

NR 7 (183)
lipiec
2013 r.
miesięcznik
Rok XVI
ISSN-1505-523X

15,75 zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



INSTYTUT NAFTY I GAZU

zrealizował projekt:

SPECJALISTYCZNE ŚRODKI CHEMICZNE ZAPEWNIAJĄCE CIĄGLĄ EKSPLOATACJĘ ZŁOŻ ROPY I GAZU

współfinansowany przez Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka, 2007-2013. Priorytet 1. „Badania i rozwój nowoczesnych technologii”. Wartość projektu 3 461 733 PLN.

Celem projektu było opracowanie technologii wytwarzania nowej generacji środków chemicznych o wysokiej efektywności, zapewniających bezawaryjną eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

W wyniku realizacji projektu powstały innowacyjne technologie wytwarzania specjalistycznych środków wspomagających wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym m.in.:

- inhibitorów i dyspergatorów parafin, które będą zapobiegały tworzeniu się osadów parafinowych w ropociągach i obniżały lepkość ropy naftowej ułatwiając jej swobodny przepływ,
- inhibitorów korozji, których zadaniem będzie zabezpieczenie przed korozyjnym działaniem siarkowodoru, dwutlenku węgla i soli zawartych w wodach złożowych,
- inhibitorów hydratów, które będą przeciwdziałały tworzeniu się hydratów gazowych w rurociągach transmisyjnych, zapewniając swobodny przepływ ropy naftowej i gazu,
- inhibitorów hydratów i korozji, które zabezpieczą odwierty i rurociągi transmisyjne zarówno przed tworzeniem się hydratów, jak również przed korozją,
- demulgatorów do odwadniania i odsalania wydobywanej ropy naftowej.



łącznie, w ramach realizacji projektu, opracowano 28 innowacyjnych technologii środków chemicznych, w tym: 6 technologii wodoropuszczalnych inhibitorów korozji o zróżnicowanych parametrach fizykochemicznych stosowanych przy wydobywaniu ropy naftowej, 2 technologie wodoropuszczalnych inhibitorów korozji do gazu, 6 technologii dwu-

funkcyjnych termodynamicznych i kinetycznych inhibitorów hydratów i korozji do ropy, 4 technologie dwufunkcyjnych termodynamicznych i kinetycznych inhibitorów hydratów i korozji do gazu, technologię kinetycznego inhibitora hydratów, 5 technologii inhibitorów i dyspergatorów parafin do rop parafinowych o średniej zawartości parafin, do rop parafinowych o wysokiej zawartości parafin i wysokiej temperaturze płynięcia, do ciężkich rop asfaltenowo - parafinowych oraz 4 technologie demulgatorów do lekkich i ciężkich rop naftowych.



Powyższe technologie są przedmiotami 10 zgłoszeń patentowych zgłoszonych w UP RP. W ramach projektu opracowano 13 procedur badawczych, które służą do oceny właściwości użytkowych opracowanych produktów.

Powstałe w wyniku realizacji projektu technologie zostaną udostępnione potencjalnym producentom poprzez udzielenie licencji. Wyprodukowane środki chemiczne będą oferowane firmom wydobywczym w kraju i za granicą.

Opracowane w ramach projektu technologie wytwarzania specjalistycznych środków dla górnictwa naftowego i gazownictwa są oparte na polskiej myśli technicznej. Technologie te otrzymały medale złote, srebrne i brązowe oraz wyróżnienia na międzynarodowych wystawach wynalazków. Technologia inhibitora korozji do rurociągów gazowych otrzymała złote medale na wystawach wynalazków w Genewie, Brukseli, Warszawie i Kuala Lumpur w Malezji. Technologia inhibitora parafin otrzymała złote medale w Warszawie, Taipei – Taiwan i Cluj-Napoca w Rumunii, a technologia demulgatora otrzymała złoty medal w Cluj-Napoca w Rumunii i srebrny medal w Warszawie. Wszystkie trzy wymienione technologie otrzymały również Dyplomy Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego.

Obszerne informacje na temat wyników projektu, w tym informacje techniczne dla produktów, znajdują się na stronie internetowej www.dodatkidoropy.pl



**INNOWACYJNA
GOSPODARKA**
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI



UNIA EUROPEJSKA
EUROPEJSKI FUNDUSZ
ROZWOJU REGIONALNEGO





Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W tym numerze „Wiadomości...” proponujemy cały szereg interesujących artykułów, zarówno recenzowanych, jak i analityczno-dyskusyjnych na tematy, które dla branży naftowej są interesujące i warte szerszej informacji.

To wydanie rozpoczynamy artykułem pt. „Modelowanie numeryczne pracy otworu poziomego w pierwotnych i wtórnych metodach eksploatacji złoża gazu ziemnego”, którego autorami są Wojciech Machowski i Gabriel Ząbek. Poruszone zagadnienie nie jest nowym tematem na naszych łamach, ale bardziej szczegółowo przybliży w jaki sposób tworzy się z dostępnych danych najbardziej prawdopodobny model numeryczny, który może mieć różno-aspektowe zastosowanie. W niniejszej pracy autorzy zaproponowali model, w którym wykorzystanie otworu poziomego może mieć charakter przynoszący podwójną korzyść, czyli sekwestrację kwaśnych gazów, przy jednoczesnej możliwości podniesienia współczynnika wydobywania węglowodorów ze złoża. Oczywiście, tak jak autorzy sami wspomnieli nie jest to temat nowy w Polsce, bo stosowany od 1996 roku na złożu Bożęcin, ale przy zastosowaniu otworów poziomych, których koszt realizacji stale się obniża należy szerzej dyskutować tę propozycję.

Drugi artykuł opublikowany w bloku „Nauka i technika” to „Zastosowanie ekspanderów na stacjach redukcyjnych w polskim systemie przesyłu i dystrybucji gazu”. Autorami tej pracy są: Wojciech Kostowski, Janusz Skorek i Paweł Bargiel. W dobie poprawy efektywności i prób pozyskania/odzyskania energii, przy równoczesnym jej efektywnym wykorzystaniu, taka propozycja jest bardzo interesująca. Zastosowanie ekspanderów gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w warunkach polskich nie ma miejsca, a mamy szereg zarówno stacji redukcyjnych, jak i magazynów gazu ziemnego, gdzie zastosowanie takiej technologii jest możliwe. Ta innowacyjna technologia może być

w przyszłości w Polsce szeroko stosowana, ale trzeba rozpocząć i tworzyć takie instalacje oraz dyskutować ograniczenia formalno-prawne, chociażby związane z obowiązującymi ustawami i wprowadzaniem do nich poprawek, tak jak to zaproponowali autorzy. Nadal dostępne są środki z Funduszy Unijnych, które niewątpliwie mogą w znacznym stopniu sfinansować takie inwestycje. Zachęcam do przeczytania tego artykułu i wcielenie w życie tej, bardzo ciekawej, propozycji.

W tym rozdziale publikujemy również materiał poświęcony podsumowaniu wiercenia jednego z najgłębszych otworów jaki został w ostatnich latach odwiercony w Polsce. Jego autorzy: Jerzy Maciołek, Aleksander Nowak, Marian Płachta i Zbigniew Tatys, z firmy FX Energy mimo negatywnego pod względem złożowym rezultatu, przedstawili najważniejsze informacje dotyczące wyników i przebiegu wiercenia otworu Kutno-2 oraz sformułowali ciekawe, użyteczne wnioski, jakie powinny być wykorzystane do potencjalnych przyszłych prac w tym rejonie, choć nie tylko.

W kolejnym rozdziale zatytułowanym „Analizy, komentarze” prezentujemy: „Dylematy rozwoju energetyki gazowej w Polsce” – artykuł przygotowany przez Waldemara Kamrata, w którym pokazuje on i poddaje pod dyskusję, na tle dzisiejszej sytuacji energetycznej kraju szanse i możliwości zbudowania gazowej energetyki w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem nowoczesnych technologii wytwarzania energii. Wskazuje między innymi na systemy kogeneracyjne, co zdaniem autora, z którym trudno się nie zgodzić, jest przyszłością.

Tutaj również dość obszerna analiza przygotowana przez Jerzego Papugę na temat „Rynku gazu według Towarowej Giełdy Energii”. Analiza ta oparta jest o obecną sytuację oraz wypowiedzi Ireneusza Łazora, prezesa Towarowej Giełdy Energii. Zachęcam do przeczytania tych materiałów.

W rozdziale „Wieści z polskich firm” kilka informacji z Oddziału PGNiG w Zielonej Górze, między innymi o historii kopalni ropy naftowej „Załęcze” i jej jubileuszu oraz o planowanym rozpoczęciu eksploatacji złoża Lisewo – wspólnie z FX Energy.

Następnie przechodzimy do „Krótkich wieści z polskich firm”, gdzie na początku informujemy o zmianach jakie zachodzą w PGNiG, o tym co nowego w Lotosie i Orlenie i o nowoczesnych technologiach i badaniach na świecie związanych z poszukiwaniami węglowodorów.

Druga część poświęcona jest stowarzyszeniu. Tam między innymi Biuletyn Informacyjny ZG, w którym spośród wielu informacji zarówno z obszaru działalności Zarządu Głównego, jak i oddziałów w Łodzi, Zielonej Górze, Sanoku i Tarnowie oraz informacji o dwóch konferencjach, wspomnę o jednej – pożegnaniu odchodzącego na emeryturę – Janusza Honkowicza. Był on wieloletnim pracownikiem górnośląskiego gazownictwa, prezesem Zarządu – dyrektorem generalnym Górnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Zabrze. W tym miejscu w imieniu swoim i całego zespołu Redakcyjnego „Wiadomości...” oraz Oddziału SITPNiG w Gorlicach serdecznie dziękuję za okazaną pomoc i wsparcie merytoryczne, którym dzielił się z nami.

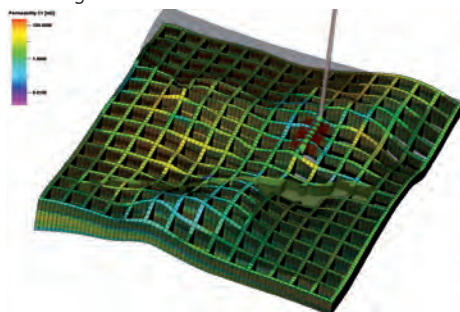
Piotr Dziadzio



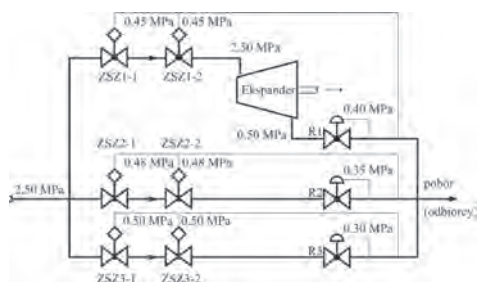
Fot. Paweł Chara

NAUKA I TECHNIKA.

- Modelowanie numeryczne pracy otworu poziomego w pierwotnych i wtórnych metodach eksploatacji złoża gazu ziemnego 4



- Zastosowanie ekspanderów na stacjach redukcyjnych w polskim systemie przesyłu i dystrybucji gazu 9



- Otwór poszukiwawczy Kutno-2 – wyzwania i trudna realizacja 16

ANALIZY I KOMENTARZE.

- Dylematy rozwoju energetyki gazowej w Polsce 19



- Rynek gazu według Towarowej Giełdy Energii 24

WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Gaz na Załęczu od 40 lat 26
- Węzeł Kościan 27



- Gaz z Lisewa 28



- Za wspieranie oświaty 28

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG rozpoczyna konsolidację spółek dystrybucyjnych 29
- Jerzy Kurella pokieruje pracami Zarządu PGNiG SA 29
- Nowy raport amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej 29
- OPEC utrzymuje limity wydobycia ropy 29
- Komisja Europejska v. Rosja 30
- Niemiecki E.ON kupuje gaz ziemny z Kanady 30
- Badania sejsmiczne Ice Bear 2 na Morzu Barentsa 30
- Postępy w sejsmice morskiej 30
- Badania gazohydratów w Zatoce Meksykańskiej 31
- LOTOS = efektywność + rozwój 31
- Profesjonalizm do ostatniego metra 32
- Debiut obligacji detalicznych PKN ORLEN na rynku Catalys 32



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



ADRES REDAKCJI
ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice, tel./fax (0-18) 352 64 84
e-mail: redakcja.wnig@interia.pl, <http://www.wnig.pl>

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

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKŁAD: 1500 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ: tel./fax (0-18) 352 64 84

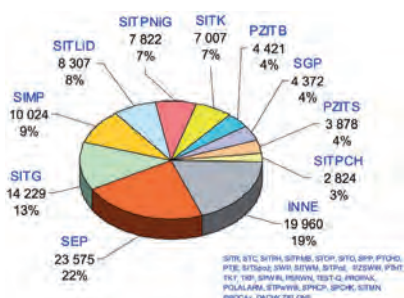
Redakcja zastrzega sobie prawo do dokonywania skrótów i korekty językowej nadesłanych tekstów.

FOTO OKŁADKA:
str. I okł. – KGZ Załęcze. Fot. Paweł Chara

- Kalendarium 33
- Jubileusze urodzinowe koleżanek i kolegów 33
- II Światowy Zjazd Inżynierów Polskich 33
- Janusz Honkowicz – prezes Zarządu Górnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. przeszedł na emeryturę 36
- Posiedzenie Rady Konsultacyjnej Zarządu Głównego SITPNiG 38



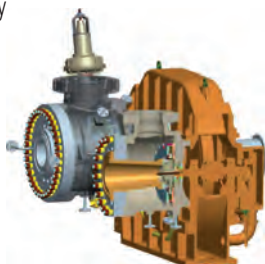
- Posiedzenie Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT 39



- XXIV Konferencja Naukowo-Techniczna DRILLING OIL-GAS 2013 nt.: „Gaz ziemny paliwem XXI wieku” 42

NASZE STOWARZYSZENIE.

- Wycieczka łódzkich seniorów 44
- Wieści z Zielonej Góry 46
- Energia elektryczna z gazu czy atomu? 47



- 75 Konferencja i wystawa w Londynie 49



SPORT, REKREACJA W TURYSTYKA.

- XXVI Spartakiada Szkół im. Ignacego Łukasiewicza 51



- Turniej Tenisa 2013 52



- V Rajd Rowerowy SITPNiG – Twierdza Przemysł 53



RADA PROGRAMOWA WNiG

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

Członkowie:

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

RADA NAUKOWA

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

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

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

Redaktorzy tematyczni:

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

Modelowanie numeryczne pracy otworu poziomego w pierwotnych i wtórnych metodach eksploatacji złoża gazu ziemnego



Wojciech Machowski



Gabriel Ząbek

Abstract

The article describes examples of using horizontal wells. In the first part describes the possibilities of using of these wells in Polish conditions. In the next part describes numerical static model and the results of simulation in primary and secondary (CSEGR Carbon Sequestration & Enhanced Gas Recovery) exploitation. The use of this solution brings double benefits, is used for CO₂ sequestration at the same time increase gas recovery factor.

Streszczenie

Artykuł opisuje przykłady wykorzystania otworów horyzontalnych. W pierwszej części wskazano możliwości wykorzystania otworów poziomych w polskich warunkach złożowych. Następnie przedstawiono model statyczny oraz wynik symulacji przy pierwotnej eksploatacji i jej wspomaganiu CO₂. Zastosowanie otworów horyzontalnych przynosi podwójne korzyści; służy do sekwestracji CO₂, jednocześnie podnosząc współczynnik szczypania złoża.

Wstęp

Przemysł naftowy od ostatnich kilkudziesięciu lat jest jednym z największych użytkowników modeli komputerowych. Modele powstają na podstawie dostępnej informacji geologiczno-geofizycznej, testów złożowych i laboratoryjnych pomiarów na próbkach, a ich wiarygodność w stosunku do rzeczywistego złoża jest funkcją ilości dokładnych pomiarów, stopnia rozpoznania złoża oraz intuicji i wyobraźni osoby je tworzącej. Pomimo olbrzymich mocy obliczeniowych używanych podczas ich tworzenia i poddawania symulacji nigdy nie ma zupełnej pewności wiarygodnego odwzorowania naturalnego złoża.

Historia wierceń otworów horyzontalnych na skalę w pełni przemysłową sięga lat 80. XX wieku. Od połowy lat 90. technologia wiercenia takich otworów uległa rozwojowi głównie za sprawą licznych wierceń horyzontalnych przy wydobyciu niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Technika wiercenia tego typu otworów polega na odwierceniu odwiertu pio-

nowego, przy czym po osiągnięciu zakładanej głębokości w punkcie krzywienia otworu, wykonuje się zmianę trajektorii i wierci poziomo w docelowych warstwach skalnych budujących naturalny zbiornik złożowy (fig. 1).

W polskich warunkach otwory poziome mogą być wykorzystane głównie, jako otwory dla:

- niekonwencjonalnych złóż węglowodorów typu shale gas (gaz z łupków) i tight gas (gaz zamknięty), np. otwór Lubocino-1H,
- konwencjonalnych złóż węglowodorów w przypadku małych miąższości skał zbiornikowych lub w przypadku zbiorników o niskich parametrach filtracyjnych, np. złożo Lubiaków, Międzyzłód, Grotów (LMG),
- podziemnych magazynów węglowodorów, np. Strachocina, Wierzchowice,
- podziemnego zgazowania węgla kamiennego oraz jednoczesnej sekwestracji CO₂.

W większości przypadków złoża gazu ziemnego i ropy naftowej są bardziej rozległe w poziomie niż w pionie. Dzięki zastosowaniu otworu horyzontalnego uzyskujemy większą powierzchnię kontaktu przestrzeni otworowej ze złożem niż w przypadku tradycyjnego otworu pionowego. Efektem tego jest wzrost produktywności otworu (Lim *et al.*, 1992, Machowski, Ząbek, 2013). Użycie takiego rozwiązania pozwala zredukować liczbę otworów w przypadku zastosowania szczelinowania hydraulicznego, oraz w większym stopniu szczypanie dane złożo stosując metody wspomagające wydobycie, a co za tym idzie uzyskać większy zysk (Gui, 2006, Helms, 2008, Stopa *et al.* 2008, Lubaś *et al.*, 2012).

Dla wspomagania pracy złoża gazu ziemnego, w niniejszym opracowaniu, zastosowano zatłaczanie CO₂ co praktykowane jest w Polsce od 1996 na podobnym złożu Borzęcin. Zatłaczanie dwutlenku węgla do wód podścielających na w/w złożu prowadzi do częściowego podtrzymania ciśnienia w strefie gazowej. Z uwagi na wyższą gęstość zatłaczanego dwutlenku węgla (poniżej głębokości 730 m) w stosunku do występującej w złożu mieszaniny gazów naturalnych (tab. 1), nastąpi ich wypieranie w kierunku najwyższej pozycji strukturalnej zbiornika. Tym sposobem możliwe jest podniesienie

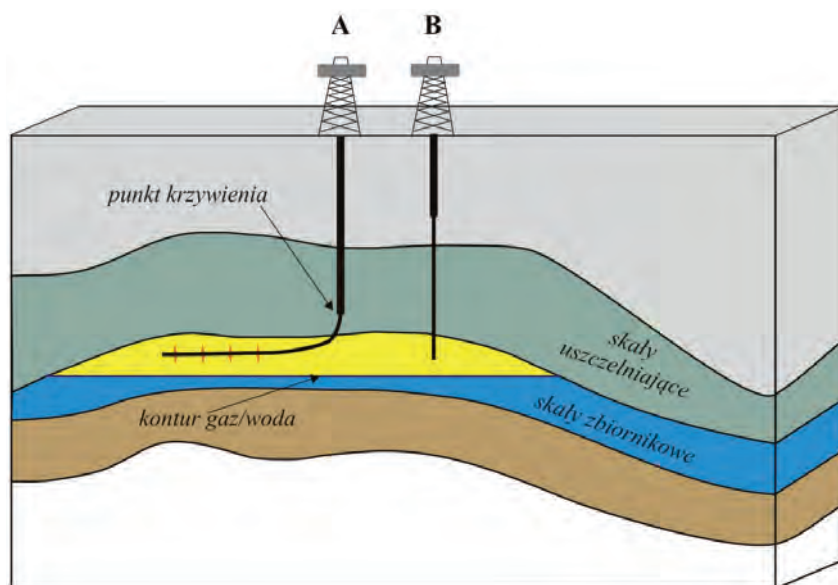


Fig. 1. Schemat udostępnienia konwencjonalnego złoża gazowego otworem: poziomym (A) i pionowym (B)

Tab. 1. Podstawowe parametry statyczne i dynamiczne oraz skład gazu ziemnego

Parametr	Wielkość	Skład gazu ziemnego	
Rozmiar modelu (x,y)	16 x 20,4 km (326,4 km ²)	Metan - C ₁	54,64%
Liczba bloków	160 x 204 x 28 (0,91 mln)	Etan - C ₂	2,12%
Rozmiar bloków(x,y,z)	100 m x 100 m x (3-10) m	Propan - C ₃	0,12%
Porowatość efektywna: średnia / maksymalna	14 % / 29 %	Izobutan - iC ₄	0,03%
Przepuszczalność pozioma: średnia / maksymalna	17,9 mD / 236 mD	Izopentan - iC ₅	0,02%
Przepuszczalność pionowa: średnia / maksymalna	8 mD / 115 mD	Heksan - C ₆	0,01%
Zailenie: średnie / maksymalne	19,8 % / 48 %	Dwutlenek węgla - CO ₂	0,12%
NTG: średnie / maksymalne	0,82 / 1,0	Hel - He	0,42%
Nasylenie nieredukowalną wodą związaną (średnie)	26 %	Azot - N ₂	42,53%
Ciśnienie złożowe (aktualne)	46 bar		
Temperatura złożowa	57 °C		
Zasolenie wody złożowej:	280 g/dm ³		
Liczba otworów pracujących / wszystkich	1-20 / 116		
Czas produkcji / zatłaczania	10 lat / 5 lat		
Maksymalne ciśnienie zatłaczania (pierwotne)	160 bar		
Ilość zatłaczanego CO ₂	1,8 mln ton / rok		

współczynnika wydobywania przy racjonalnym rozmieszczeniu otworów zatłaczających (Taber i Seright, 1992). W ramach podejmowanego zagadnienia autorzy testowali różne warianty pracy złoża: eksploatacja w warunkach pierwotnych istniejącymi otworami pionowymi, włączenie w produkcję otworu poziomego, eksploatacja z wykorzystaniem samego otworu poziomego, zatłaczanie otworem pionowym (ze stanowiska otworu poziomego) i poziomym dwutlenku węgla z jednoczesną produkcją pozostałymi otworami.

Model statyczny

Dysponując dostępnymi informacjami obejmującymi interpretację przeprowadzonych zdjęć sejsmicznych 2D, interpretację krzywych geofizyki wiertniczej i badań laboratoryjnych na rdzeniach, skonstruowano w Katedrze Surowców Energetycznych AGH trójwymiarowy model poziomu zbiornikowego. Obejmuje on model porowatości, przepuszczalności (Bennion i Bachu, 2008), zailenia, NTG (net to gross – iloraz miąższości efektywnej do całkowitej). Tak zdefiniowane, trójwymiarowe odwzorowanie rzeczywistego złoża zostało uzupełnione o wypełniające jego przestrzeń porowatą płyn i poddane symulacji eksploatacji pierwotnej i wtórnej z zatłaczaniem CO₂ (Machowski i Ha Quang, 2011). Zbiór podstawowych parametrów ujętych w modelowaniu przedstawiono w tab. 1.

Lokalizacja otworu poziomego

W celu najbardziej optymalnego umiejscowienia otworu poziomego brano przede wszystkim pod uwagę fragment złoża stano-

wiący podniesienie strukturalne, nieuwzględnione w siatce otworów udostępniających, którego zasoby w pierwotnym rozwierteniu nie są w stanie być wydobyte. Wybór głębokości położenia odcinka poziomego otworu w interwale zbiornikowym został oceniony na podstawie rozkładu parametrów porowatości, przepuszczalności i NTG, aby możliwy był jak największy zasięg drenażu otworu. Długość odcinka poziomego w serii złożowej, ze względu na wybór stanowiska lokalizacyjnego na powierzchni, wynosi 1200 m. (fig. 2).

Model dynamiczny

Modelowanie dynamiczne pracy złoża gazu przy uwzględnieniu parametrów ujętych

w tab. 1 przeprowadzono z zastosowaniem modułu *Black Oil*, *Compositional* – *CO2STORE* i *FrontSim* komercyjnego symulatora *Eclipse* 2012.2 (Schlumberger). Modelowanie *Black Oil* zostało użyte w trakcie kalibrowania modelu statycznego do historii wydobywania złoża. Używanie dobrego dopasowania modelu w stosunku do stwierdzonych historii wydobywania zmian ciśnień i wydatków poszczególnych płynów, ze względu na liczbę zależnych od siebie parametrów petrofizycznych ośrodka skalnego i właściwości PVT (P – ciśnienie, V – objętość, T – temperatura) płynów, stanowi zaledwie jedno z możliwych rozwiązań. Pomimo tego, modelowania i symulacje złożowe, stanowią jedyną metodę rozważenia zachowania dane-

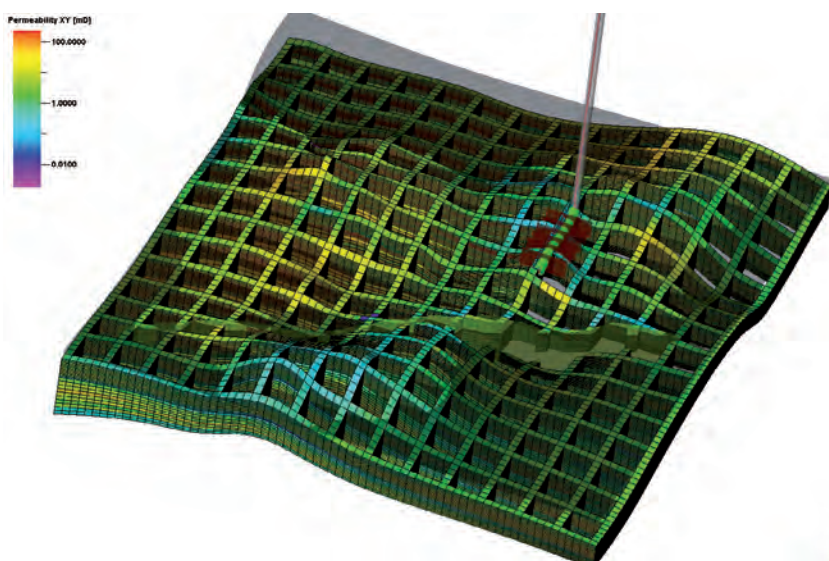


Fig. 2. Konstrukcja udostępnienia złoża otworem horyzontalnym na tle rozkładu przepuszczalności poziomej w serii złożowej (szara powierzchnia definiuje kontur gaz-woda)

go złoża dla różnych, czasem wykluczających się wzajemnie, warunków jego pracy. Model kompozycyjny płynów *Compositional* zobligowano do obliczeń w trakcie wykonania symulacji z jednoczesnym zatłaczaniem dwutlenku węgla. Pozwala on na symulowanie zachowania 3 faz: gazowej (nadkrytyczny CO_2), ciekłej (H_2O) i stałej (głównie NaCl), z jednoczesnym uwzględnieniem wspólnej rozpuszczalności między fazą gazową i ciekłą (z wytrącaniem soli włącznie) (Chadwick A., *et al.*, 2008). W celu prześledzenia wielkości i kierunków frontów migracji powstających w trakcie produkcji i zatłaczania płynów, pod wpływem zaistniałej różnicy ciśnień, wykonano modelowanie dynamiczne z zastosowaniem modułu *FrontSim* (Chen Z., 2007).

Wyniki

Na podstawie zrealizowanych według powyższego opisu głównych i specyficznych założeń symulacyjnych uzyskano obiecujące wyniki. Zadowalające dopasowanie historii pracy złoża do modelu statycznego uzyskano wykonując modyfikacje wody podścielającej złożo (aquifer semianalityczny o zasięgu modelu i ekranowany uskokiem od S). Lokalne niedopasowania odnośnie ciśnień i wykładników wodnych modyfikowano przebudową modelu petrofizycznego (porowatość efektywna, przepuszczalność dynamiczna). W będącym przedmiotem analizy wariancie z udziałem otworu poziomego, jako zatłaczającego dla dwutlenku węgla, uzyskano znaczące podniesienie się średniego ciśnienia złożowego (fig. 3). Produkcja gazu ziemnego przez 19 otworów pionowych rozpoczęta od roku 2013 i odpowiednich na ten dzień warunków barycznych, została od 2018 roku wspomózona zatłaczaniem CO_2 otworem poziomym. Ilość zatłaczanego CO_2 sięga wartości 1,8 mln ton, jednak w całości założonego czasu nie może być na tym poziomie osiągnięta. W wyniku zatłaczania w złożu nastąpił wzrost ciśnienia o 7 bar, a co za tym idzie wzrost produkcji. Zatłaczanie prowadzono do momentu przebicia się frontu dwutlenku węgla do najbliższych otworów produkujących gaz ziemny.

Analiza sumarycznego wydobycia gazu ziemnego przy pierwotnych warunkach produkcji z wykorzystaniem tylko otworów pionowych, z jednoczesnym zatłaczaniem CO_2 otworem poziomym oraz produkcji z udziałem otworu poziomego przedstawiono na fig. 4. Wzrost wydobycia podczas jednoczesnego zatłaczania gazu o ok. 100 mln nm^3 oraz o ponad 200 mln nm^3 podczas produkcji z udziałem otworu poziomego, jednoznacznie potwierdza wysoki potencjał tego typu udostępnienia poziomu zbiornikowego. Obserwowany spadek wykładnika wodnego w otworach najbliższego sąsiedztwa otworu

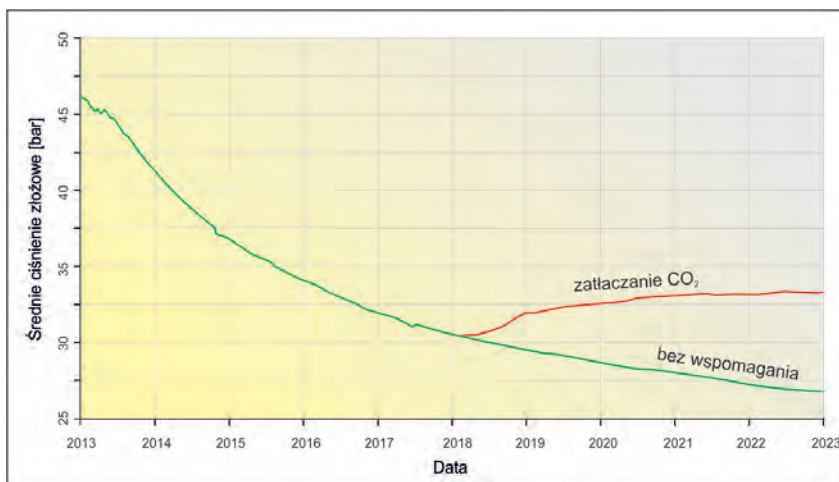


Fig. 3. Zmiana ciśnienia złożowego przy naturalnej eksploatacji i wspomaganiu CO_2

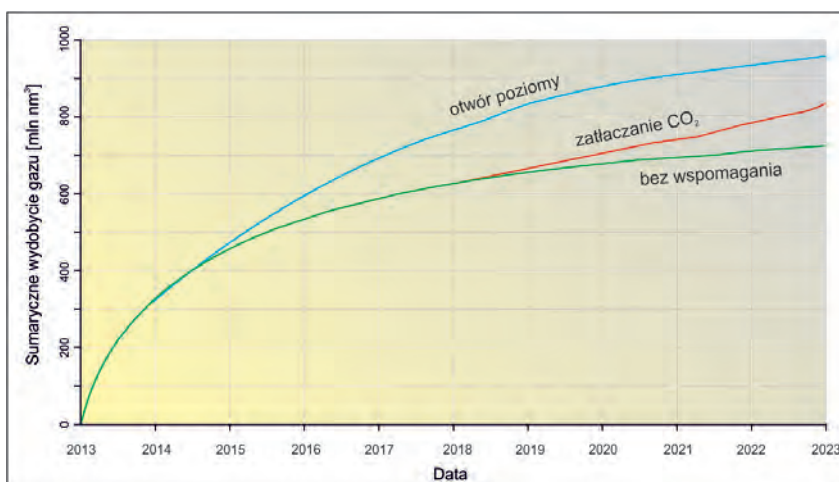


Fig. 4. Całkowite wydobycie gazu przy produkcji pierwotnej otworami pionowymi, z zastosowaniem otworu poziomego oraz przy wspomaganiu CO_2

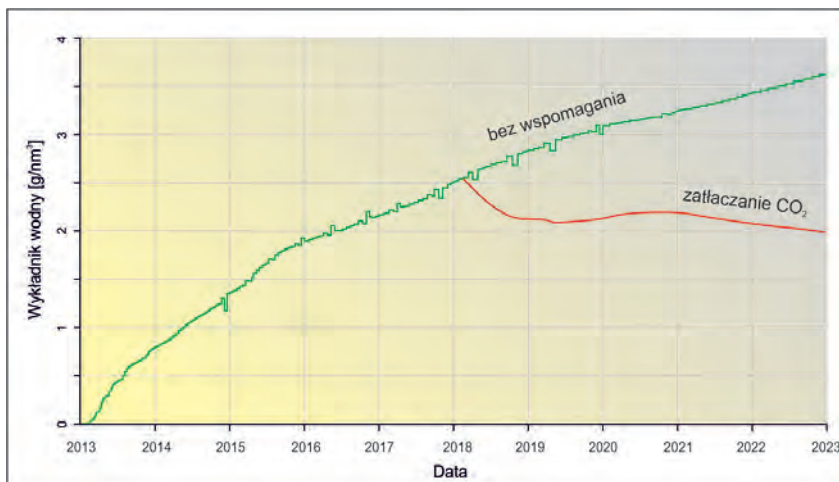


Fig. 5. Zmiana wykładnika wodnego w otworach sąsiednich przy produkcji pierwotnej i ze wspomaganiem

zatłaczającego (<1 km) świadczy o wpływie wzrastającego ciśnienia z frontem wypierającego dwutlenku węgla i przesuwaniu się konturu wody podścielającej.

W celu zobrazowania koncentracji azotu, dwutlenku węgla i metanu skonstruowano przekroje (odpowiednio fig. 6, 7, 8), pokazujące brak „przebicia” CO_2 do sąsiadujących otworów

w stosunku do poziomego otworu zatłaczającego. Analizując fig. 7 można zauważyć lokalne obniżenie się kontaktu fazowego CO_2 – woda w otoczeniu otworu iniekcyjnego.

Ścieżki migracji *Streamlines* medium gazowego, w ograniczonej stabilnym, stropowym uszczelnieniem i mobilnym podścieleniem wód formacyjnych, przestrzeni porowej zbiornika

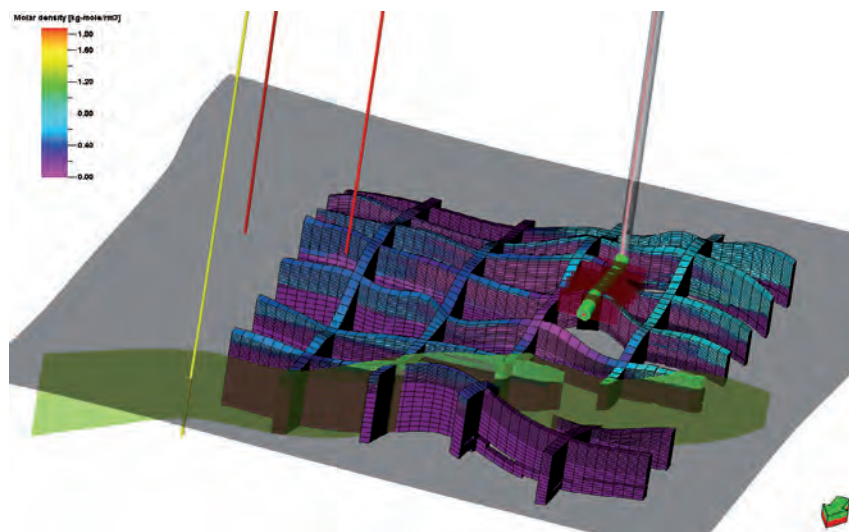


Fig. 6. Koncentracja N_2 po 5 latach załaczania CO_2 otworem poziomym – rok 2023 (szary ekwipotencjał definiuje kontur gaz – woda)

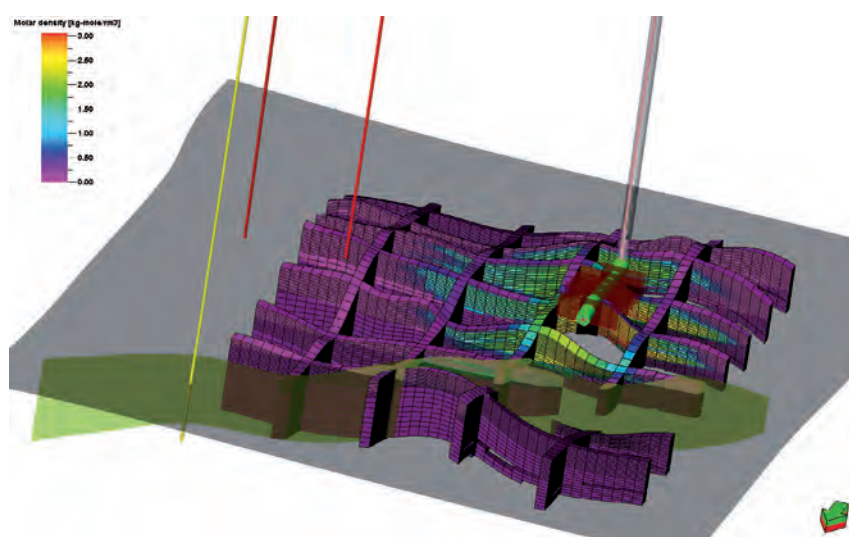


Fig. 7. Koncentracja CO_2 po 5 latach załaczania otworem poziomym – rok 2023 (szary ekwipotencjał definiuje kontur gaz – woda)

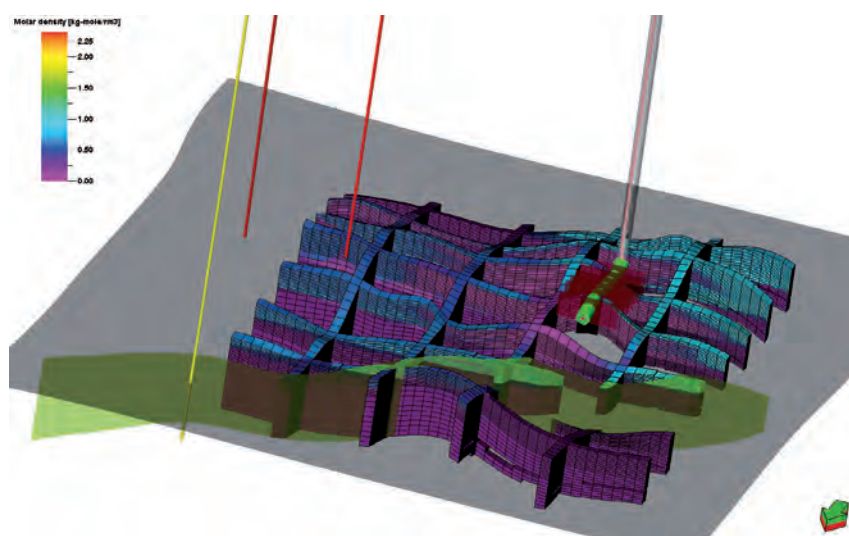


Fig. 8. Koncentracja CH_4 po 5 latach załaczania CO_2 otworem poziomym – rok 2023 (szary ekwipotencjał definiuje kontur gaz – woda)

obrazuje fig. 9. Odpowiada to wariantowi symulacji pracy 20 otworów eksploatujących gaz w warunkach pierwotnych, wśród których inter-

ferencja otworu poziomego wykazuje znaczący udział. W interwale czasowym kilku lat osiąga no tym sposobem zasięg oddziaływania odda-

lony o kilka km (z wyjątkiem kierunku położenia prostopadłej granicy ekranowania przepływu w postaci uskoku zrzutowego) (fig. 9). W trakcie modelowania pracy tego otworu, autorzy testowali skrajne warunki depresji ciśnienia poprzez otwarcie powyżej wyliczonych dla poszczególnych otworów wydatków dozwolonych w celu określenia potencjalnych możliwości tworzenia się stożków wodnych.

Wnioski

Wykonywane modelowania statyczne i dynamiczne mają za zadanie pokazanie potencjału otworu poziomego w trakcie wydobywania, załaczania oraz ich jednoczesnego współdziałania w obrębie jednej struktury złożowej. Wielkość tego potencjału zależna jest od lokalizacji otworu, jego długości, interwałów otwarcia i szczelinowania, parametrów petrofizycznych zbiornika oraz parametrów PVT płynów wypełniających jego przestrzeń porową. Zastosowanie pozycji horyzontalnej otworu aktywnego dla przepływu płynów znacząco zwiększa jego efektywną pojemność produkcyjną w pierwotnych metodach wydobywania. W metodach wtórnych (wspomaganie poprzez załaczanie CO_2) stanowi perspektywę podwójnej korzyści: sekwestracji kwaśnych gazów i jednoczesnej możliwości podniesienia współczynnika wydobywania węglowodorów. Z uwagi na obecny i ciągle się obniżający, koszt wykonania otworu poziomego, należy jednak rozważać ich zastosowanie indywidualnie dla każdej sytuacji złożowej.

Podziękowania

Do konstrukcji modelu statycznego i dynamicznego złoża gazu ziemnego wykorzystano program Petrel 2012.2 i Eclipse 2012.2, udostępnione Wydziałowi Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH przez SIS Schlumberger w ramach umowy CTT-tt-4/2012, o wspieraniu działalności dydaktycznej i naukowej.

Literatura

1. Bennion B. i Bachu S., 2008 - Supercritical CO_2 and H_2S – Brine Drainage and Imbibition Relative Permeability, Relationships for Intergranular Sandstone and Carbonate Formations. SPE Paper #: 99326.
2. Chadwick A., Arts R., Bernstone C., May F., Thibeau S., Zwigel R., 2008, Best practice for the storage of CO_2 in Saline Aquifers, observations and guidelines from the SACS and CO_2 STORE projects. British Geological Survey, 1-267.
3. Chen Z., 2007, Reservoir Simulation. Mathematical Techniques in Oil Recovery. Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM), Philadelphia. 1-219.
4. Gui, P., Jia, X., Cunha, J.C., Cunha, L.B., [2006], Economic Analysis for Enhanced CO_2 Injection and Sequestration Using Horizontal Wells, Pe-

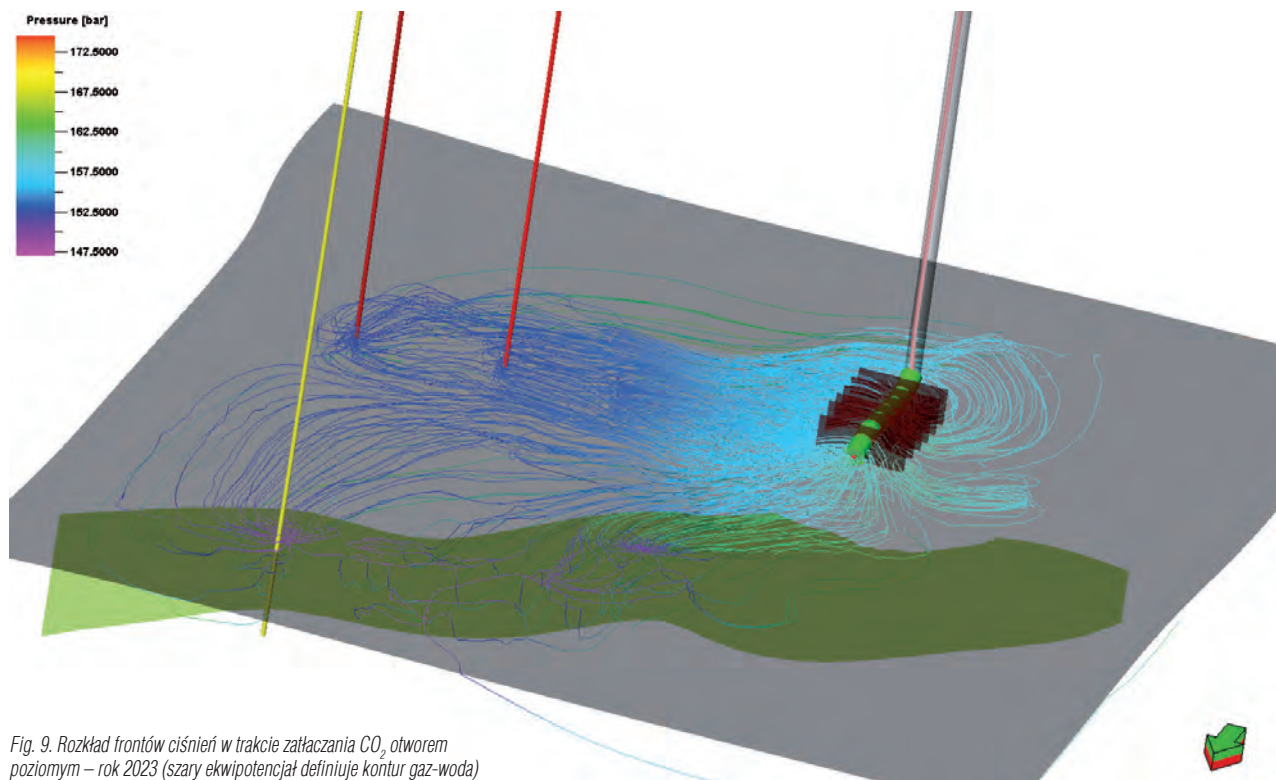


Fig. 9. Rozkład frontów ciśnienia w trakcie zatłaczania CO₂ otworem poziomym – rok 2023 (szary ekwipotencjał definiuje kontur gaz-woda)

- troleum Society's 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, June 13 – 15.
5. Helms L., 2008., *Horizontal Drilling*. DMR Newsletter, vol. 35, p. 1-3.
6. Lim, M.T., Khan, S.A., Sepehrmoori, K., Pope, G.A., [1992], *Simulation of Carbon Dioxide Flooding Using Horizontal Wells*, SPE 24929. Page: 753-768.
7. Lubaś J., Szott W., Dziadkiewicz M., 2012., *Analiza możliwości zwiększenia stopnia szczypania zasobów złóż ropy naftowej w Polsce*. Nafta-Gaz 8/2012., s. 481-489.
8. Machowski W., Ha Quang M., 2011, *Preliminary analysis of petrophysical parameters of the "W" gas field as an introduction to CO2 injection using Eclipse® simulator*. 2nd International Geosciences Student Conference, 9–12 July 2011 in Krakow, Poland. Conference materials.
9. Machowski W., Ząbek G., 2013, *Comparison of CO2 Injection into Saline Aquifer Using Vertical and Horizontal Well - Central Poland*. 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013, 9-14 June, London.
10. Stopa J., Wojnarowski P., Rychlicki S., 2008., *Wykorzystanie wyników symulacji komputerowej do oceny efektywności udostępnienia złoża ropy naftowej za pomocą otworów horyzontalnych*, *Wiertnictwo, Nafta, Gaz*, t. 25 z. 2 s. 679–688.
11. Taber J.J., Seright R.S., 1992, *Horizontal Injection and Production Wells for EOR or Waterflooding*. SPE: 23952, p.87-100.

Mgr inż. Wojciech Machowski
Doktorant w Katedrze Surowców
Energetycznych - Wydziału Geologii,
Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH.

Zajmuje się zagadnieniami symulacji złożowych, sekwestracji dwutlenku węgla i naftowej inżynierii złożowej. Pracował jako geolog – interpretator zdjęć grawimetrycznych i sejsmicznych (Automatic Curve Matching) w Archimedes Consulting Pty Ltd. under University of South Australia, Adelaide oraz jako geolog w PGNiG S.A. Oddział Jasło. W ramach studiów doktoranckich odbył również półroczny kurs w Schlumberger Carbon Service, Paryż, Francja (Reservoir Simulation Department).

Mgr inż. Gabriel Ząbek
Doktorant w Katedrze Surowców
Energetycznych - Wydziału Geologii,
Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH.
Zajmuje się zagadnieniami trójwymiarowych modeli statycznych i symulacji złożowych.

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 5.03.2013
Artykuł przyjęto do druku: 5.07.2013

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

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

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

Zastosowanie ekspanderów na stacjach redukcyjnych w polskim systemie przesyłu i dystrybucji gazu



Wojciech
Kostowski



Janusz
Skorek



Paweł
Bargiel

Abstract

The paper presents the possibility of installing natural gas expanders for the production of electricity within the Polish gas transmission system. The position of expanders in the entire gas transport process was indicated. Existing options for gas pre-heating were discussed, with focus on systems based on gas boilers and IC engines. A pre-feasibility study for a sample pressure reduction object supplied with a 530 kW gas expander was performed; the expander was designed to match baseload flow conditions. The case study shows that a pay-back time of 5 years is possible for a system with an IC engine, while a system with a gas boiler has a longer pay-back time of 11 years. Finally, formal problems that must be solved to allow the technology to enter the Polish market, were briefly discussed.

Streszczenie

W artykule przedstawiono możliwość zastosowania ekspanderów gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w warunkach polskich. Omówiono rolę i lokalizację ekspanderów w systemie transportu gazu. Przedstawiono możliwe sposoby podgrzewu gazu przed ekspansją, zwłaszcza wariant z kotłem oraz silnikiem gazowym. Przeprowadzono wstępną analizę ekonomiczną dla przykładowego obiektu o mocy 530 kW, wpasowanego w podstawę obciążenia stacji gazowej. Wyniki analizy wskazują na możliwy do uzyskania czas zwrotu na poziomie 5 lat przy integracji z silnikiem gazowym oraz 11 lat przy współpracy z kotłem grzewczym. Wskazano także na pozostałe do rozwiązania przeszkody formalne we wdrożeniu technologii na rynek polski.

1. Wprowadzenie

Możliwość zastosowania ekspanderów gazu na stacjach redukcyjnych dotyczy operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz odbiorców zasilanych poprzez własne, zakładowe stacje redukcyjne. Expander umożliwia odzysk części energii włożonej uprzednio

w sprężanie gazu, a także potencjału uzyskanego z przyrody (wysokie ciśnienie gazu w złożu). Proces ten napotyka jednak na trudności wynikające z następujących przesłanek:

Technologiczne: ze względu na dopuszczalną temperaturę gazu (zarówno w systemie zasilania odbiorcy gazu, jak i maszynie rozprężnej) układ ekspandera wymaga podgrzewu i stanowi układ hybrydowy łączący cechy układu odzyskowego oraz wysokosprawnego układu wytwórczego.

Formalne: działalność operatorów sieci gazowych nie obejmuje wytwarzania energii elektrycznej (brak szczegółowych regulacji prawnych dotyczących stosowania ekspanderów).

Ekonomiczne: brak wcześniejszych doświadczeń, skąpa i jednostkowa oferta producentów, brak polskiej produkcji, niejasność sytuacji formalnej – czynniki te powodują, że ocena efektywności ekonomicznej inwestycji dla układu ekspandera obciążona jest bardzo wysoką niepewnością.

Układy z ekspanderami działające obecnie w Polsce są zainstalowane poza właściwym systemem przesyłowym: układ ekspandera przy podziemnym magazynie gazu Wierchowice o mocy 9,1 MW oraz ekspandery u odbiorców przemysłowych (Anwil: moc 990 kW oraz Zakłady Chemiczne Police, moc 1040 kW). Brak jest realizacji na stacjach redukcyjnych

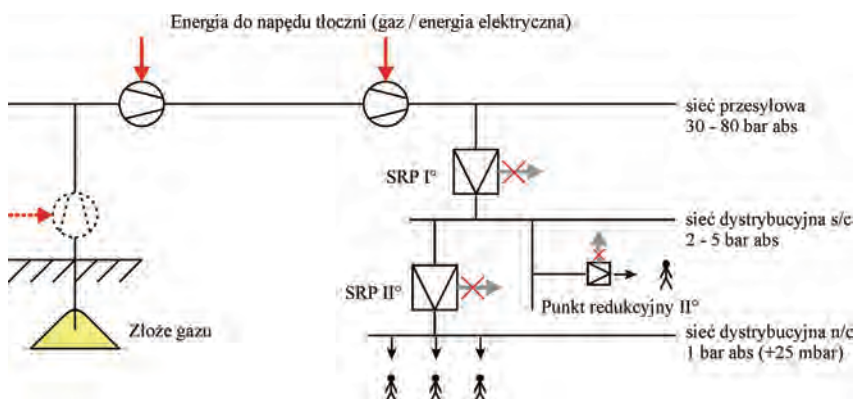
w gazownictwie sieciowym (przesyłowym i dystrybucyjnym).

Tymczasem w innych krajach ekspandery są stosowane nie tylko u odbiorców przemysłowych, ale również w systemie przesyłu i dystrybucji gazu. Przykładowo, wg listy referencyjnej firmy Spilling (producenta ekspanderów tłokowych) w Niemczech zainstalowanych jest około 8,1 MW mocy w 12 obiektach na tzw. stacjach przejęcia (odbioru) gazu do dystrybucji (*Gas-Übernahmestation*), zarządzanych przez zintegrowane wodno-gazowo-energetyczne przedsiębiorstwa dystrybucyjne, tzw. *Stadtwerke*. Tenże producent zrealizował ponadto 5 obiektów o łącznej mocy 4,8 MW u odbiorców prywatnych.

Celem niniejszego artykułu jest przybliżenie możliwości i trudności związanych z układami ekspanderów pod kątem ich zastosowania w polskim systemie gazowym, zwłaszcza w systemie przesyłowym i dystrybucyjnym.

2. Aspekty techniczne i termodynamiczne

Transport każdego medium, również gazu, wymaga nakładu energii (rys. 1). Etap dalekościowy transportu odbywa się poprzez sprężenie gazu i przesył pod ciśnieniem rzędu 3 do 8 MPa. Energia jest zużywana na sprężenie gazu do ciśnienia przesyłu, a następnie na pokonanie oporów przepływu (napęd tłoczni). Napęd ten może być gazowy (turbiny, silniki) lub elektryczny. Jak wykazano w pracy [1], koszt termoeologiczny gazu ziemnego krajowego wynosi około 1,04. Oznacza to, że 1 MWh paliwa dostarczonego do odbiorców obciążona jest 40 kWh nieodnawialnej energii pierwotnej.



Rys. 1. Schemat ideowy procesu transportu gazu. Strzałki przekreślone wskazują na niewykorzystywane miejsca odzysku energii. Ciśnienia wyrażono w barach ciśnienia bezwzględnego (abs), co w przybliżeniu odpowiada krotności ciśnienia atmosferycznego

Po dotarciu do regionu docelowego następuje dystrybucja z kilkustopniowym obniżeniem ciśnienia gazu do poziomu, przy którym jest on spalany (ok. 2 kPa nadciśnienia). Dzieje się to za pośrednictwem kilku stopni redukcji ciśnienia w stacjach i punktach redukcyjnych. Z energetycznego punktu widzenia na obiektach tych zachodzi proces dławienia, co oznacza nieodwracalną utratę uprzednio włożonej energii. Co gorsza, podgrzew gazu przed reduktorem powiększa tę stratę.

O ile część energii napędowej tłoczni zużyta na pokonanie oporów tarcia w gazociągu przesyłowym jest bezpowrotnie utracona, to pozostała jej część może zostać odzyskana przy redukcji ciśnienia przez zastosowanie ekspandera turbinowego lub tłokowego.

Ocena ilości energii, jaka może być odzyskana przy redukcji ciśnienia może być opisana za pomocą pojęcia *egzergii*. Egzergia określa maksymalną pracę, jaka może być wykonana względem otoczenia. Egzergię fizyczną b jednostkowej ilości gazu pod ciśnieniem p i w temperaturze T oblicza się następująco:

$$b = h - h_{ref} - T_{ref} \cdot (s - s_{ref}), \quad (1)$$

gdzie h jest entalpią właściwą (kJ/kg), zaś s – entropią właściwą w kJ/(kg K) gazu przy danych parametrach p , T . Funkcje h_{ref} oraz s_{ref} oznaczają entalpię i entropię właściwą przy parametrach odniesienia p_{ref} , T_{ref} . Parametry odniesienia to parametry otoczenia, względem którego oblicza się zdolności do wykonania pracy (można przyjmując np. średnioroczną temperaturę i ciśnienie dla Polski). Entalpię i entropię właściwą można wyznaczyć przy pomocy oprogramowania specjalistycznego zawierających tablice właściwości substancji np. Engineering Equation Solver. Dla gazu ziemnego należy stosować model gazu rzeczywistego.

Zdolność do wykonania pracy (egzergię) gazu ziemnego dla typowych parametrów sieciowych przedstawiono w tabeli 1. Może ona służyć do wstępnej oceny potencjału wytwórczego na danym obiekcie. Mnożąc różnicę egzergii gazu na wlocie i wylocie do stacji redukcyjnej przez strumień gazu można obliczyć maksymalną moc, jaka może być wytworzona na danej stacji przy użyciu ekspanderów o sprawności wewnętrznej równej jedności.

Łączny potencjał mocy do uzyskania z systemu przesyłowego (wraz SRP i stanowiącymi punkty wyjścia z tego systemu) oraz z systemu magazynowego (odbior z PMG) można ocenić na ponad 200 MW. W systemie przesyłowym i magazynowym istnieje znaczna liczba obiektów o dużej koncentracji strumienia gazu:

- około 65 obiektów o strumieniu gazu > 10 000 m³/h;

Tabela 1 Zdolność do wykonania pracy (egzergia) gazu ziemnego wysokometanowego [7]

Ciśnienie absolutne gazu	Zdolność do wykonania pracy przy rozprężeniu do parametrów otoczenia (egzergia)	
	Na 1 m ³ gazu	Na 1000 m ³ /h strumienia gazu
5.0 MPa	399 kJ	110,8 kW
3.0 MPa	350 kJ	97,2 kW
380 kPa	139 kJ	38,6 kW
100+2.0 kPa	2 kJ	0,6 kW

- około 110 obiektów o strumieniu gazu > 5 000 m³/h;
- około 220 obiektów o strumieniu gazu > 2 000 m³/h.

Mniejszy, lecz również znaczący potencjał mocy istnieje także w systemie dystrybucyjnym na stacjach redukcyjnych II^o, tam jednak istnieje problem rozproszenia strumienia gazu – większość z tych stacji to małe obiekty o przepustowościach rzędu 60–600 m³/h, co odpowiada maksymalnym mocom zaledwie 2–20 kW.

Szczegółowe określenie mocy możliwej do wygenerowania na danym obiekcie wymaga sporządzenia bilansu energii. Dla jednostopniowego ekspandera turbinowego z generatorem bilans ten ma postać:

$$N_{el} = \eta_{em} \cdot \dot{V}_n \cdot p_n \cdot [h(p_1, T_1) - h(p_2, T_2)] \quad (2)$$

gdzie N_{el} jest generowaną mocą elektryczną, η_{em} jest sprawnością elektro-mechaniczną przeniesienia napędu i transformacji na energię elektryczną, $\dot{V}_n$ jest strumieniem gazu w m³/s, p_n jest gęstością normalną gazu, zaś p_1 , T_1 oraz p_2 , T_2 oznaczają odpowiednio parametry gazu przed i za ekspanderem.

Wyznaczenie temperatur T_1 i T_2 jest kluczowym zagadnieniem projektowo-obliczeniowym w doborze układu ekspandera. W procesie ekspansji gazu zachodzi bowiem silne obniżenie temperatury związane z przemianami energii wewnętrznej oddawanej poprzez pracę na wał turbiny lub tłok ekspandera.

Jak wiadomo, w tradycyjnie stosowanych reduktorach ciśnienia również zachodzi obniżenie temperatury, jednak jest ono związane z efektami gazu rzeczywistego (zamiana energii kinetycznej cząstek na energię potencjalną oddziaływań międzycząsteczkowych, tzw. efekt Joule’a-Thomsona) i jest mniejszej skali. Pomiędzy to na stacjach redukcyjnych I^o instaluje się podgrzewacze gazu w celu zapobieżenia zbyt niskiej temperaturze wylotowej gazu. Przyjmuje się, że mogłaby ona spowodować wytrącenie się frakcji stałych lub ciekłych w gazie a także oblodzenie zewnętrzne urządzeń. Te negatywne zjawiska mogą zablokować urządzenia redukcyjne i zabezpieczające, prowadząc do groźnego w skutkach przedostania się ciśnienia ze strefy wyższej do strefy niższej (wylotowej). Awaria

taka miała miejsce w grudniu 2010 r. w Zielonej Górze, a jej konsekwencją była 1 ofiara śmiertelna, kilkunastu rannych i znaczne straty materialne. Ponadto niska temperatura utrudnia normatywne przeprowadzenie procedur pomiarowych za redukcją. Norma ZN-G-4121 zaleca zatem, aby temperatura za redukcją wynosiła 5–8°C [12]. W tym celu przed redukcją stosowane są podgrzewacze gazu zasilane gorącym czynnikiem wytwarzanym we własnej kotłowni stacji gazowej.

W przypadku redukcji ciśnienia w ekspandrze spadek temperatury jest znaczny. Skala podgrzewu gazu jest zatem znacznie większa, jeżeli projekt zakłada utrzymanie temperatury za ekspanderem T_2 na wspomnianym „bezpiecznym” poziomie 5–8°C. Rzecz jasna, trwają dyskusje nad możliwym obniżeniem tego limitu, nie brak również publikacji zagranicznych, w których zakłada się całkowicie zimną ekspansję suchego gazu wysokometanowego. W warunkach polskich ze względów bezpieczeństwa należy jednak przyjąć utrzymanie temperatury wylotowej na tym samym poziomie, na jakim jest ona wymagana w konwencjonalnej stacji redukcyjnej.

Istnieją następujące rozwiązania techniczne podgrzewu gazu:

1. podgrzew za pomocą kotła gazowego,
2. podgrzew za pomocą ciepła z silnika gazowego (kogeneracja),
3. podgrzew za pomocą ogniwa paliwowym [3],
4. podgrzew za pomocą pompy ciepła,
5. podgrzew ciepłem odpadowym z innych procesów [4].

Każde z rozwiązań niesie ze sobą określone nakłady inwestycyjne i eksploatacyjne. Rozwiązania 3 i 4 są obecnie jedynie koncepcjami teoretycznymi – w przypadku ogniwa paliwowego problemem jest brak efektywnej możliwości regulacji, w przypadku pompy ciepła – trudność osiągnięcia odpowiednio wysokiej temperatury czynnika ogrzewającego. Zdecydowanie najkorzystniejsze jest ostatnie z rozwiązań: jeżeli jest dostępne ciepło odpadowe z innych procesów (np. spaliny z turbiny gazowej, niewielki strumień pary upustowej z elektrociepłowni itp.), to koszt zakupu ciepła jest niewielki a opłacalność inwestycji wysoka. W przypadku systemowych

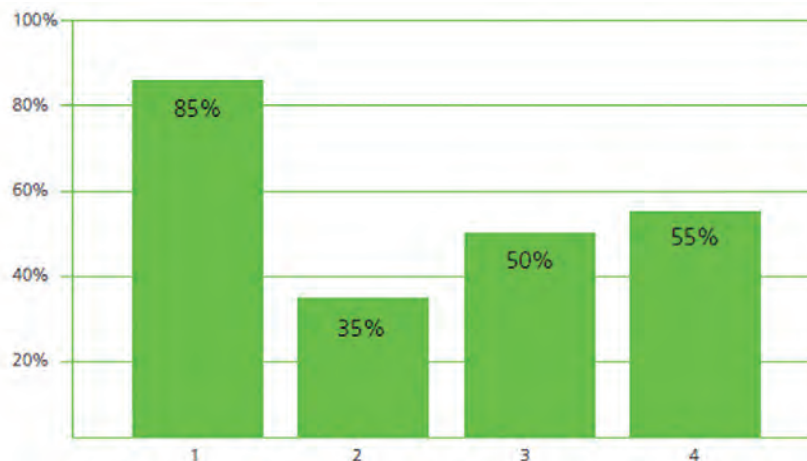
pierwszego stopnia ekspandera, w którym rozpręża się do ciśnienia $p_4 = 1,7$ MPa osiągając temperaturę $T_4 = 10^\circ\text{C}$. Następnie jest on ponownie podgrzewany do temperatury $T_6 = \text{ok. } 70^\circ\text{C}$ i rozpręża się w kolejnym ekspanderze do parametrów $p_7 = 0,55$ MPa i $T_7 = 10^\circ\text{C}$. Ekspandery podłączone są do wspólnej przekładni i generatora, który wytwarza moc elektryczną 1,8 MW przy maksymalnym przepływie gazu, tj. 35 000 m³/h. Minimum techniczne pracy układu to moc 0,5 MW przy przepływie gazu 10 000 m³/h.

Źródłem ciepła do podgrzewu gazu jest układ dwóch gazowych silników kogeneracyjnych z generatorami (na rysunku przedstawionych jako pojedynczy moduł CHP), pobierających do spalania gaz (punkt 9) i produkujących energię elektryczną (punkt 39). Ciepło jest odzyskiwane z silników poprzez układy chłodzenia (chłodnica 9) a także odzyskiwane jest ciepło ze spalin (wymenniki 8 i 7). Spaliny w punkcie 13 osiągają temperaturę ok. 40°C. Gorąca woda produkowana w wymiennikach 8 i 7 tworzy dwa obiegi grzewcze – wysoko- i niskotemperaturowy – wykorzystywane do podgrzewania gazu. Zużycie gazu do napędu silników wynosi 360 m³/h, co stanowi ok. 1% strumienia gazu rozprężanego w ekspanderach. Produkcja energii elektrycznej w module CHP wynosi łącznie 1250 kW.

Łączna produkcja energii elektrycznej w układzie wynosi zatem 3050 kW, co przy wspomnianym zużyciu gazu o wartości opałowej 35,9 MW/m³, daje lokalny wskaźnik efektywności energetycznej 85%. Wskaźnik ten nie powinien być formalnie nazywany sprawnością układu, ponieważ nie uwzględnia on egzergii dostarczonej w formie sprężonego gazu. Tym niemniej, ponieważ egzergia związana z ciśnieniem gazu jest w pewnym sensie bezpłatna, operator układu może ten wskaźnik traktować jako lokalną sprawność, ponieważ opisuje on stosunek wyprodukowanej mocy elektrycznej do dostarczonego strumienia energii chemicznej paliwa. Wartość wskaźnika 85% jest wyższa niż dla jakiegokolwiek innego układu wytwarzania energii z gazu ziemnego (rys. 4).

Układ podgrzewu gazu z kogeneracją jest korzystniejszy z termodynamicznego punktu widzenia niż układ z podgrzewem prostym. Do jego zalet należą:

- wyższa efektywność (stosunek mocy do strumienia energii paliwa),
- korzystne wyniki ekonomiczne,
- zwiększenie mocy wytwórczej układu,
- możliwość uzyskania świadectw pochodzenia na energię produkowaną w kogeneracji,
- możliwość realizacji układu również przy pojedynczym stopniu ekspansji,



Rys. 4. Termodynamicznie niepoprawne, ale ekonomicznie uzasadnione porównanie efektywności układu ekspandera (1 – system ekspansji z kogeneracją, Oberbuchsitlen, Szwajcaria) ze sprawnościami układów gazowych: 2 – układ kogeneracyjny 0,5 MW, 3 – ogniwo paliwowe 1 kW, 4 – blok gazowo-parowy 250 MW. [13]

- bardzo niska emisja CO₂ na jednostkę produkowanej energii (ok. 0,25 kg/kWh przy średniej [14] w Polsce na poziomie 0,81 kg/kWh).

Do wad przedstawionego rozwiązania należy natomiast:

- zwiększenie całkowitych nakładów inwestycyjnych;
- konieczność przebudowy całości stacji, rozbudowy budynków i układów technologicznych;
- konieczność uzgodnienia wpięcia do sieci elektroenergetycznej dwóch różnych źródeł wytwórczych.

Szczegółowe wyniki analizy termodynamicznej układu z kogeneracją przedstawiono w publikacji [6]. Układy takie były również przedmiotem badań innych autorów [9].

2.3. Dostępność technologii

Instalacje z ekspanderami są stosowane w wielu krajach, jak np. Włochy, Niemcy, Holandia, Rosja, Ukraina, Czechy, Szwajcaria. Ekspandery są przedmiotem oferty wielu producentów, jak np. Atlas Copco, Dresser Rand (USA), Cryostar (Francja), Spilling, RMG (Niemcy), Konstar, Turbogaz (Ukraina), Turbochołod (Rosja), Gascontrol (Czechy). W większości są to konstrukcje adaptowane na potrzeby gazownictwa z innych dziedzin techniki z uwagi na jednostkowy charakter popytu na tego rodzaju instalacje. Producent o największym udziale w rynku europejskim, firma Cryostar, oferuje turboekspandery adaptowane z techniki kriogenicznej, jako że turboekspandery są szeroko stosowane w technikach skraplania gazów (w tym również gazu ziemnego). Bogata jest również oferta firmy Spilling dotycząca ekspanderów tłokowych.

Ekspander generuje energię mechaniczną, natomiast energia elektryczna wytwarzana jest we współpracującym generatorze. Spotyka

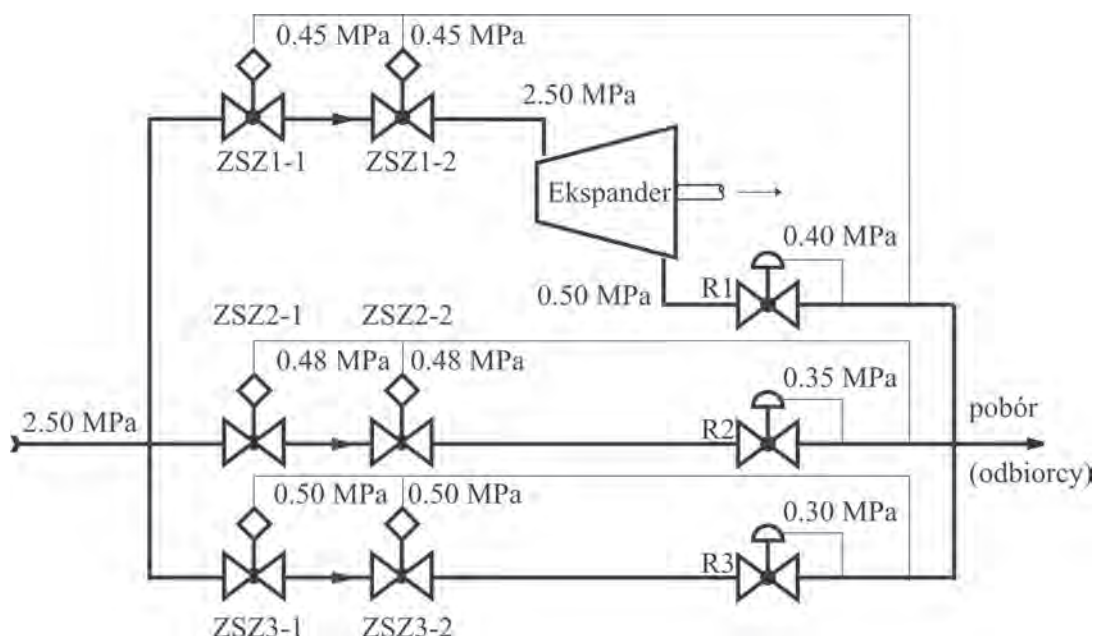
się zarówno rozwiązania z generatorem zintegrowanym konstrukcyjnie w jednej obudowie (RMG, General Electric, Gascontrol), jak też zabudowywanym oddzielnie poprzez przekładnię (np. Cryostar z generatorem ABB). Rozwiązanie z generatorem zintegrowanym konstrukcyjnie jest stosowane dla mniejszych mocy i stanowi praktyczne rozwiązanie kwestii iskrobezpieczeństwa. Stosowane są zarówno generatory synchroniczne jak i asynchroniczne, przy czym te pierwsze powodują mniejsze zakłócenie w sieci elektroenergetycznej. Zakres mocy produkowanych ekspanderów wynosi od 11 kW do 4 MW. W firmie Gascontrol trwają ponadto prace nad mikro-ekspanderem pracującym na niewielkim, bocznikowym strumieniu gazu, wyposażonym w generator prądu stałego, który ma produkować energię jedynie na potrzeby własne stacji redukcyjnej, nieposiadającej przyłącza elektroenergetycznego (oświetlenie, nawalnia, AKPiA, łącznie < 2 kW – patent firmy Gascontrol). *Standardowe ekspandery wymagają bezwzględnie wpięcia do sieci i sprzedaży energii i nie mogą być rozpatrywane jako układ do pokrycia potrzeb własnych w układzie wyspowym.*

2.4. Integracja z istniejącymi ciągami redukcyjnymi

Planując zabudowę ekspandera należy pamiętać o funkcjach stacji redukcyjnej:

- dopasowanie podaży przez stację do zmiennego odbioru;
- obniżenie poziomu ciśnienia;
- stabilizację ciśnienia wylotowego;
- zabezpieczenie przed przedostaniem się niezredukowanego ciśnienia do sieci niższego poziomu;

Ekspander realizuje tylko funkcję obniżenia poziomu ciśnienia. Z tego względu musi być on zabudowany równolegle do klasycznych ciągów



Rys. 5. Przykład rozwiązania układu ciągów redukcyjnych z ekspanderem. R – reduktor, ZSZ – zawór szybko zamykający. Pominęto standardowe elementy, tj. filtry, podgrzewacze, manometry, zawory upustowe i zawory technologiczne. Opracowanie własne W. Kostowski [7]

redukcyjnych, a także powinien być wyposażony w reduktor stabilizujący ciśnienie wylotowe. Ponadto ciąg redukcyjny z ekspanderem powinien być wyposażony w system bezpieczeństwa ciśnieniowego.

Rys. 5 pokazuje przykładowe rozwiązanie technologiczne stacji z ekspanderem spełniające omówione warunki.

W układzie przedstawionym na rys. 5. w normalnych warunkach roboczych gaz pod ciśnieniem wlotowym 2.5 MPa przepływa tylko przez ciąg z ekspanderem, w którym rozpręża się do 0.50 MPa. Szeregowo włączony reduktor R1 reguluje ciśnienie gazu do wartości pożądanej (tu: 0.40 MPa). Jeżeli strumień gazu podawany przez ciąg z ekspanderem jest niewystarczający w stosunku do zapotrzebowania u odbiorców, wówczas obniża się ciśnienie w sieci położonej po stronie wylotowej i włącza się reduktor R2. Każdy ciąg jest wyposażony w system bezpieczeństwa ciśnieniowego z dwoma zaworami szybko zamykającymi (ZSZ), odcinającymi przepływ na danym ciągu w przypadku przekroczenia dopuszczalnego ciśnienia wylotowego. Ciąg trzeci (dolny na rys. 5) otwiera się, jeżeli ciągi 1 i 2 są zamknięte z powodu awarii lub w przypadku, jeżeli ciąg 2 jest zamknięty a podaż gazu przez ciąg z ekspanderem jest niewystarczająca.

W przypadku stacji redukcyjnych I° możliwa jest rezygnacja z reduktora za ekspanderem (R1), o ile ciśnienie wylotowe z ekspandera jest odpowiednie dla sieci średnio prężnej. Sieci średnio prężne wykazują bowiem znaczną tolerancję na zakres ciśnienia, ponieważ zwykle posiadają duże rezerwy przepustowości, natomiast ciśnienie gazu w palnikach

odbiorców jest ustalane niezależnie – w reduktorach II stopnia. Takie rozwiązanie bez szeregowego reduktora zastosowano np. w Arlesheim w Szwajcarii.

Klasyczne ciągi redukcyjne spełniają swoją rolę również w okresach niskiego strumienia gazu, kiedy ekspander jest wyłączony z eksploatacji.

3. Aspekty ekonomiczne

Z ekonomicznego punktu widzenia celem instalacji ekspandera jest osiągnięcie zysków ze sprzedaży energii elektrycznej, połączonych z ewentualnymi korzyściami ze sprzedaży świadectw pochodzenia. Łączne przychody powinny przewyższać koszty paliwa zużywanego do podgrzewu gazu oraz koszty utrzymania i remontów, tak aby umożliwić zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych.

Czynnikami jaki należy wziąć pod uwagę przy obliczaniu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej jest czas wykorzystania mocy nominalnej, tj. ekwiwalentny czas, z jakim ekspander pracuje pełną mocą w ciągu roku. Jest on zależny od zmienności przepływu gazu na stacji w ciągu roku i jest tym krótszy, im większy jest udział potrzeb grzewczych w ogólnym zapotrzebowaniu na gaz (czas wykorzystania mocy nominalnej na cele typowo grzewcze wynosi ok. 2200 h w roku).

Projektant układu może zatem dobrać ekspander o większej mocy, pracujący jednak tylko w sezonie zimowym lub też dobrać ekspander mniejszej mocy, pracujący przez cały rok. Wybór optymalnego rozwiązania powinien być oparty o kryteria ekonomiczne.

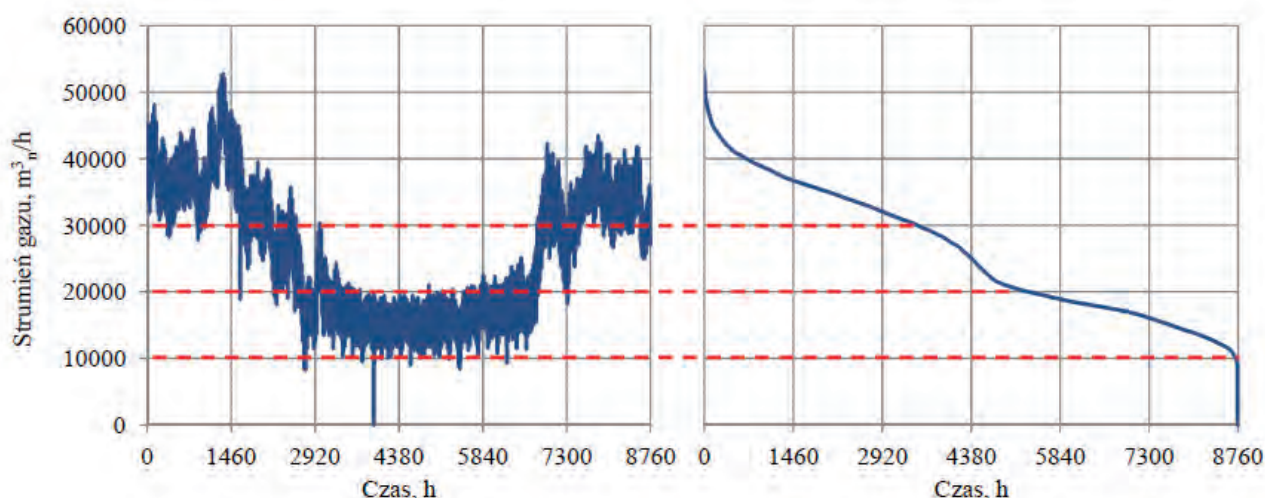
Sprzedaż energii elektrycznej przynosiła w ostatnich latach (2012/13) przychody w wysokości od 130 do 240 zł/MWh w zależności od sytuacji na rynku (sprzedaż w ramach rynku kontraktowego bądź poprzez Towarową Giełdę Energii). Dodatkowe przychody mogą przynieść świadectwa pochodzenia energii z wysoko sprawnej kogeneracji (ok. 120 zł/MWh) możliwe do uzyskania w przypadku integracji z układem kogeneracyjnym (świadectwa obejmują tylko energię wytworzoną przez silnik kogeneracyjny).

Nakłady inwestycyjne na zabudowę ekspandera są obecnie stosunkowo wysokie oraz bardzo trudne do dokładnego przewidzenia z uwagi na jednostkowy charakter produkcji tych urządzeń. W oparciu o dane własne oraz dane udostępnione przed dr Jacka Kalinę z Politechniki Śląskiej [5] można oszacować jednostkowy nakład inwestycyjny j wyrażony w USD/kW za pomocą następującej krzywej kosztowej:

$$KZU = 17115 \cdot N_{el}^{-0.5282} \text{ (USD/kW mocy zainstalowanej)}, \quad (3)$$

gdzie N_{el} jest mocą ekspandera wyrażoną w kilowatach. Obliczony nakład waha się od wysokich wartości rzędu 2000–4000 USD/kW dla układów małych (do 100 kW) do umiarkowanych wartości rzędu 200–500 USD/kW dla większych jednostek powyżej 1 MW. Zainteresowanie inwestorów należy zatem skierować ku jak największym układom wytwórczym do zabudowy w stacjach redukcyjnych o dużych koncentracjach strumienia gazu. Wówczas można spodziewać się korzystniejszych okresów zwrotu.

Autorzy przeprowadzili wstępne oszacowanie opłacalności inwestycji zabudowy eks-



Rys. 6. Charakterystyka przykładowej stacji gazowej do zabudowy ekspandera w układzie rzeczywistym i uporządkowanym

pander w wariancie z kotłem gazowym oraz modulem CHP dla przykładowego obiektu stacji gazowej o charakterystyce przedstawionej na rys. 6. Założono, że w wariancie z kotłem gazowym istniejący kocioł dysponuje wystarczającą mocą cieplną.

Ponadto przyjęto następujące dane: koszt zakupu silnika tłokowego do modułu CHP wg krywej kosztowej:

$$KZU = 4096 \cdot N_{el}^{-0,3238} \text{ (EUR/kW mocy zainstalowanej);} \quad (4)$$

całkowity nakład inwestycyjny $CNI = 2 \times KZU$ dla ekspandera, $CNI = 1,75 \times KZU$ dla modułu CHP, kursy walut 3,11 PLN/USD oraz 4,16 PLN/USD, cena gazu na potrzeby własne = 0,12 PLN/kWh, cena sprzedaży energii elektrycznej 0,20 PLN/kWh, przychód z certyfikatów 0,12 PLN/kWh, koszty utrzymania i remontów O & M na poziomie 2% CNI dla ekspandera oraz 10 EUR/MWh dla modułu CHP, sprawność wewnętrzna ekspandera 0,75; sprawność przeniesienia napędu i transformacji 0,90, sprawność układu podgrzewu 0,80. Dla tak przyjętych danych uzyskano wyniki przepływów energetycznych i pieniężnych przedstawione w tabeli 2.

Jak wskazują zatem wstępne obliczenia, w aktualnych warunkach rynkowych w Polsce instalacja ekspandera jest korzystna, przy czym zdecydowanie korzystniejszy jest wariant z modulem kogeneracyjnym. Jest to zgodne z tendencją zaobserwowaną w większości krajów Europy Zachodniej, gdzie preferowane są układy integrowane z modulem CHP.

Jak widać z rys. 6 oraz tabeli 2, przyjęto układ ekspandera pracujący w podstawie, przez 8760 h w roku (w rzeczywistości nieco krócej w związku z planowanymi przestojami remontowymi). Przyjęcie większej mocy ekspandera (zaznaczone liniami przerywanymi na rys. 6) skutkowałoby znacznie krótszym czasem pracy,

Tabela 2. Wstępna analiza ekonomiczna dla przykładowego obiektu stacji gazowej

Wyszczególnienie	Jednostka	System z kotłem	z modulem CHP
Sposób doboru mocy		Praca pełną mocą, maksymalny czas	
Liczba stopni ekspandera		1	
Czas pracy ekspandera	h	8760	
Strumień gazu	m ³ /h	10000	
Moc zainstalowana	kW	530	530 + 389
Nakład inwestycyjny	k PLN	2100	2100 + 1681
Sprzedaż energii	MWh/a	4644	4644 + 3412
Koszty O & M	k PLN/a	42	42 + 142
Koszt dodatkowego paliwa	k PLN/a	698	1140
Przepływ pieniężny CF	k PLN/a	188	696
Prosty czas zwrotu	lata	11	5

co oznacza, że inwestycja stałaby przez pewien czas nieużytkowana a czas jej zwrotu uległby wydłużeniu.

4. Problemy formalno-prawne

W związku z realizacją polityki Unii Europejskiej, zawartej w II i III pakiecie energetycznym, oraz implementowanej w polskim ustawodawstwie, trwa budowa rynku gazu i energii elektrycznej na zasadach jednolitych w całej Unii. W szczególności położono nacisk na wydzielenie operatorów systemu przesyłowego a także dystrybucyjnego.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. (Dz. U. z 2012, poz. 1059) z późniejszymi zmianami nakłada w związku z tym ograniczenia na operatorów, nakazujące im zajmować się wyłącznie działalnością operatorską:

Art. 9d.1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu połączonego, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinni pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych działalności niezwiązanych z:

1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych lub skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego (...)

1a. Operatorzy, o których mowa w ust. 1, nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

Otwarta pozostaje kwestia interpretacji punktu Art. 9d ust. 1a. W ustawie mowa jest o operatorach sieci gazowych lub elektrycznych, i słowo „lub” stosowane jest w celu równoległego opisu rynku gazu lub energii elektrycznej. Można zatem ust. 1a. rozumieć w ten sposób, że operator sieci gazowej nie może wykonywać działalności związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwem gazowym, natomiast operator sieci elektroenergetycznej nie może wykonywać działalności związanej z wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

Można jednak także rozumieć, że rozważany tekst bezpośrednio zakazuje operatorom

(zarówno elektrycznym jak gazowym) obrotu energią elektryczną. W tym przypadku sprzedaż energii elektrycznej generowanej w ekspanderze musiałaby być organizowana przez pośrednika lub spółkę zależną.

Warto zwrócić uwagę, że w okresie styczni 2011 – październik 2012 tekst Prawa Energetycznego był zmieniany aż 7-krotnie. Przykładowo, dodano obszerny fragment dotyczący wytwarzania i obrotu biogazem oraz wprowadzania go do sieci przesyłowej. Zdaniem autorów w Prawie Energetycznym powinno się w wyniku działań operatorów znaleźć bezpośrednie odniesienie do odzysku energii w ekspanderach gazowych, tworzące wyjątek do przywołanego Artykułu 9 ust. 1a.

5. Uwagi końcowe

Analiza ekonomiczna wskazuje, że jest możliwe osiągnięcie dodatnich wskaźników opłacalności nawet przy zasadach w pełni komercyjnych, o ile układ jest odpowiednio dobrany. Należy wyrazić nadzieję, że prognozowany wzrost cen energii elektrycznej oraz pozyskanie wsparcia dla części lub całości produkowanej energii a przede wszystkim zaś dofinansowanie inwestycji z funduszy ochrony środowiska, pozwolą wydatnie poprawić opłacalność układów ekspanderów w nieodległej przyszłości. Z uwagi na istotny udział kosztów stałych w instalacji ekspandera (projekt, prace montażowe, układy zaworowe) należy w pierwszym rzędzie promować ich wykorzystanie w obiektach o największym strumieniu gazu przy dostatecznie dużym spadku ciśnienia. Obiektami takimi są odbiory z podziemnych magazynów gazu oraz największe stacje redukcyjne.

Należy wreszcie podkreślić efekt dla środowiska naturalnego: zainstalowanie ekspandera pozwala zastąpić produkcję energii elektrycznej w elektrowni konwencjonalnej, której sprawność jest znacznie niższa niż efektywność ekspandera, a w przypadku Polski wytwarzającej energię głównie z węgla. Czynniki te powodują, że zabudowa ekspandera oznacza redukcję emisji CO₂ w krajowym systemie energetycznym.

Projektując instalację ekspandera należy poszukać możliwości dofinansowania inwestycji np. z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej za pośrednictwem tzw. Systemu Zielonych Inwestycji. Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 20.10.2009 w sprawie rodzajów programów i projektów przeznaczonych do realizacji w ramach Krajowego systemu zielonych inwestycji §2 pkt. 1d) program ten obejmuje również odzysk energii w procesach przemysłowych, a za taki należy uważać produkcję energii w układach redukcji ciśnienia gazu.

Biorąc pod uwagę, że inwestycje w układy z ekspanderami mają w Polsce charakter innowacyjny, a także znaczną zmienność cen i przepisów energetycznych, informacja o warunkach finansowania inwestycji oraz o uzyskiwanych przychodach jest obciążona znaczną dozą niepewności. Równocześnie jednak, skala inwestycji jest umiarkowana w porównaniu z wartością obrotu głównych operatorów sieciowych w Polsce. Z tego względu należy zachęcić największych polskich operatorów sieciowych i magazynowych (Gaz-System S.A., PGNiG Operator Systemu Magazynowania, Spółki Gazownictwa) do współpracy i dzielenia się doświadczeniami przy uruchamianiu instalacji pilotażowych, w celu uzyskania know-how a także podjęcia działań lobbingsowych do uzyskania jak najkorzystniejszych rozwiązań prawno-ekonomicznych inwestycji.

Równocześnie należy zachęcić operatorów do współpracy z uczelniami technicznymi i biurami projektów, tak aby przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych nie opierać się wyłącznie na doborze urządzenia przez producenta. Maksymalizując wartość swojej sprzedaży, może on bowiem dążyć do doboru jak największego urządzenia dla danego obiektu, co może spowodować wielomiesięczny przestój urządzenia w okresie małego poboru a w konsekwencji niższą opłacalność ekonomiczną. Zdaniem autorów, ekonomiczna i niezawodna praca ekspandera wymaga jego wpisania w podstawę charakterystyki przepływowej obiektu.

Literatura

1. Stanek W.: *Metodyka oceny skutków ekologicznych w procesach cieplnych za pomocą analizy egzergicznej*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
2. Faddeev I.P. *Turbo expanders to utilize the pressure of natural gas delivered to Saint Petersburg and industrial centers*, *Chemical and Petroleum Engineering*, Vol. 34 (1998), 704-711.
3. Howard C.R., Oosthuizen P.H., Peppley B. *An Investigation of the Performance of a Hybrid Turboexpander-Fuel Cell System for Power Recovery at Natural Gas Pressure Reduction Stations*, *Chemical Engineering Transactions* vol. 21/ 2010, 37-42.
4. Jedynak, A. *Produkcja energii elektrycznej w układach ciśnienia gazu*, *Materiały III Konferencji Energetyka Gazowa*, Gliwice 2005
5. Kalina J. *Fossil fuel savings, carbon emission reduction and economic attractiveness of medium-scale integrated biomass gasification combined cycle cogeneration plants*,

SDEWES Conference, Dubrovnik, Croatia 2011

6. Kostowski W, Usón S. *Thermoeconomic assessment of a natural gas expansion system integrated with a co-generation unit*. *Applied Energy* 101 (2013) 58-66
7. Kostowski W. *The possibility of energy generation within the conventional natural gas transport system*, *Strojstvo: Journal for Theory and Application in Mechanical Engineering* 52 (4) 2010, pp. 429-440.
8. *Vademecum Gazownika. Tom III: Użytkowanie gazu ziemnego i instalacje gazowe*, Wydawnictwo SITPniG. Kraków 2012; rozdział 4.3.3. Kostowski W. *Wytwarzanie energii elektrycznej w turboekspanderach na stacjach gazowych*, str. 400-411.
9. Mirandola A., Macor A., Lazzaretto A. *Comparison between Energetic and Economic Optimization of Energy Recovery Plants with gas Expanders and Cogeneration Engines*. *International Journal of Energy Environment Economics*, vol. 2, n.1/1992, pp. 47-55.
10. Poživil, J. *Use of Expansion Turbines in Natural Gas Pressure Reduction Stations*, *Acta Montanistica Slovaca* 3 (2004) 9, 258 – 260
11. Szargut J. , Szczygiel I. *Utilization of the cryogenic exergy of liquid natural gas (LNG) for the production of electricity „Energy”* 34 (2009) 827-837
12. ZN-G-4121:2004 *System dostawy gazu - Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji - Wymagania*
13. Witryna internetowa firmy Gasverbund Mittelland A.G. <http://www.gvm-ag.ch/publikationen.html>
14. Referencyjny wskaźnik jednostkowej emisyjności dwutlenku węgla przy produkcji energii elektrycznej do wyznaczania poziomu bazowego dla projektów realizowanych w Polsce. Raport. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Warszawa 2011.

Wojciech Kostowski

Janusz Skorek

Paweł Bargiel

Politechnika Śląska,

Instytut Techniki Ciepłej

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 20.06.2013

Artykuł przyjęto do druku: 16.07.2013

Otwór poszukiwawczy Kutno-2 — wyzwania i trudna realizacja



Jerzy
Maciołek



Aleksander
Nowak



Marian
Plachta



Zbigniew
Tatys



Wprowadzenie

W grudniu 2012 zakończono prace związane z wierceniem otworu poszukiwawczego za ropą i gazem Kutno-2. Był on realizowany jako wspólne przedsięwzięcie FX Energy Poland Sp. z o.o. i Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. Wykonawcą prac wiertniczych została wybrana firma Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Piła Sp. z o.o. Głównym celem poszukiwawczym było rozpoznanie budowy geologicznej, własności zbiornikowych i charakteru nasycenia piaskowców czerwonego spągowca w NE części wału kujawskiego. Otwór zlokalizowano w szczytowej partii struktury czerwonego spągowca, wykartowanej w oparciu o badania sejsmiczne 2D- powierzchnia pułapki 75-145 km², a amplituda od 210 do 360 m. Tak duży obiekt o szacunkowych zasobach geologicznych gazu rzędu 170-680 mld m³ uzasadniał podjęcie ryzyka realizacji tego trudnego technicznie i kosztownego projektu.

Wiercenie otworu Kutno-2, zlokalizowane go we wsi Gołębiew Nowy, gmina Kutno, zakończono w utworach czerwonego spągowca na gł. 6577,2 m. Była to druga próba sprawdzenia gazonośności tej struktury. Pierwsza – wiercony w latach 1979-1983 otwór Kutno-1- z przyczyn technicznych nie osiągnął osadów czerwonego

spągowca i zakończył wiercenie w solach górnego cechsztynu na gł. 5966 metrów.

Pod względem głębokości otwór Kutno-2 jest aktualnie najgłębszym otworem na Niżu Polski, a trzecim na liście najgłębszych otworów odwierconych do tej pory w Polsce, po karpaczych otworach Kuźmina-1 i Paszowa-1.

Konstrukcja otworu

Jak widać z zestawień w tab. 1 duże różnice pomiędzy projektowaną (słabe rozpoznanie prędkości interwałowych rejonu) a rzeczywistą stratygrafią wymusiły zmiany w głębokościach posadowienia poszczególnych kolumn rur. Rury 18 5/8" zdecydowano zapuścić wcześniej, z powodu ciągłych zaników płuczki w osadach trzeciorzędu i górnej kredy. But rur 9 5/8" umieszczono ok. 300 m wyżej niż przewidywał projekt, ze względu na nawiercenie stropu cechsztynu w wyższej pozycji strukturalnej, podobnie jak but rur 7" o ok. 150 m wyżej, z powodu płytszego zalegania stropu czerwonego spągowca.

Przebieg prac wiertniczych

Wiercenie rozpoczęto 26.08.2011 r. urządzeniem Masseranti 6000, którym odwiercono odcinek pod rury 18 5/8" i 13 3/8". Po zapuszczeniu i zacementowaniu rur 13 3/8" zmieniono

urządzenie wiertnicze na IDM 2000, które pracowało w pozostałych fazach wiercenia.

Wiercenie otworu świdrem o średnicy 12 1/4" pod rury 9 5/8" (interwał 1591 – 5044 m) prowadzone było w okresie od 11.11.2011 do 24.06.2012, a więc stosunkowo długo. Ten odcinek wiercono z użyciem płuczki glikolowej inhibitowanej NaCl o gęstości od 1,30 do 1,5 g/cm³ w końcowej fazie. W trakcie wiercenia nastąpił dopływ solanki do otworu z głębokości ok. 3 250 m, co wymusiło podniesienie gęstości płuczki w celu uzyskania równowagi ciśnienia w otworze.

Duże kłopoty sprawiało utrzymanie pionowości otworu. Dla jej kontroli stosowano trzy różne systemy, co spowodowało w efekcie brak kontroli nad sterowaniem trajektorią otworu. W końcowej fazie wiercenia stosowano wyłącznie system AMS do monitorowania krzywizny i azymutu. W efekcie tego otwór posiadał liczne dog-legi, które stanowiły poważny problem w trakcie zapuszczania i wyciągania świda.

Inny problem, jaki wystąpił w trakcie wiercenia tej sekcji otworu, stanowiła słaba zwiercalność skał, co objawiło się kłopotami w odpowiednim doborze świdrów. Generalnie trzeba stwierdzić, że narzędzia typu PDC nie zdały egzaminu, natomiast świdry zębate czy też słupkowe uzyskiwały niskie przewierthy. Stąd też tak duża liczba zużytych narzędzi 12 1/4", duża liczba marszy oraz komplikacje wynikające ze stanu technicznego otworu (duże zmiany krzywizny i skawernowanie otworu).

Dodatkową trudność sprawiło ustalenie stropu cechsztynu, na podstawie postępów wiercenia i próbek okruchowych. Hłowce przejściowe w stropie cechsztynu (odcinek 4912-5026 m) w niewielkim stopniu różniły się od skał spągowej części triasu, dopiero znaczny wzrost prędkości wiercenia po wejściu w sól najmłodszą Na4 i pojawienie się soli w próbkach okruchowych dały pewność nawiercenia cechsztynu w znacznie wyższej pozycji strukturalnej. Stąd też wystąpiły trudności w prze-rabianiu interwału od 4 900 m do 5044 m, na skutek zaciskania ścian otworu, interwał ten wymagał zastosowania płuczki już o gęstości min. 2,25 g/cm³, a stosowano właściwą dla

Tab. 1. Konstrukcja otworu

Zarurowanie:	pojektowane	rzeczywiste
Rury 18 5/8"	275 m c.d.w.	162 m c.d.w.
Rury 13 3/8"	1 600 m c.d.w.	1 591 m c.d.w.
Rury 9 5/8"	5 250 m strop cem. 1400 m	4 940 m strop cem. 2000 m
Rury 7" - Liner	6340-5150 m st.cem. 5150 m	6210-4822 m st. cem. 5600 m
Rury 5" - Liner	6450-6220 m warunkowo	nie zapuszczono
Stratygrafia: strop formacji w (m)	projektowana	rzeczywista
Q + T	0 – 65 m	0 – 65 m
Jura Górna (Malm)	65 – 539 m	65 – 525 m
Jura Środkowa (Dogger)	539 – 1570 m	525 – 1545 m
Jura Dolna (Lias)	1570 – 2911 m	1545 – 2875 m
Retyk + Kajper	2911 – 3445 m	2875 – 3287 m
Wapień Muszlowy	3445 – 3512 m	3287 – 3480 m
Pstry Piaskowiec	3512 – 5214 m	3480 – 4912 m
Cechsztyń	5214 – 6355 m	4912 – 6198 m
Czerwony Spągowiec	6355 –	6198 – 6577,2 m
Głębokość Końcowa Otworu 6577,2 m		

triasu płuczkę o gęstości 1,5 g/cm³. Fakt ten zaciążył na procesie zapuszczania bardzo długiej i ciężkiej kolumny rur 9 5/8", a tym bardziej utrudniał technicznie proces skutecznego zacementowania tej kolumny.

Osady cechsztynu (sekcja otworu o średnicy 8 1/2" pod kolumnę rur 7") przewiercano płuczką olejową o gęstości 2.2 g/cm³.

Wiercenie prowadzono bez kontroli krzywizny i azymutu praktycznie „gołym” zestawem BHA bez stabilizatorów. Z uwagi na zastosowanie świda PDC pobieranie próbek z otworu było utrudnione i w związku z tym trudno było określić rzeczywistą litologię przewierczanych skał.

W głębokości 6198 m nawiercono b. twarde piaskowce czerwonego spągowca, które świder PDC nie był w stanie naruszyć, w związku z czym podjęto decyzję zapuszczenia koronki diamentowej 8 1/2", która utknęła w głębokości ok. 5300 m. Od tej głębokości postanowiono przerabiać otwór, ale po przeobrażeniu ok. 400 m zdecydowano wyciągnąć koronkę diamentową i zapuścić świder słupkowy b. twardy tzw.; „Kobra” podnosząc gęstość płuczki do 2,35 g/cm³.

Zmiana ta pozwoliła na podwiercenie otworu do głębokości ok. 6 210 m. w celu uzyskania ok. 10 metrowego odcinka otworu w zwięzłych skałach oddzielających warstwy solne zalegające powyżej.

Z uwagi na zbyt duże ryzyko przychwycenia sond zrezygnowano z jakichkolwiek pomiarów karotażowych i zapuszczono oraz zacementowano rury 7"-Liner.

Osady czerwonego spągowca przewiercano świdrem o średnicy 5 5/8", po odciążeniu płuczki do gęstości 1,20 – 1,21 g/cm³ oraz wykonaniu pomiarów geofizycznych w rurach. Otwór w trakcie wiercenia był stabilny, nie wymagał przeróbek, a przewiercane pokłady były głównie trudno zwiercalnymi i abrazywnymi piaskowcami. Pobrano ogółem 7 rdzeni. W czasie ostatniego rdzeniowania, w gł. 6577,2 m nastąpił gwałtowny dopływ płynu złożowego do otworu o anomalnie wysokim ciśnieniu, co doprowadziło do wstępnej erupcji.

Rurowanie otworu i prace cementacyjne

Szczególnym wyzwaniem było zapuszczenie długiej i ciężkiej kolumny rur 9 5/8" o długości prawie 5000 m. Biorąc pod uwagę stan techniczny otworu (zmiany krzywizny i silne skawernowanie) istniała obawa, czy uda się zapuścić rury do stropu cechsztynu.

Rurowanie miało kilka faz biorąc pod uwagę szybkość skręcania i zapuszczania rur jak również komplikacje wynikające z podsta-

wiania i zaciągania (do 50 ton) w trakcie zapuszczania począwszy od głębokości ok. 3 800 m, jak również z awarią maszynową wyciągu wiertniczego i zespołu „top drive” w końcowej fazie zapuszczania.

Jedynie uzyskanie i kontynuowanie cyrkulacji w końcowej głębokości zapuszczenia rur w trakcie usuwania awarii wyciągu i „top drive” pozwoliło na przeprowadzenie zabiegu cementowania. Tak długi przestój spowodował, że nie było możliwości uruchomienia kolumny rur nawet przy napięciu do 450 ton (a więc prawie 100 ton ponad ciężar kolumny w płuczce). Brak ruchu kolumny (góra – dół) uniemożliwił lepsze wypłukanie i uruchomienie przepływu żelowanej płuczki zalegającej w głębokich kawernach.

Rurowanie odbywało się przy użyciu specjalnego sprzętu tzw. „overdrive”. Generalnie proces zapuszczania rur wykorzystywał „top drive” do skręcania rur i jednocześnie do automatycznego zatłaczania rur po zapięciu raka z pakerem w dokręcanym odcinku rur. Dzięki temu systemowi można było cyrkulować rury w dowolnej pozycji położenia ponad stołem wykorzystując jednocześnie ruch pionowy jak i obrotowy (w tym wypadku z uwagi na trajektorię otworu obracanie rurami było niemożliwe).

Operacja cementowania przebiegała zgodnie z projektem do momentu, kiedy zauważono na sitach wypływający materiał dodany do „lekkiego” zaczynu w postaci płaskich rozmozczonych włókien.

Do cementowania zużyto dwa rodzaje zaczynu: „lekki” o gęstości 1,65 g/cm³, a w końcowej fazie „ciężki” o gęstości 1,95 g/cm³. Kiedy stwierdzono, że z przestrzeni pierścieniowej otworu mamy pełny wpływ bez jakichkolwiek objawów zaniku płuczki, dodatkowo zatłoczono 4 m³ „ciężkiego” zaczynu ponad projektowaną objętość, co dało możliwość uzyskania lepszych warunków uszczelnienia dolnego odcinka kolumny, tym bardziej, że „lekki” zaczyn cementowy zajmował prawie trzykrotnie większą objętość niż zaczyn „ciężki”.

Z uwagi na parametry reologiczne zaczynu „lekkiego” można było spodziewać się słabszego związania cementu z rurami i skałą w strefie powyżej 4000 m. Taki też mamy obraz na pomiarze cementomierza. Przeprowadzona próba szczelności dla ekwiwalentnej gęstości płuczki 2,35 g/cm³ wykazała, że rury są szczelne.

Rury 7" zapuszczono jako „liner” (w interwale 4822 – 6209,5 m) z wieszakiem mechanicznym Flex OCX i pakerem ZXP Ultra HT/HP firmy Baker.

Rurowanie „linera” przebiegało normalnie do głębokości ok. 5250 m, natomiast poniżej tej głębokości z uwagi na podstawianie i zaciąganie (do 30 ton) zdecydowano się na dopuszczanie każdego pasa przewodu 5" z płukaniem. Po dopuszczeniu rur do planowanej głębokości podjęto próbę uzyskania ruchu kolumny rur, jednak bez efektu. W takim stanie podjęto decyzję o zapięciu wieszaka.



Fot. arch. FX Energy Poland Sp. z o.o.

W trakcie rozpoczęcia operacji cementowania zauważono nieznaczny wzrost ciśnienia po zatłoczeniu buforu i bardzo znaczny wzrost ciśnienia po rozpoczęciu tłoczenia zaczynu cementowego. Na planowaną objętość przybitki w ilości 67,48 m³ wtłoczono 56,32 m³ przybitki (płuczka + bufor) przy czym końcowe ciśnienie tłoczenia wzrosło do 55,6 MPa. W takiej sytuacji podjęto decyzję o przerwaniu tłoczenia. W trakcie całego procesu tłoczenia obserwowano wypływ płuczki z przestrzeni pierścieniowej nie obserwując w zasadzie żadnych zaników. Po zakończeniu cementowania spuszczone ciśnienie do zera uzyskując potwierdzenie, że zawory zwrotne trzymają. Na tym zakończono proces cementowania.

Po zwolnieniu ciśnienia w przewodzie zaپیto paker i odpłukano przewód w „lewo” i wyciągnięto z narzędziem zapinającym linera. Dokonany przegląd narzędzia zapinającego linera tzw. „setting tool” nie wykazał żadnych uszkodzeń co pozwala na stwierdzenie, że zaپیcie linera było prawidłowe.

Prace po cementowaniu rur 7"

Podstawową kwestią po cementowaniu było zwiercenie korka cementowego, wymiana płuczki na lżejszą tzn. o gęstości 1,2 g/cm³ oraz wykonanie podstawowych pomiarów w otworze zarurowanym oraz pomiar jakości zacementowania rur 7". Pewnym zaskoczeniem było stwierdzenie w głębokości 6500 m temperatury 186° C (w warunkach niustalonej równowagi cieplnej, co odpowiada temperaturze 204° C w warunkach ustalonej równowagi) tj. ok. 20° C niższej, niż wynikało to z pomiarów temperatury w otworze Kutno-1. Stwierdzono też spadek krzywizny otworu od 5° do 0,5°. Ocena stanu zacementowania rur 7" wykonana w interwale 4826 – 6210 m wykazuje generalnie dobry stan zacementowania otworu stwierdzając nawet ślady zacementowania bardzo wysoko poza rurami (wyżej niż wskazuje na to wytłoczona objętość przybitki). Z faktu tego można wyciągnąć wniosek, że otwór był w trakcie cementowania zaciśnięty przez „płynące” sole.

Erupcja wstępna

Podczas rdzeniowania na głębokości 6577,2 m doszło do gwałtownego wzrostu ciśnienia, spowodowanego dopływem wody złożowej do otworu. Po podciągnięciu przewodu i wyłączeniu pompy zamknięto przewenter szczękowy. Zaobserwowano gwałtowny wzrost ciśnienia w przewodzie, a następnie zbiecie zaworu bezpieczeństwa na pompie płuczkowej i dopływ płuczki do zbiornika płuczkowego.

W sumie dopłynęło 7m³ do przestrzeni i 7m³ do przewodu płynu złożowego. Na ma-

nifoldzie stojaka odczytano ciśnienia 680 bar, co wymagało dociążenia płuczki do ok. 2.30 g/cm³ dla uzyskania równowagi w otworze. Obserwacje gęstości wypływającej płuczki oraz śledzony na bieżąco bilans wskazywały na zjawisko podmiany płuczki na solankę, co nie pozwalało uzyskać równowagi ciśnień w otworze. Decyzja o zatłaczaniu blokatorów okazała się mało skuteczna i nie rozwiązała problemu. Dopiero wykonanie korka sedymentacyjnego o składzie 30% oleju/70% barytu zlikwidowało dopływ solanki do otworu i przywróciło równowagę w otworze.

Likwidacja otworu

Po uzyskaniu równowagi w otworze podjęto decyzję o likwidacji otworu, którą przeprowadzono zgodnie z zatwierdzonym projektem technicznym likwidacji. Kolejność czynności w trakcie likwidacji otworu była następująca: Oczyszczono skrobakiem rury 7" w interwale 4822 – 6190m. Zapięto I korek mechaniczny w rurach 7" typ: Bridge Plug 3AA (N-1) w głębokości 6155 m. Zapięto II korek mechaniczny w rurach 7" typ: Bridge Plug 3AA (N-1) w głębokości 6153m. Nad korkami mechanicznymi wykonano I korek cementowy w interwale 6153 – 5953 m, obejmujący interwał dolomitu głównego (strop korka w gł. 5538m). II korek cementowy wykonano w interwale 4775 – 4691m (obejmujący po ok. 40m odcinek rur 7" i rur 9 5/8"), [strop korka 4691m]. Oczyszczono skrobakiem rury 9 5/8" w interwale 4486 – 4691m. Następnie zapięto I korek mechaniczny w rurach 9 5/8" typ: Permanent Bridge Plug 6AA w głębokości 4687m i II korek mechaniczny w rurach 9 5/8" typ: Permanent Bridge Plug 6AA w głębokości 4684 m. Wykonano próbę szczelności korków mechanicznych i cementowych Rurowym Próbnikiem Złoża typ: Halliburton 5" z pakerem do rur 9 5/8". Wyniku opróbowania: brak przyprływu - korki mechaniczne i cementowe szczelne. Kolejny korek cementowy wykonano w interwale 1640 – 1540 m. Zdementowano prewenter – 15K. Wykonano korek cementowy 100 – 0,0m. Przestrzeń między korkami wypełniono płuczką obiegową o cg. 2,33 g/cm³. Na wieźbie rurowej zamontowano przeciwkryżę z zasuwą i manometrem.

Końcowe wnioski

Analizując kompleksowo przebieg wiercenia otworu Kutno-2, w tym głównie sekcji 12 ¼" pod rury 9 5/8", nasuwa się szereg uwag i wniosków.

a/ Należy szczegółowo przeanalizować technologię wiercenia otworu pod kątem wzrostu postępu wiercenia oraz doboru świdrów tak gryzowych jak i PDC. Wiercenie sekcji

8 ½" tzw.; „gołym” zestawem BHA (bez stabilizatorów) okazało się bardzo dobrą decyzją, gdyż uniknięto problemów z nadmiernym zaciąganiem przewodu, a zastosowany zestaw w sposób efektywny wyprostował otwór (klasyczne wahadło).

- b/ Nie sprawdziły się stosowane systemy kontroli krzywizny otworu podczas wiercenia sekcji 12 ¼", zdał natomiast egzamin system monitorowania AMS.
- c/ Płuczkę glikolową należałoby zastąpić inną płuczką np. potasową lub jako inhibitor do płuczki glikolowej dodawać KCl zamiast NaCl. Dobrym posunięciem było zastosowanie płuczki olejowej podczas przewiercania osadów permu, choć trzeba pamiętać, że stwarza ona dodatkowe trudności w procesie cementowania rur okładzinowych.
- d/ Dla przeprowadzenia bezpiecznego i sprawnego rurowania rur 9 5/8" zdał egzamin system „over drive”.
- e/ W sytuacji istniejącego stanu technicznego otworu, z jakim mieliśmy do czynienia w otworze Kutno-2, istotnym jest rozważenie opcjonalne wykonania zabiegu cementowania a mianowicie:
 - cementowanie dwustopniowe w celu polepszenia warunków związania górnej partii cementu;
 - cementowanie jednostopniowe przy dobrym stanie technicznym otworu z jednoczesnym podniesieniem gęstości górnego zaczynu do 1,70-1,75 g/cm³ lub zastosowanie jednorodnego zaczynu o gęstości 1,85 g/cm³ na całej długości cementowanego odcinka
- f/ W trakcie dowiercania otworu przed posadowieniem rur 9 5/8", w szczególności przy przewiercaniu odcinka o dużej zmienności gradientów szczelinowania, w przypadku otworu Kutno-2 interwał od ok. 4800 m do 5 100 m, należy rozważyć zastosowanie systemu LWD w końcowym marszu z zastosowaniem pomiaru gęstości i gamma.

Uwaga:

W artykule wykorzystano fragmenty końcowego raportu zespołu specjalistów nadzorujących wiercenie otworu Kutno-2 w składzie: Wiesław Wittek, Stanisław Wais, Jan Lubelczyk i Władysław Potera (Archiwum FX Energy, Warszawa, 2013).

Jerzy Maciołek
Aleksander Nowak
Marian Płachta
Zbigniew Tatys
FX Energy Poland Sp. z o.o.

Dylematy rozwoju energetyki gazowej w Polsce



Waldemar Kamrat

Wstęp

W okresie ostatnich lat można zaobserwować występowanie różnorodnych poglądów, sprzecznych ze sobą, odnośnie do wizji rozwoju energetyki. Poglądy te mieszczą się w przestrzeni pomiędzy wizjonerską „innowacyjną” strategią rozwoju i wyważoną strategią kontynuacji. W niniejszej pracy, w celu odstrojenia się od kontekstu polityki i uniknięcia jałowych dyskusji przedstawiono na tle ogólnej oceny stanu istniejącego i perspektyw rozwoju krajowej energetyki, szanse i możliwości zbudowania gazowej energetyki w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem nowoczesnych technologii wytwarzania energii[4].

W ostatnich latach ukazało się kilka opracowań zawierających nowe prognozy rozwoju energetyki w Polsce, w tym także prognozy w zakresie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, w okresie sięgającym przeważnie do perspektywy 2020/2030. Ważną przesłanką do budowy prognoz jest istniejąca baza paliwowa dla krajowej energetyki, której zwięzłą charakterystykę podano w dalszej części pracy.

Ogólna charakterystyka bazy paliwowej dla krajowej energetyki [8]

Krajowa energetyka charakteryzuje się specyficzną, w porównaniu z krajami Unii Europejskiej, strukturą użytkowanych paliw z dominacją bloków spalających węgiel kamienny i brunatny (por. tabl. 1).

Struktura z dominacją paliw stałych wywiera ujemny wpływ na wskaźniki ekologiczne oraz na elastyczność i bezpieczeństwo pracy krajowego systemu energetycznego. Według zaleceń Unii Europejskiej, udział jednego paliwa dostarczanego z jednego kierunku nie powinien przekraczać 30 %. Jednakże, ze względu na dominację paliw stałych ze źródeł krajowych, zakłada się tylko stopniową dywersyfikację, polegającą na zwiększaniu udziału gazu ziemnego w strukturze paliw zużywanych przez energetykę. Jest to ogólnie zbieżne z przyjętą zasadą zmniejszenia udziału paliw stałych na rzecz paliw gazowych [3,4,5]. Współczesne prognozy wskazują w perspek-

tywie 2030 roku na wzrost zużycia paliw gazowych kosztem zmniejszenia udziału paliw stałych (por. rys. 1, 2).

Ogólna charakterystyka krajowego potencjału wytwórczego [3,7,9,10]

Rozwój elektroenergetyki w Polsce był w latach 1946-1988 bardzo intensywny, a w ostatniej dekadzie XX wieku – znacznie wolniejszy w związku ze zmianami gospodarczymi, które nastąpiły po 1989 roku. W tablicy 2 podano produkcję energii elektrycznej brutto w elektrowniach krajowych w latach 2001-2012.

Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, która się ustabilizowała w dekadzie lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, cha-

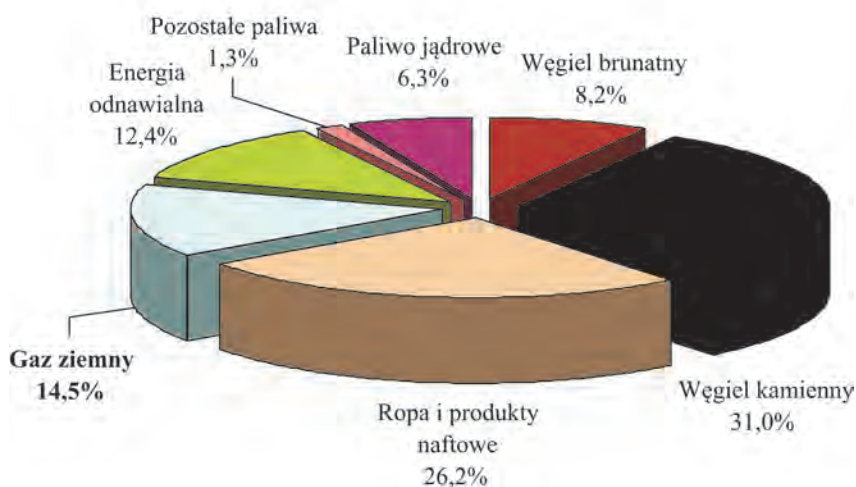
rakteryzuje się przede wszystkim dominującą rolą elektrowni ciepłych zawodowych na paliwa stałe, tj. węgiel kamienny i brunatny, których łączny udział w energii wytwarzanej brutto w elektrowniach krajowych wynosi obecnie ok. 90%, w tym elektrowni na węgiel kamienny – ok. 55%, a elektrowni na węgiel brunatny – ok. 35%. Udział elektrowni (elektrociepłowni) przemysłowych jest stosunkowo niewielki, bo wynosi tylko ok. 5% i wykazuje tendencję malejącą [4].

Energia elektryczna, wytwarzana w elektrowniach wodnych, stanowi obecnie zaledwie niecałe 3% energii pochodzącej z elektrowni krajowych, przy czym mniej więcej połowa tej energii jest wytwarzana z wody „dopompowanej”, czyli w elektrowniach szczytowo-pompowych, które jedynie przetwarzają energię wytworzoną uprzednio w innych elektrowniach, głównie węglowych. Udział energii pochodzącej z naturalnego dopływu wody w elektrowniach

Tablica 1. Struktura zapotrzebowania na energię pierwotną, lata 2006- 2030 wg [2,8]

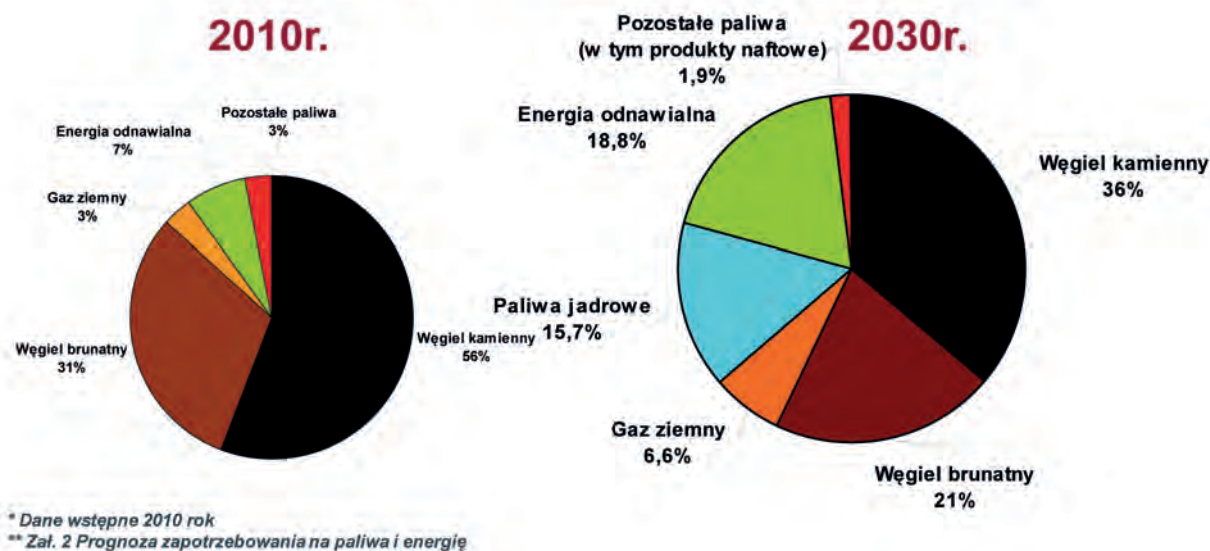
Zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na nośniki								
	Jedn.	2006	2010	2015	2020	2025	2030	Zmiana zapotrzebowania 2006-2030 [%]
Węgiel brunatny	Mtoe	12,6	11,22	12,16	9,39	11,21	9,72	-23%
	mln ton	59,4	52,8	57,2	44,2	52,7	45,7	
Węgiel kamienny	Mtoe	43,8	37,9	35,3	34,6	34	36,7	-16%
	mln ton	76,5	66,1	61,7	60,4	59,3	64	
Ropa i produkty naftowe	Mtoe	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1	28%
	mln ton	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1	
Gaz ziemny	Mtoe	12,3	12	13	14,5	16,1	17,2	40%
	mld m ³	14,5	14,1	15,4	17,1	19	20,2	
Energia odnawialna	Mtoe	5	6,3	8,4	12,2	13,8	14,7	194%
Pozostałe paliwa	Mtoe	0,7	0,7	0,9	1,1	1,4	1,6	129%
Paliwo jądrowe	Mtoe	0	0	0	2,5	5	7,5	
Eksport energii elektrycznej	Mtoe	-0,9	0	0	0	0	0	

Struktura zapotrzebowania na energię pierwotną – 2030 r.



Rys. 1. Prognozowana struktura zapotrzebowania na energię pierwotną w 2030 roku wg [8]

Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa



Rys 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce wg paliw [8]

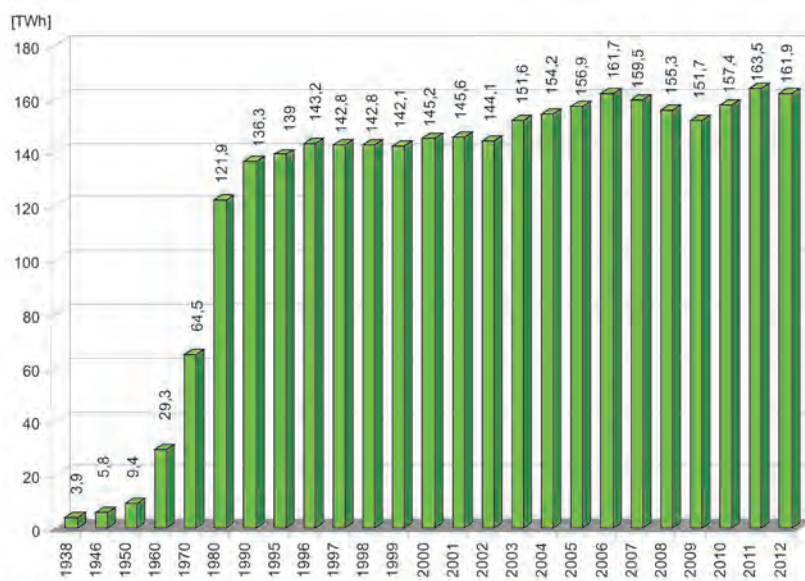
Tablica 2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce, lata 2001-2012 wg [9,10]

Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	145,6	144,1	151,6	154,2	156,9	161,7	159,5	155,3	151,7	157,4	163,5	161,9
Zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	138,9	137,1	141,5	144,9	145,7	150,7	154,1	154,6	149,5	156,1	158,3	159,1
Przyrost zużycia brutto [%]		-1,32	3,22	2,40	0,61	3,40	2,26	0,35	-3,30	4,38	1,38	0,51

wodnych jest więc jeszcze mniejszy (wynosi tylko ok.1,5%), natomiast w ostatnich latach pojawiły się na szerszą skalę inne, nowe źródła energii odnawialnej, tj. elektrownie wiatrowe i biogazowe, mające szansę rozwoju szczególnie w skali lokalnej [3,4]. Powyższa struktura źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Polsce wynika z historii rozwoju elektroenergetyki (por. rys. 3).

Dominujący udział elektrowni ciepłych, spalających ogromne ilości węgla kamiennego i brunatnego, wiąże się oczywiście z istotnym negatywnym efektem ekologicznym, polegającym na występowaniu emisji dużych ilości zanieczyszczeń do atmosfery, w tym głównie SO_2 , NO_x i pyłów, a także emisji CO_2 . Mimo znacznych postępów w zakresie odsiarczania i odpylania spalin elektrownie węglowe nadal emitują do atmosfery duże ilości zanieczyszczeń, przede wszystkim zaś wydzielają dwutlenek węgla, którego ze spalin usunąć nie można, a który jest prawdopodobnie jedną z istotnych przyczyn zmian klimatycznych na świecie [5].

Aktualnie moc zainstalowana źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wynosi 38 292 MW [10]. Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach jak i elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 9 tys. MW, pracuje



Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1938 – 2012 wg [10]

w KSE już od ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji [10]. Moce elektryczne krajowych źródeł wytwórczych zestawiono w tabl. 3.

W grupie elektrowni największą populację jednostek wytwórczych stanowi 88 kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem

kamiennym w 15 elektrowniach o łącznej mocy zainstalowanej 15 697 MW i 10 759 MW w elektrowniach opalanych węglem brunatnym. Znaczący, nowoczesny i coraz bardziej rozwojowy element w polskich elektrowniach/elektrociepłowniach stanowią ciepłownicze bloki gazowo-parowe o sumarycznej zainstalowanej mocy elektrycznej 745 MW, uruchomione w latach 1999-2005 w sześciu elektrociepłowniach.

Interesującą grupę bloków ciepłowniczych stanowi 10 bloków gazowych z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym, pracujących w 8 elektrociepłowniach. Ich jednostkowa moc elektryczna wynosi od 1,4 MW do 7,3 MW, a sumaryczna moc zainstalowana 51 MW [9]. W większości przypadków pracują one w systemach ciepłowniczych energetyki komunalnej, w zakresie pokrywania obciążeń cieplnych ciepłej wody użytkowej, co zapewnia im wymagany dla uzyskania efektywności ekonomicznej czas wykorzystania mocy zainstalowanej powyżej 6000 godzin rocznie. W energetyce w skali lokalnej pracują bloki z silnikami gazowymi opalane gazem ziemnym lub gazem z odmetanowania kopalń przy czym jednostkowa moc tych bloków (ponad 40 jednostek) wynosi od 60 kW do 3,2 MW. Do tej grupy można zaliczyć również bloki z silnikami gazowymi opalane biogazem, instalowane dotychczas najczęściej w oczyszczalniach ścieków. Największa moc jednostkowa tego typu bloku w Polsce wynosi 970 kW, a łączna moc zainstalowana (25 jednostek) to ok. 12 MW [9,10].

Biorąc pod uwagę prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w perspektywie kilku/kilkunastu lat będą potrzebne nowe moce wytwórcze, jak pokazano w tabl. 4 [10].

Determinanty polityki energetycznej w Polsce vs rozwój gazownictwa

W szczególności polityka energetyczna nie może nie brać pod uwagę faktu, że sektor energetyczny należy do najistotniejszych źródeł oddziaływania na środowisko naturalne (przyrodnicze) w kraju, jak też do pewnego stopnia w skali globalnej. Wiąże się to z wykorzystywaniem znaczących ilości paliw węglowych i wynikającymi stąd emisjami do środowiska powodującymi jego przekształcanie (odpady), jak i zaburzenia równowagi fizyko-chemicznej (zakwaszenie opadów i gleby, efekt cieplarniany). Stabilność celów w zakresie kontynuacji polityki energetycznej, której celem jest [3]:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- wzrost konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej,
- ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej, związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw;

nie może i nie oznacza ani pełnej satysfakcji z realizacji programu reform, ani tym bardziej zgody na dotychczasowe tempo zmian i ich społeczno-gospodarcze skutki. Stwarza to określoną sytuację wyjściową utrudniającą modernizację polskiego gazownictwa jako sektora energetycznego, którego potencjał jest znaczący. Per-

Tablica 3. Moce elektryczne źródeł wytwórczych w Polsce wg [7,9,10]

Rodzaj źródeł wytwórczych	Moc zainstalowana [MW]	Moc osiągalna [MW]
ELEKTROWNIE		
- parowe opalane węglem kamiennym	15 697	15 688
- parowe opalane węglem brunatnym	10 759	10 756
- wodne przepływowe	854	852
- wodne szczytowo-pompowe	1 330	1 306
- pozostałe źródła odnawialne	1 574	1 583
Razem elektrownie	30 223	30 185
ELEKTROCIĘPŁOWNIE		
- parowe zawodowe	5 004	4 804
- parowe przemysłowe	2 225	2 008
- gazowo-parowe	745	756
- gazowe z turbinami gazowymi w obiegu prostym	51	51
- gazowe z silnikami gazowymi opalane gazem ziemnym	32	32
- gazowe z silnikami gazowymi opalane biogazem	12	12
Razem elektrociepłownie	8 069	7 663
Ogółem elektrownie i elektrociepłownie	38 292	37 848

Tablica 4. Wymagane moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2020, 2025, 2030 wg [10]

Lata	2020	2025	2030
Wielkość			
Przewidywane zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	177,9	190,3	203,5
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	39 500	41 700	44 700
Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2012 r. jednostkach wytwórczych [MW]	29 700	25 700	18 800
Wymagane nowe inwestycje [MW]	9 800	16 000	25 900

spektywicznym obszarem rozwoju w zakresie użytkowania gazu do celów energetycznych jest ciepłownictwo/kogeneracja oraz gazowa energetyka regulacyjna [3,4].

W ogólności określenie strategii rozwoju z uwzględnieniem opcji zwiększonego wykorzystania paliw gazowych wymaga rozważenia następujących zagadnień problemowych z punktu widzenia wielu aspektów, takich jak :

- zmiany struktury paliwowej;
- współczesne efektywne technologie wytwarzania ciepła;
- zapotrzebowanie na ciepło w warunkach koniecznej współpracy ciepłownictwa (szczególnie z gazownictwem) w warunkach kurczącego się rynku (wpływ termomodernizacji budynków i racjonalizacji ciepła);
- uwarunkowania rozwoju pracującej na potrzeby ciepłownictwa gospodarki skojarzonej scentralizowanej i rozproszonej (liberalizacja cen energii elektrycznej w Unii Europejskiej – spadek zainteresowania gospodarką skojarzoną scentralizowaną i rozproszoną, wpływ

integracji na rynek energii elektrycznej w Polsce, powodujący także zmiany na rynku ciepła);

- niesprzyjająca (jeszcze) relacja cen energii elektrycznej do cen gazu – wpływ na rozwój ciepłownictwa w oparciu o gazową gospodarkę skojarzoną.

Analizując rozmieszczenie krajowych elektrowni systemowych, można zauważyć, iż większość mocy zainstalowanych w polskim systemie elektroenergetycznym skupiona jest na południu oraz w centralnej części kraju. Nierównomierne rozmieszczenie mocy zainstalowanych, oprócz problemów natury eksploatacyjnej stwarza określone trudności w zakresie bilansowania mocy tym bardziej, że Polska nie posiada znaczących hydroelektrowni, które byłyby w stanie pełnić rolę regulacyjną w systemie elektroenergetycznym. Stąd też należy przewidywać możliwości spełniania takiej roli przez źródła opalane gazem lub bloki IGCC.

Sytuacja gospodarcza kraju wskazuje, iż popyt na energię będzie wzrastał zwłaszcza w sektorach transportu usług czy mieszkalnictwa, stąd nowe inwestycje przykładowo w źródła opalane

gazem są niezbędne, aby pokryć rosnące zapotrzebowanie na energię i jednocześnie zapewnić realną możliwość spełnienia roli regulacyjnej w systemie elektroenergetycznym.

Prowadzić to może do wzmocnienia /stabilizacji bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju i racjonalizacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej w źródłach wytwórczych przyjaznych środowisku naturalnemu.

Realną szansą rozwoju gazownictwa są technologie energetyczne z wykorzystaniem gazu jako paliwa we współpracy z energetyką wiatrową, a także szczególnie w gospodarce skojarzonej pracującej na potrzeby ciepłownictwa.

Dla systemów ciepłowniczych o zapotrzebowaniu w sezonie grzewczym na ciepło mniejsze niż 50 TJ nie ma praktycznych możliwości stosowania skojarzonego wytwarzania energii z wykorzystaniem turbin gazowych. Dla źródeł ciepła o takiej produkcji można stosować bloki siłowniano-ciepłownicze lub rozwiązania klasycznych ciepłowni, w tym z kotłami na gaz. W systemach ciepłowniczych wymagających produkcji więcej niż 50 TJ, a mniej niż 500 TJ ciepła, można stosować turbiny gazowe współpracujące w układzie otwartym z kotłem odzyskowym, przy czym oznacza to wykorzystanie mocy elektrycznej od 1,5 do 15 MW. Dla większych produkcji ciepła można brać pod uwagę układy gazowo-parowe, przy czym należy je stosować przede wszystkim tam, gdzie występuje znaczne zapotrzebowanie na energię elektryczną [3,4]. Co ciekawe, analizy wskazują na utrzymywanie się, a nawet wzrost liczby instalowanych silników i turbin gazowych małych mocy (500-1000 kW), co oznacza utrzymujące się zainteresowanie sektora rozwiązaniami z zakresu energetyki rozproszonej (znacząca część urządzeń z tej grupy może wykorzystywać alternatywne paliwa gazowe, np. biogaz) [4]. Przedstawione powyżej ogólne problemy dotyczące uwarunkowań rozwoju wymuszają określenie roli i zadań przedsiębiorstw energetycznych na lokalnym rynku energii w efektywnej współpracy z gazownictwem, bowiem w istniejących realiach gospodarowania tylko lokalny rynek będzie miał szansę sprostać dynamicznie zmieniającym się warunkom technicznemu i środowiskowemu. W tym obszarze szczególne miejsce powinna zająć gazowa gospodarka skojarzona ciepło-elektryczna.

W ogólności potencjał do wprowadzenia gospodarki skojarzonej w ciepłownictwie to (4000-6000) MW głównie z wykorzystaniem paliw gazowych, co stanowi interesujący obszar inwestowania w infrastrukturę energetyczną [3,4]. W odniesieniu do elektrowni gazowych, które stanowią interesującą (może jedyną) opcję źródeł regulacyjnych w systemie elektroenergetycznym ocenia się, że ich łączna moc w per-

spektywie 2030 roku wyniesie (5000-6000) MW [3,4]. Można byłoby zatem stwierdzić, że potrzeby rozwoju krajowej gospodarki będą wymagać rozważenia budowy mocy ok. (9000-12000) MW w oparciu o paliwa gazowe.

Będzie to skutkować rozwojem nowoczesnej kogeneracji gazowej, a także gazowej energetyki regulacyjnej pracującej na potrzeby systemu elektroenergetycznego, a więc pozwoli na spełnienie w znaczącym stopniu zobowiązań klimatycznych Polski.

Dodatkowym uzasadnieniem zwiększonego w przyszłości użytkowania gazu do celów energetycznych w Polsce może być niezbędna, zdaniem autora, współpraca elektrowni wiatrowych z elektrowniami opalnymi gazem. Pozwoliłoby to dodatkowo na spełnienie istotnej roli gazu w ochronie klimatu, a więc osiągnięcie redukcji emisji w wyniku stosowania tego przyjaznego dla środowiska paliwa w technologiach energetycznych na szerszą skalę.

Podsumowanie i wnioski końcowe

W ogólności należy podkreślić, że w nadchodzącym dwudziestoleciu, oprócz „dożywających ostatnich swoich dni” funkcjonujących źródeł wytwórczych, alternatywnie będą mogły być zastosowane następujące technologie energetyczne:

- nowy blok na węgiel kamienny,
- nowy blok na węgiel brunatny,
- węglowy blok energetyczny z ciśnieniowym kotłem fluidalnym (PFBC – Pressurized Fluidized Bed Combustion),
- blok energetyczny ze zintegrowanym zgazowaniem węgla (IGCC – Integrated Gasification Coal Combustion) w atmosferze tlenu i recyklingiem spalin oraz kompresją i utylizacją CO₂,
- nowy blok na węgiel kamienny z instalacją usuwania dwutlenku węgla ze spalin kotłowych wykorzystujących monoetanolaminę jako adsorbent,
- nowy blok na węgiel brunatny z instalacją usuwania dwutlenku węgla ze spalin kotłowych wykorzystującą monoetanolaminę;
- blok kombinowany gazowo-parowy na gaz ziemny (GTCC – Gas Turbine Combined Cycle);
- źródła regulacyjne opalane gazem;
- źródła rozproszone i rozsiane ze skojarzoną produkcją energii elektrycznej i ciepła na gaz ziemny;
- elektrownia jądrowa;
- elektrownia opalana biomasą;
- nowoczesna elektrownia wodna;
- elektrownia wiatrowa;
- ogniwo paliwowe.

W analizach rozwoju można rozważać moż-

liwość budowy elektrowni jądrowych w Polsce, a także wariant z zablokowaną opcją energetyki jądrowej, ponieważ nie ma pewności, iż społeczna niechęć do energetyki jądrowej zaniknie w wyniku prowadzonej akcji edukacyjnej. W takim przypadku należy przewidywać opcje inwestycyjne z wykorzystaniem paliw gazowych. Interesującą propozycję, prowadzącą do inteligentnych systemów/sieci gazowych podano w pracy D. Dzirby [1], gdzie pokazano możliwości wykorzystania gazu, prowadzące do konwergencji systemów: gazowego i elektroenergetycznego (zastosowanie w klasycznej energetyce gazowej, mikroelektrociepłowniach, ogniwach paliwowych, pompach ciepła, biogazowniach, LNG, CNG etc.).

W zakresie technologii wykorzystujących zasoby odnawialne dążenie do stosowania zasady „rozwoju zrównoważonego” może spowodować istotne zainteresowania ich wdrożeniem, a w szczególności zasobów energii solarnej, wiatrowej, geotermalnej, wodnej i biomasy. W skali systemowej jedynie hydroenergetyka od wielu lat jest technologią liczącą się w bilansie wytwarzanej energii elektrycznej.

Z dostępnych opracowań wynika, że przy wyborze potencjalnych technologii dla źródeł wytwórczych, które w przyszłości mogłyby zostać wprowadzane do eksploatacji należy kierować się możliwościami realizacji rozpatrywanych technologii w skali przemysłowej [4,5].

W ogólności, dla zapewnienia rozwoju krajowej energetyki, w tym energetyki gazowej należałoby przyjąć następujące technologie jako spełniające warunki konkurencyjności:

1. technologie oparte na węglu kamiennym:
 - blok 800 MW pracujący na parametrach nadkrytycznych, wyposażony w instalację mokrego odsiarczania spalin;
 - blok 300 MW pracujący w technologii gazowo-parowej ze zgazowaniem węgla;
 - blok 200 MW wykorzystujący technologię spalania w złożu fluidalnym ciśnieniowym,
2. technologie oparte na węglu brunatnym:
 - blok 800 MW na parametry nadkrytyczne z instalacją mokrego odsiarczania spalin,
3. technologie oparte na gazie ziemnym:
 - turbina gazowa o mocy elektrycznej 165 MW;
 - blok parowo-gazowy 480 MW,
4. technologie jądrowe z reaktorami nowej generacji:
 - blok 630 MW wodny ciśnieniowy z pasywnym systemem bezpieczeństwa;
 - blok 1600 MW z reaktorem wodnym wrzącym,
5. technologie wykorzystujące energię wodną:
 - elektrownia szczytowo-pompowa;
 - elektrownie na przepływie naturalnym.

Wprowadzenie powyższych technologii wymagać będzie znaczących nakładów finansowych, warunkujących rozwój sektora energii. Nie ma i w najbliższych dziesięcioleciach nie będzie jednej dominującej technologii energetycznej – w rozwoju bazy paliwowej dla sektora energetycznego należy być przygotowanym na umiejętność wykorzystania całego spektrum dostępnych i dobrze opanowanych rozwiązań technicznych: od „czystej” energetyki węglowej, poprzez rozwijającą się energetykę odnawialną, aż po energetykę jądrową. Wybór konkretnych rozwiązań inwestycyjnych będzie wynikał tylko i wyłącznie z rachunku ekonomicznego i wzajemnej konkurencji poszczególnych paliw i technologii.

Rozległy zakres tematyki dotyczącej polityki energetycznej, a w szczególności zagadnienia rozwoju w warunkach konkurencji podsektora wytwarzania energii, jest bardzo istotny z punktu widzenia programowania rozwoju gospodarczego kraju. Z tego względu należy dążyć do sukcesywnego wzbogacania i uszczegóławiania prognoz rozwoju energetyki z uwzględnieniem dotychczasowych doświadczeń oraz szerszego tła uczestnictwa Polski w politykach wspólnotowych. Powinno to zaowocować opracowaniem racjonalnych (opartych o rachunek ekonomiczny) oraz przyjaznych dla środowiska koncepcji rozwoju energetyki.

W konkluzji końcowej należy podkreślić, że [3,4,5]:

- 1) w okresie do 2020 r. należy się liczyć ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce o ok. 60-85% w stosunku do zużycia netto w 2000 r. w zależności od wariantu rozwoju gospodarczego,
- 2) mimo tak poważnego wzrostu całkowitego zużycia energii elektrycznej zużycie jednostkowe, przypadające na jednego

mieszkańca, będzie w Polsce w 2020 r. mniejsze od obecnego zużycia jednostkowego w krajach zachodnioeuropejskich,

- 3) biorąc pod uwagę przede wszystkim międzynarodowe wymagania odnośnie ochrony środowiska, nie przewiduje się możliwości znacznego zwiększenia ilości węgla kamiennego, spalane w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych,
- 4) ze względu na korzystne wyniki ekonomiczne przewiduje się utrzymanie wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach spalających węgiel brunatny na poziomie zbliżonym do obecnego,
- 5) udział gazu ziemnego jako paliwa dla elektrowni ciepłych i elektrociepłowni może wzrastać w latach 2015-2030, osiągnąć poziom mocy nawet 12 000 MW.

Podana powyżej lista zagadnień natury ogólnej nie wyczerpuje z oczywistych względów wszystkich uwarunkowań, które są istotne w rozważaniach dotyczących perspektyw rozwoju konkurencji na rynkach paliw i energii w dłuższym okresie. Perspektywy rozwoju elektroenergetyki gazowej, z powodów oczywistych syntetycznie przedstawione w niniejszej pracy, mogą stanowić merytoryczną podstawę do dyskusji na temat kształtowania, a następnie sposobów realizacji polityki energetycznej prowadzącej do jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu w zjednoczonej Europie. Rozległy zakres tematyki dotyczącej polityki energetycznej, a w szczególności zagadnienia rozwoju jest również istotny z punktu widzenia programowania rozwoju gospodarczego krajów Unii Europejskiej. Z powyższych względów należy zatem dążyć do sukcesywnego wzbogacania i uszczegóławiania prognoz i założeń kierunkowych rozwoju energetyki z uwzględnieniem doświadczeń wszystkich krajów UE. Może to

zaowocować opracowaniem racjonalnych oraz przyjaznych dla środowiska koncepcji rozwoju energetyki do 2030 roku i w dalszej perspektywie czasowej.

Bibliografia

- [1] Dzirba D.: Rola gazownictwa w energetyce rozproszonej-jaka przyszłość ?. III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Ossa, (18-20) kwietnia 2012 r.
- [2] IEA Statistics: Electricity Information 2010
- [3] Kamrat W.: Elektroenergie gazowe szansą stabilizacji bezpieczeństwa energetycznego Polski. W: [Materiały] Konferencji GAZTERM, Międzydroje 2010.
- [4] Kamrat W.: Dylematy rozwoju energetyki w Polsce. Podsektor wytwarzania. Wydawnictwo Aknet, Kraków 2010.
- [5] Marecki J.: Energetyka w Polsce-wczoraj, dziś i jutro. Seminarium KPE PAN, Gdańsk 2004.
- [6] Serwis informacyjny CIRE, 24.04.2012.
- [7] Statystyka elektroenergetyki polskiej. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2012.
- [8] Szymańska M., Szurlej A.: Sektor gazowniczy w Polsce. W: [Materiały] III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, 18-20.04.2012, Ossa.
- [9] Zaporowski B.: Wykorzystanie technologii wytwórczych na polskiej mapie bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Seminarium KPE PAN, Warszawa/Serock 2008.
- [10] Zaporowski B.: Efektywność energetyczna i ekonomiczna perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Konferencja APE, Jurata 2013

Artykuł był publikowany w materiałach konferencyjnych GAZTERM 2013

Waldemar Kamrat
Politechnika Gdańska



PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH

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

Rynek gazu według Towarowej Giełdy Energii



Jerzy Papuga

Sejmowa podkomisja stała ds. Energetyki po raz kolejny w ostatnim czasie zajęła się sprawą gazu – tym razem od strony szans i wyzwań, jakie stoją przed rodzimym rynkiem. Ireneusz Łazor, prezes Towarowej Giełdy Energii, nie ukrywał, iż obrót gazem za pośrednictwem parkietu jest jeszcze w początkowej fazie. „Ale inne drogi nie ma, gdyż Polska stawia na szybką eksploatację własnych zasobów i dywersyfikuje dostawy z zagranicy, zaś wszyscy odbiorcy są zainteresowani pewnością odbioru i lepszymi cenami”. W regionie środkowoeuropejskim działają już dwie giełdy gazu: od 2010 roku czeska OTE i od 2012 roku węgierska CEEGEX. Co prawda obecnie giełdy na rynku gazu mają stosunkowo małe znaczenie, gdyż dominują długoterminowe kontrakty OTC („pod ładą”), ale jest to skutek uzależnienia całego rynku środkowoeuropejskiego od dostaw z jednego kierunku, co powoduje również określone trudności w rozwoju giełd. Ale ta niekorzystna sytuacja będzie się zmieniać – jak to miało miejsce w krajach Europy Zachodniej – wraz z dostępem do nowych źródeł dostaw. Towarowa Giełda Energii jest jedynym tego typu podmiotem na rynku polskim, posiada licencję Komisji Nadzoru Finansowego, od lutego 2012 roku stała się częścią Grupy Kapitałowej Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie. „Stanowi najdynamiczniej rosnącą giełdę towarową na rynku polskim i europejskim, zajmuje się sprzedażą prądu, gazu, praw majątkowych i uprawnień do emisji” – mówił prezes Łazor. Jej podstawowym zadaniem jest budowa konkurencyjnego rynku energii oraz uczestnictwo w obrocie międzynarodowym i reprezentowanie interesów Polski w tworzeniu wspólnego europejskiego rynku. „W skrócie chodzi o market coupling, czyli nieustanne zapewnianie bezpieczeństwa energetycznego Polski” – podkreślał Łazor. O ile w 2012 roku rynek gazu na TGA S.A. skupiał 3 uczestników, to w 2013 roku już 15.

TGE - sześć rynków, jeden rejestr i wiele korzyści

Towarowa Giełda Energii prowadzi szereg operacji rynkowych, posegmentowanych według swoich właściwości. Dla rynku energii elektrycznej Rynek Dnia Następnego i Bieżącego (rynek spot) i Rynek Terminowy Towarowy, czyli kontrakty forward z dostawą fizyczną oraz aukcje energii. Dla rynku gazu – także Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy, a dla praw majątkowych Rynek Praw Majątkowych, sprowadzają-

cy się do kontraktów spot na prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii oraz w wysokosprawnych źródłach kogeneracyjnych. Ponadto, Giełda prowadzi Rejestr Świadectw Pochodzenia, związany z systemami wsparcia dla źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych oraz Rynek Uprawień do Emisji CO₂, który obecnie prawie zamarł. Korzyścią transakcji zawieranych za pośrednictwem TGE jest nowoczesny system rozliczeń, pozwalający na dokonywanie transakcji zabezpieczonych innymi, niż gotówkowe, instrumentami. TGE bowiem już w kwietniu 2010 roku podpisała z Izłą Rozliczeniową Giełd Towarowych umowę o powierzeniu obsługi finansowej transakcji giełdowych i członkowie giełdy uzyskali dostęp do większego rodzaju zabezpieczeń. Prezes Łazor wyliczył zarówno środki pieniężne, prawa majątkowe, jak i prawa do emisji CO₂ oraz gwarancje bankowe. „Jednak tylko 22 % zabezpieczeń stanowią te gotówkowe” – podkreślał.

Rynek systematycznie rosnący

Prezes TGE, przedstawiając dane o perspektywach obrotu giełdowego posłużył się porównaniem dynamiki rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Całkowity wolumen obrotu energią ze wszystkich transakcji przeprowadzonych na TGE w 2012 roku wyniósł prawie 132 TWh, kiedy w 2011 roku 124 TWh. „Daje to obrót ponad 80% energii wyprodukowanej w kraju i szacunkowo prawie 85% jej łącznego zużycia” – podkreślił Łazor. Co najważniejsze, najnowsze dane wskazują na utrzymujący się silny trend wzrostowy. Łączy obrót energią elektryczną w I półroczu 2013 roku wyniósł 72, 310 TWh, co oznacza wzrost o 107,1% rok do roku. Ale rekord zanotował Rynek Terminowy Towarowy – wartość 61, 750 TWh daje wzrost rok do roku aż o 144, 80%. Za tą tendencją podąża także rynek gazu – w I półroczu 2013 roku zawarto ponad 420 transakcji, a całkowity wolumen obrotu wyniósł 464 648 MWh. „I to w sytuacji obowiązującego 30% obligo gazowego, które z roku na rok ma się zwiększać, do poziomu 70% w 2015 roku” – podkreślał Łazor. Przy czym na rynku spot (czyli Rynku Dnia Następnego gazu) zawarto 370 transakcji, a ich wolumen wyniósł 179 071 MWh. Kurs Gas_Base za I półrocze, liczony, jako średnia ważona wolumenem ze wszystkich transakcji zawartych na Rynku Dnia Następnego wyniósł 118, 01 zł/ MWh. Natomiast na Rynku Terminowym Towarowym gazu obrót wyniósł 285 577 MWh, zawarto 46 transakcji na kontraktach miesięcznych Gas_Base_M. Średnia ważona wolumenem cena transakcyjna dla kontraktu Gas_Base_M za I półrocze wynosiła 116, 75 zł/ MWh. „Warto podkreślić, iż obrót giełdowy całą energią wpływa niezwykle korzystnie na poziom cen” – skwitował prezes Łazor, podbudowując to

Ireneusz Łazor, prezes Towarowej Giełdy Energii
Źródło: Materiały prasowe

dotatkowo przykładem ceny energii dla kontraktu rocznego typu BASE. „Są one najniższe od początku wprowadzenia tego typu kontraktu do obrotu na Rynku Terminowym Towarowym i 27.06.2013 roku w wolumenie 306 600 MWh energii wyniósł tylko 147, 82 zł/ MWh”.

Parkiet dla gazu a obligo gazowe

Otwarcie TGE na rynek gazu dokonało się całkiem niedawno; równo rok temu, w lipcu 2012 roku wprowadzono pojęcie tzw. punktu wirtualnego, a TGE uczestniczyła w tworzeniu nowego prawa to umożliwiającego. We wrześniu 2012 roku Komisji Nadzoru Finansowego zatwierdziła opracowany przez TGE nowy Regulamin Obrotu Rynku Towarów Giełdowych, zezwalający na obrót gazem na rynku spot, jak i obrót instrumentami gazowymi na Rynku Terminowym Towarowym. Kolejnymi istotnymi wydarzeniami było podpisanie, jesienią ub. roku, umów z Gaz-Systemem S.A, PGNiG i Izłą Rozliczeniową Giełd Towarowych, co pozwoliło uruchomić Rynek Terminowy Towarowy oraz Rynek Dnia Następnego gazu. Jednak dla budowy tego rynku i maksymalizacji obrotu najistotniejsze stało się tzw. ustawowe obligo gazowe, czyli giełdowa sprzedaż gazu wysokometanowego wprowadzanego do sieci przesyłowej z importu i wydobywania. „Obligo gazowe, dające możliwość zakupu gazu na giełdzie to niezbędny krok na drodze do liberalizacji rynku, jak też ustalenia jego ceny rynkowej. Obecnie dominujące kontrakty długoterminowe OTC, dokonywane pod ładą, będą odchodzić do przeszłości jako nieprzejrzyste finansowo i nietransparentne” – podkreślał prezes Łazor. W obrocie hurtowym, jedynym liczącym się podmiotem jest PGNiG, który posiada taryfę na gaz wysokometanowy, kalkulowaną na podstawie koszyka kosztów pozyskania gazu składającego się z gazu importowanego i gazu wydobywanego ze złóż krajowych. I jak dotychczas taryfa dla gazu wysokometanowego oferowanego przez PGNiG, liczona

jako średnia ważona obydwu kosztów, jest na poziomie niższym od ceny gazu importowanego. Ale meandry kształtowania tej ceny są bardziej zawiłe, bowiem w wyniku stosowania takiej metodologii dochodzi do subsydiowania pomiędzy gazem krajowym a importowanym. Daje to PGNiG możliwość skutecznego zniechęcania konkurencji do importu gazu. Dlatego obecnie gaz z Zachodu jest droższy niż gaz po cenie taryfowej PGNiG – choć po części przyczynia się do tego również wysoki kurs euro do złotego. Ale zmienia się od momentu faktycznego zaistnienia obligi w obrocie: już od IX do XII 2013 roku wolumen gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej w okresie obligi wyniesie 4, 80 mld m³. Da to w tym okresie wskaźnik 30 %, ale wolumen obligi na cały rok – tylko 1,44 mld m³. „A więc przewidywany poziom uwolnienia wolumenu sprzedaży gazu ziemnego w skali bieżącego roku to jedynie 10%”. W kolejnych latach wskaźniki te ulegną znacznej poprawie. Prezes Łazor przewiduje, że mechanizm kroczącego obligi gazowego spowoduje, iż w miesiącach I-VI 2014 roku wolumen gazu wprowadzony do sieci przesyłowej w okresie obligi sięgnie 7,20 mld m³ i w kolejnych miesiącach 2014 roku ustabilizuje się na tym samym poziomie. Pozwoli to w pierwszym półroczu 2014 roku osiągnąć 50 % poziomu obligi, zaś w drugim 70%, co przełoży się na wolumen obligi odpowiednio na poziomie 3,60 mld m³ w I półroczu i 5,04 mld m³ w II. Łącznie w przyszłym roku da to 60 % wolumen sprzedaży gazu ziemnego w skali roku. Zaś w 2015 roku wolumen gazu wprowadzony do sieci przesyłowej wyniesie już 14, 40 m³ co zapewni osiągnięcie 70 % poziomu obligi. Jednak wolumen obligi w skali całego roku wyniesie 10,8 mld m³. „Oblig gazowe – mówi Łazor – nie jest jednak celem samym w sobie”. Kolejnymi krokami na drodze do całkowitej liberalizacji rynku będzie swobodny dostęp do infrastruktury, możliwość zmiany sprzedawcy oraz odsprzedaży gazu. Póki co krajowe wydobycie zabezpiecza 28% gazu w Polsce, import zaś 72%. Natomiast struktura zużycia gazu w Polsce składa się z trzech komponentów: przemysłu 58%, odbiorców domowych 28% i pozostałych 14%. Odnosząc się do obligi gazowego wobec gazu z łupków prezes Ireneusz Łazor stwierdził, iż co prawda jest to taki sam gaz, jak konwencjonalny, pozyskiwany tylko inną metodą, ale na razie nie ma szans, aby oszacować, w jakim zakresie obligi obejmie ten typ gazu. „Na ma bowiem żadnych wiarygodnych informacji o wielkości zasobów i planowanym wydobyciu”. Co nie znaczy, iż tych analiz nie można będzie wykonać w przyszłości, kiedy zostaną ogłoszone decyzje inwestycyjne w sprawie budowy kopalń i pojawią się wnioski o przyłączenie źródeł gazu z łupków do sieci przesyłowej. „Dopiero wówczas można będzie oszacować wolumen gazu prognozowany do wprowadzenia do sieci przesyłowej i zweryfikować poziom obligi albo rozważyć wyłączenie gazu z łupków z tego obowiązku z uwagi na rozwiniętą konkurencję w ramach tej grupy dostawców”.

Rynek środkowoeuropejski

Prezes Łazor zreferował także posłom podkomisji kwestię budowy rynku gazu ziemnego z perspektywy środkowoeuropejskiej. Kluczowym dla jego pomyślności jest budowa korytarza północ-południe, obrazowo z terminalu LNG w Świnoujściu do terminalu Adria na chorwackiej wyspie Krka. Kluczową rolę będzie tu odgrywać polski system przesyłowy, który ma także zintegrować region bałtycki z państwami Europy Środkowej. System ten będzie oczywiście obejmować nowe źródła dostaw, także gazu z łupków, których największym rejonem poszukiwań i przyszłej eksploatacji jest Pomorze Środkowe i Gdańskie, Warmia i Mazury, Północne Mazowsze oraz Kujawy i Wielkopolska. Co ciekawe, TGE uważa, iż koszty nowej infrastruktury przesyłowej będą relatywnie niższe, niż pozostawienie przy dotychczasowych kierunkach dostaw gazu. „Przyszła infrastruktura stanie się dźwignią dla bardziej konkurencyjnych kierunków dostaw gazu. Chodzi bowiem o budowę nowych możliwości rynkowych dla zintegrowanego rynku regionalnego, o wielkości od 40 do 60 mld m³ na rok, co przyczyni się do wzmocnienia gospodarek regionu”. A praktycznie, oznacza szybkie dokończenie budowy terminalu LNG w Świnoujściu i budowę infrastruktury pod przyszłą eksploatację gazu łupkowego – przy jednoczesnym wykorzystaniu zachodnioeuropejskiego rynku spotowego, a przede wszystkim, połączenie z kierunkiem południowym, czyli budowanym terminalem LNG Adria na wyspie Krka wraz rozbudową istniejących i planowanych magistral ze Wschodu, w tym Nabucco. Terminal LNG w Świnoujściu otworzyłby zupełnie nowe możliwości zaopatrzenia w gaz, gdyż byłby pierwszym terminalem LNG w Europie Północno-Wschodniej i nowym źródłem dostaw dla regionu już w 2014 roku. „Byłby naszym oknem do światowego rynku LNG, także z innych, bardzo obiecujących kierunków”. Terminal oferowałby dla uczestników rynku określone zdolności regazyfikacyjne, mógłby się stać nowym źródłem dostaw dla Litwy i pozostałych państw bałtyckich oraz zaopatrywać jednostki pływające po Morzu Bałtyckim. Ale przede wszystkim stałby się fundamentem koncepcji korytarza Północ-Południe w Europie Środkowej. Ma on powstać do 2017 roku i połączyć terminal LNG oraz Gazociąg Bałtycki poprzez południową Polskę, Czechy, Słowację i Węgry z planowanym terminalem Adria w Chorwacji. Połączenie pomiędzy Chorwacją a Węgrami już funkcjonuje, a węgiersko-słowacki interkonektor ma być ukończony w 2014 roku. Gaz będzie przy tym przesyłany w obydwie strony, co niezależnie poszczególnie kraje od dyktatu rosyjskiego i przyczyni się do integracji regionalnych rynków gazu oraz bezpieczeństwa dostaw. W tym wielkim projekcie uczestniczą nie tylko państwa Grupy Wyszehradzkiej, ale również Słowenia, Bułgaria, Rumunia czy nowo przyjęta do UE Chorwacja. Rynki samych tylko 4 krajów Grupy Wyszehradzkiej to ok. 41,1 mld m³ gazu rocznie (liczone jako zapotrzebowanie roczne na usługi przesyłowe), z czego Polski to 16,3

mld m³, Czech 7, 9 mld m³, Słowacji 5,4 mld m³ a Węgier 11,5 mld m³. Czynniki warunkujące integrację rynku są zarówno rozwój infrastruktury, w tym nowe połączenie międzysystemowe, dywersyfikacja dostaw jak i nowe źródła pozyskiwania gazu, w tym z łupków i LNG. Jednak najbardziej obiecującym rynkiem w tym regionie jest ukraiński – zapotrzebowanie roczne na usługi przesyłowe to aż 50 mld m³, czyli większe niż czterech krajów Grupy Wyszehradzkiej łącznie. Jeśli zliczyć te dwa potencjały, to daje to ok. 100 mld m³ rocznie. W ramach Grupy od czerwca br. istnieje forum na rzecz integracji rynku gazu, którego celem jest zapewnienie politycznego wsparcia dla tego procesu oraz koordynacja działań pomiędzy operatorami systemów przesyłowych, ministerstwami i regulatorami rynku. Ale głównym celem jest harmonizacja prawa w celu wspólnego wdrażania stosownych kodeksów sieci i usprawnieniem wdrożenia ostatecznej koncepcji rynku dla Grupy Wyszehradzkiej.

Przyszłość w hubach gazowych i giełdach

Prezes Łazor objaśnił, że huby gazowe to nic innego, jak narzędzie dla wolnego rynku obrotu gazem, ale narzędzie bardzo potrzebne i efektywne. Przede wszystkim usprawnia zarządzanie portfelem kontraktów, ale również umożliwia dywersyfikację dostawców, tworząc mechanizm rynkowy dla kształtowania cen gazu. W Europie na razie funkcjonują tylko dwa huby fizyczne: Central European Gas Hub w Austrii (CEGH) oraz Zeebrugge w Belgii (ZEE). Trzecim będzie Bałtycki Hub Gazowy, czyli terminal LNG w Świnoujściu. Więcej, bo aż 8, jest hubów wirtualnych: brytyjski NBP, holenderski TTF, francuski PEG, włoski PSV, niemieckie NCG i GPL, hiszpański CDG oraz punkt wirtualny Gaz System. To w połączeniu z giełdami daje już zręby wolnego rynku, czemu ma sprzyjać stabilna i przemyślana strategia TGE. Prezes Łazor nie kryje, że w niedalekiej przyszłości chciałby umocnienia giełdy jako największej platformy handlowej na rynku energii i surowców energetycznych w Polsce. Celem jest szybki wzrost wolumenów surowcowych, w tym również węgla i CO₂, jak i poprawienie płynności rynków. Ale nie tylko: giełda ma zamiar operować szerokim portfelem produktów transakcyjnych i informacyjnych na towarowo-finansowych rynkach Polski i innych krajów regionu. Zamierza być partnerem zarówno dla poszczególnych operatorów systemów przesyłowych, jak i regulatorów oraz administracji państwowej, w zakresie rynku energii elektrycznej i gazu. No i chce przewodzić rynkowi w całym regionie. Plany ambitne, ale co najważniejsze, wykonalne.

Jerzy Papuga

Źródło: TGE S.A w Grupie Kapitałowej GPW - strategia i perspektywy rozwoju na rynku europejskim. Rynek gazu- szanse i wyzwania”, Warszawa, 10.07.2013 roku, GTW S.A.

Gaz na Załęczu od 40 lat



Józef Szurek



Oddział w Zielonej Górze

W tym roku minie 40 lat od rozpoczęcia działalności Kopalni Gazu Ziarnego Załęcze. Pierwszy odwiert Załęcze-1, zlokalizowany w powiecie rawickim, odwiercony przed rokiem 1970 przez Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych w Pile, był negatywny i dalsze prace poszukiwawcze zostały przerwane do lutego 1971 r., kiedy wiercenie otworu Załęcze-2 prowadziło już Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych w Zielonej Górze. Uzyskaliśmy w nim przyływ gazu z dużą zawartością metanu – 73% czystego metanu i 24% azotu. Dało to impuls do dalszych wierceń i jeszcze w tym samym roku odwierciliśmy Załęcze-4 i w tym otworze również uzyskaliśmy duży przyływ gazu. Podczas pomiaru produkcji potencjalnej ustalono wydobyte Vabs na poziomie 623 Nm³ i ustalono dozwolony pobór gazu 150 Nm³/min. Nie był to największy przyływ na tym złożu. W dalszym etapie rozwierniania złoża największe przyprawy gazu uzyskano m.in. w odwiertach:

Załęcze-28 (Vabs 1496 Nm³ przy V dozwolonym – 306 Nm³/min), Załęcze-48 (Vabs 2057 Nm³ przy V dozwolonym 200 Nm³/min.), Załęcze-45 (Vabs 1403 Nm³ przy V dozwolonym 225 Nm³/min.). Ogółem na złożu Załęcze odwiercono 50 otworów z produkcją gazu.

Kopalnia

Instalacje kopalni budował Zakład Budownictwa Naftowego Naftomontaż z Krosna. W 1973 r. rozpoczęła ona działalność, eksploatując na początku odwierty: Załęcze-4 i Załęcze-23. „Pierwszy gaz” popłynął w kierunku Poznania, a następnie do Wrocławia, w kolejnych latach do KRIO w Odolanowie i na Górny Śląsk. W 1979 r. rozpoczęliśmy bezpośrednie dostawy do Huty Miedzi Cedynia Walcownia Miedzi w Orsku. Początkowo kopalnia wchodziła w skład Przedsiębiorstwa Kopalnictwa Gazu Ziarnego w Sanoku i podlegała pod pierwszy

Złoże Załęcze

20,4 mld m³ gazu – pierwotne zasoby wydobywalne
20 km² – powierzchnia złoża
47,67 m – miąższość średnia efektywna
122,5 m – miąższość maksymalna
18 % – porowatość skały zbiornikowej
15,10 MPa – pierwotne ciśnienie złożowe
2,2 MPa – aktualne ciśnienie złożowe
73 % metanu zawiera gaz ze złoża Załęcze

powstały w zachodniej Polsce Ośrodek Kopalni w Ostrowie Wlkp. Jego pierwszym kierownikiem był inż. Eugeniusz Gdula.

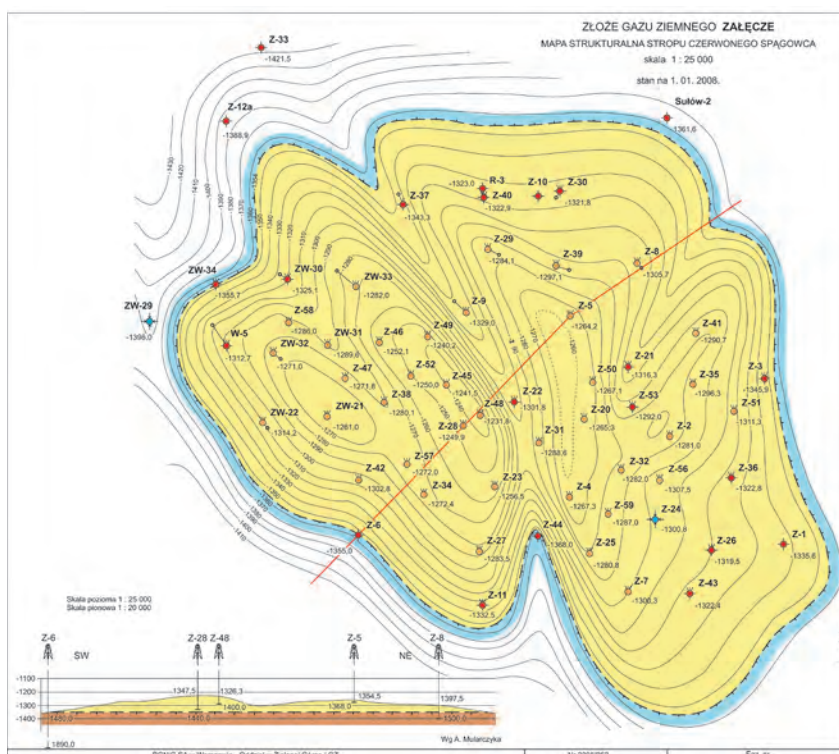
Miliarderzy

Do końca 2012 r. wydobyliśmy ze złoża Załęcze 19,5 mld m³ gazu. Z trzech odwiertów osiągnęliśmy wydobyte przekraczające ponad miliard m³. Kopalnia Załęcze eksploatuje również mniejsze złoża: Wiewierz E, W i S, Złoże Ślubów i nadzoruje odwierty niezagospodarowane: Pakosław-2 i 4. Do wydobycia z zasobów wydobywalnych pozostało jeszcze około 650 mln m³ gazu. Z analiz wynika, że eksploatację poprowadzimy do 2018 r.

Tłocznie i środki pianotwórcze

W latach 1975 – 1980 podczas eksploatacji zaobserwowaliśmy na złożu zjawisko piaszczenia odwiertów, którego przyczyną była przede wszystkim słaba zwężność kolektora i eksploatacja z dużą wydajnością. Zjawiska te były badane przez Instytut Naftowy z Krakowa. W 1989 r. wybudowaliśmy tłocznice złożowe, gdyż spadki ciśnień głowicowych powodowały utrudnienia w przesyłaniu gazu z kopalni do gazociągów dystrybucyjnych. Od 1990 r. eksploatacja odbywa się poprzez tłocznice złożowe kanadyjskiej firmy CHERCO. Była to pierwsza kontenerowa tłocznia w naszym Oddziale (3 zestawy). W ramach dalszych potrzeb sprężania gazu z wymienionych złóż oraz sprężania gazu przesyłanego z Kopalni Borzęcin i Radziadów w 2002 r. wybudowano czwarty zestaw. Obecnie gaz jest sprężany do ciśnienia 6,4 MPa i w całości jest przesyłany do PGNiG SA Oddział w Odolanowie.

Eksploatacja w obecnych warunkach przy znacznych spadkach ciśnień głowicowych i zmniejszonych wydatkach z poszczególnych odwiertów staje się coraz trudniejsza. Aby zachować wyliczone i wyznaczone dozwolonymi poborami wydajności od 2002 r. wspomagamy wydobyte przy pomocy środków pianotwórczych. Wykonaliśmy i zamontowaliśmy na



Złoże gazu ziemnego Załęcze – mapa strukturalna

głowicach odwiertów służy do zapuszczania środków pianotwórczych. Stosujemy świece FMS – 315, SCW – 1442, N – 22. Dominującym środkiem do wynoszenia wody jest świeca pianotwórcza typu FMS – 315.

Nafciarze Załęcza

W okresie 40 lat w KGZ Załęcze zatrudnionych było 172 pracowników. Obecnie jest to 42-osobowa załoga. Pierwszym kierownikiem kopalni był Józef Głód. Od października 1975 r. ja pełnię tę funkcję, a z kopalnią związany jestem rok dłużej. Od 1973 r. pracuję ze mną Krzysztof Siemek, obecnie zatrudniony na stanowisku operatora pomp sprężarek Tłoczni Gazu. Z końcem ubiegłego roku odeszli w ramach PDO pracownicy o wieloletnim stażu pracy: Tadeusz Razik – kierownik zmiany, który przepracował tu 41 lat, Stanisław Bulwan – mistrz zmiany (46 lat), Florian Łukowiak – pomiarowy odwiertów gazowych (31 lat). Nadal jest u nas zatrudnionych wielu pracowników o wieloletnim stażu pracy. Wśród nich



W 2003 r. na KGZ Załęcze wybudowano nową instalację kolumnową do osuszania gazu. Fot. Paweł Chara

są Krzysztof Wojnar – kierownik zmiany (41 lat), Stanisław Kulczycki – monter mechanik maszyn i urządzeń (38 lat), Zdzisław Kaczmarek – operator pomp, sprężarek i tłoczni gazu

(36 lat), Tadeusz Teczyński – kierownik zmiany (37 lat).

Józef Szurek
Kierownik KGZ Załęcze

Węzeł Kościan

Zakończyła się rozbudowa Węzła Kościan polegająca na rozbudowie istniejących układów o urządzenia pomiarowo-regulacyjne umożliwiające przesył gazu zaazotowanego podgrupy Lw.

Zadanie realizowano w dwóch etapach. Na pierwszy składały się prace związane ze zwiększeniem przepustowości ciągu regulacyjno-po-



Oddział w Zielonej Górze

miarowego węzła KGHM Żukowice/Polkowice (zwiększenie średnicy ciągu), na drugi – roboty obejmujące m.in. budowę nowych oraz przebudowę istniejących obiektów, urządzeń i instalacji

na obiektach węzła Kościan: węzła EC Zielona Góra, węzła KGHM Żukowice/Polkowice, mieszalni, instalacji odbiorczej do/z PMG Bonikowo.

Pierwszy etap zadania inwestycyjnego umożliwiający przesył gazu do KGHM Żukowice/Polkowice zakończono w czerwcu 2012 r. Natomiast testy i próba gwarancyjna całego obiektu zakończyła się w marcu br. Węzeł Kościan przekazano użytkownikowi do eksploatacji na początku kwietnia.

Dzięki rozbudowie węzła możemy przysyłać gaz do odbiorców o następujących maksymalnych parametrach:

- do EC Zielona Góra: 102 tys. nm^3/h , 6,3MPa,
- Węzeł Krobia (system gazu Lw): 100 tys. nm^3/h , 6,3MPa
- PGNiG SPV4 Oddział w Poznaniu: max. 20 tys. nm^3/h ,
- EC KGHM Żukowice/Polkowice: 106 tys. nm^3/h , 6,3MPa

Sterowanie węzłem realizowane jest za pomocą oprogramowania Telexus z poziomu dyspozycji ruchu w Zielonej Górze, natomiast sterowanie awaryjne następuje z poziomu KGZ Kościan poprzez program InTouch. Wszystkie obiekty zarządzane są wspólnym systemem sterowania i stanowią logiczną całość. Zaprojektowany system cechuje wysoka niezawodność, stabilność pracy oraz maksymalna prostota przy zachowaniu najlepszych rozwiązań.

Wojciech Grzewka
Dział Projektów Strategicznych



Generalnym Wykonawcą zadania „Rozbudowa Węzła Kościan” była firma PGNiG Technologie S.A. Oddział Naftomontaż w Krośnie. Fot. Marcin Kamycki

Gaz z Lisewa



Oddział w Zielonej Górze

FX Energy i PGNiG SA zawarły umowę dotyczącą eksploatacji złoża gazu ziemnego odkrytego w 2011 r. w okolicy Lisewa. Inwestycja została przygotowana przez FX Energy, a nadzór nad jej realizacją prowadzi Dział Projektów Górniczych Oddziału w Zielonej Górze.

Złoże gazu ziemnego „Lisewo” zlokalizowane jest ok. 30 km na południe od miejscowości Września w województwie wielkopolskim. Zostało odkryte otworem Lisewo-1 w utworach czerwonego spągowca. W bezpośrednim sąsiedztwie zlokalizowane są również otwory Lisewo-2k i Komorze-3k. Wiercenie otworu Lisewo-2 zaplanowane jest na sierpień.

Bezobsługowo

Na projekt składa się budowa Ośrodka Grupowego Lisewo, zagospodarowanie strefy przyodwiertowej Lisewo-1, budowa gazociągu technologicznego relacji odwiert Lisewo-1



Będący w budowie Ośrodek Grupowy Lisewo został zaprojektowany w sposób umożliwiający podłączenie kolejnych stref przyodwiertowych w przyszłości. Fot. Piotr Kaczmarczyk

– OG Lisewo oraz budowa gazociągu DN 250 relacji OG Lisewo – KGZ Radlin I. Drugą fazę projektu stanowić będzie zagospodarowanie stref przyodwiertowych Lisewo-2k i Komorze-3k, budowa gazociągów technologicznych relacji odwiert – OG Lisewo. Ośrodek Grupowy i strefa przyodwiertowa zostały zaprojektowane jako w pełni zautomatyzowane, bez stałej obsługi. Sterowanie i kontrola nad procesem technologicznym odbywać się będzie lokalnie

z panelu sterowniczego na OG Lisewo i zdalnie z KGZ Radlin I.

Zakończyliśmy już budowę gazociągu DN 250 wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Zakończenie budowy obiektów technologicznych na OG Lisewo i strefie przyodwiertowej Lisewo-1 planujemy na jesień 2013 r.

Bogumiła Orlicka
Dział Projektów Górniczych

Za wspieranie oświaty

Oddział w Zielonej Górze otrzymał główne wyróżnienie w kategorii Podmioty gospodarcze i instytucje w XI edycji „Lubuskiego Lauru Oświaty”.

Konkurs organizowany jest przez Sejmik Województwa Lubuskiego i ma na celu uhonorowanie pracowników oświaty, osób fizycznych, przedsiębiorstw oraz jednostek organizacyjnych, które wniosły największy wkład w rozwój oświaty województwa lubuskiego.

Kandydaturę naszego oddziału zgłosił Zespół Szkół Specjalnych nr 1 w Zielonej Górze. Współpracujemy z tą placówką od wielu lat, m.in. przy projekcie edukacyjno-integracyjnym „Otwarte działania twórcze”, o którym pisaliśmy na łamach „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych”. Zostaliśmy docenieni za wspieranie szeregu inicjatyw edukacyjnych, konkursów szkolnych, środowiska akademickiego, prowadzenie spotkań edukacyjnych i akcji wolontariackiej „Górnika w przedszkolu/szkole”. W okresie barbońkowym nasi pracownicy odwiedzają dzieci i młodzież, opowiadają o pracy górnika naftowego, procesie poszukiwania oraz wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego.

Wręczenie nagród odbyło się podczas sesji Sejmiku Województwa Lubuskiego 2 lipca w Pałacu w Mierzynie. Oddział reprezentował kierownik Ośrodka Kopalń Drezdenko Sławomir Borowiec. Nagrody wręczyli przewodniczący Sejmiku Tomasz Możejtko i marszałek województwa lubuskiego Elżbieta Polak.

Magdalena Wajda, Dział Komunikacji i PR



Oddział w Zielonej Górze





Jerzy
Zagórski

PGNiG rozpoczyna konsolidację spółek dystrybucyjnych

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA utworzyło jedną spółkę dystrybucyjną, zgodnie z zapisami Krótkoterminowej Strategii Budowania Wartości GK PGNiG na lata 2012-2014.



Utworzenie jednej spółki, przejmującej udziału sześciu dotychczasowych spółek gazownictwa (Pomorskiej, Wielkopolskiej, Dolnośląskiej, Górnoszląskiej, Karpackiej, Mazowieckiej) i objęcie udziałów w tej spółce przez PGNiG rozpoczyna pierwszy etap ich konsolidacji.

W ramach przygotowań do konsolidacji spółka PGNiG SPV 4 z o.o. z siedzibą w Warszawie, przejęła udiały w sześciu spółkach gazownictwa, które zostały przekształcone w oddziały regionalne.

Spółki Gazownictwa prowadzą działalność w zakresie zarządzania siecią gazociągów dystrybucyjnych, eksploatacji, modernizacji i rozbudowy tej sieci oraz sprzedaży usługi dystrybucji gazu. PGNiG SPV 4 zamierza kontynuować powyższą działalność.

Celem konsolidacji jest dostosowanie spółki do nowych warunków na liberalizującym się rynku gazu i pojawiającej się konkurencji. Dlatego planowane jest m.in. ujednolicenie procedur, systemów informatycznych, co przełoży się na sprawniejsze funkcjonowanie i efektywniejszą obsługę klientów. Każdy etap działań będzie konsultowany ze stroną społeczną, m.in. ze związkami zawodowymi. Spółka nie przewiduje zwolnień grupowych. Pracownicy będą wykonywać swoje obowiązki w dotychczasowych miejscach pracy.

Połączenie spółek powinno również przyczynić się do optymalizacji kosztów działalności dystrybucji, a tym samym zwiększenia zysków skonsolidowanej spółki oraz obniżenia kosztów przesyłu dla klientów PGNiG.



Marcin
Zachowicz

Jerzy Kurella pokieruje pracami Zarządu PGNiG SA

Rada Nadzorcza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA zdecydowała o wykonywaniu przez obecnego wiceprezesa Zarządu ds. Handlu, Jerzego Kurellę, obowiązków prezesa Zarządu do czasu wyboru prezesa Zarządu.

W ramach nowych obowiązków wiceprezes Jerzy Kurella sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie spółki w zakresie m.in.: planowania i realizacji polityki handlowej spółki, poszukiwania i wydobycia węglowodorów w kraju i poza jego granicami, pozyskania gazu, przygotowania i nadzoru nad realizacją Strategii GK PGNiG, kreowania polityki regulacyjnej, zarządzania zasobami ludzkimi, bezpieczeństwa GK PGNiG, marketingu i komunikacji, audytu i kontroli, kompleksowej obsługi prawnej oraz sprawowania nadzoru właścicielskiego w ramach GK PGNiG.

Jacek Murawski, wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie spółki w zakresie m.in.: realizacji celów strategicznych spółki w aspekcie ekonomicznym i finansowym, planowania i kontroli polityki inwestycyjnej w zakresie finansowym oraz kształtowania polityki inwestycyjnej, w tym przygotowania i realizacji planu inwestycyjnego spółki.

Mirosław Szałuba, wiceprezes Zarządu ds. IT sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie spółki w zakresie m.in.: planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych spółki, administrowania majątkiem spółki z wyłączeniem majątku sieciowego, górniczego i podziemnych magazynów gazu oraz w zakresie współpracy ze związkami zawodowymi, Radą Pracowników i innymi organizacjami pracowniczymi.

Zespół Prasowy
PGNiG SA

Nowy raport amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej

Raport Agencji Informacji Energetycznej USA z czerwca br. podsumowujący stan rozpoznania zasobów gazu i ropy z łupków na świecie (*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*) zawiera również dane dotyczące Polski. Szacunkowe zasoby są teraz mniejsze, to jednak nadal znacznie wyższe niż oceny krajowe. W raporcie zaznaczono, że przy obecnej ilości wykonanych wierceń za wcześnie na pełną ocenę potencjału formacji łupkowych. Największa redukcja nastąpiła w basenie lubelskim – poprzednio było to 1,2 bln m³ gazu, teraz jest 250 mld m³. Autorzy raportu wyjaśniają, że przy zastosowaniu wyższego kryterium minimalnej zawartości węgla organicznego obszar perspektywiczny zmniejszył się z 30200 km² do 6190 km². Całkowite technicznie wydobywalne zasoby gazu z łupków w Polsce wynoszą 4,2 bln m³, czyli o 21% mniej niż w raporcie z 2011 r. Zmniejszenie dotyczy reszty wielu regionów – niższe są zasoby gazu w łupkach alonowych w Norwegii, w łupkach Eagle Ford w basenie Burgos w Meksyku, w basenie Karoo w południowej Afryce i w basenach Qiongzhusi i Tarim w Chinach. Zasoby gazu z łupków na świecie wzrosły z 187,4 bln m³ do 206,5 bln m³, zasoby ropy zamkniętej i zawartej w łupkach zwiększyły się z 4,3 mld t do 46,9 mld t.

Informacje te wywołały natychmiastową reakcję *Gazpromu* w postaci obszernego artykułu A. Frołowa, w którym autor pisze: „Gwiazda gazu łupkowego zaszła. Ilość wierceń zmniejszyła się do katastrofalnie niskiego poziomu, wydobycie spada, ale europejscy zwolennicy łupkowej rewolucji niezmiennie mówią o rychłym nadejściu gazowego dobrodziejstwa w ich krajach”. W zakończeniu czytamy: „Kropką nad i łupkowej historii będzie początek budowy nowej nitki Nord Stream. Czwarta nitka będzie przyznaniem, że łupek to fanaberia i Europejczycy nie mają żadnej realnej alternatywy dla współpracy z Rosją”.

OPEC utrzymuje limity wydobycia ropy

Nie było niespodzianek po obradach 163 konferencji OPEC, która odbyła się 31 maja br. w Wiedniu. Przedstawiciele państw członkow-

skich uważają, że ustabilizowanie cen w br. wskazuje na dostateczny poziom rynkowych dostaw ropy, a okresowe fluktuacje są odbiciem wydarzeń geopolitycznych i wobec tego ustalony w grudniu ub. roku limit wydobycia w wysokości 4,08 mln t/d został utrzymany. Zdaniem uczestników konferencji, wskaźnik wzrostu gospodarki światowej w br. przewidywany na 3,2% (w 2012 r. 3%) jest wątpliwy, szczególnie w krajach *OECD*. Termin następnej, Zwyczajnej Konferencji *OPEC* wyznaczono na 4 grudnia br.



Komisja Europejska v. Rosja

Jednym z tematów szczytu UE-Rosja w Jekaterynburgu były starania Rosji o zwolnienie z obowiązku przestrzegania przepisów III pakietu energetycznego, ale nie przyniosły one spodziewanego rezultatu. Rosyjski minister energetyki Aleksandr Nowak podważał również zasadność wdrożonego w ub. roku przez Komisję Europejską postępowania antymonopolowego wobec *Gazpromu* z powodu praktyk rosyjskiego koncernu w kontraktach z Polską i innymi krajami Unii z Europy środkowo-wschodniej.

Innym polem konfliktu są działania *Gazpromu* skierowane przeciwko Ukrainie, która podpisała kontrakt na zakup gazu od RWE w dążeniu do zmniejszenia uzależnienia od Rosji. Rzecznik *Gazpromu* Siergiej Kuprianow określił te transakcje jako „nieprzejrzyste” i wymagające sprawdzenia ich legalności, ponieważ nie jest to rzeczywiste odwrócenie kierunku przepływu. „Jeśli nasz gaz tranzytowy jest wykorzystywany do wirtualnego rewesu, to stanowi to bezpośrednio naruszenie zasad, na co musimy zareagować. Jestem przekonany, że poważne firmy europejskie nie będą brały udziału w takich wątpliwych akcjach z Ukrainą”. Naftohaz Ukrainy w ostatnim okresie odbiera znacznie mniej gazu z Rosji niż zakontraktowano i *Gazprom* żąda rekompensaty w wysokości 7 mld USD.

Na spotkaniu z premierem Litwy Algirdasem Butkevičius w Wilnie 10 maja br. komisarz KE ds. Energii Günther Öttinger wyraził opinię, że ceny gazu ziemnego dla Litwy są zbyt wysokie, znacznie wyższe niż w transakcjach *Gazpromu* z Niemcami i powiedział: „Jestem pewien, że opcja gazu z łupków jest dobrym instrumentem do długofalowych negocjacji z *Gazpromem* i Rosją. *Gazprom* jest chętnie widziany w Europie, ale musi stosować się do naszych reguł, tak jak to robi np. *Statol*”. Zaapelował też do Litwy o tworzenie wspólnego rynku energii z Łotwą, Estonią i Polską. Ta wypowiedź została natychmiast skrytykowana przez przedstawicieli

Gazpromu podkreślających niepewność co do zasobów gazu z łupków i możliwości ich eksploatacji.



Niemiecki E.ON kupuje gaz ziemny z Kanady

Kanadyjska firma *Pieridae Energy Ltd.* podpisała długoterminowe porozumienie z *E.ON Global Commodities*, spółką zależną *E.ON*. Zgodnie z kontraktem *Pieridae Energy* przez 20 lat będzie dostarczać dla *E.ON* 5 mln t skroplonego gazu ziemnego rocznie dla różnych odbiorców w zachodniej Europie. Ceny będą ustalane według cen gazu ziemnego na rynku zachodnioeuropejskim. Gaz będzie dostarczany z projektowanego terminalu Goldboro w Nowej Szkocji, który ma być oddany do eksploatacji w 2019 r. Zdolność produkcyjna terminalu wyniesie docelowo 10 mln t gazu skroplonego. Atutem Goldboro jest też jego lokalizacja – rejs tankowca z gazem do terminalu w Zeebrugge będzie trwał 6,5 dnia w porównaniu z 11 dniami z Lake Charles w Luizjanie i 14,5 dniami z Kataru. Wiadomość o zakupie skroplonego gazu ziemnego przez koncern *E.ON* nie powinna była wzbudzić większego zainteresowania, Wielkość transakcji nie jest bardzo duża, odległy jest też termin realizacji, ale wiadomość z 3 czerwca br. może być sygnałem pojawienia się na europejskim rynku gazowym konkurencyjnych dostaw. Kanadyjski kontrakt może też oznaczać, że *E.ON*, który jest udziałowcem Nord Stream AG, zamierza w przyszłości zmniejszyć uzależnienie od rosyjskiego gazu.



Badania sejsmiczne Ice Bear 2 na Morzu Barentsa

Rejon ogromnego zdjęcia sejsmicznego 3-D Ice Bear 2 o powierzchni 2500 km² znajduje się na północnym przedłużeniu zdyslokowanego tarasu jurajskiego, na którym w 2011 r. *Statol* odkrył duże złoża Skrugard. W kwietniu br. *WesternGeco* rozpoczęło tam wykonywanie zdjęcia typu multi-client (wyniki mogą być udostępnione różnym operatorom). *WesternGeco* wykorzystuje w tym zdjęciu swoją nową metodę IsoMetrix nazwaną próbkowaniem izometrycznym. Zdjęcia sejsmiczne określane jako 3-D polegają na ciągłych rejestracjach na równoległych profilach rozmieszczonych w pewnej od-

ległości od siebie, w kierunku poprzecznym do linii profilu i ściśle biorąc powinny być nazwane zdjęciem 2½-D. Nie rejestruje się w nich całego pola falowego i w związku z tym ich zdolność do pełnego odwzorowania granic wgłębnych jest ograniczona. W schemacie IsoMetrix pole falowe jest próbkowane w siatce 6,25 x 6,25 m w kierunku poprzecznym i podłużnym, dzięki czemu dane mogą być wykorzystywane w wielu metodach interpretacji i modelowania. Jedną zaletą jest zachowanie granic z płytszej części przekroju przy śledzeniu głębokich struktur. Wysoka rozdzielczość przestrzenna zapewnia wyjątkowo dobre odwzorowanie skomplikowanej budowy geologicznej również w warunkach nadkładu o dużej gęstości.



Postępy w sejsmice morskiej

Koncern *CGG* opracował wiele nowatorskich rozwiązań w dziedzinie sprzętu i metod pomiarowych jak np. StagSeis – rejestracje prowadzone przy użyciu kilku statków z konfiguracją zapewniającą najdłuższe offsety, szerokie pasmo rejestracji, również w zakresie niskich częstotliwości i pełny azymut pomiarów, szczególnie ważny przy badaniu struktur podsolnych. Właśnie zastosowanie StagSeis umożliwiło uzyskanie na zdjęciu IBALT w Zatoce Meksykańskiej rekordowych długości offsetów sięgających 18 km przy rejestracji z pełnym azymutem. Po połączeniu z *Fugro Geoscience Division* w styczniu br. i przejęciu 4 nowoczesnych statków sejsmicznych flota *CGG* liczy 21 jednostek i jest największa na świecie.

Drugi rekord, również w Zatoce Meksykańskiej, ustanowił statek „Geo Caribbean” holując 8 kabli hydrofonowych (streamerów) o długości 12 km, rozmieszczonych w odstępach 160 m, co oznacza pokrycie powierzchni 13,4 km², większej o 60% niż w typowym zdjęciu 3-D.

Tendencja do zwiększania obszaru pokrywanego przez hydrofony w morskich zdjęciach sejsmicznych 3-D oznacza projektowanie coraz większych i mocniejszych statków sejsmicznych. W stoczni w Nagasaki odbył się chrzest zamówionej przez *PGS* jednostki nazwanej „Ramform Titan”, która będzie mogła holować 24 streamery. Będzie to możliwe dzięki rufie o szerokości 70 m, co pozwoli na umieszczenie na statku 24 bębnow do kabli hydrofonowych, każdy o długości 12 km. Taki rozstaw pokryje powierzchnię ponad 12 km², zwiększając znacznie wydajność pomiarów. „Ramform Titan” jest pierwszym z serii 4 statków tego typu zamówionych w Japonii.



Badania gazohydratów w Zatoce Meksykańskiej

Program badawczy gazohydratów w Zatoce Meksykańskiej był prowadzony przez Służbę Geologiczną USA przy udziale Departamentu Energii, Departamentu Spraw Wewnętrznych i *BOEM-Bureau of Ocean Energy Management*. Badania sejsmiczne o wysokiej rozdzielczości zostały wykonane w 2 rejonach w północnej części Zatoki Meksykańskiej. Dzięki użyciu niskoenergetycznych źródeł wzbudzenia określono bardziej szczegółowo głębokość występowania gazohydratów, ich miąższości i zasięg oraz parametry geologiczne osadów, w tym stopień nasycenia. Rozpoznano też właściwości utworów zalegających pod dnem morskim nad interwałem gazohydratowym. Stwierdzono, że w warstwach piaszczystych gazohydraty wypełniają od 50% do 90% przestrzeni porowej. Nowe pomiary wskazują, że gazohydraty występują na większym obszarze niż wynikało to ze standardowych pomiarów sejsmicznych wykonywanych do badania głębszych struktur geologicznych. Będą one wykorzystane do reinterpretacji wyników uzyskanych w poprzednich etapach badań nad gazohydratami. *BOEM* szacuje ilość gazu w tej strefie na 189,6 bln m³.

Jerzy Zagórski

Źródła: *EIA, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Rigzone, USGS, World Oil.*



LOTOS = efektywność + rozwój

Rada Nadzorcza Grupy LOTOS S.A. zaakceptowała dziś kierunki Programu „Efektywność i Rozwój 2013-15”, który wesprze realizację strategii koncernu. Program powinien zapewnić również stabilny wzrost wartości spółki dla akcjonariuszy.

Realizacja programu „Efektywność i Rozwój 2013-15” zakłada przede wszystkim poprawę wskaźników finansowych, dalszy rozwój poprzez realizację inwestycji w core biznes oraz reorganizację grupy kapitałowej.

– Gdy wszyscy myślą jak przetrwać obecny czas, my wiemy jak wygrać przyszłość – mówi

Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A. – Program „Efektywność i Rozwój 2013-15” traktujemy jak polisę, która zapewni Grupie LOTOS bezpieczeństwo i stabilność w okresie, gdy sytuacja na rynku jest wyjątkowo zmienna. Nasz program skonstruowaliśmy w ten sposób, aby z jednej strony umożliwić dalszą efektywną realizację celów postawionych w strategii, co przyczyni się do budowy jeszcze silniejszej pozycji LOTOSU, jako lidera na rynku. Z drugiej pozwoli między innymi naszym spółkom-córkom dalej efektywnie się rozwijać. Uwolni ich potencjał inwestycyjny oraz ułatwi dostęp do różnych źródeł finansowania.

Przygotowany przez Zarząd Grupy LOTOS S.A. program „Efektywność i Rozwój 2013-2015” spotkał się z pełną akceptacją pracowników oraz związków zawodowych firmy.

LOTOS jest dziś silnym i stabilnym koncernem – drugim pod kątem przychodów ze sprzedaży w Polsce oraz szóstą największą firmą w Europie Środkowo-Wschodniej. Te pozycje w rankingach to efekt właściwych decyzji i działań podejmowanych z odpowiednim wyprzedzeniem. Przykłady to m.in. skuteczna realizacja „Programu 10+” „Pakietu Antykrzysowego” czy „Programu Optymalnej Ekspansji”.

Kluczowe inwestycje

W 2013 r. LOTOS konsekwentnie realizuje plan inwestycji i rozwoju. Trwają m.in. prace zw. z uruchomieniem komercyjnego wydobywania ze złoża B8 na Morzu Bałtyckim. LOTOS planuje rozpocząć produkcję komercyjną w 2015 r. Złoże B8 posiada potencjał wydobywczy na poziomie 3,5 mln t ropy naftowej. Średnioroczne wydobywanie szacuje się na 250 tys. t.

Spółka LOTOS Petrobaltic kontynuuje również wydobywanie ze złoża B3. Dzięki naprawie platformy bezzałogowej PG-1 LOTOS zakłada wzrost wydobywania ze złoża na poziomie 15 tys. t rocznie do 2026 r. W sumie LOTOS planuje pozyskiwać ze złoża B3 ok. 100 tys. ton surowca rocznie.

Powołana do życia w kwietniu br. spółka celowa Baltic Gas pracuje nad zagospodarowaniem złóż gazowych B4 i B6. Oba złoża dysponują potencjałem wydobywczym na poziomie 4 mld m³. W ramach programu prac przygotowawczych na 2013 r. zaplanowano pozyskanie danych sejsmicznych oraz wybór koncepcji zagospodarowania złóż.

Na bazie umowy z PGNiG, która dotyczy współpracy w zakresie poszukiwań i wydobywania gazu ziemnego oraz ropy naftowej ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, a także współpracy handlowej, obie spółki współpracują aktualnie na 3 koncesjach, zlokalizowanych na Pomorzu i Warmii (Kamień Pomorski, Górowo Iławeckie i Bartoszyce).

W segmencie rafineryjnym kluczowy dla rozwoju LOTOSU jest projekt petrochemiczny realizowany wspólnie z Grupą Azoty. Oba koncerny pracują aktualnie nad wstępnym studium wykonalności dla dwóch projektów inwestycyjnych: instalacji krakingu parowego i produkcji polietylenu oraz kompleksu instalacji aromatów. Pozytywne wyniki studium wykonalności pozwolą na rozpoczęcie prac projektowych nad wybranym wariantem. Głównym odbiorcą produktów z nowych instalacji będzie Grupa Azoty.

Aby w pełni wykorzystać efekt realizacji Programu 10+ LOTOS planuje wybudować na terenie rafinerii gdańskiej tzw. instalację opóźnionego koksowania (DCU), która bezpośrednio wpłynie na wzrost efektywności przerobu surowca. Dzięki niej LOTOS całkowicie przestanie produkować nieopłacalny ciężki olej opałowy.

W zamian wzrośnie nawet o 900 tys. t/r produkcja paliw motorowych oraz o ok. 350 tys. t/r koksu. Instalacja DCU ma zostać oddana do użytku w 2017 r. Zgodnie z kalkulacjami jej uruchomienie zwiększy marżę rafineryjną o dodatkowe 2,2 USD/bbl.

Ponadto LOTOS planuje wzbogacić gdańską rafinerię o tzw. węzeł odzysku wodoru. Dzięki tej instalacji przedsiębiorstwo będzie dysponowało znacznie większą ilością wodoru (głównego związku w procesach technologicznych) co znacząco wpłynie na poprawę marży rafineryjnej. Z kolei planowane wybudowanie instalacji ATS pozwoli Grupie LOTOS m.in. na zastąpienie gazu opałowego gazem ziemnym (czynniki ekonomiczne i środowiskowe) oraz produkcję tiosiarczanu amonu na potrzeby Grupy Azoty.

Dodatkowo w zakresie pełnej optymalizacji majątku rafinerii GL S.A. w Gdańsku LOTOS zakłada tzw. plan outsourcingowy polegający na pozyskaniu strategicznych partnerów w zakresie dostarczania i odbioru mediów (m.in. dostawy ciepła i energii elekt.) oraz produktów, które nie należą do core biznesu spółki.

W segmencie handlowym LOTOS zakłada dalszą dynamiczną ekspansję sieci stacji, zwłaszcza w segmencie ekonomicznym. Zgodnie z założeniami do 2015 r. tylko sieć LOTOS Optima ma dysponować ponad 260 stacjami. Z kolei w sieci MOP ma operować 18 stacji LOTOS. Szybki rozwój sieci pozwoli Grupie LOTOS osiągnąć zapisany w strategii 10-procentowy udział w rynku sprzedaży detalicznej paliw.

W zakresie logistyki LOTOS planuje m.in. budowę terminalu morskiego na Martwej Wiśle, który umożliwi wykonywanie przeładunków komponentów i produktów na własnym

nabrzu, dywersyfikację kanałów ekspedycji produktów i importu surowców oraz zmniejszenie kosztów.

Dotychczasowa rekonstrukcja grupy kapitałowej

Od dwóch miesięcy na bazie aktywów 4 spółek (Grupy LOTOS S.A., LOTOS Czechowice, LOTOS Jasło i RC Ekoenergia) tworzone są dwa wyspecjalizowane ośrodki biznesowe – spółka infrastrukturalna i logistyczna. LOTOS Jasło już działa jako LOTOS Infrastruktura. Spółka zajmuje się profesjonalną obsługą infrastruktury na terenie zakładów w Jaśle i Czechowicach-Dziedzicach. Natomiast tworząca się na Śląsku spółka logistyczna zajmować się będzie profesjonalną działalnością związaną z magazynowaniem i dystrybucją paliw. Będzie ona dysponować bazami w Piotrkowie, Rypinie, Poznaniu, Jaśle i Czechowicach-Dziedzicach.

25 czerwca br. Air BP (lotnicze ramię koncernu BP) przejęło 50% udziałów w spółce LOTOS Tank. W wyniku transakcji na polskim rynku pojawił się nowy dostawca paliw lotniczych – spółka joint-venture LOTOS Air BP Polska. Firma będzie prowadzić działalność na lotniskach w Gdańsku, Warszawie i Krakowie. LOTOS – Air BP Polska będzie korzystać z międzynarodowej bazy klientów i doświadczenia w kwestiach technicznych Air BP, a także znajomości rynku lokalnego przez LOTOS i jej możliwości w zakresie realizacji dostaw.

Biurowo Komunikacji
Grupa LOTOS S.A.



Profesjonalizm do ostatniego metra

W nocy 4 lipca PKN ORLEN zakończył wiercenie odwiertu w gminie Nowy Uścimów. Było bezpiecznie, intensywnie i terminowo – relacjonuje zespół odpowiedzialny za realizację wiercenia.

Prace wiertnicze na terenie miejscowości Nowy Uścimów prowadzone były w oparciu o koncesję „Lubartów”, przyznaną spółce w 2007 roku przez Ministerstwo Środowiska. W koncesji zapisany został program prac, w ramach którego zespół ORLEN Upstream wykonał dotychczas analizę archiwalnych danych geologicznych, pozyskał nowe dane sejsmiczne, a na

tej podstawie wyznaczył lokalizację wierceń otworów poszukiwawczo-badawczych. Uścimów-OU1 to trzeci odwiert wykonany przez zespół ORLEN Upstream na obszarze koncesji Lubartów. Wcześniejsze wiercenia zrealizowano w miejscowości Berejów, w gminie Niedźwiada (odwierty: pionowy i kierunkowy).

„Współpraca zespołu przy kolejnych otworach była wzorowa. Niektóre parametry wiercenia okazują się być rekordowe w skali kraju – jak choćby tempo wiercenia początkowej sekcji odwiertu o długości 700m, które w naszym przypadku osiągnęło średnią wartość 39 m/h. Uzyskiwane wyniki są wprost proporcjonalne do jakości projektu otworu i pierwotnie wykonanych analiz” – komentuje Wiesław Prugar, prezes Zarządu ORLEN Upstream.

Wykorzystywane urządzenie wiertnicze wykonało trzy kolejne otwory Syczyn-OU2K, Stręczyn-OU1 i Uścimów-OU1. We wszystkich trzech lokalizacjach sprzęt ten pracował łącznie 141 dni a więc 3332 godziny.

PKN ORLEN pod koniec czerwca rozpoczął wiercenie kolejnego, ósmego odwiertu poszukiwawczego w gminie Łopiennik Górny w powiecie krasnostawskim. Głębokość przekroczyła tam już 1,5 km, a prace przebiegają zgodnie z planem. Analizowane są też już kolejne lokalizacje pod kątem przyszłych wierceń.



Debiut obligacji detalicznych PKN ORLEN na rynku Catalyst

Obligacje detaliczne PKN ORLEN o wartości 400 mln złotych zostały dziś wprowadzone do obrotu giełdowego. Debiutujące na Rynku Catalyst papiery dłużne obejmują Serię A i B, które w związku z dużym zainteresowaniem inwestorów, zostały sprzedane jeszcze przed planowanym terminem zakończenia subskrypcji. Wprowadzenie obligacji na rynek zapewni inwestorom pełną elastyczność i umożliwi bieżącą wycenę wartości inwestycji.

Warunki emisji Serii A i B w ramach unikalnego na polskim rynku finansowym programu emisji obligacji detalicznych PKN ORLEN (zmienne oprocentowanie oparte o sumę WIBOR-u 6M powiększonego o marżę w wysokości 1,5%, wypłacane co 6 miesięcy), zostały uznane przez inwestorów za korzystne i konkurencyjne. Koncern zobowiązał się do wykupu papierów dłużnych po 4 latach, w zależności od dnia emisji danej serii. Od dziś inwestorzy mają możliwość ich sprzedaży oraz

kupna na rynku Catalyst warszawskiej Giełdy Papierów Wartościowych.

– Debiut obligacji detalicznych na rynku Catalyst GPW to już druga duża emisja, przeprowadzona przez nasz koncern w ostatnim czasie. Niemal równo rok temu na tym parkiecie debiutowały nasze siedmioletnie obligacje korporacyjne – powiedział Sławomir Jędrzejczyk, wiceprezes Zarządu PKN ORLEN ds. Finansowych. – To właśnie olbrzymie zainteresowanie tamtą emisją skłoniło nas do sięgnięcia po instrument adresowany do klientów detalicznych. Jestem przekonany, że dobrze wykorzystaliśmy ten kapitał zaufania, a przy tym wskazaliśmy trend, który mam nadzieję sprawi, iż inne firmy zaczną częściej sięgać po obligacje, przyczyniając się do rozwoju rynku obrotu papierami dłużnymi w Polsce – dodał prezes Jędrzejczyk.

Subskrypcja na Serię A obligacji detalicznych rozpoczęła się 28 maja i obejmowała papiery dłużne o łącznej wartości 200 mln zł. W odpowiedzi na ogromne zainteresowanie inwestorów – zapisy na całą kwotę zostały dokonane w ciągu dwóch dni – Koncern podjął decyzję o uruchomieniu drugiej emisji na taką samą kwotę. Sprzedaż obligacji Serii B również zakończona została przed wyznaczonym terminem. W ramach całego programu, PKN ORLEN planuje pozyskanie łącznie do 1 mld zł. Emisja obligacji detalicznych Serii A i B została wysoko oceniona przez agencję Fitch Ratings, która przyznała im wysoki rating krajowy BBB+ (pol).

Łącznie na obydwie serie zapisało się ponad 2600 inwestorów, przy czym ponad 90% nabywców stanowiły osoby fizyczne. Średnia wysokość zapisu dla pierwszej transzy papierów po redukcji wynosiła ok. 324 tys. zł a w przypadku drugiej 99 tys. zł, przy czym ok. 80% zapisów na tę serię opiewało na kwotę poniżej 3 tys. zł.

Partnerami PKN ORLEN w ramach emisji obligacji zostały podmioty posiadające duże doświadczenie w realizacji projektów o podobnej skali: UniCredit CAIB Poland S.A., Bank Pekao S.A. oraz Dom Maklerski PKO Bank Polski, jak również dystrybutorzy: Centralny Dom Maklerski Pekao SA, Dom Maklerski Pekao, Dom Maklerski PKO Banku Polskiego oraz Dom Inwestycyjny Xelion. Spośród wszystkich udostępnionych przez banki kanałów dystrybucji największą popularnością cieszyły się internet oraz zlecenia składane drogą telefoniczną.

Centrum prasowe
PKN ORLEN





Stanisław Szafran



Kalendarium

28.07.2013 r. odbyła się w Krośnie VI edycja imprezy regionalnej „Świat(!)ne Miasto Krosno”. Imprezę zorganizował Urząd Prezydenta Miasta Krosna i Regionalne Centrum Kultur Pogranicza w Krośnie przy współpracy z Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, firmami naftowymi i gazowniczymi, Stowarzyszeniem Naukowo-Technicznym Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Wydziałem Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Zespołem Szkół Ponadgimnazjalnych nr 4 im. Ignacego Łukasiewicza w Krośnie NAFTÓWKA i Zespołem Szkół Ogólnokształcących w Krośnie.

Przedsięwzięcie to organizowane jest w rocznicę zapalenia lamp naftowych podczas nocnej operacji w Szpitalu Powszechnym we Lwowie, 31 lipca 1853 r. i ma na celu przybliżenie mieszkańcom Krosna i okolic, a przede wszystkim turystom postaci Ignacego Łukasiewicza i jego wielkiego dzieła. Realizując happening organizatorzy nawiązują do dziedzictwa historycznego miasta i regionu, w którym narodził się przemysł naftowy.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Alicja Król
z oddziału w Sanoku w dniu 9.07.2013 r.

70 urodziny Władysław Kruk
z oddziału w Gdańsku w dniu 15.07.2013 r.

70 urodziny Bożena Biegalska
z oddziału we Wrocławiu w dniu 20.07.2013 r.

75 urodziny Ryszard Cygan
z oddziału w Krakowie w dniu 7.07.2013 r.

75 urodziny Jan Gondzio
z oddziału w Łodzi w dniu 13.07.2013 r.

85 urodziny Jerzy Kikinger
z oddziału w Warszawie II w dniu 8.07.2013 r.

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

II Światowy Zjazd Inżynierów Polskich



26 - 27 czerwca 2013 r. obradował w Warszawie pod honorowym patronatem prezydenta RP Bronisława Komorowskiego II Światowy Zjazd Inżynierów Polskich.

II Światowy Zjazd Inżynierów Polskich jest kontynuacją inżynierskich sympozjów "Polacy Razem" organizowanych przez FSNT NOT od 1996 r., a także wielu spotkań i konferencji organizacji polonijnych z Europy i Ameryki Pół-

nocnej oraz Stowarzyszenia "Wspólnota Polska". Organizatorami Zjazdu byli: Federacja Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT, Politechnika Warszawska, Rada Polskich Inżynierów w Ameryce Północnej, Europejska Federacja Polonijnych Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych.

Głównymi celami zjazdu były: integracja polskich środowisk inżynierskich oraz wymiana doświadczeń w zakresie wdrażania inno-



II Światowy Zjazd Inżynierów Polskich otworzył JM Rektor Politechniki Warszawskiej – prof. dr hab. inż. Jan Szmidt. Fot. J. Kowalski



Licznie zgromadzeni uczestnicy zjazdu. Fot. J. Kowalski



Uczestnicy I sesji panelowej. Fot. J. Kowalski

wacji, transferu technologii, podniesienia rangi polskiej nauki i jej konkurencyjności w świecie.

Organizatorzy Zjazdu przygotowali program uwzględniający między innymi:

- przedstawienia potencjału i osiągnięć polskich inżynierów i naukowców za granicą,
- wypracowania najsukursniejszych metod wykorzystania tego potencjału,
- przedstawienia polskich potrzeb i oczekiwań od środowisk polonijnych i wzajemnie,
- współpracę polonijnych i krajowych organizacji naukowo-technicznych,
- nawiązanie kontaktów indywidualnych i rozwój programu staży międzynarodowych dla studentów i inżynierów.

Na otwarcie zjazdu przybyli dostojni goście: Olgierd Dziekoński – sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej, prof. dr hab. Barbara Kudrycka – minister Nauki i Szkolnictwa Wyższego, Andrzej Person – senator RP, przewodniczący Senackiej Komisji Spraw Emigracji i łączności z Polakami za Granicą, Ekscelencja Alexandra Bugailiskis – ambasador Kanady w Polsce, Ekscelencja Robin Barnett – ambasador Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej w Polsce, prof. dr hab. inż. Michał Kleiber – prezes Polskiej Akademii Nauk, prof. dr hab. inż. Leszek Rafalski – przewodniczący Rady Głównej Instytutów Badawczych, prezes Akademii Inżynierskiej w Polsce.

Na Zjazd przybyło ponad 500 polskich inżynierów z kraju w tym 80 z 13 krajów świata: Australii, Austrii, Francji, Indonezji, Kanady, Kazachstanu, Litwy, Niemiec, Republiki Południowej Afryki, Rosji, Ukrainy, USA i Wielkiej Brytanii.

Zgodnie z przyjętym programem zjazdu obrady toczyły się w ramach sesji otwarcia i zamknięcia oraz 8 tematycznych sesji panelowych. W pierwszym dniu zjazdu (26.06.2013 r.) obrady toczyły się w auli oraz innych salach PW. Zjazd otworzyło prezydium, w którym zasiadli przedstawiciele organizatorów:

- Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT,
- Jan Szmidt – rektor Politechniki Warszawskiej,
- Andrzej Nowak – prezes Rady Polskich Inżynierów w Ameryce Północnej,
- Tadeusz Więckowski – rektor Politechniki Wrocławskiej, przewodniczący Konferencji Rektorów Polskich Uczelni Technicznych,
- Andrzej Tombiński – wiceprezes Europejskiej Federacji Polonijnych Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych.

Po wystąpieniach członków Komitetu Sterującego głos zabrał sekretarz stanu w Kancelarii



Obrady II dnia zjazdu otwiera kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny. Fot. J. Kowalski



Sesję panelową III-1 prowadzi kol. prof. Józef Suchy. Fot. S. Szafran



Laureaci konkursu Mistrz Techniki FSNT NOT 2013. Fot. S. Szafran

Prezydenta RP prof. Olgierd Dziekoński, który odczytał przesłanie Bronisława Komorowskiego, prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej do uczestników i organizatorów zjazdu. Uroczyste przesłania uczestnikom zjazdu przekazali również inni goście honorowi.

Podsumowaniem Sesji Otwarcia był wykład inauguracyjny nt.: „Miejsce Polski w XXI wieku”, który wygłosił prezes PAN prof. dr hab. inż. Michał Kleiber.

I Sesja Panelowa obradowała na temat: „Innowacyjność – strategia, oczekiwania, możliwości”. Moderatorem sesji był JM Rektor Politechniki Warszawskiej prof. dr hab. inż. Jan Szmidt, a udział w dyskusji wzięli: Janusz Piechociński – wicepremier, Minister Gospodarki, prof. dr hab.

Barbara Kudrycka – minister Nauki i Szkolnictwa Wyższego, dr Alicja Adamczak – prezes Urzędu Patentowego RP, prof. dr hab. inż. Wojciech Burakowski – Wydział Elektroniki i Technik Informacyjnych Politechniki Warszawskiej, dr inż. Michał Boćkowski – wiceprezes TOPGan Sp. z o.o.

II Sesja Panelowa debatowała w dwóch sekcjach.

Sesja Panelowa II -1: „Wdrożenia: potrzeby i możliwości” prowadzona przez dyrektora Narodowego Centrum Badań i Rozwoju prof. dr hab. inż. Krzysztofa Kurzydłowskiego, z udziałem panelistów: Bożeny Lublińskiej-Kasprzak – prezes Polskiej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości, Olgierda Dziekońskiego – ministra w Kancelarii Prezydenta RP, prof. dr hab. inż. Jana Szmidta –



Sesję panelową III-2 prowadzi kol. dr Andrzej Wilk. Fot. S. Szafran



Sesję panelową IV prowadzi kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny. Fot. J. Kowalski



Sesję panelową V-1 prowadzi prof. Tadeusz Więckowski. Fot. S. Szafran



Sesję panelową V-2 prowadzi kol. prof. Jerzy Barglik. Fot. S. Szafran

rektora Politechniki Warszawskiej, prof. dr hab. inż. Jerzego Kątkiego – przewodniczącego Rady Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, dr inż. Karola Lityńskiego – prezesa Fundacji Centrum Innowacji FIRE w NCBIR, dr Zygmunta Łuczyńskiego – dyrektora Instytutu Technologii Materiałów Elektronicznych, mgr inż. Marka Żywno z USA, dr inż. Ryszarda Drapały z Niemiec, dr Przemysława Ligenzy – prezesa Urzędu Dozoru Technicznego.

Sesja Panelowa II – 2 była poświęcona „Infrastrukturze i transportowi”. Przewodniczył jej prof. Wojciech Wawrzyński – dziekan Wydziału Transportu Politechniki Warszawskiej, a panelistami byli: mgr Michael Niedziński z USA, inż. Bożena Wawrzyniak-Mańko z Niemiec, dr inż. Andrzej Żurkowski – prezes Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Komunikacji RP, mgr inż. Piotr Dudek – prezes Stowarzyszenia Inżynierów Polskich w Wielkiej Brytanii, prof. dr hab. inż. Andrzej Kraszewski – Wydział Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej.

Zamknięciem pierwszego dnia obrad zjazdu była „Gala inżynierów polskich”.

Drugi dzień zjazdu odbywał się w salach Warszawskiego Domu Technika NOT. Obrady otworzyła kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT. We wstępnej części tego dnia zjazdu wręczono odznaczenia i dyplomy tytułów honorowych:

- Krzyż Oficerski Orderu Odrodzenia Polski otrzymał kol. prof. dr hab. inż. Jerzy Barglik – prezes SEP. Aktu odznaczenia dokonał sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta – Olgierd Dziekoński.

- Dyplomem i i tytułem Honorowy Złoty Inżynier uhonorowani zostali przez redakcję Przeglądu Technicznego: minister Olgierd Dziekoński i Ryszard Chmielowiec – inżynier włókiennik, przedsiębiorca, działacz polonijny z Wielkiej Brytanii.
- Jury konkursu, któremu przewodniczył nadało tytuł Mistrza Techniki FSNT NOT 2013' zespołowi firmy HYDROMEGA Sp. z o.o. w składzie: dr inż. Zbigniew Zienowicz i mgr inż. Piotr Myśliwy za opracowanie pt. „Stałowydajnościowo-pulsacyjny zespół pompowy HAMER 500”.
- Jury konkursu wyróżniło również rozwiązania techniczne dwóch innych zespołów:
 - zespołu Politechniki Wrocławskiej w składzie: prof. dr hab. inż. Romuald Będziński, dr inż. Krzysztof Kryštoforowski, mgr inż. Wojciech Jopek, mgr inż. Michał Turów, mgr inż. Artur Handke za pracę pt. „Biomechatroniczna proteza ręki”;
 - zespołu autorskiego w składzie: mgr inż. Marek Władysław Niemiec – A&M Sp. z o.o., dr hab. inż. Henryk Maria Przewłocki – Instytut Technologii Elektronowej, doc. dr inż. Lech Borowicz, Marek Jerzy Niemiec – Instytut Tele- i Radiotechniczny, mgr inż. Witold Janusz Rzdokiewicz – Instytut Technologii Elektronowej, inż. Adrian Krysiński – Politechnika Warszawska, inż. Mariusz Latek – Instytut Technologii Elektronowej za pracę pt.: „Uniwersalny System Badań Fotoelektrycznych – USBF”.

Dyplomy i statuetki wręczyli laureatom sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta RP, Olgierd Dziekoński, podsekretarz stanu w Ministerstwie Nauki i Szkolnictwa Wyższego, prof. Jacek Guliński oraz prezes Ewa Mańkiewicz-Cudny i wiceprezes Stefan Góralczyk z FSNT NOT.

Po uroczystości wręczenia odznaczeń i wyróżnień odbyły się dwie równoległe sesje panelowe:

Sesja panelowa III-1 nt.: „Polskie innowacje dla świata, światowe innowacje dla Polski”, pod przewodnictwem prof. dr hab. inż. Józefa Suchego – wiceprezesa FSNT NOT przy udziale panelistów: prof. dr hab. med. Henryka Skarżyńskiego – dyrektora Instytutu Fizjologii i Patologii Słuchu, prof. dr. hab. inż. Leszka Rafalskiego – przewodniczącego Rady Głównej Instytutów Badawczych, mgr inż. Marka Żywno z USA, Rafała Trzebińskiego – dyrektora wykonawczego ds. Produkcji Petrochemicznej PKN ORLEN SA i Joanny Jagas – z Łódzkiego Regionalnego Parku Naukowo-Technologicznego.

Sesja panelowa III-2 obradowała nt.: „Techniki informacyjne”. Moderatorem sesji był dr inż. Andrzej Wilk – były wiceminister Ministerstwa Łączności, działacz SEP, a panelistami: prof. Andrzej Targowski z USA, mgr inż. Krzysztof Kluczewski z Kanady, mgr inż. Marek Prokurat – członek Zarządu TKTelekom Sp. z o.o., dr inż. Wiesław Kosieradzki – prezes Zarządu P2ware, prof. Józef Oleński – były prezes Głównego Urzędu Statystycznego i prof. Jacek Koronacki – dyrektor Instytutu Podstaw Informatyki PAN.

Plenarna sesja panelowa IV debatowała nt.: „Stowarzyszenia naukowo-techniczne platformą spotkania nauki i techniki”. Na jej wstępie swój sukces zaprezentował inż. Piotr Ciura, szef zespołu największego sukcesu polskiej myśli technicznej, koordynator projektu który wygrał zawody University Rover Challenge – łazika marsjańskiego skonstruowanego na Wydziale Mechanicznym Politechniki Białostockiej. W skład zwycięskiej drużyny wchodził także: Robert Bałdyga – programista, Jakub Maliszewski – elektronik, Jacek Wojdyła – elektronik, Michał Grześ – mechanik, Ariel Lech – mechanik.

Dyskusję na tytułowy temat pod przewodnictwem kol. Ewy Mańkiewicz-Cudny prowadzili paneliści: mgr inż. Piotr Dudek z Wielkiej Brytanii, mgr inż. Jan Andrzejewski z Litwy, inż. Piotr Ostrowski z Kanady, dr Janusz Romański z USA, mgr inż. Halina Wąsowska z Niemiec, dr inż. Jan Płachta z USA, mgr inż. Józef Buczak z Austrii, inż. Jerzy Kusak z Niemiec, inż. Jerzy Mozyro z Litwy, mgr Michael Niedziński z USA, inż. Andrzej Romanowicz z RPA, mgr inż. Lucjan Sobkowiak z Francji, inż. Grzegorz Sobocki z Kanady.

W części popołudniowej odbyły się dwie równoległe sesje:

Sesja panelowa V-1 nt.: „Ścieżki kształcenia technicznego” pod przewodnictwem prof. dr hab. inż. Tadeusza Więckowskiego – rektora Politechniki Wrocławskiej, przewodniczącego Konferencji Rektorów Polskich Uczelni Technicznych z udziałem: Andrzeja Nowaka, Piotra Wolańskiego, Andrzeja Malinowskiego, Tadeusza Sławewskiego, Mariana Zastawnego i Radosława Zwierza;

Sesja panelowa V-2 nt.: „Szanse i zagrożenia dla przemysłu energetycznego – ujęcie Polska – Świat” pod przewodnictwem prof. dr hab. inż. Jerzego Barglika – prezesa Stowarzyszenia Elektryków Polskich z udziałem: Krzysztofa Bierana, Przemysława Figarskiego, Kazimierza Jagieła, Zygmunta Maciejewskiego, Eugeniusza Mokrzyckiego, Piotra Moncarza, Janusza Ptaka, Ireneusza Pyki i Andrzeja Strupczewskiego.

Obrady merytoryczne zjazdu zakończyła sesja podsumowująca, którą poprowadził przewodniczący Komisji Wnioskowej Zjazdu, prof. dr hab. inż. Włodzimierz Kurnik – rektor Politechniki Warszawskiej w latach 2005-2012.

Drugi dzień Zjazdu zakończyła Gala „Polacy Razem” w Warszawskim Domu Technika NOT. Z okolicznościowym koncertem wystąpił chór Warszawskiego Towarzystwa Śpiewaczego „Lutnia”.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG

Przesłanie II Światowego Zjazdu Inżynierów Polskich

Motto:

Inżynier projektuje przyszłość
(Theodore von Kármán)

Zgromadzeni w Warszawie w dniach 26-28 czerwca 2013 roku uczestnicy II Światowego Zjazdu Inżynierów Polskich wyrażają zadowolenie ze spotkania polskich inżynierów z kraju i z zagranicy, licznie przybyłych z różnych zakątków świata.

Polska w 2013 roku jest w ważnej chwili dziejowej. Wynika to między innymi ze światowego kryzysu gospodarczego, silnie dotykającego kraje Unii Europejskiej, w tym spowolnienia polskiej gospodarki. Jest to jednocześnie wielka szansa rozwojowa, którą stwarza budżet Unii Europejskiej na lata 2014-2020, korzystny dla Polski.

Projekty realizowane w tym okresie będą tworzyły mapę rozwoju kraju w przyszłych dekadach. Dlatego tak bardzo jest ważne właściwe zdefiniowanie celów oraz pełne wykorzystanie istniejącego potencjału intelektualnego i materialnego do ich osiągnięcia. We wszystkich zagadnieniach rozwoju naszego kraju i we wszystkich jego dziedzinach kluczowa jest rola techniki i jej twórców – inżynierów.

Świadomi tych wyzwań, swej roli i powinności, polscy inżynierowie pracujący w kraju i za granicą apelują do władz Rzeczypospolitej Polskiej o odważne, pryncypialne i zgodne z dalekosiężną wizją zaplanowanie zrównoważonego rozwoju Polski. Deklarują swój udział w podnoszeniu kraju na światowy poziom gospodarczy i cywilizacyjny – na miarę naszych chlubnych osiągnięć i tradycji technicznych oraz na miarę talentów i aspiracji Polaków.

Uczestnicy Światowego Zjazdu Inżynierów Polskich uznają ideę zjazdu za cenną i wskazując na potrzebę jego kontynuacji. Umożliwi to pełne wykorzystanie zasobów wiedzy i umiejętności polskich inżynierów rozproszonych po całym świecie.

Janusz Honkowicz — prezes Zarządu Górnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. przeszedł na emeryturę

28 czerwca 2013 r. w Hotelu „Arsenal Palace” odbyło się seminarium nt.: „160 lat gazownictwa na Śląsku”. Podczas seminarium zaprezentowano 2 referaty:

- Janusz Honkowicz — „160 lat gazownictwa na Śląsku”;
- Tomasz Gromczewski — „Perspektywy polskiego gazownictwa w dobie liberalizacji rynku gazu”

Seminarium było okazją do pożegnania przechodzącego na emeryturę prezesa Zarządu Górnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. kol. Janusza Honkowicza.

Kol. mgr inż. Janusz Honkowicz urodził się 27 marca 1948 r. w Gorlicach. W 1967 r. ukończył Technikum Energetyczne w Krakowie. Tytuł inżyniera elektryka uzyskał w 1973 r. jako absolwent Wydziału Elektrycznego, kierunku Elektronika na Politechnice Śląskiej w Gliwicach.

Pracę zawodową rozpoczął 12 marca 1969 r. w Elektrowni Halemba na stanowisku dyżurnego elektryka. Od 26 maja 1969 r. związał swoje życie zawodowe z Górnośląskim Zakładem Gazownictwa w Zabrze. W latach 1969 - 1988 pracował jako elektromonter, starszy mistrz ds. ochrony antykorozyjnej, z-ca kierownika Wydziału Pomiarów i Automatyki, specjalista – inspektor nadzoru ds. elektrycznych, kierownik Przetłocznicy Gazu Rejonu Gazowniczego Zabrze, kierownik Działu Nadzoru Wykonawstwa Inwestycyjnego. 2 maja 1988 r. został powołany na stanowisko z-cy dyrektora ds. inwestycji, 1 lipca 1999 r. na stanowisko dyrektora Oddziału Górnośląski Zakład Gazownictwa w Zabrze a od dnia 1 stycznia 2003 r. do 30 czerwca 2013 r. pełnił funkcję prezesa Zarządu – dyrektora generalnego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Zabrze.



Janusz Honkowicz. Fot. S. Szafran



Seminarium otwiera kol. Jarosław Wróbel – członek Zarządu GSG sp. z o.o. Fot. S. Szafran



Referat prezentuje kol. Janusz Honkowicz. Fot. S. Szafran



Referat prezentuje kol. Tomasz Gromczewski. Fot. S. Szafran

W czasie zatrudnienia nieustannie podnosił swoje kwalifikacje poprzez uczestnictwo w konferencjach, seminariach i studiach podyplomowych. Ukończył min. w 1989 r. Podyplomowe Studia Gazownictwa Ziemnego na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie oraz w 1996 r. Podyplomowe Studia Zarządzania Przedsiębiorstwem Gazowniczym na Politechnice Śląskiej w Gliwicach. Posiada certyfikat audytora Polskiego Centrum Badań i Certyfikacji. Spełnia także wymogi kandydata na członka Rad Nadzorczych jednoosobowych spółek Skarbu Państwa. Był przewodniczącym Rady Nadzorczej Elektrociepłowni Będzin oraz Rady Nadzorczej ZRUG Zabrze. Obecnie przewodniczy Radzie Nadzorczej Zakładu Robót Górniczych w Krośnie.

Posiada honorowe obywatelstwo Korfanta-wa. Jest laureatem Platynowego Lauru Umiejęt-ności i Kompetencji 2005.

Dzięki wielkiemu zaangażowaniu i włożo-nej pracy w czasie nadzorowania prac inwestycyjnych na stanowisku z-cy dyrektora ds. inwestycji, może poszczycić się ogromnym wkładem w gazyfikację regionu Żywiecczyny, woj. opol-skiego, okolic Częstochowy i Wadowic, a także doprowadzeniem gazu do Gliwickiej Strefy Eko-nomicznej m.in. fabryki Opla. Ważną inwestycją była również gazyfikacja gminy Korfantów i okolic, rozpoczęta w 1994 r.

Aktywnie uczestniczył w działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa, Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego oraz in-nych organizacji.

Wielokrotnie był wyróżniany licznymi od-znaczeniami i prestiżowymi nagrodami tj.: Zasłużony Racjonalizator Produkcji, Zasłużony dla Górnośląskiego Okręgowego Zakładu Ga-

zowniczego, Zasłużony dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, Brązowa Odznaka Zasłużony dla Budownictwa i Przemysłu Mate-riałów Budowlanych, Zasłużony dla Górnictwa RP oraz stopniami górniczymi: Inżyniera Górni-czego III i I Stopnia, Dyrektora Górniczego III, II i I Stopnia, Generalnego Dyrektora Górniczego III, II i I Stopnia i in.

Z dniem 1 lipca 2013 r. kol. mgr inż. Janusz Honkowicz – zasłużony prezes Zarządu Górno-śląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. przeszedł na emeryturę. Na seminarium i uroczystości pożegnania kol. Janusza Honkowicza przybyli przyjaciele, przedstawiciele Zarządu PGNiG SA., prezesi spółek gazowniczych, dyrektorzy zakła-

dów gazowniczych, przedstawiciele firm i insty-tucji współpracujących i przedstawiciele załogi. W atmosferze serdecznej przyjaźni uczestnicy uroczystości dziękowali kol. Januszowi Honko-wiczowi za dotychczasową współpracę i składa-li życzenia na następny czas.

Naszemu drogiemu Przyjacielowi życzymy dobrego zdrowia i zadowolenia z dalszej pracy twórczej oraz zapewne stowarzyszeniowej.

Drogi Kolego Januszu – przed Tobą nowe wyzwania! Ad multos annos!

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg



Za wieloletnią współpracę dziękują kol. Januszowi Honkowiczowi prezesi zaprzyjaźnionych spółek gazowniczych: kol. Marzena Majdzik – prezes Zarządu DSG sp. z o.o., kol. Zdzisław Kowalski – prezes Zarządu WSG sp. z o.o. i kol. Kazimierz Nowak – prezes Zarządu MSG sp. z o.o. Fot. S. Szafran

Posiedzenie Rady Konsultacyjnej Zarządu Głównego SITPNIg

W efekcie wniosków zgłoszonych podczas obrad XXXVIII Walnego Zjazdu Delegatów SITPNIg Zarząd Główny powołał Uchwałą nr 3/XXXV z dnia 7 listopada 2012 r. Radę Konsultacyjną ZG SITPNIg. W jej skład wchodzić będą byli prezesi naszego stowarzyszenia, którzy aktywnie uczestniczą w działalności SITPNIg: kol. Ludwik Kossowicz (prezes SITPNIg XVII kadencji w latach 1962 - 1963), Ryszard Cygan (prezes SITPNIg XXVII kadencji w latach 1981 - 1984), Jerzy Szewczyk (prezes SITPNIg XXIX kadencji w latach 1988 - 1992), Stanisław Szolkowski (prezes SITPNIg XXX kadencji w latach 1992 - 1996), Marek Bakuła (prezes SITPNIg XXXI kadencji w latach 1996 - 2000), Janusz Wiśniewski (prezes SITPNIg XXXIII kadencji w latach 2004 - 2008), Michał Szubski (prezes SITPNIg XXXIV kadencji w latach 2008 - 2012).

27 czerwca br. w sali konferencyjnej Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. rada odbyła swoje pierwsze posiedzenie. Zarząd Główny SITPNIg uchwalił nr 5/XXXV z dnia 7 listopada 2012 r. powierzył kierowanie pracami Rady kol. Michałowi Szubskiemu, który przewodniczył posiedzeniu. W zebraniu rady uczestniczył sekretarz generalny SITPNIg kol. Stanisław Szafran.

Otwierając posiedzenie kol. Michał Szubski zaproponował porządek posiedzenia eksponujący dwa główne tematy:

- Program działalności rady na bieżącą kadencję,
- Problemy działalności stowarzyszenia w zmieniających się warunkach strukturalnych, środowiskowych i formalno-prawnych przemysłu.

Powołując Radę Konsultacyjną Zarząd Główny SITPNIg miał na celu wykorzystanie wiedzy kolegów, którzy pełnili eksponowane funkcje prezesów SITPNIg, posiadających doświadczenia w kierowaniu wielkimi jednostkami gospodarczymi oraz znakomitą znajomość specyfiki działalności stowarzyszenia, dla rozwiązywania współczesnych problemów realizacji celów statutowych SITPNIg.

Zmieniające się w ostatnich latach warunki strukturalne, środowiskowe i formalno-prawne przemysłu, oddziałują w znaczący sposób na dotychczasowy układ partnerskiej współpracy przedsiębiorstw z takimi organizacjami, jakimi są stowarzyszenia naukowo-techniczne.

Nie zmieniły się natomiast cele działalności stowarzyszeń naukowo-technicznych, gdyż ich misją, od zawsze było, w szczególności:

- dążenie do unowocześniania techniki we wszystkich dziedzinach przemysłu,
- działanie na rzecz rozwoju poszczególnych branż,
- doskonalenie kwalifikacji inżynierów, pracowników technicznych oraz
- ochrona interesów zawodowych zatrudnianych pracowników.

Taka też była misja powstałego w 1877 roku KRAJOWEGO TOWARZYSTWA DLA OPIEKI I ROZWOJU PRZEMYSŁU I GÓRNICTWA NAFTOWEGO, którego dziedzicem jest nasze STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO.

Mimo że z gorliwością staramy się realizować naszą misję, co znajduje uznanie w środowisku naftowców wyrażane przy okazji kon-

gresów i zjazdów, to jednak daje się zauważyć słabnące zainteresowanie naszą działalnością ze strony zarządzającej przedsiębiorstwami / spółkami.

Przejawami tego twierdzenia są odczuwane w ostatnim czasie:

- trudności w nawiązaniu współpracy i przyzwoleniu na zakładanie Kół Zakładowych Stowarzyszenia w restrukturyzowanych przedsiębiorstwach i firmach prywatnych,
- niechęć w podejmowaniu partnerstwa wspierającego finansowo działalność naszego stowarzyszenia i jego agend,
- ograniczenia w delegowaniu swoich pracowników i finansowaniu ich uczestnictwa w konferencjach, sympozjach, szkoleniach itp. organizowanych przez Koła, Oddziały lub Zarząd Główny Stowarzyszenia.

Wymieniano poglądy i proponowano różne recepty wyjścia z zaistniałych trudności ograniczających współpracę stowarzyszenia z przemysłem i rozwój stowarzyszenia.

Jako główny powód tego stanu uznano zerwanie więzi branżowych i brak poszanowania dla tradycji, latami kształtowanej w tych branżach. Zmiany w strategii zarządzania spowodowały napływ do zarządów przedsiębiorstw / spółek wielu specjalistów z zewnątrz, spoza przemysłu naftowego oraz znaczącą ich rotację. Jest oczywiste, że finansista, fizyk, muzyk itd., unowocześniając zarządzanie daną firmą potrzebuje czasu, aby „polubić” przemysł naftowy, rozumieć górnika naftowego, rafinera czy gazownika. Trzeba też czasu, aby obok nowoczesności zarządzania zrozumieć potrzebę dochowania wierności tradycji branżowej.

Stąd też cierpliwości i przyjaźni wymaga przekonywanie tych menadżerów do współpracy z naszym stowarzyszeniem i jego agendami i wydaje się, że bardzo pomocnym byłoby wypracowanie formy porozumień / umowy, które wiązałyby obie strony.

Taki model współpracy przemysłu ze stowarzyszeniami powinno się również kreować w nowelizowanej ustawie o stowarzyszeniach. Członkowie Rady uznali za potrzebne identyfikowanie problemów współpracy stowarzyszenia z przemysłem i poszukiwanie środków zaradczych pozwalających na kontynuowanie współdziałania korzystnego dla obu stron.

W sytuacji, w której Internet i media kreują rzeczywistość, na te elementy działalności stowarzyszenia należy położyć nacisk, szukając równocześnie źródeł ich finansowania.



Kol. Kazimierz Nowak – prezes Zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. jako gospodarz obiektu wita zacnych kolegów. Na zdjęciu od lewej kol. kol.: Michał Szubski, Ludwik Kossowicz, Ryszard Cygan, Kazimierz Nowak, Janusz Wiśniewski i Marek Bakuła. Fot. S. Szafran



Na zdjęciu od lewej - kol. kol.: Janusz Wiśniewski, Ludwik Kossowicz, Michał Szubski, Ryszard Cygan, Marek Bakula.
Fot. S. Szafran

Szerzej wykorzystując Internet i media łatwiej dotrzeć do środowisk naftowych, do społeczeństwa i promować nasze branże naftowe, promować młodą kadrę i kreować autorytety, których opinie o istotnych problemach przemysłu naftowego mogłyby twórczo oddziaływać na ustawodawstwo i strategię rozwoju tego przemysłu w planach przedsiębiorstw i ekip rządowych.

W prowadzonej dyskusji wskazywano na różne działania medialne, związane z organizacją konferencji i sympozjów, szkoleń, angażowaniem kadry menedżerskiej w struktury organizacyjne stowarzyszenia, poszukiwaniem nowych źródeł finansowania działalności tego typu stowarzyszeń itd., nad którymi zapewne pochylił się Zarząd Główny Stowarzyszenia i będzie próbował te realne i możliwe wykorzystać w bieżącej działalności.

Ryszard Cygan

Posiedzenie Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT

18 czerwca 2013 r. odbyło się w Warszawskim Domu Techniki NOT posiedzenie Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT. Obradom przewodniczył prezydium w składzie kol. kol.: Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT, Edward Ludera (SITK) i Czesław Szczegielniak (TJO - Dolnośląskie).

Porządek roboczej części posiedzenia Rady Krajowej oprócz spraw proceduralnych obejmował:

1. Przyjęcie protokołu nr 1/XXIV z posiedzenia Rady Krajowej 4 lutego 2013 r.
2. Informacja o pracach Zarządu Głównego w okresie od 04.02.2013 r. do 18.06.2013 r. (materiały w Biuletynie Informacyjnym NOT);
 - a) informacja o XI Forum Inżynierskim - Poznań, 04.06.2013 r.;
 - b) informacja o realizacji budżetu na 2013 r.;
3. Sprawozdanie z działalności FSNT-NOT za 2012 r.:
 - a) merytoryczne,
 - b) finansowe.
4. Sprawozdanie z działalności GKR FSNT-NOT za 2012 r. oraz ocena działalności Zarządu Głównego;
5. Podjęcie uchwał w sprawach:
 - a) przyjęcia sprawozdania Zarządu Głównego za 2012 r.,
 - b) zatwierdzenia łącznego sprawozdania finansowego za 2012 r. Biura Zarządu Głównego FSNT-NOT, Centrum Innowa-

- cji NOT, Muzeum Techniki NOT w Warszawie,
- c) przyjęcia zbiorczego sprawozdania finansowego FSNT-NOT za 2012 r.,
- d) przyjęcie sprawozdania i oceny GKR FSNT-NOT za 2012 r.,
- e) absoltorium dla Zarządu Głównego FSNT-NOT za 2012 r.
6. Wnioski po audycie prawnym i finansowym spółki OPT-NOT.
7. Sprawy Terenowych Jednostek Organizacyjnych FSNT NOT:

- a) ulgi w opłacie majątkowej dla Śląskiej Rady FSNT NOT;
 - b) ulgi w opłacie majątkowej dla Radomskiej Rady FSNT-NOT;
 - c) sprzedaży nieruchomości w Radomiu;
 - d) sprzedaży nieruchomości FSNT-NOT w Pile;
 - e) sprzedaży nieruchomości FSNT-NOT w Koszalinie;
8. Sytuacja Muzeum Techniki NOT;
 9. Zintegrowany system informacji NOT.

W imieniu Zarządu Głównego FSNT NOT sprawozdanie merytoryczne za rok 2012 przedstawiła – kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT, a sprawozdanie finansowe kol. Jacek Kubielski – sekretarz generalny (sprawozdania są dostępne na stronie FSNT NOT w zakładce "sprawozdania"). Sprawozdanie Głównej Kom-



Prezydium Rady w składzie: kol. kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT, Edward Ludera (SITK) i Czesław Szczegielniak (TJO - Dolnośląskie). Fot. S. Szafran

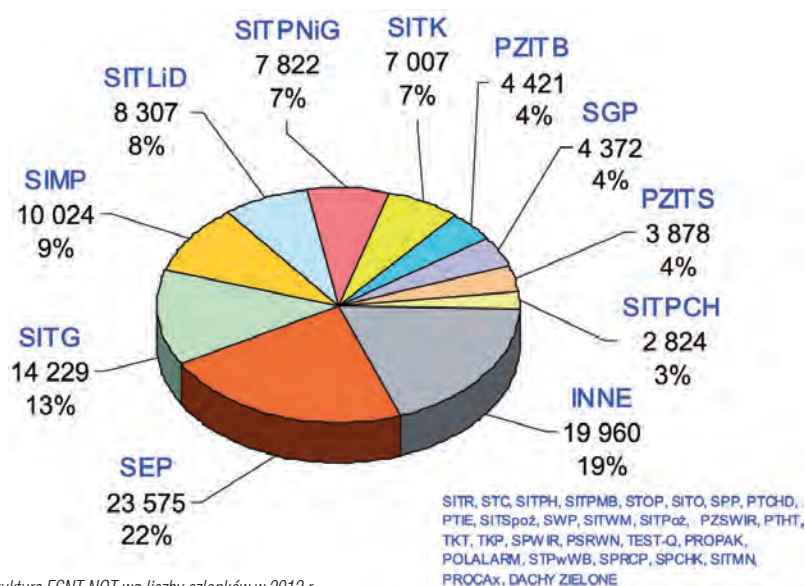
sji Rewizyjnej FSNT NOT i ocenę pracy Zarządu Głównego Federacji za rok 2012 przedstawił kol. Ryszard Marcińczak - przewodniczący GKR.

W 2012 r. Federacja Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych Naczelna Organizacja Techniczna (FSNTNOT) zrzeszała 39 stowarzyszeń naukowo-technicznych (SNT), w tym 2 stowarzyszenia polonijne (Stowarzyszenie Techników Polskich w Wielkiej Brytanii, Stowarzyszenie Inżynierów Polskich w Kanadzie) oraz 4 stowarzyszenia o statusie członka nadzwyczajnego (SIP w Kanadzie, SPChK, PROCAx, Dachy Zielone). Ogółem na koniec 2012 r. do stowarzyszeń tworzących Federację NOT należało 106.419 członków indywidualnych i 984 członków zbiorowych (wspierających). Oznaczało to spadek w stosunku do 2011 r. o 0,9% członków indywidualnych i wzrost o 5,1% członków zbiorowych. Dziesięć największych stowarzyszeń w FSNT-NOT skupiało ogółem około 81% wszystkich członków indywidualnych i udział ten zmalał w stosunku do roku poprzedniego o około 1%. Struktura wykształcenia członków stowarzyszeń naukowo-technicznych zrzeszonych w FSNT-NOT wykazuje od lat następujące tendencje. Stopniowo rośnie udział osób z wykształceniem wyższym inżynierskim (ok. 61% w 2012 r.) oraz osób z innym wykształceniem wyższym nie technicznym, głównie wyższym ekonomicznym i humanistycznym (ok. 12% w 2012 r.), a maleje udział techników z wykształceniem średnim (ok. 27% w 2012 r.). Oddaje to niepokojącą tendencję – spadku liczby techników – mającą wpływ na gospodarkę kraju.

W 2012 r. w ramach FSNT-NOT działało 49 Terenowych Jednostek Organizacyjnych (TJO). Wszystkie lokalne jednostki reprezentujące Federację NOT na obszarze całego kraju mają własną osobowość prawną. Terenowe Jednostki Organizacyjne w większości dysponują materialnym zapleczem do działalności statutowej i gospodarczej 42 TJO gospodarują nieruchomościami, którymi są najczęściej regionalne Domy Technika. W 2012 r. sprzedano budynek dotychczasowego Domu Technika w Nowym Sączu,



Członkowie Rady podczas obrad. Fot. S. Szafran



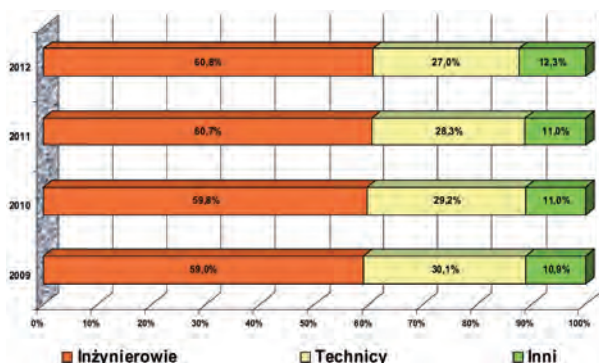
Struktura FSNT NOT wg liczby członków w 2012 r.

a z uzyskanych środków finansowych zakupiono inny lokal, który pełni tę samą funkcję. Ogółem spośród wszystkich 49 TJO na koniec 2012 r. 42 TJO zarządzało nieruchomościami, z czego 14 TJO korzystało z nieruchomości, których właścicielem jest w 100% Federacja, 21 TJO z nieruchomości wspólnych Federacji i TJO, a 4 TJO z nieruchomości, które zakwalifikowano do majątku własnego TJO (Częstochowa, Legnica

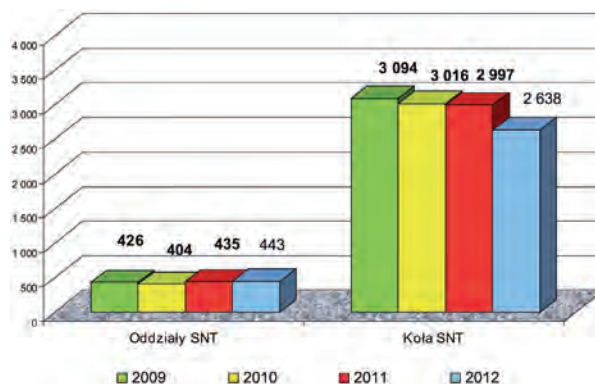
Nowy Sącz i Słupsk). Ponadto w 3 przypadkach (Bydgoszcz, Lublin i Warszawa) Domami Technika zarządzają specjalnie powołane spółki, które utworzyła Federacja z lokalnymi TJO. W dwóch z nich: Bydgoski Dom Technika i Lubelski Dom Technika przy powoływaniu spółek wniesiono aport w postaci Domu Technika. Praktycznie pozbawiło to FSNT-NOT wpływu na to, jakie działania właściciel (spółka) podejmuje w tych



Członkowie Zarządu Głównego FSNT NOT. Fot. S. Szafran



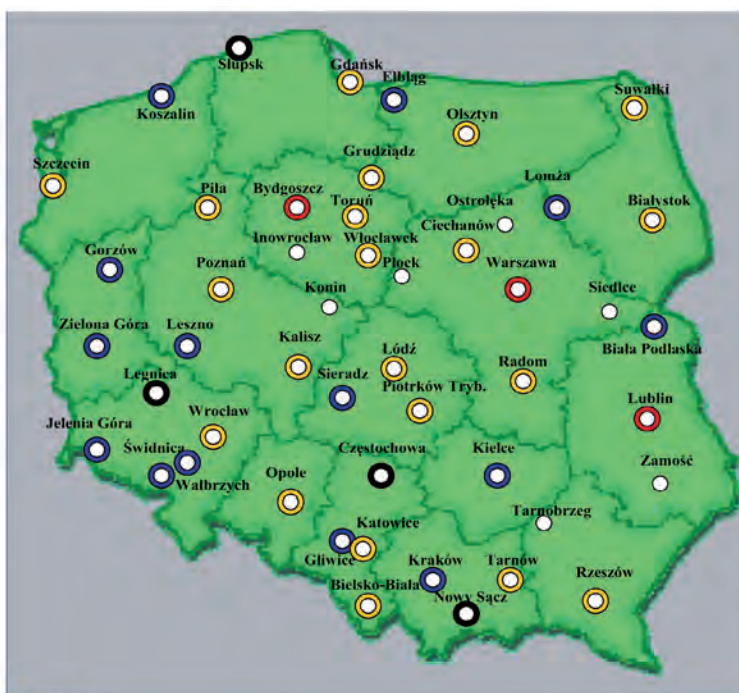
Struktura FSNT NOT wg wykształcenia w latach 2009 - 2012



Struktura FSNT NOT wg liczby oddziałów SNT i kół zakładowych SNT w latach 2009 - 2012

nieruchomościach. Wielkim atutem FSNT-NOT jest tworzenie przez TJO sieci, będącej podstawą realizacji zadań o zasięgu ogólnokrajowym takich jak np. Program Projektów Celowych NOT dla MŚP, Sieć Ośrodków Innowacji NOT oraz wielu ogólnopolskich i regionalnych konkursów. W 2012 r. w 49 terenowych jednostkach organizacyjnych FSNT-NOT prowadziły działalność 443 oddziały różnych stowarzyszeń naukowo-technicznych zrzeszonych w Federacji NOT, a ich liczba w porównaniu do roku ubiegłego wzrosła o około 1,8%. Najmocniej rozwiniętą działalność statutową i gospodarczą prowadzą terenowe jednostki organizacyjne w największych wojewódzkich ośrodkach miejskich w kraju. Najwięcej oddziałów branżowych stowarzyszeń naukowo-technicznych działa w TJO w: Katowicach (24 oddziały), Warszawie (24 oddziały), Krakowie (20 oddziałów), Wrocławiu (20 oddziałów), Łodzi (19 oddziałów) i Poznaniu (16 oddziałów). Z drugiej strony istnieje 7 niedużych TJO (Grudziądz, Inowrocław, Jelenia Góra, Łomża, Nowy Sącz, Leszno i Świdnica), które nie prowadzą na tyle rozwiniętej działalności statutowej, że według danych za 2012 r. nie mają wymaganych statutowo trzech przedstawicielstw SNT w randze oddziału. Kolejne 4 TJO (Biała Podlaska, Elbląg, Tarnobrzeg i Zamość) mają na swoim terenie dokładnie 3 oddziały stowarzyszeń naukowo-technicznych zrzeszonych w Federacji NOT. Poza oddziałami poszczególne SNT tworzą na terenie poszczególnych TJO koła dające mniejszym grupom członków stowarzyszeń możliwość działania na rzecz środowiska technicznego i rozwoju techniki. W 2012 r. w całej Polsce działało 2.638 kół, a ich liczba w porównaniu do roku poprzedniego spadła o 12%. Wiąże się to z faktem, iż w wielu przypadkach właściciele prywatnych firm nie wyrażają zgody na działanie kół.

W wykonaniu budżetu ZG FSNT-NOT w 2012 r. pomimo poprawienia o 103,7 tys. zł wyniku finansowego w porównaniu do roku poprzedniego nie osiągnięto jeszcze zbilansowania przychodów i kosztów. W minionym roku



LEGENDA:

- – TJO nieposiadające majątku w postaci nieruchomości
- – TJO użytkujące majątek w postaci nieruchomości należący w całości do Federacji
- ◐ – TJO posiadające wspólny majątek w postaci nieruchomości podzielony pomiędzy Federację a TJO
- ⦿ – TJO posiadające majątek w postaci nieruchomości, które zostały zakwalifikowane do majątku własnego TJO lub ich spółek
- ◑ – TJO będące razem z Federacją współudziałowcem spółek, które zarządzają majątkiem w postaci nieruchomości

Regionalna struktura organizacyjna FSNT NOT w roku 2012 wg stanu prawnego i sytuacji majątkowej

FSNT NOT uzyskało przychody w wysokości 3 947 800.- zł co stanowi 82 % założonego planu, przy osiągniętych kosztach w wysokości 4 253 600.- zł, co stanowi 89 % założonego planu kosztów.

Przedłożone sprawozdania i ocena GKR były kanwą dyskusji, w której na czoło wysuwał się problem finansowania Muzeum Techniki NOT. Ponownie wysuwany był postulat, aby muzeum przyjęło status muzeum państwowego, pozostając w gestii Ministra Gospodarki z merytorycznym nadzorem ruchu stowarzyszeniowego. Po dyskusji Rada Krajowa przyjęła w/w sprawozdania

i udzieliła Zarządowi Głównemu FSNT-NOT absolutorium za rok 2012.

W dalszej części posiedzenia Rada Krajowa FSNT NOT podjęła decyzje w sprawach ulg w opłacie majątkowej Śląskiej i Radomskiej Rady FSNT NOT oraz sprzedaży nieruchomości Terenowych Jednostek Organizacyjnych w: Radomiu, Pile i Koszalinie.

Na zakończenie posiedzenia zaprezentowano projekt zintegrowanego systemu informacji FSNT NOT.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG

XXIV Konferencja Naukowo-Techniczna DRILLING OIL-GAS 2013 nt.: „Gaz ziemny paliwem XXI wieku”



11 - 12 czerwca 2013 r. specjaliści z kraju i z zagranicy spotkali się na XXIV Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej »DRILLING OIL-GAS AGH '2013« nt.: „Gaz ziemny paliwem XXI wieku”, organizowanej przez Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH oraz Fundację Wiertnictwo–Nafta–Gaz, Nauka i Tradycja.

Jak co roku nadrzędnym celem konferencji była wymiana poglądów pomiędzy specjalistami z kraju i z zagranicy na temat nowych metod i technologii dotyczących różnych dziedzin nauki i techniki związanych z przemysłem naftowym i gazowniczym. Obrady przebiegały w dwóch sesjach panelowych, dwóch sesjach referatowych oraz sesji posterowej.

I Główna Sesja Plenarna nt.: „Znaczenie gazu ziemnego w gospodarce w XXI wieku” pod przewodnictwem: prof. Roberta Jones’a (West Virginia University) i prof. Rafała Wiśniowskiego – AGH. Zaproszeni do dyskusji w panelu specjaliści przedstawili swoje poglądy na następujące tematy:

1. Jacek Wróblewski (BNK Polska) – „Czy gaz z łupków może być szansą dla Polski w XXI wieku?”
2. Torleiv Bilstad (Stavanger University) –

- „Offshore Drilled Cuttings Management”;
3. Candice Palmer (Air Products) – „Nitrogen and Carbon Dioxide Fracturing Fluids for the Stimulation of Unconventional Shale Plays”;



Uczestnicy uroczystości otwarcia konferencji. Fot. S. Szafran

4. Stanisław Nagy, Jakub Siemek (AGH) – „Przyszłość przemysłu gazowniczego w Polsce – strategia przełomu czy strategia ewolucji”;

5. Wiesław Prugar, Jarosław Zacharski (ORLEN UPSTREAM) – „Wyniki prac poszukiwawczych gazu ziemnego z łupków w basenie lubelskim”;
6. Stefan Miska (Tulsa University) – „Effect of Tripping Velocity Profiles on Wellbore Pressures and Dynamic Loading of Drillstring”.

II Sesja Panelowa nt.: „Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego w Polsce – kierunki rozwoju oraz znaczenie gazu ziemnego w gospodarce” pod przewodnictwem prof. Stanisława Rychlickiego (AGH). W dyskusji panelowej uczestniczyli: John Clausen (Chevron Poland), James Van Nostrand (West Virginia University), Joshua Fershee (West Virginia University), Randall W. Jackson (West Virginia University), J. Wesley Burnett (West Virginia University), Maciej Kaliski (Departament Górnictwa MG, AGH), Stanisław Nagy (AGH) i Jarosław Zacharski (ORLEN UPSTREAM).

W I Sesji Referatowej nt.: „Własności ośrodków porowatych” pod przewodnictwem prof. Dan Paul Stefanescu (ROMGAS – Romania), prof. Jerzego Marka Stopy (AGH) i prof. Stanisława Stryczka (AGH) przedstawiono 6 referatów:

1. Ion Foidas, Dan-Paul Stefanescu, Ioana



Oficjalne uroczyste otwarcie XXIV Konferencji Naukowo-Technicznej Drilling Oil-Gas 2013: przemówienia powitalne wygłaszają prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet - dziekan Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu oraz prof. dr hab. inż. Tadeusz Słomka - rektor AGH. Fot. S. Szafran





II Sesja Panelowa pod przewodnictwem prof. Stanisława Rychlickiego, w której uczestniczyli: John Clausen (Chevron Poland), James Van Nostrand (West Virginia University), Joshua Fershee (West Virginia University), Randall W. Jackson (West Virginia University), J. Wesley Burnett (West Virginia University), Maciej Kaliski (Departament Górnictwa MG, AGH), Stanisław Nagy (AGH) i Jarosław Zacharski (ORLEN UPSTREAM). Fot. S. Szafran

- Vlasin – „DETECTION AND ESTIMATION OF OVERPRESSURES IN GAS RESERVOIRS WHILE DRILLING”;
2. Dan-Paul Stăfănescu, Ioana Vlasin – „A NEW APPROACH OF MATURE GAS FIELDS REHABILITATION FROM TRANSYLVANIAN BASIN (ROMANIA)”;
3. Oleksandr Kondrat – „STUDY OF METHODS OF HYDROCARBON RECOVERY ENHANCEMENT THE FROM THE DEPLETED OIL FIELDS”;
4. Ewa Knapik, Jerzy Stopa – „APPLICATION OF MULTIFUNCTIONAL FLUIDS TO IMPROVE HYDROCARBON PRODUCTION”;
5. Andrii Oliinyk, Mariusz Łaciak – „SAFETY TECHNICAL PROBLEMS ASSOCIATED WITH THE STORAGE OF LIQUIFIED NATURAL GAS”;
6. Florinel Suñoiu, Argentina Tătaru, Bogdan Simescu – „RIGLESS JOBS IN GAS WELLS”.

W II Sesji Referatowej nt.: „Niekonwencjonalne złoża gazu” pod przewodnictwem: prof. Paul F. Ziemkiewicza (West Virginia University), prof. Stanisława Rychlickiego (AGH) i prof. Stanisława Nagya (AGH) zaprezentowano 6 referatów:

1. Joshua P. Fershee, James M. Van Nostrand – „THE OIL AND GAS EVOLUTION: LEARNING FROM THE HYDRAULIC FRACTURING EXPERIENCES IN NORTH DAKOTA AND WEST VIRGINIA”;
2. Paul F. Ziemkiewicz – „CHARACTERIZATION OF LIQUID WASTE STREAMS FROM SHALE GAS DEVELOPMENT”;
3. Alibayeva K.A., Kuljabekov A.B., Tungatarova M.S., Kaltayev A. – „STUDY OF USAGE EFFICIENCY OF MULTISTAGE FILTERS ON MINERAL LEACHING PROCESS”;

4. Kashy Aminian, Samuel Ameri – “DRAFT ANALYSIS OF PRODUCTION DATA FROM HYDRAULICALLY FRACTURED HORIZONTAL WELLS IN MARCELLUS SHALE”;
5. Amankeldy Toleukhanov, Aidarkhan Kaltayev, Mikhail Panfilov – „STORAGE OF HYDROGENOUS GAS IN GEOLOGICAL FORMATIONS: SELF-ORGANISATION METHANE GAS”;
6. J. Wesley Burnett – „HYDRAULIC FRACTURING AND U.S. WATER POLICY”.

W XXIV Konferencji Naukowo-Technicznej Drilling Oil-Gas AGH 2013 wzięło udział 180 uczestników z 9 krajów świata z: USA, Norwegii, Kazachstanu, Rumunii, Czech, Ukrainy, Albanii, Niemiec i Polski. Uczestnicy Konferencji reprezentowali 10 uczelni i 26 firm. Podczas obrad zaprezentowano łącznie 34 referaty, w tym na sesjach referatowych i panelowych – 18, a na sesji panelowej – 16.



Stan poszukiwań gazu ziemnego w łupkach paleozoicznych basenu lubelskiego przedstawia Jarosław Zacharski. Fot. S. Szafran

W referatach i dyskusji stwierdzono, że przedstawione doświadczenia mogą być zastosowane w działalności przemysłowej w Polsce.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – dziekan Wydziału w asyście dr hab. inż. Czesława Rybickiego – przewodniczącego Komitetu Organizacyjnego Konferencji i dr inż. Jana Artymiuka – wiceprzewodniczącego komitetu organizacyjnego konferencji podsumowują wyniki obrad XXIV Konferencji Naukowo-Technicznej Drilling Oil-Gas 2013. Fot. S. Szafran

Wycieczka łódzkich seniorów



Krzysztof Nowak

Zarząd Koła Seniorów Oddziału SITPNiG w Łodzi zorganizował w czerwcu 2013 roku jednodniową wycieczkę do Tomaszowa Mazowieckiego, Inowłódza i Spały. W wycieczce uczestniczyło 14 członków SITPNiG-u oraz przewodnik turystyczny.

Pierwszym etapem wycieczki było zwiedzanie bardzo atrakcyjnych obiektów turystycznych Tomaszowa Mazowieckiego. Najciekawszym produktem, stanowiącym markę promocyjną nawiązującą do historycznego i kulturowego dziedzictwa miasta jest tzw. „Tomaszowska Okrąglica”. W jej skład wchodzi: Groty Nagórzyckie, Niebieskie Źródła i Skansen Rzeki Pilicy. Pierwszym zwiedzanym obiektem były Groty Nagórzyckie. Groty są pozostałością po podziemnej kopalni piasku, wydobywanego najpierw na potrzeby gospodarskie, a następnie dla hut szkła od końca XVIII do początku XX wieku. Dzięki skutecznym działaniom gospodarki miasta uruchomiono, przy wsparciu funduszy Unii Europejskiej, proces inwestycyjny, który pozwolił udostępnić ten ciekawy obiekt szerokim rzeszom turystów. Długość trasy wynosi około 160 m, czas zwiedzania około 40 min. Groty składają się z licznych korytarzy, wnęk i sal powstałych w trakcie wydobywania piasku. Największe wyrobisko zwane „Salą Królewską” ma 30 m długości, 25 m szerokości i 3 m wysokości. Każda komora nosiła inną nazwę, np. Boczna, Niedźwiedzia, Taneczna.

Następnym etapem wycieczki było zwiedzanie rezerwatu przyrody Niebieskie Źródła, który leży na obszarze dawnej puszczy Pilickiej (obecnie jej częścią są Lasy Spalskie), na prawym brzegu rzeki Pilicy w granicach administracyjnych miasta Tomaszów Mazowiecki w województwie łódzkim. Rezerwat obejmuje baseny źródłiskowe, rozlewiska zajęte przez lasy olszowe wraz z kanałami i wyspami oraz część wysoczyzny porośniętą borami sosnowymi. Niebieskie Źródła budziły zainteresowanie swoim fenomenem przyrodniczym i krajobrazowym od dawna. Pierwsze wzmianki



ODDZIAŁ W ŁODZI

o nim pochodzą z XVIII wieku. Wyjątkowa barwa wody Niebieskie Źródła jest zjawiskiem o charakterze optycznym. Czysta woda z wapiennych źródeł pochłania promienie czerwono-

ne, przepuszcza zaś odbite od dna fale niebieskie i zielone, które obserwujemy. Wydajność Niebieskich Źródeł na początku XX wieku wynosiła 200 l/s, a obecnie wynosi około 70-80 l/s. Średnia temperatura wody wynosi około 9 °C i źródła nie zamarzają w zimę.

Kolejnym zwiedzanym obiektem turystycznym był Skansen Rzeki Pilicy, który powstaje od 2000 roku na tzw. surowym korzeniu – dawnym dnie tej rzeki. Jest to pierwsze w Polsce muzeum na wolnym powietrzu poświęcone rzece. Większość eksponatów zgromadzono w najcenniejszym obiekcie tej placówki – drewnianym młynie wodnym przeniesionym z rzeki Łu-
ciąży. Wśród wielu interesujących eksponatów w skansenie znajdują się: niemiecki ciągnik artyleryjski wydobyty z Pilicy, czołg T-34 i autentycz-



Wnętrze groty. Fot. Ryszard Zemrak



Niebieskie Źródła. Fot. Ryszard Zemrak



Kościół romański. Fot. Ryszard Zemrak



Zamek królewski. Fot. Ryszard Zemrak



Bunkier w Konewce. Fot. Ryszard Zemrak

ny bunkier z czasów drugiej wojny światowej.

Następnie rozpoczęliśmy zwiedzanie ciekawych obiektów turystycznych w miejscowości Inowłódz. W pierwszej kolejności zwiedzaliśmy kościół romański ufundowany przez Władysława Hermana w 1086 roku, a zrekonstruowany w latach 1936-1938.

Kolejnym zwiedzanym obiektem była synagoga wybudowana na początku XIX wieku. Na zakończenie pobytu w Inowłodzu odbyliśmy spacer do zamku królewskiego z XIV wieku ufundowanego przez Kazimierza Wielkiego. W wyniku działań wojennych ze Szwedami w latach 1655-1657 uległ on zniszczeniu i przez ponad 300 lat nie był restaurowany. Dopiero teraz w wyniku determinacji władz gminy Inowłódz i środków unijnych zrekonstruowano ruiny kazimierzowskiego zamku.

Po wielogodzinnym zwiedzaniu Tomaszowa Mazowieckiego i Inowłodza udaliśmy się do Spały na odpoczynek i posiłek w pięknej restauracji Pod Żubrem. Następnym etapem wycieczki było zwiedzanie bunkrów w Konewce koło Spały. W 1940 roku Niemcy, Austriacy i Włosi robotnicy wybudowali schron w Konewce. Schron miał być stanowiskiem dowodzenia niemieckiej Armii Środek w planowanej inwazji na ZSRR. Schron miał być przeznaczony na przy-

jęcie pociągu sztabowego. Z uwagi na szybko posuwające się wojska niemieckie schron okazał się nieprzydatny. Bunkier kolejowy ma długość 380 m. Mógł zmieścić się tam pełny skład pociągu. W bunkrze obejrzeliśmy również ekspozycję militariów z czasów drugiej wojny światowej.

Z Konewki powróciliśmy do Spały gdzie zwiedziliśmy drewniany kościółek z 1923 roku, murowaną wieżę ciśnieniową z początku XX wieku, budynki osady pałacowej (resztki pałacu). W centrum osady znajduje się park w stylu angielskim z wieloma egzotycznymi okazami drzew. W całej miejscowości znajdują się pomniki przyrody,

a wśród nich około 100 wspaniałych dębów o obwodzie do 5 m. Symbolem Spały jest naturalnej wielkości żeliwny posąg żubra, stojący w parku w centralnym punkcie osady.

Obecnie Spała znana jest przede wszystkim z Centralnego Ośrodka Sportu, który jest jednym z bardziej znanych w Europie. Po zwiedzeniu Spały w godzinach późnopołudniowych szczęśliwie powróciliśmy do Łodzi.

Krzysztof Nowak
Z-ca przewodniczącego Koła Seniorów



Uczestnicy wycieczki pod posągiem żubra. Fot. Ryszard Zemrak

Wieści z Zielonej Góry



Magdalena Wajda



wystaw stałych i pokazów obejrzała także seans w Planetarium i wyjątkowy teatr robotyczny, w którym aktorami są wyłącznie roboty.

Nie zapominamy o integracyjnej roli stowarzyszenia. W kilku kołach odbył się Dzień Kobiet, miłośnicy dwóch kółek zorganizowali w maju rajd rowerowy, podczas którego członkowie kół Zielona Góra i Grodzisk Wlkp. odwiedzili Kopalnię Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów. Przed nami kolejne spotkania, konferencje

Za nami pierwsze półrocze 2013 roku, przyniosło ono wiele inicjatyw podjętych przez koła zielonogórskiego oddziału.

Rok rozpoczęliśmy sympozjum naukowo-technicznym poświęconym jubileuszowi Kopalni Ropy Naftowej Kamień Pomorski, która eksploatuje złoża od 40 lat. Zarząd Koła Grodzisk zorganizował w marcu szkolenie połączone z prezentacją produktów firmy Phoenix Contact. Zakres szkolenia obejmował nowatorskie rozwiązania z zakresu urządzeń elektrycznych i automatyki przemysłowej.

Odbyło się kilka wyjazdów naukowo-technicznych. Członkowie kół Zielona Góra i Ostrów Wlkp. zapoznali się z technicznymi aspektami produkcji energii wytwarzanej zarówno z gazu ziemnego jak i z procesu rozszczepiania atomów podczas wyjazdu na PMG Wierchowice i do elektrowni atomowej Mochovce, o czym szerzej piszemy w odrębnym artykule. Celem czerwcowego wyjazdu Koła Poznań było zapoznanie się z historią i sposobem eksploatacji węgla brunatnego w KWB Turów oraz niezwykle formami skalnymi na przykładzie Jetrichowskich Ścian na terenie Czeskiej Szwajcarii.



Podczas szkolenia na Ośrodku Kopalni Grodzisk Wlkp. przedstawiciele Phoenix Contact omówili m.in. najnowsze rozwiązania z zakresu zasilania i separacji sygnału, zagadnienia związane z ochroną urządzeń elektrycznych i elektronicznych od przepięć w obwodach elektrycznych i automatyki. Fot. Artur Bielec

Dla najmłodszych z okazji zakończenia roku szkolnego Koło Zielona Góra przygotowało wyjazd do Warszawy, którego główną atrakcją była wizyta w Centrum Nauki Kopernik. Odpowiedzi na pytanie „Jak to działa?” znajdują w nim nie tylko dzieci, ale również dorośli. Grupa oprócz

i szkolenia, m.in. wrześniowe sympozjum z okazji 40-lecia Kopalni Gazu Ziemnego Załęcze.

Magdalena Wajda
Sekretarz Koła Zielona Góra

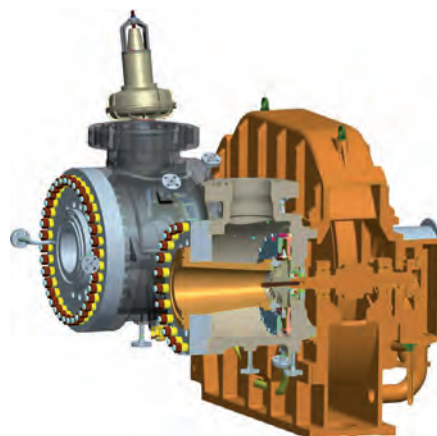


Podczas jednego z wyjazdów naukowo-technicznych Oddziału Zielona Góra uczestnicy zapoznali się z tematem wytwarzania energii elektrycznej na PMG Wierchowice i w elektrowni atomowej na Słowacji. Fot. archiwum Koła Zielona Góra

Energia elektryczna z gazu czy atomu?



Mirosław Majchrzak



Zespół turbosprężarki to dwa zasadnicze elementy: turbiny rozprężne i generator prądotwórczy

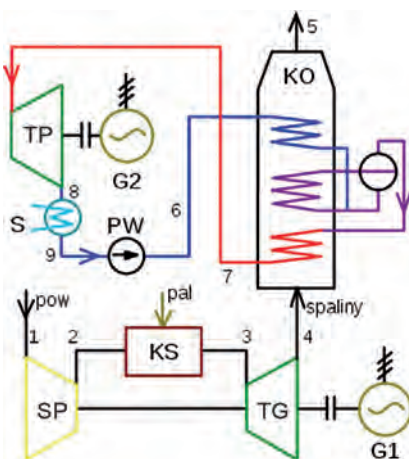
NASZE WSTAWIENIE

Koła Zielona Góra i Ostrów Wlkp. zorganizowały w czerwcu wyjazd naukowo-techniczny, którego celem było poznanie zasad produkcji energii elektrycznej z gazu (blok gazowo-parowy, turbosprężarka) i atomu (elektrownia atomowa). Atrakcją turystyczną był przejazd winotekami *Małokarpackiej Drogi Winnej*, zwiedzanie Ołomuńca, Bratysławy i Wiednia.

Wyjazd rozpoczęliśmy od zapoznania się z blokiem energetycznym Podziemnego Magazynu Gazu Wierchowice, którego operatorem jest PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze. W obiekcie tym, jako jedynym w Europie, w wyjątkowo nowoczesny sposób skojarzono produkcję gazu i energii elektrycznej. Zasadniczym zadaniem obiektu jest magazynowanie krajowych zasobów gazu wysokometanowego, ale nie tylko. Twórcy nowo wybudowanego obiektu z uwagi na jego charakter postawili na niezależność energetyczną, wykorzystując najnowsze światowe technologie produkcji energii elektrycznej z gazu.

Prąd na Wierchowicach

Blok energetyczny PMG Wierchowice to dwa zasadnicze elementy: *blok gazowo-parowy*, który produkuje energię elektryczną z procesu spalania gazu i *turbosprężarkę*, produkującą energię elektryczną z procesu ekspansji (redukcji) gazu. Blok gazowo-parowy składa się z części gazowej i parowej. **Gazowa część układu:** powietrze sprężane jest w sprężarce (SP), w komorze spalania (KS) następuje wzrost temperatury czynnika poprzez spalanie paliwa, spaliny trafiają do turbiny (TG), w której są rozprężane. Rozprężaniu czynnika w turbinie towarzyszy generowanie mocy mechanicznej odprowadzanej wałem do sprężarki i generatora elektrycznego. **Parowa część układu:** po rozprężeniu w turbinie spaliny przepływają przez wytwornicę pary (kocioł odzyskowy), kosztem ich entalpii woda po stronie parowej ulega ogrzaniu i odparowaniu, a para zostaje przegrzana. Przepływ wody i pary wywołany zostaje w wyniku pracy pompy wody zasilającej (PW). Para przegrzana rozprężana jest w turbinie parowej (kondensacyjnej, TP) napędzającej



Schemat ideowy bloku gazowo-parowego

Legenda:

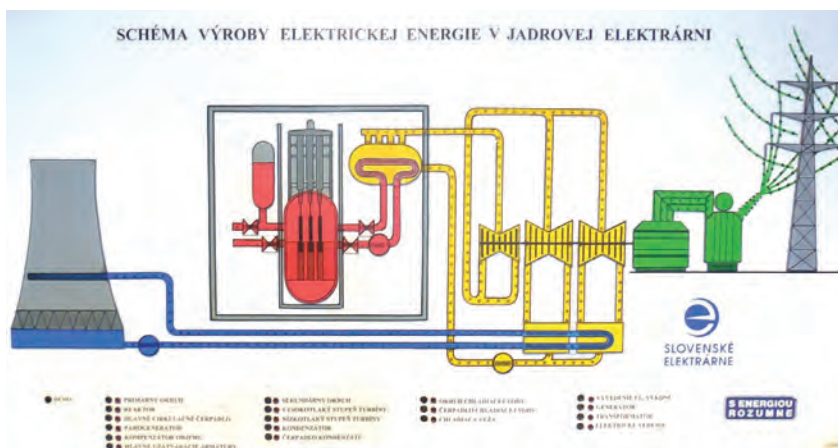
- SP – sprężarka powietrza turbiny gazowej
- KS – komora spalania turbiny gazowej
- TG – turbina napędowa zespołu turbiny gazowej
- G1 – generator prądotwórczy zespołu turbiny gazowej
- KO – kocioł odzyskowy
- TP – turbina parowa
- G2 – generator prądotwórczy zespołu turbiny parowej
- S – skraplacz
- PW – pompa wody

generator elektryczny. Na wylocie z turbiny część pary jest wykroplona (para mokra). W skraplaczu (S) zostaje skroplona reszta pary.

W procesie wydobywania gazu konieczne jest redukcjonowanie jego ciśnienia do wartości akceptowanej przez system gazowniczy. Na PMG Wierchowice wykorzystano do tego celu no-

woczesne urządzenie, które wykorzystuje proces redukcji gazu do produkcji energii elektrycznej. Zespół turbosprężarki to dwa zasadnicze elementy: *turbiny rozprężne* (w PMG Wierchowice zastosowano dwustopniowy układ rozprężny) i *generator prądotwórczy* napędzany za pośrednictwem reduktora przez układ turbinowy. Turbosprężarka „rozszerza” gaz od ciśnienia na wlocie do wymaganego ciśnienia w dwóch etapach: najpierw przez zmienną wlotowych łopatek kierowniczych, a następnie przez wirniki ekspandera. Gaz przemieszcza się od wlotu łopatek kierujących do wirnika ekspandera. Energia kinetyczna jest przekształcana w użyteczną energię mechaniczną, która napędza generator prądotwórczy.

PMG Wierchowice dzięki wpisaniu w jego procesie wysokosprawnym urządzeniem produkującym energię elektryczną z gazu jest w pełni niezależnym energetycznym obiektem. Nadwyżki wyprodukowanej energii (w okresie zimowym to nawet ponad 70% produkcji) może również odprowadzać do systemu energetycznego, podwyższając całkowitą efektywność obiektu. Podczas zwiedzania PMG Wierchowice najbardziej utkwiło nam w pamięci „wpisanie się” tego w pełni ekologicznego obiektu w Park



Schemat elektrowni atomowej

Krajobrazowy Doliny Baryczy, położony wśród lasów i okolicznych sadów wspaniale komponuje się z otaczającym środowiskiem, jakby był tu od zawsze.

Słowacka elektrownia

Na Słowacji na miejscu dawnej wsi Mochovce dowiedzieliśmy się, jak tanio można produkować energię elektryczną, ale i jakie w związku z tym niesie to zagrożenia. Wyzwolenie energii cieplnej w elektrowni jądrowej następuje w procesie rozszczepiania jąder atomów uranu, plutonu lub toru. Energię tę wykorzystuje się do wytworzenia przegrzanej pary wodnej. Energia cieplna tej pary zostaje przemieniona w energię mechaniczną w procesie rozprężania pary zachodzącym w turbinie. Dalej następuje przemiana energii kinetycznej w energię elektryczną w napędzanym przez łopatki turbin generatora energii elektrycznej.

Z punktu widzenia technologii wytwarzania energii jest więc to proces analogiczny do działania turbiny parowej bloku gazowo-parowego, z tym że energia cieplna do wytworzenia pary pochodzi nie z procesu spalania paliwa gazowego, a z procesu rozszczepienia jąder pierwiastków promieniotwórczych. Reakcja rozszczepienia jądra uranu, plutonu lub toru następuje wówczas, gdy po zderzeniu neutronu z jądrem pierwiastka następuje pochłonięcie neutronu. W wyniku rozszczepienia



Elektrownia atomowa Mochovce

jądra pierwiastka ciężkiego, jakim jest uran, pluton i tor, powstają dwa jądra pierwiastków lżejszych, wydzielając w skutek ubytku masy energię cieplną i wyzwalaając od 0 do 8 neutronów. Część pozostałej energii wydzielą się w postaci promieniowania gama, dalsza jej część wydzielą się z opóźnieniem jako promieniowanie beta i gama produktów rozszczepienia. Procesy te zachodzą w tzw. reaktorze jądrowym, który jest sercem elektrowni atomowej.

Energia elektryczna uzyskana w ten sposób jest najtańszym dotychczas znanym ludzkości sposobem, ale czy aby na pewno? Wspomnę tu o awariach w amerykańskiej Three Island w 1979 r., radzieckiej w Czarnobylu w 1986 r. czy japońskiej w Fukushima w 2011 r., które to zawsze miały charakter globalny. Podobnie nie do końca rozwiązany jest dziś problem pozbywania się radioaktywnych odpadów. Czy ktoś może dać gwarancję, że jakiegokolwiek miejsce na Ziemi oraz jakiegokolwiek pojemnik wytrzymają w nienaruszonym stanie tysiące lat?

Winnym szlakiem

Nasz wyjazd ubogacały dylematy naukowo-techniczne pt. Energia elektryczna z gazu, atomu, a może z wiatru? Próbowaliśmy rozwikłać je w winotekach Małokarpackiej Drogi Winnej. Winna droga zaczyna się w winotece św. Urbana na bratysławskiej starówce i biegnie przez 57 piwnic w starych królewskich miastach m.in. Święty Jur, Pezinok i Modra oraz wsiach powiatów Pezinok i Trnava. Urok tych niezwykłych miejsc jest ogromny ze względu na tradycje winiarskie, które sięgają jeszcze czasów celtyckich, a potem rzymskich legionów, zakładających winnice wzdłuż Dunaju oraz przybyłych w średniowieczu kolonizatorów niemieckich, którzy rozwinęli uprawę winnej latorośli. Wszystkie z miast, miasteczek i wsi szlaku winnego witają przytulnymi rynkami, zamkami, XIII, XIV-wiecznymi kościołkami, każde z nich jest nieco inne i ma w sobie coś charakterystycznego.

Mirosław Majchrzak
Przewodniczący Koła Ostrów Wlkp.



Na rynku w Otomurcu - rozległe otomunieckie Stare Miasto jest drugim, po centrum Pragi, największym zespołem zabytkowym w Czechach

75 Konferencja i Wystawa w Londynie

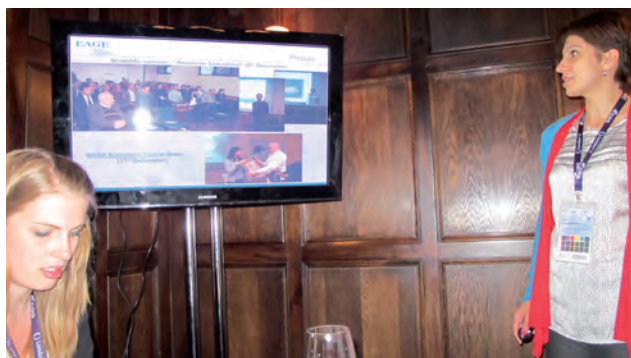
W tym roku spotkanie EAGE odbyło się w Londynie w Centrum ExCel w dniach 10 do 13 czerwca. Głównym hasłem było „zmienianie granic” (Changing Frontiers). Doroczna konferencja i wystawa powróciła do Londynu po 6 latach. Stowarzyszenie EAGE liczy obecnie około 16 000 członków ze 110 krajów. Zakwalifikowano około 1000 referatów i posterów. Odbyło się 16 technicznych warsztatów (workshops) zarejestrowało się około 6500 uczestników. W wystawie wzięły udział następujące firmy polskie: Geofizyka Kraków, Geofizyka Toruń, Oil And Gas Institute, PBG Ltd, SAOGIET Poland (SITPNIG), Geopartner Kraków



Spotkanie w Klubie Liberatów w Londynie z usłupującym i wybraną na nową kadencję prezeską Gladys Gonzalez. Fot. arch. Jan Wójcik

Przedstawiono 22 polskie referaty lub postery:

1. Modelling for Statics Correction – S. Tlalka* (Geofizyka Torun SA) & R. Sobocinski (Geofizyka Torun SA)



Zebrań przedstawicieli EAGE Local Chapter – prezentuje Azerbejdżan. Fot. arch. Jan Wójcik



Autor w pobliżu University of Greenwich. Fot. arch. Jan Wójcik

2. Analysis of Migration Effects on Anisotropy Estimation for Shale Gas Reservoir – A Case Study from Northern Poland – A. Daletka (Geofizyka Torun Sp. z o.o.) & M. Rudzki* (Geofizyka Torun Sp. z o.o.)
3. Fluid Flow Modeling in Tight Carboniferous Sandstone – P. Krakowska* (AGH University of Science and Technology in Krakow), P. Madejski (AGH – University of Science and Technology in Krakow) & J. Jarzyna (AGH – University of Science and Technology in Krakow)
4. Analysis of Reservoir Parameters of Main Dolomite (Ca2) in Gorzów Block (W Poland) – T. Skrzynik* (AGH – University of Science and Technology)
5. Comparison of Refraction and Diving Wave Tomography Statics Solution along a Regional Seismic Profile in SE Poland – M.C. Cyz* (AGH – University of Science and Technology, Cracow) & M.M. Malinowski (Institute of Geophysics PAS, Warsaw)
6. Radial Transform Potential of Coherent Linear Noise Attenuation – Z. Szyman-ska-Malysa* (AGH – University of Science and Technology)
7. Analysis of Poststack FD Migration Efficiency on 2D Synthetic Section Calculated for Geological Model of Salt Tectonics – L. Slonka* (AGH – University of Science and Technology)



8. Comparison of CO2 Injection into Saline Aquifer Using Vertical and Horizontal Well – Central Poland – W. Machowski* (AGH University of Science and Technology) & G. Zabek (AGH University of Science and Technology)
9. An Example of a Tight Gas Deposit in Polish Part of the Southern Permian Basin – J. Nosal* (AGH – University of Science and Technology) & G. Zabek (AGH – University of Science and Technology)
10. Combination of Seismic and Well Log Data with the Use of Attributes and Acoustic Full Waveforms – K. Wawrzyniak-Guz* (AGH – University of Science and Technology) & M. Gruszczyk (Geofizyka Krakow)
11. Inverse Q Filtering as a Tool for Improving Seismic Data Resolution of the Zechstein Formation in Fore-Sudetic Monocline – K. Cichostepski* (AGH – University of Science and Technology in Krakow) & M. Krol (AGH University of Science and Technology in Krakow)
12. The Influence of Velocity Model for Seismic Imaging of the Sub-Zechstein Horizons and Inversion Results – M. Krol* (AGH University of Science and Technology) & M. Niepsuj (AGH – University of Science and Technology)
13. Selected Results of Seismic Modeling of Lower Permian Deposits in the Central Part of Mid-Polish Trough – Pasternacki* (AGH – University of Science and Technology)
14. Interpretation of Seismic Data from Permian – Mesozoic Polish Basin in the Time and Frequency Domain – A. Kwietniak* (AGH University of Science and Technology, Krakow)
15. Using Extended Correlation Method in



Sesja inauguracyjna – Opening Ceremony. Fot. arch. Jan Wójcik



Strefa Stowarzyszeń – stoisko SITPNIG. Fot. arch. Jan Wójcik



Wizyta Zarządu EAGE na stoisku SITPNIG. Fot. arch. Jan Wójcik

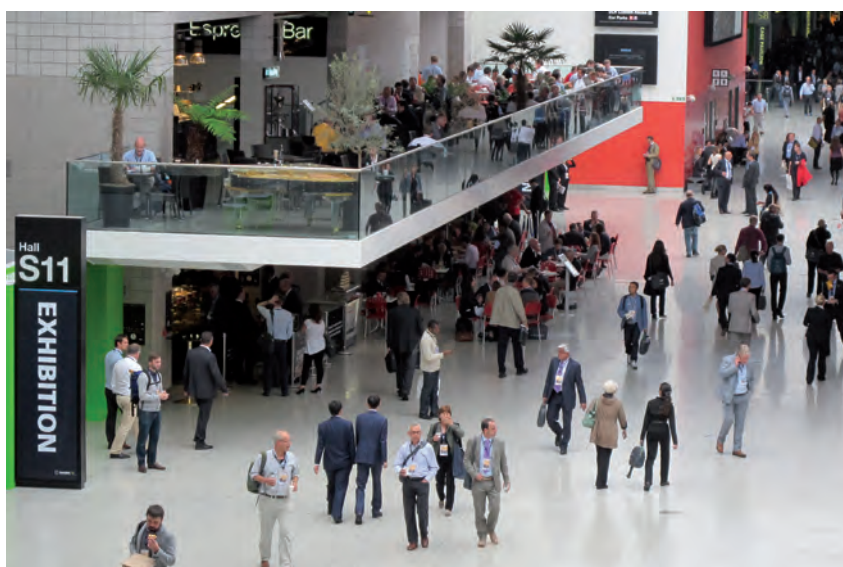
- Regional Reflection Surveys – A Case Study from Poland – M. Malinowski* (Institute of Geophysics PAS) & P. Brettwood (ION Geophysical)
16. Deep Gas in the Central Part of the Polish Rotliegend Basin – M. Łojek* (Faculty of Geology Warsaw University)
17. Origin of Oils Accumulated in Mesozoic-Cenozoic Reservoirs of the Iranian Sector of the Persian Gulf – A.R. Rabbani (Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran), M.J. Kotarba (AGH – University of Science and Technology) & D. Wieclaw* (AGH – University of Science and Technology)
18. Static 3D Model of the Rotliegend Deposits in the Żuclów Gas Field Area, Fore-Sudetic Monocline, Western Poland – G. Zabek* (AGH – University Science and Technology), W. Machowski (AGH – University Science and Technology) & J. Nosal (AGH – University Science and Technology)

19. Thermal Maturity of the Magura Nad Dukla Nappes (Outer Carpathian, Poland) – Data from Vitrinite Reflectance and Illite-s – M.W. Waliczek* (AGH University of Science and Technology) & A.Ś. Świerczewska (AGH University of Science and Technology)
20. 2D Inversion Ambiguity in the Case of ERT Data Obtained from a Single Survey Line – G. Bania* (AGH University of Science and Technology in Krakow) & M. Ćwiklik (AGH University of Science and Technology in Krakow)
21. Application of GPR and Computer Modelling in Flood Embankment Investigation – K. Czaja* (AGH - University of Science and Technology)
22. Detection of Water Accumulation in Weathering Zone Based on Shallow Seismic Methods – R. Matula (AGH – University of Science and Technology) & K. Czaja* (AGH – University of Science and Technology)

Przed otwarciem konferencji odbyło się uroczyste spotkanie w Klubie Liberalistów w Londynie z ustępującym i wybraną na nową kadencję prezeską Gladys Gonzalez. W spotkaniu brali udział reprezentanci SITPNIG. W poniedziałek 10 czerwca odbyło się zebranie przedstawicieli EAGE Local Chapter, na którym omówiono działalność w minionym roku oraz plan na następny rok. Doroczną nagrodę otrzymała w tym roku LC Serbia. W trakcie konferencji odbyły się zebrania Komisji EAGE. Polska ma reprezentantów w Committee on Membership and Co-operation – Kol. Paweł Karnkowski i Programme for Association and Co-operation in Earth sciences (PACE) – Kol. Jan Wójcik.

Tradycyjne spotkanie Gala Diner odbyło się w Muzem Historii Naturalnej mieszczące się w wiktoriańskim gmachu przy Exhibition Road w dzielnicy South Kensington w ciekawy sposób przedstawiono funkcjonowanie Ziemi, ewolucję człowieka, pochodzenie gatunków zwierząt i roślin oraz zagadnienia związane z ekologią, geologią, paleontologią, mineralogią i zoologią. Najciekawszą częścią muzeum jest część poświęcona Ziemi, zwiedzający mogą poznać jej historię, zobaczyć jak działają wulkany czy też w specjalnym symulatorze ośrodku przeżyć trzęsienie Ziemi. Ciekawa jest także strefa dotycząca życia dinozaurów, gdzie można zobaczyć naturalnej wielkości, elektronicznie poruszające się gady. Wśród 70mln eksponatów na uwagę zwiedzających zasługuje również kilkunastometrowy szkielet Diplodoka oraz pień Sekwoi o średnicy 6 metrów.

Zarząd EAGE odwiedził stoisko SAOGIET (SITPNIG) i omówiono perspektywy współpracy na następne lata. Spotkanie jak zwykle pozwoliło nawiązać nowe kontakty zawodowe oraz zapoznać się z kierunkami rozwoju metod poszukiwawczych za ropą i gazem. Następne spotkanie w Amsterdamie w dniach 16-19 czerwiec 2014.



Migawka z wystawy. Fot. arch. Jan Wójcik

Jan Wójcik

XXVI Spartakiada Szkół im. Ignacego Łukasiewicza



uczestników i uroczyste podsumowanie z wręczeniem pucharu, dyplomów oraz zestawów piłek. Z uwagi na niesprzyjającą pogodę, zawody odbywały się w hali widowiskowo-sportowej Zespołu Szkół w Strachocinie.

Tak duże przedsięwzięcie z zaangażowaniem współorganizował Wiesław Turzański a wsparcie finansowe okazały następujące firmy:

4 czerwca 2013 r. po raz dwudziesty szósty odbyła się Spartakiada Szkół im. Ignacego Łukasiewicza. Organizatorem wspólnie ze szkołą w Strachocinie był Oddział SITP NiG w Sanoku na czele z prezesem Pawłem Ficem i przewodniczącym Koła Zakładowego nr 2 w Ustrzykach Wiesławem Turzańskim. Imprezę zaszczylicili swoją obecnością szanowni goście: Tadeusz Kozimor – członek Zarządu Głównego SITP NiG, Anna Hałas – wójt gminy Sanok oraz Stanisław Sieradzki – wiceprezes Oddziału SITP NiG w Sanoku.

W spartakiadzie uczestniczyło i rywalizowało o Puchar Prezesa SITP NiG Oddział w Sanoku 300 uczniów reprezentujących szkoły z miejscowości: Ropienka, Jodłówka, Czarna, Cieszacin Wielki, Strachocina, Humniska, Pakoszówka i Drwinia. Program imprezy obejmował: odśpiewanie hymnu w obecności sztandarów Szkoły Podstawowej i Gimnazjum w Strachoci-



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Sanoku

nie, wystąpienia wspomnieniowe zaproszonych gości, rozgrywki i zabawy sportowe uczniów w różnych kategoriach wiekowych, obiad dla

- PGNiG SA w Warszawie,
- PGNiG TECHNOLOGIE SA Warszawa,
- TRANS N-G Sp. z o.o. w Sanoku,
- METALNAFT Sp. z o.o. w Krośnie,
- CONTROL PROCESS SA w Tarnowie,
- Stowarzyszenie MSiR ALPEJCZYK w Jarosławiu.

Po raz kolejny spartakiada dała możliwość lepszego poznania się i zacieśnienia przyjaźni między uczniami szkół im. Ignacego Łukasiewicza.

Puchar Prezesa SITP NiG Oddział w Sanoku zdobyła Szkoła Podstawowa im. I. Łukasiewicza w Strachocinie.

Wiesław Turzański
Paweł Fic



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Sanoku



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Sanoku

Turniej Tenisa 2013



ODDZIAŁ SANOK

15 – 16 czerwca 2013 r. SITP NiG Oddział w Sanoku zorganizował na w Łańcucie Turniej Tenisa Ziemnego o Puchar Prezesa SITP NiG Oddział w Sanoku.

W turnieju uczestniczyli reprezentanci następujących firm:

- PGNiG SA w Warszawie Oddział w Sanoku,
- PGNiG SA w Warszawie Oddział w Zielonej Górze,
- PGNiG TECHNOLOGIE SA Warszawa,
- Instytut Nafty i Gazu w Krakowie,
- Exalo Drilling SA w Pile,
- CONTROL PROCESS SA w Tarnowie,
- METALNAFT Sp. z o.o. w Krośnie.

Turniej rozgrywano na kortach położonych w malowniczej scenerii kompleksu pałacowego Zamku-Muzeum w Łańcucie. Łącznie w turnieju wzięło udział 16 uczestników a mecze rozgrywano w dwóch kategoriach: OPEN i MASTERS. W tym gronie jedyną tenisistką była Kol. Magdalena Krzanowska, która jak na debiut turniejowy, zajęła ostatecznie bardzo wysokie drugie miejsce w kategorii OPEN.

Po rozgrywkach na obiektach *Hotelu Dymarka* położonego pośród lasów w okolicy Łańcuta miało miejsce spotkanie integracyjne, na którym na toczono zagorzałe dyskusje na temat rozgrywek.

Joanna Bojarska-Sitek
Sekretarz Oddziału SITP NiG
w Sanoku



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Sanoku

Klasyfikacja końcowa

Miejsce\Kategoria	MASTERS	OPEN
1	FIC Paweł – PGNiG O/Sanok	HANUS Marek – PGNiG O/Sanok
2	MUNDRY Sławomir – PGNiG O/Zielona Góra	KRZANOWSKA Magdalena – PGNiG O/Sanok
3	KIEŁB Mirosław – PGNiG O/Sanok	WIATR Wojciech – CONTROL PROCESS SA
4	SŁOCZYŃSKI Tomasz – INiG Kraków	WIERZBA Paweł – CONTROL PROCESS SA
5	TRYGAR Andrzej – PGNiG O/Sanok	PUDŁO Janusz – Exalo Drilling SA
6	TATARYNOWICZ Tomasz – PGNiG O/Zielona Góra	MENET Józef – PGNiG O/Sanok
7	WĘGŁOWSKI Jacek – Exalo Drilling SA	GŁADYSZ Jerzy – PGNiG O/Sanok
8	ŚLĄCZKA Tadeusz – PGNiG Technologie	STASIOWSKI Jan – METALNAFT



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Sanoku



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Sanoku

V Rajd Rowerowy SITPGNiG – Twierdza Przemyśl, 7- 9 czerwca 2013 r.



Grażyna Jarecka



ODDZIAŁ TARNÓW

się jej rola w I wojnie światowej, pozostał po niej pas niszczących ruin opasujących wielokilometrowym pierścieniem miasto Przemyśl. Dziś wyznaczono szlak rowerowy prowadzący wzdłuż linii dawnych fortów. My zdecydowaliśmy się na przejazd po trasie północnej liczącej prawie 40 km.

Nasz kolejny rajd rowerowy został zorganizowany w kryzysowych warunkach, które odczuwa również nasze stowarzyszenie. Brak dostatecznych środków finansowych zmusił nas do zorganizowania imprezy skromniejszej niż w poprzednich latach, co przełożyło się na mniejszą liczbę uczestników. Jednak ci najwierniejsi chyba nie żałują przyjazdu do Przemyśla, bo jak się okazuje w okolicy tego miasta kryją się miejsca, o których istnieniu tak naprawdę niewielu wiedziało.

W tym prowincjonalnym galicyjskim miasteczku, mającym w połowie XIX w. ok. 10 tys. mieszkańców, cesarz Austro-Węgier Franciszek Józef postanowił wybudować potężną twierdzę licząc się z możliwością wybuchu wojny z Rosją. Od roku 1854 roku rozpoczęto stopniowo budowę umocnień i fortów wokół miasta, co dało niezwykle impuls do rozwoju Przemyśla i jego infrastruktury. Powstały w mieście garnizon wojskowy wielokrotnie przekraczał liczbę mieszkańców i w dniu wybuchu I wojny światowej liczył już 130 tys. żołnierzy. To jak dziś wygląda Przemyśl w dużej mierze zawdzięcza maszynie wojennej, która przetaczała się przez jego ulice w ciągu ostatnich 150 lat. Twierdza przeżyła 3 oblężenia (dwa rosyjskie i jedno austriackie) i już w marcu 1915 roku została prawie w całości wysadzona w powietrze przez broniących się żołnierzy austro-węgierskich, aby zapobiec przejściu jej przez Rosjan. Na tym zakończyła



Na Tatarskim Kopcu. Fot. arch. SITPGNiG Oddział w Tarnowie



Dworzec PKP Przemyśl. Fot. arch. SITPGNiG Oddział w Tarnowie



Ruiny fortu Orzechowce. Fot. arch. SITPGNiG Oddział w Tarnowie

W piątek 7 czerwca uczestnicy rajdu zjechali się do hotelu Gromada położonego malowniczo nad Sanem, prawie w centrum Przemyśla. Po kolacji powitał uczestników prezes Bogdan Baniak oraz przedstawił działalność stowarzyszenia w obecnych warunkach. Następnie po krótkim szkoleniu zapoznającym uczestników z taryfami opłat za gaz, które prowadził kolega Piotr Przywara wyruszyliśmy na wieczorny spacer po malowniczej starówce. Najbardziej reprezentacyjna część Przemyśla została w ostatnich latach solidnie odremontowana, oświetlono wieże kościelne i kamienice. Rynek z wieloma ogródkami przy restauracjach i kawiarniach kusił turystów i miejscowych do spędzenia tam kilku chwil. My też ulegliśmy temu urokowi.



Fort San Rideau. Fot. arch. SITPNIG Oddział w Tarnowie

W sobotę rano, przed godz. 10 wyruszamy razem z przewodnikiem rowerowym na naszą trasę. Tuż przed hotelem przejeżdżamy obok ponurego bunkra stanowiącego fragment tzw. linii Mołotowa z II wojny światowej, dalej jedziemy pod pomnik Orłąt Przemyskich, gdzie zostajemy krótko zapoznani z historią miasta. Trasa prowadzi nadszańskimi bulwarami, opuszczamy miasto jadąc w kierunku przebudowywanego jazu na Sanie w Ostrowie. Od tego miejsca zaczynamy się wspinać drogą forticzną w stronę fortu Łętownia, mijając po drodze fort pomocniczy Ostrów, gdzie do niedawna funkcjonował dom wszelakich uciech... Jedyny na naszej trasie podjazd mający ponad 150 m przewyższenia daje się we znaki rowerzystom, przywołując wspomnienia poprzedniej nocy. Zaglądamy do fortu Łętownia położonego malowniczo na skraju lasu, dając chwilowy odpoczynek naszym nogom i ruszamy znowu lekko pod górę. Wkrótce osiągamy szczyt wzniesienia, mijamy niewidoczny w lesie fort Brunner, krótki zjazd po asfaltowej drodze i znowu skręcamy na drogę forticzną prowadzącą do fortu Orzechowce. Fort ten, jak większość, będący w kompletnej ruinie, pozwala nam wyobrazić sobie potęgę zbudowanych umocnień i potęgę sił, które je zniszczyły. Wchodząc do wnętrza ruin widać popękane betonowe ściany, których grubość pozornie sugeruje niezniszczalność, ciemne wilgotne korytarze, widać otwory po

pociskach, które potrafiły się przebić do wnętrza – strach pomyśleć, co musiało się wtedy dziać z obrońcami fortu. Jednocześnie te ponure ruiny w otoczeniu dzikiej zieleni i świecącym słońcu zdają się wymarzoną miejscem na piknik, takie jest życie. Jedziemy dalej, trochę po błocie, trochę przez wieś, aż docieramy do kolejnego fortu Duńkowiczki. Tu można wejść na samą górę zabudowań i zobaczyć stanowisko wysuwanych z wnętrza dział, wokół piękna panorama na okolicę z wieżami wiatraków w tle. Kolejnym fortem na trasie jest fort Werner w Żurawicy, widoczny z daleka jako kępa drzew. Jest to jedyny fort, który prawie nienaruszony ostał się do naszych czasów. Dziś jest w prywatnych rękach, zorganizowano w nim muzeum I wojny światowej pokazujące realia życia żołnierzy w twierdzy Przemyśl, i w ogóle w okopach całej Europy. Panuje w nim złudna cisza, a bujna zieleń nadaje uroku temu w gruncie rzeczy straszному miejscu. Trzeba dodać, że w czasie działań wojennych wokół fortów starannie usuwano wszelkie drzewa, aby nie stanowiły przeszkody w obserwacji i dla artylerii. Po zwiedzeniu fortu mamy przerwę na posiłek, który przywiozła nam sympatyczna pani z restauracji z pobliskiego Dubiecka (tam był nasz I rajd). Bogracz, świeży chleb ze smalcem, kiszzone ogórki i zimne napoje to był strzał w dziesiątkę naszych potrzeb. Nie możemy zbyt długo biesiadować, bo od strony Ukrainy na horyzoncie

pokazała się groźna chmura burzowa. Jedziemy w kierunku Bolestraszczyk do Fortu San Rideau z którym wiąże się tajemnicza legenda o odkryciu w nim 8 lat po wojnie zasypanego żołnierza. Ruiny, na tle których robimy sobie fotki, wyglądają jak przecięty nożem przez olbrzymia tort z betonu.

Jeszcze kilkaset metrów jazdy i jesteśmy w Arboretum w Bolestraszczykach będącym ostatnim punktem przejazdowym naszej trasy. Zwiedzamy ogród botaniczny, który stanowi ukojenie dla wojennych wrażeń dzisiejszego dnia. Ostatnie 8 km naszej trasy to odcinek szosy asfaltowej z lekkim spadkiem pozwalającym na szybką jazdę, potem przejazd nadrzecznymi ścieżkami do mostu na Sanie. Jadąc już przez miasto oglądamy zabytkowy i pieczołowicie odnowiony budynek kolejowego dworca głównego, a potem wstępujemy na słynne przemyskie lody przy ulicy Kazimierzowskiej.

Na niedzielę, dzień wyjazdu, przewidziane są zajęcia indywidualne. Część rajdowiczów jedzie do Kalwarii Pałacowskiej (samochodami), część do Krasiczyna (rowerami), a niektórzy rowerami pokonują podjazd na Kopiec Tatarski, skąd rozciąga się rozległa panorama na miasto i okolicę. Wczesnym popołudniem rozstajemy się ze sobą i pięknym Przemyślem – czas do domu.

Grażyna Jarecka



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 4 Ośrodki Kopalń sanocki oddział PGNiG wydobywa rocznie ok. 1,8 mld m³ wysokometanowego gazu ziemnego oraz blisko 50 tys. ton ropy naftowej.

lupkipolskie.pl

rzetelne źródło informacji
o gazie z łupków w Polsce

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



Chcesz wiedzieć więcej?
Odwiedź www.lupkipolskie.pl

Strona objęta honorowym
patronatem Ministra
Skarbu Państwa



Ministerstwo
Skarbu
Państwa


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA