą niesie jest bardzo zróżnicowana w zależności od miejsca na ziemi, pory dnia i roku. Energetyka słoneczna jest jednym z najszybciej rozwijających się sektorów energetyki odnawialnej w Polsce i w UE; średnie roczne tempo wzrostu w latach 2001-2010 wyniosło ponad 43%. Energia promieniowania słonecznego była zawsze wykorzystywana przez ludzi zarówno w sposób przypadkowy, jak i zaplanowany. Jednakże dopiero współczesne nowoczesne technologie dopasowane do szerokości geograficznej i typu obciążeń energetycznych umożliwiają efektywne pozyskanie i przetwarzanie energii promieniowania słonecznego do celów użytkowych.

Koncentryczna elektrownia słoneczna Gemasolar powstała nieopodal Seville z inicjatywy konsorcjum Torresol Energy. Jej moc to 19,9 MW jednak nie ona jest tu najważniejsza. Zastosowana technologia pozwala jej bowiem

produkować energię elektryczną dla 25 000 gospodarstw domowych nieprzerwanie przez całą dobę. Powierzchnia 185 ha pokryta została lustrami, które odbijają promienie słoneczne w kierunku 140 m wieży ustawionej w centrum konstrukcji. W tym miejscu temperatura może sięgać 500 stopni Celsjusza!

W tych warunkach nagrzewane zostają specjalne sole, którymi wypełniona jest wieża. Ich właściwości sprawiają, że potrafią one zatrzymać 95% ciepła pozyskanego z otoczenia. Substancje te następnie przechowywane są w specjalnych pojemnikach, gdzie oczekują do zmroku, by oddać swoje ciepło, napędzając turbiny parowe. Wieża nie wymaga konserwacji. Od czasu do czasu przeglądu będą wymagały turbiny. Oprócz tego nie emituje żadnych zanieczyszczeń. Nie jest to pierwsza wieża, która powstaje. Pierwsze słoneczne wieże powstały w Hiszpanii ponad 10 lat temu, jednak nie budowano ich na taką skalę.

Balon na dnie morza

Na całym świecie coraz szybciej powstają kolejne elektrownie wiatrowe. Ich łączna moc podwaja się co trzy lata. Na koniec 2010 roku sięg-



Rys. 1. Elektrownia słoneczna Gemasolar w Seville
Źródło: torresolenergy.com



Rys. 2. Elektrownia słoneczna Gemasolar w Seville
Źródło: torresolenergy.com

nęła prawie 200 gigawatów (sześć razy więcej niż moc polskich elektrowni). Światowe Stowarzyszenie Energii Wiatrowej (WWEA) optymistycznie szacuje, że za kolejnych 10 lat moc wszystkich turbin wiatrowych zbliży się do 2000 GW. Sektor daje już pół miliona miejsc pracy, a w ciągu dwóch-trzech lat zwiększy zatrudnienie do miliona osób. Potentatami w branży są Chiny, USA i Niemcy. Dwa pierwsze kraje zamieniły się w zeszłym roku miejscami pod względem pierwszeństwa.

Na dnie morza w pobliżu Szkocji trwa instalowanie pierwszego zbiornika do przechowywania energii wiatrowej w postaci balonu. W ramach projektu Energy Bag opracowano podwodne balony o średnicy 2m, do których pompuje się sprężone powietrze. Idea jest prosta: wykorzystając wielkie turbiny do sprężania powietrza i pompowania go do zakotwiczonych na dnie zbiorników wykonanych z elastycznego, lecz wytrzymałego na naprężenia materiału. Wypełniony sprężonym powietrzem balon o średnicy 20 metrów może



Rys. 3. Projekt Energy Bag w Szkocji. Źródło: <http://www.thin-red-line.com/press-release-05-03-11.html>

zmagazynować około 70 MWh energii. To 14 godzin pracy największych obecnie turbin.

Zdaniem autorów projektu sprawne odzyskiwanie energii z podwodnego magazynu wyniesie ona 85-90 proc. Byłby to rewelacyjny wynik. Głównym wyzwaniem jest ciepło powstające podczas silnego sprężania powietrza. Powinno się je przechować, a potem oddać podczas rozprężania powietrza. Inaczej to drugie trzeba by ogrzewać przed skierowaniem do turbiny prądotwórczej, tracąc przy tym mnóstwo energii i pieniędzy.

Skonstruowanie takiej termicznej przechodni nie jest jednak łatwe. Pomysł brytyjskiego badacza polega na zastosowaniu magazynów ciepła składających się naprzemiennie z trzech warstw wody morskiej, trzech warstw oleju mineralnego i trzech warstw solanki. Jeśli testy wypadną pomyślnie, wówczas koszt magazynowania w energii w balonach, pod warunkiem ich masowego zastosowania, może być wielokrotnie niższy, niż w wykorzystywanych od dawna elektrowniach szczytowo-pompowych. Być może opłacałoby się nawet „zatapiać” w morzu pewien zapas prądu dostarczonego z elektrowni pracujących na lądzie.

Wiatr spod ziemi

Sama idea chowania energii elektrycznej pod ziemią nie jest nowa. Parę dekad temu dwa takie magazyny powstały przy zwykłych elektrowniach węglowych - jeden w Niemczech, drugi w amerykańskim stanie Alabama. I na tym się skończyło, bo okazało się, że rzecz jest nieopłacalna. Wielkie korzyści technologii - w skrócie zwanej obecnie CAES (od ang. Compressed Air Energy Storage) - dostrzeżono dopiero wraz z ekspansją energetyki wiatrowej oraz rozwojem metod przechowywania ciepła odebranego sprężanemu powietrzu. Niedawny raport amerykańskiego Departamentu Energii uznaje CAES za najtańszą metodę masowego magazynowania energii odnawialnej.

Magazyn energii wiatrowej zostanie zbudowany w 2013 roku w pobliżu miejscowości Staßfurt na południe od Magdeburga. Niedawno zapadła tam decyzja o wybudowaniu pierwszej prototypowej instalacji o mocy 200 MW. To efekt badań prowadzonych przez kilka niemieckich firm i uczelni w ramach programu o nazwie ADELE. Magazyn ma zastąpić przez pięć godzin pracę farmy składającej się z 40 dużych turbin. Zamówienia na poszczególne komponenty już zostały złożone. Tym razem inwestorem jest koncern RWE, ale do projektu dołączy też rząd niemiecki.

W instalacji spod Staßfurt prąd z turbiny wiatrowej wprawi w ruch sprężarkę, a powstające ciepło będzie przekazywane do naziemnego magazynu. Natomiast samo sprężane powietrze trafi do kawerny, czyli komory powstałej po wybraniu soli. W razie potrzeby powietrze z kawerny zostanie wydobyte, rozprężone, ogrzane ciepłem przechowanym w naziemnym magazynie i skierowane do turbiny prądotwórczej. - Tego rodzaju technologie nabierają sensu ekonomicznego przy powszechnym wykorzystaniu energetyki wiatrowej. W Niemczech osiągnęliśmy już ten etap - tłumaczy Jürgen Großmann z RWE.

Uwarunkowania ekonomiczne

Oszczędności mogłyby być jeszcze większe, gdyby zdecydowano się na przetestowanie jednego z kilku nowatorskich pomysłów na wtłaczanie powietrza pod ziemię. Normalnie podczas sprężania powietrze silnie się ogrzewa, a gdy jest rozprężane - gwałtownie ochładza. Wiążą się z tym znaczne straty energii. Na przykład schłodzone powietrze, zanim trafi do turbiny, trzeba ponownie rozgrzać gazem ziemnym.

Inżynierowie z SustainX wpadli na pomysł, jak utrzymać temperaturę powietrza na niemal niezmiennym poziomie, mimo sprężania go do ciśnienia 200 razy wyższych od atmosferycznego. Wykorzystają do tego zmagazynowane wcześniej ciepło, jakie powstało przy sprężaniu powietrza.

Korzyści są olbrzymie: dodatkowe źródło energii staje się zbędne, a powietrze można przechowywać także w zbiornikach naziemnych. To ostatnie jest o tyle istotne, że nie wszędzie, gdzie wieje wiatr, warunki geologiczne pozwalają na budowę podziemnych magazynów. Poza tym większość znanych schronów jest już zajęta przez rezerwy gazu.

Nadchodząca zielona rewolucja wymaga zmian paradygmatów myślenia o energetyce i większego niż dotychczas otwarcia na systemy zdecentralizowane. Budowanie wydajnych systemów magazynowania energii na dużą skalę, będzie trudne bez inteligentnego zarządzania energią. Inteligentne systemy energetyczne obejmują takie rozwiązania, jak zarządzanie popytem energii oraz inteligentne sieci (smart grids), o czym pisaliśmy w poprzednim numerze...

Przypisy:

1. <http://www.frost.com/srch/catalog-search.do?qeryText=energy+report>

Źródła:

1. materiały z debaty: ROK ENERGII. ENERGETYCZNY WYMIAR POLSKIEJ PREZYDENCJI W UE, 28 kwietnia 2011, Centrum Prasowe PAP.
2. HoldysA. 2011. http://next.gazeta.pl/next/1,114656,10047805,Jak_upchnac_elektrycznosc_pod_woda_.html
3. Szyjko C. 2010. Zmiana priorytetów energetycznych w regionach, Europejski Doradca Samorządowy. Fundusze-Inwestycje-Finansowanie, Kwartalnik polskich samorządów i przedsiębiorstw komunalnych, 3(18), p.40-46.
4. Szyjko C. 2011. Przyszłość infrastruktury energetycznej w UE, Czysta Energia, 3(115), p. 16-19.
5. Szyjko C. 2011. Technologie składowe CCS, Czysta Energia, 4(116), p. 18-19.
6. Szyjko C. 2011. Potencjał rozwoju energetyki gazowej w świetle najnowszych inicjatyw UE, Wiadomości Naftowe i Gazownicze - czasopismo naukowo-techniczne, 3(155), p. 11-18.
7. Szyjko C. 2011. Ewolucja polskiego prawa w świetle trzeciego pakietu liberalizacyjnego, kwartalnika Elektroenergetyka - Współczesność i Rozwój, 5(7), p.93-100.
8. Wynne J. 2010. Large-scale Smart Meter Customer Trial. A retailers perspective, Metering Europe, Vienna.
9. Vasconcelos J. 2010. Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European University Institute, San Domenico di Fiesole.
10. <http://futureblog.pl/2011/07/energia-sloneczna-24h/>
11. www.inwestycje.pl

Cezary Tomasz Szyjko

strategia natury

WSPIERAMY SZPITALE

DBAMY O ZABYTKI

FUNDUJEMY STYPENDIA

PROMUJEMY KULTURĘ

POMAGAMY DZIECIOM



Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
41-800 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11
tel. 32 398 50 00, fax 32 271 78 01
e-mail: biuro@gsgaz.pl
www.gsgaz.pl


GÓRNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

Ściany pierwszego zbiornika LNG już stoją



2 listopada br. zakończyło się betonowanie ścian pierwszego z dwóch zbiorników na skroplony gaz w przyszłym terminalu LNG w Świnoujściu. W ciągu zaledwie miesiąca powstał ogromny betonowy cylinder o niebagatelnej wysokości 15 pięter. Już wkrótce ekipy budowlane ruszą do pracy przy betonowaniu ścian drugiego zbiornika, które powstaną jeszcze w tym roku.

Po miesiącu nieprzerwanej pracy, ekipy prowadzące największy w Polsce proces betonowania ciągłego, zakończyły prace przy wznoszeniu pierwszego z dwóch planowanych zbiorników na skroplony gaz ziemny, w przyszłym terminalu LNG w Świnoujściu. Nieprzerwanie w dzień i w nocy, 430 specjalistów, przez cały październik, pracowało przy zbrojeniu i betonowaniu 40-stometrowej ściany o kształcie ogromnego walca. Dzięki użyciu tej technologii, doświadczeniu pracowników i wyjątkowo sprzyjającym warunkom atmosferycznym, ten etap budowy terminalu LNG przebiegł w rekordowo szybkim

tempie, nie zanotowanym dotychczas przy prowadzeniu tego rodzaju inwestycji na świecie.

– Dziś z przyjemnością mogę poinformować – a każdy może to zobaczyć na naszej stronie internetowej – ściana pierwszego zbiornika już stoi – zaznacza Zbigniew Rapciak, prezes Zarządu Polskie LNG S. A. – Ale to jeszcze nie koniec, przed nami kolejny wyczerpujący maraton, który zakończymy jeszcze w tym roku – mówi prezes Z. Rapciak o rozpoczynanym wkrótce betonowaniu ścian drugiego zbiornika.

Betonowanie ciągłe wymaga 24-godzinnego cyklu pracy 7 dni w tygodniu, którą wykonują na zmianę 2 ekipy składające się z ok. 200 pracowników wraz z nadzorem. Taki system wymaga specjalnie zabezpieczonego miejsca pracy, jak i stworzenia odpowiednich warunków do jej realizacji. I nie chodzi jedynie o surowe wymogi BHP, które bezwzględnie są przestrzegane na budowie terminalu LNG, w trosce o pracujących w tak trudnych warunkach ludzi. Uczestniczącym przy betonowaniu pracownikom, na terenie budowanego zbiornika, stworzono wszelkie niezbędne warunki do funkcjonowania na takiej wysokości: do odpoczynku, odświeżenia się,

zapewniono im ciepłe napoje, jedzenie, które przez cały czas dowożono pod samą budowę.

Wkrótce także ruszy proces betonowania ścian drugiego zbiornika. Będzie on przebiegał niemalże identycznie, jak w przypadku pierwszego. Z uwagi na zbliżające się mrozy, dodatkowo na szalunkach okalających drugi zbiornik pojawi się jedynie instalacja podtrzymująca dodatnią temperaturę betonu, co ma zapobiegać jego zamarzaniu.

Do wznoszenia ścian obu zbiorników w Świnoujściu wykorzystuje się tzw. slip forming. Terminem tym określa się metodę betonowania ciągłego za pomocą szalunku ślizgowego. Ten szybko postępujący proces, trwający nieprzerwanie przez 24 godziny na dobę, nie ogranicza się jedynie do wylewania betonu. Towarzyszy mu szereg złożonych czynności, jak ciągle hydrauliczne unoszenie szalunków, zbrojenie i przygotowanie do wzmocnienia konstrukcji strunami sprężającymi.

Tempo betonowania ścian zbiorników w tej technologii jest zdecydowanie wyższe niż przy realizacji takich konstrukcji w sposób tradycyjny. Każdego dnia, o ile sprzyjać będą warunki atmosferyczne, ściana przyszłego zbiornika na LNG może „rosnąć” nawet o ponad 2 metry, zużywając przy tym zawartość 3-4 betonowozów na godzinę. Łącznie, ilość materiału do budowy ścian obu zbiorników wyniesie 20 tys. m³.

Justyna Bracha-Rutkowska
Rzecznik prasowy
Polskie LNG S.A.



Ściany pierwszego zbiornika. Fot. Zbigniew Gręda



1 zbiornik to:		
Element zbiornika	zużycie betonu	zużycie stali na zbrojenie
1 płyta denna	4,5 tys. m ³	910 ton stali węglowej
1 ściana	9 tys. m ³	670 ton stali węglowej i 410 ton stali kriogenicznej, która jedzie do nas z Luksemburga
1 dach	2,2 tys. m ³	660 ton stali węglowej
RAZEM (1zbiornik)	15,7 TYS. M3	2 650 TON

Rośnie drugi zbiornik LNG

10 listopada 2011 r., w samo południe rozpoczęło się wznoszenie ścian drugiego zbiornika na skroplony gaz w przyszłym terminalu LNG w Świnoujściu. Minął zaledwie tydzień od zakończenia prac przy ścianach pierwszego, a z ziemi zaczynają się wyłaniać ściany drugiego cylindra. Za miesiąc, obok latarni morskiej czy żurawi portowych te dwa imponujące obiekty LNG będą znakiem rozpoznawczym przemysłowego prawobrzeża Świnoujścia.

Prace budowlane – tak samo jak przy pierwszym zbiorniku – prowadzone będą nieprzerwanie, 24 godziny na dobę. Czas niezbędny do postawienia ścian drugiego powinien być krótszy, z uwagi na doświadczenia zdobyte podczas dotychczasowych prac. To imponujące tempo budowy, także w skali międzynarodowej.

– W niedawno otwartym terminalu LNG w Holandii ściany zbiornika powstawały 1,5 roku – zaznacza Zbigniew Rapciak, prezes Zarządu Polskie LNG SA.

– U nas trwało to miesiąc, co jest zasługą naszych doświadczonych inżynierów, którzy zdecydowali się zastosować technologię betonowania ciągłego z użyciem szalunków ślizgowych – podkreśla prezes Rapciak.

Proces betonowania ciągłego wymaga doskonałej współpracy między wieloma zespołami specjalistów. Ściany zbiornika rosną nawet 10



Fot. arch. Polskie LNG S.A.

centymetrów na godzinę i nie ma mowy o jakichkolwiek opóźnieniach przy zbrojeniu konstrukcji, spawaniu czy dostarczaniu betonu na budowę.

Wszystkie czynności wymagają ogromnej precyzji i to w warunkach – z dnia na dzień – coraz trudniejszych. Im szalunki pną się wyżej, tym większy wpływ wiatru i niskiej temperatury. Ponadto większość prac odbywa się o tej porze roku po zmroku. Wkrótce temperatura może gwałtownie spaść i pojawi się pierwszy śnieg. Ekipy budowlane są na to przygotowane. System ogrzewania ma dostarczać ciepło do miejsca prowadzenia prac i jednocześnie umożliwiać betonowanie nawet podczas mrozów.

Bezpieczeństwo i komfort załozde zapewnią przemysłany system oświetleniowy, umożliwiają-

jący nocną pracę przy detalach. Dobrze przygotowani są także sami pracownicy.

W tych warunkach radzą sobie doskonale, a ich specjalistyczne umiejętności uzupełniają wręcz sportowa kondycja. Końcowe prace przy ścianach zbiornika łączą się z koniecznością pokonywania 20 pięter rusztowań i to w dodatku kilkakrotnie w ciągu dnia. Co ciekawe, tak ekstremalne warunki nie zwolniły tempa wznoszenia ścian pierwszego zbiornika. Ostatni tydzień betonowania był zdecydowanie szybszy niż jego pierwsze dni.

Justyna Bracha-Rutkowska
Rzecznik prasowy
Polskie LNG S.A.



Fot. arch. Polskie LNG S.A.

Konkurs BHP ppoż.



Renata Łatanik

Pracownicy zatrudnieni na stanowiskach monterskich w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa już po raz kolejny mogli przetestować swoje umiejętności. Okazją do tego był przygotowany specjalnie z myślą o nich konkurs BHP ppoż.

13 października br. w Białymstoku odbył się finał konkursu BHP ppoż. Mazowieckiej Spółki Gazownictwa. To już druga edycja tego konkursu, którego głównym celem jest propagowanie wiedzy z dziedziny BHP ppoż. Wyrobienie właściwych nawyków w pracownikach pracujących przy budowie i eksploatacji sieci gazowej przyczyni się z pewnością do zwiększenia



Stanowisko pierwszej pomocy. Fot. arch. MSG



Stanowisko ppoż. Fot. arch. MSG



bezpieczeństwa pracy. Z drugiej strony pozwoli pracownikom zdać sobie sprawę z tego, jakiego typu wiedzę trzeba jeszcze pogłębić.

Sam konkurs, podobnie jak w zeszłym roku, składał się z dwóch etapów. W pierwszym rywalizowały pomiędzy sobą drużyny z poszczególnych naszych oddziałów. W etapie finałowym zmierzyły się ze sobą najlepsze drużyny oddziałowe – po dwie z każdego oddziału. W finale uczestniczyło w sumie 12 drużyn. Konkurs obejmował zarówno zagadnienia teoretyczne, jak i wiedzę czysto praktyczną. Pracownicy startujący w konkursie mieli okazję zaprezentować ją na specjalnie przygotowanych stanowiskach.



Stanowisko sieci. Fot. arch. MSG

Były to stanowiska: sieci, instalacji, pierwszej pomocy przedlekarskiej, ochrony przeciwpożarowej, aparatów i szelek, a także przyrządów pomiarowych.

I miejsce zdobyła drużyna z OZG Białystok w składzie: Dariusz Bagnowski (który jednocześnie zdobył najwięcej punktów w klasyfikacji



Fot. arch. MSG

indywidualnej), Adam Sliżewski, Michał Gołębiowski – opiekun.

II miejsce zajęła drużyna z OZGł w składzie: Dariusz Podedworny, Maciej Matuszczak, Krzysztof Loszek (opiekun).

Z kolei III miejsce wywalczyła drużyna z ZGB (RDG Ostrołęka) w składzie: Mariusz Siemiątkowski, Wiesław Mierzejewski, Andrzej Radwański (opiekun).

Mamy nadzieję, że tegoroczne zmagania będą dla wszystkich uczestniczących w konkursie punktem wyjścia do dalszego zgłębiania wiedzy w tym zakresie. A ta z pewnością przyczyni się do tego, że codzienna praca obciążona będzie mniejszym ryzykiem błędów. Aby na sieci było po prostu bezpieczniej.

Renata Łatanik
Mazowiecka Spółka Gazownictwa



Stanowisko instalacyjne. Fot. arch. MSG



Jerzy
Zagórski



Marcin
Zachowicz

PGNiG Norway podwaja udziały w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej w Norwegii

PGNiG Norway, spółka zależna Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, podwoiła swoje udziały w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej PL558 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym poprzez zakup kolejnych 15% od spółki Nexen Exploration Norge AS.



Obecnie udziałowcami koncesji są: E.ON Ruhrgas Norge AS (operator z 30% udziałów), Nexen Exploration Norge AS (15% udziałów), Det norske oljeselskap AS (20% udziałów), Petoro AS (20% udziałów) oraz PGNiG Norway (15% udziałów).

Umowa wymaga zgody norweskiego Ministerstwa Ropy i Energii. Po uzyskaniu zgody Ministerstwa udział poszczególnych firm w koncesji będzie wyglądać następująco: E.ON Ruhrgas Norge AS (30% udziałów), Det norske oljeselskap AS (20% udziałów), Petoro AS (20% udziałów) oraz PGNiG Norway (30% udziałów).

Zwiększenie udziałów w koncesji z 15% do 30% jest ważnym elementem strategii PGNiG Norway. Obszar koncesji jest zlokalizowany w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv oraz graniczy z koncesją PL350, gdzie PGNiG Norway posiada 30% udziałów.

Koncesja pierwotnie została przyznana w ramach rundy licencyjnej APA2009 i obejmuje obszar o powierzchni 145,85 km². Obszar objęty koncesją posiada duży potencjał poszukiwawczy z prawdopodobieństwem odkrycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Od kwietnia 2010 roku do października 2011 roku dokonano analizy zdjęć sejsmicznych 3D, a także oszacowano potencjał złóż.

PGNiG koncentruje się na inwestowaniu w obszary z łatwym dostępem do infrastruktury. Bliskość platformy Skarv FPSO może zapewnić rentowny eksport gazu ziemnego i ropy naftowej wydobytych na obszarze koncesji PL558.

PGNiG Norway posiada obecnie osiem koncesji poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Największym projektem inwestycyjnym spółki jest zagospodarowanie złoża Skarv. W 2012 r. wydobyte z tego złoża ma wynieść 0,25 mln ton ropy i 0,24 mld m³ gazu. Całkowite zasoby na koncesjach, obejmujących złożo Skarv, których właścicielem jest PGNiG Norway, wynoszą obecnie ok. 70,9 mln baryłek ekwiwalentu ropy.

PGNiG Norway sprzedaje ropę ze złoża Skarv spółce Shell

PGNiG Norway, spółka zależna Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, podpisała umowę z Shell International Trading and Shipping Company na sprzedaż ropy naftowej, która będzie wydobywana ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS).

Wartość umowy, oszacowana przy założeniu prognozowanej sprzedaży ropy naftowej w okresie kolejnych pięciu lat, wynosi 1,1 mld USD (ok. 3,5 mld zł według średniego kursu ustalonego przez NBP dla USD z 20.10.2011 roku).

Zgodnie z umową, PGNiG Norway sprzeda swoją część produkcji ropy naftowej ze złoża Skarv spółce Shell.

Cena ropy będzie ustalana w odniesieniu do notowań ropy Brent, a płatności za dostawę surowca będą rozliczane w dolarach amerykańskich.

Umowa została zawarta na czas nieokreślony i wchodzi w życie w miesiącu rozpoczęcia wydobywania. Minimalny okres obowiązywania umowy wynosi 12 miesięcy.

Zagospodarowanie złoża Skarv to największy projekt inwestycyjny realizowany obecnie w Norwegii. To również pierwszy zagraniczny

projekt w Grupie PGNiG, który przyniesie znaczące korzyści ekonomiczne.

W 2012 roku spodziewane wydobyte gazu z tego złoża wyniesie ok. 240 mln m³ sześci, a ropy naftowej ok. 250 tys. ton.

PGNiG SA poprzez swoją spółkę PGNiG Norway posiada ok. 12% udziałów w projekcie Skarv. Operatorem złoża jest BP (24% udziałów), a pozostali partnerzy w projekcie to Statoil (~36%) oraz E.ON Ruhrgas (~28%). Z tymi firmami PGNiG współpracuje też na innych koncesjach. Całkowite zasoby na koncesjach, obejmujących złożo Skarv, których właścicielem jest PGNiG Norway, wynoszą obecnie ok. 70,9 mln baryłek ekwiwalentu ropy.

Działalność poszukiwawczo-wydobywczą na terenie Norweskiego Szelfu Kontynentalnego prowadzi PGNiG Norway, która została założona w 2007 roku.

Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG SA, a kapitał zakładowy wynosi 951 milionów koron norweskich (NOK). Spółka posiada udziały w 8 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na NCS. Głównym aktywem spółki są udziały w złożu Skarv.

PGNiG notuje ujemne marże na sprzedaży gazu

Grupa Kapitałowa PGNiG zanotowała 319 mln zł zysku netto w trzecim kwartale 2011 roku, o 26 mln zł mniej niż w analogicznym kwartale 2010 roku, głównie z powodu spadku o 4 pkt. proc. marży na sprzedaży gazu wysokometanowego z 2% w III kwartale 2010 roku do minus 2% w III kwartale 2011 roku. Spadek marży wiąże się ze wzrostem jednostkowej ceny zakupu gazu z importu o 27% rok do roku.

Spadek zysku operacyjnego Grupy Kapitałowej PGNiG został zniwelowany wzrostem rentowności segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie, głównie dzięki zdecydowanie wyższym marżom na sprzedaży ropy naftowej rok do roku oraz wzrostowi przychodów ze świadczonych usług geologiczno-geofizycznych, wiertniczych i serwisowych.

Na poziom zysku netto w III kwartale 2011 roku w dużej mierze wpłynęło pogorszenie wyniku na działalności finansowej o 147 mln PLN, głównie z powodu wzrostu kosztów z tytułu ujemnych różnic kursowych. Z drugiej strony spadek zysku netto porównując III kw. 2011 do III kw. 2010 roku wyniósł jedynie 7%, dzięki spadkowi obciążenia podatkowego o 128

mln zł w efekcie znaczącego wzrostu aktywa z tytułu podatku odroczonego w PGNiG Norway AS.

W trzech kwartałach 2011 roku zysk netto wyniósł 1,3 mld zł, czyli podobnie do analogicznego okresu 2010 roku, podczas gdy przychody ze sprzedaży wyniosły 16 mld zł, o 9% więcej niż w trzech kwartałach 2010 roku.

Rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła o 4 punkty procentowe do minus 1% w trzech pierwszych kwartałach 2011 roku w relacji do analogicznego okresu 2010 roku, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o 17%. Wydłużenie procedur taryfowych oraz przesunięcie w czasie terminu wprowadzenia nowej taryfy oznaczało dla Grupy utratę marży na obrocie gazem ziemnym.

Dobre wyniki segmentu Poszukiwania i Wydobywania

Wysoki wynik osiągnięty przez segment Poszukiwanie i Wydobywanie w trzech pierwszych kwartałach 2011 roku pomógł ograniczyć spadek zysku operacyjnego Grupy. Zysk operacyjny tego segmentu wzrósł o 212 mln PLN w trzech kwartałach 2011 roku w porównaniu do analogicznego okresu 2010 roku w efekcie znacznej poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej, na co głównie wpłynął wzrost jej notowań na rynkach światowych średnio o 45%. Na poprawę EBIT tego segmentu wpłynął również wzrost przychodów z tytułu sprzedaży usług geofizyczno-geologicznych, wiertniczych oraz serwisowych, co związane jest z intensyfikacją poszukiwań gazu łupkowego na terytorium Polski.

W III kwartale 2011 roku segment Poszukiwanie i Wydobywanie zanotował wzrost wyniku operacyjnego o 106 mln PLN również dzięki wyższemu przychodom ze sprzedaży ropy naftowej o 36%, uzyskiwanym w wyniku wzrostu notowań ropy naftowej średnio o ok. 50% porównując III kw. 2011 do III kw. 2010 roku oraz wyższym przychodom z usług geofizyczno-geologicznych, wiertniczych i serwisowych łącznie o 30%.

Niekorzystny wpływ wysokich cen ropy naftowej i kursu walutowego na ceny gazu

Ceny ropy naftowej utrzymują się na wysokim poziomie, od lutego przekraczając 100 USD za baryłkę. W III kwartale 2011 roku wartość notowań dziewięciomiesięcznej średniej osiągnęła 102,7 USD/boe i była o 34% wyższa niż w trzecim kwartale 2010 roku. Średni kurs USD/PLN w III kwartale 2011 roku wyniósł 2,94 i był o prawie 7% wyższy od kursu w II kwartale tego roku i o 5% niższy w stosunku do kursu z III

Wyniki Grupy PGNiG w I-III kw. 2011 roku (mln zł)

	I – III kw. 2010	I – III kw. 2011	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	14 644	16 031	9%
Koszty operacyjne	(13 102)	(14 625)	12%
EBIT	1 542	1 406	(9%)
Wynik netto	1 339	1 324	(1%)

Wyniki Grupy PGNiG w III kwartale 2011 roku (mln zł)

	III kwartał 2010	III kwartał 2011	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	3 882	4 508	16%
Koszty operacyjne	(3 541)	(4 175)	18%
EBIT	340	333	(2%)
Wynik netto	345	319	(7%)

kwartału 2010 roku. Uwzględniając średni kurs USD/PLN, wartość 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych w III kwartale 2011 roku wyniosła 302 PLN/boe i była o 27% wyższa niż w III kwartale 2010 roku oraz o 23% wyższa niż w II kwartale tego roku. Wzrost cen ropy naftowej w roku 2011 negatywnie wpływa na koszty zakupu gazu przez spółkę, co przekłada się na ujemną marżę na sprzedaży tego produktu. Utrzymujące się wysokie ceny ropy naftowej będą skutkowały, w IV kwartale tego roku, dalszym wzrostem dziewięciomiesięcznej średniej kroczącej notowań produktów ropopochodnych, spotęgowanym osłabiającym się złotym. O ile tendencje te nie uzyskają odzwierciedlenia w taryfie, będzie to prowadzić do dalszego spadku rentowności sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Systematyczny wzrost wydobywania i sprzedaży gazu ziemnego

PGNiG konsekwentnie realizuje zapisy Strategii rozwoju firmy dotyczące wzrostu wydobywania gazu ziemnego ze złóż krajowych, głównie dzięki realizacji projektów różnej skali w obszarze poszukiwań i wydobywania gazu. W 2011 roku włączono do eksploatacji nowe złoża krajowe, których zdolności produkcyjne w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wyniosą ok. 290 mln m sześć. gazu w pierwszym roku eksploatacji. W wyniku tych działań produkcja gazu wzrosła o 11% do 1,1 mld m sześć. w trzecim kwartale 2011 roku oraz o 4% do 3,2 mld m sześć. w trzech kwartałach 2011 roku.

Natomiast sprzedaż gazu wzrosła o 6% do 2,55 mld m sześć. w trzecim kwartale 2011 roku. Wzrost sprzedaży gazu ziemnego był obserwowany przede wszystkim po stronie pozostałych odbiorców przemysłowych, którzy zakupili o 14% więcej gazu niż w roku poprzednim. Popyt klientów przemysłowych ogółem między analizowanymi kwartałami

wzrósł o 12%. Z kolei w III kwartale 2011 roku spółka odnotowała mniejszą o 6% sprzedaż do klientów indywidualnych.

W pierwszych trzech kwartałach 2011 roku sprzedaż gazu była wyższa o 146 mln m sześć. rok do roku. Pozytywną zmianę widać najbardziej w grupie klientów przemysłowych, którzy w pierwszych trzech kwartałach 2011 roku odebrali o 6% więcej gazu rok do roku. W grupie tej największy, 12-procentowy wzrost sprzedaży gazu obserwujemy po stronie zakładów azotowych. Z drugiej strony za sprawą wyższych średnich temperatur powietrza w porównaniu do 2010 roku sprzedaż gazu do odbiorców indywidualnych spadła o 6%.

Ponadto w III kwartale 2011 roku w wyniku zwiększonego o 26% (454 mln m sześć.) wolumenu importowanego gazu ziemnego możliwe było intensywne zatłaczanie gazu ziemnego do podziemnych magazynów gazu, dzięki czemu stan napełnienia magazynów na gaz wysokometanowy na koniec września 2011 roku wyniósł 1,8 mld m sześć., tj. o 27% więcej niż w tym samym okresie roku poprzedniego, kiedy to wyniósł 1,4 mld m sześć.

Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej

Na wielkość wydobywania ropy naftowej i kondensatu w pierwszych trzech kwartałach, w obu analizowanych latach, wpływ miał coroczny miesięczny przestój remontowy największej kopalni ropy naftowej w Dębnie, jednakże w II kwartale 2011 roku przestój kopalni Dębno był dłuższy. W głównej mierze spowodowało to spadek produkcji ropy naftowej o 6% porównując trzy kwartały 2011 roku do analogicznego okresu 2010 roku. Nieznaczny spadek produkcji o 5% w samym III kwartale 2011 roku w porównaniu do III kwartału 2010 roku był spowodowany brakiem podłączeń nowych złóż i naturalnym spadkiem wydobywania na złożach do tej pory eks-

plaatowanych. Wraz ze spadkiem wydobycia w pierwszych trzech kwartałach oraz w samym III kwartale 2011 roku zmniejszeniu uległ wolumen sprzedaży ropy naftowej, niemniej prognoza mówiąca o wydobyciu ok. 460 tys. ton ropy naftowej w 2011 roku nie jest zagrożona.

Wzrost średniookresowych notowań ropy naftowej na rynkach światowych o ponad 40% pomiędzy pierwszymi trzema kwartałami 2010 i 2011 roku, a także umocnienie złotego względem dolara średnio o 6% w tym okresie przełożyło się na wzrost jednostkowej ceny sprzedaży surowca przez GK PGNiG o 38%. W efekcie przychody ze sprzedaży ropy naftowej w pierwszych trzech kwartałach 2011 roku wzrosły o 30% pomimo niższego wolumenu sprzedaży. W III kwartale 2011 roku sytuacja przedstawiała się analogicznie.

Zespół prasowy
PGNiG SA

Gaz łupkowy w Polsce i opinia portalu RusEnergy

Rosyjski portal *RusEnergy* opublikował artykuł omawiający wyniki sondażu na temat, jakie rozwiązania problemów gazowych byłoby najkorzystniejsze dla Europy, zatytułowany „Polska rozpoczęła przebudowę sieci gazowniczej pod kątem przyszłych zasobów paliwa z łupków. Pozostało tylko odkryć gaz”. Komentatorzy portalu piszą: „Polska tak bardzo uwierzyła w świetlane perspektywy eksploatacji gazu z łupków, że nie czekając na wyniki wierceń badawczych, rozpoczęła ofensywę na pozycje rosyjskiego monopolisty w infrastrukturze transportowej zamierzając zapelnąć ją własnym surowcem. Ze swej strony *Gazprom* uważnie śledzi działania europejskich ekologów, którzy coraz bardziej aktywnie protestują przeciwko wykorzystaniu na szeroką skalę zasobów z łupków”.

W sondażu przeprowadzonym przez *Oil and Gas Watch Europe* 26% respondentów uznało priorytetem gazociąg Nabucco, ale 25% wymieniło perspektywę wydobycia gazu z łupków w Polsce. Na trzecim miejscu (16%) znalazł się import skroplonego gazu ziemnego, w następnej kolejności modernizacja tranzytowej gazowniczej infrastruktury transportowej na Ukrainie (14%) oraz gazociąg Nord Stream (11%). Projektowany gazociąg South Stream jako ważny uznało 8% respondentów. Dość nisko oceniono gazociąg Nord Stream, który przecież został ukończony i w najbliższym czasie zostanie

przekazany do eksploatacji. Gaz z łupków został uznany jako ważny czynnik bezpieczeństwa energetycznego, jeśli nie dla całej Europy, to przynajmniej dla znacznej jej części.

Wnioski o koncesje na gaz łupkowy w Czechach

Diennik „Hospodarske Noviny” poinformował o złożeniu wniosków o przyznanie koncesji poszukiwawczych dotyczących gazu łupkowego przez kilka firm. Wnioskodawcy to m. in. *Basgas Energia Czech*, oddział australijskiej *Basgas* i *Cuadrilla Morava*, oddział brytyjskiej *Cuadrilla Resources Ltd.*, a także czeska spółka *Moravske Naftove Doly*. Tymczasem Ministerstwo Środowiska w komunikacie dla mediów stwierdziło, że „Dotychczas w Republice Czeskiej nie prowadzi się przygotowań do wydobycia gazu ziemnego z łupków, zasoby tego rodzaju nie zostały rozpoznane, brak też analiz technicznych i ekonomicznych dotyczących tego zagadnienia”.

Węgierska firma geofizyczna w Polsce

W lipcu br. zakończono pierwsze w Polsce zdjęcie sejsmiczne wykonywane przez firmę zagraniczną. Irlandzka firma *San Leon Energy*, która jest operatorem na obszarze koncesji Nowa Sól, zleciła wykonanie zdjęcia sejsmicznego 3-D o powierzchni 170 km² w celu zbadania osadów permskich pod kątem występowania niekonwencjonalnych zasobów ropy i gazu, a także rozpoznania głębszych utworów karbońskich. Następny etap poszukiwań przewiduje zaprojektowanie na podstawie wyników badań sejsmicznych 3 wierceń. Zadanie zostało zrealizowane przez węgierską firmę *Acoustic Geophysical Services*.

Podwojenie zasobów złoża Aldous/Avaldsnes

Zasoby norweskiego złoża Aldous/Avaldsnes szacuje się obecnie na 120-200 mln t ropy, (poprzednio było to 54-108 mln t ropy). Wska-

zują na to wyniki wiercenia 16/2-10 na obiekcie Aldous Major South. Otwór 16/2-10 stwierdził występowanie horyzontu roponośnego o miąższości ok. 60 m w piaskowcach jurajskich. Jest to już siódme wiercenie poszukiwawcze na tym obiekcie. Jednocześnie potwierdzono łączność pomiędzy złożami Aldous i Avaldsnes – jest to jedna duża struktura o powierzchni 180 km², charakteryzująca się znaczną zmiennością zarówno pod względem miąższości serii zbiornikowych, jak i głębokości zalegania interwałów nasyconych ropą naftową. Planowane są kolejne otwory rozpoznawcze.

Program badawczy „PolandSPAN” wspólnie z GX Technology

Zatwierdzony w sierpniu br. przez Ministerstwo Środowiska projekt badań geologicznych „Rozpoznanie wgłębną budowy geologicznej Polski za pomocą badań sejsmicznych i magnetotellurycznych oraz zintegrowanej interpretacji geologiczno-geofizycznej” będzie realizowany we współpracy z Państwowym Instytutem Geologicznym, Instytutem Geofizyki PAN, Instytutem Nauk Geologicznych PAN i *GX Technology Poland*.

Firma *GX Technology* była pionierem w przygotowywaniu oprogramowania do przetwarzania sejsmicznego (m. in. migracji głębokościowej przed składaniem – PreSDM) i modelowania złóż. Obecnie jest filią *ION Geophysical Corp.* – poprzednio *Input/Output*.

W ramach I fazy programu „PolandSPAN”, która rozpocznie się w tym roku, planuje się wykonanie 2200 km nowych profili sejsmicznych na obszarze od Pomorza po niekłą lubelską. W następnych etapach wykonana zostanie zbiorcza interpretacja 10000 km nowych profili sejsmicznych wysokiej jakości i profili z lat wcześniejszych po reprocessingu w połączeniu z danymi otworowymi, magnetotellurycznymi, grawimetrycznymi i magnetycznymi. Pozwoli to na zbadanie głębokich struktur geologicznych i stworzenie aktualnych modeli basenów osadowych, w tym także dokładniejszego rozpoznania dolnopaleozoicznych formacji łupkowych. Ministerstwo Środowiska podpisało już umowę z *GX Technology Poland*.

Rząd francuski anuluje koncesje na gaz łupkowy

Działania rządu francuskiego, który anulował trzy koncesje na poszukiwanie gazu łupkowego w południowo-zachodniej Francji spotkały się z poparciem Gerarda Mestrallet, szefa koncernu *GdF Suez*, który oświadczył, że *GdF Suez* nie uczestniczy obecnie w żadnym projekcie eksploatacji gazu łupkowego, chociaż posiada takie koncesje w Niemczech. G. Mestrallet odwołał się też do kampanii sprzeciwu wobec stosowania szczelinowania hydraulicznego w USA. Rząd anulował dwie koncesje wydane dla *Schuepbach Energy LLC* z Dallas i jedną dla *Totalu*. Minister ekologii Nathalie Kosciusko-Morizet w wywiadzie dla AFP powiedziała, że ponieważ firma *Schuepbach* nie przedstawiła w wymaganym terminie 2 miesięcy projektu wiercenia z zastosowaniem innych metod niż szczelinowanie hydrauliczne, zdecydowano się na cofnięcie pozwoleń. Projekt wiercenia przedłożony przez *Total* nie przewidywał szczelinowania, ale władze uznały go za „mało wiarygodny”.

Złoże South Jolotan w Turkmenistanie

Turkmeńskie złożo gazowo-kondensatowe złoża South Jolotan-Osman (Jeloten) może być drugim co do wielkości na liście największych światowych złóż gazowych, po złożu SouthPars/North Dome z zasobami 51 bln m³ gazu. Najnowsze szacunki opublikowane przez brytyjską firmę audytorską *Gaffney, Cline&Associates* mówią o zasobach 13-21,2 bln m³, podczas gdy poprzednio oceniano, że zasoby geologiczne złoża zajmującego powierzchnię ponad 3000 km² wynoszą 4-14 bln m³ gazu. Interwał gazonośny ma miąższość 353 m. Zainteresowanie udziałem w zagospodarowaniu odkrytego pod koniec 2006 r. złoża South Jolotan jest bardzo duże, swoje biura w Aszchabadzie założyły już *ExxonMobil*, *Chevron*, *PetroChina*, *Petronas*, *Shell* i *Statoil*.

Koncesje na poszukiwanie gazu z łupków dla Shella na Ukrainie

Koncern *Shell* będzie prowadził na Ukrainie poszukiwania w obrębie 6 bloków konce-

syjnych: Szebielinski, Zachodnio-Szebieliński, Pawłowski-Switłowski, Melechiwski, Gersewanowski i Nowo-Meczabiliwski. Znajdują się one w zapadlisku dniewrowsko-donieckim, gdzie perspektywy występowania gazu łupkowego są związane z utworami famenu, franu i wizenu. Umowę o współpracy podpisano z rządem ukraińskim i według ministra ds. energii Jurija Bojko jest to ważny krok w intensyfikacji krajowych poszukiwań węglowodorów. Dyrektor wykonawczy *Shella* Peter Voser zapowiedział dostarczenie technologii niezbędnej do zwiększenia produkcji energii oraz skierowanie specjalistów koncernu na Ukrainę. W pierwszym etapie koszty realizacji umowy wyniosą 200 mln USD, całość zamknie się kwotą 800 mln USD.

Nowe duże złożo gazu na Morzu Kaspijskim

Zaledwie 25 km od złoża gazowo-kondensatowego Szach Deniz odkryto nowe złożo, którego zasoby według wstępnych szacunków wynoszą 200 mld m³ gazu ziemnego i kondensatu. Na bloku Apszeron na Morzu Kaspijskim (Azerbejdżan) w wierceniu X-2 stwierdzono istnienie interwału gazonośnego o miąższości netto 152 m w piaszczystych utworach o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych. Otwór jest zlokalizowany na północnym skłonie struktury o powierzchni 270 km², ok. 100 km na SE od Baku. Przymuszczenie poziomy zbiornikowe występują na całym północnym skrzydle rozległej struktury. Obecnie otwór osiągnął głębokość 6550 m, ale zostanie pogłębiony w celu zbadania głębszych horyzontów perspektywicznych. Głębokość wody wynosi 500 m. Operatorem na bloku Apszeron jest *Total* posiadający 40% udziałów, pozostali udziałowcy to azerski *SOCAR* (40% udziałów) i *GdF Suez* (20%). Wiceprezes *Totalu* ds. poszukiwań Marc Blaisot stwierdził, że jest to strefa obiecująca pod względem wielkości zasobów, ale jednocześnie obciążona wysokim ryzykiem ze względu na głębokość i wysokie ciśnienia.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections*, *mos.gov.pl*, *Offshore*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *Reuters*, *Rigzone*, *RusEnergy*, *Statoil*, *World Oil*.



826,3 mln zł zysku operacyjnego po trzech kwartałach

LOTOS po trzech kwartałach br. zarobił na poziomie operacyjnym 826,3 mln zł, blisko 70 mln zł więcej niż w tym samym okresie ubiegłego roku. Tylko w III kwartale przychody ze sprzedaży wzrosły o blisko 44% (r./r.) i wyniosły 7,6 mld zł. Od początku roku LOTOS wypracował niemal 21 mld zł przychodów w porównaniu z 14 mld zł po 3 kwartałach ubiegłego roku.

– Wyniki finansowe liczone od początku roku pokazują, że firma jest zdrowa fundamentalnie i skutecznie wykorzystuje potencjał nowych instalacji zbudowanych w ramach Programu 10+ – komentuje Paweł Olechnowicz, prezes zarządu Grupy LOTOS S.A. – Przychody po trzech kwartałach są większe od całych ubiegłorocznych, a lepsze niż w 2010 roku wyniki – operacyjny i netto, to dobra wiadomość nie tylko dla naszych akcjonariuszy ale i budżetu państwa. Warto podkreślić, że rafineria w Gdańsku pracuje optymalnie przy stabilnym popycie na olej napędowy w kraju.

LOTOS, mimo dobrych danych na poziomie operacyjnym, ze względu na silne osłabienie złotego, w samym III kw. br. zanotował stratę netto na poziomie 328,6 mln zł, wobec zysku netto na poziomie 253,5 mln zł (II kw. 2011 r.). Zysk netto liczony narastająco od początku roku wyniósł jednak ponad 560 mln zł.

– Liczyliśmy się z możliwością wystąpienia straty na poziomie wyniku netto w III kwartale. Już wcześniej sygnalizowaliśmy, że nasz wynik będzie obciążony przeszacowaniem kredytów walutowych – mówi Mariusz Machajewski, wiceprezes zarządu, dyrektor ds. ekonomiczno-finansowych Grupy LOTOS S.A. – Posiadanie kredytów w walutach obcych powoduje silne wahania wysokości zobowiązań z kwartału na kwartał, ale głównie „na papierze”. Kredyty te są wieloletnie i w dłuższym terminie zabezpieczają nam ryzyko walutowe związane z działalnością operacyjną. Osłabienie złotego wpłynęło również negatywnie na wynik operacyjny powodując wysokie różnice kursowe przy zakupie surowca.

Najbardziej na wyniki LOTOSU w III kw. 2011 r. wpłynął właśnie wzrost notowań ropy naftowej oraz wzrost kursu dolara względem złotówki. Średnio kwartalne notowania ropy Brent Dated w III kw. br. były wyższe o 47,6% r./r. Waluta amerykańska na ostatni dzień czerwca kosztowała 2,75 zł, podczas gdy na ostatni

dzień września już 3,26 zł. Przeszacowanie kredytów i pożyczek w III kw. br. wyniosło -363,4 mln zł i dotyczyło przede wszystkim kredytów zaciągniętych przez Grupę LOTOS S.A. na realizację Programu 10+.

Dodatkowo negatywny wpływ na wynik III kw. miała niższa o prawie 20% (w stosunku do poprzedniego kw.) modelowa marża rafinerijna, która wyniosła 2,34 USD na przerobionej baryłce.

Ropa z Litwy podnosi wydobywanie

Wolumen sprzedaży ropy naftowej w III kw. 2011 r. wyniósł 47,2 tys. ton (366,6 tys. bbl) i uwzględnia 20 tys. ton (155,3 tys. bbl) surowca pochodzącego ze złóż litewskich. Ww. wynik oznacza wzrost sprzedaży ropy naftowej o 65,2% r./r. Większa sprzedaż oraz korzystne ceny przełożyły się na poprawę wyników segmentu wydobywczego r./r. – przychody ze sprzedaży wzrosły o 150,8% a wynik operacyjny o 613,1%.

W III kw. 2011 r. na Morzu Bałtyckim prowadzono wydobywanie ropy i gazu ze złoża B3 oraz kontynuowano prace związane z przygotowaniem do zagospodarowania złoża B8. Ponadto na złożu B8 od 20 lipca br. realizowano wiercenie otworu zatłaczającego i rozpoczęto przygotowania do tymczasowej produkcji.

Na Litwie realizowano wydobywanie ze złóż Girkaliai, Kretinga i Nausodis oraz Genciu. Odwiercono otwór rozpoznawczo-eksploatacyjny na koncesji należącej do UAB Manifodas oraz rozpoczęto prace wiertnicze związane z odwiercieniem otworu na złożu Genciaj.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym kontynuowano działania związane z zagospodarowaniem projektu wydobywczego YME. Zgodnie z informacjami przekazanymi przez operatora (Talisman Energy) przewidywany termin rozpoczęcia produkcji to II kw. 2012 r. Ponadto spółka LOTOS Norge, jako operator koncesji PL503 i PL503B, zakończyła badania sejsmiczne 3D i rozpoczęła przetwarzanie danych sejsmicznych. Dodatkowo firma (również jako operator) podjęła przygotowania do wiercenia pierwszego otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego na przelomie II i III kw. 2012 r. w ramach licencji PL498. W październiku br. zawarto w tej sprawie umowę ze specjalistyczną spółką Maersk Drilling.

Większy przerób, więcej paliw – efekt Programu 10+

Przerób ropy w rafinerii Grupy LOTOS S.A. w Gdańsku wyniósł w III kw. 2011 r. 2 360 tys. ton i był wyższy o 6,3% kw./kw. i 7,4% r./r. Za sprawą większego przerobu, w analizowanym okresie, wzrósł wolumen sprzedaż produktów naftowych LOTOSU (o 8,5% kw./kw. i 9,7% r./r.).

W III kw. 2011 r. największy wzrost sprzedaży osiągnięto w grupie paliw lotniczych i olejów napędowych.

Więcej stacji, większa sprzedaż

Wolumen sprzedaży detalicznej LOTOSU wyniósł w III kw. 2011 r. 280,6 tys. ton. Stanowi to wzrost o 6,1% kw./kw. i o 2,8% r./r. Wynik ten uzyskano dzięki konsekwentnej rozbudowie sieci stacji paliw LOTOS. W analizowanym okresie przychody ze sprzedaży wyniosły 1 439,7 mln zł i były większe o 8,8% kw./kw. i 23,8% r./r. Lepszy wynik na sprzedaży związany jest między innymi z sezonowością.



Tytuł „Rafineria Roku 2011” dla LOTOSU

Tytuł „2011 Refinery Plant of the Year Award” otrzymała Grupa LOTOS podczas obrad dorocznej konferencji Central and Eastern European Refining and Petrochemicals organizowanej przez World Refining Association.



Nagroda WRA – tytuł Rafineria Roku 2011 dla LOTOSU

Międzynarodowe gremium złożone ze specjalistów sektora przemysłowo-energetycznego przyznało Lotosowi laur za pomyślną realizację Programu 10+. To już kolejny laur, jaki nasza firma otrzymała za ten program. Poprzednio za „Rafinerię Roku” uznano rafinerię w Gdańsku Grupy LOTOS trzy lata temu.

– To dla nas bardzo ważne wyróżnienie – podkreśla Marek Sokołowski, wiceprezes Zarządu Grupy LOTOS. – W ciągu kilku ostatnich lat o budowie naszych instalacji było głośno w świecie. Szeroko i pozytywnie komentowano naszą decyzję o kontynuacji budowy pomimo bardzo niesprzyjających warunków makroekonomicznych. Teraz uhonorowano nas za pomyślny finał tej ogromnej inwestycji, która przynosi nam dziś znaczne korzyści ekonomiczne.

W pierwszym półroczu tego roku rozpoczęły pracę wszystkie uruchomione w ramach Programu 10+ instalacje dzięki czemu o 20,9%

(r/r) wzrósł wolumen przerobionej ropy w rafinerii w Gdańsku. W związku z optymalizacją przerobu ropy naftowej oraz wykorzystaniem nowej instalacji destylacji wzrósł o 203,2% w porównaniu z okresem analogicznym 2010 roku udział w przerobie gatunków ropy innych niż Ural (udział prawie 14,1%). Efekty działania Programu 10+ przełożyły się na wyniki sprzedaży spółki. Po I półroczu Grupa LOTOS S.A. powiększyła po raz kolejny swój udział w krajowym rynku paliw osiągnąwszy poziom 33,4%, co oznacza wzrost o 2,1% w porównaniu do grudnia 2010 r.

World Refining Association to niezależna brytyjska instytucja, która od 14 lat działa na rzecz rozwoju sektora przemysłowo-energetycznego. WRA współpracuje z największymi koncernami paliwowymi oraz rządami wielu krajów. Celem spotkań organizowanych przez WRA jest wymiana informacji oraz doświadczeń biznesowych partnerów sektora z regionów Europy, Rosji, Bliskiego Wschodu oraz Azji.



Paliwa dla Statoila za ponad 9 miliardów

9,17 miliarda zł będzie wynosiła szacunkowa wartość sprzedaży paliw przez Grupę LOTOS dla Statoil Poland do końca roku 2013. To przedłużenie trzyletniej umowy zawartej w listopadzie 2008 r.

Oznacza to, że Grupa LOTOS będzie przez najbliższe dwa lata głównym dostawcą paliw dla sieci detalicznej Statoil w Polsce.

– Statoil to jeden z naszych najważniejszych partnerów handlowych, z którym współpracujemy na kilku płaszczyznach – powiedział Maciej Szozda, wiceprezes Grupy LOTOS i dyrektor ds. handlu. – To dobre i bardzo efektywne relacje.

W kwietniu 2011 roku Statoil otrzymał Nagrodę Marki LOTOS za długoletnią i owocną współpracę w zakresie dostaw ropy naftowej oraz handlu.

Spośród koncernów operujących na polskim rynku, Grupa LOTOS dostarcza w roku 2011 paliwa również do sieci Shell Polska, BP Polska, Lukoil oraz AS 24.

Warto przypomnieć, że dzięki udanej realizacji Programu 10+, LOTOS znacznie zwiększył przerób surowca oraz produkcję paliw, dzięki czemu koncern jest w stanie dostarczać dodatkowe wolumeny paliw na rynek.

Marcin Zachowicz
Rzecznik prasowy, Grupa LOTOS S.A.

Tłocznia gazu w Goleniowie inwestycją roku w woj. zachodniopomorskim

W dniu 19 października 2011 roku GAZ-SYSTEM S.A. otrzymał główną nagrodę w kategorii INWESTYCJA ROKU 2011: Tłocznia Gazu w Goleniowie w Konkursie Gospodarczym Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego.

Konkurs Gospodarczy ma na celu promocję najbardziej innowacyjnych projektów i najprężniej rozwijających się firm, które szczególnie przysłużyły się rozwojowi gospodarki regionu. W tym roku za najlepszą inicjatywę uznano Tłocznnię Gazu w Goleniowie, czyli zespół urządzeń do sprężania, regulacji oraz pomiaru natężenia przepływu gazu, którego zadaniem będzie transport zwiększonych ilości surowca pochodzącego z Terminalu LNG w Świnoujściu do krajowej sieci gazociągów przesyłowych.

„Tłocznia gazu wraz z gazociągiem Świnoujście-Szczecin stanowiąc będzie istotny element rozwoju transgranicznej infrastruktury przesyłowej w rejonie Morza Bałtyckiego. Dzięki tym inwestycjom, możliwy będzie przesył gazu do odbiorców w Polsce oraz krajach sąsiednich, po planowanym połączeniu z powstającym w Świnoujściu terminalem LNG. Projekt ułatwi również rozwój firm na terenie województwa zachodniopomorskiego prowadzących działalność w oparciu o wykorzystanie gazu ziemnego.”- powiedział Jan Chadam Prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

Realizacja projektu budowy Tłoczni Gazu Goleniów oraz gazociągu Świnoujście-Szczecin jest przedmiotem dofinansowania w wysokości 50 mln EUR ze środków pochodzących z unijnego programu „European Energy Programme for Recovery” (EEPR), który przyczynia się do podniesienia bezpieczeństwa energetycznego krajów członkowskich UE poprzez realizację transgranicznych inwestycji infrastrukturalnych mających na celu integrację rynku energii Unii Europejskiej.

Poprzez połączenie Terminalu LNG i gazociągu Świnoujście - Szczecin Tłocznia w Goleniowie w przyszłości będzie ważnym elementem planowanego korytarza gazowego Północ – Południe, który ma na celu połączenie krajowych sieci gazociągów Polski, Czech, Słowacji i Węgier w jeden zintegrowany rynek gazowy oraz zabezpieczenie dostępu do zasobów surowca na Południu i Północy Europy.

Decyzja o pozwoleniu na budowę dla gazociągu Rembelszczyzna-Gustorzyn na terenie województwa mazowieckiego

4 listopada 2011 roku wojewoda mazowiecki Jacek Kozłowski wydał decyzję o pozwoleniu na budowę gazociągu relacji Rembelszczyzna-Gustorzyn, na odcinku o długości 134,43 km. Decyzja dotyczy powiatów: płockiego, płońskiego, nowodworskiego i legionowskiego na terenie województwa mazowieckiego.

Gazociąg Rembelszczyzna-Gustorzyn o długości ok. 176 km zlokalizowany jest na obszarze województw mazowieckiego i kujawsko-pomorskiego. Budowa gazociągu będzie realizowana w trzech etapach: Gustorzyn-Płock, Rembelszczyzna-Płońsk i Płock-Płońsk.

Realizacja projektu inwestycyjnego GAZ-SYSTEM S.A. na odcinku Rembelszczyzna-Gustorzyn dofinansowana jest kwotą 121,55 mln PLN z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 (POLiS). Z funduszy tego Programu dofinansowane są także gazociągi: Szczecin-Gdańsk (226,88 mln PLN), Gustorzyn-Odolanów (175,45 mln PLN), Szczecin-Lwówek (159,26 mln PLN), Włocławek-Gdynia (31,96 mln PLN), Jeleniów-Dziwiszów (65,1 mln PLN) oraz Polkowice-Żary (25,59 mln PLN).

Planowany termin zakończenia inwestycji - maj 2014 r.

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.

Umowa pomiędzy GAZ-SYSTEM S.A. i PKN ORLEN S.A.

GAZ-SYSTEM S.A. i PKN ORLEN S.A. podpisały umowę dotyczącą przyłączenia instalacji gazowych w mającej powstać we Włocławku elektrowni PKN ORLEN do krajowej sieci przesyłowej gazu ziemnego.

Umowa przewiduje budowę gazociągu przyłączeniowego na terenie gmin Lubanie i Włocławek oraz włączenie nowego odcinka do istniejącego gazociągu w rejonie miasta

Gąbin w województwie mazowieckim. Zakres prac obejmuje również modernizację węzła Gustorzyn, co umożliwi dwukierunkowy przepływ gazu, oraz budowę stacji gazowej o przepustowości 80 tys. m sześć./h z możliwością zwiększenia do 160 tys. m sześć./h.

Szacunkowa wartość inwestycji wyniesie ponad 22 mln zł, a czas jej realizacji oceniany jest na 30 miesięcy. PKN ORLEN, jako odbiorca końcowy, zgodnie z Prawem energetycznym, pokryje 25% nakładów tej inwestycji.

– PKN ORLEN konsekwentnie realizuje strategię, której celem jest przekształcenie spółki w koncern multiutility. Budowa nowoczesnej elektrowni gazowej we Włocławku jest jedną z kluczowych inwestycji w realizacji tej strategii. Mamy już większość niezbędnych decyzji i pozwoleń, a przed nami wybór wykonawcy. Umowa z GAZ-SYSTEM zapewni stworzenie warunków umożliwiających oddanie do eksploatacji bloku gazowego, którego uruchomienie nastąpi w 2014 roku – powiedział Jacek Krawiec, prezes Zarządu PKN ORLEN.

– Stworzenie technicznych możliwości pozwalających na zwiększenie zużycia gazu ziemnego w Polsce oraz rozwój inwestycji w obszarze energetyki gazowej jest jednym z priorytetów w strategii biznesowej GAZ-SYSTEM. Spółka realizuje plan inwestycyjny zakładający wybudowanie w kraju ponad 1000 km nowych gazociągów przesyłowych, budowę połączeń transgranicznych oraz terminalu LNG w Świnoujściu. Realizacja tych inwestycji pozwoli na stworzenie w Polsce warunków do rozwoju przedsięwzięć biznesowych opartych na gazie ziemnym oraz dostęp do surowca po konkurencyjnej cenie na europejskim rynku. – powiedział Jan Chadam, prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

Budowa nowej i modernizacja istniejącej infrastruktury przesyłowej jest częścią realizacji planów PKN ORLEN obejmujących budowę we Włocławku bloku energetycznego o mocy 450 MW, zasilanego gazem ziemnym. Rozpoczęcie inwestycji planowane jest na przyszły rok, a uruchomienie bloku ma nastąpić w roku 2014.

PKN Orlen S.A.
Biuro Prasowe

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



Stanisław Szafran



Wioleta Wanat



Kol. Krystyna Maciurzyńska przechodzi na emeryturę

Z dniem 15 stycznia 2012 r. kol. Krystyna Maciurzyńska stosownie do osobistych zamierzeń, po wykorzystaniu przysługujących jej dni wolnych i urlopu przechodzi na zasłużoną emeryturę.



Kol. Krystyna Maciurzyńska pracuje w Stowarzyszeniu Naukowo-Technicznym Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego od 1979 r., zajmując kolejno stanowiska starszego specjalisty ds. finansowo-księgowych, głównego księgowego, zastępcy dyrektora, a od 2000 r. dyrektora Biura Zarządu Głównego. Aktywnie uczestniczyła w organizacji znaczących imprez naukowo-technicznych, sympozjów międzynarodowych i krajowych, konferencji, zjazdów.

W latach 1996 - 2008 była członkiem Zarządu Głównego. Przez szereg lat pełniła funkcję wiceprzewodniczącej Komisji Finansowo-Budżetowej ZG oraz członka Komisji Doraźnej Pomocy Koleżeńskiej, a od 2004 r. pełni funkcję sekretarza Rady Seniorów i Kapituły Medalu im. I. Łukasiewicza. Od 2000 r. jest członkiem Zespołu Redakcyjnego Biuletynu Informacyjnego Zarządu Głównego SITP NiG. Za osiągnięcia w pracy zawodowej i społecznej była odznaczona Złotym Krzyżem Zasługi, Diamentową Honorową Odznaką SITP NiG i FSNT NOT, a XXXIV Walny Zjazd Delegatów SITP NiG nadał Jej godność Członka Honorowego SITP NiG.

Serdecznie dziękujemy kol. Krystynie za wieloletnią działalność na różnych funkcjach pracy stowarzyszeniowej, dziękujemy za współpracę w redagowaniu „Biuletynu Informacyjnego”, dziękujemy za wspólne rozwiązywanie wielu problemów organizacyjnych Stowarzyszenia.

Życzymy Jej dobrego zdrowia, dalszej owocnej pracy twórczej oraz wszelkiej pomyślności w życiu osobistym oraz zapewne, jak zawsze niezawodnie na forum stowarzyszeniowym.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP NiG

Kalendarium

04.11.2011 r. w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa.

16.11.2011 r. w Warszawie odbyło się posiedzenie Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Warszawie, w czasie którego:

- rozpatrzono i zatwierdzono do realizacji przedstawiony przez Zarząd program działania Fundacji Bóbrka i preliminarz wydatków utrzymania Muzeum w roku 2012;
- rozpatrzono proponowane przez Zarząd Fundacji, zmiany w strukturze organizacyjnej Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego Im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce,
- przyjęto informację Zarządu Fundacji o realizacji programu działania Fundacji Bóbrka za 9 miesięcy 2011 r.

28.11.2011 r. w Krakowie odbyło się zebranie Głównej Komisji Budżetowo-Finansowej, podczas którego:

- omówiono wynik finansowy SITP NiG za 3 kwartał br.;
- zaopiniowano przewidywane budżetowe SITP NiG na 2012 r.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanka i Kolegdy

70 urodziny Jerzy Rataj

z Oddziału SITP NiG w Poznaniu w dniu 21.11.2011 r.

70 urodziny Aleksander Gwarda

z Oddziału SITP NiG w Tarnowie w dniu 2.11.2011 r.

70 urodziny Danuta Lesniowska

z Oddziału SITP NiG Warszawa I w dniu 25.11.2011 r.

75 urodziny Romuald Korzyk

z Oddziału SITP NiG w Sanoku w dniu 02.11.2011 r.

75 urodziny Jerzy Hofman

z Oddziału SITP NiG w Katowicach w dniu 26.11.2011 r.

80 urodziny Marian Nowakowski

z Oddziału SITP NiG Warszawa II w dniu 20.10.2011 r.

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

XI posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG

6 października 2011 r. w sali konferencyjnej PGNiG SA w Warszawie odbyło się XI posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG. Obradom ZG przewodniczył prezes SITPNiG Michał Szubski.

Głównymi tematami posiedzenia było:

1. Przyjęcie protokołu z zebrania Zarządu Głównego w dniu 23 marca 2011 r.;
2. Informacja sekretarza generalnego o:
 - realizacji uchwał i postanowień Zarządu Głównego z dnia 23 marca 2011 r.,
 - działalności SITPNiG od r. 23 marca 2011 r.;
3. Podjęcie uchwały w sprawie zwołania XXXVIII Walnego Zjazdu Delegatów SITPNiG.;
4. Powołanie Komisji Statutowej XXXVIII WZD SITPNiG.;
5. Podjęcie uchwały w sprawie organizacji VII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników w 2012 r. w Bóbrce.;
6. Zatwierdzenie założeń do sporządzenia budżetu SITPNiG na 2012 r.;
7. Zmiany w składzie Kapituły Medalu im. I. Łukasiewicza;
8. Nadanie Odznak Honorowych SITPNiG.;
9. Akceptacja wniosków na Odznaki Honorowe FSNT NOT.

W związku upływem w 2012 r. 4-letniej kadencji władz SITPNiG Zarząd Główny SITPNiG podjął uchwałę w sprawie kampanii sprawozdawczo-wyborczej w Oddziałach, Kołach i Klubach SITPNiG oraz zwołania XXXVIII Walnego Zjazdu Delegatów SITPNiG.

A. Kampania sprawozdawczo-wyborcza w Oddziałach, Kołach i Klubach SITPNiG powinna przebiegać wg następujących zasad:

1. Walne zebrania członków Kół i Klubów SITPNiG należy zorganizować w okresie od 2 stycznia do 15 marca 2012 r. Zarządy Kół i Klubów SITPNiG powinny zorganizować i przeprowadzić walne zebrania członków Kół i Klubów SITPNiG zgodnie z postanowieniami: §§ 51,52 Statutu SITPNiG, zasadami ordynacji wyborczej, głosowań i podejmowania uchwał ujętych w §§ 58 – 66 Statutu SITPNiG, regulaminu obrad walnego zebrania członków Kół i Klubów SITPNiG zatwierdzonego przez WZK. Termin WZK powinien być uzgodniony z Zarządem Oddziału SITPNiG.
2. Uchwała zobowiązuje Zarządy Oddziałów SITPNiG do: wydania odpowiednich

wytycznych odnośnie organizacji walnych zebrań członków Kół i Klubów SITPNiG, nadzoru i koordynacji przygotowań merytorycznych oraz prac organizacyjnych dotyczących walnego zebrania członków Kół i Klubów SITPNiG, ustalenia klucza wyborczego delegatów Kół i Klubów na Walne Zgromadzenie Delegatów Oddziału, ustalenia terminarza walnych zebrań członków Kół i Klubów SITPNiG.

3. Po zakończeniu kampanii sprawozdawczo-wyborczej w Kołach i Klubach SITPNiG z mocy § 61 Statutu SITPNiG, Zarządy Oddziałów SITPNiG powinny powołać Komisje Wyborcze WZDO.
4. Walne Zgromadzenia Delegatów Oddziałów SITPNiG należy przeprowadzić w okresie od 15 marca do 15 czerwca 2012 r. zgodnie z postanowieniami: §§ 36,37,38 Statutu SITPNiG, ordynacji wyborczej, głosowań i podejmowania uchwał - §§ 58 – 66 Statutu SITPNiG, regulaminu obrad Walnego Zgromadzenia Delegatów Oddziału SITPNiG przyjętych przez WZDO, w terminie uzgodnionym z Zarządem Głównym SITPNiG.
5. W oparciu o postanowienia § 38 ust.6 Statutu SITPNiG ustala się, że Walne Zgromadzenia Delegatów Oddziałów dokonają wyboru delegatów na XXXVIII Walny Zjazd Delegatów SITPNiG wg klucza - 1 delegat na każdą rozpoczętą liczbę 90 członków Oddziału SITPNiG wg złożonych ankiet i opłaconych składek członkowskich na dzień 31 grudnia 2011 r. oraz zastępców delegatów w odpowiedniej proporcji do ilości delegatów, jednak nie mniej niż 2.
6. Po zakończeniu kampanii sprawozdawczo-wyborczej w Oddziałach SITPNiG, Zarząd Główny SITPNiG na mocy § 60 Statutu SITPNiG powoła Komisję Wyborczą WZD.
7. Zarząd Główny upoważnił Prezydium Zarządu Głównego SITPNiG do: nadzoru i koordynacji całokształtu kampanii sprawozdawczo-wyborczej w Oddziałach SITPNiG, opracowania terminarza Walnych Zgromadzeń Delegatów w Oddziałach SITPNiG.

B. XXXVIII Sprawozdawczo-Wyborczy Walny Zjazd Delegatów SITPNiG zostanie zwołany 18 i 19 października 2012 r. w Słoku k/ Belchowa.

 - W związku z przyjętą uchwałą w sprawie zwołania XXXVIII WZD SITPNiG, zgodnie z § 24 ust.17 Statutu SITPNiG, Zarząd Główny SITPNiG powołał Komisję Statutową XXXVIII Walnego Zjazdu Delegatów



Prezes SITPNiG Michał Szubski w asyście wiceprezesów Andrzeja Mikołajczaka i Stanisława Rychlickiego przewodniczący obradom Zarządu Głównego. Fot. S. Szafran



Członkowie Zarządu Głównego podczas obrad Fot. S. Szafran

Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego powierzając jej przewodnictwo kol. Marianowi Stryjskiemu. Zadaniem Komisji Statutowej będzie zebranie opinii i wniosków w sprawie zmian zapisów Statutu SITPNiG oraz Regulaminów Zarządu Głównego, Głównej Komisji Rewizyjnej i Głównego Sądu Koleżeńskiego oraz opracowanie projektu zmian wymienionych dokumentów i przedstawienie ich WZD.

- Na podstawie przebiegu i efektów dotychczasowych edycji Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników organizowanych w Bóbrce, Zarząd Główny SITPNiG ocenił, iż ta forma prezentacji najnowszych stanowisk gremiów naukowych, stowarzyszeniowych i przemysłowych w zakresie stanu i rozwoju przemysłu naftowego i gazowniczego utrzymała się i w pejzażu kongresów i konferencji naukowo-technicznych organizowanych w Polsce. Istnieje potrzeba kontynuacji prac kongresu w 2012 r. w celu korygowania kierunków działań zmierzających do dalszego rozwoju górnictwa naftowego, gazownictwa, przemysłu rafineryjnego i szeroko pojętej polskiej gospodarki energetycznej. Dlatego Zarząd Główny SITPNiG podjął uchwałę o zorganizowaniu VII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Celem kongresu będzie przedyskutowanie współczesnych problemów przemysłu naftowego i gazowniczego oraz wypracowanie sugestii w kwestiach korekt w programach rozwoju tych kluczowych dla gospodarki kraju przemysłów. Kongres będzie organizowany w dniach 23 - 25 maja 2012 r. w Bóbrce. Szczególnym akcentem obrad kongresu będzie uczczenie 190 rocz-

nicy urodzin i 130 rocznicy śmierci Ignacego Łukasiewicza. Zarząd Główny podejmując uchwałę w sprawie organizacji kongresu powołał Komitet Organizacyjny, którego zadaniem będzie przygotowanie tego ważnego forum naftowców i gazowników.

- Zarząd Główny zatwierdził przedłożone przez sekretarza generalnego założenia do projektu budżetu SITPniG na rok 2012 zaopiniowane przez Główną Komisję Finansowo-Budżetową ZG SITPniG.
- W związku z rezygnacją kol. Stanisław Rychlickiego z pracy w Kapitułe Medalu im. Ignacego Łukasiewicza, Zarząd Główny SITPniG powołał w skład Kapituły kol. Stanisława Szafrana, powierzając mu równocześnie funkcję kanclerza Kapituły.
- Zarząd Główny nadał zasłużonym członkom Stowarzyszenia diamentowe, złote i srebrne odznaki honorowe SITPniG. Diamentową Honorową Odznaką SITPniG zostali uhonorowani kol. kol.: Henryk Kurek, Tadeusz Wilczek i Andrzej Machela-Olszacki. Złotą Honorową Odznaką SITPniG zostali wyróżnieni: Kazimierz Jakubowski, Mirosław Szczygieł, Krzysztof Witek, Zbigniew Myśliwiec, Roman Kasza, Stanisław Fejkiel, Dariusz Bęben, Mariusz Miziołek, Jan Pułto, Andrzej Rychlicki, Wiesław Szott, Janusz Śniedziwski, Waldemar Różański, Iwona

Musieliak, Ryszard Bączkowski, Aleksander Siepniewski, Marek Kęsik, Piotr Purkiewicz, Andrzej Cięgnisz, Zbigniew Szmyd, Marian Konopski, Tomasz Haduch, Andrzej Klimczak, Jacek Berezowski, Ignacy Wałęcki, Stanisław Zajdel, Ewa Kania, Waldemar Zbrzeźny, Henryk Laskowski, Stanisław Nosowicz, Tomasz Łaska i Jan Rygier oraz Operatorowi Gazociągów Przesyłowych GAZSYSTEM SA w Warszawie Oddział w Tarnowie. Srebrne Honorowe Odznaki SITPniG otrzymali: Radosław Bury, Krzysztof Gawlas, Krzysztof Sułowski, Marcin Kowalczyk, Janusz Pietruszewski, Krystian Szyler, Jan Cwołek, Jarosław Zachariasz, Stanisław Skalny, Marek Ryznar, Zdzisław Dybaś, Piotr Dąbrowski, Adam Kłósek, Czesław Karnkowski, Urszula Krzysiek, Adam Szeląg, Wojciech Ryłko, Piotr Freiwald, Anna Bernaś, Elżbieta Sala, Emil Furmaniewicz, Jerzy Paluch, Bogdan Nawrocki, Józef Lewiarz, Andrzej Liput, Krzysztof Knap, Sławomir Duran, Sławomir Błaż, Lesław Jurewicz, Józef Kaczor, Jan Krzyżak, Beata Kandler, Bożena Firszt, Grzegorz Głowacki, Krzysztof Kalisz, Paweł Błażejowski, Edward Michalik, Zbigniew Nowak, Jolanta Brzezińska, Katarzyna Winiecka, Agnieszka Paziowska, Dariusz Meyer, Danuta Łuczak, Andrzej Pakuła, Urszula Ludwiczak, Wie-

śław Zawalski, Teresa Konopska, Waldemar Ciećko, Jerzy Zawidlak, Witold Stadnik, Leon Bochenek, Oktawian Grodecki, Wiesław Bereza, Janina Hawranek, Alfreda Lisowska, Jan Dmitrzak, Elżbieta Broniewska, Józef Basarab, Bolesław Piotrowski, Stefan Tarapacki, Stanisław Kuras, Roman Marcinek, Bożena Kukulska-Filipowicz, Andrzej Kłęczek, Stanisław Kremski, Wasyliki Kucula, Ryszard Górski, Anna Fulbiszewska, Andrzej Kruszelnicki, Maciej Cholewiński, Stefan Bińczycki, Andrzej Dąbrowski, Violetta Głuszcz, Paweł Koteja, Agata Krysińska, Andrzej Kurek, Anna Markiewicz, Anna Podraza, Henryk Prończuk, Grzegorz Sojski, Grzegorz Stasiurka, Agnieszka Szczepaniak i Maciej Wąsik. Zarząd Główny nadał godność Zasłużonego Seniora SITPniG: Lilianie Bulewicz-Burlińskiej i Irenie Radziejowskiej. Ponadto Zarząd Główny na wnioski Zarządów Oddziałów SITPniG, zaopiniowane przez Główną Komisję Organizacyjną postanowił wystąpić do Zarządu Głównego FSNT NOT o nadanie diamentowych i srebrnych odznak honorowych FSNT NOT: diamentowej – dla 3 osób i srebrnej – dla 13 osób.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG

Posiedzenie Głównej Komisji d/s Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITPniG

4 listopada 2011 r. odbyło się w Krakowie posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITPniG. Posiedzeniu przewodniczył kol. Mieczysław Jakiel – przewodniczący komisji. Głównymi tematami posiedzenia były:

- wstępne podsumowanie obchodów jubileuszu 50-lecia Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce, a w tym omówiono:
 - organizację i przebieg Międzynarodowej Konferencji Naukowej nt. „Muzeum jako instytucja humanizująca technikę – problemy z prezentacją i ochroną zabytków przemysłowych”;
 - realizację projektów nowych aranżacji w „Domu Łukasiewicza” i budynku „górskiej stacji benzynowej”;
- wystawę w pasażu Głównego Pawilonu

nt. „50 lat Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce – Ocalić od zapomnienia”;

- analiza możliwości stałej modernizacji wystawy nt. „Historii Stowarzyszeń Naftowych na Ziemiach Polskich” zorganizowanej w budynku „Kanadyjki”;
- działania zmierzające do odbudowy mauzoleum Władysława Długosza;
- nowa tematyka w działalności Muzeum m.in. „Polscy naftowcy za granicą”.

Członkowie komisji wysoko ocenili zarówno zakres, jak i poziom organizacji obchodów jubileuszu 50-lecia muzeum, a w szczególności Międzynarodowej Konferencji Naukowej.

Komisja z uznaniem przyjęła informację o zakończeniu prac redakcyjnych książki Jerzego Małyski pt. „CPN – znak nie do zdarcia” o historii i dokonaniach CPN w latach 1944 – 1999;

Komisja przedyskutowała i przyjęła projekt planu pracy na 2012 r. W planie pracy zwrócono szczególną uwagę na potrzebę opracowania programu obchodów doniosłych jubileuszy przypadających w 2012 r.: 190 rocznicy urodzin i 130 rocznicy śmierci Ignacego Łukasiewicza.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG



Członkowie Komisji podczas obrad. Fot. S. Szafran

Ludzie myślą, że fizyka jest nudna.
To nieprawda, po prostu zbyt rzadko
zwracamy uwagę, jak fascynujący świat
fizyki czyni nasze życie łatwiejszym.



$$Q_g = I_{ww} - I_{wd} = G_w C_w (t_{ww} - t_{wd})$$

ciepło użyteczne przekazane do czynnika
obiegowego (ciepło grzejne)

W PGNiG pamiętamy, że to właśnie nauka pozwala nam korzystać z naturalnych zasobów i czyni nasze życie łatwiejszym, dlatego szukamy naukowych innowacji, by jeszcze efektywniej wykorzystywać naturalne zasoby. Technologia spalania gazu ziemnego ma kluczowe znaczenie dla efektywności kosztowej, komfortu użytkownika i ekologii.

Chcesz ogrzewać dom gazem ziemnym?

Skontaktuj się z naszymi konsultantami, aby pomogli ci wybrać najlepsze rozwiązania technologiczne.

Grudziądz u źródeł polskiej elektroenergetyki



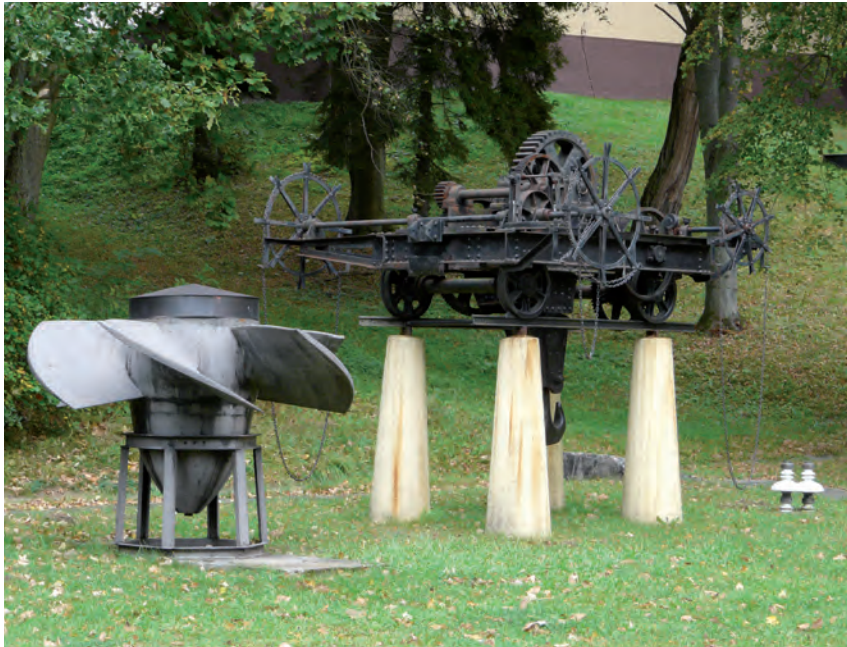
inż. Alfonsa Hoffmanna, określanego ojcem polskiej elektroenergetyki.

Dynamiczny rozwój Gdyni w okresie międzywojennym, w tym budowa portu handlowego i wojennego oraz systematyczna elektryfikacja Pomorza, spowodowały szybki wzrost zapotrzebowania na energię. W 1920 roku na polecenie Ministerstwa Przemysłu Alfons Hoffmann objął



Krzysztof Witkowski

Członkowie Kół Technicznych Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego SITP NiG Oddział w Gdańsku oraz Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych PZITS Oddział w Toruniu, działające przy Pomorskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. Rejon Dystrybucji Gazu w Grudziądzu uczestniczyli 8.10.2011 r. w wycieczce technicznej, której celem było zapoznanie się z pracą oraz historią elektrowni wodnych na przykładzie obiektów zlokalizowanych w m. Gródek oraz m. Żur w województwie kujawsko-pomorskim. Obydwie elektrownie są związane z osobą prof.



Ekspozyty EW Żur. Wirnik turbiny Kaplana i wózek jezdny dźwigni. Fot. P. Schreiber



Generator turbiny Kaplana EW Żur. Fot. P. Schreiber



Obiekt EW Gródek. Fot. P. Schreiber



Uczestnicy na tarasie górnym EW Gródek. Fot. P. Schreiber

kierownictwo budowy elektrowni wodnej w m. Gródek nad rzeką Wdą.

W wyniku różnicy poziomów gruntów uzyskano spadek ok. 18,0 m. Tu wbudowano turbiny Francisa, których moc nominalna osiągała wartość 3,9 MW. W 1924 roku na bazie majątku tej elektrowni utworzono Pomorską Elektrownię Krajową „Gródek” Spółka Akcyjna.

W 1927 roku pobudowano pierwszą w Polsce linię przesyłową o napięciu 60 kV Gródek – Toruń, którą później przedłużono do Gdyni. Założenia budowy opracowali wspólnie prof. Karol Pomiatowski i inż. Alfons Hoffmann.

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wymusił budowę elektrowni wodnej

w m. Żur, pracującej jako elektrownia szczytowa. Wyposażona jest w dwie szwedzkie turbiny systemu Kaplana, sprzęgnięte z generatorami szwedzkiej firmy ASEA o łącznej mocy 7,5 MW. Zamek wodny (obiekt z kratą) zlokalizowany na końcu kanału roboczego znajduje się powyżej 15,0 m od hali z urządzeniami produkującymi prąd. Opracowanie założeń, projekt roboczy i wykonawstwo trwały zaledwie 18 miesięcy. Oddano ją do użytku w 1929 roku.

W Gródku inż. Alfons Hoffmann wybudował również nowoczesną fabrykę grzejników elektrycznych. Liczba wyprodukowanych grzejników w 1937 roku przekraczała 25 tys. sztuk. Zatrudnienie krótko przed wojną wynosiło 450

osób, co dla okolicznych wiosek stwarzało duże możliwości pracy.

W obydwu elektrowniach oglądaliśmy historyczne urządzenia energetyczne, które zebrano w salach pamięci. Wiszące na ścianach obrazy ukazały nam kolejne etapy budowy elektrowni wodnych oraz wydarzenia z nimi związane.

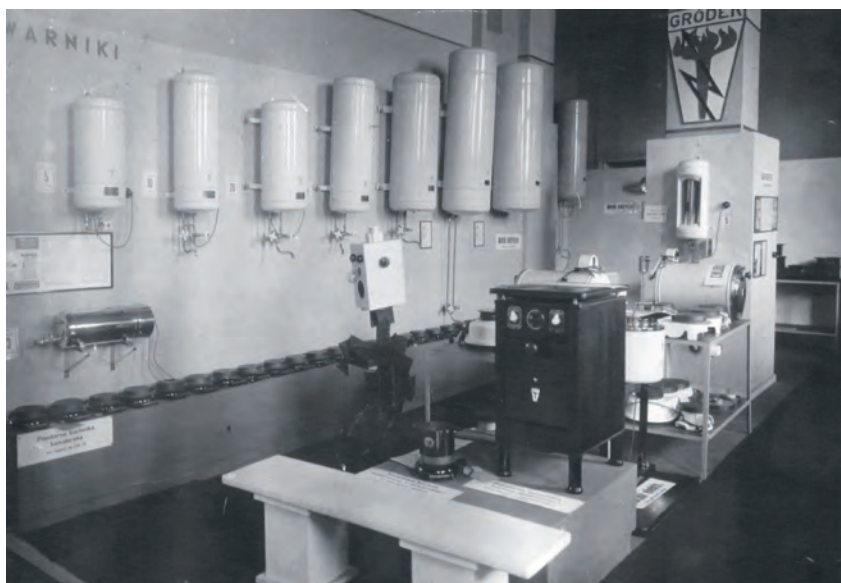
Oprowadzający nas po obiektach pracownicy elektrowni znakomicie przekazali nam wiedzę techniczną oraz przybliżyli atmosferę z tamtych lat.

Wycieczkę zakończyliśmy w znakomitym nastroju posiłkiem integracyjnym.

Krzysztof Witkowski (PZITS)



EW Gródek-widok z lotu ptaka. Fot. archiwum EW



Produkty Fabryki grzejników w Gródku Fot. archiwum EW

Wycieczka techniczno-integracyjna Koła Lublin Bieszczady 2011



Tomasz Życzyński



ODDZIAŁ TARNÓW

zlokalizowany na terenie województwa podkarpackiego - w gminie Sanok i Brzozów w powiecie sanockim. Pierwsze wiercenia w okolicach Strachociny miały miejsce już w 1895 roku, a eksploatacja magazynu w częściowo wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego rozpoczęła się w maju 1982 r. Odbierany GAZ dostarczany jest lokalnie w rejon Sanoka, Krosna, Iwonicza i Jasła oraz do systemu Gaz-Systemu SA. Obecnie pojemność czynna magazynu po ostatniej rozbudowie w 2011 roku wynosi 330 mln m³, a maksymalna moc odbioru 3,85 mln m³/dobe. Po obiedzie oprowadził nas i przedstawił inte-

NASZE WSTAWIENIE.

Stało się już tradycją, iż Zarząd Koła SIT-PNiG przy O/ZG w Lublinie organizuje dla swoich członków wycieczkę, która pozwala poznać ciekawe aspekty techniczne, pogłębić wiedzę o nowych rozwiązaniach w gazownictwie a jednocześnie spędzić kilka dni w kontakcie z naturą w pięknych turystycznie regionach kraju. W tym



Wizyta w PGM Strachocina



Wizyta w PGM Strachocina

roku ponownie wybraliśmy urokliwy, szczególnie jesienią region, jakim są Bieszczady. Kilka lat temu byliśmy tu kwaterując w Zatwarnicy. Tym razem za naszą bazę wybraliśmy Komańczę. Głównym punktem programu wycieczki zorganizowanej od 7 do 9 października 2011 roku i jej technicznym aspektem była wizyta w Podziemnym Magazynie Gazu Strachocina.

Dzięki uprzejmości PGNiG S.A. Oddział w Sanoku mogliśmy zwiedzić instalacje technologiczne służące do odbioru, uzdatniania i przesyłu gazu ze zbiornika do systemu gazowniczego, jak i te służące do zatłaczania gazu do zcerpanego złoża po gazie wysokometanowym, w momencie napełniania zbiornika oraz zapoznać się z historią tego obiektu. PMG Strachocina jest

resującą prezentacją multimedialną o historii i charakterystyce obiektu kierownik PGM pan Mieczysław Kawecki. Na koniec naszej wizyty spadł deszcz i z żalem ruszyliśmy w dalszą drogę, w trakcie której zwiedziliśmy wspaniałą kolekcję makiet cerkiewnych w skali 1:25 i budowle sakralne dawnych ludów żyjących na pograniczu dawnej Ukrainy, Polski i Słowacji,



Centrum Kultury Ekumenicznej w Myczkowcach



Centrum Kultury Ekumenicznej w Myczkowcach



Wizyta w Klasztorze Sióstr Nazaretanek



które wystawiło Centrum Kultury Ekumenicznej CARITAS w Myczkowcach. Na wieczór udaliśmy się do pensjonatu „Pod Kominkiem” w Komańczy, miejsca naszego pobytu w Bieszczadach. Już wyczęceni po całodziejnej drodze zorganizowaliśmy oficjalne spotkanie członków Koła, które było okazją do wręczenia przez przewodniczącego Koła SITPNiG odznaczeń, legitymacji oraz pamiątkowych „złotych” monet członkom koła. Następnie już mniej oficjalnie wspólnie bawiliśmy się na wieczorne integracyjnym. Zabawa trwała długo, ale już myśleliśmy, co będzie jutro, gdyż planowane było wyjście w góry, a pogoda była kiepska. Na szczęście rano okazało się, że po wieczornych i nocnych opadach pogoda się znacznie poprawiła i wyruszyliśmy z przewodnikiem tzw. „trasą czerwoną” w kierunku Jeziorok Duszałyńskich.

Jezioro Duszałyńskie – nazwa dwóch, a w przeszłości trzech, jezior osuwiskowych znajdujących się na zachodnich zboczach

Chryszczatej w pobliżu wsi Duszałyń, jedna z większych osobliwości przyrodniczych Bieszczadów. Jezioro powstało na skutek oderwania zachodniego zbocza Chryszczatej 13 kwietnia 1907 roku, zatamowania odpływu potoku Olchowatego (dopływ Osławy) w kilku miejscach przez masy ziemi i skał, tworzące naturalne zapory, a następnie napływu wody z kulminacji Chryszczatej i Mikitowej. Do osunięcia zbocza doszło po wiosennych roztopach i ulewnych deszczach. W 1957 roku teren ten uznano za obszar chroniony, tworząc rezerwat przyrody „Zwięzł” o powierzchni 2,2 ha oraz wytyczono szlak pieszy. Obecnie jest to szlak: Komańcza – Preluki – Duszałyń – Jezioro Duszałyńskie – Chryszczata (997 m n.p.m.) (Główny Szlak Beskidzki).

Szczęśliwi – że udało się pokonać dość wymagającą i trudną trasę, zadowoleni – że utrzymała się piękna słoneczna pogoda, wróciliśmy do autokaru zmęczeni, lecz żądni dal-

szych wrażeń. Wykorzystując obecność naszego przewodnika udaliśmy się do kolejnego punktu naszej wycieczki - znajdującego się w Komańczy Klasztoru Zgromadzenia Sióstr Najświętszej Rodziny z Nazaretu, potocznie zwanego Klasztorzem Sióstr Nazaretanek. Zgromadzenie to zostało powołane już w roku 1875 przez Franciszkę Siedlecką w Rzymie. Obiekt, który obecnie zajmują siostry, ma swoje początki w roku 1929, kiedy został wmurowany kamień węgielny pod budowę przyszłego pensjonatu-letniska. Autorem projektu budynku był inż. F. Nadziakiewicz z Rymanowa. Obiekt został ukończony w roku 1931, jako pensjonat uzdrowiskowy na styl szwajcarski i miał służyć jako dom wypoczynkowy dla sióstr, te jednak szybko, bo już w roku ukończenia budowy (1931) wprowadziły się tu na stałe. W okresie od 29 października 1955 roku do 28 października 1956 roku, przebywał tu internowany przez władze PRL, prymas Polski kardynał Stefan Wyszyński. Na pamiątkę tego faktu, utworzono w klasztorze Izbę Pamięci Kardynała, w której zgromadzono wiele pamiątek związanych z jego obecnością w tym miejscu. Po tym wszystkim oprowadziła nas przemiła siostra nazaretanka, która doskonale pamiętała kardynała. Wracając do naszej kwatery zwiedziliśmy i obejrzelśmy cerkwie znajdujące się w okolicy i zapoznaliśmy się z historią budownictwa sakralnego na tym terenie, którą przystępnie przedstawiła nam nasza przewodniczka. Wieczorem zasłużona kolacja, na której zjadaliśmy się własnoręcznie zebranymi rydzami, na których wysyp właśnie natrafiliśmy.

Następnego dnia po śniadaniu opuściliśmy nasz gościnny pensjonat w Komańczy i jego właściciela Pana Maxa i pojechaliśmy do Sanoka. Zwiedziliśmy Muzeum – Skansen Budownictwa Lądowego, największą tego typu placówkę w Polsce, prezentującą kulturę materialną ludności Bieszczadów, Beskidu Niskiego



Na szlaku z naszym przewodnikiem



Cel wyprawy Jeziora Duszatyńskie

oraz obiekty przemysłowe (młyn wodny, wiatraki, kuźnie). Zarówno świątynie jak i większość budynków mieszkalnych oraz gospodarczych, posiadają w pełni urządzone i udostępnione do zwiedzania wnętrza (m.in. warsztaty rzemieślnicze: tkackie, garncarza, kołodzieja, wytwórcy drewnianych łyżek, koszy wiklinowych itp.). Nasi przewodnicy mogliby oprowadzać nas godzinami, przy tym barwnie opowiadając o dziejach tego rejonu, ale mieliśmy jeszcze zaplanowane zwiedzanie ekspozycji w muzeum w Sanoku oraz pięknego odrestaurowanego rynku. Muzeum Historyczne mieszczące się w renesansowym zamku królewskim posiada w swoich zbiorach największą w Polsce kolekcję ikon oraz najbogatszy zbiór obrazów słynnego w świecie współczesnego malarza – sanoczanina Zdzisława Beksińskiego. Szczególnie ta ostatnia ekspozycja wywarła na nas niezatarte wrażenie. Wielu słyszało o malarzu i jego tragicznych losach, ale bezpośrednia konfrontacja z jego sztuką była mocnym przeżyciem.



Skansen i Park Etnograficzny w Sanoku



i Pogórza. Park Etnograficzny w Sanoku należy do najpiękniejszych muzeów na wolnym powietrzu w Europie i pod względem ilości obiektów jest największym skansenem w Polsce. Na obszarze 38 ha prezentowana jest kultura polsko-ukraińskiego pogranicza we wschodniej części polskich Karpat wraz z Podkarpaciem. Poszczególne grupy etnograficzne (Bojkowie, Łemkowie, Pogórzanie i Dolinianie) posiadają oddzielne sektory ekspozycyjne znakomicie dostosowane do fizjografii terenu. Odtwarzając typowe układy zabudowy wsi i zagospodarowania zagród na terenie muzeum zgromadzono ponad 100 obiektów budownictwa drewnianego z okresu od XVII do XX wieku, gdzie obok budynków mieszkalnych, mieszkalno-gospodarczych i gospodarczych, w parku znajdują się również obiekty sakralne (XVII-wieczny kościół, dwie XVIII-wieczne cerkwie bojkowskie, jedna

okazała cerkiew łemkowska z samego początku XIX w. i kilka malowniczych kapliczek), budynki użyteczności publicznej (szkoła wiejska, zajazd)



Muzeum Historyczne w Sanoku – przykład twórczości Beksińskiego

Jak zawsze, wszystko co dobre szybko się kończy i po intensywnie spędzonych dniach udaliśmy się w drogę powrotną w kierunku Lublina. Wycieczka była udana, nie tylko z powodu łaskawej aury i dobrej organizacji, ale głównie z uczestnictwa w niej zgranej i sympatycznej grupy prawie 50-ciu naszych członków. Niektórzy szepcem pytali: a gdzie w przyszłym roku?

Tomasz Źyczyński
Przewodniczący Koła SITPNiG
w Lublinie

Foto: W. Wnuk, W. Kasprzak,
H. Gwarda, T. Zawilski

Kamień optymizmu



**ODDZIAŁ
TARNÓW**



Beata Gawłowska-Bajda

Kopalnia krzemienia pasiastego

W piękny wrześnieowy dzień, członkowie stowarzyszeń SITP NiG-u i PZITS-u z sandomierskich kół, wybrali się na zwiedzanie prehistorycznych kopalń krzemienia pasiastego. Kopalnia w Krzemionkach przyciągała nas od lat, tylko tak jakoś trudno nam było się tam wybrać, ale w końcu udało się.

Powrót do przeszłości

Zespół prehistorycznych kopalń krzemienia pasiastego to jeden z najciekawszych obiektów tego typu na świecie. Okres wydobywania krzemienia przypada na 4 do 2 tysięcy lat p.n.e. Kopalnie pracowały przez znaczną część neolitu i brązu. Wytwarzane tu z jurajskiego krzemienia

kopalń, których głębokość sięga 9 metrów.

Przeszliśmy 500- metrową podziemną trasą turystyczną, zobaczyliśmy rekonstrukcję obozowiska górników i pracowni krzemieniarskich oraz zadaszony szybu górniczego sprzed 5 000 lat.

W podziemnych korytarzach podziwialiśmy przekroje krzemienia pasiastego. W Sandomie-

„Galeria pod chmurką”

Mały skansen polskiej XIX wiecznej wsi na swoim podwórku stworzył Edward Ziarko. Kupił starą organistówkę, szkołę, karczmę, stodołę i samodzielnie odrestaurował je stawiając na swoim podwórku. Można u niego w tej chwili zobaczyć w jakich warunkach na początku XIX wieku uczyły się dzieci w szkole, mieszkali chł-



Kopalnia krzemienia pasiastego

rzy, Cezary Łutowicz jako pierwszy zaczął wykorzystywać krzemień pasiasty do wyrobu biżuterii i nazywał go kamieniem optymizmu. W tym roku po raz pierwszy odbył się w Sandomierzu Festiwal krzemienia pasiastego, na którym można było oglądać jedyną w świecie kolekcję prac z krzemienia pasiastego.

Na zakończenie odwiedziliśmy aranżację wioski neolitycznej i o dziwo wielu z nas bardzo dobrze się w tym miejscu i czasie czuło.

Po zapoznaniu się z historią z przed 5 tysięcy lat p.n.e. powoli wracaliśmy do czasów nam bliższych. I tak w drodze powrotnej odwiedziliśmy odrestaurowaną wioskę z początku XX wieku.

pi i gościli się w „Karczmie u Szulca”. Pomiędzy chatami znajdują się różnorodne rzeźby wykonane rękami pana Edwarda. Znaleźliśmy tu także coś naszego, branżowego, a była to rzeźba szybu wiertniczego, która wzbudziła duże zainteresowanie gazowników.

Pan Edward ma jeszcze wielkie plany rozbudowy na przyszłość, ale ciągle boryka się z problemami finansowymi. Starał się również o pozyskaniu na ten cel środków finansowych z Unii Europejskiej, ale napisanie prawidłowego wniosku przerosło jego możliwości. Pomaga mu czasami Urząd Gminy przysyłając od czasu do czasu wycieczki szkolne w celu obejrzenia starej polskiej wsi, ale to ciągle jeszcze za mało. Jak



Karczma u Szulca

gładzone siekiery rozprowadzono wśród odbiorców zamieszkujących znaczną część Europy Środkowej.

Doskonale zachowane hałdy górniczych zagłębień poszybowych, a szczególnie podziemi kopalń pomimo upływu lat zachowały się w prawie niezmiennym stanie. Odkryte w 1922 roku przez geologa Jana Samsonowicza zajmują powierzchnię około 80 hektarów. Skupiają one na swoim obszarze ponad 4 500



Ludzie pozytywnie zakrećeni, od lewej Edward Ziarko, Zenon Bednarski i Artur Starzec



Artur Starzec sprawdza zgodność z oryginałem szybu wiertniczego



Jak u siebie

będziecie przejazdem w Maruszowie koło Ożarowa to pan Edward zaprasza do siebie.

Ludzie pozytywnie zakręceni

Jeśli dobrze poszukamy to wokół nas ciągle znajdujemy ludzi pozytywnie zakręconych i taką osobą jest właśnie pan Edward oraz nasz kolega Zenon Bednarski. To on nas tu sprowadził i pokazał „Galerię pod chmurką”.

O naszym mistrzu z dłutem już pisaliśmy w Karpackim Gazie. Obecnie dorobek jego rzeźb wzrósł znacznie i zostały one umieszczone w ogródku jakby do tego stworzonym. Gospodarz wraz ze swą małżonką powitał nas w swoim ogrodzie pełnym rzeźb ze staropolską gościnnością chlebem i...swojską kielbasą. Nie wiedzieliśmy co robić wcześniej, podziwiać dzieła artystyczne, czy smak swojskiej kielbasy.

Znalazł się jednak czas na wszystko. Odżywione zostały znakomicie i dusza i ciało. Wrażenia pozostały wspaniałe - staropolskie.

Trzy firmy

Po tej wycieczce w przeszłość trzeba było jednak wracać do teraźniejszości, która również posiada swoje uroki. Na zakończenie wycieczki odbyło się spotkanie członków stowarzyszeń, na którym zostały omówione bieżące sprawy obydwu kół i zaplanowane następne spotkania. Przewodniczący obu kół dokonali uroczystego wręczenia legitymacji nowo przyjętym członkom stowarzyszeń.

W sprawach różnych omawiane były poprzednie spotkania oraz obecna współpraca pomiędzy trzema oddzielnymi teraz firmami gazowniczymi. I tak trochę jednak żal, że nadal nie jesteśmy razem. Ale podczas wspólnych spotkań czujemy łączące nas więzi.

Beata Gawłowska-Bajda
Wiceprzewodnicząca Koła SITPNIg
w Sandomierzu



Jubileuszowe monety 65 -lecia SITPNIg

PETROM 2011



W Klimkówce, w Centrum Konferencyjnym Dwór Ostoia, koło Rymanowa Zdroju, w dniach 26 - 28 października 2011 r. odbyło się bardzo interesujące, czwarte już z kolei Sympozjum Naukowo-Techniczne PETROM - Zarządzanie projektami w sektorze naftowo-gazowym. Tym razem motywem przewodnim był CZAS. Zakres prezentacji skupiał się wokół tematu: „Czas - sprzymierzeniec czy wróg działalności projektowej”.



Agnieszka Żmuda otwiera symposium. Przy stole prezydjalnym Stanisław Tokarz. Fot. S. Żmuda



Uczestnicy symposium. Fot. S. Żmuda



Sylwester Oskwarek podczas prezentacji referatu: Zarządzanie czasem w polskich warunkach biznesowych- 9 kroków do praktyki. Fot. S. Żmuda



Marek Kowalczyk prezentuje temat „Optymalizacja czasu projektu ze szczególnym uwzględnieniem ścieżki krytycznej”. Fot. S. Żmuda

Współorganizatorami spotkania byli BMM Sp. z o.o., Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA Oddział w Sanoku, Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. oraz Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Sympozjum zostało objęte patronatem honorowym przez PGNIG S.A., Wyższy Urząd Górniczy i Urząd Dozoru Technicznego. Doskonała pogoda oraz atmosfera, jakie panowały podczas symposium były dopełnieniem tego bardzo interesującego spotkania, skupiającego kilkudziesięciu uczestników, w tym wykładców i słuchaczy z szeroko rozumianej branży naftowej i gazowniczej z całej Polski. Wykładowcy byli moderatorami dyskusji kularowych w tematach przez nich poruszanych w czasie wykładów, głów-



Rafał Głuszak zapoznał uczestników symposium z tematem dobrych praktyk projektowych na przykładzie rozbudowy PMG Strachocina. Fot. S. Żmuda

i organizacja pracy zespołu projektowego - prezentacja doświadczeń branżowych; Przekroczenia terminów projektu w roszczeniach kontraktowych (claim management); CZAS na innowacyjne rozwiązania. Wszystkie te zagadnienia były zaprezentowane w bardzo interesujący sposób, ale - ze względu na ograniczenia czasowe - w niewystarczającym zakresie. Świadczyły o tym przeciągające się dyskusje i pytania po zakończeniu wykładów.

Prezentacje miały bardzo dobry przekaz medialny, prowadzili je ciekawi i doświadczeni ludzie. Dodatkowymi wartościami tego symposium, jakie na pewno wzbogaciły uczestników były wieczorne spotkania integracyjne. Pozwalały one na wzajemne poznawanie się, jak też długie merytoryczne dyskusje. Również atmosfera tych spotkań w różnych konwencjach czasowo-

nie z zakresu swoich doświadczeń nad zarządzaniem, nadzorowaniem projektów. Nie bez znaczenia było także miejsce spotkania. Organizatorzy wybrali je z dużą starannością, aby było komfortowe podczas sesji referatowych, ale również zapewniało przyjazną atmosferę do odpoczynku.

W tym miejscu chcę pochwalić organizatorów za dobór tematyki oraz prelegentów z zakresu ryzyka i adaptacji zmian w projektach w odniesieniu do czasu jako czynnika, nieodnawialnego. Główne poruszane przez nich zagadnienia w warsztatach pt. „Time Management dla Menedżerów” oraz 12 referatach mieściły się w następującym zakresie: Harmonogramowanie zadań i metoda łańcucha krytycznego; Zarządzanie czasem



Rafał Wojciechowski przedstawił temat: „System zarządzania portfelem projektów rozwojowych w UDT” Fot. S. Żmuda

przestrzennych dawała dodatkowo pewien zakres refleksji, zarówno przy powrocie do czasów PRL-u, jak też w ucieczce w kulturę hinduską.

Podsumowując i odnosząc się do motywu przewodniego symposium czyli „czasu” należy stwierdzić, że organizatorzy zadbali w pełnym tego słowa znaczeniu o „czas” jego uczestników.

Piotr Dziadzio



Wieczór indyjski. Fot. S. Żmuda

W przededniu wolnego rynku gazu: konkluzje polskiej prezydencji

informedia
Polska

BONNIER

(wnioski z konferencji „Nowe modele rynku gazu strategię działania”

27-28.10.2011, Warszawa, Hotel Le Meridien Bristol

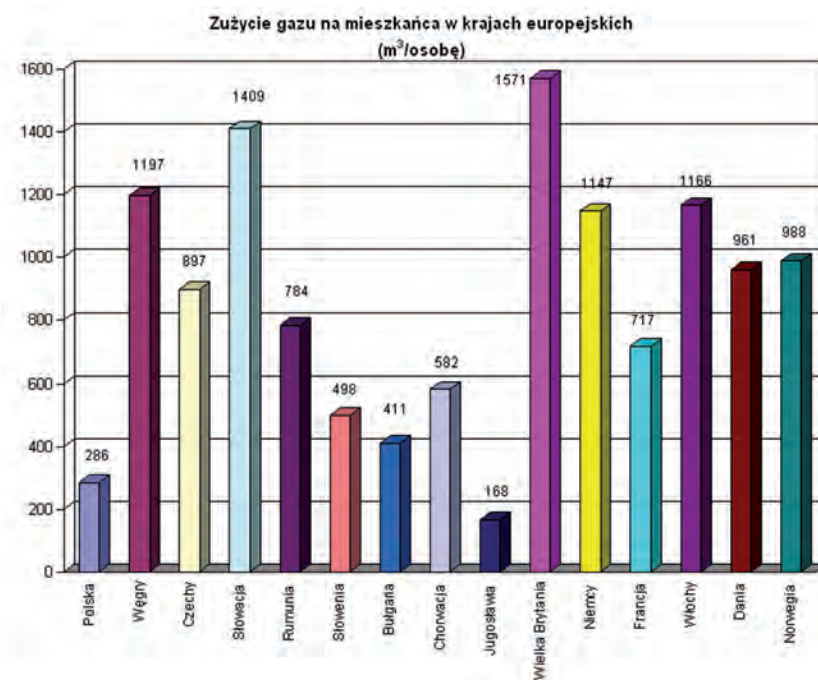
Organizator: Informedia Polska Sp. z o.o.)



Priorytety polskiej prezydencji

Polska prezydencja wnoszący wkład w zdefiniowanie zewnętrznej polityki energetycznej UE. Zmieniająca się sytuacja na globalnym rynku energii stawia przed Europą kolejne wyzwania wymagające wspólnego, pogłębionego wysiłku państw członkowskich na rzecz realizacji celów unijnej polityki energetycznej wyznaczonych w Traktacie z Lizbony. Unia potrzebuje stabilnej i długofalowej strategii na rzecz rozwoju sektora energetycznego w perspektywie do roku 2050. Polska prezydencja wyszła tym wyzwaniom naprzeciw wspierając dążenia państw i instytucji europejskich do pełnego wdrożenia już przyjętych rozwiązań, takich jak III pakiet liberalizacyjny. Prezydencja zamierza osiągnąć największy możliwy postęp w sprawie pakietu infrastrukturalnego i aktów dotyczących efektywności energetycznej, stanowiących główną część legislacji energetycznej. Polska prezydencja planuje zakończyć toczące się negocjacje nad rozporządzeniem o spójności i przejrzystości rynku energii (REMIT) oraz kontynuować prace nad aktami prawnymi, których przyjęcie jest uwarunkowane zewnętrznymi ograniczeniami terminowymi, jak w wypadku nowej umowy EU-US Energy Star.

W świetle powyższego nie dziwi, że spółka Informedia Polska postanowiła zorganizować konferencję o strategiach działania w kontekście nowych modeli rynku energii na świecie, koncentrując się tym razem na perspektywach rozwoju energetyki gazowej. Podobnie jak w przypadku handlu energią, rynek gazu znajduje się obecnie w trakcie kluczowych zmian. To właśnie teraz na szczeblu rządowym, regulacyjnym i biznesowym podejmowane są najważniejsze decyzje co do przyszłych możliwości wolnego handlu tym surowcem. Z gazem związana jest bowiem zdecydowana większość polskiej gospodarki. Przewiduje się, że w obecnym stuleciu, w skali świata, gaz stanie się najważniejszym nośnikiem energii pierwotnej. W Unii Europejskiej gaz ziemny już obecnie stał się drugim, po ropie naftowej,



Rys. 1. Zużycie gazu na świecie. Źródło: Gaz ziemny na świecie, Agencja Rynku Energii, Warszawa 2010.

nośnikiem energii pierwotnej. Istotne znaczenie dla takiego stanu rzeczy miała wzrastająca jego dostępność, wynikająca z prac poszukiwawczych. Udokumentowane światowe zasoby gazu ziemnego wynoszą około 150 bln m³, co przy dzisiejszym poziomie wydobycia starczy na ponad 65 lat. Nie bez znaczenia są w tym wypadku również potencjalne zasoby złóż gazu w miejscu jego największej obfitości, tj. na Syberii, których wielkość być może nawet pięciokrotnie przekracza wielkość zasobów udokumentowanych obecnie. W Polsce zużycie gazu w relacji do liczby ludności nie tylko niekorzystnie odbiega od wielkości zużycia w krajach Unii Europejskiej, ale kształtuje się również na niższym poziomie niż w krajach Europy Środkowej i Wschodniej. Obrazuje to rys. 1.

Krzysztof Noga, prezes KRI Marketing and Trading w swoim wystąpieniu przypomniał, że kwestie związane z energetyką towarzyszą integracji europejskiej od momentu zainicjowania procesów wspólnotowych na początku lat 50.

Znaczenie energii w agendzie politycznej Unii Europejskiej uległo zasadniczemu wzrostowi w połowie pierwszej dekady XXI wieku. Głównymi czynnikami determinującymi tę zmianę stały się agenda klimatyczna Unii Europejskiej, chęć dokończenia budowy wewnętrznego rynku energii oraz konieczność podniesienia poziomu bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych. Wspólnie przyczyniły się one do opracowania legislacji, która w coraz większym stopniu wpływa na kierunki rozwoju europejskiego sektora gazu ziemnego. W 2010 roku na forum Unii Europejskiej prowadzony był przegląd dotychczasowej polityki infrastrukturalnej. Zaowocował on opracowaniem Komunikatu Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020 rok i w dalszej perspektywie, w którym określono zaktualizowaną listę priorytetów infrastrukturalnych oraz zaproponowano wprowadzenie szeregu mechanizmów przyspieszających implementację projektów energetycznych.

Wydobycie i import gazu ziemnego

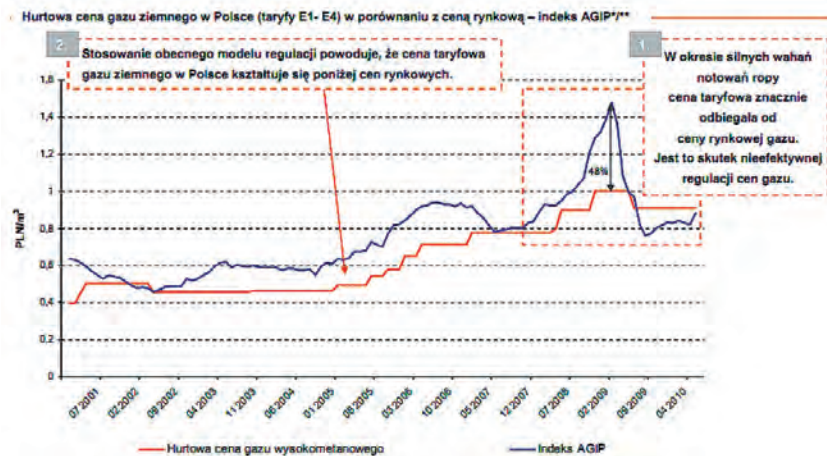
W trakcie kilku ostatnich lat rynek gazu w Polsce ulega widocznym zmianom. Zwiększa się zużycie gazu ziemnego w kraju zarówno przez klientów przemysłowych jak i indywidualnych, które w 2004 roku wyniosło 12,9 mld m sześć., a w 2010 roku już 14,4 mld m sześć. Najliczniejszą grupę odbiorców gazu ziemnego stanowią odbiorcy domowy (6,5 mln klientów), do których w 2009 roku trafiło 4,1 mld m sześć. gazu. Wśród odbiorców przemysłowych największej gazu trafia do zakładów azotowych.

W ostatnich latach import gazu ziemnego do Polski wynosi ok. 9-10 mld m sześć. rocznie. Dostawy gazu z zagranicy realizowane są głównie z Rosji (poprzez gazociąg jamalski oraz połączenia międzysystemowe z Białorusią i Ukrainą) oraz Niemiec (poprzez połączenie międzysystemowe w Lasowie). Ponadto niewielkie ilości gazu importowane są z Republiki Czech oraz Ukrainy. W swoim wystąpieniu zatytułowanym: „PGNiG – firma otwarta na liberalizację rynku gazu w Europie i w Polsce” Sławomir Hinc, Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych PGNiG podkreślił, że wydobywanie gazu ziemnego w kraju prowadzone jest w dwóch oddziałach spółki - w Sanoku oraz w Zielonej Górze. Od kilku lat poziom wydobycia jest realizowany na poziomie 4,1 - 4,3 mld m sześć. W trakcie kilku najbliższych lat PGNiG SA planuje zwiększenie produkcji gazu ziemnego pochodzącego ze źródeł krajowych. Ponadto prowadzone są także prace w Danii, Norwegii czy krajach Północnej Afryki, z których Grupa Kapitałowa PGNiG uzyska dodatkowe źródła gazu ziemnego i ropy naftowej.

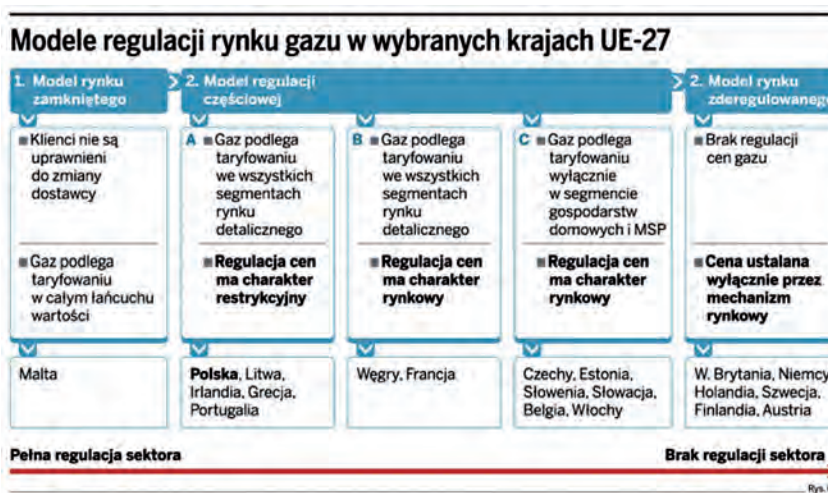
W Polsce prowadzonych jest obecnie kilka projektów związanych z budową połączeń międzysystemowych, pozwalających na zwiększenie importu gazu ziemnego do Polski, uzyskanie dostępu do rynku spotowego lub międzynarodowych hubów zajmujących się handlem gazem. Obecnie przez PGNiG SA, OGP GAZ-SYSTEM i innych partnerów biznesowych prowadzoną są prace nad:

- zwiększeniem przepustowości istniejącego połączenia międzysystemowego z Niemcami, w Lasowie - z 0,9 mld m sześć. do 1,5 mld m sześć. od roku 2011 (połączenie dwukierunkowe);
- budową nowego połączenia międzysystemowego z Czechami - 0,5 mld m sześć. od października roku 2011 (połączenie dwukierunkowe);
- budową terminalu LNG w Świnoujściu - dostawy na poziomie 1,5 mld m sześć. od połowy roku 2014.

Ponadto do 2015 roku Grupa Kapitałowa planuje pozyskać co najmniej 650 MW własnej produkcji energii elektrycznej, a zadania w tym kierunku realizowane są przez spółkę PGNiG



Rys. 2. Ceny gazu w Polsce a w Europie. Źródło: www.naftagaz.pl



Rys. 3. Modele regulacji rynku gazu w UE. Źródło: www.forsal.pl

Energia SA. Do 2015 roku PGNiG SA planuje zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego z obecnych 14 mld m sześć. do poziomu 18 mld m szeć., z czego tylko 2 mld m szeć. zostanie przeznaczony na dostawy surowca do elektrowni zasilanych gazem ziemnym.

Modele dla Europy

Teoretyczne modele liberalizacji rynków gazowych w Europie i na świecie zaprezentował na warszawskiej konferencji Andrzej Sikora, prezes Instytutu Studiów Energetycznych, który przypomniał, że prace nad modelem realizowane są pod egidą Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER). Dotychczasowe prace zaowocowały przygotowaniem aż pięciu różnych koncepcji modeli europejskiego rynku gazowego, na bazie których do końca 2011 roku ma powstać rekomendowana przez CEER spójna wizja:

- Model LCEG przygotowany przez firmę konsultingową LECG (obecnie FTI Consulting) na zlecenie brytyjskiego Regulatora OFGEM;
- Model MECO-S przygotowany przez J-



Fot. 4. Andrzej Sikora z Instytutu Studiów Energetycznych sklasyfikował 5 modeli rynku gazu.

M. Glachanta pod patronatem Instytutu Uniwersytetów Europejskich, The Robert Schuman Centre for Advanced Studies oraz Florence School of Regulation;

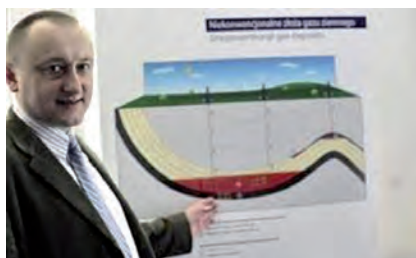
- Model amerykański – EURAM (European American Model) przygotowany przez S. Ascari pod patronatem Instytutu Uniwersytetów Europejskich, The Robert Schuman Centre for Advanced Studies oraz Florence School of Regulation;
- Model Frontier Economics i Ylios and Stratorg przygotowany na zamówienie

GDF Suez;

- Model ASCOS (Ample, Secure and Competitive Supply) przygotowany przez Clingendael International Energy Programme (CIEP).

Gaz z łupków

Paweł Poprawa, kierownik Pracowni Geologii Naftowej z Państwowego Instytutu Geologicznego zaprezentował stan wiedzy o gazie łupkowym w Unii Europejskiej. Z geologicznego



Fot. 5. Paweł Poprawa prezentuje nowoczesne metody szczelinowania.

punktu widzenia, najświeższe europejskie odkrycie Blackpool w Wielkiej Brytanii może skłonić przedsiębiorców poszukujących tego typu złóż w Polsce do większego zainteresowania się analogicznymi formacjami geologicznymi w naszym kraju. Formacja Bowland Shale, to, co prawda, łupki karbońskie, a w Polsce jak na razie największe nadzieje wiąże się ze skałami ordowiku i syluru, jednak zdaniem P. Poprawy, odkrycie spółki Cuadrilla na pewno nie przejdzie bez echa wśród przedsiębiorców i geologów naftowych, a być może poszerzy w przyszłości zakres ich poszukiwań. Odnosząc się do planowanego przez Cuadrilla Resources podjęcia wydobycia na skalę przemysłową w r. 2013, dr Poprawa stwierdził, że „potwierdzenie zasobów gazu łupkowego i ekonomicznej opłacalności ich wydobycia stworzyłyby szansę na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego zarówno Wielkiej Brytanii, jak i Unii Europejskiej (w tym także Polski). Data ta musi jednak zostać potwierdzona szeregiem badań i trudno dziś przesądzić na ile będzie realna.” W dyskusji panelowej pt.: „Czy zasoby gazu łupkowego pomogą w uwolnieniu rynku gazu?” zabrali głos m.in.: Bohdan Bartoszewicz - dyrektor Finansowy Orlen Upstream, Paweł Chałupka - dyrektor Operacyjny Aurelian Oil & Gas oraz Daria Kulczycka - dyrektor Departamentu Energii i Ochrony Klimatu z PKPP Lewiatan. Paneliści zgodzili się, że wydobycie gazu łupkowego jest konieczne, by zapewnić bezpieczeństwo energetyczne Polski.

Regulacja polskiego rynku gazu

Na polskim rynku gazu zaszły istotne zmiany w kwestii liberalizacji, niemniej jednak stoi on nadal w obliczu wielu wyzwań legislacyj-

Łupkowa euroliga

Kwiecień 2011 EIA		Wrzesień 2011	
Kraj	Gaz ziemny – zasoby wydobywalne (Tm ³)	Kraj	Zasoby wydobywalne (Tm ³)
Polska	5,30	Polska	5,30
Francja	5,10	Francja	5,10
Norwegia	2,35	Norwegia	2,35
Ukraina	1,19	Wlk. Brytania	1,41 (Cuadrilla 15 proc. + EIA)
Szwecja	1,16	Ukraina	1,19
		Lancashire	1,13 (Cuadrilla 20 proc.)
Dania	0,65	Szwecja	1,16
Wlk. Brytania	0,57	Wlk. Brytania	1,00 (Cuadrilla 15 proc. + BGS)
		Lancashire	0,85 (Cuadrilla 15 proc.)
Holandia	0,48	Dania	0,65
		Lancashire	0,56 (Cuadrilla 10 proc.)
Turcja	0,42	Holandia	0,48
Niemcy	0,23	Turcja	0,42
Litwa	0,11	Niemcy	0,23
		Wlk. Brytania	0,15 (BGS)
		Litwa	0,11

*ranking wrzesniowy; 1 Tm³ to 1000 mld metrów sześciennych

nych, które zostały przedstawione przez kancelarie Baker & McKenzie Krzyżowski i Wspólnicy oraz SSW Spaczyński, Szczepaniak i Wspólnicy. Oskar Waluśkiewicz, Starszy Prawnik z Baker & McKenzie Krzyżowski i Wspólnicy skupił się na możliwościach utrzymywania zapasów obojętnych w instalacjach magazynowych położonych na terenie UE, a Dominik Strzałkowski, Senior Associate z SSW Spaczyński, Szczepaniak i Wspólnicy wytłumaczył na czym polega grupowanie przepisów dotyczących branży gazowniczej oraz przedstawił zakres podmiotowy i przedmiotowy nowej ustawy prawo gazowe.

Prawnicy podkreślili, że kluczowym dokumentem ustawodawstwa wspólnotowego ustalającym główne zasady liberalizacji rynku gazu jest dyrektywa 2003/55/WE (dyrektywa gazowa). Dokumentami pomocniczymi wydanymi do dyrektywy są wytyczne, raporty i noty wyjaśniające, które mają umożliwić wymianę doświadczeń i stworzenie regulacji jak najlepiej wdrażających postanowienia dyrektywy w państwach członkowskich. Oprócz tego, we wrześniu 2005 r. zostało wydane rozporządzenie 1775 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. Rozporządzenie, z uwagi na charakter tego aktu prawnego, obowiązuje bezpośrednio we wszystkich państwach

członkowskich bez konieczności wdrażania go do krajowych przepisów prawnych. We wrześniu 2007 r. Komisja opublikowała „Trzeci pakiet liberalizacyjny” – propozycję zmiany dyrektywy 2003/55/WE i rozporządzenia 1775/29; dokument ten jest jednak nadal przedmiotem dyskusji. Dyrektywa gazowa 2003/55/WE została wdrożona do polskich przepisów prawnych w drodze nowelizacji ustawy Prawo energetyczne, wprowadzając istotne zmiany oraz nowa Ustawa z lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.

W swojej prezentacji Andrzej Szczęśniak - ekspert rynku paliw i gazu skoncentrował się na cenie gazu w Polsce na tle innych krajów europejskich i świata. Ekspert szczegółowo wytłumaczył na czym polegają ceny kwotowane na ropie oraz co to są ceny spotowe, a także scharakteryzował od czego zależą krajowe ceny gazu, ich składniki, rodzaje i dynamika prezentując poniższy wykres:

Cezary Tomasz Szyjko

Perspektywy i konsekwencje liberalizacji rynku gazu



Na konferencji położono duży nacisk na prezentację stanu i konsekwencji wprowadzenia uwolnionego rynku gazu w krajach europejskich. Doświadczeniami z zakresu organizacji wolnego rynku gazu oraz dostosowania do nowych warunków, podzielili się przedstawiciele administracji rządowej, regulatorów rynku a także koncernów gazowych m.in. z Czech, Rumunii i Węgier. Konferencja udowodniła, że liberalizacja rynku gazu stała się najbardziej aktualnym wyzwaniem dla uczestników rynku

KONFERENCJEW SYMPOZJJA, TARGI.

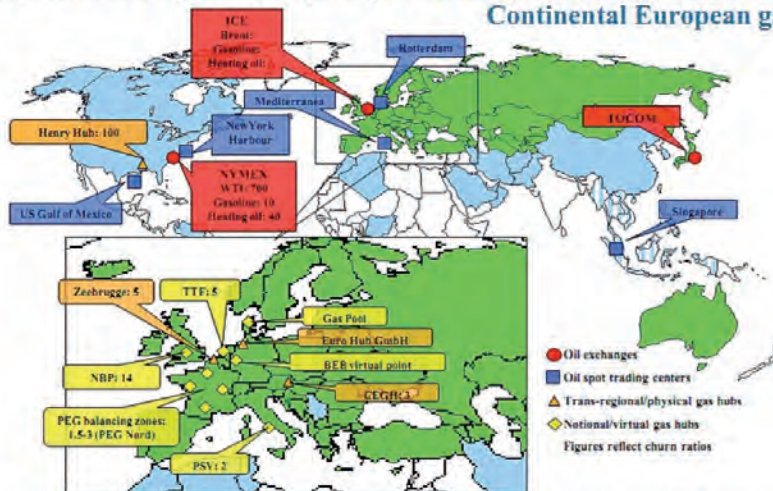


Temat gazu wywołuje wiele kontrowersji ekonomicznych, które są spowodowane bardzo złożoną strukturą geopolityczną tego surowca. W Polsce zasoby złóż gazu zaspokajają ok. 30% potrzeb krajowych, reszta surowca pochodzi z importu. Obecnie prowadzony jest międzynarodowy dialog nad zapewnieniem Polsce większej dywersyfikacji zarówno w przesyśle, jak i dostawach tego kluczowego surowca. Zważywszy na wagę odbywających się i planowanych zmian w sektorze gazu, firma TCCT S.A. postanowiła przedstawić nowe kierunki rozwoju sektora gazu organizując konferencję pt.: Liberalizacja Rynku Gazu w Polsce w dniach 14-15 listopad 2011 w warszawskim Hotelu Marriott Coutyard.

Konferencja zgromadziła wybitne grono ekspertów i wysokiej rangi kadrę menedżerską wiodących firm z sektora gazu z Danii, Kataru, Niemiec, Norwegii, Rosji i Polski. Debatę sprawnie moderował ulubiony ekspert (tzw. niezależny) całej branży energetycznej Andrzej Szczęśniak, który przypomniał, że w związku z formalną implementacją prorynkowych regulacji Unii Europejskiej, do przepisów prawa polskiego, już niedługo rząd będzie musiał przemodelować zasady działania na polskim rynku gazu.

Zdaniem dr. Marcina Sienkiewicza z uniwersytetu Wrocławskiego, państwo musi stworzyć solidne fundamenty bezpieczeństwa i pewności dla uczestników rynku. Rozwiązaniem może

Figure 10. Comparative liquidity of marketplaces: worldwide oil vs. Continental European gas



(*) BEB hub = Bunde (Germany) at German/Dutch border, CEGH = Central European gas hub (Baumgarten, Austria), NBP = National Balancing Point (UK hub), PEGs = French hubs (GdF), PSV = Punto di Scambio Virtuale (Italian hub), TTF = Title Transfer Facility (Dutch hub); (**) churn figures for European hubs - 2008 average (J.Stern, September 2009, NG 34, p.7)

Modelowanie światowego rynku gazu. Źródło: A. Szczęśniak, naftagaz.pl

być Państwowa Rezerwa Gazu (wzorowana na amerykańskiej federalnej rezerwie ropy). Firmy działające na rynku gazu będą wnosili opłaty, a PRG podlegające bezpośrednio np. premierowi (albo ministrowi energetyki) będzie dysponowała infrastrukturą magazynową, w której gromadziła będzie odpowiednie zapasy. Dyrektor Projektowania i Rozwoju GAZOPROJEKTU Piotr Musiał uważa, że można do tego celu wykorzystać krajowe złoża gazu ziemnego (po uprzednim wytypowaniu i zabezpieczeniu) jako naturalne magazyny.

gazu w Polsce oraz szansą dla zaistnienia na nim nowych graczy. Wszyscy z niecierpliwością oczekują jakie zmiany zostaną wprowadzone przez najnowsze akty prawne towarzyszące procesowi liberalizacji rynku gazu oraz czy zapewniony zostanie odpowiedni dostęp do infrastruktury przesyłowej i magazynowej dla nowych dostawców gazu?

Cezary Tomasz Szyjko

Polska wierci!

Relacja z K&L Gates' First Annual Poland Oil & Gas Seminar



Kancelaria K&L Gates ma w pełni globalny charakter i dynamiczną wizję rozwoju. Zatrudnia blisko 2.000 prawników, świadczących usługi prawne w 39 biurach zlokalizowanych na czterech kontynentach. K&L Gates reprezentuje

wiodące globalne korporacje, rozwijające się przedsiębiorstwa oraz firmy średniej wielkości z każdej głównej branży przemysłu, jak też podmioty sektora publicznego, instytucje oświatowe, organizacje filantropijne i osoby fizyczne.



Fot. arch. K&L Gates



Otwarcie konferencji przez Tomasza Dobrowolskiego – Partnera K&L Gates - Biuro w Warszawie. Fot. arch. K&L Gates



Dyskusja podczas panelu „Gdzie jesteśmy, dokąd zmierzamy?” Fot. arch. K&L Gates

16 listopada 2011 roku Kancelaria zainaugurowała prestiżowy projekt z serii „Ropa Naftowa i Gaz” pt.: „Wiercimy! - Kwestie prawne i regulacyjne związane z poszukiwaniem, wydobywaniem i przesyłem gazu łupkowego” w Hotelu Radisson Blu w Warszawie. Seminarium dotyczyło kwestii istotnych dla spółek już zaangażowanych lub rozważających inwe-

stycje w zakresie poszukiwania i wydobywania gazu łupkowego w Polsce. Dyskusje panelowe skoncentrowały się wokół aspektów prawnych i regulacyjnych poszukiwania i wydobywania gazu łupkowego, w tym kwestie związane z formalnymi aspektami organizacji procesu poszukiwań i eksploatacji zaprezentował m.in. Bogdan Kuśnierz – Dyrektor Okręgowego

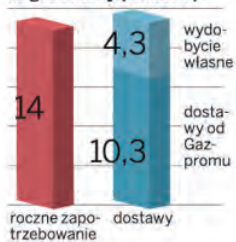
urzędu Górniczego w Warszawie, natomiast zagrożenia w obszarze ochrony środowiska i związaną z tym odpowiedzialnością uczestników procesu zidentyfikował Prof. Stanisław Nagy z Akademii Górniczo-Hutniczej.

Uczestnicy seminarium moderowani przez wybitnych ekspertów-prawników o międzynarodowej renomie: Michaela Zanica, Tomasza Dobrowolskiego, Tima Westona oraz czarującą Panią mecenas Halinę Więckowską szukali odpowiedzi na pytania, które stawiają sobie polscy przedsiębiorcy, administracja państwowa i samorządowa oraz inne podmioty uczestniczące w procesie wydobywania, produkcji i transportu gazu łupkowego. To trwające pół dnia wydarzenie było pełnowartościowym forum profesjonalistów oraz ważnym głosem w ogólnopolskiej debacie na temat oczekiwanego burzliwego rozwoju tego przemysłu oraz problemów, jakie będziemy napotykać. Maciej Jamka, Partner Zarządzający K&L Gates podziękował wszystkim za aktywny udział oraz zapowiedział wkrótce, z wazwyższy na dynamikę rynku, organizację kolejnego seminarium.

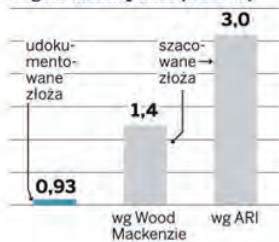
Gaz łupkowy może zrewolucjonizować polski rynek

Jeśli potwierdzą się amerykańskie prognozy, gaz może wystarczyć nam na ponad 200 lat

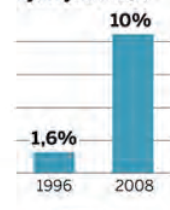
Ile gazu mamy (w mld m³)



Ile gazu możemy mieć (w bln m³)



Udział gazu łupkowego w ogólnym wydobyciu w USA



Wielkość złóż i wydobywania gazu konwencjonalnego w Europie (mld m³)



Źródło: PGI, PGNiG, EIA, szacunki własne

Rys. MC

Cezary Tomasz Szyjko

Energia dzięki wiedzy



Dzięki wiedzy naszych pracowników w bezpieczny i racjonalny sposób prowadzimy eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Surowce te pozyskujemy na terenie pięciu województw północno-zachodniej Polski. Nasze roczne wydobycie gazu zaspokaja 20% krajowego zapotrzebowania na błękitne paliwo.

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



PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA



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 poszukiwawczą i wydobywczą gazu ziemnego, ropy naftowej oraz eksploatację czterech podziemnych magazynów gazu: Husów, Strachocina, Swarzów i Brzeźnica.

W oparciu o 5 Ośrodków Kopalń sanocki oddział PGNiG wydobywa rocznie ok. 1,8 mld m³ wysokometanowego gazu ziemnego oraz blisko 50 tys. ton ropy naftowej.