

NR 4 (166)
kwiecień
2011 r.
miesięcznik
Rok XIV
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

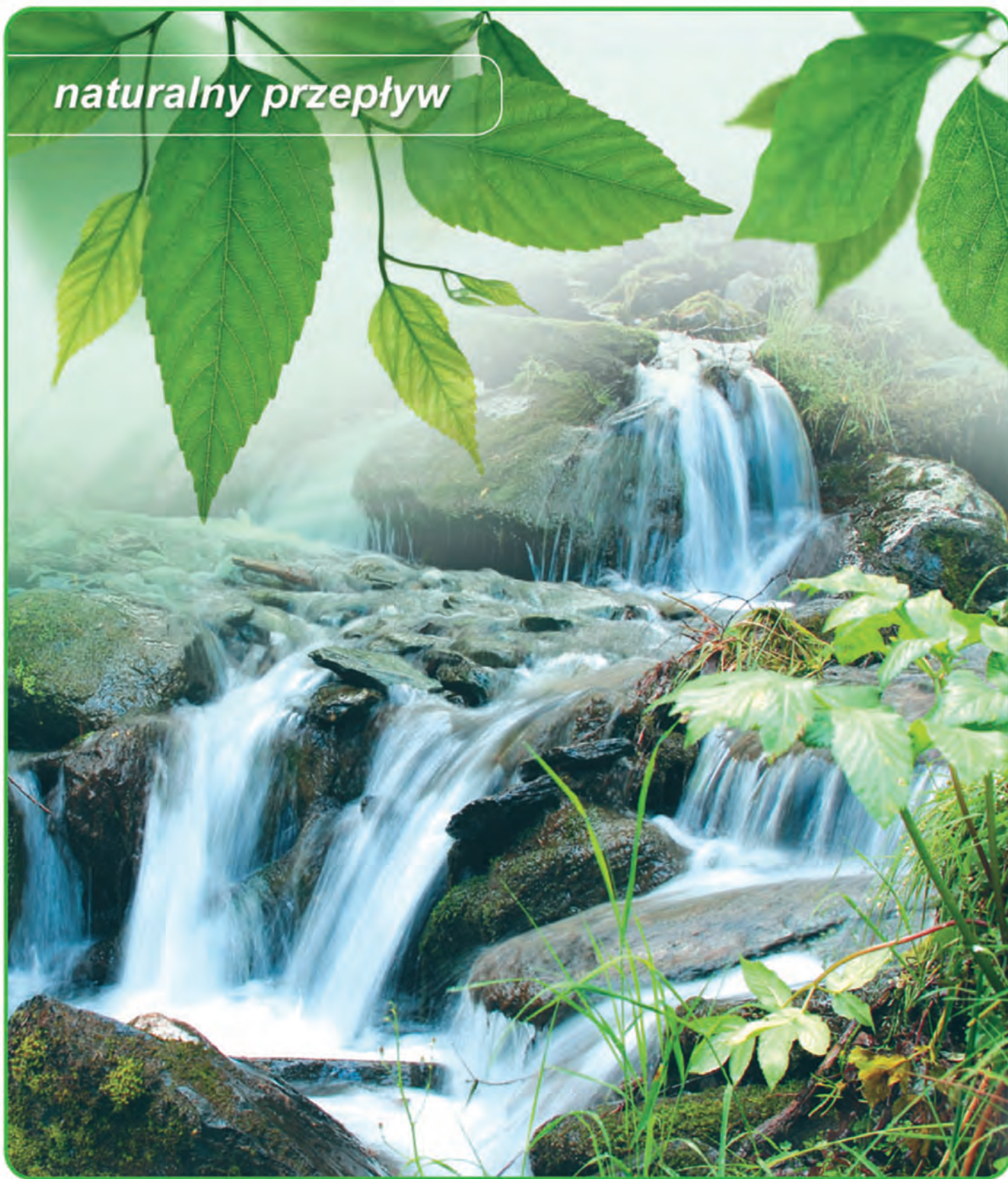
wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



naturalny przepływ



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

Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław
www.dsgaz.pl


DOLNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W tym numerze mam przyjemność zarekomendować szereg ciekawych artykułów, które jak sądzę znajdą zainteresowanie w szerokim gronie naszych Czytelników oraz całe kwietniowe wydanie „Wiadomości...”.

I tak w rozdziale „Nauka i technika” podległ artykuł, który powinien zainteresować z jednej strony wiertników, z drugiej zaś geologów skupionych wokół szerokiego spektrum przedsiębiorstw serwisowych i kontraktorskich. Artykuł opracowany przez zespół w składzie Daniel Janc, Zenon Żurowski i Wiesław Zwierzchowski, pt. „Komplikacje wiertnicze podczas rdzeniowania oraz metody wpływające na zwiększenie uzysku rdzenia na przykładzie wierceń na obszarze koncesyjnym KGHM Polska Miedź S.A.” jest ciekawy i posiada dobry przekaz merytoryczny. Szczególnie ważny jest on w obecnej sytuacji, gdy z jednej strony są minimalizowane koszty związane z wierceniami, z drugiej natomiast zlecniodawcy tych prac kładą nacisk na maksymalnie duży uzysk informacji geologicznej. Przedstawione w artykule analityczne podejście skutkuje wielorakimi korzyściami zarówno dla zlecniodawcy, jak też kontraktora, który tym samym zdobywa rekomendacje na rynku. Przy obecnym nacisku zarówno na ograniczanie kosztów, jak też efektywność prac wiertniczych przy poszukiwaniu gazu łupkowego te doświadczenia będą bardzo potrzebne. Jednak to tylko jeden z elementów bycia konkurencyjnym na globalnym rynku wiertniczym z jakim zaczynamy mieć do czynienia dzisiaj w Polsce, a co za tym idzie podobnego podejścia będą od nas oczekiwać zlecniodawcy w innych obszarach tych usług.

Drugim interesującym doniesieniem jest materiał przygotowany przez Chris’a Neale pt. „Mikrosejsmiczny monitoring szczelin przybliży perspektywę wydobywania gazu łupkowego”. Powinien on zainteresować nie tylko sejsmików, ale również i eksploatorów przyszłych złóż gazu

łupkowego. Jest to praca przedstawiająca zastosowanie mikrosejsmicznych badań w szerokim zakresie. Dzięki nim będzie można efektywniej wykorzystywać zebrane w czasie rzeczywistym dane, przy dużo niższych kosztach i znacznie mniejszych śladach pozostawianych w środowisku. Może to wpłynąć na szybkość i trafność podejmowania decyzji w zakresie zabiegów stymulacyjnych, pozwalających zoptymalizować eksploatację złóż i wielkość wydobycia.

W tym rozdziale mimo nieco historycznego wydźwięku publikujemy bardzo ciekawy artykuł Jana Janochy pt. „Gaz ziemny w elektroenergetyce – historia zatoczyła koło”. Jest on poświęcony energetyce gazowej na Podkarpaciu w okresie międzywojennym. Aktualnie, w dobie planowanych ogromnych inwestycji w bloki parowo-gazowe, artykuł uzmysławia, że wytwarzanie energii elektrycznej z gazu ziemnego nie jest pomysłem nowym i było to już wcześniej praktykowane.

W kolejnym rozdziale „Analizy, komentarze” publikujemy materiał Cezarego T. Szyjko pt. „Prawo gazowe: mit czy rzeczywistość?”. Autor opisuje na przykładzie wybranych aktów normatywnych polskiego prawa energetycznego problemy wynikające z dostosowania polskiego prawodawstwa do norm unijnych. Sądzę, że materiał znajdzie swoich odbiorców w obszarze gazownictwa i pobudzi dyskusję na naszych łamach w tym zakresie – do czego zachęcam.

Tutaj też podsumowujemy sytuację polskiego rynku paliw w 2010 roku w materiale pt. „Przemysł i handel naftowy w roku 2010”, z którego wynika, że wysoki wzrost gospodarczy wpłynął korzystnie na zwiększenie popytu na paliwa ciekłe na poziomie 1%. Ważną informacją jest kolejna dotycząca uroczystego wmurowania kamienia węgielnego pod budowę terminalu LNG w Świnoujściu oraz otwarcie Europejskiego Centrum Szkoleniowego LNG – pierwszego tego typu ośrodka w naszej części kontynentu i jednego z najnowocześniejszych na świecie.

W kolejnym rozdziale publikujemy materiały podsumowujące stan realizacji inwestycji w 2010 r. w Oddziale PGNiG w Sanoku. Są to informacje o włączeniu nowych otworów do eksploatacji i o stanie poszukiwań ze szczególnym uwzględnieniem bardzo trudnego obszaru Karpat, do którego Oddział przygotowywał się od lat.

W dalszej części po krótkich informacjach branżowych, w Biuletynie Informacyjnym Zarządu Głównego SITPNiG publikujemy sprawozdanie z X posiedzenia Zarządu Głównego SITPNiG w Krasiczynie, podczas którego zostały zatwier-

dzone sprawozdania z działalności merytorycznej i finansowej SITPNiG za 2010 r. oraz został zatwierdzony budżet SITPNiG na 2011 r. Tam też publikujemy: relację z VII Sympozjum SITPNiG nt.: „Strategia współpracy Stowarzyszenia Naukowo – Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego z przemysłem naftowym i gazowniczym działającym na zliberalizowanym rynku energetycznym Europy”. Kolejno kilka informacji z Oddziałów Stowarzyszenia oraz relacje z kilku konferencji. Chciałbym tutaj zwrócić uwagę na dwie z nich: „Ewolucja wyobrażeń o skałach łupkowych”, której organizatorem były: spółka zależna PKN ORLEN: ORLEN Upstream, The Energy & Geoscience Institute i Schlumberger, ciesząc się bardzo dużym międzynarodowym zainteresowaniem oraz na bardzo wysokim poziomie merytorycznym i organizacyjnym międzynarodowa konferencja naukowo-techniczna i wystawa: „Nowoczesny sprzęt i technologie stosowane przy poszukiwaniach gazu w Polsce”, która została zorganizowana przez pільski Oddział SITPNiG oraz PNiG „Nafta” w Pile.

Na koniec szczególnie istotna informacja dla ludzi kultywujących historię polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego i informacja o tym, że ukazała się druga część historii pomorsko-gdańskiego gazownictwa.

Piotr Dziadzio



NAUKA **W** TECHNIKA.

- Komplikacje wiertnicze podczas rdzeniowania oraz metody wpływające na zwiększenie uzysku rdzenia na przykładzie wierceń na obszarze koncesyjnym KGHM Polska Miedź S.A. 4
- Mikrosejsmiczny monitoring szczelin przybliża perspektywę wydobywania gazu łupkowego 12
- Gaz ziemny w elektroenergetyce – historia zatoczyła koło 16

ANALIZY **W** KOMENTARZE.

- Prawo gazowe: mit czy rzeczywistość? 18



- Przemysł i handel naftowy w roku 2010 23

WIEŚCI Z POLSKICH **W** FIRM.

- Międzynarodowa Wystawa Badań, Innowacji i Wynalazków PRO INVENT 24
- Nagroda im. Prof. Thomasa Davisa dla Pani Renaty Cichej-Szot 24
- Wmurowanie kamienia węgielnego pod terminal LNG i otwarcie Europejskiego Centrum Szkolenia 25
- 8 miesięcy i zrobione – otwarcie Ośrodka Zbioru Gazu Kupno LNG 27
- Łącznie o włączeniach – nowe odwierty, nowe OZG w 2010 28

- Kierunek Karpaty... Realizacja prac poszukiwawczych, rozpoznawczych i eksploatacyjnych w 2010 r. 29

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

- Dwie kolejne koncesje na Norweskim Szelfie Kontynentalnym dla PGNiG SA 30
- PGNiG na największej platformie FPSO na świecie 30
- PGNiG SA sprzedał prawie 4,8 mld m sześć. gazu w I kwartale 2011 r. 31
- Spółki GK PGNiG liderami V Rankingu Odpowiedzialnych Firm Dziennika Gazety Prawnej 31
- Wydobywanie gazu na świecie w 2010 r. większe o 11% 31
- Estońska firma eksploatuje łupki bitumiczne w Jordanii i USA 32
- Wspólne inwestycje Gazpromu i ENI 32
- Kolejna zwłoka w zagospodarowaniu złoża Sztokmanowskoje 33
- Wznowienie wierceń w Zat. Meksykańskiej 33
- Likwidacja ulg podatkowych dla sektora naftowego w USA 33
- Rozpoczęcie eksploatacji złoża Nikaitchuq na Alasce 33
- Kolejny sukces poszukiwawczy MOL w Pakistanie 33
- Sukces największej polskiej inwestycji przemysłowej XXI wieku 34
- Dekada rozwoju **LOTOS** GRUPA 34
- Wizyta premiera Donalda Tuska na terenie łóżeczni gazu w Goleniowie 35
- Realizacja strategicznych gazociągów w toku – przetarg na kompleksową usługę nadzoru inwestorskiego 36

RADA PROGRAMOWA CZASOPISM S I T P N i G

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

Członkowie:

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

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

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

Redaktorzy działowi

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

- Umowa w sprawie przeprowadzenia analizy uwarunkowań realizacji projektu gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Litwa podpisana
- PNIG Kraków wysłała trzecie urządzenie wiertnicze do Ugandy



36

36

BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów
- X posiedzenie Zarządu Głównego SITPniG w Krasieczynie
- VII Sympozjum SITPniG w Krasieczynie

37

37

37

41



NASZE STOWARZYSZENIE.

- Wyjazd naukowo-techniczny do Zakładu Odmietanowania Kopalń w Jaworznie Zdroju

43



- Gdańscy gazownicy w Elektrociepłowni Gazowej Władysławowo
- Prezydent Lech Wałęsa w gdańskim NOT

44

45

KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

- Ewolucja wyobrażeń o skałach łupkowych

46



- Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna i wystawa: „Nowoczesny sprzęt i technologie stosowane przy poszukiwaniach gazu w Polsce” – krótka relacja
- Nawalnianie wtryskowe i reduktory gazu – Seminarium SITPniG Oddział w Tarnowie
- Już wkrótce finał - konferencja „Rozbudowa PMG Strachocina”

48

50

51



WITRYNA W WYDAWNICZA.

- Historia gazownictwa na Pomorzu Gdańskim

53



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 Krystyna Maciurzyńska

SKŁAD DTP:

Konrad Korona

DRUK:

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – Fragment instalacji, OZG Jasionka II. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku

NAKLAD:

1500 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ:

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

WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO

31-503 Kraków, ul. Lubicz 25

tel./fax (0-12) 421 32 47

e-mail: sitpnig@sitpnig.pl

http://www.sitpnig.pl



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

Komplikacje wiertnicze podczas rdzeniowania oraz metody wpływające na zwiększenie uzysku rdzenia na przykładzie wierceń na obszarze koncesyjnym KGHM Polska Miedź S.A.



Daniel Janc



Zenon Żuromski



Wiesław Zwierzchowski

Wstęp

Obecnie istnieje wiele metod poszukiwania i rozpoznawania złóż surowców mineralnych, jednak żadna z nich nie daje tak wiarygodnych wyników jak bezpośrednie badania na próbkach skalnych uzyskanych z formacji perspektywicznych.

Uzyskanie rdzenia pozwala na ustalenie własności fizyko-mechanicznych skał, określenie składu mineralogicznego i petrograficznego oraz szeregu innych informacji niezbędnych do analizy ekonomicznej przyszłego wydobycia. Do-

kładność rozpoznania zależy zarówno od ilości uzyskanego rdzenia w stosunku do przewiercanego odcinka, jak i od jego jakości. Dlatego też inwestorzy stawiają coraz to wyższe wymagania pod względem uzysku i ochrony rdzenia.

Wiercenie rdzeniowe jest procesem złożonym, zależnym od wielu czynników geologicznych, technicznych, technologicznych oraz organizacyjnych. Tylko dokładna analiza tych czynników gwarantuje prawidłowy proces rdzeniowania prowadzący do uzyskania wartościowego materiału do badań laboratoryjnych.

Niniejszy tekst przedstawia główne problemy wiertnicze występujące podczas rdzeniowania oraz metody wpływające na zwiększenie uzysku rdzenia na przykładzie doświadczeń firmy Poszukiwania Naftowe „Diament” sp. z o.o. nabytych podczas realizacji prac dla KGHM Polska Miedź S.A., w ramach „Programu badań za pomocą otworów wiertniczych wykonanych z powierzchni terenu w obszarach koncesyjnych złóż rud miedzi” realizowanego w latach 2008-2009 oraz serii otworów wykonanych w 2010 r. i początku 2011 r.

Opis projektu

„Program badań za pomocą otworów wiertniczych wykonanych z powierzchni terenu w obszarach koncesyjnych złóż rud miedzi”, realizowany w latach 2008-2009, zakładał wykonanie otworów wiertniczych w południowej części obszarów złożowych: „Lubin-Małomice”, „Polkowice” oraz w obszarze „Radwanice Wschód” i w zachodniej części obszaru „Sieroszowice”.

Program badań miał na celu m.in. [7]:

- uszczegółowienie danych o warunkach geologicznych występowania złóż rud miedzi, tj. zalegania serii złożowej wapienia podstawowego, łupka miedzionosnego i białego piaskowca dolnego permu,

- uszczegółowienie danych lito-stratygraficznych budowy złoża oraz umożliwienie dokonania korelacji jego zalegania,
- określenie zasięgu występowania pokładu rudy miedzi o parametrach bilansowych w sąsiedztwie lokalizacji nowych otworów,
- dostarczenie próbek do określenia mineralizacji miedzi i wybranych pierwiastków występujących z miedzią w serii złożowej,
- uściślenie zasięgu facji utlenionej w części zachodniej i południowo – zachodniej złoża,
- dostarczenie dodatkowych informacji o głębokości zalegania spągu cechystynu w nowo wykonywanych otworach,
- dostarczenie dodatkowych informacji o zasięgu występowania i miąższości warstw serii złożowej (utwory białego spągowca i łupka miedzionosnego),
- dostarczenie dodatkowych informacji o litologii i parametrach fizyko – chemicznych skał złożowych i otaczających w stropie i spągu przyszłej furty eksploatacyjnej,
- dostarczenie dodatkowych informacji w warunkach hydrogeologicznych w warstwach nadkładu złoża, poprzez pozostawianie części otworów jako piezometrii obserwacyjnej,
- zweryfikowanie granic złoża w analizowanej części obszarów górniczych,
- zweryfikowanie zasobów bilansowych.

W realizacji projektu zaangażowane były cztery firmy wiertnicze: Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o. (lider konsorcjum), Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło sp. z o.o., PNIG Jasło Sp. z o.o. O/NAFTGAZ Wołomin oraz Hydropol-wiert Sp. z o.o. Nadzór geologiczny pełnił KGHM CUPRUM we Wrocławiu.



W wyniku prac wiertniczych w latach 2008 – 2009 odwiercono łącznie 33 otwory o głębokościach z zakresu 414 do 1245 m (średnia 720 m). Były to w większości otwory jednoza-daniowe likwidowane zaraz po zakończeniu rdzeniowania. Kilka otworów po częściowej likwidacji zostało zagospodarowanych jak otwory piezometryczne.

Geologia

Południowy i zachodni rejon koncesyjnych obszarów złożowych KGHM Polska Miedź S.A. znajduje się w południowej części monokliny przedsudeckiej na kontakcie tektonicznym z blokiem przedsudeckim.

Blok przedsudecki budują skały staro paleozoiczne i prekambryjskie oraz skały intruzji waryscyjskich.

Obszar ten zbudowany jest z trzech odrębnych kompleksów skalnych [7]:

- kompleks zmetamorfizowany skał krystalicznych i osadowych, stanowiących podłoże monokliny – tzw. metamorfik środkowej Odry (proterozoik i starszy paleozoik),
- kompleks skał osadowych permu i triasu budujących skrzydło monokliny,
- kompleks kenozoiczny (paleogen i neogen) stanowiący pokrywę monokliny.

Tabela 1 zawiera profil stratygraficzno - litologiczny otworu S-421A przedstawiający zarys budowy geologicznej obszaru miedzionośnego. Ze względu na to, iż poszczególne kompleksy zalegają na sobie dyskordantnie i przedzielone są lukami stratygraficznymi, poszczególne odwierty różnią się zarówno miąższościami poszczególnych pięter stratygraficznych, jaki i ich ilością.

W badanym obszarze miedzionośnym wydzielić można, tak jak na całym obszarze miedzionośnym monokliny przedsudeckiej, dwa zasadnicze kompleksy wodonośne [7]:

- kenozoiczny – obejmujący luźne utwory neogenu i paleogenu z krążeniem intergranularnym wody,
- triasowo-permski – występujący w zwięzłych, porowatych i szczelinowo – kawernistych skałach pstrego piaskowca, cechsztynu i czerwonego spągowca z krążeniem głównie szczelinowym i porowo-szczelinowym.

Kompleksy te różnią się wyraźnie wykształceniem litologicznym, genezą, sposobem formowania się zasobów i chemizmem wód, a tym samym parametrami hydrogeologicznymi. Ponadto kompleksy te składają się z wielu poziomów wodonośnych.

Generalnie w skład złoża bilansowego wchodzi warstwa spągu cechsztynu (wapień

Tab. 1. Rzeczywisty profil stratygraficzno-litologiczny otworu S-421A. [6] [4]

STRATYGRAFIA	Głębokość [m]	Miaższość [m]	LITOLOGIA
CZWARTORZĘD	0 – 60	60	piaski, żwiry, mułowce, gliny
PALEOGEN - NEOGEN	60 – 360	300	żwiry, piaski, mułowe, ły, węgle brunatne
TRIAS	360 – 920	560	mułowce, piaskowce drobnoziarniste, łożupki
PERM – Cechsztyń -Aller łożupki Ł4	920 – 936,45	16,45	łożowce
PERM – Cechsztyń - Leine Anhydryt górny A3	936,45 – 968,6	32,15	anhydryt
PERM – Cechsztyń - Leine Dolomit płytowy Ca3	968,6 - 970,5	1,9	dolomit
PERM – Cechsztyń - Stassfurt Anhydryt podstawowy A2	970,5 – 990,3	19,8	anhydryt
PERM – Cechsztyń - Stassfurt Dolomit główny Ca2	990,3 - 1008	17,7	dolomit
PERM – Cechsztyń – Werra Anhydryt górny A1g	1008 – 1055,1	47,1	anhydryt
PERM – Cechsztyń – Werra Sól najstarsza Na1	1055,1 – 1096,6	41,5	sól kamienna
PERM – Cechsztyń – Werra Anhydryt dolny A1d	1096,6 – 1181,05	84,45	anhydryt
PERM – Cechsztyń – Werra Wapień cechsztyński Ca1	1181,05 – 1192,48	11,43	dolomit, łupek miedzionośny
PERM – Czerwony spągowiec	od 1192,48		piaskowce drobnoziarniste

Tab. 2. Seria złożowa otworu SL-1. [1]

Stratgrafia	Litologia	Miaższość [m]	Zawartość Cu [%]
Wapień cechsztyński Ca1	dolomit	1,14	1,33
	łupek	0,08	11,79
Czerwony spągowiec	piaskowiec biały drobnoziarnisty	1,12	1,06



a



b



c

Rys. 1. Wykształcenie litologiczne serii złożowej rudy miedzi w otworze G-12: dolomit (a), łupek (b), piaskowiec (c). (fot. D. Janc)

cechsztyński Ca1) oraz stropu czerwonego spągowca. W tabeli 2 przedstawione jest wykształcenie serii złożowej otworu SL-1 wraz z miąższościami poszczególnych warstw i zawartością procentową miedzi. Natomiast rysunek 1 przedstawia zdjęcia rdzeni poszczególnych warstw litologicznych serii złożowej.

Komplikacje

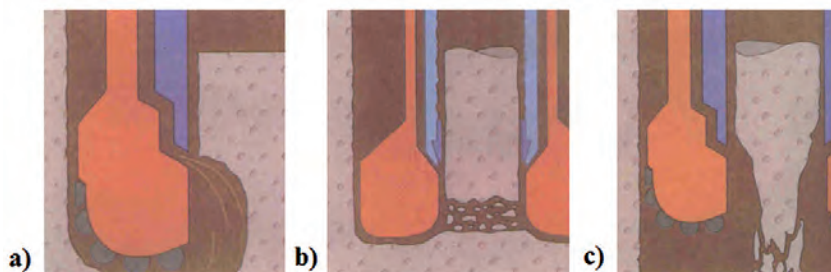
Głównym zadaniem odwierconych otworów geologicznych było uzyskanie próbek skalnych w postaci rdzeni. Na podstawie analizy zestawień uzysku rdzenia w danych formacjach geologicznych wynika, iż główną przyczyną zmniejszonego uzysku rdzenia była litologia.

Najczęściej problemy pojawiały się podczas rdzeniowania warstw słabo zwięzłych (rozplukiwanie i wysypywanie się rdzenia) oraz silnie spękanych i skawerowanych utworów (klinowanie rdzenia, wypadanie podczas wyciągania zestawu). Mechanizmy niszczenia rdzenia przedstawia rysunek 2.

Tabela 3 przedstawia zestawienie uzysków rdzenia poniżej granicznej wartości 80% z utworów trzeciorzędowych i pstręgo piaskowca. W utworach tych zmniejszony uzysk rdzenia występuje głównie w węglu brunatnym i piaskach. Jest to efekt rozplukiwania rdzenia oraz jego wysypywania podczas transportu. Przy czym należy zwrócić uwagę, iż tylko w jednym otworze (SS-13) rdzenie były pobierane w całym profilu trzeciorzędu. W pozostałych rdzeniowanie prowadzono w celu określenia granicy trzeciorzędu – pstręgo piaskowca i było to zazwyczaj ostatnie kilkadziesiąt metrów trzeciorzędu lub utwory te były przewiercane świdrem a granicę określano na podstawie prób okruchowych pobieranych z sit wibracyjnych.

W przypadku pstręgo piaskowca zazwyczaj rdzeniowano ostatnie kilka metrów w spągu w celu określenia granicy pstręgo piaskowca – cechsztynu. Podobnie jak w przypadku trzeciorzędu tylko w jednym otworze rdzeniowanie prowadzono przez cały profil. W odróżnieniu od wyżej położonych warstw, w tym wydzieleniu stratygraficznym, problem zmniejszonego uzysku rdzenia wynikał z licznych przewarstwień (piaskowce, mułowce iłowce), które powodowały klinowanie rdzenia w rurze wewnętrznej i niszczenie słabszych utworów przez koronkę lub ich rozplukiwanie.

W cechszynie (tab. 3) zmniejszony uzysk rdzenia występował głównie w stropowej części tj. dolomicie płytowym Ca3 (Leine) i dolomicie głównym Ca2 (Stassfurt). Jak widać na rysunku 3 są to utwory silnie spękane, zawierające liczne soczewki i kawerny, co w efekcie powodowało klinowanie i niszczenie rdzenia oraz jego wysypywanie podczas wyciągania zestawu.



Rys. 2. Przyczyny obniżonego uzysku rdzenia: a) erozja; b) zmielenie rdzenia, c) wysuwanie podczas transportu. [3]

Tab. 3. Zestawienie uzysków rdzenia poniżej 80% w utworach trzeciorzędu i pstręgo piaskowca

Stratygrafia	Otwór	Uzysk rdzenia	Interwał [m]	Litologia	Uwagi
Trzeciorząd	SS-13*	33%	161-162,5	iły, mułki	
		62%	215-219	iły, mułki	
		26%	175-180	węgla brunatne	
		37%	215-234,5	piaski, mułki	
	SS-3	22%	359-368	-	brak danych
	SL-1	20%	368-378	-	brak danych
	SS-11	16%	411-420	piaski	
	SS-5	72%	374-383	piaski, żwiry	
	SP-5	63%	378-393	iłowce, mułowce	
Pstry piaskowiec	SP-6	58%	360-378	-	brak danych
	SS-14	6,6%	400-409	węgla brunatne	
	SS-9	79%	572-579	-	brak danych
	SS-6	70%	385-391	mułki, piaskowce	
	SP-7**	31%	418-434	piaskowce	
		76%	476-482	iłowce	

* - rdzeniowany cały trzeciorząd

** - rdzeniowany cały pstry piaskowiec



Rys. 3. Dolomit główny – otwór G-12. (fot. D. Janc)

W trakcie realizacji projektu, obok trudności technicznych związanych z uzyskiem rdzenia, napotkano na komplikacje związane z zanikami płuczki wiertniczej. Powodowały one wzrost kosztów wykonania otworów z tytułu dodatkowych środków niezbędnych do likwidacji zaników, wydłużenia prac wiertniczych, a także licznych komplikacji i przestojów urządzeń. W wyniku katastrofalnych zaników płuczki

w dwóch otworach (SP-4A i SP-6) wystąpił zasyp powodujący przychwycenie przewodu wiertniczego.

Straty płuczki wiertniczej sięgały od kilku m³ do ponad 3365 m³ na otwór. W tabeli 5 przedstawiono zestawienie największych zaników płuczki.

Zaniki płuczki w utworach trzeciorzędowych związane są z długotrwałym drenażem złoża rud

Tab. 4. Zestawienie uzysków rdzenia poniżej 80% w utworach cechsztynu i czerwonego spągowca

Stratygrafia	Otwór	Uzysk rdzenia	Interwał [m]	Litologia	Uwagi
Cechsztyń	SP-5	24%	441,5-450	anhydryt	
		26%	459-486	anhydryt	
		50%	496-500	wapień	
		11%	509,5-514	wapień	
		60%	559-564	dolomit	
	SP-7	60%	495-501	wapień	
		48%	510-524	anhydryt	
		68%	588-595	dolomit	strefa złożowa
	SL-2	31%	509-517	dolomit	
		56%	519-542	dolomit	
		75%	547-549	dolomit	
		72%	550-557	dolomit	
	SR-1	30%	405-409	wapień, gips	
	SP-6	55%	473-482	dolomit	
		40%	520-521	dolomit	
		77%	523-525	wapień	
		63%	545-550	wapień, margle	
		5%	552,9-556	dolomit	strefa złożowa
		50%	556-558	dolomit	strefa złożowa
	SS-7	39%	581-590	ilołupek	
	SS-13	67%	943-949	dolomit	
	SS-16	40%	973-991	dolomit	
	SS-4	57%	708-714	anhydryt	
	SR-2	59%	621-638	dolomit	strefa złożowa
	SP-8	40%	386-389	-	brak danych
		50%	462-464	wapień szary	
		75%	510-516	dolomit	
	SL-1	60%	524-533	dolomit	
		17%	875-893	dolomit	
	SS-15	57%	922-946,5	dolomit	
Czerwony spągowiec	SS-14	30%	1153-1159	piaskowiec	
	SS-7	43%	793,8-799	piaskowiec	
	SS-9	17%	831-834	piaskowiec	
	S-421A	2,3%	1237-1246	piaskowiec	przyczyny techn.
		70%	1249-1252	piaskowiec	
	SS-11	62%	951-955	piaskowiec	
	SS-15	67,5%	1190-1194	piaskowiec	

Tab. 5. Zestawienie zaników płuczki wiertniczej (zaniki powyżej 500m³). [2], [1]

Lp	Otwór	Zanik płuczki [m³]	Uwagi
1	SS-14	3365	wiercenie bez wypływu płuczki
2	SP-6	1472	dwukrotne przychwycenie przewodu, korki cementowe, wiercenie na zaniku bez cyrkulacji,
3	SP - 1	1240	wiercenie z zanikiem płuczki
4	SP-2	1148	wiercenie z zanikiem płuczki
5	SS-12	920	wiercenie z zanikiem płuczki
6	SS-15	776	„pasta” z blokatorom, korki cementowe
7	SL-4	738	
8	SP-4A	687	przychwycenie przewodu, zasyp, korki cementowe, wiercenie bez wypływu płuczki
9	SP-10	620	
10	SP-9	584	wiercenie na zaniku bez cyrkulacji, korki cementowe
11	SL-1	564	wiercenie bez wypływu płuczki
12	SP-5	551	
13	SP -11	515	

miedzi w trakcie jego udostępniania i eksploatacji. Powstały w ten sposób lej depresji objął rozległe przestrzenie położone na północ od linii podtrzęsiorzędowych wychodni cechsztyńskich, w obrębie których były prowadzone roboty wiertnicze.

Szczególnie trudne warunki geologiczno-wiertnicze występują bezpośrednio w strefie podtrzęsiorzędowych wychodni cechsztyńskiego wapienia podstawowego (W-1) i w jego bezpośrednim sąsiedztwie, z powodu intensywnych zaburzeń strukturalno-tektonicznych, zintensyfikowanych zjawiskami krasowymi oraz zredukowanym ciśnieniem hydrostatycznym wody w warstwach spągu oligocenu lub w warstwach stropowych wapienia podstawowego. Podobne trudności występują w północno-zachodniej strefie części obszarów górniczych „Rudna”, „Sieroszowice” i „Głogowa Głębokiego-Przemysłowego” w strefie przewiercanych mocno spękanych i zawodnionych warstw środkowego pstrego piaskowca. [3]

Metody likwidacji zaników opracowywano indywidualnie dla każdego przypadku na podstawie aktualnych warunków geologiczno-technicznych. W przypadku niewielkich zaników w pierwszej kolejności obniżano ciężar płuczki wiertniczej w celu zmniejszenia ciśnienia hydrostatycznego w otworze. Kolejnym etapem było wtłaczanie „pasty” o podwyższonej lepkości z różnego rodzaju blokatorami. Metoda ta sprawdzała się w przypadku zaników występujących w trakcie wiercenia świdrem. Większe problemy występowały podczas zaników w trakcie rdzeniowania ze względu na budowę aparatu rdzeniowego ograniczającego znacznie rozmiar stosowanego blokatora.

Jeżeli zastosowanie blokatora o maksymalnej granulacji nie pomagało, wyciągano aparat rdzeniowy z otworu i zapuszczano „goły” przewód lub świder bez dysz, przez który wtłaczano blokatory (węglanowe o różnej granulacji, ścinki foliowe, trociny, materiały pęczniące). W trakcie ekstremalnych zaników oraz braku efektów zastosowania poprzednich metod, przystępowano do wykonania korków cementowych o przyspieszonym czasie wiązania, z dodatkiem blokatorów.

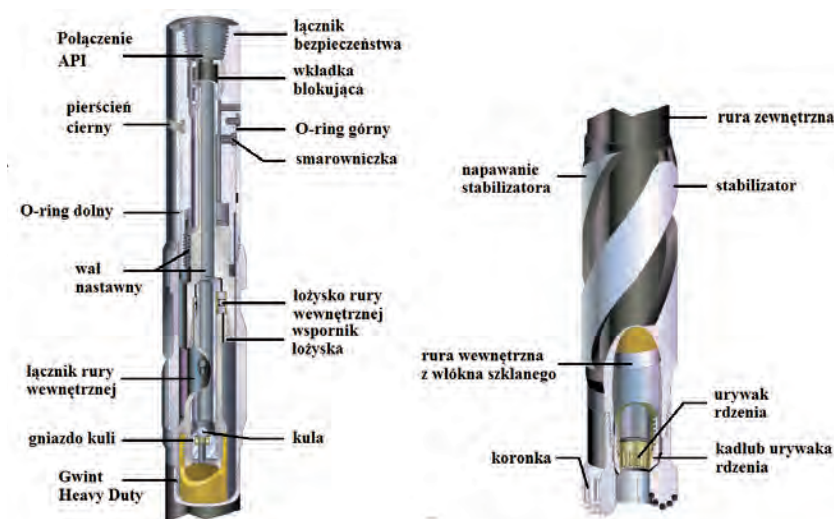
Jeżeli żadna z powyższych metod nie przynosiła rezultatu, prowadzono dalsze wiercenie/rdzeniowanie na zaniku płuczki do momentu, w którym można było posadzić dodatkową kolumnę rur i skutecznie ją zacementować.

W ekstremalnych przypadkach wiercono/rdzeniowano bez wypływu płuczki na powierzchnię. W celu zminimalizowania niebezpieczeństwa przychwycenia przewodu wiertniczego wiercono bez stabilizacji dolnej części zestawu. Zadawano również maksymalne mechaniczne parametry wiercenia (warunkują-

ce pionowość otworu) w celu jak najszybszego przewiercenia danego interwału.

Technologia rdzeniowania

„Program badań za pomocą otworów wiertniczych z powierzchni terenu w obszarach koncesyjnych złóż rud miedzi” zakładał wiercenie bezrdzeniowe do stropu cechsztynu, poza kilkoma wybranymi otworami, gdzie zakładano rdzeniowanie warstw triasowych. Natomiast w utworach cechsztynu założono rdzeniowanie całego profilu, a utwory czerwonego spągowca od stropu do spodu otworu.



Rys. 4. Aparat rdzeniowy z regulowaną głowicą łącznika bezpieczeństwa. [5]

Tab. 7. Koronki stosowane przez PN Diament sp. z o.o. [2]

Firma	Średnica [mm]	Rodzaj	Producent	Typ
PN Diament	216	PDC	DBS	FC3643
				FC264LI
	149	PDC	Halliburton	FC3645
				FC3445A
				FC8645



Rys. 5. Koronka rdzeniowa PDC 216mm matrycowa (a) i 149mm typu „Low Invasion” ze stalowym kadłubem (b). (fot. PN Diament)

Tab. 6. Zestawienie urządzeń wiertniczych biorących udział w projekcie (rok 2008). [7]

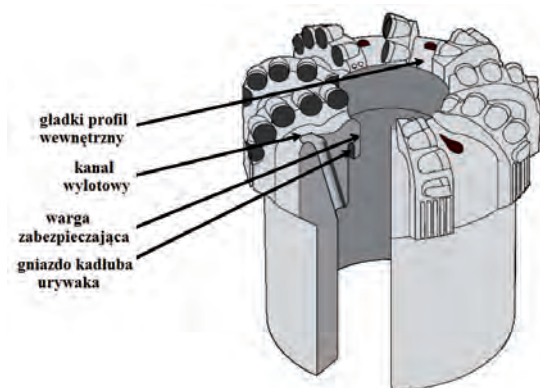
L.p.	Wykonawca otworu	Typ urządzenia	Nazwa otworu
1	PN „Diament” Sp. z o.o. w Zielonej Górze	P – 80	SR-2, SS-3, SS-8, SS-4, SS-6, SP-8, SL-1
2	PN „Diament” Sp. z o.o. w Zielonej Górze	IRI – 750	SS-9, SS-11, SS-15, SS-16
3	PNiG Jasło Sp. z o.o. O/Naftagaz Wołomin	DIR – 700	SL-2, SR-1, SP-5, SS-1, SP-7, SS-5, SS-2
4	PNiG Jasło Sp. z o.o. w Jasle	Cardwell KB – 200	SP-6, SS-7, SS-14, SS-10, SP-10, SS-12
5	Hydroplowiert Sp. z o.o. we Wrocławiu	1BA-15W Rotary	SP-4A, SL-4, SP-3, SP-1

Program zakładał minimalny uzysk rdzenia poza strefą złożową powyżej 80 % oraz 90% w samej strefie złożowej. Uzyskanie zakładanych wartości było trudne ze względu na litologię przewiercanych warstw. W obrębie cechsztynu występowały skały słabo zwięzłe i mocno spękanne, skrasowiałe i kawerniste, natomiast w obrębie strefy złożowej (piaskowce czerwonego spągowca) luźne, słabo zwięzłe piaskowce.

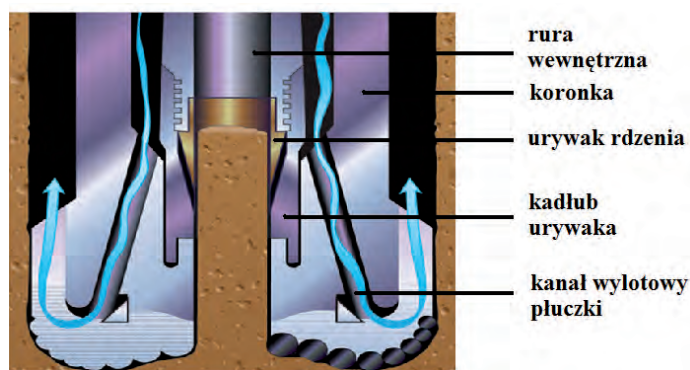
Na całej długości wierconego otworu maksymalne odchylenie od osi pionowej nie mogło przekroczyć 3° oraz maksymalny przyrost kąta odchylenia nie mógł być większy niż 1°/30 m, przy czym w żadnym punkcie osi otworu wykonanego nie mogła odejść na większą odległość niż 50 m od osi otworu pionowego.

Do prac przystąpiono w styczniu 2008 r. Projekt realizowany był przez 4 firmy wiertnicze, wiertnicami obrotowymi z napędem spalinywym. Zestawienie urządzeń wiertniczych oraz otworów przedstawia tabela 6.

Rdzeniowanie prowadzono standardowymi aparatami rdzeniowymi, podwójnymi (rys. 4) jedno- i dwusekcyjnymi z obracającą się rurą wewnętrzną oraz aparatem rdzeniowym wrzutowym 4 3/4" x 1,713" Latch-Les (PNiG Jasło Sp. z o.o.).



Rys. 6. Koronka PDC typu „Low Invasion”. [5]



Rys. 7. Zasada działania koronki typu „Low Invasion”. [7]

Przy wyborze koronek rdzeniowych kierowano się zarówno litologią przewierczanych warstw jak i problemem ochrony rdzenia. Otwory były stosunkowo płytkie oraz charakteryzowały się dużą zmiennością litologiczną. Należało więc dobrać narzędzie uzyskujące odpowiedni postęp wiercenia zarówno w skałach miękkich jak i twardych (występujących po sobie na przemian o niewielkich miąższościach).

W projekcie zastosowano koronki PDC (Polycrystalline Diamond Compact) o średnicach: 216mm, 149mm i 132mm. W tabeli 7 zestawione są typy koronek stosowanych przez Poszukiwania Naftowe „Diamant” sp. z o.o.

Były to koronki matrycowe sześciokrzydłowe standardowej konstrukcji (rys. 5a) oraz czterokrzydłowe (rys. 5b) typu „Low Invasion” ze stalowym korpusem.

Koronki „Low Invasion” (rys. 6) zostały zastosowane w celu ochrony rdzenia poprzez minimalizację wypłukiwania rdzenia przez płuczkę.

Ukształtowanie kanałów wylotowych (rys. 7) w koronce kieruje strumień płuczki wiertniczej w kierunku dna otworu, nie omywając rdzenia wchodzącego do rury wewnętrznej, jak w przypadku konwencjonalnych konstrukcji. Wewnętrzne gniazdo w koronce wykonane jest w celu zachodzenia za siebie (na zakładkę) z kadłubem urywaka tzw. „Lip Shoe”, co daje efektywne uszczelnienie zapobiegające przepływowi płuczki w kierunku wylotu koronki (na wchodzący do koronki rdzeń). Dodatkowo we wlocie koronki nie ma ostrz, które niszczyłyby osad filtracyjny na rdzeniu, chroniący go przed wnikaniem filtratu z płuczki.

Kolejnym istotnym czynnikiem była płuczka wiertnicza. Była to płuczka polimerowa o niskiej filtracji w celu ochrony przed wnikaniem filtratu w rdzeń. Ze względu na występowanie soli kamiennej w cechszynie należało utrzymywać pełne zasolenie. Projektowane parametry płuczki wiertniczej przedstawia tabela 8.

Mając na uwadze niesatysfakcjonujące uzyski rdzenia, zostały opracowane przez Poszukiwania Naftowe „Diamant” sp. z o.o. nie-

standardowe zasady rdzeniowania (szczególnie w strefie złożowej), jak również zasady doboru parametrów (nacisk, obroty, wydatek płuczki, długość marszu) w zależności od zaistniałych warunków. Do podstawowych zasad rdzeniowania w strefie złożowej należało:

- 1) Rdzeniowanie jedną sekcją aparatu, krótkimi marszami (od 3 do 5m) w zależności od litologii.
- 2) Koronki typu „Low Invasion” – ograniczenie rozplukiwania rdzenia.
- 3) Maksymalny pobór rdzenia bez urywania – zastosowanie krótkich rur płuczkowych tzw. manipulaków.
- 4) Stałe, zalecane parametry mechaniczne rdzeniowania (obroty 40-50 RPM, nacisk do 2 T) z minimalnym wydatkiem jaki można uzyskać na pompie (ok. 4,5 l/s).
- 5) Ciągła kontrola postępu wiercenia – określenie przejścia między cechsztyńskim dolomit z łupkiem miedzionośnym i piaskowcami czerwonego spągowca.
- 6) W przypadku objawów zaklinowania rdzenia lub zmiany postępu urwania rdzenia i zaprzestanie marszu.
- 7) Zawieranie ostatnich 20cm „na sucho” – zapieczenie rdzenia w urywku.
- 8) Po urwaniu rdzenia nie płukano otworu – ochrona rdzenia przed rozplukaniem.
- 9) Spokojne i powolne wyciąganie zestawu z otworu - unikanie uderów przy osadzaniu rur płuczkowych w klinach podczas rozkręcania zestawu.

Powyższe zasady miały na celu ochronę rdzenia zarówno w fazie procesu rdzeniowania, jak i transportu na powierzchnię. Minimalny strumień płuczki oraz ograniczenie kontaktu rdzenia z płuczką poprzez zastosowanie koronek typu „Low Invasion”, minimalizowało ryzyko rozplukania słabo związłego rdzenia. Krótkie marsze ze stałą kontrolą postępu rdzeniowania miały na celu określenie granicy cechsztyń (dolomit) – czerwony spągowiec (piaskowiec). Po osiągnięciu spągu cechsztyń urywano rdzenia i wyciągano zestaw na powierzchnię. Miało to na celu odizolowanie twardego, związłego dolomitu, który podczas transportu wywierając ciężar na słabo związły piaskowiec (dodatkowo przewarstwiony plastycznymi ilami) mógłby powodować jego niszczenie w urywku, co w efekcie mogło prowadzić do „zgubienia” rdzenia.

W tabeli 9 zestawione są procentowe uzyski rdzenia z całego rdzeniowanego interwału z 27 otworów (brak danych z otworów wykonywanych przez Hydropolwierci).

Średni uzysk rdzenia wynosi ponad 90% w przypadku wszystkich wykonawców. Jest to dobry wynik zważywszy trudne warunki geologiczne. O skuteczności niekonwencjonalnego rdzeniowania opracowanego i stosowanego przez PN „Diamant” sp. z o.o. świadczy najwyższa średnia (średnia z uzysków rdzenia) wynosząca 93,5%, przy 91,5% PNiG Jasło sp. z o.o. oraz 90% PNiG Jasło O/NAFTGAZ w Wołominie.

W roku 2010 i 2011 odwiercone zostały przez PN „Diamant” sp. z o.o. kolejne 4 otwory: S-421A, G-12, G-14, R-13 i R-8. Uzyski rdzenia

Tab. 8. Projektowane parametry płuczki wiertniczej dla otworu S-421A. [4]

	0-120m	0-400m	0-1140m	0-1230m
Rodzaj	Bentonitowa	Polimerowa		
Gęstość [g/cm³]	1,05 – 1,30	1,05 - 1,35		
Filtracja [ml/0,7MPa/30min]	poniżej 15	poniżej 8		
Lepkość plastyczna	możliwie niska			
Granica płynięcia [Pa]	12 -15	8 -14		7 - 12
pH	9,0 - 11,0	7,5 - 9,0	7,0 - 9,0	7,5 - 9,0
Zasolenie [g/litr Cl ⁻]	-	20 -180		60-200

Tab. 9. Procentowy uzysk rdzenia - 2008-2009 r.

Wykonawca	Data rozpoczęcia rdzeniowania	Otwór	Uzysk rdzenia ogółem [%]	Średnia
Poszukiwania Naftowe „Diamant” sp z o.o.	styczeń 08	SS-9	94,8	93,5%
	styczeń 08	SR-2	94,1	
	marzec 08	SS-3	97,3	
	kwiecień 08	SS-16	96,6	
	maj 08	SS-15	89,0	
	maj 08	SS-8	98,6	
	czerwiec 08	SS-4	96,8	
	sierpień 08	SS-6	97,6	
	sierpień 08	SS-11	90,3	
	październik 08	SP-8	87,9	
	listopad 08	SL-1	78,9	
	luty 09	SS-13	94,5	
	kwiecień 09	SP-11	99,6	
PNiG Jasło O/NAFTGAZ w Wołominie	marzec 08	SL-2	75,8	90,0%
	kwiecień 08	SR-1	97,1	
	maj 08	SP-5	78,2	
	sierpień 08	SP-7	86,2	
	sierpień 08	SS-1	95,1	
	wrzesień 08	SS-5	97,5	
	październik 08	SS-2	100,0	
PNiG Jasło sp. z o.o.	luty 08	SP-6	85,4	91,5%
	maj 09	SP-9	98,2	
	kwiecień 08	SS-7	94,0	
	czerwiec 08	SS-14	96,7	
	wrzesień 08	SS-10	90,6	
	listopad 08	SP-10	81,4	
	luty 09	SS-12	94,1	

Tab. 10. Procentowy uzysk rdzenia – 2010 r.

Data rozpoczęcia rdzeniowania	Otwór	Uzysk rdzenia ogółem [%]	Średnia
styczeń 2010	S-421A	96,3	96,9%
kwiecień 2010	G-14	93,1	
maj 2010	G-12	96,2	
lipiec 2010	R-13	98,8	
styczeń 2011	R-8	100%	

w poszczególnych otworach przedstawia tabela 10. Niższy uzysk rdzenia otworze G-14 jest efektem rozpoczęciem rdzeniowania w utworach trzeciorzędowych tj. piaskach i węglach brunatnych, które ulegają łatwo rozplukaniu i niszczeniu. W pozostałych otworach interwał rdzeniowania rozpoczynał się od spągu pstrego piaskowca.

Z powyższych zestawień wynika, iż niekonwencjonalna metoda rdzeniowania opracowana i stosowana przez PN „Diamant” sp. z o.o. sprawdza się w geologicznie trudnych warunkach rejonu koncesyjnego KGHM Polska Miedź S.A.

Podsumowanie

Uzyskanie satysfakcjonujących wyników rdzeniowania wiąże się z analizą wielu czynników zarówno geologicznych, jak i technicznych

oraz technologicznych. Ponadto ważą rolę odgrywa prawidłowa organizacja prac oraz doświadczenie osób projektujących, kierujących pracami, a także załóg wierniczych.

Prace wiernicze prowadzono na obszarze południowej części monokliny przedsudeckiej, w trudnych warunkach geologicznych. Liczne zaniki płuczki wierniczej w utworach pstrego piaskowca oraz trudne pod względem rdzeniowania, wykształcenie litologiczne utworów czerwonego spągowca prowadziło do szeregu komplikacji wierniczych oraz zmniejszonych uzysków rdzenia.

Nabyte doświadczenie oraz analiza danych geologicznych podczas realizacji pierwszej serii otworów w 2008 roku zaowocowała opracowaniem przez PN „Diamant” sp z o.o. skutecznej metody pozwalającej na zwiększenie uzysku rdzenia, a co za tym idzie zwiększeniu ilości

materiału skalnego do analiz geologicznych i do badań laboratoryjnych.

Potwierdzeniem skuteczności tej metody jest 5 otworów odwierconych w 2010 i 2011 roku, w których średni uzysk rdzenia wynosił ponad 96,9%. Jest to wynik satysfakcjonujący zarówno przedsiębiorcę jak i zleceniodawcę.

Bibliografia

- [1] Downorowicz S. „Ocena wpływów warunków geologiczno – górniczych w obszarach górniczych LGOM na technologię wierceń złożowych”, Lubin maj 2009
- [2] Dzielne raporty wiernicze
- [3] Gonet A., Zięba A., Wójcik M., Pawlikowska J.: „Wiercenia rdzeniowe” Uczelniane Wydawnictwa Naukowe – Dydaktyczne, Kraków 2007r.
- [4] „Projekt Geologiczno-Techniczny otworu wierniczego S-421A” załącznik do Planu Ruchu kopalni „Rudna” KGHM „Polska Miedź” S.A. w Lubinie, Wrocław, listopad 2009
- [5] Halliburton „Conventional Coring” Petrobalitic & Petrogas Meeting, 16 December 2006
- [6] Sprawozdanie końcowe z profilowania otworu S-421A – Drillab sp. z o.o.
- [7] Żuromski Z., Wielgus A., Zwierzchowski W., Janc D. „Usługi wiernicze poza PGNiG S.A. – Prace wiernicze dla KGHM „Polska Miedź” S.A.” – X Międzynarodowa Konferencja Techniczna – Perspektywy rozwoju prac serwisowych i wierniczych dla wszystkich branż górnictwa, organizowanej przez SITPNiG O/Krosno. 2009 r.

mgr inż. Daniel Janc
Poszukiwania Naftowe
„Diamant” Sp. z o.o. Zielona Góra
Kierownik wierni – zmianowy
doktorant Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie
Wydział Wiernictwa Nafty i Gazu

inż. Zenon Żuromski
Poszukiwania Naftowe
„Diamant” Sp. z o.o. Zielona Góra
Główny inżynier ds. Wierceń

mgr inż. Wiesław Zwierzchowski
Poszukiwania Naftowe
„Diamant” Sp. z o.o. Zielona Góra
Zastępca kierownika Oddziału Rekonstrukcyjno - Wierniczego

Artykuł recenzowany



ZDOBĄDŹ NOWY ZAWÓD

TECHNIK GAZOWNICTWA

w 4-letnim Technikum

(na podbudowie gimnazjum)

3-letnim Technikum Uzupełniającym Zaocznym

(dla absolwentów zasadniczych szkół zawodowych)

2-letnim Policealnym Studium Zaocznym

(dla absolwentów szkół ogólnokształcących i średnich zawodowych)

patronat:



MAZOWIECKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Zespół Szkół

Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi

ul. Kilińskiego 159/163, 90-315 Łódź

tel. 42 674 02 75, 278 72 89

tel. kom. 662 078 983

zsp3@szkoly.lodz.pl

Sekretariat czynny

w dni robocze 8:00 – 16:00

z wyjątkiem środy,

www.zsp3.com

Mikrosejsmiczny monitoring szczelin przybliży perspektywę wydobywania gazu łupkowego



Chris Neale

Trudno nie poddać się gorączce, jaka narasta wokół potencjalnych zasobów gazu łupkowego w Polsce. Występowanie ogromnych ilości tego surowca, które wystarczyłyby na pokrycie krajowego zapotrzebowania przez kolejne 200 lat potwierdziła w kwietniu amerykańska agencja rządowa Energy Information Administration (EIA). W sporządzonym na specjalne zamówienie raporcie, dotyczącym początkowych wielkości zasobów gazu łupkowego na świecie EIA oszacowała, że w polskich złożach znajduje się łącznie około 22,5 biliona metrów sześciennych gazu, z czego ok. 14,5 biliona m^3 przypada na basen bałtycki, 6,3 biliona m^3 na basen lubelski i 1,6 biliona m^3 na basen podlaski. W przeliczeniu na zasoby wydobywalne daje to w sumie ok. 5,3 biliona m^3 dla wszystkich trzech basenów.

Perspektywa nadzwyczajnych korzyści gospodarczych dla Polski stawia wysokie oczekiwania wobec środowiska geologów i inżynierów, zwłaszcza że międzynarodowe koncerny naftowe już ustawiają się w kolejce, by uczestniczyć w przedsięwzięciu, które zapowiada się jako potężny impuls pobudzający gospodarkę kraju, włącznie z ograniczeniem uzależnienia od importu gazu z Rosji. Niezależnie jednak od szumu, jaki towarzyszy tej sprawie priorytetowe zadania to: 1) potwierdzenie faktycznego występowania zasobów gazu łupkowego i technicznej możliwości ich wydobywania oraz 2) zapewnienie, by działalność poszukiwawcza i eksploatacyjna nie stanowiła zagrożenia dla bezpieczeństwa lokalnych społeczności, ani środowiska naturalnego. Są to przede wszystkim zagadnienia techniczne, których rozwiązanie zajmie sporo czasu.

Przedstawiciele władz już zapowiedzieli, że 30-40 próbnych wierceń, jakie planują wykonać różne firmy w ciągu półtora roku pozwoli ustalić, który scenariusz przeważa: ten, który zakłada, że zasoby są zbyt małe i dalsze wiercenia nie mają uzasadnienia, wariant potwierdzający duże zasoby, jednak przy zbyt wysokich kosztach, czy wreszcie występowanie zasobów, które nie tylko są dostatecznie duże, lecz także stwarzają możliwość opłacanej eksploatacji. Jednocześnie

organy regulacyjne będą musiały upewnić się, że zgłaszane obawy dotyczące zaopatrzenia w wodę i skażenia środowiska są nieuzasadnione.

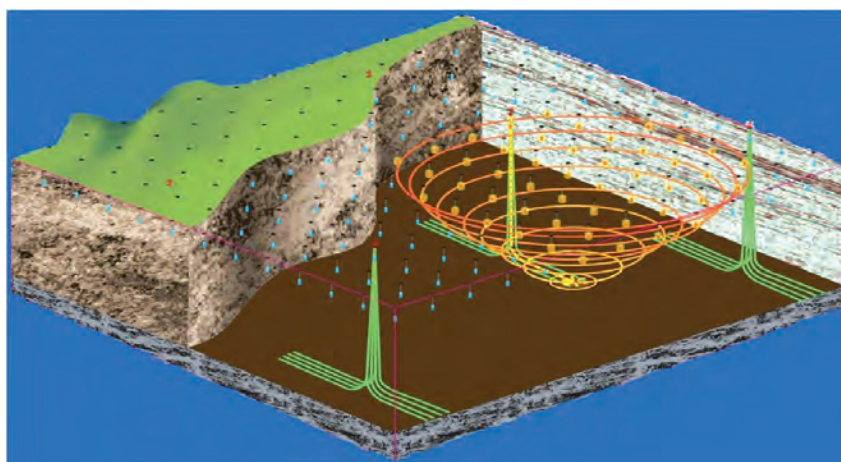
Poszukując właściwych odpowiedzi kraje takie jak Polska będą chciały oczywiście skorzystać z doświadczeń Stanów Zjednoczonych, jak dotąd jedyne kraju, który dał zielone światło dla eksploatacji gazu łupkowego na znaczącą komercyjną skalę. W tym przypadku zagospodarowanie złóż gazu łupkowego spowodowało transformację amerykańskiego rynku gazu ziemnego. Według danych EIA rozprzestrzenienie się tej działalności na nowe złoża doprowadziło do wzrostu wydobywania gazu łupkowego z 11 mld m^3 w 2000 roku do blisko 140 mld m^3 w roku 2010, co odpowiada 23% całkowitego wydobywania gazu suchego w USA. Przewiduje się, że do 2035 roku na wydobywanie gazu łupkowego będzie przypadać 46% wydobywania gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych.

Drogę do zyskownego wydobywania gazu ziemnego ze słaboprzepuszczalnych formacji geologicznych, zwłaszcza formacji łupkowych, otworzyła spółkom w USA rewolucja technologiczna – wykorzystanie wierceń horyzontalnych w połączeniu ze szczelinowaniem hydraulicznym. Konwencjonalne złoża gazu powstają, gdy gaz ziemny migruje w kierunku powierzchni Ziemi z bogatej w substancję organiczną skały macierzystej do przepuszczalnej skały zbiornikowej, gdzie zostaje uwięziony przez zalegającą nad nią warstwę skał nieprzepuszczalnych. W przypadku zasobów gazu łupkowego trudność polega na tym, że powstają one w obrębie bogatej w materię organiczną łupkowej skały macierzystej, co powoduje, że niska przepuszczalność łupków

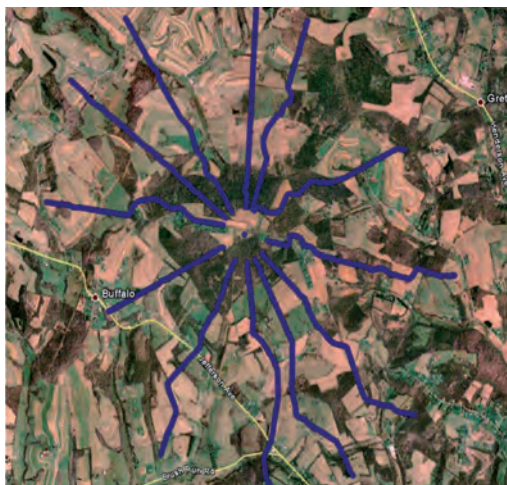
znacznie utrudnia migrację gazu do bardziej przepuszczalnych skał zbiornikowych. Bez wierceń horyzontalnych i szczelinowania hydraulicznego gaz ziemny nie mógłby wypłynąć z tej formacji na tyle dużych ilościach, by uzasadniać koszt wiercenia.

Wykorzystanie technik szczelinowania do stymulacji wydobywania ropy i gazu ma długą historię, natomiast wiercenia horyzontalne zaczęto stosować w wydobywaniu ropy w latach 80. ubiegłego stulecia. Za pierwszą firmę, której udało się rozpocząć wydobywanie gazu łupkowego na dużą skalę uważa się Mitchell Energy and Development Corporation, która w latach 80. i 90. ubiegłego wieku prowadziła eksperymentalne prace zmierzające do urzeczywistnienia w komercyjnym wymiarze wydobywania gazu łupkowego ze złoża Barnett Shale w północno-środkowym Teksasie. W ciągu ostatnich kilku lat w jej ślady podążyło wielu innych producentów gazu ziemnego, którzy obrali za cel inne formacje łupkowe, takie jak: Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford i Eagle Ford.

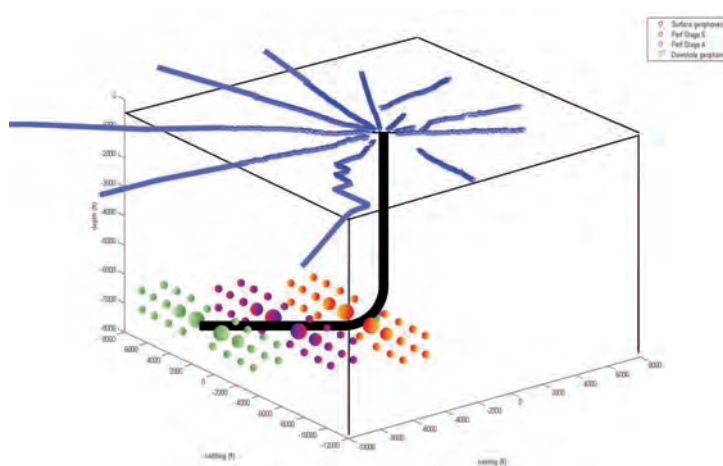
Jednocześnie w Stanach Zjednoczonych zaczęto mówić o obawach dotyczących wpływu wydobywania gazu łupkowego na środowisko. Ze względu na znaczne ilości wody potrzebne do szczelinowania odwiertów w niektórych rejonach pojawiły się pytania o dostępność wody do innych zastosowań oraz wpływ tych zabiegów na siedliska wodne. W przypadku nieprawidłowego obchodzenia się z płynem używanym do szczelinowania hydraulicznego – który może zawierać potencjalnie niebezpieczne związki chemiczne – może on się przedostać do środowiska na skutek rozlania, nieszczelności lub innymi drogami,



Przykład zakopanego rozstawu geofonów (Buried array)



Graficzny rozstaw FracStar



i doprowadzić do skażenia okolicznych terenów. Problemem są także duże ilości ścieków zawierających rozpuszczone związki chemiczne i inne zanieczyszczenia. Aby wyjść powyższym obawom naprzeciw, amerykańska Agencja ds. Ochrony Środowiska (Environmental Protection Agency – EPA) ogłosiła ostatnio wstępny plan prac, opisujący w jaki sposób będzie badać ten problem. Wydanie wstępnego raportu zapowiedziano do końca 2012 roku, a pogłębionego studium dwa lata później.

W tak młodej dziedzinie postęp w technologii wydobywania gazu łupkowego można przyjąć za pewnik i będzie on wymuszany zarówno względami ekonomicznymi, jak i środowiskowymi. Na przykład, jednym z kluczowych czynników powodzenia przy komercyjnej eksploatacji gazu łupkowego – pod względem optymalnej wielkości wydobywania i ograniczenia zagrożeń dla środowiska – jest odwzorowanie szczelin występujących w skale łupkowej. Dzięki temu operator może zoptymalizować planowanie i udostępnianie otworów. Właściwe rozmieszczenie otworów gwarantuje, że operator nie ominie atrakcyjnych nagromadzeń węglowodorów, ani nie straci środków na wiercenie niepotrzebnych otworów. Jednocześnie to samo odwzorowanie można wykorzystać do upewnienia się, że szczelinowanie nie wnika w żadne wrażliwe ze względów ochrony środowiska przestrzenie podziemne, takie jak kanały wodne.

Do niedawna jedyną możliwością śledzenia efektów zabiegu szczelinowania w celu zaplanowania następnego etapu w procesie wydobywania gazu było wykonanie odwiertu monitorującego w celu rejestracji danych z otworu poddawane go stymulacji. Z procesem tym wiąże się szereg ograniczeń. Tego typu odwierty oznaczają dodatkową ingerencję i koszty – wykonanie jednego to wydatek około 2-4 milionów dolarów, a zakres temperatur, w jakich może być umieszczane oprzyrządowanie w otworze jest ograniczony.

Równie istotnym problemem jest to, że aparatura rejestrująca może jedynie odwzorować stosunkowo niewielki obszar wokół odwiertu monitorującego. Innymi słowy inżynier złożowy nie uzyskuje pełnego obrazu miejsc występowania szczelin, co utrudnia optymalizację strategii udostępniania i wydobywania dla całego złoża.

Właśnie to zagadnienie spowodowało, że dr Peter Duncan, geofizyk pracujący w sektorze naftowo-gazowym, zajął się 10 lat temu gazem łupkowym. – Nie jest to droga kariery zawodowej, której się spodziewałem – zaznacza Duncan. A jednak udało mu się powiązać techniki rejestracji danych sejsmicznych wykorzystywane w monitorowaniu wstrząsów ziemi z obrazowaniem szczelinowania. Duncan zauważył, że dzięki siatce odbiorników fal sejsmicznych (geofonów) rozmieszczonej na lub w niewielkiej odległości od powierzchni ziemi w większości przypadków można zrezygnować z monitorowania za pośrednictwem odwiertów i objąć znacznie większą przestrzeń. Co więcej, sejsmiczne urządzenia rejestrujące wykorzystują podziemne fale dźwiękowe powstające podczas działalności eksploatacyjnej jak źródło energii, zatem zbędne stają się odrębne źródła takie jak dynamit czy wibratory.

Od momentu jej powstania w 2003 roku należąca do Duncana spółka Microseismic z siedzibą w Houston jest pionierem tej nieinwazyjnej techniki monitorowania szczelinowania. Jest ona w szybkim tempie wprowadzana przez operatorów działających na złożach gazu łupkowego w Ameryce Północnej, którzy zauważają efekty w postaci zwiększenia wydajności i wielkości wydobywania, ograniczenia potrzeby wierceń i poprawy bezpieczeństwa środowiska. Firma zdobyła szereg nagród za innowacyjne technologie, a w ostatnim czasie pozyskała kapitał inwestycyjny na kwotę ponad 100 milionów dolarów, który jest przeznaczony na dalszy rozwój technologii oraz międzynarodową ekspansję świadczonych usług, w tym na terenie Polski,

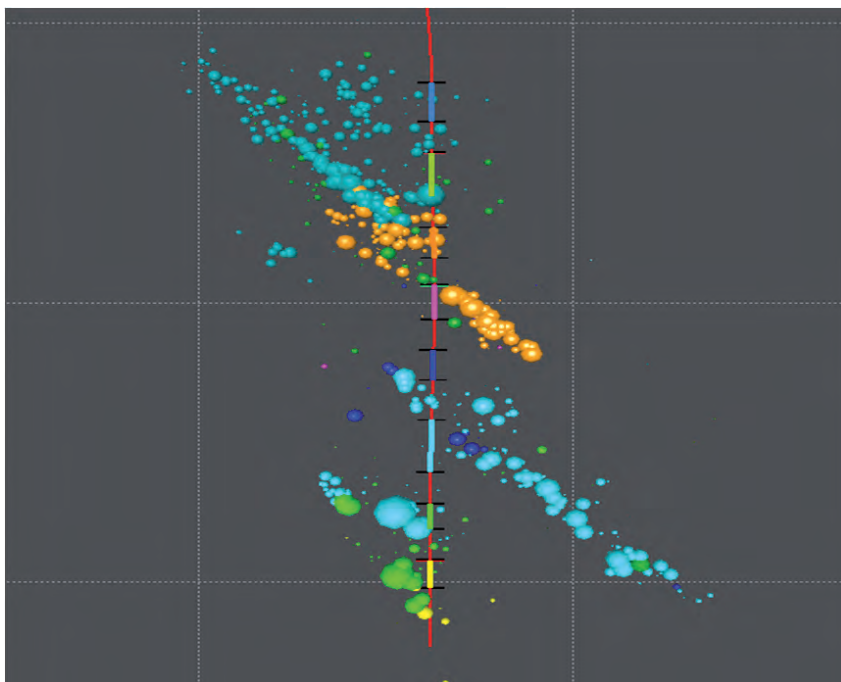
gdzie powstało jej biuro.

Opisując oferowane przez swoją firmę rozwiązanie Duncan chętnie ucieka się do analogii z medycyny. – Jesteśmy jak lekarz, który przykładając stetoskop do klatki piersiowej pacjenta. W naszym przypadku pacjentem jest złożo, wsłuchujemy się w niemal nieuchwytnie zjawiska mikrosejsmiczne o niewielkiej energii, które mają miejsce podczas wiercenia, stymulacji lub eksploatacji. Następnie jesteśmy w stanie zdiagnozować, co te zjawiska oznaczają, aby inżynier złożowy mógł podjąć natychmiastowe działania pozwalające podtrzymać dobrą kondycję procesu wydobywania.

Obecnie firma potwierdza, że z jednej instalacji możliwe jest jednoczesne monitorowanie w czasie rzeczywistym wielu otworów zabiegów szczelinowania na obszarze sięgającym 1300 km². Opracowane przez MSI rozwiązanie FracStar® zaprojektowane jest w formie promienistego układu geofonów rozmieszczonych na powierzchni. W serwisie BuriedArray™ wykorzystuje się setki lub tysiące geofonów zakopanych bezpośrednio pod powierzchnią ziemi, co pozwala na długookresowy monitoring obejmujący całe złożo.

Dzięki temu koszt monitoringu spada z każdym odwierconym otworem, co sprawia, że jest to najbardziej efektywna kosztowo usługa długookresowego monitoringu dostępna dla operatorów. Obie metody polegają w praktyce na stworzeniu dużego mikrofonu parabolicznego, który jest w stanie wykrywać wielokrotne, jednoczesne zjawiska mikrosejsmiczne na obszarze całego złoża, eliminując tym samym potrzebę korzystania z odwiertów monitoringowych.

Stworzona przez MSI technologia odwzorowywania i analizy Passive Seismic Emission Tomography (PSET®) pozwala powiązać odczyty z poszczególnych geofonów i pełni rolę algorytmu ogniskowania, aby można było ustalić z dużą dokładnością lokalizację zjawisk mikrosejsmicznych w obrębie złoża. Jednocześnie technologia ta pozwala pokonać problem tłumienia sygnału



Przykład analizy PSET

przez nadkład, który powoduje nieskuteczność konwencjonalnych sejsmologicznych technik lokalizacji wstrząsów. Przy użyciu technologii PSET można stosować gęstą siatkę geofonów w celu „sterowania wiązki” lub sumowania sygnału wyjściowego całej siatki w celu wykrycia i zlokalizowania aktywności mikrosejsmicznej głęboko pod powierzchnią ziemi.

Aktualnie firma oferuje zarówno możliwość monitoringu czasowego, jak i przez cały okres eksploatacji złoża. Rozwiązanie FracStar opiera się na wykorzystaniu przenośnych, umieszczonych na powierzchni geofonów do monitorowania wierceń długich odcinków horyzontalnych i kompleksów otworów na dużej powierzchni.

Duża apertura 2D rozstawu oraz monitoring mikrosejsmiczny oparty na technologii PSET obrazują, w jaki sposób wywołane w wyniku stymulacji szczeliny wchodzi w interakcję z naturalnymi sieciami spękań w obrębie złoża.

Z kolei oferowany przez MSI system BuriedArray polega na rozmieszczeniu siatki geofonów, które są zakopywane na stałe na głębokości 100 metrów i przeznaczony jest dla tych operatorów, którzy przewidują monitorowanie wielu otworów przez długi okres czasu dla potrzeb planowania strategicznego i rozwoju. Peter Duncan podsumowuje: Niezależnie od wybranej opcji końcowym efektem jest możliwość zebrania przez firmy większej ilości danych w czasie rzeczywistym,

przy dużo niższych kosztach i znacznie mniejszych śladach pozostawianych w środowisku. W sumie składa się to na zdolność podejmowania trafniejszych decyzji dotyczących przyszłych zabiegów stymulacyjnych, pozwalających zoptymalizować eksploatację złóż i wielkość wydobycia.

Będąc wiecznym innowatorem, Duncan widzi potencjał dla zastosowania monitoringu niemal wszędzie, począwszy od zatłaczania pary wodnej w przedsięwzięciach związanych z zagospodarowaniem piasków roponośnych w jego ojczyźnie Kanadzie, po sekwestrację węgla i nowoczesne systemy geotermalne. Obecnie jednak najbardziej fascynuje go rozwijanie nowej technologii, która przybliży perspektywę efektywnego i zgodnego z wymogami ochrony środowiska wydobycia niekonwencjonalnych zasobów gazu na całym świecie, zwłaszcza w takich perspektywicznych rejonach, jak Polska, gdzie firma MicroSeismic już utworzyła swoje biuro. Duncan zauważa: Jesteśmy przekonani, że kiedy już wartość, jaką oferuje nasza technologia będzie im znana, władze i lokalne społeczności w Polsce i w innych krajach chętnie skorzystają z jej zalet polegających na możliwości prowadzenia odpowiedzialnej eksploatacji i gospodarki posiadanymi niekonwencjonalnymi zasobami ropy i gazu.

Chris Neale

Tłum.: Ewa Duńska-Andrzejewska

MicroSeismic, Inc

W 1300 Sam Houston South Parkway

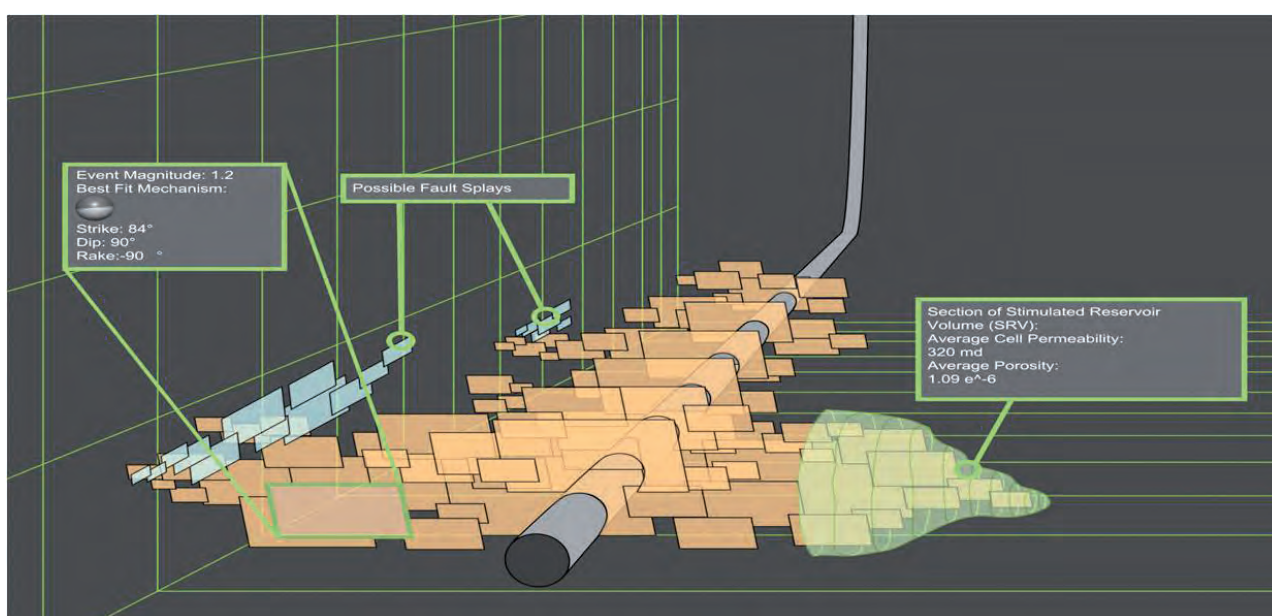
Suite 200

Houston, TX 77042

Office: 713.781.2323

Email: info@microseismic.com

http://www.microseismic.com/



Przykład analizy PSET

Muzeum Gazownictwa w Paczkownie

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

Muzeum dysponuje nowocześnie wyposażoną salą seminaryjno-szkoleniową i kameralnym salonikiem konferencyjnym. Na terenie Muzeum mogą się odbywać działania typu „światło i dźwięk”, koncerty lub spektakle plenerowe. Do dyspozycji gości znajdują się także 4 komfortowe pokoje gościnne (10 miejsc noclegowych).

Do Muzeum serdecznie zapraszamy od poniedziałku do piątku w godzinach od 8.00 do 14.00.

Na specjalne życzenie Muzeum może być udostępnione zwiedzającym w innym terminie, po uprzednim uzgodnieniu.



Muzeum Gazownictwa w Paczkowie



Gaz ziemny w elektroenergetyce – historia zatoczyła koło



Jan Janocha



Panorama płaska elektrowni. Arch. Kronika Zasadniczej Szkoły Zawodowej Przykładowej przy ZPRE Jedlicz

Przyjęta i realizowana strategia rozwoju PGNiG S.A. zakłada rozwój elektroenergetyki w oparciu o gaz ziemny. 11.03.2011 został podpisany pakiet umów pomiędzy Tauron Polska Energia S.A a Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. na realizację największej w Polsce elektrowni gazowej w Stalowej Woli. Strony sfinansują przedsięwzięcie w około 30 %, pozostała część zostanie sfinansowana z kredytów pozyskanych prawdopodobnie z Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EBI) oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju (EBOiR). Do końca 2014 r. powstanie nowoczesny blok kogeneracyjny, który zapewni bardzo wysoką sprawność oraz dotrzymanie wszystkich parametrów ekologicznych.

Podstawowe parametry projektowanego bloku: moc elektryczna elektrowni

giej połowie 2011 r.

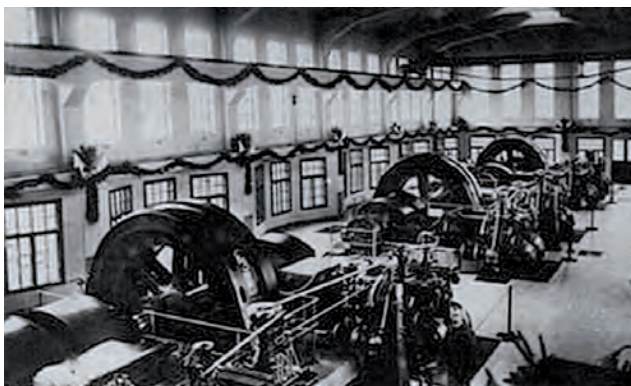
Spoglądając jednak wstecz początki rozwoju elektroenergetyki na skalę przemysłową w oparciu o gaz ziemny datowane są na Podkarpaciu na okres międzywojenny. Odkryte złoża gazu ziemnego w latach dwudziestych XX w. w rejonie Jasła i Krosna oprócz wykorzystania gazu dla celów grzewczych i oświetleniowych dały początek rozwojowi elektroenergetyki.

Należy tu przypomnieć o powstaniu prawdopodobnie pierwszej na ziemiach polskich elektrowni napędzanej gazem ziemnym.

W 1926 r. w rejestrze handlowym Sądu Grodzkiego we Lwowie została zarejestrowała spółka z o.o. „Elektrownia Zagłębia Krośnieńskiego” z kapitałem wejściowym 150 tys. zł z zamiarem budowy i eksploatacji elektrowni gazowej w m. Brzezówka (obecnie Męcinka-

aptację istniejącej hali na pomieszczenia trzech agregatów oraz dostosowano przylegające budynki na potrzeby nastawni i rozdzielni.

W przygotowanej hali zamontowano agregaty prądotwórcze importowane z Niemiec. Były to zestawy składające się z silników spalinowych 4-cylindrowych na gaz ziemny firmy Klöckner-Humboldt-Deutz Koln o mocy 750 KM każdy, które współpracowały z generatorami firmy Siemens-Schuckert-Werke Berlin o mocy 550 kW każdy, obrotach 167 /min i napięciu roboczym 6,3 kV. Zużycie gazu wynosiło średnio 0.42 Nm³ na 1 kWh. Chłodzenie silników spalinowych było wodno-olejowe. Wodę uzdatniano chemicznie i chłodzono w chłodniach kominowych w obiegu zamkniętym. Oleje silnikowe i smary niezbędne do pracy agregatów dowożone były furmankami z pobliskiej rafinerii Jedlicze.



Hala maszyn elektrowni. Fot. arch. Kronika Zasadniczej Szkoły Zawodowej Przykładowej przy ZPRE Jedlicz



Uczestnicy uroczystego uruchomienia elektrowni. Fot. arch. Kronika Zasadniczej Szkoły Zawodowej Przykładowej przy ZPRE Jedlicz

- 400 MW, moc elektryczna turbiny gazowej - 265 MW, moc elektryczna turbiny parowej - 135 MW, produkcja energii elektrycznej -3100 GWh, produkcja ciepła- 1800 TJ, produkcja energii elektrycznej z układu kogeneracji- 1010 GWh, zużycie gazu - 70 000 Nm³/h, sprawność kogeneracji- 68-80%. PGNiG S.A. zapewni długoterminowe dostawy gazu na poziomie 540 mln Nm³/rok. Aktualnie trwają prace projektowe i przygotowawcze do rozpoczęcia budowy. Generalny wykonawca zostanie wyłoniony w dru-

dzielnicza m. Jedlicze). Wszystkie akcje tej Spółki były w posiadaniu Podkarpackiego Towarzystwa Elektrycznego Spółka Akcyjna we Lwowie. Natomiast akcje Podkarpackiego Towarzystwa Elektrycznego w 75 % były własnością Elektro-Banku w Zurychu.

Francuska firma Wardatok, która była inicjatorem budowy elektrowni, zakupiła obiekty upadłego zakładu i zleciła adaptację istniejących budynków na pomieszczenia agregatów prądotwórczych. Prace związane z budową elek-

Do zasilania elektrowni został wykonany gazociąg DN175 z pobliskiej kopalni Winnica z odwiertu „Jasiołka”, później gaz był dostarczany również z innych odwiertów.

Równocześnie z montażem urządzeń trwała budowa pierwszej napowietrznej linii energetycznej o napięciu 35 kV do Krosna i Iwonicza-Zdroju.

W trakcie montażu agregatów prądotwórczych i próbnego rozruchu wystąpiły poważne trudności techniczne związane z przedwczesnym zużywaniem się tłoków w silnikach, co prawie

doprowadziło do bankructwa niemiecką firmę. Problem został rozwiązany przez zatrudnionego przy budowie elektrowni polskiego inżyniera Włodzimierza Borowicza i naukowców z Politechniki Lwowskiej, którzy opracowali nową technologię wytwarzania tłoków. Nowe części wykonane przez Fabrykę Maszyn Przemysłu Naftowego w Gorlicach okazały się być niezawodne.

12 maja 1928 r. miało miejsce uruchomienie elektrowni gazowej. W wydarzeniu wziął udział prezydent RP prof. Ignacy Mościcki, który osobiście załączył pierwszy agregat.

Zjawili się także wojewoda krakowski Jan Góralski, ksiądz biskup Diecezji Przemyskiej Wojciech Tomaka, dyrektor naczelny firmy Werdatok Hłasko, miejscowe duchowieństwo oraz władze powiatowe i gminne. Przed otwarciem elektrowni została odprawiona msza św. przy ołtarzu zbudowanym w hali maszyn.

Podłączenie zasilania do linii przesyłowej Męcinka – Krosno – Iwonicz-Zdrój nastąpiło kilka miesięcy później 20.10.1928 r. W miarę rozwoju sieci przesyłowej 35 kV zostało wykonane zasilanie do Rymanowa, Beska, Sanoka, Brzozowa, Leska. W 1930 r. zbudowano linię 35 kV w kierunku zachodnim, do Jasła, Biecha, Zagórzan i Gorlic.

Oprócz odbiorców indywidualnych energia elektryczna produkowana w oparciu o gaz ziemny, zasilala klientów przemysłowych: w Krośnie Zakłady Lniarskie, Fabrykę Obuwia WUDETA, Warsztaty TPG, Lotnisko Wojskowe, w Sanoku Fabrykę Gumi, Fabrykę Wagonów, w Jasle Zakłady Gamrat, w Gorlicach Fabrykę Maszyn.

W związku z przyrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz występującymi problemami z niedoborem mocy w szczycie, elektrownia ulegała rozbudowie. W 1930 r. zamontowano czwarty agregat o takiej samej mocy jak poprzednie. W 1937 r. zamontowano piąty agregat 8-cylindrowy silnik f. Klöckner-Humboldt-Deutz Koln na gaz ziemny o mocy 1400 KM, który współpracował z generatorem f. Siemens-Schuckert-Werke o mocy 1000 kW i napięciu 6,3 kV. Rozruch piątego agregatu nastąpił we wrześniu 1939 r. i elektrownia osiągnęła maksymalną moc 3200 kW. W celu rozwiązania problemu z niedoborem mocy w szczycie powstała koncepcja połączenia Elektrowni Męcinka z podobną Elektrownią Borysław, rozpoczęto nawet budowę linii przesyłowej, wybuch wojny zniweczył to zamierzenie.

Należy wspomnieć również o ludziach, którzy pracowali w elektrowni. Zatrudnienie w latach trzydziestych kształtowało się na poziomie ok. 50 osób, wynagrodzenie było bardzo wysokie, dyrektor zarabiał 3000 zł, urzędnicy zarabiali 400 – 700 zł, robotnicy 200-500 zł miesięcznie. Dyrektorem a zarazem pełnomocnikiem spółki był dr. inż. Włodzimierz Borowicz wybitny specjalista,



Budynek dawnej elektrowni. Fot. Jan Janocha

który prowadził badania i pomiary w elektrowni, stanowiące podstawę jego pracy naukowej i uzyskania doktoratu.

W 1939 r. wojska niemieckie wkroczyły do elektrowni już 4 września. Większość pracowników elektrowni ewakuowała się na wschód z zamiarem dotarcia do elektrowni w Borysławiu, inni z nadzieją, zaciągnięcia się do szeregów Wojska Polskiego.

Zakład był bardzo ważnym obiektem strategicznym dla Niemców ponieważ stanowił podstawowe źródło zasilania Podkarpacia od Leska po Gorlice, był więc pilnie strzeżony przez kampanię wartowniczą. W okresie okupacji pierwszym dyrektorem był syn robotnika rafinerii w Jedliczu Niemiec inż. Degenfeld, następnie Austriak inż. Ernest Muller, zatrudniony przed wybuchem wojny w elektrowni który nienawidził Niemców i solidaryzował się z Polakami. Pod koniec 1942 r. kierownictwo elektrowni objął dyrektor inż. Becker Wilhem, członek partii nazistowskiej. Okupant potrzebował metali kolorowych, od 1943 r. systematycznie dewastowano sieci przesyłowe, prowadząc rabunek przewodów miedzianych. Pozyskana miedź była odwożona do zbiornicy metali przy Zakładach Azotowych w Mościcach. W lipcu 1944 r., gdy zbliżała się Armia Czerwona, okupant przy pomocy specjalnej kompani TOT dokonał demontażu i wywózki urządzeń elektrowni oraz zaminowania zakładu. Przed wejściem Armii Czerwonej wysadzono część linii przesyłowych.

Po wojnie natychmiast przystąpiono do rozruchu elektrowni, najpierw udało się uruchomić agregat nr 3, którego Niemcy nie zdążyli wywieźć. Pozostałe agregaty zostały odnalezione w rejonie Nysy i transportem samochodowym przewiezione przez Rosjan do Męcinki.

Rosjanom bardzo zależało na uruchomieniu elektrowni, polecieli oni odbudowę elektrowni

w oparciu o odzyskane urządzenia w celu dostawy energii elektrycznej na potrzeby lotniska i szpitala w Krośnie. Agregaty wróciły częściowo zdekompilowane. Dokumentację brakujących części opracował inż. J. Asynko, a ich wykonawcą były Zakłady WSK Rzeszów. Pełną moc elektrownia uzyskała w 1947 r. Odbudowano również linie przesyłowe do Rożnowa, Sanoka i Leska. Po II wojnie światowej elektrownia gazowa w Męcince od 1947 r. była załącznikiem Podkarpackiego Okręgowego Zakładu Energetycznego.

Elektrownia Męcinka prowadziła produkcję energii elektrycznej, jej dystrybucję, sprzedaż i obsługę klientów. Posiadała posterunki energetyczne w Krośnie, Iwoniczu, Rymanowie, Jasle, Sanoku, Brzozowie, Lesku, Gorlicach i Biechu.

W okresie powojennym funkcję dyrektora elektrowni pełnił Stanisław Ordyna, a następnie kolejno Leopold Longawa i Jan Niewczas.

Likwidacja elektrowni gazowej nastąpiła w 1956 r. z powodu wyeksploatowania urządzeń oraz niedoboru gazu. Przez pewien czas pełniła jeszcze rolę rezerwy zimowej. Na bazie obiektów zlikwidowanej elektrowni został utworzony Zakład Produkcyjno-Remontowy Energetyki, który funkcjonuje do chwili obecnej jako firma prywatna.

Do czasów współczesnych zachowały się budynki elektrowni – hala agregatów, budynki administracyjne oraz znaczna ilość słupów kratowych linii przesyłowych, które nadal funkcjonują.

Jan Janocha
Kierownik

Działu Rozwoju i Przyłączania
KSG Sp. z o.o. w Tarnowie
Oddział Zakład Gazowniczy Jasło

Prawo gazowe: mit czy rzeczywistość?



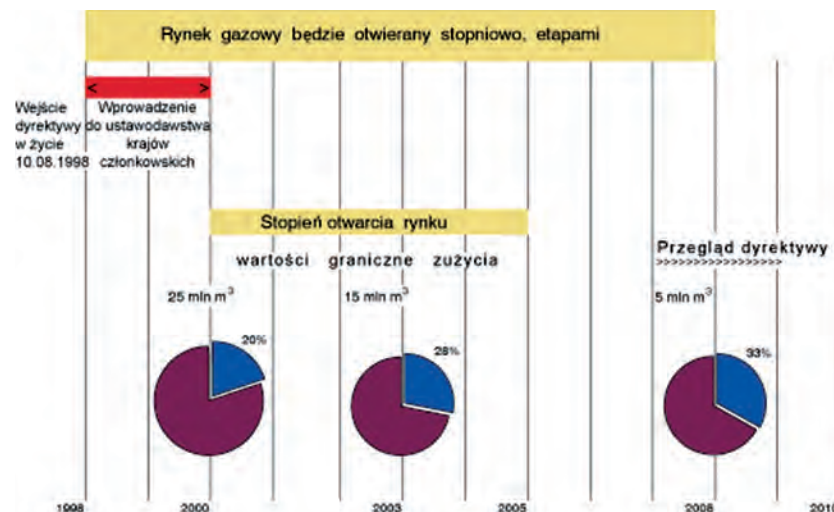
Cezary Tomasz Szyjko

Gaz ziemny w UE staje się preferowanym paliwem dla produkcji elektryczności i ciepła. Następuje stała integracja gazowych systemów przesyłowych, mająca na celu zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu oraz poprawę konkurencyjności, dla której zwiększenia podstawowym instrumentem stała się Europejska Dyrektywa Gazowa. Inną wspólną cechą unijnego rynku gazowego jest fakt, że inwestycje infrastruktury gazowej stanowią bariery wejściowe dla tego rynku. Regulacja prawna rynku gazowego jest formą przeciwdziałania negatywnym skutkom istnienia rynków silnie zdominowanych, zaś jej podstawowymi celami – efektywność gospodarowania oraz ochrona interesów odbiorców. Również przepisy polskiej ustawy – Prawo energetyczne ukazują niejasność rozwiązań ustawodawczych oraz konieczność ich dostosowania do dynamiki geopolitycznej. Ministerstwo Gospodarki przygotowuje nowelizację Prawa energetycznego obejmującą prawo gazowe.

Wprowadzenie

Ustawa Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997r. Nr 54, poz. 348 ze zmianami) określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw gazowych oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych. Jeśli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania paliwa gazowego a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia to przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek zawarcia umowy sprzedaży paliw lub umowy o świadczenie usług przesyłowych.

Ze względu na obowiązek implementacji do polskiego systemu prawnego tzw. trzeciego pakietu liberalizacyjnego oraz dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych powstała konieczność przygotowania nowych rozwiązań legislacyjnych. Celem jest wdrożenie nowych rozwiązań unijnych związanych z funkcjonowaniem wewnętrznego rynku gazu ziemnego oraz wyłączenie z obecnej ustawy Prawo energetyczne przepisów dotyczą-



Rys. 1. Sposób otwierania rynku gazowego Unii Europejskiej zgodnie z wymaganiami Dyrektywy Gazowej

cych zagadnień gazowych. Rozwiązanie takie ma na celu transpozycję dyrektyw, uporządkowanie i uproszczenie przepisów, dostosowanie istniejących uregulowań do rozporządzeń unijnych. Główne założenia trzeciego pakietu liberalizacyjnego to oddzielenie działalności obrotowej i wytwórczej od przesyłowej, wzmocnienie uprawnień regulacyjnych, upowszechnianie inteligentnych systemów pomiarowych, a przede wszystkim wzmocnienie praw konsumenta i ochrona najbardziej wrażliwych odbiorców. Rozwiązania przewidziane w pakiecie mają prowadzić do liberalizacji rynku gazowego w Europie.

Gaz dla regionów

Od 3 marca br. w Unii Europejskiej obowiązuje nowy tzw. trzeci pakiet energetyczny, który ma zabezpieczyć przyszłość energetyczną Europy. Trzeci pakiet energetyczny wprowadza w życie unijne przepisy, które mają zapewnić większą konkurencję na europejskim rynku.¹ Żaden z unijnych krajów nie jest przygotowany dziś do pełnego wdrożenia wszystkich skomplikowanych przepisów, ale Polska jest w ostatniej grupie krajów, które nawet nie podały przybliżonego terminu ich przyjęcia. Rzeczniczka Komisji Marlene Holzner zapowiedziała, że Komisja nie zawaha się skierować sprawy do Trybunału Sprawiedliwości wobec tych państw, które nie wdrożyły trzeciego pakietu energetycznego do swojego prawa.² W przeszłości Polsce bardzo zależało na przyjęciu unijnych przepisów gwarantujących większą konkurencję na unijnym rynku energetycznym, ale teraz Komisja Eu-

ropejska nawet nie wie kiedy zamierzamy to zrobić.³ Pakiet obejmuje nową strategię na rzecz stworzenia mechanizmu solidarności między regionami oraz nową strategię w zakresie sieci energetycznych, która ma zachęcić do inwestycji

lokalnych w sieci o wyższej wydajności w ramach wspólnoty energetycznej.

Ideę wspólnoty energetycznej i ściślejszej współpracy międzyregionalnej w sferze połączeń sieciowych od dawna promuje Jerzy Buzek, Przewodniczący Parlamentu Europejskiego. Jego zdaniem, ostatecznie ambitny plan mógłby doprowadzić do powołania Europejskiej Wspólnoty Energetycznej.⁴ Kluczowym dla tego projektu będzie współpraca energetyczna pomiędzy regionami Europy w nowej perspektywie finansowej 2014-20. Powołane do życia w 2006 roku, Inicjatywy Regionalne są wspólnym przedsięwzięciem Komisji Europejskiej oraz Grupy Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG), mającym na celu stworzenie jednego wewnętrznego rynku energii w UE. Obecnie Inicjatywy obejmują 7 regionalnych rynków energii elektrycznej oraz 3 rynki gazu. Polska jest członkiem Rynku Północnego, Środkowo-wschodniego (energia elektryczna) oraz Rynku Południowego/Południowo-wschodniego (gaz).

Komisja Europejska zaprezentowała nowy scenariusz regionalnej współpracy energetycznej między krajami Unii Europejskiej. W dokumencie „Przyszła rola Inicjatyw Regionalnych” Komisja proponuje scenariusz działań regionalnych, który przyczyni się do bardziej efektywnej integracji rynku energii w Europie.⁵ W dokumencie KE za główne cele Inicjatyw Regionalnych uznano m.in.: przyspieszenie implementacji 2 i 3 pakietu energetycznego – w tym również kodeksów sieciowych – oraz zapewnianie konkurencyjności rynku energii poprzez wdrożenie mechanizmu market coupling (łączenie rynków

Sektor	Potencjał efektywności energetycznej			
	Oszacowanie dolne		Oszacowanie górne	
	TWh	%	TWh	%
Sektor budownictwa mieszkaniowego	34,50	22,5	42,81	27,9
Energia elektryczna w gospodarstwach domowych	4,55	17,9	4,55	17,9
Sektor przemysłu	48,67	25,6	48,67	25,6
Sektor Usług	23,17	34,1	23,17	34,1
Ciepłownictwo				
Wytwarzanie w źródła do 20MW	0,38	8,38	0,35	8,39
Przesył ciepła	2,22	3,16	2,07	3,16
Elektrociepłownie zawodowe	3,30	5,00	4,96	8,06
Transport - perspektywie i w odniesieniu do zużycia w roku 2015	43,89	16,05	58,61	21,43
Rolnictwo i rybołówstwo	5,94	11,71	8,93	17,60
Łącznie TWh	166,62		194,13	
Łącznie Mtoe	14,32	Ponad 30%	16,69	Ponad 35%

Rys. 3: Tabela potencjału wzrostu efektywności energetycznej w Polsce. Źródło: KAPE S.A.

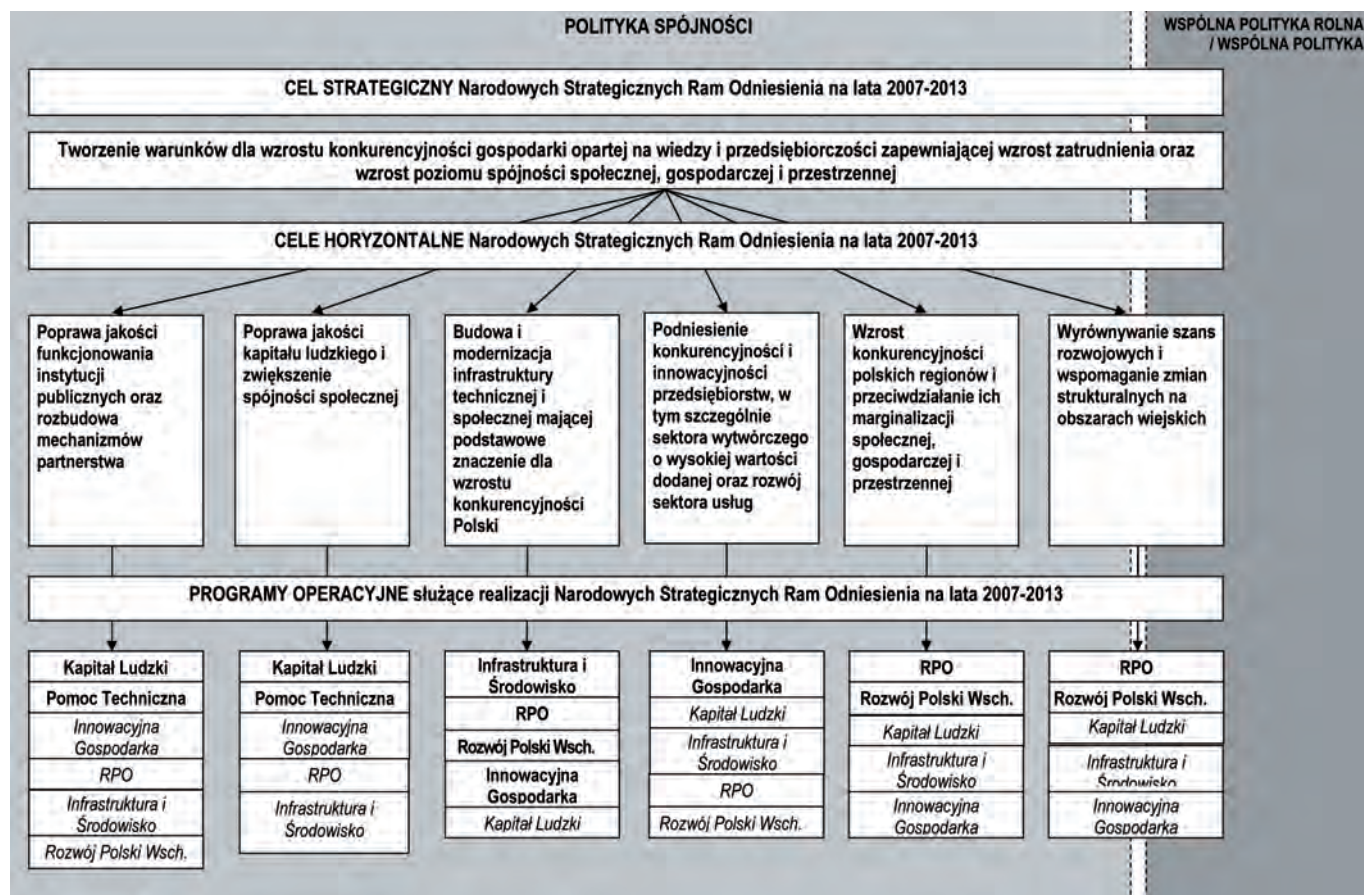
du stało się stworzenie ram prawnych oraz systemu wsparcia działań związanych z poprawą efektywności energetycznej.⁹ Efektywność energetyczna polskiej gospodarki jest około 3 razy niższa niż w najbardziej rozwiniętych krajach europejskich i około 2 razy niższa niż średnia w krajach Unii Europejskiej. 18 lutego

br. sejmowa podkomisja nadzwyczajna przyjęła projekt ustawy o efektywności energetycznej, który określa sposób wdrożenia systemu tzw. białych certyfikatów na polskim rynku energetycznym. Teraz projektem zajmie się Komisja Gospodarki Sejmu. Ustawa powinna zostać przyjęta jeszcze w pierwszym półroczu 2011 r.

Celem ustawy jest stworzenie ram prawnych dla działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki

Działania te prowadzone będą w trzech obszarach: zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych, zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych oraz zmniejszenia strat gazu ziemnego w przesył lub dystrybucji. Ustawa określa cel w zakresie oszczędności energii, z uwzględnieniem wiodącej roli sektora publicznego, ustanawia mechanizmy wspierające oraz system monitorowania i gromadzenia niezbędnych danych, co przyczyni się do zwiększenia racjonalności wykorzystania energii. Zapewni także pełne wdrożenie dyrektyw europejskich w zakresie efektywności energetycznej, w tym zwłaszcza zapisy Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

Wprowadzenie kompleksowego mechanizmu wsparcia dla działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej gospodarki doprowadzi w konsekwencji do ograniczenia szkodliwego oddziaływania sektora energetycznego na środowisko oraz będzie się przyczyniać do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ustawa ma pomóc



Rys. 4: Założenia polityki spójności UE na lata 2007-2013. Źródło: www.ukie.gov.pl

w osiągnięciu przez Polskę celu redukcji zużycia energii finalnej o 9 proc. do roku 2016. Czy to jednak wystarczy, aby przestawić nasz kraj na prawdziwe niskoemisyjne tory? Co jeszcze można zmienić i wprowadzić? Rozwiązań poszukiwali uczestnicy III Międzynarodowego Forum Efektywności Energetycznej w Warszawie w dniach 31 marca – 1 kwietnia 2011 r.¹⁰ Poprawa efektywności energetycznej oraz racjonalne wykorzystywanie istniejących zasobów energetycznych, w perspektywie wzrastającego zapotrzebowania na energię, są obszarami, do których polskie regiony przywiązują wielką wagę.

Wyzwania gospodarki niskoemisyjnej

Polityka rozwojowa UE oznacza, że w nowym budżecie polityki spójności priorytet będą miały te wydatki, te inwestycje, które są związane z realizowaniem nowej strategii gospodarczej Europa 2020. Kryzys dosłownie wyczerpał Europę z kasy i poważnie zdusił poczucie europejskiej solidarności. Praktycznie wszystkie państwa starej Unii uginają się pod ciężarem deficytów budżetowych i długów, dyskusja będzie więc jeszcze trudniejsza. Już pojawiają się pomysły, żeby unijną politykę spójności tak przemeblować i rozkawałkować, by o pieniądze z niej mogły ubiegać się nie tylko biedniejsze kraje Unii, ale także te bogatsze¹¹. Niektórych zmian w funduszach europejskich nie da się jednak uniknąć w porównaniu do założeń polityki spójności UE na lata 2007-2103

W związku z koniecznością wprowadzenia zmian, w czerwcu 2010 r. Rada Europejska przyjęła nową Strategię na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającemu włączeniu społecznemu – Europa 2020 (początkowo nosiła ona nazwę „EU 2020”). Strategia stanowi plan działania, który UE oraz jej państwa członkowskie przyjęły, aby pomóc Europie „wyjść z kryzysu silniejszą, tak wewnętrznie, jak i na arenie międzynarodowej”¹². Wydobyć Europę z kryzysu wymaga skoordynowanego i wszechstronnego programu reform, obejmującego konsolidację budżetową, przywrócenie stabilnych warunków makroekonomicznych oraz koncentrację, już na wstępie, środków sprzyjających wzrostowi.

Wyzwania rynku gazowego zajmują kluczowe miejsce w strategii Europa 2020. Dotyczą one inwestycji związanych z poprawą oszczędności energetycznej, implementacji rozwiązań w zakresie niskoemisyjności, jak również poprawiających bezpieczeństwo energetyczne i solidarność europejską w tym

względnie. Propozycje zmiierają w stronę silniejszego powiązania funduszy europejskich z celami strategii. Obejmują polityki inwestycyjne Unii (spójności, innowacyjną, ekologiczną i energetyczną), które powinny w większym stopniu finansować badania rozwojowe i innowacje przedsiębiorstw, w szczególności w zakresie ekologicznym i energetycznym. Duże znaczenie mają propozycje dotyczące wspierania rozwoju infrastruktury energetycznej (w tym w krajach mających mniejsze środki inwestycyjne i duże problemy strukturalne w tym względzie), m.in. poprzez specjalny program ramowy dla klimatu i energii.¹³

Propozycje w zakresie rozwoju infrastruktury przyjaznej środowisku naturalnemu są szczególnie interesujące w aspekcie kształtowania polityki przemysłowej Unii. Chodzi o zwiększanie inwestycji w poszczególnych branżach gospodarczych w celu poprawy ich energooszczędności, a także większego poszanowania warunków przyrodniczych w działalności gospodarczej. Ma to duże znaczenie dla polskich przedsiębiorstw, które w porównaniu do firm zachodnioeuropejskich są w dużym stopniu niedoinwestowane w zakresie unijnych norm ekologicznych i energetycznych. Dotyczy to zwłaszcza pakietu klimatyczno-energetycznego, który powinien zostać wprowadzony do roku 2020. Będzie on pociągał za sobą znaczące wydatki zarówno dla przedsiębiorstw, jak również podwyżki towarów (usług) dla konsumentów.

Podsumowanie

Yuji Kimura, dyrektor generalny Departamentu Promocji Mechanizmów z Kioto (NEDO) uważa, że liberalizacja rynku ma na celu doprowadzenie do sytuacji, gdy na rynek oddziałują siły popytu i podaży, a konsumenci mogą swobodnie podejmować decyzje o wyborze danego produktu kierując się jego ceną, jakością czy innymi czynnikami.¹⁴ Na rynku gazu decydującą rolę odgrywają aspekty ekonomiczne: producenci konkurują ze sobą oferując jak najniższe ceny, a konsumenci z tego korzystają. Może to doprowadzić do wykluczenia podmiotów mniejszych lub tych mniej efektywnych, niedysponujących nowoczesnymi technologiami. Uwolnienie rynku energii miało ma na celu wzmocnienie konkurencji na rynku, co miało wpłynąć na obniżenie cen. Należy jednak pamiętać o tym, że rynek gazu rządzi się specyficznymi prawami, które wynikają z jego strategicznego znaczenia dla gospodarki, kapitałochłonności i długiej perspektywy inwestycyjnej.¹⁵ Specyficzny rynek wymaga adekwatnego prawa energetycznego.

Czy polskie prawo energetyczne stanowi barierę dla szybkiego rozwoju rynku gazu, czy nie jest przeszkodą dla skutecznego rozwoju nowych technologii w regionach? Cycleron miał powiedzieć, że musimy być niewolnikami praw, abyśmy byli wolni.¹⁶ Może to daleko idące porównanie, ale z wyłączeniem rzadkich sytuacji, w których konkretne rozwiązania dotyczą się o archaizmy prawne – czyli przepisy wydane jeszcze w poprzedniej epoce i nieprzystające do obecnego stanu zaawansowania technologicznego – większość poważnych problemów, stanowiących przedmiot ożywionej dyskusji, wiąże się z konfliktem wartości. Przeszkoda nie leży zatem w samym prawie, lecz chodzi raczej o rozstrzygnięcie leżących na innym poziomie kontrowersji ekonomiczno-energetycznych.

W komunikacie Energia 2020¹⁷, przyjętym 10 listopada 2010 r., wzywa się do zmiany sposobu, w jaki planujemy, budujemy i eksploatujemy naszą infrastrukturę gazową, która zajmuje czołowe miejsce w inicjatywie przewodniej¹⁸ pod nazwą „Europa efektywnie korzystająca z zasobów”. Odpowiednie, zintegrowane i niezawodne sieci energetyczne to nie tylko podstawowy warunek realizacji celów polityki energetycznej UE, ale również warunek realizacji strategii gospodarczej UE. Rozwój naszej infrastruktury energetycznej pozwoli UE nie tylko zapewnić prawidłowo funkcjonujący wewnętrzny rynek gazu, ale zwiększy też bezpieczeństwo dostaw¹⁹, umożliwi integrację dostaw, zwiększy efektywność energetyczną oraz zapewni konsumentom korzyści wynikające ze stosowania nowych technologii i inteligentnego wykorzystania gazu.

Polska nie jest przygotowana do wdrożenia wszystkich skomplikowanych przepisów trzeciego unijnego pakietu energetycznego, który obowiązuje od 3 marca br. Nowy pakiet energetyczny nakazuje przede wszystkim podział obowiązków - firma, która produkuje i dostarcza surowce energetyczne, nie może jednocześnie odpowiadać za przesył. Rurociągami mają zarządzać niezależne firmy, a dostęp do nich powinny mieć wszystkie zainteresowane unijne spółki. Unijne przepisy mają zmusić chociażby rosyjski Gazprom, by oddał kontrolę nad rurociągami pozostałym firmom i dlatego Moskwa wielokrotnie krytykowała trzeci pakiet energetyczny. Ostatni raz zrobił to premier Władimir Putin podczas niedawnej wizyty w Brukseli.²⁰

Dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego Europy oraz osiągania celów energetycznych zasadnicze znaczenie ma silniejsze wsparcie strategii Europa 2020 ze strony unij-

nego budżetu i jak najściślejsze powiązanie jej z unijną polityką spójności. Polityka spójności to najbardziej innowacyjna i nowoczesna polityka europejska, oparta na zintegrowanym podejściu do rozwoju i angażująca wszystkie szczeble zarządzania - europejski, narodowy, regionalny i lokalny. Polityka spójności ma tę przewagę na politykami sektorowymi, że opiera się na przyznanych krajom alokacjach na wynegocjowane wspólnie z regionami cele - w zależności od ich konkretnych i różnych potrzeb. Jeśli budżet UE zostanie podzielony na konkretne rubryki odpowiadające konkretnym politykom, wówczas środki będą rozdawane w wyniku konkursów dla najlepszych, w których Polacy wcale nie muszą wygrywać. Mamy jednak nadzieję, że budżet nie zostanie rozdrobniony na cele cząstkowe, a oprócz celów sektorowych, które będą promowały doskonałość i naukę, sercem realizacji strategii Europa 2020 będzie polityka spójności.

Wyrównanie poziomu efektywności energetycznej gospodarki polskiej do poziomów starych krajów członkowskich Unii Europejskiej (UE15) wymagać będzie dużych nakładów finansowych. Potencjał efektywności gospodarki Polski daje możliwości redukcji zużycia energii pozwalające na realizację zarówno celu dyrektywy 2006/32/WE, jak i celów określonych przez Unię Europejską na rok 2020. Potrzebne są jednak konsekwentne działania polityków w zakresie tworzenia mechanizmów prawnych poprawiających bezpieczeństwo energetyczne.

Opisane w niniejszym artykule aspekty nowelizacji prawa energetycznego są jedynie próbą zarysowania całokształtu zmian dokonujących się nieprzerwanie w polskim sektorze gazowym. Spowodowane są one koniecznością dostosowania polskiego prawodawstwa do norm unijnych z jednej strony, a głębokimi zmianami strukturalnymi z drugiej. Analiza oparta była na wybranych aktach normatywnych Unii Europejskiej, przepisach polskiego prawa energetycznego oraz rozporządzeniach Ministerstwa Gospodarki.

Przypisy

- 1 *The third legislative package for an internal EU gas and electricity market: 2 Dyrektywy: 2009/73/EC, 2009/72/EC; 3 Rozporządzenia: 715/2009, 714/2009, ACER 713/2009.*
- 2 <http://naturalgasforeurope.com/tag/marlene-holzner> (dostęp 03.04.2011r.)
- 3 K. Kwiecień, *Trzeci pakiet liberalizacyjny, wystąpienie na sympozjum „perspektywy rynku gazowego w Polsce”, Warszawa, 2 grudnia 2010r., www.konferencje.pb.pl*

(dostęp 03.04.2011r.)

- 4 B. Ekstowicz, *Uwarunkowania dyplomatyczne i prawne UE w stymulowaniu rozwoju sektora energetycznego w subregionie europejskim. Konsekwencje polityki zagranicznej dla systemu elektroenergetycznego w Polsce*, [w:] *Elektroenergetyka. Współczesność i rozwój*, nr. 4(6)/ 2010, s.156.
- 5 www.mg.gov.pl (dostęp 03.04.2011r.)
- 6 Dz.U. z 2006 r. Nr 89 poz. 625 z późn. zm.
- 7 Dz. U. Nr 21, poz. 104
- 8 wystąpienie w czasie debaty „Plan Marshalla dla infrastruktury, Warszawa, 22 luty 2011 r., www.proinwestycje.pl (dostęp 03.04.2011 r.)
- 9 M.Kaliski, *Założenia polityki energetycznej, wystąpienie na IV CEE Gas Summit, Warszawa 8 luty 2011, www.tcct.pl* (dostęp 03.04.2011 r.)
- 10 „Mniej znaczy więcej”, III Międzynarodowe Forum Efektywności Energetycznej organizowane przez Społeczną Radę Narodowego Programu Redukcji Emisji, Warszawa, zapowiedź na: www.proinwestycje.pl (dostęp 03.04.2011 r.)
- 11 C.T. Szyjko, *Drogi rozwoju polskich regionów w perspektywie budżetu UE na lata 2014-20*, (w:) *Biznes & Ekologia* nr 96/97, 2011, s. 16-17.
- 12 Konkluzje Rady Europejskiej z dnia 17 czerwca 2010 r.
- 13 Zob. np. Rozporządzenie o Bezpieczeństwie Dostaw 994/2010 – weszło w życie 2 grudnia 2010 r.
- 14 Przemówienie powitalne, Konferencja „Japońskie technologie środowiskowe, „Hotel Sobieski, Warszawa, 2 marca 2011, www.matsugu.pl (dostęp 03.04.2011 r.)
- 15 E. Rowińska, Kancelaria Lengiewicz Wrońska Berezowska, <http://www.warsawvoice.pl/WVpage/pages/article.php/17781/articleb> (dostęp 03.04.2011 r.)
- 16 <http://www.cyceron.org/a-54-wolnosc-slowa-sondaz.html> (dostęp 03.04.2011 r.)
- 17 COM(2010) 639
- 18 Strategia „Europa 2020”, COM(2010) 2020.
- 19 Rozporządzenie o Bezpieczeństwie Dostaw 994/2010 – weszło w życie 2 grudnia 2010 r.
- 20 <http://www.euractiv.com/en/energy/putin-seek-2050-gas-roadmap-brussels-visit-news-502373> (dostęp 03.04.2011 r.)
- 21 *625, ze zm.*
2. Projekt ustawy o efektywności energetycznej ver. 12, <http://www.mg.gov.pl> (dostęp 03.04.2011 r.)
3. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European and Social Committee and the Committee of the Regions: 20-20 by 2020. Europe's Climate Change Opportunity, wraz z zestawem dokumentów. CEC, 2008.
4. Janikowski J., Tokarski S., 2007, *Inne aspekty rynku. Wspólny rynek europejski czy rynki regionalne*, WDF, Warszawa.
5. Komunikat Komisji. Europa 2020. Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu. KOM(2010) 2020 wersja ostateczna. Bruksela 2010.
6. Storper M., 1995, *The resurgence of regional economies, ten years later: the region as a nexus of untraded interdependencies*, "European Urban and Regional Studies", nr 2, s. 191–221.
7. Szyjko C.T., 2010, *Zmiana priorytetów energetycznych w regionach*, [w:] *Europejski Doradca Samorządowy. Fundusze-Inwestycje-Finansowanie*, Kwartalnik polskich samorządów i przedsiębiorstw komunalnych, nr. 3(18), Warszawa, s.40-46.
8. Szyjko C.T., 2011, *Globalizacja wobec Europy regionów*, [w:] *Europejski Doradca Samorządowy. Fundusze-Inwestycje-Finansowanie*, Kwartalnik polskich samorządów i przedsiębiorstw komunalnych, nr. 1(16), Warszawa, s.44-46.
9. Szyjko C.T., 2011, *Drogi rozwoju polskich regionów w perspektywie budżetu UE na lata 2014-20*, (w:) *Biznes & Ekologia* nr 96/97, s. 16-17.
10. Wojnicka E., Klimczak P., 2008, *Procesy innowacyjne w sektorze MSP w Polsce i regionach*, Warszawa.
11. Zalecenie Rady z dnia 13 lipca 2010 r. w sprawie ogólnych wytycznych polityk gospodarczych państw członkowskich i Unii (2010/410/UE).

Bibliografia:

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (DzU nr 89 z 2006 r., poz.

Cezary Tomasz Szyjko
dr nauk prawnych
Uniwersytetu Jana Kochanowskiego
email: szyjko@unipt.pl

Artykuł recenzowany

Przemysł i handel naftowy w roku 2010

Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego przedstawiła raport o sytuacji na krajowym rynku paliw w 2010 roku. Wysoki wzrost gospodarczy wpłynął korzystnie na sytuację polskiego rynku paliw.

Warszawa, 24 marca 2011 r. – Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego podsumowała sytuację na krajowym rynku paliw. Z raportu „Przemysł i handel naftowy 2010” wynika, że wzrost gospodarczy (około 4%) przełożył się na zwiększenie popytu na paliwa ciekłe na poziomie 1%.

W 2010 roku zanotowano zwiększenie konsumpcji głównego paliwa transportowego gospodarki – oleju napędowego o 4% oraz gazu płynnego LPG o 1%.

Jednocześnie wysokie ceny benzyn silnikowych spowodowały spadek zainteresowania tym paliwem o około 6%. Odnotowano również niewielki wzrost konsumpcji lekkiego oleju opałowego oraz spadek zapotrzebowania na ciężki olej opałowy. Łącznie w 2010 roku wyprodukowano prawie 23 mln m sześć. paliw płynnych, co stanowi wzrost o 7% w stosunku do roku poprzedniego. Równolegle import i nabycia wewnętrzzspółnotowe pięciu głównych gatunków paliw (benzyn silnikowych, oleju napędowego, gazu płynnego, lekkiego oleju opałowego i ciężkiego oleju opałowego) w porównaniu z rokiem ubiegłym spadły o 1 mln m sześć. do poziomu 8 mln m sześć. Stanowiło to 30% konsumpcji krajowej (odpowiednio 34% w 2009r.).

Wyniki potwierdziły nasze prognozy z roku 2009, gdzie oczekiwany wzrost rynku paliw na 2010 miał wynosić 1-2%. Znowelizowana prognoza zakłada, że wzrostowy trend utrzyma się do 2015 roku. Najważniejszym czynnikiem wzrostu będzie popyt na olej napędowy oraz wznoszący się trend zużycia, liczonych łącznie, substytutowych paliw jakimi są benzyna i autogaz. Wzrost popytu na rynek został zaspokojony przez zwiększoną produkcję krajową, w szczególności benzyn silnikowych i oleju opałowego. Jednocześnie malały dostawy paliw z zagranicy – powiedział Krzysztof Romaniuk, dyrektor ds. Analiz Rynku Paliw Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego.

Stacje benzynowe

W 2010 roku rynek detaliczny obsługiwało około 6,7 tys. stacji paliw. W dalszym ciągu blisko połowę (3,2 tys.) tej liczby stanowiły podmioty niezależne. Nieznacznie zmniejszyła się liczba stacji w sieciach krajowych koncernów naftowych.

Liderem rynku pozostał PKN ORLEN posiadający 1 714 stacji. Do 1 351 wzrosła liczba stacji z logo zagranicznych firm operujących na rynku polskim (wzrost o 40 stacji w stosunku do roku 2009).

Rok 2010 to także znaczący wzrost segmentu stacji autostradowych. Pod koniec grudnia 2010 takich obiektów było 31 (o 10 więcej niż roku 2009). Perspektywy rozwoju tego segmentu rynku są obiecujące, biorąc pod uwagę nowe przetargi ogłaszane przez GDDKiA oraz koncesjonariuszy prywatnych. W roku 2010 wzrosła również ilość stacji będących własnością supermarketów.

Rok 2010 upłynął pod znakiem wzrostu cen paliw silnikowych. Średnia cena detaliczna najpopularniejszej na polskim rynku benzyny EU 95 była wyższa o 10% w stosunku do 2009 roku. Jednocześnie o 17% wzrosła średnia cena detaliczna oleju napędowego. O blisko połowę zmniejszyła się również różnica pomiędzy ceną benzyny 95 i paliwa do silników Diesla.

Na poziom cen detalicznych w największym stopniu wpływały wzrost notowań ropy i paliw gotowych na rynkach międzynarodowych. Wzrostów tych nie było w stanie złagodzić w całości wzmocnienie kursu złotego w stosunku do dolara amerykańskiego – powiedział Krzysztof Romaniuk.

Biokomponenty i biopaliwa

2010 to trzeci rok, kiedy producenci i importerzy paliw zobowiązani byli do wprowadzenia biokomponentów i biopaliw na polski rynek. Narodowy Cel Wskaźnikowy (NCW), określający minimalny udział biokomponentów w paliwach i biopaliwach, wynosił w roku ubiegłym 5,75%.

– W roku 2010 producenci i importerzy paliw byli zmuszeni po raz kolejny zmierzyć się z realizacją Narodowego Celu Wskaźnikowego dodając biokomponenty do każdego sprzedawanego litra paliwa – powiedział Leszek Wieciech, dyrektor generalny Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego i dodał: To jednak nie wystarczało do sprostania wymogom NCW. Osiągnięcie celu na poziomie 5,75% wg wartości opałowej wymuszało dodatkową sprzedaż czystych estrów pod postacią paliwa B100. Według wstępnych danych spółkom udało się cel zrealizować ponosząc przy tym spore straty na tej działalności.

Oleje smarowe

W roku 2010 rynek olejów smarowych odrobił straty powstałe rok wcześniej w związku ze skutkami globalnego spowolnienia gospo-



darczego. Dane Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego pokazują, że zwłaszcza od strony tonażowej rynek wyraźnie przyspieszył, osiągając poziom 92% stanu z roku 2007, a więc sprzed kryzysu. Całkowity rynek olejów smarowych wyniósł w 2010 roku blisko 230 tys. ton sprzedanych środków smarnych, co stanowi wzrost o ponad 10% w stosunku do 206 tys. ton sprzedanych rok wcześniej. Segment motoryzacyjny zanotował niewielki wzrost, osiągając poziom około 122 tys. ton, zaś w segmencie przemysłowym sprzedaż wzrosła dynamicznie o 16% do poziomu 101 tys. ton.

Informacje o POPiHN

Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego (POPiHN) – organizacja non-profit reprezentująca interesy członków z sektora naftowego. Powstała w 1995 roku jako organizacja pracodawców w oparciu o Ustawę o organizacjach pracodawców z dnia 23 maja 1991 roku (Dz.U. 55, poz. 235).

Głównym celem Organizacji jest zrównoważone tworzenie i kształtowanie konkurencyjnego rynku paliwowego w Polsce. Do sukcesów Organizacji można zaliczyć: zniesienie pozwoleń importowych, ograniczenie rozwoju szarej strefy na rynku oleju opałowego i gazu płynnego, wprowadzenie systemu kontroli jakości paliw płynnych (w tym LPG), zniesienie obowiązku legalizacji zbiorników na środki smarowe, stworzenie systemu monitorowania rynku paliw i środków smarowych.

Członkowie POPiHN:

BP EUROPA SE, EXXONMOBIL Poland Sp. z o.o., FUCHS Oil Corporation Polska Sp. z o.o., GRUPA LOTOS S.A., J&S ENERGY S.A., LUKOIL Polska Sp. z o.o., NESTE Polska Sp. z o.o., OLPP Sp. z o.o., PERN „Przyjaźń” S.A., PKN ORLEN S.A., SHELL Polska Sp. z o.o., SLOVNAFT Polska S.A., STATOIL Polska Sp. z o.o., TANQUID Polska Sp. z o.o., TOTAL Polska Sp. z o.o.

Kontakt/Dodatkowe informacje:

Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego
ul. Rejtana 17 lok. 36, 02-516 Warszawa
Tel./Fax. +48 22 848 45 90
@: popihn@popihn.pl
www.popihn.pl

Międzynarodowa Wystawa Badań, Innowacji i Wynalazków PRO INVENT



W zorganizowanej w dniach 22-25 marca 2011 r. Międzynarodowej Wystawie Badań, Innowacji i Wynalazków PRO INVENT w Cluj-Napoca, Rumunia, Instytut Nafty i Gazu został nagrodzony 3 medalami:

ZŁOTYM MEDALEM za wynalazek *Olej do procesu obróbki stali skrawaniem* (Steel machining oil, P.205911), twórcy: Franciszek Steinmec, Barbara Gaździk, Marta Łapa, Alicja Bednarska.

SREBRNYM MEDALEM za *Sposób wytwarzania ciężkiego oleju podstawowego* (Manufacturing

method of heavy base oil, P.393446), twórcy: Artur Antosz, Anna Bartyzel, Stefan Ptak, Halina Syrek.

BRAZOWYM MEDALEM za *Sposób usuwania skażenia mikrobiologicznego w zbiornikach cieczy wiertniczych* (Method for removing microbial contamination from drilling fluid tanks, P.392737), twórcy: Anna Turkiewicz, Joanna Brzeszcz, Piotr Kapusta, Teresa Steliga.

Dziewiąta edycja targów obejmowała trzy działy tematyczne: materiałów, procesów i produktów innowacyjnych, energię i środowisko.

Międzynarodowa Wystawa Badań, Innowacji i Wynalazków PRO INVENT w Cluj-Napoca, jest wydarzeniem organizowanym przez Ministerstwo Edukacji, Badań i Młodzieży, Krajowy Urząd ds. Badań Naukowych oraz Akademię Nauk Technicznych w Rumunii. Jest jednym z najważniejszych targów wynalazczych w Rumunii.

Instytut Nafty i Gazu

Nagroda im. Prof. Thomasa Davisa dla Pani Renaty Cichej-Szot

Mgr inż. Renata Cicha-Szot z Zakładu Inżynierii Naftowej otrzymała nagrodę ufundowaną przez prof. Thomasa Davisa z Colorado School of Mines, USA dla młodego, wyróżniającego się w pracy naukowej pracownika Instytutu Nafty i Gazu.

Mgr inż. Renata Cicha-Szot – absolwentka Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu oraz Wy-

działu Paliw i Energii AGH w Krakowie. Pracuje w Zakładzie Inżynierii Naftowej INiG. Realizuje prace badawcze dotyczące modyfikacji przepuszczalności skał zbiornikowych oraz uszkodzenia strefy przyodwiertowej.

Instytut Nafty i Gazu



Wpływ zawartości biokomponentów w paliwie na emisję silnika Diesla i starzenie oleju silnikowego

Projekt badawczy dotyczy oceny wpływu zróżnicowanego udziału biokomponentów w oleju napędowym na procesy degradacji oleju smarowego oraz emisję cząstek stałych i innych szkodliwych składników gazów wylotowych nowoczesnego silnika o zapłonie samoczynnym.

Podstawowe zagadnienia projektu:

Ocena kompatybilności oleju silnikowego z paliwem zawierającym biokomponenty (FAME).

Badanie wpływu udziału biokomponentów na emisję.

Ocena wpływu biokomponentów na klimat.



www.biodeg.eu

Projekt finansowany z Norweskiego Mechanizmu Finansowego i Mechanizmu Finansowego EOG

Kierownik projektu
dr inż. Zbigniew Stępień
Instytut Nafty i Gazu
Tel: +48 12 617 74 63
E-mail: stepien@inig.pl

INSTYTUT NAFTY I GAZU
ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków
Telefon: +48 12 421 00 33
Fax: +48 12 430 38 85
E-mail: office@inig.pl
www.inig.pl

Wmurowanie kamienia węgielnego pod terminal LNG i otwarcie Europejskiego Centrum Szkolenia LNG



23 marca br w Świnoujściu, a następnie w Szczecinie, miały miejsce dwa ważne wydarzenia. Przed południem, na terenie inwestycji odbyło się uroczyste wmurowanie kamienia węgielnego pod budowę terminalu LNG w Świnoujściu. Honorowymi gośćmi wydarzenia byli: Donald Tusk, prezes Rady Ministrów i Aleksander Grad, minister Skarbu. Po południu w Szczecinie minister Skarbu wraz z prezesem spółki Polskie LNG (PLNG) i rektorem Akademii Morskiej w Szczecinie, wspólnie otworzyli Europejskie Centrum Szkoleniowe LNG. Jest to pierwszy tego typu ośrodek w naszej części kontynentu i jeden z najnowocześniejszych na świecie.

— Jesteśmy w miejscu, które przejdzie do historii najbardziej ambitnych marzeń, jakie Polacy mieli w ostatnich latach. Gazoport to element całego ciągu przedsięwzięć, które mają złożyć się na bezpieczeństwo energetyczne Polaków i bezpieczeństwo energetyczne całej Europy — powiedział podczas uroczystości prezes Rady Ministrów Donald Tusk. — To jest prawdziwa dywersyfikacja. Za tym dziwnym słowem kryje się bezpieczeństwo i rzeczywista niezależność od jednego źródła dostawy gazu — dodał premier.

Zgodnie z tradycją kamień węgielny został wmurowany na placu budowy inwestycji, w miejscu, w którym staną dwa zbiorniki na skroplony gaz (LNG). Pod Aktem Erekcyjnym, oprócz premiera i ministra Skarbu, swoje podpisy złożyli: w imieniu inwestora — Zbigniew Rapciak, prezes Zarządu Polskie LNG SA, oraz — w imieniu wykonawcy — Tomasz Tomczak, przedstawiciel wykonawcy konsorcjum Saipem-Techint-PBG i wiceprezes PBG S.A. Wśród zaproszonych gości byli także przedstawiciele korpusu dyplomatycznego, parlamentarzyści oraz reprezentanci władz lokalnych. Na tę wyjątkową okazję zostały wybite medale pamiątkowe, które zaprojektował znany artysta rzeźbiarz profesor Stefan Dousa. Prezes Z. Rapciak wręczył je Honorowym Gościom, otrzymali je również wszyscy uczestnicy wydarzenia.

— Dzisiejsza uroczystość wieńczy wielomiesięczne prace przygotowawcze, które często są niewidoczne i przez to niedoceniane. Mają one jednak olbrzymie znaczenie, bo dobrze przygotowana inwestycja jest później sprawnie realizowana — powiedział w imieniu inwestora, spółki Polskie LNG S.A., prezes Zbigniew Rapciak.

Terminal LNG w Świnoujściu to pod względem technologicznym unikatowa inwestycja w naszej części Europy. To także przedsięwzięcie o strategicznym znaczeniu dla Polski, mające w znacznym stopniu przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju.



Wmurowanie aktu erekcyjnego od lewej: prezes Tomczak, minister Grad, premier Tusk, prezes Rapciak

Terminal LNG to instalacja do odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Zgodnie z harmonogramem, jako pierwsze powstawać będą zbiorniki na gaz LNG. Rozpoczynające się właśnie prace ziemne służą przygotowaniu miejsca pod ich fundamenty. W bieżącym roku zostaną też wzniesione żelbetowe ściany pierwszego zbiornika. Równocześnie będzie powstawać estakada, którą przebiegać będą rurociągi transportujące gaz ze statku. W 2012 r. staną żelbetowe ściany drugiego zbiornika, a następnie ruszy spawanie stalowych wewnętrznych ścian w obu powstających kolosach. Terminal LNG zostanie uruchomiony 30 czerwca 2014 roku, czyli za 1 194 dni.

Świnoujski terminal zaprojektowano zgodnie z najwyższymi normami przewidzianymi dla tego typu obiektów na świecie. Jest on także budowany z zachowaniem wszelkich wymogów w zakresie bezpieczeństwa i jakości oraz z poszanowaniem komfortu życia mieszkańców i środowiska naturalnego. W marcu br. spółka Polskie LNG zdobyła kolejny już certyfikat jakości ISO — tym razem w zakresie „Systemu zarządzania środowiskowego”, zgodny z normami PN-EN ISO 14001:2005. Certyfikat został przyznany przez niemiecką jednostkę certyfikującą TÜV Thüringen e.V.

Po uroczystości wmurowania kamienia węgielnego w Szczecinie odbyło się kolejne wydarzenie — otwarcie Europejskiego Centrum Szkoleniowego LNG (ECSLNG) na szczecińskiej Akademii Morskiej. Uroczystej inauguracji Centrum dokonał Aleksander Grad, minister Skarbu Państwa. Gospodarzami tego wydarzenia byli prof. dr hab.inż. kpt.ż.w. Stanisław Gućma, rektor Akademii Morskiej i Zbigniew Rapciak prezes Zarządu PLNG.

— Chciałbym podkreślić dalekowzroczność i współpracę ludzi nauki i ludzi biznesu, którzy potrafili przewidzieć nadchodzące potrzeby i zaprojektowali Europejskie Centrum Szkolenia LNG. Dzięki

temu mamy w Szczecinie ośrodek dysponujący niezwykle nowoczesnymi urządzeniami. Pozwolą one wyszkolić specjalistów, którzy znajdą zatrudnienie w gazoporcie oraz na statkach transportujących skroplony gaz — powiedział minister Aleksander Grad, oficjalnie inaugurując działalność ECS LNG. — To ważne miejsce dla przyszłości Polski i rozwoju technologii, które pojawiają się wraz z powstaniem terminalu LNG — dodał minister.

ECSLNG to wspólne przedsięwzięcie spółki Polskie LNG S.A., Akademii Morskiej w Szczecinie i Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

— Najcenniejszym kapitałem każdego przedsiębiorstwa bazującego na nowoczesnych technologiach są ludzie, którzy potrafią sprawnie nimi operować i poszukiwać kolejnych innowacyjnych rozwiązań. Mamy też świadomość, że powstanie terminalu LNG jest inwestycją o charakterze cywilizacyjnym, umożliwiającym postęp w wielu dziedzinach. Dlatego utworzenie Centrum postrzegamy zarówno jako cenną i opłacalną inwestycję w nasze przyszłe kadry, jak i wkład w rozwój polskiej nauki — powiedział podczas inauguracji Zbigniew Rapciak, prezes spółki Polskie LNG.

O wyjątkowości Centrum świadczy unikatowe połączenie czterech symulatorów najnowszej generacji, wiernie odwzorowujących warunki pracy gazoportu. Europejskie Centrum Szkoleniowe LNG było już promowane na międzynarodowych konferencjach branży gazowej i spotkało się z dużym zainteresowaniem, głównie ze względu na oferowaną wysoką jakość kształcenia, w korzystnej cenie. Dzięki niemu Polska może stać się kuźnią specjalistów o światowych kwalifikacjach.

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



Tu życie płynie wolniej,
a czyste górskie
powietrze poprawia
samopoczucie.



Czarna Perła Bieszczadów

Centrum Konferencyjno-
-Rekreacyjne

www.ckrczarna.pl

☎ (13) 461 61 61

faks (13) 461 61 63

e-mail: info@ckrczarna.pl

38-710 Czarna k/Ustrzyk Dolnych

liczba pokoi 59

liczba domków 10

liczba sal konferencyjnych 3

liczba miejsc w salach

konferencyjnych 170

Rekreacja

SPA, zespół basenów, solarium,
sauny, korty tenisowe, boiska
sportowe, wyciąg narciarski, sala
bilardowa, indywidualne propozycje
ekstremalnego wypoczynku

Czarna to jedna z najpiękniejszych miejscowości w sercu Bieszczadów. Jest częścią magicznej krainy, która od dawien dawna ściąga ku sobie artystów, ludzi wolnych duchem, wrażliwych na piękno Połonin i dzikiej przyrody. W tym uroczym zakątku położona jest Perła Bieszczadów, Centrum Konferencyjno-Rekreacyjne Czarna. Ten ekskluzywny, nowoczesny i komfortowo wyposażony ośrodek oferuje 165 miejsc noclegowych.

Na Gości czekają: elegancki Hotel, komfortowy Dom Wczasowy, a także tradycyjne, całoroczne Domki i Apartamenty leśne. Cały kompleks, w skład którego wchodzi również baseny, korty tenisowe i boiska spor-

Po relaks do Czarnej Perły

Restauracja
Cztery Pory Roku

towe oraz wyciąg narciarski, otoczony jest lasem, życie płynie tu wolniej, w ciszy i spokoju, a górskie powietrze wpływa na dobry nastrój i poprawia samopoczucie.

W budynku hotelowym wszystkie pokoje są klimatyzowane, wyposażone w obszerne łazienki, TV, telefon, lodówkę oraz radio. Znajduje się w nim także restauracja „Cztery Pory Roku”, basen kryty oraz strefa Spa. Ciepłym wystrojem pokoi zachęca również połączony z budynkiem hotelowym Dom Wczasowy, który jest obiektem o podwyższonym standardzie.

Oferowane przez cały rok domki to przytulne drewniane chatki w leśnej okolicy, pełne domo-

wego ciepła i blasku ognia z kominka w zimowe wieczory. Każdy wyposażony jest w aneks kuchenny z lodówką, kominek, łazienkę, odbiornik TV, telefon i radio. Ponadto w dwóch apartamentach leśnych znajdą Państwo wygodny taras wyłącznie dla siebie.

Szef Kuchni restauracji „Cztery Pory Roku”, Sławomir Wytrążek, tworzy potrawy według starannie dobranych receptur oraz lokalnych, zawsze świeżych składników. Zapraszamy do spróbowania prawdziwych przysmaków według karty odświeżanej z każdą porą roku. Nasza restauracja to nie tylko wyśmienita kuchnia, ale także przytulne i eleganckie wnętrza w sercu Bieszczad.

Organizatorom szkoleń i spotkań biznesowych ośrodek proponuje trzy klimatyzowane sale konferencyjne (dla 20, 30 oraz 120 osób). Każda wyposażona jest w wysokiej klasy sprzęt audiowizualny, który pozwoli przeprowadzić każde szkolenie. Rekreacja w Czarnej Perle Bieszczadów to także bardzo ważny element służby naszym Gościom. Dokładamy wszelkich starań, aby nasze obiekty rekreacyjne i oferowane w nich usługi aktywnego wypoczynku były zawsze dostosowane do oczekiwań, a sprzęt sportowy - najwyższej klasy.

Na zwolenników aktywnego wypoczynku czekają m.in. zespół basenów i boiska



Piękno
połonin
i dzika
przyroda



8 miesięcy i zrobione otwarcie Ośrodka Zbioru Gazu Kupno



10 stycznia 2011 r. to kolejna ważna data w historii naszego Oddziału. W tym dniu, w miejscowości Poręby Kupieńskie koło Kolbuszowej otwarty został Ośrodek Zbioru Gazu KUPNO. W uroczystości wziął udział wiceprezes PGNiG SA Marek Karabuła i dyrektor PGNiG SA Oddział w Sanoku Mieczysław Jakiel.

Wśród gości byli także posłowie Piotr Tomasiński i Jan Tomaka oraz burmistrz Kolbuszowej Jan Zuba. Całość poprowadził dyrektor inwestycyjny sanockiego oddziału PGNiG SA Jan Zawadzki, a poświęcenia OZG dokonał proboszcz parafii w Kupnie ks. Kazimierz Osaka. Dyrektor Mieczysław Jakiel gratulował wykonawcom inwestycji: - Godne podkreślenia jest tempo realizacji prac budowlano-montażowych. Od przekazania placu budowy minęło osiem miesięcy i dzisiaj możemy wspólnie cieszyć się uwieńczeniem tego zadania.

Szacuje się, że OZG Kupno będzie oddawał do systemu rocznie ok. 35 mln Nm³ gazu wysokometanowego. Wartość całej inwestycji – obejmująca m.in. odwiertowanie i wyposażenie (wgłębne i napowierzchniowe) odwiertów K-2, K-3, K-4, K-6 (w tym dwóch selektywnych) – wyniosła ok. 65 mln zł.

Budowę kopalni Kupno rozpoczęto w kwietniu 2010 roku, a generalnym wykonawcą całej



Instalacje napowierzchniowe OZG Kupno. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku

inwestycji była firma Control - Process SA z Tarnowa. Ośrodek zbioru gazu jest miejscem, do którego gaz ziemny dociera z odwiertów, by mógł przejść m.in. proces osuszania i oczyszczania.

Ośrodek Zbioru Gazu Kupno wyposażony jest w instalacje technologiczne przeznaczone do redukcji ciśnienia, oddzielania wody złożowej oraz osuszania i odgazolinowania gazu. Posiada również zbiorniki oraz połączenia rurowe, armaturę odcinającą, regulacyjną oraz instalację AKPiA (pomiary i automatyka), tłocznię metanolu. Częścią OZG jest też budynek administracyjno-techniczny.

Złoże gazu ziemnego Kupno znajduje się w centralnej części zapadliska przedkarpackiego, na północny-wschód od złoża gazu ziemnego Jasionka oraz na południe od złoża Lipnica-Dzikowiec. Gaz ziemny zakumulowany jest na głębokości od 586 do 922 m.

W 2011 r. PGNiG SA Oddział w Sanoku ma w planie oddanie kolejnych inwestycji, których celem będzie zwiększenie krajowego wydobycia gazu oraz pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu.

Anna Folcik

PGNiG SA Oddział w Sanoku



Symboliczne przecięcie wstęgi – pierwszy z lewej wiceprezes PGNiG SA Marek Karabuła. Fot. Tomasz Stafiej
Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku

Łącznie o włączeniach — nowe odwierty, nowe OZG w 2010



W roku 2010 włączono do eksploatacji 17 odwiertów gazowych o łącznej aktualnej zdolności wydobywczej równej 331 [nm³/min]. Odwierty takie jak Pantalowice 5k, Pantalowice 6k, Zalesie 15k, Przemyśl 280k i Palikówka 9k zostały podłączone do istniejących ośrodków zbioru gazu, natomiast dla odwiertów Jasionka 8, Jasionka 8k, Kupno 2, Kupno 3, Kupno 4, Kupno 6, Morawsko 2, Morawsko 3k, Morawsko 4, Sarzyna 17, Sarzyna 18, Sarzyna 19 zostały wybudowane nowe OZG.

OZG Jasionka II

Ośrodek Zbioru Gazu Jasionka II położony jest w Rezerwacie przyrody Bór. Znajduje się w miejscowości Rudna Mała w gminie Głogów Małopolski i terytorialnie należy do Kopalni Gazu Ziemnego Zalesie. Odwierty Jasionka 8 i Jasionka 8k zostały włączone do eksploatacji 26 sierpnia, a łączna aktualna zdolność wydobywcza wynosi 55 [nm³/min]. Gaz w punkcie zdawczo-odbiorczym oddawany jest do OGP Gaz-System SA.



OZG Kupno. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku



OZG Morawsko. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku



OZG Jasionka II. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku

OZG Kupno

Ośrodek Zbioru Gazu Kupno, znajduje się w miejscowości Widelka w gminie Kolbuszowa i terytorialnie należy do Kopalni Gazu Ziemnego Czarna Sędziszowska. Złoże Kupno zostało udostępnione czterema odwiertami: Kupno 2, Kupno 3, Kupno 4, Kupno 6. Rozruch instalacji nastąpił 7 listopada i wtedy też popłynął pierwszy gaz, natomiast uroczyste otwarcie OZG Kupno z udziałem wiceprezesa Marka Karabudy oraz zaproszonych gości odbyło się już w Nowym Roku - 10 stycznia (w numerze relacja z tej uroczystości).

Aktualna zdolność wydobywcza OZG wynosi 80 [nm³/min]. Na OZG zastosowano regenerację glikolu z zastosowaniem grzałek elektrycznych. Pomiarownia rozliczeniowa znajduje się około 5 km od OZG Kupno. Gaz w punkcie zdawczo-odbiorczym oddawany jest do OGP Gaz-System SA.

OZG Morawsko

Ośrodek Zbioru Gazu Morawsko jest ośrodkiem bezobsługowym, znajdującym się w miejscowości Munina w gminie Jarosław i terytorialnie należy do Kopalni Gazu Ziemnego Jarosław. Odwierty Morawsko 2, Morawsko 3k, Morawsko 4 zostały włączone do eksploatacji 6 grudnia, a łączna aktualna zdolność wydobywcza wynosi 13 [nm³/min]. Jedynym odbiorcą gazu z OZG Morawsko jest Huta Szkła Jarosław, która dobowo odbiera 17 tys. nm³.

OZG Sarzyna II

Ośrodek Zbioru Gazu Sarzyna II znajduje się w miejscowości Tarnogóra i terytorialnie należy do Kopalni Gazu Ziemnego Żołynia. Odwiert

Sarzyna 17 został włączony do eksploatacji 30 sierpnia, natomiast odwierty Sarzyna 18 i Sarzyna 19 zostały włączone 30 grudnia, a łączna aktualna zdolność wydobywcza wynosi 36 [nm³/min]. Gaz w punkcie zdawczo-odbiorczym oddawany jest do OGP Gaz-System SA.



OZG Sarzyna II. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku

W ramach tego samego zadania inwestycyjnego zagospodarowany będzie odwiert Nowosielec 3 — wykonano wyposażenie napowierzchniowe oraz wybudowano gazociąg kopalniany na terenie gminy Sarzyna (od OZG do granicy gminy). Jednocześnie na OZG zostały zabudowane sprężarki, które umożliwią eksploatację gazu ziemnego niezależnie od spadku ciśnienia na którymkolwiek z odwiertów.

Joanna Klimowicz

PGNiG SA Oddział w Sanoku

Kierunek Karpaty...

Realizacja prac poszukiwawczych, rozpoznawczych i eksploatacyjnych w 2010 r.



Wykonane prace poszukiwawcze, rozpoznawcze i eksploatacyjne w roku 2010 obejmowały wiercenia przede wszystkim na obszarze Przedgórzia Karpat – w młodych skałach mioceńskich oraz, w mniejszym stopniu, w starych skałach jurajskich i kambryjskich. Częściowo w Karpatach, a tylko w niewielkim zakresie na obszarze Rowu Lubelskiego. Postęp technologiczny dotyczący lepszej jakości pomiarów sejsmicznych zaowocował rozpoczęciem wierceń poszukiwawczych w Karpatach.

gazu ziemnego na złożach Mirocin, Zagorzyce, Cierpisz i Góra Ropczycka.

Aktualnie w wierceniu znajduje się 7 otworów, których łączny metraż na 31 grudnia 2010 r. wyniósł 9655 m. Z 2 otworów wierconych w Karpatach, pierwszy – Niebieszczy-1 – ma za zadanie poszukiwanie złóż ropy i gazu ziemnego na dużych głębokościach. Natomiast zadaniem odwiertu eksploatacyjnego Łodyna-90K jest zwiększenie wydobywania ze złoża Łodyna-Brzegi Dolne. Kolejne otwory: Łapanów-4, Tymowa-1 i Woliczka-1 mają



Urządzenie wiertnicze typu IDECO DIR 700 PNiG Jasko – Oddział Naftgaz w Wołominie Fot. S. Sieradzki



Rdzeń z otworu Łodyna 90K. Fot. S. Sieradzki

W roku 2010 zrealizowaliśmy lub rozpoczęliśmy realizację 19 otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych i eksploatacyjnych (w tym dwa na PMG). Do końca roku odwierciliśmy i opróbowaliśmy 12 otworów o łącznym metrażu 17375 m.

W 7 otworach (Dzików Stary-2, Łapanów-3, Mirocin-64, Pruchnik-26, Rudka-16, Wola Różaniecka-17 i 19) uzyskaliśmy przemysłowy przepływ gazu oraz w jednym otworze (Załęzie-3) przepływ ropy. Odkryliśmy nowe, nieudokumentowane horyzonty gazonośne na złożu Dzików Stary, Mirocin, Rudka i Wola Różaniecka. Sumaryczny przepływ gazu ziemnego, jaki otrzymaliśmy w odwierconych otworach wyniósł ponad 450 m³/min.

Ponadto wykonaliśmy 2 otwory (Strachoci-4H i -9H) dla rozbudowującego się magazynu gazu w Strachocinie. Niestety, nie potwierdziły się wcześniejsze założenia w otworach Wieleńka-3 i Jasionka-10K, które nie dały przemysłowego przepływu gazu i zostały zlikwidowane.

W wyniku dotychczasowych prac geologiczno-złożowych udokumentowaliśmy łącznie (we wszystkich horyzontach) około 2 mld m³

zbadać i odkryć złoża węglowodorów w skałach mezozoiczno-paleozoicznych. W celu zbadania osadów mioceńskich i odkrycia złoża gazu ziemnego wiercony jest otwór Łopuszka Wielka-2K.

W 2010 roku realizowaliśmy prace sejsmiczne w obrębie 8 zdjęć, w tym dwóch 3D:

Łańcut-Kańczuga oraz Góra Ropczycka. Obydwa tematy wchodzą obecnie w finalny etap prac – interpretację sejsmiczną i geologiczną. W minionym roku zrealizowaliśmy również pierwsze po dłuższej przerwie zdjęcia 2D na obszarze Karpat: Iwonicz-Haczów oraz Kostarowce-Zahutyń. Na podstawie wyników tych prac zaplanowano otwory poszukiwawcze w tym ciągle słabo jeszcze rozpoznanym rejonie. Warto przypomnieć, że przedsięwzięcia: Kostarowce-Zahutyń i Paszowa-Brzegi Dolne (obecnie na etapie zakończenia prac polowych) realizowane są w kooperacji z firmami zagranicznymi.

Zenon Ratuszniak
Joanna Krawiec

PGNiG SA Oddział w Sanoku



Na wiertni; oblepiony płuczką wiertniczą świder, wyciągnięty z odwiertu. Fot. S. Sieradzki

Jerzy
Zagórski

Dwie kolejne koncesje na Norweskim Szelfie Kontynentalnym dla PGNiG SA

Należąca do PGNiG SA spółka PGNiG Norway AS otrzymała udziały w dwóch kolejnych koncesjach poszukiwawczo – wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Koncesje zostały przyznane przez



Ministerstwo ds. Węglowodorów i Energii w ramach 21 rundy licencyjnej. PGNiG SA ma tym samym udziały w 10 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

PGNiG Norway otrzymało 20% udziałów w koncesji PL599, na której bezpośrednim operatorem została spółka BG Norge AS (40% udziałów). Pozostałymi partnerami są: Idemitsu Petroleum Norge AS (20% udziałów) oraz Norwegian Energy Company ASA (20% udziałów).

Drugą z koncesji, w której udziały otrzymało PGNiG Norway jest PL600, na której bezpośrednim operatorem została spółka Dana Petroleum Norway AS z 70% udziałów. PGNiG Norway posiada pozostałe 30% w tej koncesji.

Pozyskanie udziałów w koncesjach PL599 i PL600 jest ważnym elementem strategii PGNiG Norway na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i pozwoli na prowadzenie prac poszukiwawczych na perspektywnym obszarze w tym regionie. Na przyznanych koncesjach PGNiG Norway wraz z partnerami zobligowało się ponownie przetworzyć istniejące profile sejsmiczne 3D i przeprowadzić badania geologiczne – geofizyczne. Ponadto w ciągu dwóch lat udziałowcy koncesji muszą podjąć decyzję o rozpoczęciu wierceń lub zaprzestaniu prac i zwrocie praw do obszaru. W przypadku pozytywnej decyzji o rozpoczęciu wierceń, odwiert musi zostać wykonany w terminie czterech lat od daty przyznania powyższych licencji.

Marcin
Zachowicz

Nowe koncesje dołączą do pozostałych ośmiu, które PGNiG Norway posiada na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Największym projektem inwestycyjnym spółki jest zagospodarowanie złoża Skarv, z którego wydobyte rozpocznie się już w sierpniu 2011 r. W 2012 r. wydobyte z tego złoża wyniesie 0,4 mln ton ropy i 0,4 mld m sześć. gazu. Przy obecnych cenach rynkowych, planowany wolumen wydobycia pozwoli na osiągnięcie w Norwegii przychodów w wysokości ponad 500 mln USD w 2012 r.



PGNiG na największej platformie FPSO na świecie

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA kończy przygotowania do wydobycia ropy i gazu ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS). Na początku maja 2011 r. na miejsce odwiertów dopłynęła specjalna geostacjonarna pływająca platforma FPSO. Jest to największe tego typu urządzenie na świecie operujące w trudnych warunkach pogodowych. Produkcja, zgodnie z planem rozpocznie się już w drugiej połowie tego roku, a PGNiG SA będzie pierwszą polską spółką, wydobywającą ropy i gaz za granicą na skalę przemysłową.

Tylko dzięki wydobyciu ze złoża Skarv PGNiG SA prawie podwoi roczną produkcję ropy, która obecnie wynosi 0,5 mln ton rocznie. Z norweskiego złoża popłynę bowiem 0,4 mln ton ropy w 2012 roku. Oprócz ropy PGNiG będzie wydobywać z norweskiego złoża również gaz ziemny, na początku rocznie 0,4 mld metrów sześć.

Zagospodarowanie złoża Skarv to obecnie największy projekt inwestycyjny realizowany obecnie w Norwegii. To również pierwszy zagraniczny projekt w Grupie PGNiG, który przyniesie wymierne korzyści ekonomiczne. Przy obecnych cenach rynkowych, planowany wolumen wydobycia pozwoli na osiągnięcie w Norwegii przychodów w wysokości ponad 500 milionów USD w 2012 roku. Należy dodać, że przychody będą

generowane przy stosunkowo niewielkich kosztach własnych i braku obciążeń podatkowych w pierwszych latach produkcji.

Projekt Skarv - największa inwestycja na Norweskim Szelfie

PGNiG SA poprzez swoją spółkę PGNiG Norway posiada ok. 12% udziałów w projekcie Skarv. Operatorem złoża jest BP (24% udziałów), a pozostali partnerzy w projekcie to Statoil (~36%) oraz E.ON Ruhrgas (~28%). Z tymi firmami PGNiG współpracuje też na innych koncesjach. Plan zagospodarowania obejmuje złoża Skarv i Idun, które zawierają łącznie 434 milionów baryłek ropy i gazu (udział PGNiG to ~52 mln boe). Całkowity koszt zagospodarowania wynosi 35,5 mld koron norweskich (z których PGNiG pokrywa około 2,1 mld złotych).

Złoża Skarv położone jest na Morzu Norweskim, około 300 km na północny-zachód od Trondheim, gdzie głębokość wody waha się pomiędzy 325 a 450 m. Koncesje wokół złoża Skarv posiadają znaczny potencjał do dalszych poszukiwań ropy i gazu. W 2010 roku PGNiG odkryło złożo Snadd North, którego zasoby są szacowane między 57-100 mln baryłek.

Koncepcja zagospodarowania opiera się na platformie wydobywczej, magazynowania, załadunku i rozładunku (FPSO), która była budowana przez ostatnie trzy lata w Korei Południowej. Na początku marca tego roku platforma dotarła do Norwegii. To największa na świecie jednostka FPSO, operująca w trudnych warunkach pogodowych, o długości kadłuba 292 metrów szerokości 51 metrów. Ładowność platformy FPSO wynosi 880.000 baryłek. Jej szacowana wartość to ponad 2 mld dolarów. Techniczny czas eksploatacji platformy FPSO wynosi co najmniej 25 lat. Wszelkie modyfikacje na platformie mogą odbywać się na pełnym morzu.

Ropa wydobyta ze złoża Skarv będzie sprzedawana na rynku międzynarodowym, natomiast gaz ma według planów trafić do wybrzeża Niemiec. PGNiG ma możliwość sprzedaży tego gazu w różnych krajach, ale mógłby być również sprowadzony do Polski z terminalu Emdem.

Finansowanie działalności PGNiG w Norwegii

Działalność poszukiwawczo-wydobywczą na terenie Norweskiego Szelfu Kontynentalnego prowadzi PGNiG Norway, która została założona w 2007 roku. Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG SA, a kapitał zakładowy wynosi 951 milionów koron norweskich (NOK). Spółka zatrudnia międzynarodowy zespół 21 pracowników i posiada udziały w 8 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na NCS. Głównym aktywem spółki są udziały w złożu Skarv. PGNiG

SA kupiło je w lutym 2007 r. od ExxonMobil za 360 mln USD. We wrześniu tego samego roku spółka uzyskała zgodę norweskich władz (prekwalifikację) na prowadzenie działalności na NCS, a w październiku sfinalizowała transakcję z ExxonMobil. W ciągu ostatnich czterech lat, PGNiG pozyskało w Norwegii wydobywalne zasoby w wysokości 71 mln baryłek ekwiwalentu ropy i gazu w złożach Skarv, Snadd i Gråsel.

Do końca 2010 roku PGNiG Norway AS zainwestowała w projekt Skarv około 820 mln USD (włączając cenę zakupu), które pochodziły od PGNiG S.A. (660 mln USD) oraz banków (160 mln USD). Dla zakończenia projektu prowadzącego do rozpoczęcia wydobycia konieczne jest zainwestowanie jeszcze około 140 mln USD w latach 2010-13. Pozostałe środki zostaną pozyskane w ramach kredytu RBL (Reserved Based Loan – „kredyt w oparciu o rezerwy”).

W 2010 r. PGNiG Norway podpisało umowę kredytową w wysokości 400 milionów dolarów z siedmioma bankami. To pierwsze w historii PGNiG i jedno z pierwszych w Europie Środkowej finansowanie w ramach formuły RBL.

Norweski Szelf Kontynentalny

Norwegia to drugi największy eksporter gazu i szósty największy eksporter ropy na świecie. Produkcja ropy (wraz z kondensatem) to około 2,3 mln bbl na dobę, a produkcja gazu to około 103 mld m³. Zgodnie z przewidywaniami sprzedaż gazu z NCS w najbliższych nadal będzie rosła.

W ostatnich latach istotnie wzrosła produkcja gazu z NCS. Według prognoz udział gazu w łącznej produkcji z NCS wzrośnie z 43% w 2009 roku do ponad 50% w kolejnych latach. Jest to związane z naturalnym wyczerpywaniem się złóż ropy i stopniowym odzyskiwaniem gazu z tych złóż.



PGNiG SA sprzedało prawie 4,8 mld m sześć. gazu w I kwartale 2011 r.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA sprzedało ok. 4,8 mld m sześć. gazu ziemnego w pierwszym kwartale 2011 r., czyli podobną ilość, jak w analogicznym okresie 2010 r.

W pierwszym kwartale 2011 r. wydobycie gazu ziemnego wyniosło 1,1 mld m sześć., podobnie jak w pierwszym kwartale 2010 r.

Import gazu ziemnego wyniósł w pierwszych trzech miesiącach br. ok. 3,1 mld m sześć.

Ponadto 31 marca 2011 r. w podziemnych magazynach gazu wysokometanowego (tj.

Brzeźnica, Husów, Strachocina, Swarzów, Wierchowice oraz w kawernowym podziemnym magazynie gazu Mogilno) znajdowało się ok. 334 mln m sześć. gazu wraz z uwzględnieniem wolumenu gazu ziemnego będącego w gestii Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System SA oraz zapasem obowiązkowym będącym w gestii Ministerstwa Gospodarki.

PGNiG SA planuje wzrost krajowego wydobycia gazu ziemnego z obecnych 4,1-4,2 mld m sześć. do 4,4-4,5 mld m sześć. w 2015 r. (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Spółka planuje, że wydobycie krajowe i zagraniczne gazu wzrośnie do 6,2 mld m sześć. w 2015 r.

Już w drugiej połowie bieżącego roku rozpocznie się wydobycie gazu ze złoża Skarv w Norwegii. Poziom wydobycia z tego złoża wyniesie ok. 0,4 mld m sześć. gazu rocznie od 2012 r.

Dane za pierwszy kwartał 2011 r. są szacunkowe i mogą różnić się od danych ostatecznych, które zostaną przedstawione 12 maja 2011 r. podczas publikacji wyników.



Spółki GK PGNiG liderami V Rankingu Odpowiedzialnych Firm Dziennika Gazety Prawnej

PGNiG SA zostało uznane za najbardziej odpowiedzialną firmę w kategorii branżowej – paliwa, energetyka, wydobycie oraz otrzymało wyróżnienie jako najbardziej odpowiedzialna polska spółka. Co więcej, w czołówce liderów branży znalazła również jeszcze jedna ze spółek GK PGNiG – Górnoląska Spółka Gazownictwa, zajmując trzecie miejsce.

W ogólnym zestawieniu Rankingu Odpowiedzialnych Firm 2011 PGNiG SA znalazło się na 7 miejscu (w ubiegłym roku – na 10).

Podczas Gali Rankingu Odpowiedzialnych Firm 2011 Dziennika Gazety Prawnej, która odbyła się 13 kwietnia, po raz piąty rozdano laury najbardziej odpowiedzialnym firmom. Pośród 66 spółek, które wypełniły ankietę i wzięły udział w rankingu, były 4 podmioty Grupy Kapitałowej oraz PGNiG SA. Największy awans w stosunku do ubiegłego roku odnotowała Górnoląska Spółka Gazownictwa. Z 51 miejsca trafiła na 15 w zestawieniu ogólnym, a w kategorii „paliwa, energetyka, wydobycie” znalazła się na 3 miejscu. Pozostałe spółki z Grupy to: Pomorska Spółka Gazownictwa, Geofizyka Toruń i Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków.

Ranking jest zestawieniem spółek siedmiu branż, ocenianych pod kątem jakości zarządzania społeczną odpowiedzialnością biznesu. Aby

wziąć w nim udział należało wypełnić ankietę składającą się z 65 pytań (w ubiegłym roku było ich 60), dotyczących następujących obszarów: odpowiedzialne przywództwo, dialog z interesariuszami, zaangażowanie społeczne, odpowiedzialne zarządzanie, innowacyjność społeczna.

Poszczególnym odpowiedziom przypisana jest odpowiednia liczba punktów, w zależności od wagi pytania. W każdym obszarze można było zdobyć maksymalnie 100 punktów, poza obszarem odpowiedzialnego zarządzania – gdzie było ich 200 do zdobycia. Wszystkie firmy, które uczestniczyły w Rankingu, poddano audytowi przeprowadzonemu przez PricewaterhouseCoopers.

Warto podkreślić, że tak wysoka pozycja w gronie kilkudziesięciu najbardziej świadomych swej odpowiedzialności firm, to nie tylko sukces, ale przede wszystkim z roku na rok coraz większe zobowiązanie. Jak podkreślają autorzy rankingu, choć „świadomość csr-owa” jest coraz większa, zarówno wśród pracowników, jak i wśród menedżerów, w Polsce nadal pozostaje do zagospodarowania ogromny obszar innowacyjnych rozwiązań w biznesie, autentycznego odpowiedzialnego i zrównoważonego przywództwa.

Zespół prasowy
PGNiG SA



Wydobycie gazu na świecie w 2010 r. większe o 11%

Zestawienie wydobycia gazu ziemnego na świecie w 2010 r. w porównaniu z danymi z roku 2009 wykazuje znaczny, 11-procentowy wzrost (w ub. roku był to 6-procentowy spadek). Jak zwykle, wskaźniki dla poszczególnych regionów i krajów są zróżnicowane (tab. 1). W Europie niewielki wzrost zawdzięczamy przyrostom produkcji gazu w Holandii i we Włoszech, podczas gdy jeden z dotychczasowych głównych producentów tj. Wielka Brytania w kolejnym roku wykazuje spadek, tym razem o 4,3%. Poprawiły się wyniki dla Europy Wschodniej, głównie dzięki wzrostowi wydobycia w Rosji o 21%. Jeszcze lepszy rezultat osiągnął Azerbejdżan, który informuje o przyroście produkcji rzędu 68%. Wzrosło wydobycie gazu na Bliskim Wschodzie, szczególnie w Omanie, Katarze i Iranie. Odmienne przedstawia się sytuacja w Afryce, ważnej z punktu widzenia zaopatrzenia Europy

– nadal produkcja gazu spada i nie zmienia tego 23-procentowy wzrost w Libii.

W Ameryce Północnej wzrost wydobycia w 2010 r. był niewielki i zdecydował o tym dodatni wskaźnik w USA, bo w Kanadzie i Meksyku nastąpił nieznaczny spadek. W dalszym ciągu w statystykach występują trudne do wytłumaczenia skokowe zmiany jak np. w Tajlandii, która podaje wzrost produkcji gazu aż o 162,7%, podczas gdy w 2009 r. odnotowano 17-procentowy spadek



Estońska firma eksploatuje łupki bitumiczne w Jordanii i USA

W Estonii, w zakładach należących do *Eesti Energia (Enefit)*, od przeszło 20 lat produkuje się rocznie 177 tys. t oleju opałowego z łupków. Obecnie w budowie jest instalacja nowej generacji, również wykorzystująca łupki bitumiczne eksploatowane metodą odkrywkową, która po osiągnięciu pełnej zdolności produkcyjnej będzie przetwarzać 2,3 mln t surowca rocznie produkując 286 tys. t oleju opałowego i ponad 75 mln m³ wysokokalorycznego gazu opałowego. Gaz ten będzie wykorzystywany do zasilania elektrowni gazowej lub do produkcji wodoru. Inwestycja ma być ukończona w 2012 r.

Firma *Eesti Energia* nie tylko eksploatuje łupki bitumiczne w kraju, ale aktywnie działa na rynkach zagranicznych. Najpierw w kooperacji z *YTL Power International* rozpoczęła w Jordanii budowę elektrowni o mocy 900 MW opalanej olejem z łupków bitumicznych oraz instalacji produkcyjnej oleju opałowego z łupków o wydajności 5170 t/d produktu. Teraz wykupiła w USA firmę *Oil Shale Exploration Co.* i przygotowuje się do budowy w stanie Utah zakładu produkcji paliwa z łupków o wydajności 7750 t/d. *Oil Shale Exploration* posiadało w Utah koncesje z zasobami geologicznymi 3.1 mld t łupków bitumicznych.



Wspólne inwestycje Gazpromu i ENI

W 2006 r. *Gazprom* i *ENI* zawarły strategiczne porozumienie o partnerstwie. Kontynuacją i rozwinięciem porozumienia jest podpisana 16 lutego w Rzymie umowa o przejęciu przez *Gazprom* za sumę 163 mln USD 50% udziałów *ENI* w konsorcjum eksploatującym złożo ropy

Tabela 1

Kraj	Wydobycie w mld m ³		Zmiana 2009:2010 w %
	2009	2010	
Ameryka Północna	841,4	855,0	101,6
Kanada	145,3	144,1	99,2
Meksyk	72,6	72,4	99,6
USA	623,5	638,6	102,4
Ameryka Południowa	143,6	149,5	104,0
Argentyna	40,3	38,0	94,2
Brazylia	10,1	12,4	122,9
Trynidad	39,4	41,5	105,5
Wenezuela	23,5	23,5	100,0
Pozostałe	30,4	34,0	112,1
Europa Zachodnia	272,9	277,5	101,7
Dania	7,7	7,5	97,5
Holandia	74,4	80,5	108,2
Niemcy	14,4	12,6	88,0
Norwegia	103,7	106,3	102,5
W. Brytania	62,4	59,7	95,7
Włochy	7,5	8,1	107,8
Pozostałe	2,9	2,8	98,3
Europa Wschodnia + b.ZSRR	698,1	837,2	119,9
Azerbejdżan	14,6	24,5	167,8
Kazachstan	34,2	34,5	100,8
Inne kraje b. ZSRR	117,4	136,5	116,3
Rosja	515,1	624,3	121,2
Rumunia	6,3	6,3	100,5
Pozostałe Europa Wsch.	10,5	11,1	105,3
Afryka	174,7	172,1	98,5
Algieria	83,2	84,3	101,4
Egipt	40,9	39,7	97,2
Libia	12,7	15,6	123,5
Nigeria	30,3	23,8	78,4
Pozostałe	7,7	8,6	112,3
Bliski Wschód	344,6	429,7	124,7
Arabia Saudyjska	72,8	71,0	97,6
Iran	96,6	137,0	141,7
Katar	74,9	109,8	146,6
Oman	18,1	27,8	153,0
Zjedn. Emiraty Arab.	44,6	46,6	104,4
Pozostałe	37,5	37,6	100,1
Daleki Wschód	342,6	408,5	119,2
Chiny	84,9	93,7	110,4
Indie	36,7	50,3	137,2
Indonezja	67,6	80,0	118,3
Malezja	46,6	62,7	134,6
Pakistan	41,5	42,3	101,9
Tajlandia	11,6	30,6	262,7
Pozostałe	53,7	48,9	91,1
Australia + Oceania	46,8	49,6	106,0
Australia	42,3	45,2	106,9
Pozostałe	4,5	4,5	98,3
Razem świat	2864,8	3179,1	111,0
W tym OPEC	519,8	533,8	102,7
W tym M. Północne	196,0	197,5	100,8

naftowej Elephant w libijskim basenie Murzuq. Umowę podpisali w obecności prezydenta Dmitrija Miedwediewa i premiera Silvio Berlusconiego prezes *Gazpromu* Aleksiej Miller i dyrektor generalny *ENI* Paolo Scaroni. Złożo Elephant o zasobach wydobywalnych 110 mln t ropy jest eksploatowane od 2004 r. Równocześnie strony zobowiązały się do podpisania do 28 lutego br.

kontraktu o sprzedaży gazu ze złóż na Syberii należących do spółki SiewierEnergia, utworzonej przez *Gazprom*, *ENI SPA* i *ENEL SPA*. Nie wiadomo, jaki wpływ na los wspólnej inwestycji będzie miała wojna domowa w Libii.



Kolejna zwłoka w zagospodarowaniu złoża Sztokmanowskoje

Zarząd konsorcjum *Shtokman Development AG* ogłosił, że rozstrzygnięcie losów gigantycznej inwestycji ponownie zostanie przesunięte w czasie, bez określenia konkretnego terminu (poprzednio, w lutym 2010 r. konsorcjum zapowiedziało opóźnienie rozpoczęcia eksploatacji złoża Sztokmanowskoje o 3 lata). Główną przyczyną jest sytuacja na światowym rynku gazowniczym spowodowana osłabieniem popytu na gaz w Europie, uruchomieniem nowych, wydajnych instalacji skraplania gazu ziemnego i wzrostu wydobycia gazu z łupków w USA. Potwierdził to dyrektor Federalnej Agencji Zasobów Naturalnych Piotr Sadownik powołując się na opinie udziałowców. Nie bez znaczenia są też rozbieżności w sprawie transportu gazu – pierwotnie planowano przesyłanie mieszaniny gazu ziemnego i kondensatu dwoma podmorskimi rurociągami na ląd do zakładów oczyszczania, uzdatniania i skraplania gazu. Jednak w ub. roku *Gazprom* zaproponował wykorzystanie pływającej instalacji wstępnej przeróbki gazu, co wymaga zasadniczych zmian w projektach. Dotychczas złożone oferty na dostawę sprzętu i montaż były przygotowane według pierwotnych założeń.



Wznowienie wierceń w Zat. Meksykańskiej

Na polecenie sekretarza spraw wewnętrznych Kena Salazara agencja rządowa *BOEMRE* (*Bureau of Ocean Management, Regulation and Enforcement*) miała wprowadzić od października 2010 r. nowe, zastrzone kryteria dotyczące sprzętu i metod prowadzenia robót wiertniczych. Pierwsze pozwolenie na podjęcie zastanowionego otworu nr 2 na strukturze Santiago w obrębie koncesji Mississippi Canyon Block 519 otrzymała 28 lutego br. firma *Noble Energy Inc.* Wiercenie zostało przerwane 12 czerwca 2010 r. na głębokości 4140 m po wprowadzeniu moratorium. *Noble Energy* zamierza rozpocząć prace wiertnicze pod koniec marca br. i osiągnąć planowaną głębokość 5790 m w końcu maja br. Dyrektor *BOEMRE* Michael Bromwich powiedział, że uzasadnieniem decyzji było wykazanie przez operatora zdolności do bezpiecznego prowadzenia wierceń głębokowodnych i opanowania podwodnej erupcji, gdyby do niej doszło. Technologia zabezpieczeń przeciwwy-

buchowych i kontroli wypływającej ropy została dostarczona przez firmę *Helix Well Containment Group*. M. Bromwich zaznaczył, że system firmy *Helix* został przetestowany do głębokości 1700 m, natomiast wiercenie *Noble Energy* znajduje się na wodach o głębokości 1980 m, jednak dodatkowe badania potwierdziły skuteczność działania systemu przy większych głębokościach wody. Komentarze przedstawicieli przemysłu naftowego są sceptyczne, oceniają decyzję nie jako powrót do stanu normalnego, lecz pokazowe działanie K. Salazara w celu zyskania przychylności Kongresu. Na rozpatrzenie czekają 3 wnioski o nowe wiercenia i 6 wniosków o modyfikację pierwotnych projektów.



Likwidacja ulg podatkowych dla sektora naftowego w USA

Jeśli projekt budżetu USA na rok 2012 zostanie zatwierdzony w obecnym kształcie, to wzrost podatków bezpośrednich dla przemysłu w 2012 r. wyniesie 3,4 mld USD, a w ciągu następnych 10 lat będzie to kwota 43,6 mld USD. Głównym powodem zaniepokojenia przemysłu naftowego jest zapowiadana likwidacja ulg podatkowych. Prezes Amerykańskiego Instytutu Naftowego Jack Gerard twierdzi, że zwiększenie podatków spowoduje zaniechanie lub ograniczenie wielu inwestycji, a tym samym obniżenie dochodów skarbu państwa, nie licząc negatywnych skutków na rynku pracy wynikających z utraty tysięcy miejsc pracy. Wskazuje też, że nakłady sektora ropy i gazu na technologie niskiej emisji CO₂ wyniosły w latach 2000-2008 ponad 58 mld USD, znacznie więcej niż łączne wydatki rządu i pozostałego sektora prywatnego na ten cel.



Rozpoczęcie eksploatacji złoża Nikaichuq na Alasce

Złoże ropy naftowej Nikaichuq odkryte w 2004 r. znajduje się na płytkich wodach (3 m) u wybrzeży North Slope i zawiera zasoby sięgające 30 mln t ropy. Ropa naftowa występuje w formacjach kredowych i górnokredowych. W lutym br. rozpoczęła się eksploatacja złoża. Projekt zagospodarowania przewiduje odwiercenie 52 otworów, 22 na lądzie i 30 na morzu, przy czym jedno wiercenie będzie usytuowane na sztucznej wyspie żwirowej. Liczba otworów

eksploatacyjnych wyniesie 26, 21 to otwory zatłaczające wodę, a 5 otworów będzie dostarczać wodę do otworów zasilających. Stosowane będą kombinacje wiercenia pionowego do 1200 m i wiercenia poziomego o zasięgu ponad 6000 m. Po osiągnięciu pełnej zdolności produkcyjnej ze złoża Nikaichuq będzie się wydobywać 3808 t ropy na dobę. Jest to pierwszy projekt eksploatacyjny włoskiego koncernu ENI w Arktyce.

Nie wszystkie przedsięwzięcia poszukiwawcze i produkcyjne na Alasce i północnej Kanadzie rozwijają się tak pomyślnie. W ub. roku *Shell Offshore Inc.* przygotował projekt wierceń poszukiwawczych na płytkich wodach zatoki Camden na Morzu Beauforta. Po katastrofie „Deepwater Horizon” w Zatoce Meksykańskiej projekt był modyfikowany pod kątem możliwości opanowania ewentualnego wycieku ropy i jej zbierania. Wiercenia miały się rozpocząć w br., ale teraz władze federalne unieważniły pozwolenie na prowadzenie prac wiertniczych. Postawiono warunek przedłożenia przez Agencję Ochrony Środowiska USA dodatkowych informacji na temat emisji tlenków azotu ze statków obsługujących wiercenia. Shell zapewnia, że od 5 lat metody prac wiertniczych i sprzęt są bezpieczne dla środowiska arktycznego i ma nadzieję na rozpoczęcie wierceń w 2012 r.



Kolejny sukces poszukiwawczy MOL w Pakistanie

MOL Pakistan prowadzi poszukiwania na bloku Tal w Północno-Zachodniej Prowincji Granicznej wspólnie z *Oil & Gas Development Corp. Ltd.*, *Pakistan Petroleum Ltd.*, *Pakistan Oilfields Ltd.* i *Government Holding (Pvt.) Ltd.* od 1999 r. Poprzednio w utworach paleogenu, górnej kredy i jury odkryto złoża ropy lub ropno-kondensatowe Manzalai, Makori, Makori East, Mami Khel i Maramzai. Teraz poinformowano szóstym odkryciu w obrębie tego bloku. W otworze poszukiwawczym Tolanj X-1 po zapięciu próbnika złoża w górnej części 48-metrowego interwału złożowego w kredowej formacji Lumshiwal uzyskano przez zwężkę 32/64" przy ciśnieniu głowicowym 162,6 atm przyływ 461 tys. m³/d gazu. Otwór będzie pogłębiany w celu rozpoznania niższych horyzontów złożowych.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections*, *ENI*, *MOL*, *Offshore*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *PGNiG*, *Rigzone*, *World Oil*.



Sukces największej polskiej inwestycji przemysłowej XXI wieku

28 marca br. w gdańskiej rafinerii Grupy LOTOS nastąpiło uroczyste zakończenie realizacji Programu 10+. W obecności Donalda Tuska premiera rządu RP oraz Aleksandra Grada ministra Skarbu Państwa przekazano do uruchomienia ostatnią instalację Programu 10+.

Oddana właśnie do uruchomienia instalacja odasfaltowania rozpuszczalnikowego (ROSE) to ostatnia z 50, które były budowane lub modernizowane w ramach Programu 10+. W zawrotnym, jak dla tej skali projektów, tempie 43 miesięcy, czyli 3,5 roku 3500 pracowników realizowano prace budowlane. O wielkości projektu świadczy także jego wartość, bowiem projektowanie, budowa oraz zakupy sprzętu warte są około 5,5 mld złotych. Zmodernizowanie gdańskiej rafinerii, zwiększenie potencjału przerobu o 75% z równoczesnym podniesieniem stopnia konwersji surowca, dały Grupie LOTOS znaczącą i stabilną pozycję rynkową oraz podstawy dalszego, zrównoważonego rozwoju opartego na przyjętej strategii na lata 2011-2015.

– Wdrożenie Programu 10+ rozszerza możliwości produkcyjne firmy, ale beneficjentem jest gospodarka całego kraju, a w szczególności regionu pomorskiego – powiedział Paweł Olechnowicz, prezes zarządu Grupy LOTOS S.A.

Tak duże przedsięwzięcie, jakim był Program 10+ nie mogłoby się udać bez ścisłej współpracy z głównym właścicielem, czyli Ministerstwem Skarbu Państwa i wcześniej Naftą Polską oraz władzami samorządowymi. Realizacja Programu 10+, która została wpisana w lutym 2007 roku do rządowego dokumentu opisującego politykę dla przemysłu naftowego w kraju, to przykład udanego połączenia strategicznych celów Polski z działaniem prorynkowym.

Rosnący rynek paliw

Wg niezależnych analiz konsumpcja oleju napędowego w kraju rośnie z roku na rok. Jest to trend stały, który będzie się utrzymywał również przez następne lata – to zjawisko nazywane jest „dieselizacją rynku”. Przed realizacją Programu 10+ do Polski importowano ponad 4 mln ton tego paliwa, tj. około 1/3 całkowitej jego konsumpcji. Grupa LOTOS skutecznie zastępuje import zwiększoną, własną produkcją i to najwyższej jakości oleju napędowego.

– Dziś z każdej baryłki ropy naftowej LOTOS jest w stanie uzyskać większą pulę najwyższej jakości

oleju napędowego, na który popyt w Polsce stale rośnie. Większa produkcja paliw przez LOTOS, a zwłaszcza oleju napędowego i paliwa lotniczego o ponad 2,5 mln t rocznie, oznacza niemal 100% zbilansowanie rynku paliw, co zapewnia wzrost bezpieczeństwa energetycznego krajowej gospodarki – powiedział Maciej Szozda, wiceprezes zarządu, dyrektor ds. handlu Grupy LOTOS S.A.

Skok w przyszłość

Z idei, która zrodziła się 10 lat temu powstała jedna z najnowocześniejszych rafinerii w Europie. Dzięki uruchomieniu nowych instalacji rafineria Grupy LOTOS w Gdańsku osiąga dziś najwyższe standardy produkcyjne. Nowe technologie umożliwiają osiągnięcie wysokiego poziomu odsiarczania produktów oraz minimalizują uciążliwy wpływ procesów produkcyjnych na środowisko.

– Realizacja Programu 10+ pozwoliła Grupie LOTOS na dołączenie do elitarnego grona najnowocześniejszych rafinerii w Europie – powiedział Marek Sokołowski, wiceprezes zarządu, dyrektor ds. produkcji i rozwoju Grupy LOTOS S.A.

Bezpiecznie i zgodnie z planem

Program 10+ był realizowany we współpracy z renomowanymi, międzynarodowymi firmami inżynierskimi, co zagwarantowało Grupie LOTOS uzyskanie zaplanowanych celów związanych ze stabilną, zgodną z harmonogramem i budżetem realizacją całej inwestycji. Przerób ropy naftowej na poziomie 10,5 mln ton rocznie i produkcja paliw gwarantują utrzymanie stabilnej pozycji na rynku paliw przez następne 10-15 lat.

– Historia 10+, to modelowy przykład realizacji strategicznej, z punktu widzenia spółki i polskiej gospodarki, inwestycji przemysłowej zakończonej pełnym sukcesem – powiedział Zbigniew Paszkowicz, dyrektor ds. rozbudowy rafinerii Grupy LOTOS S.A. – Program inwestycyjny opracowano w taki sposób, aby był możliwy do zrealizowania w zmieniających się uwarunkowaniach zewnętrznych i zabezpieczał przed wystąpieniem ewentualnych ryzyk.

Rozpoczęcie realizacji programu inwestycyjnego poprzedziły analizy, studia, wybory koncepcji. Budowa nowoczesnej rafinerii była złożonym wyzwaniem biznesowym. Ten ambitny projekt wymagał zarówno ogromnych, jak na polskie realia nakładów finansowych, ale był też niespotykanym do tej pory w naszych warunkach przedsięwzięciem inżynierskim. Dzięki zaangażowaniu wszystkich pracowników koncernu i najlepszych specjalistów spoza firmy, przygotowano projekt, który terminowo i zgodnie z planem doprowadzono do finału. Warto podkreślić, że Program 10+ zrealizowano z sukcesem w okresie światowego kryzysu finansowego lat 2008-2009.

– Finansowanie Programu 10+ nie ogranicza realizacji innych celów strategicznych Grupy LOTOS,

potwierdzając tym samym możliwości i właściwy kierunek rozwoju – powiedział Mariusz Machajewski, wiceprezes zarządu, dyrektor ds. finansowych Grupy LOTOS S.A.



Dekada rozwoju

Grupa LOTOS opublikowała Raport Roczny za 2010 r. Prezentuje on kompleksowo wyniki, podejście do zarządzania oraz plany w ekonomicznym, społecznym i środowiskowym wymiarze działalności koncernu.

Raport nosi tytuł „Dekada rozwoju”. Odnosi się on do dwóch horyzontów czasowych: historycznego – podsumowującego kamienie milowe rozwoju koncernu ostatnich lat oraz przyszłości – poprzez ukazanie priorytetów działalności po zakończeniu największego projektu inwestycyjnego w polskiej gospodarce, tj. Programu 10+.

– Przejrzysta komunikacja stanowi istotny czynnik przewagi konkurencyjnej koncernu. Buduje zaufanie do spółki, która jest otwarta na potrzeby informacyjne swojego otoczenia. Dzięki zmienionej formule raportowania dajemy wyraz odpowiedzialności w działalności biznesowej i społecznej, a także innowacyjności w poszukiwaniu nowych rozwiązań. Naszym celem jest dostarczenie maksimum wiedzy na temat firmy, przy jednoczesnym zastosowaniu uznanych na świecie, obiektywnych standardów sprawozdawczości. Jestem przekonany, że jest to działanie przyczyniające się do wzrostu wartości dla akcjonariuszy i inwestorów, co ma szczególne znaczenie wobec ponownego uwzględnienia akcji spółki w RESPECT Index na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych – powiedział Paweł Olechnowicz, prezes zarządu Grupy LOTOS S.A.

Ideą przewodnią Raportu jest odpowiedzialne dążenie do realizacji jasno określonych celów. Rok 2010 był ostatnim, w którym spółka realizowała Program 10+. Wszystkie działania koncernu były w tym okresie podporządkowane pomyślnemu zakończeniu inwestycji oraz przygotowaniu do optymalnego wykorzystania potencjału powstałego w wyniku jego realizacji. Koniec 2010 r. przyniósł także ogłoszenie nowej strategii biznesowej spółki na lata 2011–2015 wraz z kierunkami rozwoju do roku 2020. Raport stanowi podsumowanie wyników osiągniętych w tym przełomowym momencie. Więcej niż tylko finanse

Raport Roczny 2010 jest już drugą publikacją koncernu stanowiącą wciąż rzadki w Polsce przykład publikacji integrującej obszar finansowy oraz pozafinansowy. Raport zawiera skonsolidowane sprawozdanie finansowe wraz z opinią biegłego rewidenta przygotowane zgodnie z Międzynarodo-

wymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz skonsolidowane sprawozdanie pozafinansowe przygotowane zgodnie z Ramowymi wytycznymi raportowania kwestii zrównoważonego rozwoju Global Reporting Initiative (wersja G3 GRI).

– Nowy sposób prezentowania wyników spółki spotkał się w 2010 roku z uznaniem jury konkursu na najlepsze raporty społeczne, organizowanego przez Forum Odpowiedzialnego Biznesu, firmę doradczą PwC i CSR Consulting. Grupę LOTOS wyróżniono w nim za umiejętne włączenie społecznych i środowiskowych aspektów działalności do zintegrowanego raportowania. Od lat staramy się odwoływać do najlepszych praktyk w dziedzinie społecznej odpowiedzialności w Polsce i na świecie, także w zakresie komunikacji z interesariuszami. Jakość naszej komunikacji z inwestorami indywidualnymi i instytucjonalnymi doceniono, przyznając spółce pierwsze miejsce w kategorii „Relacje z inwestorami” w rankingu „Giełdowa Spółka Roku 2010”, który na zlecenie „Pulsu Biznesu” opracował instytut „Pentor” – podkreśliła Jowita Twardowska, dyrektor ds. komunikacji, administracji i CSR w Grupie LOTOS S.A.

Narzędzia dla Internautów

W Raporcie Rocznym 2010 zastosowano wiele rozwiązań zwiększających jego dostępność wszystkim grupom odbiorców. Wśród nich należy wymienić:

- zapewnienie możliwości przyjaznego dla środowiska wydruku dowolnie skomponowanych przez czytelnika części publikacji,
- precyzyjny dostęp do konkretnych, interesujących odbiorcę treści,
- słowniki terminów ułatwiających odbiór specjalistycznych treści,
- możliwość prezentacji wybranych danych liczbowych w zestawieniach dogodnych dla czytelnika,
- integrację z informacjami zawartymi w serwisie internetowym spółki oraz raportami z poprzednich lat,
- zapewnienie możliwości zgłaszania przez czytelników informacji zwrotnych lub szczegółowych pytań do spółki,
- zastosowanie licznych udogodnień dla osób niepełnosprawnych, starszych, niedowidzących, w tym czytnik stron internetowych umożliwiający odsłuchanie ich zawartości, narzędzie do zmiany kontrastu i powiększenia tekstu.

Kolejny e-raport

Raport Roczny 2010 „Dekada rozwoju” dostępny jest na stronie www.raportroczny.lotus.pl oraz w internetowym portalu Spółki. W trosce o środowisko naturalne Raport dostępny jest wyłącznie w wersji elektronicznej. To już trzeci e-raport Grupy LOTOS. Z roku na rok rośnie dostępność i licz-

ba czytelników internetowego raportu rocznego spółki. Tylko od czasu ostatniej publikacji raportu, w czerwcu 2010 r., zapoznało się z nim ponad 12 tys. czytelników.

Nagrody i wyróżnienia

W 2006 r., Stowarzyszenie Inwestorów Indywidualnych uhonorowało Grupę LOTOS nagrodą specjalną za najlepszy, publikowany w tradycyjnej, „papierowej” formie raport roczny. Wyróżnienie przyznano w ramach Konkursu „The Best Annual Report 2005” – pierwszy raport roczny wg Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (MSR) i Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF). W samym konkursie raport roczny LOTOS-u zajął drugie miejsce. Konkurs zorganizowały Instytut Rachunkowości i Podatków wraz z Gazetą Giełdy Parkiet. Kapituła konkursu brała pod uwagę kryteria odnoszące się do pisemnego sprawozdania zarządu, zastosowania MSSF/MSR oraz użyteczności raportów. Ideą rywalizacji jest promowanie najlepszych sprawozdań przygotowanych w oparciu o nowe zasady rachunkowości, obowiązujące spółki giełdowe od 4 lat.

W 2007 r., w rankingu Gazety Prawnej, strona internetowa relacji inwestorskich Grupy LOTOS została uznana za najlepszą witrynę korporacyjną wśród największych spółek giełdowych indeksu WIG20. Poza otrzymaniem najwyższej oceny za jakość serwisu relacji inwestorskich, strona internetowa Grupy LOTOS dobrze wypadła także pod względem innowacyjności, wartości wizerunkowej i ergonomii.

Przez kolejne trzy lata, od 2008 r. koncern był także doceniany w konkursie na najlepsze raporty społeczne w Polsce, zorganizowanym przez PricewaterhouseCoopers, Forum Odpowiedzialnego Biznesu i CSR Consulting. Ostatnio, w 2010 r. podczas IV edycji konkursu „Raporty Społeczne”, spółka otrzymała wyróżnienie za udane włączenie kwestii społecznych i ekologicznych do raportowania zintegrowanego w najnowszej tego typu publikacji „Zrównoważony rozwój w perspektywie 10+”.

Marcin Zachowicz,
Rzecznik prasowy Grupa LOTOS S.A.



Wizyta premiera Donalda Tuska na terenie tłoczni gazu w Goleniowie

23 marca 2011 roku premier RP Donald Tusk odbył wizytę na terenie tłoczni gazu w Goleniowie. Inwestycja ta jest jednym z elementów

realizowanego przez GAZ-SYSTEM S.A. planu rozbudowy krajowej sieci przesyłowej oraz jej połączeń z systemami państw sąsiednich w celu utworzenia zintegrowanego rynku gazowego w krajach Unii Europejskiej.

Tłocznia w Goleniowie pełnić będzie bardzo ważną rolę w rejonie województwa zachodniopomorskiego umożliwiając poprzez zwiększenie ciśnienia w sieci dostarczanie gazu do nowych klientów zarówno indywidualnych, i przemysłowych, w tym w rejonie Goleniowskiego Parku Przemysłowego.

Oprócz uruchomienia tłoczni w Goleniowie GAZ-SYSTEM S.A. planuje w 2011 roku zakończenie szeregu inwestycji, które mają bezpośrednio przyczynić się do poprawy konkurencyjności na krajowym rynku gazu ziemnego i wdrożenia unijnej strategii solidarności energetycznej. W czwartym kwartale br do użytku oddana zostanie również tłocznia w Jarosławiu, która usprawni przesył importowanego gazu w południowo-wschodniej części Polski i jego transport w kierunku północnym i zachodnim. Realizowane przez naszą spółkę projekty umożliwią w przyszłości powstanie zintegrowanego systemu przesyłowego w skali całej Europy – powiedział Jan Chadam prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

Inwestycją, która ma strategiczne znaczenie dla rynku energetycznego Polski, a także całego regionu Morza Bałtyckiego i Europy Środkowo-Wschodniej jest powstający w Świnoujściu terminal LNG. GAZ-SYSTEM S.A. realizuje ten projekt poprzez spółkę celową Polskie LNG S.A. Po uruchomieniu w 2014 roku terminal umożliwi odbiór drogą morską dodatkowych ilości gazu z dowolnego miejsca, a w przyszłości może stać się istotnym elementem planowanego Korytarza Północ-Południe. Zakłada on połączenie inwestycji w Świnoujściu przez południową Polskę, Republikę Czeską, Słowację, Węgry z proponowanym terminalem Adria LNG w Chorwacji i ewentualnie gazociągiem Nabucco. Projekt ten pozwoli zintegrować regionalne rynki gazowe oraz zwiększyć bezpieczeństwo dostaw gazu poprzez umożliwienie dostępu do jego nowych źródeł na północy i południu Europy.

W ramach planu inwestycyjnego GAZ-SYSTEM S.A. rozbudowuje połączenie w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej, które pozwoli na zwiększony import gazu z kierunku zachodniego. Inwestycja zakończy się w 2011 roku, podobnie jak budowa nowego połączenia międzysystemowego Polska-Czechy. Oba interkonektory połączą systemy przesyłowe Polski i UE.

Do 2014 roku GAZ-SYSTEM S.A. wybuduje ponad 1000 km nowych gazociągów przesyłowych. Najważniejsze z nich powstaną w północno-zachodniej i środkowej Polsce oraz na Dolnym Śląsku. Dla wszystkich realizowanych gazociągów spółka posiada decyzje środowiskowe, a na większość z nich wydane zostały decyzje lokalizacyjne i ogłoszone przetargi na ich budowę.

W celu lepszego zarządzania całym procesem inwestycyjnym oraz uzyskania dodatkowych korzyści, wynikających z dużej skali zakupów GAZ-SYSTEM S.A. zdecydował się na innowacyjny sposób realizacji inwestycji w trybie dostaw inwestorskich. Na początku roku GAZ-SYSTEM S.A. podpisał umowy ramowe z wykonawcami wybranymi w publicznym przetargu na dostawę rur o średnicy 700 i 800 mm oraz armatury do budowy strategicznych gazociągów. Wybrany przez spółkę sposób realizacji projektów inwestycyjnych pozwala na równoległe prowadzenie postępowań przetargowych na różne zamówienia, a w efekcie na przyspieszenie prac inwestycyjnych i poprawę efektywności kosztowej.

Budowa gazociągów dofinansowywana jest z funduszy Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko: gazociąg Włocławek-Gdynia (31 mln PLN), Jeleniów-Dziwiszów (65,1 mln PLN), Szczecin-Gdańsk (226,9 mln PLN), Szczecin-Lwówek (136,57 mln PLN), Polkowice-Żary (25,6 mln PLN) oraz Rembelszczyna-Gustorzyn (121,55 mln PLN), Gustorzyn-Odolanów (175,5 mln PLN). Ponadto gazociąg Świnoujście-Szczecin dofinansowywany jest z unijnego programu European Energy Programme for Recovery, podobnie jak wspomniane interkontenery z Czechami oraz Niemcami. Łącznie z funduszy unijnych GAZ-SYSTEM S.A. uzyska dofinansowanie ponad 1,7 mld zł.



Realizacja strategicznych gazociągów w toku — przetarg na kompleksową usługę nadzoru inwestorskiego

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. ogłosił 5 kwietnia 2011 roku publiczny przetarg na kompleksową usługę nadzoru inwestorskiego w ramach budowy gazociągu Rembelszczyna-Gustorzyn. Termin składania wniosków o dopuszczenie do udziału w postępowaniu upływa 21 kwietnia 2011 roku.

Wcześniej (11 lutego 2011 roku) został ogłoszony przetarg publiczny na kompleksowe usługi budowlanego nadzoru inwestycyjnego i przyrodniczego dla gazociągu Świnoujście — Szczecin, a 10 lutego 2011 r. GAZ-SYSTEM S.A. ogłosił publiczne postępowania przetargowe na budowę następujących gazociągów: Szczecin-Gdańsk (odcinek Płoty — Karlino), Gustorzyn-Odolanów (na odcinkach Gustorzyn — Turek i Turek — Odolanów) oraz gazociągu Świnoujście-Szczecin.

Ogłoszone przetargi to pierwsza część zamówień publicznych, które GAZ-SYSTEM S.A. przepro-

wadzi w celu realizacji programu inwestycyjnego obejmującego budowę ponad 1000 km nowych gazociągów przesyłowych w Polsce o wartości ok. 5 mld złotych.

Jeszcze w tym półroczu zostaną ogłoszone publiczne postępowania przetargowe na budowę oraz nadzór inwestorski i przyrodniczy dla gazociągów: Szczecin-Gdańsk (odcinek Karlino-Koszalin, Koszalin-Słupsk oraz Słupsk-Wiczlino) oraz Szczecin-Lwówek.

Więcej informacji na temat przetargów można uzyskać na stronie www.gaz-system.pl w zakładce „przetargi”.

W celu lepszego zarządzania całym procesem inwestycyjnym oraz uzyskania dodatkowych korzyści, wynikających z dużej skali zakupów GAZ-SYSTEM S.A. zdecydował się na sposób realizacji inwestycji w trybie dostaw inwestorskich.

W styczniu 2011 roku GAZ-SYSTEM S.A. podpisał umowy ramowe z wykonawcami wybranymi w publicznym przetargu na dostawę rur o średnicy 700 i 800 mm do budowy strategicznych gazociągów.

Wybrany przez spółkę sposób realizacji projektów inwestycyjnych pozwala na równoległe prowadzenie postępowań przetargowych na różne zamówienia, a w efekcie na przyspieszenie prac inwestycyjnych i poprawę efektywności kosztowej.



Umowa w sprawie przeprowadzenia analizy uwarunkowań realizacji projektu gazowego połączenia międzysystemowego Polska — Litwa podpisana

5 kwietnia 2011 r. została podpisana umowa w sprawie wykonania analizy uwarunkowań realizacji projektu połączenia Polska — Litwa pomiędzy GAZ-SYSTEM S.A. i litewską spółką gazowniczą AB Lietuvos Dujos oraz zwycięzcą przetargu firmą Ernst & Young Business Advisory Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością i Wspólnicy Sp. k.

Analiza będzie zawierać informacje na temat rynku gazu w Polsce i krajach bałtyckich (Litwa, Łotwa, Estonia), w tym dotyczące aktualnego i przewidywanego zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie, źródeł dostaw gazu, cen na rynkach energii oraz możliwości zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, również w kontekście nowych regulacji prawnych Unii Europejskiej dotyczących środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Analiza do-

starczy partnerom informacji na temat możliwości i perspektyw budowy połączenia gazowego Polska — Litwa.

Zgodnie z umową, ostateczne wyniki analizy uwarunkowań realizacji projektu połączenia Polska — Litwa będą znane w lipcu 2011. Na podstawie wyników analizy strony podejmą decyzję o dalszych działaniach w zakresie tego projektu.

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



PNiG Kraków wysłał trzecie urządzenie wiertnicze do Ugandy

Brytyjska spółka Tullow Oil zakontakowała do prac wiertniczych w Ugandzie kolejne, już trzecie, urządzenie krakowskiej Spółki PNiG Kraków.

K 900 rozpocznie w maju wiercenia dwóch otworów poszukiwawczych. Obecnie Wiertnia K 900 jest w trakcie mobilizacji z Mozambiku, gdzie zakończyła pracę dla firmy innego operatora - Sasol Oil.

Wiertnię obsługiwać będzie, podobnie jak na mozambickim kontrakcie, zespół polskich i kazachskich specjalistów, którzy od lat pracują dla PNiG Kraków.

Krakowska Spółka jest obecna w Ugandzie od trzech lat. W tym czasie realizowała prace wiertnicze na zlecenie takich operatorów jak: Heritage Oil & Gas, Dominiom czy Neptune.

Od dwóch lat nieprzerwanie pracuje dla Tullow Oil. W zeszłym roku na koncesji tego operatora firma PNiG Kraków dowierciła się do największych złóż ropy naftowej w historii Afryki Środkowej.

W strategii firmy, Wschodnia Afryka jest postrzegana jako jeden z najważniejszych i najbardziej obiecujących rynków usług wiertniczych, z którym firma wiąże wielkie nadzieje biznesowe.

PNiG Kraków zatrudnia 1151 pracowników. Realizuje prace na rynkach: Polski, Czech, Ukrainy, Kazachstanu, Pakistanu i Ugandy.

Agnieszka Siola
Rzecznik Prasowy
PNiG Kraków





Stanisław Szafran



Krystyna Maciurzyńska



Kalendarium

05 – 08.04.2011 r. Zarząd Oddziału SITP NiG w Pile oraz Grupa PGNiG Nafta-Piła zorganizowały Międzynarodową Konferencję Naukowo-Techniczną i wystawę „Nowoczesny sprzęt i technologie stosowane przy poszukiwaniach gazu w Polsce”.

12.04.2011 r. w Ministerstwie Gospodarki Departamencie Ropy i Gazu odbyło się spotkanie w sprawie podjęcia prac nad ustawą o Prawie Naftowym SITP NiG reprezentował sekretarz generalny.

13 – 14.04.2011 r. w Kielcach odbyły się Targi Techniki Gazowniczej EXPO GAS, podczas których, m. in. było promowane wydawnictwo „Vademecum Gazownika”.

15.04.2011 r. w Krakowie odbyło się zebranie Kapituły Medalu im. I. Łukasiewicza. Zostały rozpatrzone wnioski i podjęto decyzję w sprawie nadania Medalu.

18.04.2011 r. w FSNT NOT w Warszawie odbyło się spotkanie Zespołu Roboczego ds. opracowania statutu FSNT-NOT i ustawy o zrzeszeniach

27 – 29.04.2011 r. Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. oraz SITP NiG Oddział Krosno organizują w Bóbrce XII Międzynarodową Konferencję Naukowo-Techniczną „Prace serwisowe dla Podziemnych Magazynów Gazu”

X posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG w Krasieczynie

23 marca 2011 r. odbyło się w Krasieczynie X posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG. Obradom ZG przewodniczył wiceprezes SITP NiG prof. Stanisław Rychlicki. Na wstępie zebrani chwilą zadumy uczcili zmarłego Kolegę Mieczysława Kaczmarczyka – członka honorowego SITP NiG.

Głównymi tematami posiedzenia było:

1. Przyjęcie protokołu z zebrania Zarządu Głównego w dniu 16 grudnia 2010 r.;
2. Informacja sekretarza generalnego o:
 - * realizacji uchwał i postanowień Zarządu Głównego z dnia 16.12.2010 r.,
 - * działalności SITP NiG od 16.12.2010 r.;
3. Sprawozdanie z działalności SITP NiG w 2010 r.
4. Stanowisko Głównej Komisji Rewizyjnej w sprawie działalności SITP NiG w 2010 r.
5. Zatwierdzenie sprawozdania merytorycznego i finansowego SITP NiG za 2010 r.
6. Zatwierdzenie budżetu SITP NiG na 2011 r.
7. Informacja o pracach organizacyjnych VI Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników w Bóbrce.
8. Powołanie na rzeczoznawcę
9. Przyjęcie członka wspierającego
10. Nadanie Odznak Honorowych SITP NiG,

Zarząd Główny SITP NiG pozytywnie ocenił wyniki pracy Stowarzyszenia w 2010 r. zarówno w sferze merytorycznej jak i wykonania budżetu. Szczególny wyraz działalności Stowarzyszenia w 2010 r. został wyrażony w ocenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITP NiG, która po zapoznaniu się z przedstawionymi materiałami Zarządu Głównego oraz na podstawie własnych protokołów pokontrolnych stwierdziła, co następuje:

1. Działalność Stowarzyszenia była zgodna ze Statutem i uwzględniała uchwały XXXVII Walnego Zjazdu Delegatów oraz uchwały

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanka i Koledzy

70 urodziny Stanisław Szafran z Oddziału SITP NiG w Krakowie
w dniu 05.04.2011 r.

70 urodziny Andrzej Stępniewski z Oddziału SITP NiG w Krakowie
w dniu 10.04.2011 r.

75 urodziny Antoni Olejnik z Oddziału SITP NiG w Łodzi
w dniu 03.04.2011 r.

80 urodziny Marian Bulwan z Oddziału SITP NiG w Sanoku
w dniu 14.04.2011 r.

85 urodziny Zofia Kulanda z Oddziału SITP NiG w Sanoku
w dniu 14.04.2011 r.

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



Stanisław Rychlicki - wiceprezes SITPNIg i Stanisław Szafran - sekretarz generalny przewodniczą posiedzeniu Zarządu Głównego. Fot. W. Wanat



Członkowie Zarządu Głównego na sali obrad. Fot. W. Wanat

zebrań sprawozdawczo-wyborczych Oddziałów.

2. Przyjęte na rok 2010 zadania programowe w podstawowych pozycjach i wielkościach zostały wykonane. Działalność SITPNIg w 2010 roku była w znacznej mierze ukie-
runkowana na:

- zorganizowanie V Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników oraz organi-
zacji wielu konferencji i sympozjów,
 - wydanie "Poradnika Górnika Naftowe-
go",
 - rozpoczęcie prac nad wydaniem „Vade-
mecum Gazownika”,
 - rozpoczęcie prac nad wydawnictwem z okazji 65- lecia działalności SITPNIg,
 - krzewienie wiedzy i kultury technicznej,
 - ochronę zabytków techniki naftowej i ga-
zowniczej,
 - kontynuowanie periodycznej działalności
wydawniczej.
3. Członkowie Stowarzyszenia stanowią trzon kadry technicznej w swoich firmach, pełniąc w większości kierownicze i odpowiedzialne funkcje. Czynnie włączają się w działalność firmy, uczestniczą we wdrażaniu systemów zarządzania, w przygotowaniu materiałów, referatów oraz organizowaniu konferencji, spotkań i prezentacji dla potrzeb macierzystych firm. Członkowie Kół są stałymi trenerami zajmującymi się szkoleniami we-
wnętrznymi pracowników i wdrożeniami nowych procedur.
4. Pozytywnym zjawiskiem jest stale rozwijają-
ca się działalność szkoleniowa realizowana przez Ośrodek Szkolenia i Rzecznictwa SITPNIg i Oddziały terenowe, które poprzez szeroką działalność kursową (334 różne for-
my szkolenia) podniosły kwalifikacje zawo-
dowe pracowników przemysłu naftowego i gazowniczego w liczbie 8 517 absolwen-
tów. Należy podkreślić permanentną formę wielu szkoleń. Szkolenia, kursy, seminaria

obejmowały szeroki wachlarz zagadnień. Oferta szkoleniowa każdorazowo dosto-
sowywana była do specyfiki przedsiębior-
stwa, elastycznie ujmowała problemy, które w danej chwili były w centrum uwagi firmy. Aktywnie działały Komisje Kwalifikacyjne powołane przez prezesa URE dla weryfika-
cji posiadanych przez pracowników kwalifi-
kacji zawodowych z zakresu eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych a także pracujących na stanowiskach dozo-
ru. Prowadzono cykliczne szkolenia z tego zakresu, które kończyły się zgodnie z prze-
pisami sprawdzianem wiadomości

5. Niezwykle istotnym zakresem działań Sto-
warzyszenia jest obszar rzeczoznawstwa, ekspertyz, prac projektowych i opinii. Te-
matyka realizowanych prac była bardzo zróżnicowana. Obok tradycyjnych prac z obszaru geologii złóżowej, inżynierii naf-
towej i gazowniczej, szeroko rozumianego gazownictwa ziemnego, pojawiły się tema-
ty dotyczące sprawowania nadzorów inwe-
stycyjnych nad realizowanymi obiektami. Wymagało to zaangażowania zespołów rzeczoznawców o najwyższych kwalifika-
cjach potwierdzonych posiadanymi certyfi-
katami uprawnień zawodowych.

W 2010 r. wykonanych zostało 80 prac, w tym ekspertyzy, opracowania, opinie i inne usługi. Wszystkie zrealizowane w 2010 roku te-
maty zostały pozytywnie ocenione przez recen-
zentów oraz komisje odbiorów i zostały przyjęte przez zleceniodawców bez zastrzeżeń.

6. Godnym podkreślenia jest działalność nau-
kowo - techniczna. Stowarzyszenie rea-
lizowało cele naukowe i dokształcające poprzez liczną organizację konferencji, sympozjów i seminariów naukowo-
technicznych, które miały zasięg międzynaro-
dowy oraz krajowy. Konferencje, sympozja i seminaria naukowo - techniczne organizo-
wano dwupoziomowo:

- centralnie – przez Zarząd Główny SIT-
PNIg,
- regionalnie – przez Zarządy Oddziałów
SITPNIg.

Zarząd Główny zorganizował:

- V Polski Kongres Naftowców i Gazowni-
ków nt.: „Przemysł naftowy i gazowniczy
strategicznym elementem programu roz-
woju gospodarczego Polski do 2030r.-
Bóbrka 2010” z udziałem około 250
osób.
- VI Sympozjum SITPNIg nt. „Strategia
współpracy Stowarzyszenia Naukowo-
Technicznego Inżynierów i Techników
Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
z przemysłem naftowym i gazowniczym
działającym na zliberalizowanym rynku
energetycznym Europy”. Sympozjum zor-
ganizowano w Mierzęcinie uczestniczyło
125 osób.

Oddziały SITPNIg zorganizowały 9 kon-
ferencji o zasięgu międzynarodowym, 20
o zasięgu krajowym i 38 o zasięgu regionalnym.
W ramach tej grupy działań podkreślić należy
działanie na forum międzynarodowym, czego
dowodem był udział w dniach 8 – 10.09.2010 r.
w Światowym Zjeździe Inżynierów Polskich
w Warszawie pod przewodnim hasłem „Inży-
nierowie Ojczyźnie i Światu”.

7. Na uwagę zasługuje kontynuowanie współ-
pracy z EAGE, która daje możliwość przed-
stawienia na szerokim forum międzynaro-
dowym historii i współczesnych dokonań
naszego przemysłu, pozwala na zapozna-
nie się z najnowszymi trendami rozwoju
światowego przemysłu wydobywczego.
SITPNIg współpracuje z EAGE od 2004 r.
W roku 2010 w Barcelonie odnowiono
i przedłużono na dalsze lata porozumienie
o współpracy między SITPNIg i EAGE, co za-
owocuje takimi korzyściami jak:

- bezpłatne miejsce na dorocznej konfe-
rencji i wystawie organizowanej corocz-

nie w innym mieście europejskim,

- przekazywanie miesięcznika FIRST BREAK oraz kwartalnika PETROLEUM GEO-SCIENCE,
- udział członków SITPniG w cyklu wykładów organizowanych przez EAGE.

O aktywności polskiej delegacji na konferencjach EAGE, w tym wielu członków SITPniG, świadczy wygłoszenie w 2010 r. 15 referatów.

8. Na podkreślenie zasługuje kontynuacja zapoczątkowanej w latach ubiegłych działalności wydawniczej. W 2010 roku kontynuowano wydawanie czasopism stowarzyszeniowych:

- miesięcznika - „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” z włączką „Biuletyn Informacyjny ZG SITPniG”, Działalność Redakcji doprowadziła do wydania 12 numerów „Wiadomości...” poświęconych różnym bieżącym tematom. Jedynie numer sierpniowy szerzej poświęcony był Spółce Naftomet, która obchodziła jubileusz 90-lecia;
- kwartalnika „Wiek Nafty” – zeszytów naukowo-historycznych wydawanych przez Fundację Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce.

Ponadto

- wydano 2 tomy „Poradnika Górnika Naftowego”- „Geofizyka naftowa” i „Zarządzanie jakością i środowiskiem w górnictwie naftowym” oraz kontynuowano prace nad opracowaniem dalszych 3 tomów;
- rozpoczęto prace przygotowawcze do wydania „Vademecum Gazownika”;
- rozpoczęto prace nad wydawnictwem jubileuszowym z okazji 65 – letniej działalności SITPniG.

9. Godnym podkreślenia jest kontynuacja działań przez Stowarzyszenie mających na celu przekazywanie tradycji polskiego

przemysłu naftowego i gazowniczego, propagowania informacji o jego twórcach młodemu pokoleniu. Zadanie to Stowarzyszenie realizowało poprzez współpracę ze szkołami noszącymi imię Ignacego Łukasiewicza i organizowane spartakiady szkolnych i konkursów. W 2010 - 2 placówki oświatowe otrzymały imię I. Łukasiewicza.

10. W ramach działalności na rzecz Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce z inspiracji Rady Fundacji Muzeum, w której skład oprócz donatorów wchodzi przedstawiciele Zarządu Głównego SITPniG, prowadzona była działalność w zakresie:

- pozyskiwania środków na działalność Muzeum,
- programowania nowych ekspozycji w Muzeum – zakończono prace przy realizacji projektu rekonstrukcji kopalni ropy naftowej z lat 60-tych XX w.,
- zaprojektowano i wykonano nową aranżację w pawilonie gazowniczym.

11. Pozytywnym zjawiskiem jest działalność w zakresie socjalnym oraz współpraca z Klubem Seniora, w ramach których udzielono pomocy 34 członkom Stowarzyszenia znajdującym się w trudnej sytuacji materialnej na łączną kwotę 44 500 PLN. Szczególną formą aktywności wykazały się Kluby Seniora działające przy Oddziałach SITPniG w Krośnie, Sanoku, Krakowie, Łodzi, Poznaniu, Warszawie II i Zielonej Górze.

12. W ramach działalności organizacyjnej Zarządu Głównego kontynuowano prace nad ankietą członków indywidualnych, przyjęto w poczet członków wspierających Zakład Poszukiwań Nafty i Gazu w Krakowie Sp. z o.o.

13. Należy podkreślić znaczenie prowadzenia strony internetowej. Strona jest aktualizowana na bieżąco, podawane są na niej informacje z życia Stowarzyszenia. O po-

trzebie kontynuowania prac w tym zakresie świadczy duże zainteresowanie informacjami na stronie potwierdzone oglądalnością strony przez około 400 – 500 internautów w ciągu doby.

14. GKR pozytywnie ocenia inne działania realizowane w 2010 roku wzmacniające znaczenie Stowarzyszenia takich jak:

- współpraca z zarządami firm naftowych i gazowniczych - członkami wspierającymi działalność SITPniG;
- umożliwienie promocji zakładom poprzez prezentacje firm podczas konferencji i innych imprez naukowo-technicznych;
- udostępnianie łam „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” do prezentacji firm;
- uhonorowanie aktywnych członków wyróżnieniami nadawanymi przez Zarząd Główny SITPniG oraz przez FSNT NOT;
- aktywny udział członków SITPniG w Światowym Zjeździe Inżynierów Polskich;
- rozwijająca się współpraca naukowo-techniczna z organizacjami międzynarodowymi o zbliżonym profilu działania, takich jak EAGE, SPE;
- docenienie przez władze wszystkich szczebli aktywności członków Stowarzyszenia;
- regularność wnoszenia składek przez członków indywidualnych;
- kontynuacja corocznej organizacji Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników;
- szeroko prowadzona akcja szkoleniowa i rzeczoznawstwa technicznego przez OSiR;
- bieżąca aktualizacja strony internetowej;
- współorganizowanie z zakładami pracy spotkań integracyjnych, spotkań branżowych i jubileuszowych, wycieczek, wystaw, itp.;
- pobudzenie zainteresowania działalnością Stowarzyszenia absolwentów dwóch



Członkowie Zarządu Głównego na sali obrad. Fot. W. Wanat



- wydziałów AGH, poprzez promocję konkursu o Honorową Szpadę SITPNIg.
15. Główna Komisja Rewizyjna stwierdza negatywne zjawiska w 2010 takie jak:
 - nieprzestrzeganie terminowości wewnętrznej sprawozdawczości w ramach Stowarzyszenia oraz brak niektórych dokumentów (np. brak protokołów Oddziałowych Komisji Rewizyjnych)
 - niewystarczające zaangażowanie, nie uczestniczenie w posiedzeniach i słaba aktywność niektórych członków władz Stowarzyszenia i Organów Doradczych
 - nieterminowy spływ dokumentów finansowych z niektórych Oddziałów do Zarządu
 - nienależyta staranność w opisie dokumentów i nieprzestrzeganie zasad akceptacji dokumentów np. w Oddziale Kraków.
 16. Badania ksiąg rachunkowych i dokumentacji finansowo-księgowej wykazują, że ewidencja księgowa była prowadzona rzetelnie, zgodnie z obowiązującymi przepisami, a przedłożone sprawozdania finansowe wiernie odzwierciedlają wyniki działalności i sytuację majątkową stowarzyszenia w roku 2010.
 17. W oparciu o ustalenia zawarte w raporcie pokontrolnym GKR stwierdza się, że badane sprawozdanie z działalności gospodarczej SITPNIg sporządzone na dzień 31.12.2010 r. obejmuje odrębne sprawozdania poszczególnych jednostek Stowarzyszenia prowadzących działalność gospodarczą:
 - Ośrodka Szkolenia i Rzecznostwa wykazującego po stronie aktywów i pasywów kwotę 1.985.853,28 PLN oraz zysk netto w kwocie 1.016.504,23 PLN z przeznaczeniem na działalność statutową;
 - Sprawozdanie finansowe z działalności Redakcji „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” wykazujące po stronie aktywów i pasywów kwotę 152.369,52 PLN oraz zysk netto w kwocie 20.508,41 PLN z przeznaczeniem na działalność wydawniczą;
 - Zakładu Usługowego działającego przy Oddziale SITPNIg w Krośnie, wykazującego po stronie aktywów i pasywów kwotę 332.291,63 PLN oraz zysk netto w kwocie 284.355,06 PLN z przeznaczeniem na działalność statutową;
 - Zakładu Usługowego działającego przy Oddziale SITPNIg w Tarnowie wykazującego po stronie aktywów i pasywów kwotę 153.641,33 PLN oraz zysk netto w kwocie 52.806,60 PLN z przeznaczeniem na działalność statutową;
 - Zakładu Usługowego działającego przy Oddziale SITPNIg we Wrocławiu wykazującego po stronie aktywów i pasywów kwotę 118.535,05 PLN oraz zysk netto w kwocie 15.176,78 PLN z przeznaczeniem na działalność statutową;
 - Sprawozdanie finansowe z działalności Zarządu Głównego SITPNIg wykazujące po stronie aktywów i pasywów kwotę 5.364.242,42 PLN oraz zysk netto w kwocie 994.824,10 PLN.
 18. W wyniku analizy sprawozdań organów Stowarzyszenia oraz obserwacji własnych GKR stwierdza następujące uwagi:
 - podkreślając dotychczasowe osiągnięcia w obszarze szkoleń jak i rzecznostwa GKR uważa, że należy je nieustannie rozwijać, a oferta Ośrodka SITPNIg powinna być ciągle aktualizowana i rozszerzana dla zdobycia nowych zleceń i realizacji polityki Stowarzyszenia;
 - należy poczynić starania o pozyskanie nowych członków wspierających.
 19. W oparciu o ustalenia zawarte w raporcie pokontrolnym GKR stwierdza się, że badane zbiorcze sprawozdanie z działalności finansowej SITPNIg, sporządzone na dzień 31.12.2010r., którego bilans wykazuje po stronie aktywów pasywów sumę bilansową 6.725.582,62 PLN – jest rzetelne i zgodne z obowiązującymi przepisami prawa i zasadami rachunkowości. Wynik finansowy netto i wynosi 1.015.332,51 PLN.
 20. W poprzednim roku zalecono opracowanie jednolitej polityki rachunkowości dla wszystkich Oddziałów Stowarzyszenia. Przedłożony w trakcie audytu za 2010 r projekt wymaga odrębnej analizy i w związku z powyższym nie był przedmiotem badania w trakcie przeprowadzonego w dniach 07- 08.03.2010 r. audytu. GKR sugeruje, aby projekt ten był również przedmiotem konsultacji w zakładach działalności gospodarczej, które powinny prowadzić spójne zasady rachunkowe, a następnie Zarząd Główny ustali ostateczne zasady rachunkowości odrębnym Zarządzeniem.
 21. Główna Komisja Rewizyjna po przeprowadzeniu analizy działalności Stowarzyszenia w roku 2010 wnosi o:
 - Zatwierdzenie sprawozdania Zarządu Głównego SITPNIg z działalności statutowej w roku 2010;
 - Zatwierdzenie rocznego sprawozdania finansowego SITPNIg za rok 2010;
 - Zatwierdzenie rocznego sprawozdania z działalności gospodarczej SITPNIg w roku 2010;
 - Zatwierdzenie rocznego sprawozdania finansowego Redakcji czasopisma „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”.
- W oparciu o stanowisko GKR Zarząd Główny podjął uchwałę zatwierdzającą sprawozdanie z działalności merytorycznej, gospodarczej i finansowej za 2010 r.
- Zarząd Główny podjął uchwałę zatwierdzającą budżet SITPNIg na 2011 r. zamykający się po stronie kosztów kwotą 2.715.200 PLN po stronie wpływów kwotą 2.845.577 PLN i zakładającą zysk w wysokości 130.377 PLN.
- Zarząd Główny na wniosek Rady Technicznej SITPNIg nadał uprawnienia rzeczoznawcy dwóm członkom SITPNIg.
- Zgodnie z deklaracją przyjęto jako członka wspierającego SITPNIg - PGNiG TECHNOLOGIE Sp. z o.o.
- Zarząd Główny nadał złote, srebrne i diamentowe honorowe odznaki SITPNIg jak również godność zasłużonego seniora SITPNIg zasłużonym członkom Stowarzyszenia.
- Diamentową Honorową Odznakę SITPNIg zostali uhonorowani: Katarzyna Prochowska, Piotr Marcinkowski, Krzysztof Sieńko i Piotr Chrobotowicz.
- Złotą Odznakę Honorową SITPNIg nadano: Wiesławowi Sennikowi, Andrzejowi Ślusarczykowi, Beacie Brożek, Leszkowi Koziołowi, Mieczysławowi Jakielowi, Kindze Domańskiej, Bogusławie Gutowskiej, Henrykowi Kałuckiemu, Jerzemu Żabickiemu, Dorocie Michalak, Zbigniewowi Makowskiemu, Markowi Zawackiemu, Jolancie Weselińskiej, Halinie Śmierczalskiej, Elżbiecie Hajdackiej, Romanie Drozdowskiej, Zdzisławowi Trzeźniowskiemu, Franciszkowi Piotrowskiemu, Zdzisławowi Fedecowi, Wiesławowi Januszczakowi, Annie Przybylskiej, Elżbiecie Bury, Włodzimierzowi Kocikowi, Piotrowi Dudziakowi, Małgorzacie Ratajczak, Mariuszowi Mirkowi, Leszkowi Puzdrowskiemu, Krzysztofowi Durczakowi, Violetcie Wróblewskiej, Mirosławowi Klimaszewskiemu, Andrzejowi Lisowskiemu.
- Srebrną Odznaką Honorową SITPNIg zostali uhonorowani: Józef Zyguła, Marek Jakubowski, Andrzej Pyzik, Miron Jamroz, Andrzej Armatys, Wojciech Łuszcz, Jacek Kurek, Bożena Damian, Józef Ramza, Wiesław Wojtal, Wojciech Kantor, Wiesław Fejkiel, Kazimiera Przybyło, Ewa Anolik, Hermann Stalica, Maciej Zalewski, Andrzej Starkiewicz, Jan Grzegorek, Stefan Leitloff, Jan Sadziński, Jacek Jankowski, Ryszard Glinkowski, Krzysztof Nowak, Anna Alwingier, Czesław Soszka, Stanisław Sapalski, Wiesław Wasiak, Marek Augustyniak, Bożena Kozikowska, Halina Wącis, Wiesław Fidos, Wiktor Szczepański, Jerzy Kaczmarek, Roman Nowakowski, Janusz Zieleniewski, Jerzy Kozikowski, Irena Bujnowska, Zbigniew Wasilewski, Zdzisław Marcinkowski, Marek Niewinny, Jarosław Świerczyński, Anna Nowak, Mariola Golińska, Stanisław Nawrot,

Janusz Mazurkiewicz, Adam Miszczak, Henryk Skoneczny, Krzysztof Nasiłowski, Jolanta Poszepczyńska, Piotr Michalski, Jadwiga Półtorak, Marek Dudkiewicz, Józefa Nasiłowska, Karol Papiernik, Tadeusz Urbaniak, Robert Kotlarczyk, Jan Snarski, Bożena Jastrzębska, Małgorzata Kowieska, Hanna Śliwa, Małgorzata Wilczek, Miłosz Kielar, Ryszard Koszler, Marian Maj, Adam Zajdel, Kazimierz Michalcuk, Krzysztof Hawrylik, Artur Biłas, Artur Ryznar, Halina Plucińska, Bożena Nikiel-Tshabangu, Stanisława Leńczowska, Marcin Szałajko, Celina Syrek-Moryc, Marek Stadtmuiller, Robert Jamróz, Gracjan Kozimor, Jerzy Koszela, Konrad Michnal, Marcin

Masłyk, Ewelina Szurek, Weronika Kapanowska, Stanisław Ziemia, Katarzyna Śnieżek, Monika Kolanko, Adam Noga, Andrzej Gondek, Artur Augustyn, Leszek Cich, Tomasz Korman, Dariusz Lorenc, Tomasz Rybski, Tomasz Tokarz, Adam Dudek, Bronisław Pakosz, Gabriela Dzija, Iwo Nocur, Kazimierz Oparowski, Radosław Kowalski, Tomasz Kielb, Michał Szczęśniak, Agnieszka Stęplewska, Paweł Białas, Elżbieta Łukaszak, Małgorzata Bartos, Danuta Podolak, Andrzej Kazimierzczak, Mariusz Szczepański, Anna Wiśniewska, Jerzy Wnęg, Czesław, Godlewski, Roman Pietras, Grażyna Gorczyńska i Dorota Władczak.

Godnością Zasłużonego Seniora SITPNIg został uhonorowany Sylwester Gondek.

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

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg

VII Sympozjum SITPNIg w Krasieczynie

W dniach 22 – 25 marca 2011 r. w salach konferencyjnych Hotelu Zamkowego w Krasieczynie odbyło się VII Sympozjum SITPNIg nt.: „Strategia współpracy Stowarzyszenia Naukowo – Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego z przemysłem naftowym i gazowniczym działającym na zliberalizowanym rynku energetycznym Europy”.

W Sympozjum uczestniczyło 101 osób: prezesi oddziałów, przewodniczący kół zakładowych i klubów oraz działacze SITPNIg różnych szczebli. Gospodarzem Sympozjum był Oddział SITPNIg w Tarnowie. Obrady Sympozjum otworzył prof. Stanisław Rychlicki – wiceprezes SITPNIg, a wprowadzenie do dyskusji dokonał kol. Stanisław Szafran - sekretarz generalny SITPNIg omawiając dwa tematy:

1. „65 lat działalności Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego”;
2. „Projekt Ustawy o Zrzeszeniach i problemie nowelizacji Statutu FSNT NOT”.

W referacie wprowadzającym Stanisław Szafran przedstawił niektóre zagadnienia historii polskich organizacji technicznych ze szczegól-



Zamek w Krasieczynie. Fot. Wioleta Wanat

nym uwzględnieniem związków i stowarzyszeń naftowych oraz Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. W drugiej części swojego referatu prelegent omówił problemy nowelizacji Statutu FSNT NOT w kontekście projektu Ustawy o Zrzeszeniach. Po referacie wprowadzającym przewodnictwo obrad objął Bogdan Baniak – prezes Oddziału SITPNIg w Tarnowie, a przedstawiciele Oddziałów Sto-

warzyszenia przedstawili historie działalności SITPNIg w swoich środowiskach. Dokumenty i doświadczenia z historii swoich Oddziałów kolejno przedstawiali:

- Bogdan Baniak – prezes Oddziału SITPNIg w Tarnowie,
- Ryszard Chylarecki – prezes Oddziału SITPNIg w Pile,
- Urszula Furtak – przewodnicząca KZ Zielona Góra,



Uczestnicy sympozjum podczas obrad. Fot. Wioleta Wanat



Uczestnicy sympozjum podczas obrad. Fot. Wioleta Wanat



Zwiedzanie Centralnej Osuszalni i Tłoczni Gazu w Maćkowicach. Fot. Wioleta Wanat



Sekretarz Generalny w trakcie przemówienia w Teatrze Towarzystwa Dramatycznego im. Aleksandra Fredry „FREDREUM” z okazji 15 - lecia Koła Międzyzakładowego SIT-PNiG w Jarosławiu

- Stanisław Sieradzki – Oddział SITPNiG w Sanoku,
- Henryk Grabowski – przewodniczący KZ nr 7 w Pile (Oddział SITPNiG w Poznaniu),
- Anna Zaleszczuk – Oddział SITPNiG w Krośnie,
- Marzena Majdzik – prezes Oddziału SIT-PNiG we Wrocławiu,
- Zdzisław Nowak – Oddział SITPNiG w Gdańsku,
- Henryk Kurek – prezes Oddziału SITPNiG w Katowicach,
- Albin Wojnar – Oddział SITPNiG w Krakowie,
- Andrzej Machela – Olszacki – Oddział SIT-PNiG w Warszawie II,
- Włodzimierz Tomczak – prezes Oddziału SITPNiG w Łodzi,
- Janusz Kobyłański – prezes Oddziału SIT-PNiG w Warszawie I,
- Andrzej Drzymała – wiceprezes Oddziału SITPNiG w Gorlicach.

W swoich wystąpieniach prelegenci przed-

stawiali materiały historyczne zdobyte często dużym wysiłkiem, posiadające dużą wartość dla całego środowiska stowarzyszeniowego. Prelegenci zwracali uwagę na duże zaniechanie w zakresie gromadzenia dokumentacji działalności kół zakładowych i oddziałów, podkreślali konieczność systematycznego prowadzenia kronik działalności swoich ogniw organizacyjnych.

Janusz Pudło – wiceprzewodniczący Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa przedstawił projekt zorganizowania w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce stałej wystawy poświęconej historii naftowych stowarzyszeń technicznych, a w szczególności Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

W dyskusji zwracano uwagę na potrzebę wydania publikacji dokumentującej historię i osiągnięcia SITPNiG.

W przerwie obrad uczestnicy Sympozjum zapoznali się urządzeniami Centralnej Osuszalni i Tłoczni Gazu w Maćkowicach. W programie re-

kreacyjnym organizatorzy przygotowali: konkurs wolnego palenia fajki (Przemysł jest stolicą polskiego „fajczarstwa”), zwiedzanie Zamku w Krasicy posiadającego bogatą i tragiczną historię, zwiedzanie Przemysłu oraz spektakl teatralny zrealizowany przez Teatr Towarzystwa Dramatycznego im. Aleksandra Fredry „FREDREUM”.

W podsumowaniu VII Sympozjum SITPNiG Stanisław Szafran stwierdził, że działalność Stowarzyszenia powinna być rzetelnie dokumentowana. Powinny być gromadzone materiały dokumentacyjne drukowane i fotograficzne. Głównym postulatem wypływającym z obrad VII Sympozjum jest konieczność zorganizowania centralnego i oddziałowych stowarzyszeniowych archiwów elektronicznych, dokumentujących działalność Stowarzyszenia, upamiętniających ludzi i zdarzenia, w tym również dokumentów z historii przemysłu naftowego i gazowniczego.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG

SITPNiG Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa w Krakowie Wydział Terenowy Łódź oraz Zarząd Oddziału SITPNiG Oddział Łódź zapraszają do wzięcia udziału w VI KONFERENCJI „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro” Top-Gaz 2011, która odbędzie się w Rogowie k/Łodzi w dniach 19 – 21 września 2011r.



Tradycyjnie konferencja rozpocznie się 19.09. we wczesnych godzinach popołudniowych a zakończy 21.09. obiadem.

Bieżące informacje będą się ukazywać na stronie <http://www.sitpnig.lodz.pl/>
Na stronie będzie dostępny, na bieżąco aktualizowany program konferencji i karta zgłoszenia do pobrania.

Wyjazd naukowo-techniczny do Zakładu Odmetanowania Kopalń w Jaworznie Zdroju



Franciszek Świercz



W dniach 14-15.04.2011 r. Koło nr 3 (przy Fabryce Maszyn „GLINIK” S.A.) Gorlickiego Oddziału SITP NiG zorganizowało dla swoich członków wycieczkę naukowo-techniczną do Zakładu Odmetanowania Kopalń ZOK Sp. z o.o. w Jastrzębiu Zdroju. Celem wycieczki było zapoznanie się z technologią pozyskiwania metanu nieodłącznie towarzyszącemu procesom wydobywania węgla kamiennego. Zakład Odmetanowania Kopalń ZOK Sp. z o.o. jest największą firmą w Polsce zajmującą się kompleksowo odmetanowaniem górotworu kopalń węgla kamiennego, projektowaniem technologii odmetanowania, projektowaniem i budową obiektów i urządzeń odmetanowania, podziemnymi robotami wiertniczymi oraz zagadnieniami naukowo-badawczymi związanymi z oceną i likwidacją zagrożeń metanowych. Podstawową działalnością zakładu jest prowadzenie odmetanowania górotworu jako najbardziej skutecznej metody likwidacji zagrożenia metanowego w kopalniach węgla kamiennego i uzyskanie ekologicznego surowca energetycznego dla celów przemysłowych.

W ciągu roku zakład ujmuje około 140 mln m³ CH₄. Odmetanowanie kopalń węgla kamiennego powoduje zmniejszenie emisji metanu do atmosfery, a jego wykorzystanie w procesach grzewczych, przemysłowych i technologicznych pozwala na ograniczenie emisji gazów ze spalania węgla kamiennego.

Aktualnie wykorzystuje się w procesach technologicznych około 70% ujętego przez zakład gazu. Dla odmetanowania górotworu firma wykonuje podziemne otwory drenażowe. Poza robotami związanymi z odmetanowaniem górotworu zakład wykonuje również wszelkiego typu otwory: odwadniające, techniczne i technologiczne, a dla celów rozpoznawczych i badawczych złoży otwory z pełnym uzyskiem rdzenia do głębokości 1300 m. Ponadto zakład jest wykonawcą między poziomowych otworów

wielkośrednicowych o średnicy do 1600 mm i głębokości do 250 m.

Niezapomnianą atrakcją wjazdu był zjazd na poziom 830 m KWK „Pniówek” w Pawłowicach.

Przejazd kolejką podziemną, zapoznanie się z metodami przewietrzania wyrobisk górniczych, prowadzonymi pracami wiertniczymi, oraz obserwacja pracy górników „na żywo” stanowiły nie lada atrakcję. Również sam zjazd do kopalni naszych koleżanek był dla nas dużym wyróżnieniem (zjazd kobiet do czynnej kopalni podziemnej jest rzadkością).

Po pobycie w kopalni „Pniówek” udaliśmy się do siedziby Zakładu Odmetanowania Kopalń ZOK Sp. z o.o. w Jastrzębiu Zdroju. W ciekawej



Fot. arch. Piotr Dziadzio

prezentacji zorganizowanej przez gospodarzy, zapoznaliśmy się z działalnością zakładu ze szczególnym uwzględnieniem racjonalnego wykorzystania pozyskanego metanu.

Na koniec pobytu uczestnicy wycieczki spotkali się na wspólnym obiedzie z kierownictwem ZOK oraz Kopalni „Pniówek”. Była to dobra okazja do podzielenia się spostrzeżeniami z pracy narzędzi wiertniczych dostarczanych przez NiUW „GLINIK” Sp z o.o. dla ZOK. Również wymiana informacji dotyczących wielu zagadnień technicznych związanych z pozyskiwaniem metanu, pozwoliła nam na poszerzenie wiedzy z tej dziedziny.

Franciszek Świercz
Przewodniczący Koła nr 3
Oddziału SITP NiG w Gorlicach



Uczestnicy wyjazdu przed Stacją Odmetanowania na KWK „Pniówek”. Fot. arch. Piotr Dziadzio

Gdańscy gazownicy w Elektrociepłowni Gazowej Władysławowo



ODDZIAŁ GDAŃSK

Z inicjatywy Koła SITP NiG przy Pomorskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. w listopadzie 2010 roku grupa pracowników Oddziału Zakład Gazowniczy w Gdańsku wzięła udział w wycieczce technicznej do Władysławowa i Jastarni.

We Władysławowie zapoznano się z budową i technologią Elektrociepłowni Gazowej ENERGOBALTIC Sp. z o.o., będącej nowoczesnym i unikalnym zakładem w skali Polski. Uczestnicy wycieczki mieli okazję być oprowadzeni po obiektach przez byłego kolegę ze Stowarzyszenia p. Wiesława Stankiewicza, obecnie odpowiedzialnego za część gazową w Elektrociepłowni, i poznać technologię wykorzystującą odpadowy gaz ziemny wydobywany z podmorskiego złoża ropy naftowej znajdującego się 82 km od brzegu na szelfie Morza Bałtyckiego, eksploatowanego przez LOTOS Petrobaltic SA, do produkcji energii elektrycznej, energii cieplnej, a także propan – butanu (LPG) oraz kondensatu gazu naturalnego (KGN).



Uczestnicy wycieczki na terenie Elektrociepłowni Gazowej Władysławowo. Fot. arch. Oddział SITP NiG w Gdańsku

Dzięki realizacji tego przedsięwzięcia zlikwidowanych zostało ponad 120 lokalnych kotłowni węglowych i olejowych, będących źródłem tzw. „niskiej emisji”, a redukcja zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery wynosi ok. 130 tys. ton rocznie. Zapoznano się z systemem przesyłu gazu z platformy morskiej na ląd, stacją separacji i magazynowania gazu na lądzie

oraz pracą turbin gazowych i kotłów odzyskujących pracujących na paliwie gazowym.

Następnie gazownicy udali się do Jastarni, gdzie znajduje się stacja regazyfikacji gazu firmy G.EN. GAZ ENERGIA SA. Paliwo gazowe w postaci płynnej dostarczane jest cysternami z Zakładu Odazotowania Gazu KRIO w Odolanowie do stacji regazyfikacji w Jastarni, gdzie gaz jest rozprężany do postaci gazowej i za pośrednictwem stacji gazowej wysokiego ciśnienia trafia do sieci gazowej dostarczającej gaz ziemny do odbiorców w miastach Jastarnia i Jurata. Urządzenia są tak zaprojektowane, że jedno tankowanie ok. 20 m³ skroplonego gazu ziemnego (LNG) zaspokaja na ok. 10-13 dni zapotrzebowanie na gaz dla mieszkańców tych miast.

Dariusz Skurczyński
Wiceprezes ds. Organizacyjnych
Oddziału SITP NiG w Gdańsku



Uczestnicy wycieczki na terenie Elektrociepłowni Gazowej Władysławowo. Fot. arch. Oddział SITP NiG w Gdańsku

Prezydent Lech Wałęsa w gdańskim NOT



8 kwietnia 2011 r. w siedzibie Naczelnej Organizacji Technicznej w Gdańsku odbyła się piękna uroczystość, na którą zostali zaproszeni przedstawiciele wszystkich organizacji zrzeszonych w Pomorskiej Radzie Federacji Stowarzyszeń Naukowo – Technicznych NOT. Uroczystość związana była z wręczeniem Medalu 90-lecia Stowarzyszenia Elektryków Polskich dla prezydenta Lecha Wałęsy. Wręczenia Medalu dokonał prezes Zarządu Głównego SEP – prof. Jerzy Barglik. W imieniu Zarządu SITP NiG Oddział w Gdańsku w uroczystości udział wzięli Dariusz Skurczyński – wiceprezes ds. Organizacyjnych oraz Małgorzata Celej – sekretarz Oddziału.

Prezydent podczas wręczenia medalu wspominał czasy, kiedy pracował jako elektryk w stoczni. Stwierdził, że już wtedy między elektrykami była solidarność, że wiedza i do-

świadczenie zdobyte w tym zawodzie bardzo pomogły Mu w dalszej Jego działalności, już na niwie politycznej. Dodał, iż mając ogromną ilość odznaczeń, wyróżnień i dyplomów, medal ten jest dla niego szczególnie ważny, bo bliscy są Mu ludzie wykonujący ten sam zawód, czuje się w tym gronie, jak w rodzinie.

Po krótkiej części artystycznej i symbolicznej lampce szampa - przyszedł czas na wspólną fotografię ...

Małgorzata Celej
Sekretarz Oddziału SITP NiG
w Gdańsku



Prezydent Lech Wałęsa odbiera z rąk prezesa Zarządu Głównego SEP prof. Jerzego Barglika Medal 90-lecia. Fot. arch. Oddział SITP NiG w Gdańsku



Prezydent Lech Wałęsa w towarzystwie przedstawicieli Oddziału SITP NiG w Gdańsku. Fot. arch. Oddział SITP NiG w Gdańsku

NASZE **W**STOWARZYSZENIE.

PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH

Zamówienia: tel./fax: 018 352 64 84

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

Ewolucja wyobrażeń o skałach łupkowych



Konferencja odbyła się w Centrum Nauki Kopernik w Warszawie w dniach 28-29 marca, 2011, i zgromadziła ponad 200 osób, reprezentantów branży naftowej z Polski i ze świata, oraz przedstawicieli polskich instytucji powiązanych z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą w Polsce. Konferencję zorganizowali: ORLEN Upstream – spółka zależna PKN ORLEN, EGI (The Energy & Geoscience Institute), Schlumberger (Innovation Center). Honorowymi Patronami konferencji zostali: Ministerstwo Środowiska i Ministerstwo Gospodarki.



Wystąpienie prezesa ORLEN Upstream Wiesława Prugara
Fot. Sebastian Oleksik

Wyznaczonym przez organizatorów celem konferencji było podnoszenie poziomu wiedzy naukowo-technicznej na temat łupków w polskiej branży naftowej. Dlatego też zaproszeni zostali wybitni naukowcy i inżynierowie z różnych stron świata, zajmujący się tymi zagadnieniami. Długodystansowym celem planowanego cyklu konferencji (będą organizowane corocznie) jest zbudowanie spójnego podejścia do zagadnień technicznych związanych ze zrozumieniem zachowań i właściwości skały łupkowej.

Wystąpienie prezesa PKN Orlen Jacka Krawca otworzyło drugi dzień konferencji. Prezes Koncernu w kilku słowach podsumował dostępne dane dotyczące konsumpcji energii w Europie i jej prognoz. Zaznaczył też że ORLEN ma wolę by stać się liderem w wydobywaniu gazu łupkowego w Polsce, dostrzegając zaś wszelkie ryzyka związane z procesem wydobywania, zdecydował się na zorganizowanie konferencji z udziałem



Wystąpienie prezesa PKN Orlen Jacka Krawca. Fot. Sebastian Oleksik

światowych ekspertów, mających wieloletnie doświadczenie w wydobywaniu gazu łupkowego. To jest wspólny projekt biznesowo-naukowy – mówił prezes Krawiec.

– W ostatnich latach dowiedziono, że skały łupkowe mogą być znaczącym źródłem gazu ziemnego, który odegra istotną rolę w zmianach na światowych rynkach energii. Jednak percepcja łupków jako skał zbiornikowych jest w środowisku naftowców niezwykle zróżnicowana i uzależniona od indywidualnego poziomu wiedzy i doświadczenia. – mówił Wiesław Prugara, prezes ORLEN Upstream zapytany o wyzwania

jakie czekają branżę naftową w kontekście właściwego poznania skał łupkowych. – Konferencja miała rzucić wyzwanie dla obecnego postrzegania skał łupkowych jako skał macierzystych posiadających jednocześnie własności kolektora o bardzo niewielkiej porowatości i przepuszczalności. Istnieje konsensus co do tego, że formacje tego typu są zróżnicowane pionowo ze względu na złożone środowisko sedymentacji z kompaktacją/osiadaniem, tworzeniem uskoków oraz śladami diagenety. Coraz częściej przekonujemy się o ich heterogeniczności trójwymiarowej. Charakter formacji jest kluczowy dla możliwego



Uczestnicy konferencji. Fot. Sebastian Oleksik

poziomu szczypania zasobów, a jasny i pełny obraz formacji jest niezbędnym punktem wyjścia dla procesów poszukiwania, rozpoznawania czy zagospodarowania zasobów, a także kwestii środowiskowych. – uzupełnił prezes Prugar.

Konferencja skoncentrowana była wokół problemów ściśle technicznych, które obok zagadnień środowiskowych i polityczno-społecznych są kluczowe dla sukcesu wydobywania gazu łupkowego. Rozpoznanie własności skał, czyli wspomniana „technika”, stanowi początek wszystkich kolejnych wyzwań. ORLEN Upstream podjął się budowania właściwego i nowoczesnego podejścia do poszukiwań skał łupkowych i gazu w nich zawartego.



Wystąpienie prezesa Rady Ministrów Donalda Tuska.
Fot. Sebastian Oleksik

W czasie konferencji przemówienie wygłosił premier Donald Tusk, zagrzewając badaczy do dyskusji słowami: – *Niewykluczone, że jednym z owoców waszych rozmów, waszej debaty będzie właśnie to co bezcenne, a więc*



Uczestnicy konferencji. Fot. Sebastian Oleksik

poczucie bezpieczeństwa i nadzieja na przyszłość milionów ludzi, którzy nie muszą się znać na technologii wydobywania gazu łupkowego, ale mają prawo wiedzieć, mają prawo wierzyć w to, że ich bezpieczeństwo energetyczne jest w dobrych rękach i że naprawdę głębokie umysły, dobre instytucje, odpowiedzialni politycy dbają o energetyczną przyszłość.

Programowe referaty wygłosili także: Wiesław Prugar – Implikacje strategiczne i znaczenie międzynarodowe gazu łupkowego w Polsce, Joe Macquaker – Aspekty stratygraficzne skał łupkowych, Michal Nemčok – Aspekty strukturalne skał łupkowych, Sidney Green – Rozwój geomechaniki i jej zastosowanie w wydobywaniu gazu i ropy z łupków, Patrick Gathogo – Transformacje diagenetyczne skał łupkowych, Artur Stankiewicz – Właściwości geochemiczne skał łupkowych, zawartość materii organicznej, dojrzałość, Roberto Suarez-Rivera – Heterogeniczność i anizotropia skał łupkowych, David Handwerger – Właściwości zbiornikowe skał łupkowych i Skalowanie właściwości skał łupkowych, Vincenzo de Gennaro – Właściwości

mechaniczne skał łupkowych, Tom Smagała – Ewolucja koncepcji złoża dla potrzeb zrozumienia wydobywania zasobów ze skał łupkowych, Paweł Poprawa – Charakterystyka skał łupkowych w Europie. Wystąpienia merytoryczne podsumował Roberto Suarez-Rivera – referatem: Ustalenie obecnego stanu wiedzy o skałach łupkowych.

Konferencja cieszyła się dużym zainteresowaniem wśród uczestników, wyrazy uznania znalazły się również na łamach wielu krajowych dzienników np. Dziennika Gazety Prawnej, Gazety Wyborczej, Pulsu Biznesu, Rzeczpospolitej, ale również i zagranicznych, jak Wall Street Journal czy Petroleum Club Magazine.

Zainteresowani mogą pobrać materiały konferencyjne, zawierające abstrakty referatów na stronie konferencji: <http://www.shalescience.com/en/downloads>

Dominika Mackiewicz



Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna i wystawa: „Nowoczesny sprzęt i technologie stosowane przy poszukiwaniach gazu w Polsce” – krótka relacja



W dniach między 5 a 8 kwietnia 2011 r. w Hotelu Gromada w Pile miała miejsce Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna i Wystawa: „Nowoczesny sprzęt i technologie stosowane przy poszukiwaniach gazu w Polsce”. Organizatorami były Poszukiwania Nafty i Gazu „Nafta” Sp. z o.o. w Pile i piłski Oddział Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, a komitetowi organizacyjnemu przewodniczył Ryszard Chylarecki.

O zainteresowaniu konferencją świadczyć może nie tylko ilość uczestników – ponad 250 z kilkudziesięciu firm z kraju i ze świata, ale również 30 wystawców (w większości zagranicznych). Patronem medialnym były „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”, które od kilku lat towarzyszą tej rozwijającej się konferencji, która w tym roku przybrała formę nadspodziewanie interesującą. Goście konferencji wygłosili 35 referatów i prezentacji w sesji plenarnej, które

były tłumaczone symultanicznie na język angielski i polski. Honorowym patronatem konferencji objęli: Maciej Kaliski – dyrektor Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki, Michał Szubski – prezes Zarządu PGNiG S.A., Andrzej Gonet – dziekan Wydziału WNiG AGH, Piotr Głowski – prezydent Piły. Sponsorami tej bardzo interesującej i udanej nie tylko pod względem merytorycznym, ale również organizacyjnym konferencji były następujące firmy: Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o., Weatherford Energy Services GmbH, Halliburton, Golder Associates i Smith Bits

Oprócz wielu interesujących gości, którzy przyjechali na konferencję uczestniczyli w niej również: Piotr Głowski – prezydent Piły, który otworzył wystawę i konferencję, Marek Karabula – wiceprezes PGNiG S.A., Beata Dudzińska – wiceprezydent Piły, Joanna Chomicka – przedstawiciel ambasady amerykańskiej w Polsce, Piotr Gliniak – dyrektor Departamentu Poszukiwań Złóż PGNiG S.A.

Warto również zwrócić uwagę, że relacja z otwarcia konferencji, którą referatem progra-

mowym pt. „PNiG „NAFTA” Sp. z o.o. w Pile jako nowoczesny kontraktor usług wiertniczych w kraju i za granicą” rozpoczął Henryk Dytko – prezes PNiG „NAFTA” Sp. z o.o. w Pile, była bezpośrednio transmitowana przez telewizję makroregionalną ASTA. Również poprzez jej stronę internetową była transmitowana na cały świat, co zresztą potwierdzili pracownicy piłskich poszukiwań będący na zagranicznych wierceniach. Jest to pewne „novum” organizacyjne w Polsce, ale sądzę, że nie ostatnie przy tego typu międzynarodowych konferencjach, które będą organizowane w przyszłości.

W trakcie dwudniowej sesji plenarnej szczególne zainteresowanie wzbudziły prezentacje:

- Wpływ rozwoju rynku LNG na bezpieczeństwo energetyczne krajów UE – autorzy M Kaliski, St. Rychlicki, P. Janusz, S. Sikora, A. Szurlej
- Nowy gaz z perspektywy polskiego operatora – ocena stanu i możliwości rozwoju poszukiwań i wydobywania – przedstawiona przez P. Gliniaka
- Doświadczenia w wierceniu do poziomu piaskowców czerwonego spągowca na koncesji



Uroczystość otwarcia wystawy: Od lewej Ryszard Chylarecki, Henryk Dytko, Piotr Głowski. Fot. Robert Judycki



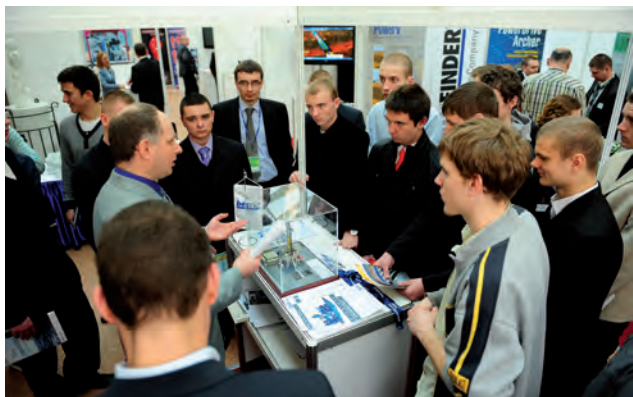
Podczas sesji plenarnej. Fot. Robert Judycki



Podczas otwarcia wystawy. Fot. Robert Judycki



Podczas otwarcia wystawy. Fot. Robert Judycki



Młodzież z klas wiertniczych Zespołu Szkół im. Stanisława Staszcza w Pile podczas spotkań na stoisku wystawienniczym firmy Bentec. Fot. Robert Judycki



Młodzież z klas wiertniczych Zespołu Szkół im. Stanisława Staszcza w Pile podczas spotkań na stoisku wystawienniczym firmy NIUW „Glink” Sp. z o.o. Fot. Robert Judycki

wschodniego Poznania – zaprezentowana przez R. Hartley’a z firmy Aurelian Oil and Gas jak też liczne prezentacje ukazujące nowe technologie i techniki stosowane przy poszukiwaniach węglowodorów przez firmy Grupy Kapitałowej PGNiG i światowe firmy serwisowe, wiertnicze, konstrukcyjne i produkcyjne.

Wśród materiałów konferencyjnych, jakie otrzymali uczestnicy były wydane w formie książkowej streszczenia referatów i prezentacji (dostępne do pobrania na naszej stronie internetowej: wnig.pl/4-2011/referaty.zip), płyty DVD pokazujące działalność PNiG „Nafta” Sp. z o.o. w Pile i prezentacje konferencyjne. Oprócz tego uczestnicy otrzymali zestaw grafik ukazujących Pile i jej ciekawe miejsca jak też urządzenia wiertnicze PNiG Pila usytuowane w malowniczych krajobrazach Polski zachodniej autorstwa artysty plastyka Anny Lejby. Na okoliczność konferencji został wydany kolejny, tym razem dwujęzyczny numer gazety zakładowej „NAFTA NEWS”, ukazujący dorobek piłskich Poszukiwań Nafty i Gazu. Kolejną ważnym punktem konferencji, na który należy zwrócić uwagę, jest fakt udostępnienia wystawy szerszej publiczności, przez co cieszyła się jeszcze większym zainteresowaniem, zwłaszcza wśród młodzieży akademickiej grodu Staszica.

Na niektórych stoiskach wystawienniczych firm (Halliburton, Weatherford, Smith, Schlum-

berger, Bentec, NIUW „Glink” Sp. z o.o.) miały miejsce lekcje wiertnictwa lub prezentacje dla młodzieży z klas wiertniczych Zespołu Szkół im. Stanisława Staszcza w Pile.

Podsumowując należy stwierdzić, że to co zrobili organizatorzy referowanej konferencji zasługuje na bardzo wysoką ocenę. Konferencja ta była przykładem zarówno bardzo dobrej organizacji, ale przede wszystkim trafności tematycznej oraz doboru referatów i prezentacji, adekwatnie

do zakresu objętego tytułem konferencji. Pokazała również, że można podnosić poprzeczkę zarówno sobie, jak i innym, co na pewno przyniesie wymierne korzyści Stowarzyszeniu Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego jak i samej branży poszukiwawczej.

Piotr Dziadzio



Nawalnianie wtryskowe i reduktory gazu – Seminarium SITP NiG Oddział w Tarnowie



Agnieszka Starzec



Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego Oddział w Tarnowie zorganizowało kolejne seminarium dla pracowników branży gazowniczej. Odbędzie się ono 1 marca br. w siedzibie KSG i dotyczyło nawalniania wtryskowych

Dosaodor-D i nowej generacji reduktorów dla średniego i wysokiego ciśnienia gazu.

Przedstawiciel firmy EMERPOL Mirosław Ambroziewicz przedstawił zagadnienia dotyczące wtryskowej, bezpompowej nawalnialni gazu – Dosaodor-D firmy Tartarini, jej działanie i wyposażenie, sterowanie i raportowanie, możliwości zdalnej obsługi za pomocą elektronicznej jednostki sterującej, konfigurowanie i kalibracja całego układu oraz nowe funkcjonalności. Multimedialna prezentacja połączona była z zademonstrowaniem działania modelu jednostki Dosaodor-D z wyposażeniem telemetrycznym i zdalnym sterowaniem (GSM, GPRS, Modbus, TelWin).

Kolejnym tematem było omówienie najnowszych konstrukcji reduktorów grupy Emmer-



Przedstawiciele Firmy EMERPOL
Fot. arch. Oddział SITP NiG w Tarnowie

son do stacji I stopnia typu EZH i EZHSO oraz nowa rodzina reduktorów Fisher do dystrybucji i przemysłu serii CSB400. Przedstawiono także szczegółowo system zdalnego zarządzania pracą ciągów redukcyjnych LC21. Omówiono zasady ich działania, nowe funkcjonalności sterowania ciśnieniem wylotowym w stacji i nadzoru nad utrzymaniem wymaganej przepustowości stacji gazowej oraz dokonano przeglądu projektowanych i już wdrożonych w gazownictwie instalacji tego systemu.

Spotkanie cieszyło się dużym zainteresowaniem. Udział wzięli pracownicy KSG, Oddziałów Zakładów Gazowniczych, GAZ-SYSTEM S.A., ZRUG Pogórska Wola oraz innych firm zewnętrznych. Zamiarem powyższego seminarium było rozpropagowanie wiedzy technicznej w temacie nowych technologii do przesyłu i dystrybucji gazu zaprojektowanej z myślą o niezawodności i łatwej obsłudze wśród pracowników technicznych.

Agnieszka Starzec
Sekretarz Oddziału SITP NiG
w Tarnowie
OZG Tarnów



Pracownicy Spółek i Zakładów Gazowniczych biorący udział w Seminarium. Fot. arch. Oddział SITP NiG w Tarnowie



Uczestnicy Seminarium podczas prezentacji. Fot. arch. Oddział SITP NiG w Tarnowie



Prezentacja modelu nawalnialni wtryskowej. Fot. arch. Oddział SITP NiG w Tarnowie

Już wkrótce finał

Konferencja „Rozbudowa PMG Strachocina”

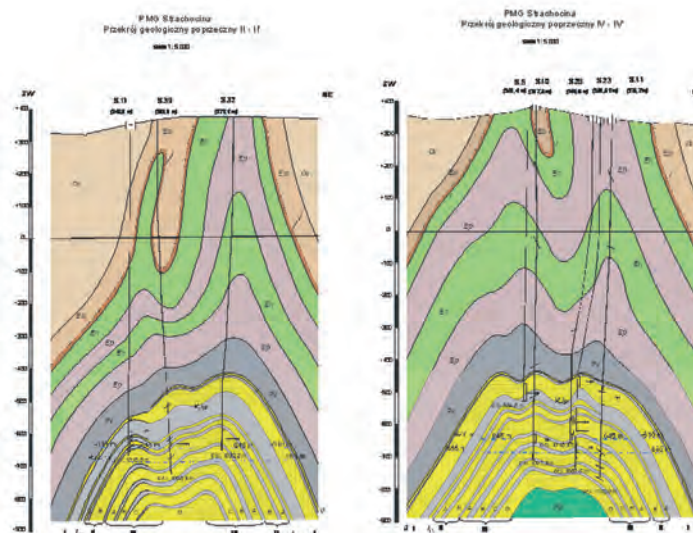


Ewa Król

Skromna salka konferencyjna w starej kancelarii PMG Strachocina gościła 19 stycznia uczestników informacyjnej konferencji, której tematem była rozbudowa PMG Strachocina. W konferencji wzięli udział przedstawiciele Ministerstwa Infrastruktury, Instytutu Nafty i Gazu z Krakowa, Centrali Spółki oraz Oddziału w Sanoku.

Inwestycja rozbudowy magazynu w Strachocinie zgłoszona do Unii Europejskiej otrzymała w długim i żmudnym procesie dofinansowanie w wysokości 53,2 mln. zł. Koszt całkowity inwestycji to ok. 494 mln. zł. W zagadnienia procedur unijnych wprowadziła uczestników konferencji Maria Migdał, kierownik Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki w krakowskim Instytucie Nafty i Gazu. Zaprezentowała rolę i zadania Centrum jako Instytucji Wdrażającej (IW), przedstawiła wysokość dostępnych środków finansowych oraz beneficjentów, będących pod

przedstawiła drogę PGNiG S.A. po środki na dofinansowanie projektu Podziemny Magazyn Gazu Strachocina i kalendarium naszych działań PGNiG S.A. w zakresie pozyskania środków na realizację projektu. Godna odnotowania jest data pierwszych kroków, czyli podpisanie umowy na przygotowanie projektu (lipiec 2008)

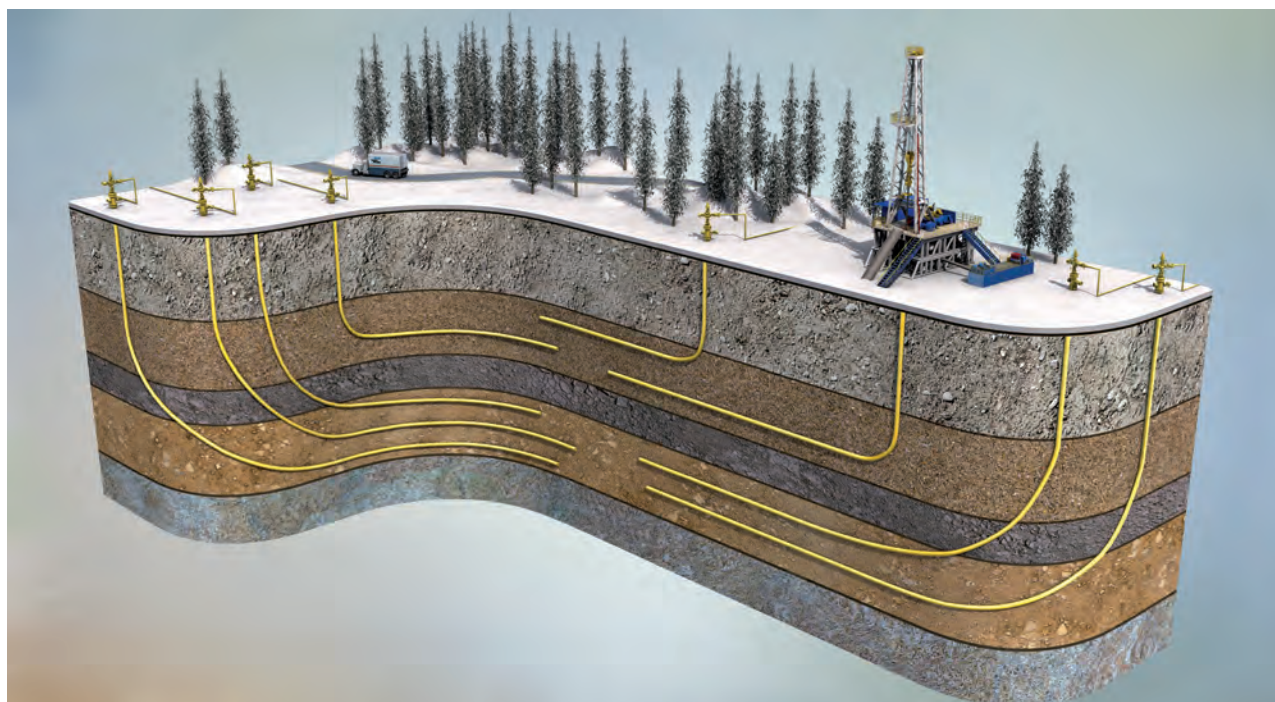


Przekrój geologiczny przez złożo Strachocina. Arch. PGNiG Oddział w Sanoku

opieką Centrum, wartość projektów i wysokość ich dofinansowania ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. Wspomniała również o już zakontraktowanych środkach finansowych w ramach podpisanych umów o dofinansowanie projektów przez PGNiG S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. Kolejno głos zabrała Teresa Wagner-Staszewska, pracownik Sekcji Projektów Indywidualnych Centrum w INiG. Szczegółowo

i złożenie wniosku o dofinansowanie projektu (luty 2009 r.). Wniosek przechodził procedurę notyfikacji w Komisji Europejskiej i ocenę przez Ekspertów Jaspers. Zwieńczeniem procesu było podpisanie umowy o dofinansowanie projektu 6 grudnia 2010 r.

Duże zainteresowanie wzbudziła prezentacja Mieczysława Kaweckiego o historii kopalni i podziemnego magazynu gazu. Kierownik PMG



Strachocina odwierty horyzontalne. Arch. PGNiG Oddział w Sanoku



Na budowie. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku



Na trasie przyszłego gazociągu. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku

ze swadą przedstawiał ciekawostki z przeszłości eksploatacji złoża Strachocina. Działalność poszukiwawczą, czyli pierwsze prace wiertnicze notujemy w 1901 r., kiedy Henry Mac Garvey wykonał odwiert na głębokość 730 m. i w eocenie stwierdził silne objawy gazu. Kolejne wiercenie rozpoczęło z inicjatywy prof. W. Rogali i B. Bujalskiego – geologów naftowych. W 1928 roku odwiert Strachocina -1 uzyskał na skalę przemysłową gaz z głębokości 789 m, przy wydatku 100m³/min o ciśnieniu, P-10,1 MPa. W 1934 r., między Sanokiem a Brzozowem, odwiertem Polmin-1 w Górkach zlokalizowano w warstwach piaskowców czarnorzeckich bogate złożo gazu ziemnego. Docenione i rozwiercone dopiero w okresie późniejszym. W 1930 r odwiert Strachocina-2 dawał 80 m³ gazu/min., a w 1939 roku na złożu odwiercono trzeci odwiert Strachocina-6. Eksploatację gazu na skalę przemysłową rozpoczęto po wybudowaniu w 1935 roku gazociągu o średnicy 100/125 mm o ciśnieniu roboczym 2,5 MPa i długości 19,3 km ze Strachociny do Sanoka. Odbiorcami gazu ziemnego byli: gorzelnia i dwór S. Słoneckiego w Jurowcach, Miasto Sanok i Komunalna Kasa Oszczędności, Fabryka Gumi „Sanok”, Fabryka Akumulatorów w Sanoku, Fabryka Wagonów w Sanoku (filia Zakładów Zieleniewskiego z Krakowa), Fabryka Armatek Przeciwnocnych w Sanoku. Latem 1938 roku, na nadsańskich Błoniach w Sanoku po raz pierwszy w kraju napełniono gazem ziemnym balon sferyczny o nazwie „Sanok” wyprodukowany przez Fabrykę Gumi, który wzniósł się w powietrze. W 1956 roku prof. Stanisław Wdowiarz, geolog w zakładzie eksploatacji w Sanoku okonturował i opisał budowę geologiczną złoża. W 1962 roku wydobycie wynosiło 175 mln m³, z eksploatowanych 40 otworów gazowych (była to największa liczba pracujących na tym złożu odwiertów). Wydobycie w okresie całej eksploatacji złoża do 7 maja 1982 roku wyniosło 4.125 mln m³

7 maja 1982 roku rozpoczęto zatłaczanie gazu ziemnego do I horyzontu złoża. Od tego momentu datujemy wykorzystanie złoża jako magazynu.

Zatłaczanie gazu dotychczas odbywało się pod ciśnieniem systemowym (czyli prosto z gazociągu). Obecnie PMG Strachocina nie posiada sprężarek gazu. Aktualnie PMG Strachocina ma 44 odwierty pionowe, w tym 35 eksploatacyjnych, 5 piezometrycznych i 4 kontrolne oraz 9 odwiertów horyzontalnych.

Przedstawiciel Departamentu Koordynacji Programów Infrastrukturalnych Ministerstwa Rozwoju Regionalnego Krzysztof Nózka przedstawił stan realizacji projektów i postęp w ich wdrażaniu w całym sektorze energetycznym w 2010 roku. Porównał działania w zakresie wdrożenia przez Polskę III pakietu liberalizacyjnego (prawo gazowe). Jako priorytetowe kierunki działania Ministerstwa Rozwoju Regionalnego w 2011 roku wskazał:

- poprawę jakości zarządzania finansowego i planowania budżetowego,
- negocjacje z Komisją Europejską,
- prezydencję Polski w UE od 1 lipca 2011 r. jako szansę dla kraju w programowaniu działań po 2013 r.

Prezentacja dyrektora Mariana Szymczaka dotyczyła podsumowania prac wiertniczych, stanowiących etap rozbudowy magazynu. Celem tej rozbudowy jest zwiększenie zdolności magazynowej z istniejących 150 mln Nm³ do 330 mln Nm³ poprzez m.in. odwiercenie 8 otworów horyzontalnych (czyli poziomych), czterech otworów do horyzontu I i czterech do horyzontu II. Wiercenie otworów prowadzone było z 2 platform po 4 otwory z każdej. Wykonanie otworów horyzontalnych ze względu na skomplikowane warunki geologiczno-złożowe, było przedsięwzięciem bardzo trudnym i wymagającym stosowania kosztownych technologii. I etap prac wiertniczych obejmował odwiercenie czterech otworów na platformie nr II: Strachocina-H8, -H7, -H6 i -H5.

W II etapie odwiercono cztery kolejne otwory na platformie nr I: Strachocina-H1, -H2, -H3 i -H4 (tab. 1). Wykonawcą wszystkich odwiertów były Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp z o.o.

Czas wiercenia otworów: od 42 dni (S-H2) do 122 dni (S-H6). Długość kolumny filtrów w odwiertach 315,8 m – 518,6 m. W czasie wiercenia otworów wystąpiły, przewidywane wcześniej trudności, związane m.in. z zanikami płuczki wiertniczej, kłopoty z wyciąganiem przewodu wiertniczego w następstwie braku stabilności ścian otworu, czy ekshalacjami gazu w przestrzeniach międzyrurowych.

Rafał Głuszak, zastępca kierownika Jednostki Realizującej Projekt zapoznał uczestników konferencji ze stanem realizacji projektu rozbudowy magazynu na koniec grudnia 2010 r. Głównym zadaniem inwestycyjnym po wykonaniu prac wiertniczych była przebudowa istniejących urządzeń technologicznych części napowierzchniowej PMGZ Strachocina. Nowo wybudowana infrastruktura ma zapewnić jego prawidłową pracę po zwiększeniu pojemności czynnej. Generalnym wykonawcą inwestycji (części napowierzchniowej) jest Konsorcjum w składzie:

- INVESTGAS S.A. Warszawa – Lider Konsorcjum,
- BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. Krosno – Członek Konsorcjum,
- ZRUG Sp. z o.o. Pogórska Wola – Członek Konsorcjum

Zadanie realizowane jest w systemie tzw. „pod klucz” tj. włącznie z projektami technicznymi. Wykonanie projektów zostało zlecone do Biura Projektów NAFTA-GAZ Jasło. Biuro to prowadzi nadzór autorski nad realizacją zadania inwestycyjnego. O skali inwestycji niech świadczy nie tylko jej wartość finansowa. Skala infrastruktury napowierzchniowej obejmuje głównie:

- węży redukcjno-pomiarowe,
- instalację oddzielania wody złożowej,
- tłocznice metanolu z magazynem,
- stację redukcijną gazu opałowego,

Tabela 1

	S-H8	S-H7	S-H6	S-H5	S-H1	S-H2	S-H3	S-H4	SUMA
Głębokość planowana [m] MD	1385	1302	1275	1413	1312	1150	1346	1290	10473
Głębokość osiągnięta [m] MD	1252	1302	1275	1413	1123	1150	1346	1406	10267



Uczestnicy konferencji w hali sprężarek. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku



Taką potężną sprężarką będziemy zatłaczać gaz do złoża. Fot. arch. PGNiG Oddział w Sanoku

- instalację przygotowania gazu opałowego,
- instalację przygotowania powietrza sterowniczego,
- sieć gazociągów,
- sieć energetyczną, rozdzielnie, agregaty prądotwórcze,
- budynek techniczny i pomieszczenia obsługi,
- aparaturę kontrolno-pomiarową i automatykę,
- wodociąg wody pitnej, instalacje kanalizacyjne ze zbiornikami,

- sieć grzewczą technologiczną,
 - wewnętrzne linie kablowe (rozdzielce, sterownice, AKPiA, odgromowe, łączności telefonicznej, radiotelefon i detekcję gazu),
 - oświetlenie terenu,
 - ogrodzenie OG1,
 - system monitoringu i ochrony obiektu,
 - place, drogi i chodniki z niwelacją terenu.
- Zbliżamy się do końca terminu realizacji umowy – 30 kwietnia 2011 r. Od tego przełomowego dnia zaczniemy zatłaczać zwiększone ilości gazu do dwóch horyzontów magazyno-

wych złoża Strachocina. Najpierw będzie to okres rozruchu wszystkich urządzeń i instalacji, włącznie z rozruchem tłoczni gazu, który trwał będzie ok. 1 miesiąca. Po tym terminie nastąpi właściwa praca całego Magazynu Gazu. Uczestnicy konferencji mieli okazję zwiedzić wyłaniające się z ziemi obiekty napowierzchniowych instalacji i budynków PMGZ Strachocina.

Ewa Król

PGNiG SA Oddział w Sanoku

WITRYNA WYDAWNICZA.

Historia gazownictwa na Pomorzu Gdańskim



Gazownie klasyczne – zbiorniki gazowe, piece gazowe i gaz miejski wytwarzany przede wszystkim z węgla kamiennego, to już coraz dalsza przeszłość. Dawne gazownie w większości zostały zastąpione, znajdującymi się przeważnie też w tych miejscach, rozdzielniami, później punktami, ale zajmujące się też dostarczaniem tym samym odbiorcom gazu systemowego – ziemnego. Jednakże niektóre z tych placówek terenowych też znikają w związku z zmianami gazowniczych struktur. Podobnie rzecz wygląda w odniesieniu do układów sieciowych, ich materiału czy też sposobu rozprowadzania gazu. Całe gazownictwo ulega przeobrażeniom i zmianom, powodującym, że staje się ono pod wieloma względami coraz bardziej inne niż kiedyś. Uwiecznienie przynajmniej najistotniejszych wy-

darzeń i osiągnięć, to wręcz obowiązek obecnej chwili, gdy jeszcze są Ci, którzy dawną mijającą technikę i organizację, postaci i wydarzenia znają i pamiętają. Tak ta sprawa pojmowana jest w odniesieniu do obszaru, na którym obecnie działa Pomorska Spółka Gazownictwa Oddział Zakład Gazowniczy w Gdańsku. Od wielu już lat dzięki jej pracownikowi Tadeuszowi Gruszczyńskiemu i oczywiście postawie szefostwa Oddziału udaje się zamieniać ją w konkretne efekty. Jest nim zamierzenie wydawnicze „Gazownictwo na Pomorzu Gdańskim. Rys historyczny”, których poszczególnych pozycji

T. Gruszczyński jest autorem. W założeniu całość ma charakter paranaukowy, czyli nakierowana jest bardziej na zapis i dokumentację wydarzeń i rozwiązań technicznych oczywiście

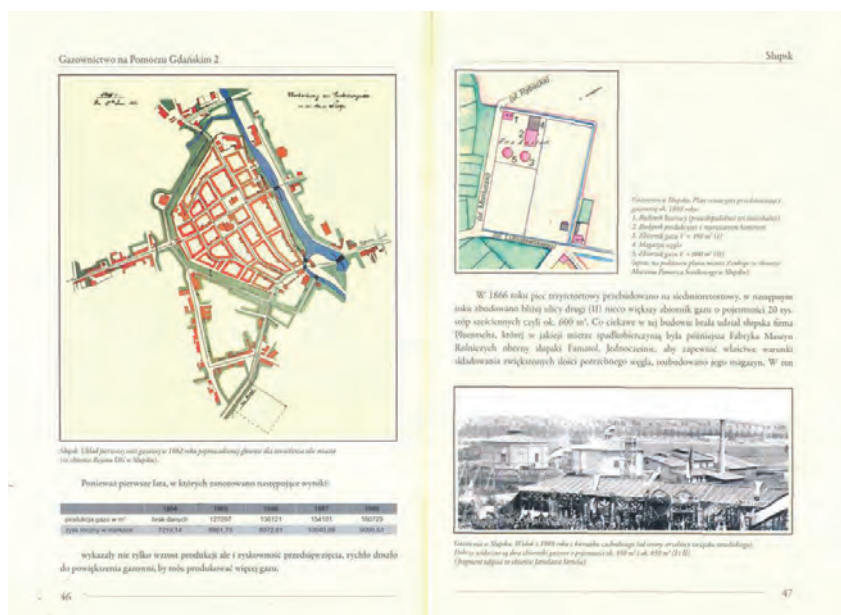


Autor książek Tadeusz Gruszczyński ze swoimi publikacjami

w formie popularnej. Dlatego nie ucieka się od bogatej strony ilustracyjnej, której wybór, jak się okazuje, zwiększa się w miarę upływu czasu.

Pierwsza część wydawnictwa ujrzała światło dzienne w roku 2003 w związku ze 150-leciem uruchomienia Gazowni Gdańskiej, najstarszej w tej części ziem polskich i trzeciej w kolejności w ogóle. Ta część objęła także działające na przestrzeni dziejów placówki gazownicze znajdujące się w sąsiedztwie Gdańska. Zatem znalazły się tu opisy następujących 11 gazowni, umieszczonych w książce i tu wymienionych w kolejności chronologicznej: Tczew, Starogard Gdański, Malbork, Sopot, Łębork, Wejherowo, Gniew, Nowy Staw, Oliwa (obecnie część Gdańska), Gdynia. Uzupełnieniem tej listy jest epizodyczna sprawa gazokoksowni w Pszczółkach; plany i projekty, które nie zostały zrealizowane. Była to 172-stronicowa ładnie wydana, porządnie oprawiona, ilustrowana książka, która notabene doczekała się już wznowienia.

150-lecie powstania drugiej na tym obszarze Gazowni Elbląskiej było okazją do wydania kolejnego tomu historii pomorsko-gdańskiego gazownictwa. Druga część opisuje historię miast i znajdujących się tam gazowni, a potem ich kontyntyntek, sytuujących się jakby w drugim kręgu, na rubieżach Zakładu, w tym właśnie Elbląga. W książce jest 12 miast z dziejami ich gazownictwa: najpierw z gazowniami, później rozdzielniami gazu. Są to (w kolejności umieszczenia w książce, która odpowiada kolejności powstania), jak wspomniano: Elbląg, a ponadto Słupsk, Grudziądz, Kwidzyn, Sławno, Bytów, Susz, Dzierżgoń, Ustka, Prabuty, Nowe i Łasin.



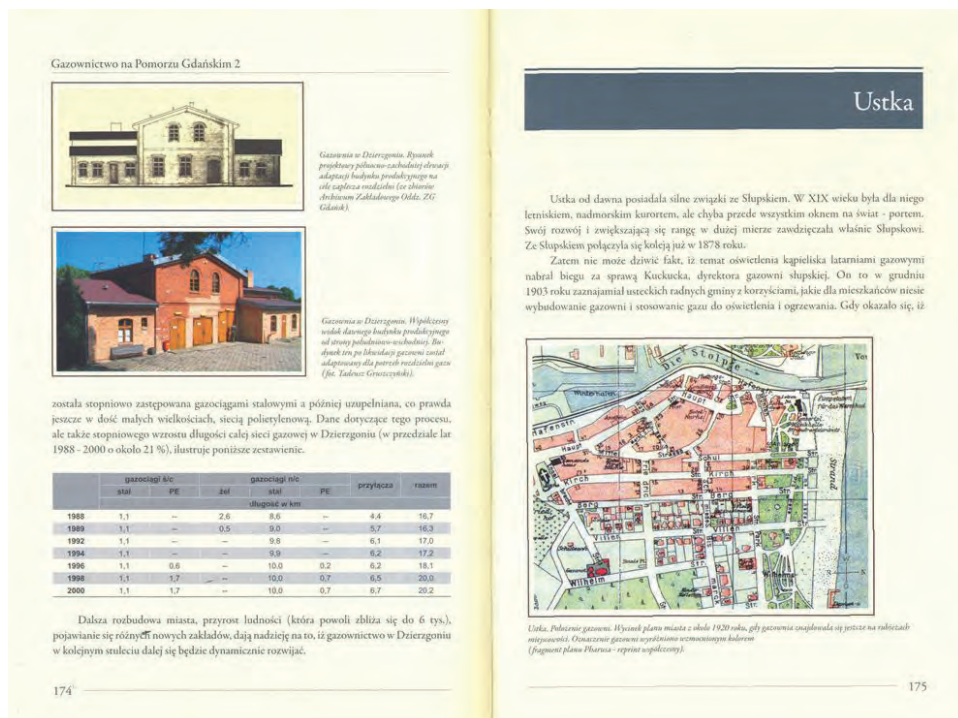
Fragment książki

Mimo zachowania w drugiej części pierwotnego charakteru wydawnictwa, jego układu i szaty graficznej, zewnętrznie jest ona nieco inna. Przede wszystkim znacznie obszerniejsza, liczy sobie 240 stron. Pozwoliło to nie tylko poszerzyć tekst, co przede wszystkim wzbogacić materiał ilustracyjny, zwiększyć jego ilość i format. Dodatkowo, co jest tu nowością, kilka szczególnie interesujących zostało zaprezentowanych w postaci wkładek o podwójnym formacie książki. Inne novum to dodatek włączony w tom i umieszczony na końcu, a związany z okazją wydania publikacji. Jest to reprodukcja odnalezionego w gdańskim archiwum oryginalnego tekstu pierwszych

przepisów (w języku niemieckim) regulujących dostarczanie gazu pochodzącego z uruchamianej Elbląskiej Gazowni odbiorcom prywatnym i jego tłumaczenie.

Dwie wydane części dziejów pomorsko-gdańskiego gazownictwa nie wyczerpują jednak całości tej tematyki, zagadnień związanych z jego tworzeniem, rozwojem a zwłaszcza transformowaniem się na gazownictwo systemowe. W obu bowiem opisano je w mikroskali czyli jako dzieje poszczególnych miejskich, potem zakładowych gazowni, później rozdzielni - wyłącznie jako elementów większej całości. A gazownictwo przeszło przecież od epoki lokalnych, samodzielnych wytwórni do wieloskładnikowych struktur powiązanych ze sobą zarówno pod względem technicznym, jak i organizacyjnym. Struktur, które ulegają dalszym przeobrażeniom. Niezbędna jest zatem trzecia część, która będzie pokazywać, jak i kiedy na Pomorzu Gdańskim zaczęły powstawać załączki systemowej sieci gazowej, jak ona się rozwijała, a także jak pomorskie gazownictwo przekształcało się organizacyjnie, by dostosować się do zmieniających się czasów i nowych wyzwań. Tematów do opisanie i udokumentowanie jest jeszcze sporo. Na koniec wypada wyrazić przekonanie, że pomorska gazownicza trylogia zostanie niedługo zamknięta i cały historyczny opis gazowniczego gdańskiego przeszłości zakończy się sukcesem. Natomiast Tadeuszowi Gruszczyńskiemu trzeba życzyć, aby znalazł siły i czas na kontynuację prac nad kolejną publikacją.

Dariusz Skurczyński
Wiceprezes ds. Organizacyjnych
Oddziału SITPNiG w Gdańsk



Fragment książki



Podgrzej atmosferę

Przyjazny gaz ziemny

Zapomnij o zimnych wnętrzach i chłodnych wieczorach. Przejdź na gaz ziemny, zbuduj domową atmosferę. Ciepłe relacje to podstawa komfortu, gorące emocje wspomina się latami. Taki ma być dom, tutaj musisz czuć się dobrze.

Gaz ziemny nazywany jest paliwem XXI wieku. Bezpieczny i przyjazny dla środowiska, stanowi również idealne rozwiązanie dla Ciebie. Możesz gotować, ogrzewać wodę czy dom i mieć pewność, że dbasz o swoich najbliższych.

Organised by
American Business Conferences



SHALE GAS RESULTS
IN EUROPE 2011

2nd Annual Global Shale Gas Summit

Under The Auspices Of:
Polish Geological Institute



Save \$200
before April 20 -
quote registration code WNG11

Delivering The Very Latest Data & Results From Shale Gas Test Wells In Europe To Determine The Cost & Feasibility Of Production

May 31st- June 1st, 2011

Sofitel Warsaw Victoria Hotel,
Warsaw, Poland

Latest Results From 25+ Senior European E&P Professionals



Richard Sherer
VP Engineering
LNG ENERGY
LTD



John Buggenhagen
Director Of
Exploration
SAN LEON
ENERGY



Pawel Chatupka
General Manager
Poland
AURELIAN OIL



Peter Turner
Director
Of Exploration
CUADRILLA
RESOURCES LTD



Daniel Jarvie
Leading Shale
Geochemist
REALM ENERGY
INTERNATIONAL
CORPORATION



Dr. V. K. Rao
SVP & OSD
RELIANCE
INDUSTRIES LTD



Douglas Brett
CEO
CANADIAN
QUANTUM LTD



Florence Geny
Business Analyst
STATOIL &
OXFORD
INSTITUTE FOR
ENERGY STUDIES

**THE ONLY SHALE GAS INITIATIVE TO FOCUS PURELY ON THE LATEST WELL
DATA TO ENHANCE CRITICAL PROGRESS IN EUROPEAN EXPLORATION**

- **GEOCHEMICAL RESULTS:** Reporting the most up-to date geochemical data to accurately calculate TOC
- **GEOPHYSICAL RESULTS:** Providing results from the latest shale gas test wells in Europe to measure fracability and recovery rates
- **FRAC RESULTS:** Examining fracing data from successful case studies to determine how it relates to sub-surface analysis and recoverability
- **TECHNOLOGY ADVANCEMENTS:** Scrutinizing cutting edge techniques and global technologies for unconventional exploration, economic analysis and completions
- **EQUIPMENT DATA:** Delivering pioneering strategies from operators who have successfully overcome equipment and service scarcity
- **REGULATORY DEVELOPMENT:** Understanding how to account for the compliance costs of well permitting, water management and land footprint mitigation



Media Partner

wiadomości
WYDZIAŁ JĘZYKÓW
POLSKICH

Register Now!

Visit www.shale-gas-results-europe.com