

NR 6 (182)
czerwiec
2013 r.
miesięcznik
Rok XVI
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

Pracownicy Słownictwa Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego



lupkipolskie.pl

rzetelne źródło informacji
o gazie z łupków w Polsce

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



Chcesz wiedzieć więcej?
Odwiedź www.lupkipolskie.pl

Strona objęta honorowym
patronatem Ministra
Skarbu Państwa



Ministerstwo
Skarbu
Państwa


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Właśnie trzymacie w ręku czerwcowy numer „Wiadomości...”, bogaty w treści, zarówno z zakresu naukowo-technicznego, jak i informacyjnego o bieżących wydarzeniach w branży, jakie miały miejsce od poprzedniego wydania. W niniejszym wstępie skupię się jednak nad częścią naukowo-techniczną zawartą w dwóch pierwszych rozdziałach, a tylko wspomnę o tym, co wypełnia pozostałą część wydania.

Rozdział „Nauka i technika” rozpoczynamy dość nietypowym artykułem, jak się wydaje, patrząc na jego tytuł. Ma on jednak związek z branżą, mimo bardzo specjalistycznego charakteru. Artykuł ten pt. „Wykorzystanie przemiany Verweya w ocenie składu i pochodzenia kryształów magnetytu” przygotowała Izabela Biało. Autorka przedstawiła w nim wyniki swoich badań oraz wskazuje, że opisane zjawisko może być narzędziem pomocnym w badaniach paleomagnetycznych. Wspomnę, że odtworzenie paleobiegunowości jest bardzo istotne w rekonstrukcjach paleogeologicznych, czyli w skrócie historii geologicznej i historii „wędrowki kontynentów”. Znamienne jest w tym artykule również i to, że tak trudnym tematem zajmuje się studentka II roku Geofizyki na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, AGH.

Drugim recenzowanym artykułem, jest artykuł autorstwa Wiesława Witka, w którym autor podejmuje się analizy ostatnich trzech lat w branży poszukiwań gazu ziemnego z formacji łupkowych w Polsce. Bardzo ważny artykuł, w którym syntetycznie zostały przedstawione postulaty i wnioski w zakresie prac poszukiwawczych za gazem z łupków. Wynikają one z doświadczenia autora i oparte są o wnioski operatorów. Powinny one zostać wprowadzone, aby zwiększyć efektywność

przy pracach wiertniczych, a przy okazji poprawić ekonomikę przedsięwzięcia. Jest to kolejny już artykuł, na naszych łamach poruszający te kwestie, tym razem jednak w bardzo szczegółowy i konkretny sposób. Poprawienie postulowanych przez autora problemów niewątpliwie może wpłynąć na efektywność prac związanych z poszukiwaniem gazu ziemnego ze skał łupkowych. Nawiązując do poprzedniego wydania „Wiadomości...” cytuję „Myślę, że czas, aby wielu wspomnianych powyżej polityków i urzędników otworzyło oczy i uwierzyło, że można inaczej, a nawet trzeba inaczej”.

Trzecim, rozdziałającym powyżej omówione artykuły, a czwartym z cyklu upowszechniającego wiedzę z zakresu poszukiwania gazu ziemnego ze skał łupkowych jest artykuł pt. „Trudny łupek do szczelinowania” przygotowany przez Piotra Woźniaka z BALTIC CERAMICS S.A. i Dariusza Janusa z LST CAPITAL S.A. W artykule tym autorzy omawiają kolejny element układanki związanej z gazem z łupków, czyli głównego bohatera – łupka. Praca pokazuje amerykańskie doświadczenia i daje szeroki pogląd na złożoność zagadnienia, a tym samym mocno manifestuje fakt, że nie ma możliwości bezpośredniego przeniesienia wypracowanej technologii stymulacji skał łupkowych z jednego złoża na drugie. Szanse na powodzenie dostosowania technologii wzrastają w momencie ścisłej współpracy wielu interdyscyplinarnych środowisk zaangażowanych w wydobycie węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych. Dodam do tego od siebie, że posiadających dodatkowe wsparcie ze strony państwa w zakresie prawnym, legislacyjnym i społecznym.

W kolejnym rozdziale, chciałbym wszystkich naszych Czytelników zainteresować relacją z sal sejmowych w zakresie polityczno-legislacyjnym dotyczącym pracy nad ustawodawstwem w zakresie gazu z łupków. Jaki ona ma wymiar i jak przebiega proponuję, aby Czytelnicy ocenili sami.

Dalsza część wydania, tak jak wspomniałem na wstępie, dotyczy bieżących wydarzeń branżowych w Polsce. Ważnym i godnym uwagi jest wyróżnienie jakie otrzymała Mazowiecka Spółka Gazownictwa – została laureatem I edycji konkursu „Pracodawca Jutra”. Pozostaje mi pogratulować i powiedzieć, że wielu chciałoby pracować właśnie w takiej

firmie, która dba o kadre z myślą o przyszłości!

Tutaj też wspomnę o jubileuszu, jaki obchodzi koszalińskie gazownictwo – 150-lecie. Gratuluję pracownikom i kadrze zarządzającej tego wymownego jubileuszu.

W rozdziale „Krótkie wieści z kraju i ze świata” zwrócę uwagę na informację dotyczącą uzyskania przez PGNiG Upstream International AS, spółkę zależną PGNiG udziałów w czterech koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii w wyniku rozstrzygnięcia 22 rundy licencyjnej ogłoszonej przez norweskie Ministerstwo ds. Węglowodorów i Energii, co wskazuje na umacnianie się narodowego potentata gazowego na rynku zewnętrznym i wzrost wartości spółki.

W Biuletynie Informacyjnym ZG SITPNIG, znaleźć można obszerną relację z VIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników, wraz z uchwałą kongresową, który tradycyjnie odbył się w Bóbrce, a na kolejnych stronach wydania – relacje z kilku konferencji branżowych.

Wydanie zamyka informacja o nowym czterojęzycznym słowniku z zakresu trybologii i środków smarowych wydanych przez Instytut Naftowy i informacja, że Oddział PGNiG w Zielonej Górze został „Mecenasem Sportu” – gratuluję.

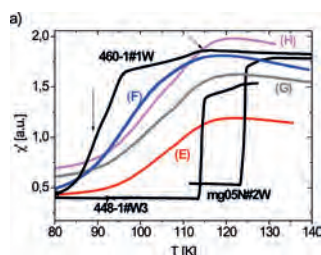
Piotr Dziadzio



NAUKA I TECHNIKA.

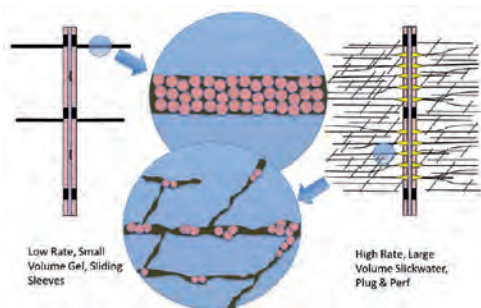
- Wykorzystanie przemiany Verweya w ocenie składu i pochodzenia kryształów magnetytu

4



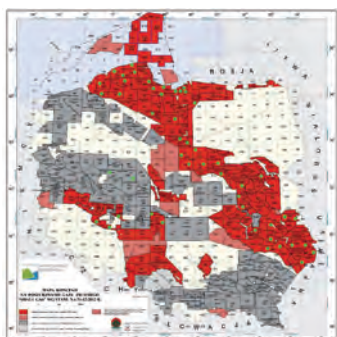
- Trudny łupek do szczelinowania

10



- Poszukiwanie gazu z formacji łupkowych w Polsce na przestrzeni lat 2010-2013 – doświadczenia, problemy techniczne, organizacyjne i prawne

17



ANALIZY I KOMENTARZE.

- Przyspieszenie w łupkach?

21

WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Pracodawcą Jutra

24



- Nowe metody w laboratorium

25



- To już 150 lat. Historia koszalińskiego gazownictwa

26



- Centrum energetyczne nowych technologii

28



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

**ADRES REDAKCJI**

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

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

dr inż. Stanisław Szafran – przewodniczący
mgr Wioleta Wanat

SKŁAD DTP:

Konrad Korona

DRUK:

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKŁAD: 1500 egz.

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

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – Urządzenie EuroRig 450T „Bentec”. Wiertnia Sieraków 3. Fot. Robert Judycki

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG Upstream International otrzymało udziały w czterech koncesjach w Norwegi 30
- Komunikat z posiedzenia Rady Nadzorczej PGNiG SA 30
- Dywidenda za 2012 rok w wysokości 13 groszy na akcję 30
- Ropa naftowa w południowych Włoszech 30
- OPEC przekracza ustalony limit wydobycia ropy 31
- Gazociąg Polarled na Morzu Norweskim 31
- Przyspieszenie budowy gazociągu South Stream 31
- Rozpoznanie Morza Czukockiego i Morza Beauforta opóźni się 31
- Ropa i gaz w Afryce Wschodniej 31
- Postęp w realizacji gazociągu Iran-Pakistanu 32
- Nowe informacje o gazohydratach w Japonii 32



BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 33
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 33
- II posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITPNiG 33



- VIII Polski Kongres Naftowców i Gazowników Bóbrka 2013 34



- Uchwała VIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników 39

KONFERENCJE, SYMPOZJA, TARGI.

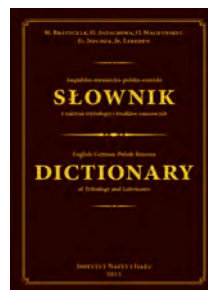
- XI Międzynarodowe Targi Geologia 2013 GEO-EKO-TECH 40



- Relacja z Konferencji EuroPower 42
- Dyrektywa MID – Wyzwania i szanse 43

WITRYNA WYDAWNICZA.

- Angielsko-niemiecko-polsko-rosyjski słownik z zakresu trybologii i środków smarowych 44



SPORT, REKREACJA I TURYSTYKA.

- „Mecenas Sportu” dla Oddziału w Zielonej Górze! 44



RADA PROGRAMOWA WNiG

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

Członkowie:

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

RADA NAUKOWA

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

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

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

Redaktorzy tematyczni:

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

Wykorzystanie przemiany Verweya w ocenie składu i pochodzenia kryształów magnetytu



Izabela Biało

Abstract

The results of the AC magnetic susceptibility measurements of single crystalline magnetite, performed in the area of Verwey phase transition at $T_V \approx 124\text{K}$, are presented. In this transition, easily experimentally discernible by the large peak in heat capacity, many physical properties, like resistivity, magnetic susceptibility or lattice symmetry, have spectacular anomalies. Already small departures from the perfect crystal structure caused by doping or nonstoichiometry are able to lower the temperature of the Verwey transition even by 30K. In particular, defects concentration as small as 0.3% drives the transition from first to the second order character, whereas in case this concentration exceeds 1% the transition is completely destroyed. Thus, magnetite single crystals with the well-defined dopant concentration/nonstoichiometry level can be regarded as "standards" for the shape and temperature of the Verwey transition.

In this paper AC magnetic susceptibility was measured for stoichiometric and two Zn doped samples of synthetic magnetite, treated here as standards. Then, the standards were compared with the results of similar studies but performed on three natural crystals from Potosi, Bolivia. Based on these results, the differences in the

character of the Verwey transition between samples were pointed out and the composition was estimated.

These results and also others, described in the literature, show that the Verwey transition and the studies of this phenomenon could be a useful tool in solving geophysical paleomagnetic problems.

Streszczenie

W pracy przedstawione zostały wyniki pomiarów zmiennoprądowej podatności magnetycznej magnetytu (Fe_3O_4) w obszarze przejścia fazowego Verweya. W tej przemianie, zachodzącej w temperaturze $T_V \approx 124\text{ K}$ i przejawiającej się wyraźnym wzrostem ciepła właściwego gwałtownie zmienia się wiele parametrów fizycznych magnetytu, np. oporność elektryczna, podatność magnetyczna i struktura. Stwierdzono także, że już niewielkie odstępstwa od stechiometrii, czy też domieszkowanie, zasadniczo zmieniają własności magnetytu obniżając temperaturę przejścia nawet o 30 K. Wprowadzenie 0,3% defektów sprawia, że charakter przemiany zmienia się z nieciągłego na ciągły, a 1% poziom defektów zupełnie ją niszczy. W ten sposób mierząc temperaturę i kształt przemiany Verweya można ocenić skład materiału.

W niniejszej pracy, badając zależność zmiennoprądowej podatności magnetycznej od temperatury dla próbek syntetycznych o znanym poziomie domieszkowania i niestechiometrii (zmierzono próbkę stechiometryczną i dwie próbki o kontrolowanym poziomie domieszkowania cynkiem), wyznaczano najpierw wzorce przebiegu przemiany Verweya. Następnie zmie-

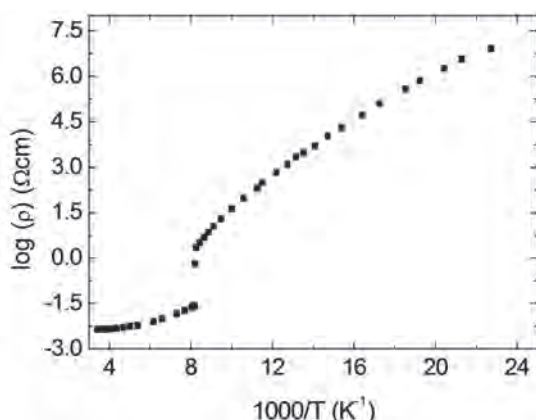
rzono podatność kryształów naturalnych magnetytu, a wyniki skonfrontowano z uzyskanymi wcześniej wzorcami. Na tej podstawie wykazano różnice pomiędzy charakterem przemiany Verweya dla próbek syntetycznych i naturalnych oraz oceniono skład naturalnych kryształów magnetytu. Przedstawione wyniki, a także inne przypadki opisane w literaturze wskazują, iż przemiana Verweya i jej badanie może być narzędziem pomocnym w geofizycznych badaniach paleomagnetycznych.

Wprowadzenie

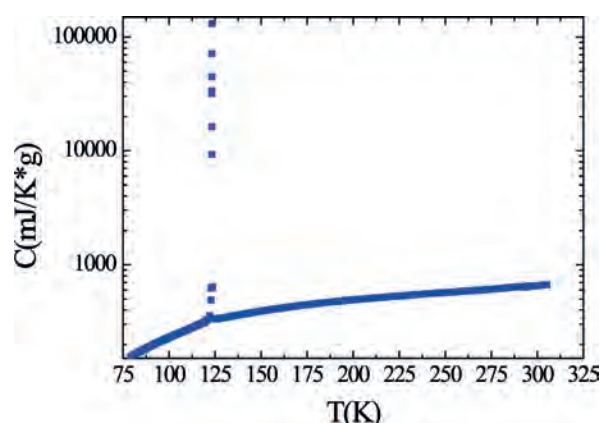
Pomimo stosunkowo prostego składu chemicznego oraz powszechnego występowania w naturze, magnetyt (Fe_3O_4) jest minerałem o niezwykłych właściwościach, które od wieków fascynowały zarówno specjalistów, jak i zwykłych ludzi. W przeszłości używano magnetytu do budowy pierwszych kompasów, obecnie jego użycie pomaga wyznaczyć wędrówkę ziemskich biegunów magnetycznych na przestrzeni wieków. Jest także istotnym elementem budowy organizmów żywych, gdyż jego cząsteczki umieszczone w mózgach m.in. ptaków, czy też komórkach bakterii, pomagają organizmowi żywym w nawigacji. Co więcej, magnetyt to także nasza przyszłość, przede wszystkim w elektronice spinowej [1], gdzie może posłużyć do budowy nowoczesnych układów przesyłu energii, a także w medycynie, gdzie nanocząsteczki magnetytu mogą być wykorzystywane do niszczenia komórek rakowych [2].

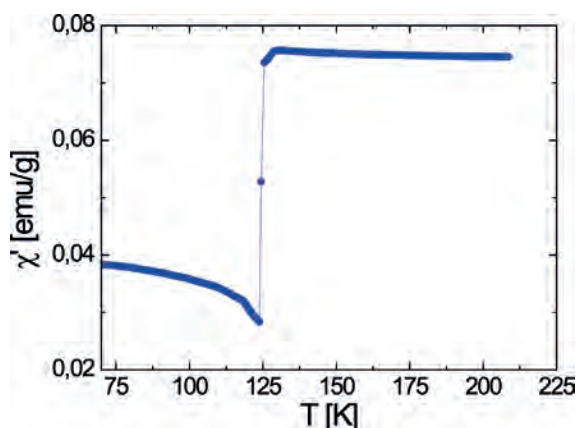
Przemiana Verweya w odniesieniu do anomalnych własności fizycznych magnetytu

Interesującym zjawiskiem występującym w magnetycie jest przemiana Verweya zachodząca w $T_V \approx 124\text{K}$: materiał, który w temperaturze pokojowej posiada cechy przewodnika, przy obniżaniu temperatury poniżej T_V nagle staje się izolatorem: opór zmienia się skokowo o dwa rzędy wielkości (Rys.1, [3]). Przemiana przejawia się

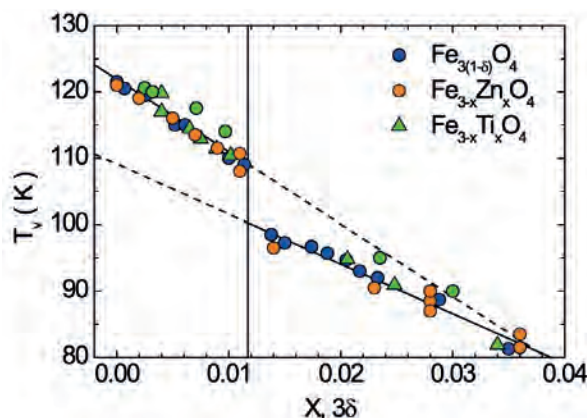


Rys. 1. Skokowa zmiana oporu w stechiometrycznym magnetycie (na podstawie [3])

Rys. 2. Pík ciepła właściwego w T_V dla stechiometrycznego magnetytu (na podstawie [4])



Rys. 3. Skokowa zmiana zmiennoprądowej podatności magnetycznej [7]



Rys. 4. Zależność TV od stopnia niestechiometrii i domieszkowania magnetytu (na podstawie [6])

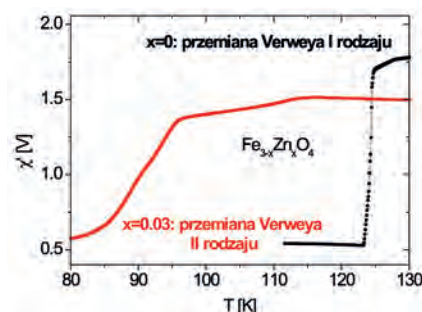
także wystąpieniem wyraźnego pików na wykresie zależności ciepła właściwego od temperatury [4] (Rys.2). Pik ten jest również świadectwem wystąpienia przemiany I rodzaju [3,4]. Na tej podstawie można wnioskować, iż zmianie ulegają także inne właściwości magnetytu, gdyż przy dostarczaniu kolejnych porcji energii nie zwiększa się temperatura ciała, a zatem dostarczona energia musi być spożytkowana na zmianę innych podukładów materiału. Zaobserwowano np. zmianę układu krystalograficznego z jednoskośnego (niskotemperaturowego) na sześcienny Fd3m powyżej TV [5]. Jednakże, z punktu widzenia tej pracy i zastosowań geofizycznych, szczególnie istotna jest gwałtowna zmiana zmiennoprądowej podatności magnetycznej (Rys.3) [7], której wartość znacząco spada poniżej TV; to właśnie na podstawie zależności podatności magnetycznej od temperatury można najłatwiej scharakteryzować skład, a czasem i pochodzenie kryształów magnetytu.

Domieszkowanie x oraz niestechiometria 3δ mają istotny wpływ na charakter przemia-

ny Verweya w związkach $\text{Fe}_{3(1-\delta)}\text{O}_4$ i $\text{Fe}_{3-x}\text{M}_x\text{O}_4$ (M jest metalem, np. Zn, lub Ti).

Temperatura Verweya T_V liniowo maleje (Rys.4) [6] wraz ze wzrostem domieszkowania/niestechiometrii, z początkowo ($x=3\delta < 0.012$), dużym nachyleniem, sygnalizującym przemianę I rodzaju z ciepłem utajonym, a następnie z mniejszym, odpowiadającym ciągłej przemianie fazowej. W obu przypadkach zależność prostoliniowa T_V od $x=3\delta$ ma uniwersalny charakter; przemiana znika zupełnie dla $x=3\delta > 0.04$.

Wpływ domieszkowania i niestechiometrii bezpośrednio odzwierciedla się w przebiegu krzywej zależności podatności zmiennoprądowej od temperatury (Rys.5). Jej ostry kształt prezentujący nagłą zmianę wartości odpowiada przemianie I rodzaju, natomiast krzywa, w której spadek wartości podatności wraz ze spadkiem temperatury ma przebieg ciągły, prezentuje przemianę II rodzaju. Widać zatem, iż charakter przemiany Verweya może być wskaźnikiem składu kryształu magnetytu. Jak pokazano poniżej, z kształtu przemiany

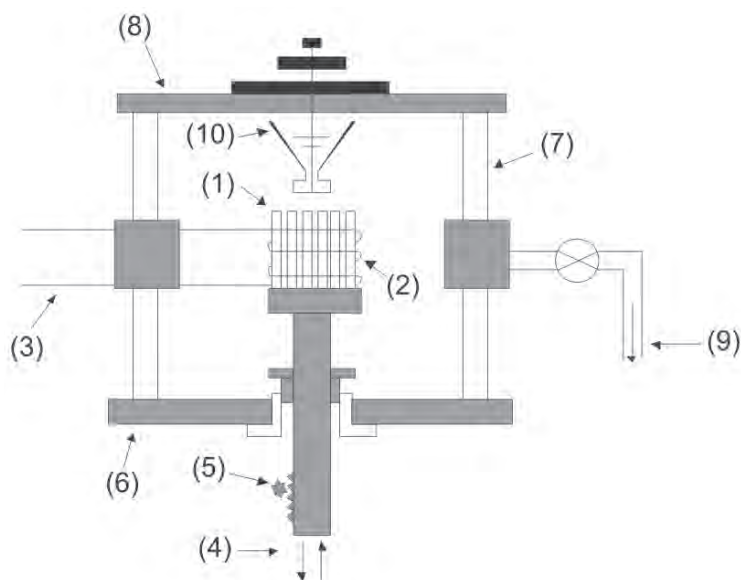


Rys. 5. Typowa temperaturowa zależność magnetycznej podatności AC dla syntetycznych monokryształów magnetytu

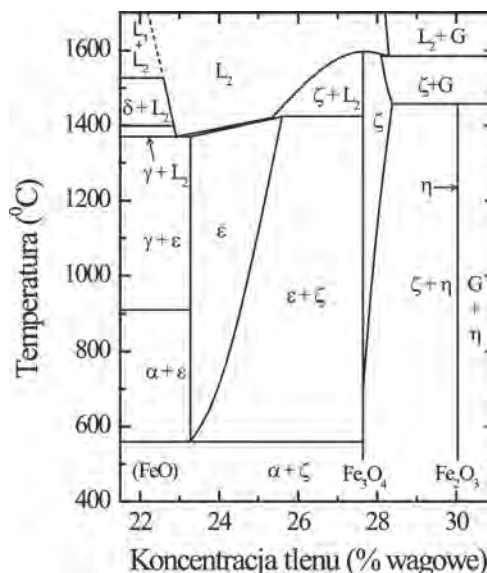
można także wnioskować o historii badanego materiału.

Syntetyczne kryształy magnetytu jako wzorce do oceny przebiegu przemiany Verweya

Posiadając kryształy o znanym domieszkowaniu i niestechiometrii jesteśmy w stanie wykazać istnienie zależności pomiędzy składem minerału a kształtem krzywej podatności zmien-



Rys. 6. Schemat pieca: (1) zimny tygiel, (2) cewka, (3) wyjście z generatora wysokich częstotliwości, (4) woda do chłodzenia tygla, (5) silnik do obniżania tygla, (6) płyta podstawy, (7) szklany cylinder, (8) płyta aluminiowa, (9) wyjście do pompy próżniowej, (10) zbiornik ze sproszkowanym materiałem.[9]



Rys. 7. Diagram fazowy dla układu żelazo - tlen [10].
α-αFe, δ-δFe, γ-γFe, ε-FeO, ζ-Fe₃O₄, η-Fe₂O₃, L₁ - płynny Fe, L₂ - płynny tlenek, G-tlen

noprowodowej. Przebieg przemiany Verweya dla syntetycznych monokryształów magnetytu stanowi więc punkt odniesienia do analizy przebiegu tej przemiany dla próbek o nieznanym składzie i pochodzeniu.

Syntetyczne kryształy, których użyto w niniejszej pracy zostały wytworzone przy pomocy techniki topienia w czaszy (ang. *skull melting*). [8,9] Na rys. 6 przedstawiony jest schemat budowy podstawowej części układu. Metoda opiera się na indukcyjnym ogrzewaniu materiału prądami o częstotliwościach radiowych. Do zimnego tygla składającego się z chłodzonych wodą, miedzianych rurek zamocowanych na chłodzonej podstawie, dostarczany jest sproszkowany materiał wejściowy (hematyt i ewentualnie materiały domieszki), wraz z niewielką ilością magnetytu z poprzedniego wytopu. Prąd o wysokiej częstotliwości przepływający przez zwojnicę otaczającą tygiel, indukuje w przewodzącym magnetycie prądy wirowe, powodując również nagrzanie hematytu i, w konsekwencji, jego stopienie. Przy ściankach tygla tworzy się cienka warstwa materiału, który nie uległ stopieniu, izolująca pozostały, stopiony materiał od ścianek tygla, co zapobiega niekontrolowanemu domieszkowaniu. Tygiel ze stopionym materiałem jest teraz wolno (ok. 5 cm/dobę) opuszczany, a na granicy fazy ciekłej i zestalonej zaczynają tworzyć się monokryształy osiągające rozmiary centymetrowe. Całość procesu prowadzona jest w kontrolowanej atmosferze tlenowej, jednak z uwagi na szerokie pole stabilności fazowej magnetytu [10] (Rys. 7; w wysokich temperaturach pole fazowe Fe_3O_4 obejmuje szerszy zakres koncentracji tlenu, można więc w tych wysokich temperaturach otrzymywać związki niestechiometryczne) założona stochiometria kryształu uzyskiwana jest w procesie wygrzewania w bardzo dokładnie kontrolowanej atmosferze tlenu w osobnym piecu [12,9]. Warto zauważyć, że próbki magnetytu syntetycznego, np. otrzymanego opisaną metodą, nie mają regularnego kształtu, co wskazuje na istotne różnice w warunkach wzrostu monokryształów syntetycznych w stosunku do magnetytu naturalnego (który tworzy charakterystyczne, regularne ośmiościany).

Metodyka pomiarów

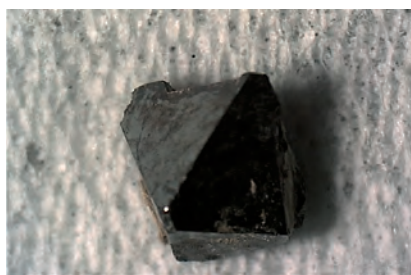
Celem pomiarów było porównanie charakteru przejścia fazowego w próbkach magnetytu różniących się pochodzeniem oraz stopniem domieszkowania i niestechiometrii. W celu „kalibracji” temperaturowych zmian podatności wykorzystano magnetyt syntetyczny: stochiometryczny Fe_3O_4 (próbka MG05N#2W) oraz domieszkowany cynkiem, $Fe_{3-x}Zn_xO_4$, na poziomie $x=0.028$ (460-1#1W) i $x=0.007$ (448-

1#2W). Zmierzone również monokryształy magnetytu pochodzenia naturalnego o nieznanym poziomie domieszkowania i niestechiometrii. Monokryształy pobrano z większego skupienia, matriksu skał alkaicznych na porfirowym trachicie (Rys. 8), wydobytego w kopalni Marcha Cararca (Potosi, Boliwia); towarzyszyły im kryształy apatytu oraz sanidynu. Jak już wspomniano, naturalnie rosnące kryształy magnetytu mają postać dość regularnych ośmiościanów foremnych, przy czym ściany stanowią krystalograficzne płaszczyzny sieciowe typu (111), co zostało dowiedzione bezpośrednim pomiarem metodą Lauego [11]. Poniżej przedstawiono i przedyskutowano wyniki pomiaru podatności dla następujących próbek naturalnego magnetytu: ATOS, PORTOS i ARAMIS (Rys. 9) oraz mag_nat_cyl .

Badania zmiennoprowodowej podatności magnetycznej próbek przeprowadzono na aparaturze skonstruowanej w laboratorium Katedry Fizyki Ciała Stałego Wydziału Fizyki i Informatyki Stosowanej AGH. Jest to układ kriogeniczny, który zapewnia zmianę i stabilizację temperatury w zakresie od 4 do 300K; w pomiarach



Rys. 8. Skupienie monokryształów magnetytu naturalnego



Rys. 9. Próbkę ARAMIS

Tabela 1 Skład chemiczny magnetytu naturalnego próbka ARAMIS

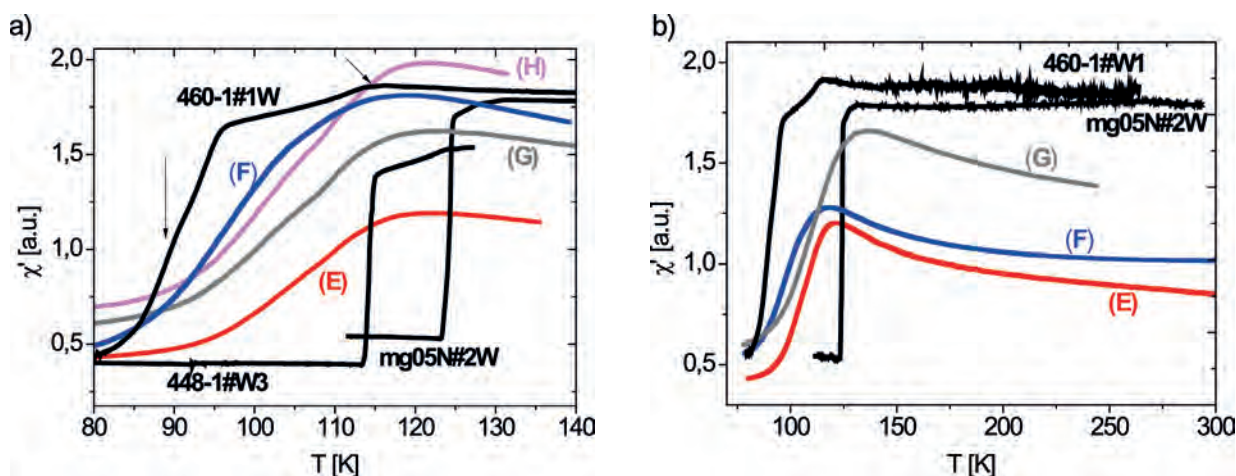
Pierwiastek	Ilość [%]
Fe	99,2376
Ca	0,6369
Cr	0,0836
Cu	0,0398
As	0,0021

zastosowano ciekły azot jako ciecz kriogeniczną, co pozwalało zmieniać temperaturę w zakresie 77K-300K, wystarczającym do obserwacji przemiany Verweya.

Działanie urządzenia opiera się o zasadę indukcji opisaną przez prawo Faradaya. Cewka nadawcza generuje zmienne pole magnetyczne, o zadanej amplitudzie i częstotliwości (w opisywanym przypadku amplituda zmiennego pola o częstotliwości 188,88 Hz wynosiła 1 Oe). W wyniku tego w dwóch cewkach odbiorczych indukowane są siły elektromotoryczne; jedna z tych cewek zawierała badaną próbkę. Mierząc wartości siły elektromotorycznej generowanej w cewkach odbiorczych można wyznaczyć magnetyczną podatność zmiennoprowodową magnetytu [13]. Temperatura próbki wyznaczana jest w oparciu o wskazania termopary chromel + AuFe(0,07%) znajdującej się w pobliżu próbki.

Wyniki pomiarów podatności

Na rysunkach 10 zaprezentowano przebiegi temperaturowej zależności podatności magnetycznej dla wszystkich zmierzonych próbek: próbek wzorcowych (zarówno stochiometrycznej, jak i próbek domieszkowanych Zn) oraz posiadanych kryształów magnetytu naturalnego. Widoczne są zmiany w kształcie krzywej w zależności od składu i pochodzenia próbek. Wykres sporządzony dla próbki magnetytu syntetycznego, stochiometrycznego obrazuje przemianę I rodzaju, zachodzącą bardzo gwałtownie w temperaturze 124 K, co wiąże się z istnieniem ciepła utajonego. Podobną, ostro zarysowaną przemianę, widać w domieszkowanej Zn próbce 448-1#2W: tak niewielki stopień domieszkowania, $x=0.007$, w dalszym ciągu prowadzi do przemiany I rodzaju. W obu przypadkach wzorcowych próbek magnetytu I rodzaju określenie T_v jest oczywiste. Jednakże już trochę większe zmiany w stochiometrii i poziomie domieszkowania ($x=3\delta>0.012$) diametralnie zmieniają charakterystykę przemiany Verweya. Przykładem tego jest kolejna ze zbadanych próbek: magnetyt syntetyczny domieszkowany Zn na poziomie $x=0.028$ (próbka 460-1#1W). Można wnioskować, iż proces przemiany Verweya zachodzi stopniowo, a znaczne obniżenie temperatury przejścia do poziomu 88 K koreluje z zaprezentowaną na rys. 4 uniwersalną zależnością. W tym przypadku przemiana fazowa Verweya ma charakter ciągły i określenie temperatury przemiany nie jest oczywiste. Z tego względu, dla próbek wykazujących przemianę II rodzaju jako T_v przyjmuje się temperaturę bliską tej, dla której występuje maksimum zmian podatności, jeżeli jest ona zbliżona do temperatury odpowiadającej takiej wartości podatności, która stanowi połowę zmian wartości podatności



Rys. 10. Przebiegi podatności zmiennoprądowej dla próbek „kalibracyjnych” i posiadanych próbek naturalnego magnetytu a) szczegóły przebiegu podatności w pobliżu temperatury T_V (której położenie zaznaczono dla syntetycznej próbki 2 rodzaju); (E): ATOS; (F): mag_nat_cyl; (G): PORTOS; (H): ARAMIS b) szerszy zakres temperatur. Strzałką oznaczono następną cechę charakterystyczną temperaturowych przebiegów podatności dla magnetytu syntetycznego, tj. temperaturę punktu kompensacji.

w trakcie przemiany Verweya. Tak nieprecyzyjna definicja wynika stąd, że zwykle w magnetycie domieszkowanym nie jest możliwe idealnie równomierne rozłożenie domieszek, co może powodować dodatkowe rozmycie przemiany, nawet z lokalną zmianą nachylenia, jak w przypadku prezentowanej próbki 460-1#1W. Na rys. 10a zaznaczono strzałką inną cechę charakterystyczną temperaturowych przebiegów zmian podatności magnetytu syntetycznego: temperaturę, w której dominująca stała anizotropii magnetycznej znika (punktu kompensacji). We wszystkich próbkach wzorcowych wiąże się to z istnieniem niewielkiego maksimum podatności zlokalizowanego w wysokotemperaturowej części krzywej zmian podatności magnetycznej w funkcji temperatury, przedstawiającej przemianę Verweya.

Porównanie temperaturowej zależności podatności dla próbek magnetytu naturalnego z odpowiednimi przebiegami dla wzorców wyraźnie pokazuje brak skokowych zmian podatności materiału i dlatego na podstawie wykresu trudno wyznaczyć dokładny punkt przemiany. Niewątpliwie jednak przemiana Verweya dla wszystkich próbek magnetytu naturalnego przedstawia przemianę ciągłą. Z drugiej strony krzywe te nie zawierają w swoim przebiegu charakterystycznych dla próbek wzorcowych maksimum związanych z punktem kompensacji, ani nie osiągają nasycenia w części wysokotemperaturowej (Rys. 10b). Wydaje się, że znacznie szerszy niż dla próbek wzorcowych zakres temperaturowych zmian podatności wynika z różnorodności domieszek i niejednorodności w ich rozłożeniu. Może to prowadzić do istnienia obszarów zarówno z przemianą Verweya pierwszego, jak i drugiego rodzaju oraz obszarów, w których przemiana w ogóle nie występuje. Wiadomo ponadto, że inne domieszki poza pokazanym na rys. 4 wpływem Zn i Ti zmieniają

charakter przemiany w inny sposób [14]. Interesujące jest zatem sprawdzenie rzeczywistego składu badanych materiałów.

Analiza chemiczna XRF

Aby poznać stopień domieszkowania kryształów magnetytu naturalnego wykonano analizę chemiczną metodą fluorescencji [15] na aparacie SEA1000A znajdującym się w Katedrze Fizyki Ciała Stałego WFIS AGH. W metodzie wykorzystuje się zjawisko fluorescencji będące konsekwencją absorpcji kwantów promieniowania rentgenowskiego z jednoczesnym wzbudzeniem elektronów na wewnętrznych powłokach orbitali K i L. Przejściu elektronów na bardziej zewnętrzne powłoki towarzyszy emisja energii w postaci wtórnego promieniowania rentgenowskiego, czyli fluorescencji. Długość fali emitowanego światła jest wielkością charakterystyczną dla konkretnego pierwiastka. Na tej podstawie można określić skład badanej próbki.

Analiza jakościowa reprezentatywnej próbki naturalnego magnetytu ARAMIS wykonana wyżej opisaną metodą wykazała, iż w skład kryształu wchodzi następujące pierwiastki: Fe, Cr, Ca, Cu, As. Chcąc poznać wielkość domieszkowania wykonano również analizę jakościową składu chemicznego, wydłużając czas pomiaru do 6 godzin. Rezultaty przedstawione są w tabeli 1. Na ich podstawie można stwierdzić, iż stopień domieszkowania jest znaczny (ok. 1%), co uzasadnia dlaczego przemiana Verweya stwierdzona skokiem w podatności miała charakter przemiany II rodzaju.

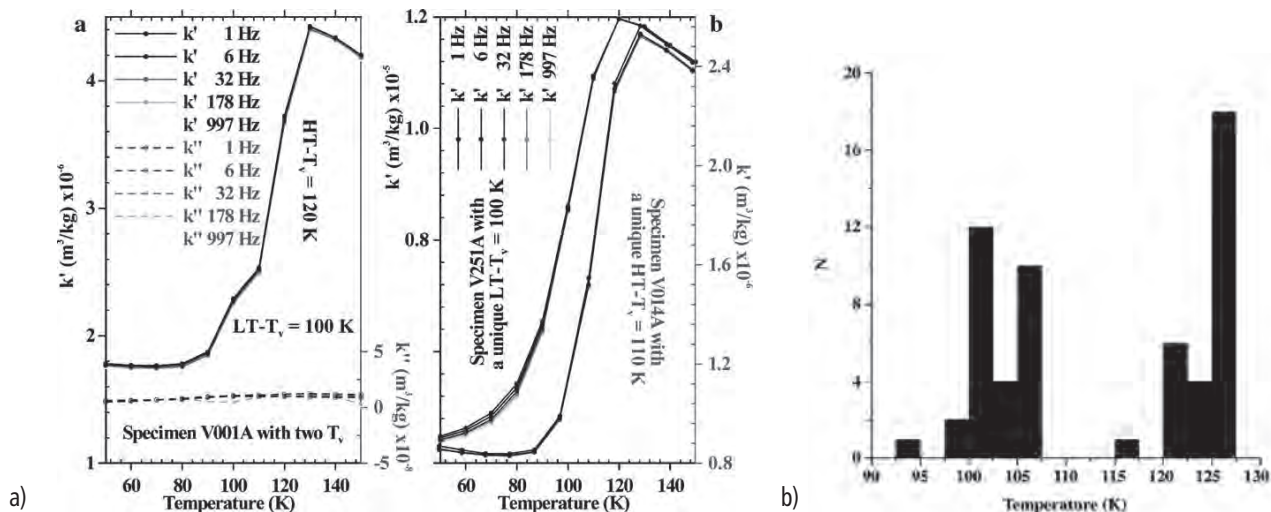
Magnetyt jako termometr geofizyczny

Istnienie zależności T_V od składu i poziomu odstępstwa od idealnej stechiometrii może być wykorzystane jako wskaźnik stanu, w którym znajdowała się naturalna próbka magnetytu

w określonym momencie czasu. Przykład takiej analizy przedstawiony jest w pracy S. Gildera i L. Carpozena opisującej własności magnetyczne kryształów magnetytu naturalnego pochodzącego z krateru impaktowego Vredeford powstałego w wyniku uderzenia meteorytu [16]. Znalezione tam mianowicie kryształy magnetytu o dwóch, wyraźnie wyodrębnionych temperaturach przemiany Verweya (Rys. 11): wysokiej, bliskiej magnetytowi stechiometrycznemu i niskiej, charakterystycznej dla magnetytu niestechiometrycznego. Z powodu wysokiej temperatury panującej w trakcie uderzenia meteorytu niestechiometria magnetytu jest łatwo wytłumaczalna, natomiast nie jest zrozumiałą fakt braku utlenienia naturalnych kryształów w tym samym miejscu. Najwyraźniej lokalnie temperatura nie przekroczyła 500°C, granicznej wartości, w której mogło zajść utlenienie.

Magnetyt jako kompas geofizyczny

Magnetyt, jeden z niewielu naturalnych magnesów, ma największą z nich wszystkich pozostałość magnetyczną. Dla próbek pochodzenia naturalnego określamy ją mianem naturalnej pozostałości magnetycznej NMR. Jej wielkość uzależniona jest od dwóch czynników. Pierwszym z nich jest namagnesowanie szczątkowe powstałe podczas tworzenia się minerału, zgodne z polem geomagnetycznym obecnym w czasie jego powstawania. Drugi natomiast określany jest mianem wtórnej pozostałości magnetycznej, która powstaje jako skutek oddziaływania na minerał obecnego pola magnetycznego Ziemi. Zatem po usunięciu wtórnego namagnesowania danej próbki, czyli magnetycznego czyszczenia próbki redukującego miękkość składową namagnesowania, jesteśmy w stanie zmierzyć wielkość pierwotnej pozostałości magnetycznej, a tym samym odtworzyć kierunki paleomagnetyczne współczesnego okresowi po-



Rys. 11. Przebiegi podatności dla próbek magnetytu znalezionych w kraterze impactowym Vredefort [16] (a) i rozkład temperatur Verweya dla różnych próbek (b).

wstania skały zawierającej magnetyt oraz deklinację i inklinację dla tego okresu. A zatem magnetyt po raz kolejny okazuje się być użytecznym wskaźnikiem geofizycznym, który tym razem pomaga określić położenie biegunów paleomagnetycznych w konkretnych epokach geologicznych, zakres wędrówki tychże biegunów, jak również wędrówki kontynentów na przestrzeni dziejów Ziemi.

Podsumowanie

Na podstawie pomiarów magnetycznej podatności zmiennoprądowej wykazano istnienie zmiany charakteru przemiany Verweya w zależności od składu magnetytu i historii materiału. W oparciu o posiadany wzorec, jakim jest przebieg przemiany dla próbek syntetycznych o znanym i kontrolowanym poziomie domieszkowania oraz odstępstw od stechiometrii, jesteśmy w stanie analizować parametry próbek nieznanego pochodzenia. Metoda ta może być zatem narzędziem użytecznym do opisu kryształów pochodzenia naturalnego w badaniach paleomagnetycznych.

Bibliografia

- Gupta A., Sun J.Z., *J. Magn. Magn. Mater.* 200 (1999) 24.
- Dennis C.L., Jackson A.J., Borchers J.A., Hoopes P.J., Strawbridge R., Foreman A.R., van Lierop J., Gruttner C., Ivkov R., *Nanotechnology* 20 (2009) 395103.
- Aragon R., Rasmussen R.J., Shepherd J.P., Koenitzer J.W., Honig J.M., *J. Magn. Magn. Mater.* 54-57, (1986) 1335.
- Tarnawski Z., Wiecheć A., Madej M., Nowak D., Owoc D., Król G., Kąkol Z., Kolwicz-Chodak L., Kozłowski A., Dawid T., *Acta Phys. Pol. A106*, (2004) 771
- Wright J.P., Attfield J.P., Radealli P.G., *Phys. Rev. B* 66, (2002) 214422
- Shepherd J.P., Koenitzer J.W., Aragón R., Spalek J., Honig J.M., *Phys. Rev. B* 43, (1991) 8461

- Balanda M., Wiecheć A., Kim D., Kąkol Z., Kozłowski A., Niedziela P., Sabol J., Tarnawski Z., Honig J.M., *Europhys. J. B* 43, (2005) 201
- Harrison H.R., Aragón R., *Mater. Res. Bull.* 13 (1978) 1097
- Owoc D., Wpływ domieszkowania na strukturę krystaliczną magnetytu w przemianie Verweya, *Rozprawa Doktorska, Kraków, 2007*
- Darken L.S., Gurry R.W., *J. Amer. Chem. Soc.* 68 (1975) 798
- Marin C., Dieguez E., *Orientation of Single Crystals by Back-Reflection Laue Pattern Simulation*, World Scientific
- Aragón R., Harrison H.R., McCallister R.H., Sandberg C.J., *J. Cryst. Growth* 61, (1983) 221.
- Wiecheć A., Rola oddziaływań magnetycznych w przemianie Verweya na podstawie badań właściwości magnetycznych magnetytu i cynkoferytów $\text{Fe}_3\text{Zn}_x\text{O}_4$ ($x \leq 0.05$), *Rozprawa Doktorska, Kraków 20008*
- Brabers V.A.M., Walz F., Kronmüller H., *Phys. Rev. B* 58 (1998) 14163

- Ostachowicz B., Zastosowanie zjawiska całkowitego odbicia promieniowania X w rentgenowskiej analizie fluorescencyjnej, *Rozprawa Doktorska, Kraków 2007*
- Gilder S.A., Carpozen L., Hart R.J., *Earth and Planetary Science Letters* 251 (2006) 305–317

Izabela Biało

Studentka II roku Geofizyki na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, laureatka LIII Sesji Kół Naukowych Sekcji Geofizyka

Opiekun naukowy: prof. Zbigniew Kąkol, prof. Andrzej Kozłowski

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 15.03.2013

Artykuł przyjęto do druku: 13.05.2013

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

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

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



Naturalny przepływ energii

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

Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o. o., ul. Ziębicka 44, 55-507 Wrocław
www.dsgaz.pl



DOLNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

Trudny łupek do szczelinowania



**baltic
ceramics**

Piotr Woźniak



LST CAPITAL

Dariusz Janus

Wstęp

Szczelinowanie hydrauliczne to jeden z czołowych tematów, który od dłuższego czasu znajduje się w centrum uwagi mediów i społeczeństwa.

Polska i Europa stoją przed dużym wyzwaniem dotyczącym dywersyfikacji dostaw źródeł surowców energetycznych, co wiąże się z opracowaniem metod efektywnego i bezpiecznego pozyskiwania niekonwencjonalnego surowca. Jest to wyzwanie nie tylko z ekonomicznego punktu widzenia, ale także – a może nawet przede wszystkim – jest to wyzwanie technologiczne. Mówiąc prosto, jak efektywnie i najniższym kosztem wydobyć gaz czy ropę z łupków? W jaki sposób zmaksymalizować bezpieczeństwo wydobycia niekonwencjonalnego surowca, nie wpływając na otaczające nas środowisko naturalne?

W niniejszym opracowaniu uwagę skupiono na przedstawieniu historii rozwoju jednego z głównych producentów gazu niekonwencjonalnego na świecie i tym samym na pokazaniu drogi rozwoju technologii, która jest obecnie jedną z najbardziej pożądanych przez kraje zainteresowane niekonwencjonalnym surowcem – a mianowicie metod stymulacji łupków, która umożliwia efektywne i rentowne wydobycie węglowodorów.

Technologia wydobywania węglowodorów niekonwencjonalnych, jedna z najmłodszych gałęzi gospodarczych na świecie, rokrocznie poddawana jest wielu udoskonaleniom, które na bieżąco są odzwierciedlane w kolejnych nowych patentach. Rozwój technologii szczelinowania, zapoczątkowanego w 1947 roku, przeżywa okres rozkwitu i prosperity przez ostatnie 12 lat.

Opracowanie i dobór odpowiedniej technologii determinuje opłacalność całej gałęzi gospodarczej, co przełoży się na sytuację energetyczną kraju i Europy.

Gaz łupkowy to jednak nie tylko surowiec z zastosowaniem w energetyce, ale także zastosowanie, jako podstawowego surowca w produktach dla rolnictwa, handlu i usługach, przemysłu hutniczego, spożywczego, chemicznego, a także w procesach związanych z ogrzewaniem i klimatyzacją. Należy pamiętać, iż gaz

niekonwencjonalny pod względem składu chemicznego niczym nie różni się od popularnego i znanego na całym świecie gazu ziemnego. Różnica istnieje natomiast w sposobie jego wydobywania – a dokładniej technologii, która jest do tego potrzebna.

Skoro obserwowany jest ciągły rozwój technologiczny, naukowcy we współpracy z firmami serwisowymi stale i intensywnie rozwijają techniki szczelinowania w zależności od rodzaju skał wiążących niekonwencjonalne węglowodory, osiągając jednocześnie ogromny sukces na terenie Ameryki Północnej, to dlaczego tak trudno jest wydobyć to paliwo ze złóż niekonwencjonalnych w innych częściach świata? Dlaczego tyle trudności nastręcza wydobycie najpopularniejszego paliwa – gazu łupkowego w Polsce? Kto może nam w tym pomóc? Skąd kraje takie jak Polska czy Ukraina mogą czerpać wiedzę?

Czy geologia ma znaczenie?

W Polsce od kilku lat trwają prace badawcze, których celem jest określenie możliwości występowania i eksploatacji złóż niekonwencjonalnych. Z przeprowadzonych badań wynika, iż prawdopodobne jest występowanie złóż gazu łupków w utworach dolnego paleozoiku, głów-

nie w obszarze od Pomorza przez Mazowsze i zachodnią część Podlasia, aż po Lubelszczyznę.

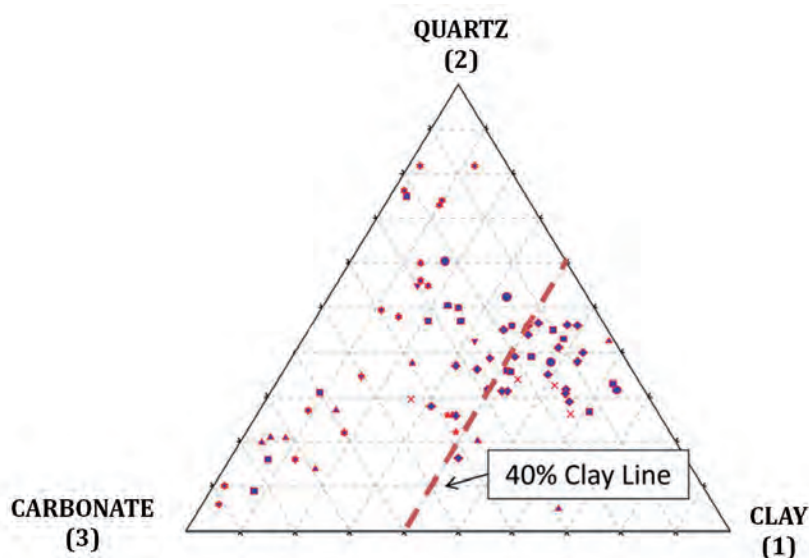
Biorąc pod uwagę skład mineralogiczny, możemy wyróżnić kilka typów skał łupkowych tj. kwarcowe, ilaste, krzemionkowe, mułcowe, margliste, bitumiczne itp. Każdy z nich posiada odmienną i charakterystyczną budowę, która wpływa na właściwości poszczególnych skał.

Zgodnie z wynikami badań, łupki amerykańskie znacząco różnią się pod względem geologicznym od europejskich – co nie powinno budzić zdziwienia, biorąc pod uwagę „historię geologiczną” obu kontynentów.

Wiele kluczowych parametrów całkowicie się rozbiega – jednym z nich jest głębokość, na której zalegają złoża. Europejskie złoża znajdują się prawie dwa razy głębiej niż amerykańskie, czego wynikiem jest wyższa temperatura panująca głęboko pod ziemią. Niektóre miejsca w Europie charakteryzują się dużym wzrostem geotermalnym gradientu temperatury – dla każdego 15 – 20 m wierconego otworu temperatura może wzrastać nawet o 1 °C. Wartość ta przewyższa praktycznie dwukrotnie standardowe zmiany, które powinny zachodzić na dwukrotnie większej głębokości. Te różnice zmuszają firmy wydobywające do używania w Europie np. proppantów bardziej odpornych na zgniatanie i funkcję tę spełniają proppanty ceramiczne.

Łupki europejskie a łupki amerykańskie

Faktem jest, że łupek łupkowy nie jest równy, przez co wypracowanie uniwersalnej technologii wydobycia jest niezwykle trudne, i tym między innymi tkwi problem wydobycia węglowodorów niekonwencjonalnych w Europie. Właściwości skał łupkowych zarówno w USA



Rys. 1. Mineralogia łupków występujących w Ameryce Północnej [źródło: 1]

jak i w Europie są zbliżone. Różnice pojawiają się w szczegółowej charakterystyce łupkowych formacji tj. głębokości pokładów, temperatury panującej wewnątrz odwiertu, porowatości oraz zawartości składników budujących skałę. Wymienione cechy charakterystyczne będą zależne od rodzaju formacji skalnej i od konkretnego basenu łupkowego.

Na rysunku 1 przedstawiono ogólną budowę mineralogiczną charakterystyczną dla łupków występujących w Ameryce Północnej.

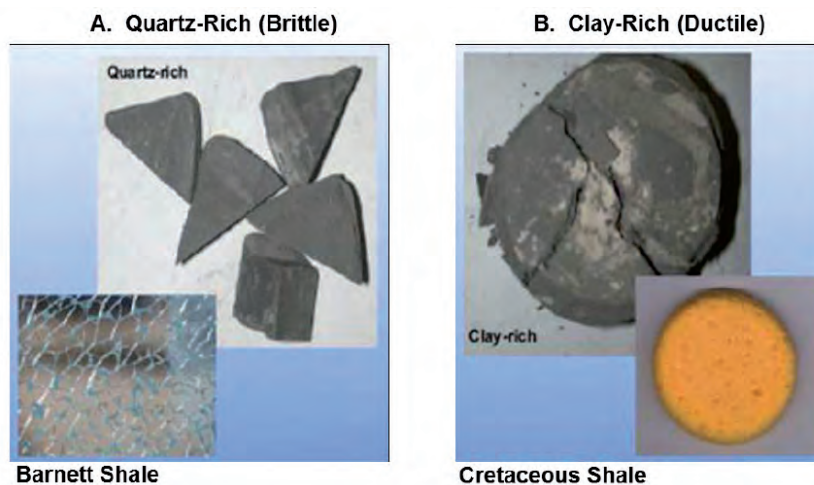
Linia opisana jako „40% Clay Line” oznacza granicę mówiącą o występowaniu 40% minerałów ilastych w całości składu. Dlaczego jest to wartość tak istotna w przypadku łupków? Z amerykańskich badań wynika, iż łupki zawierające więcej niż 35 – 40% składnika ilastego charakteryzują się zwykle wysokim stopniem plastyczności oraz niskim modułem Younga (wielkość mówiąca o sprężystości materiału), co znacznie utrudnia eksploatację łupków i powoduje zmniejszoną zdolność przepływu gazu przez tego typu formacje – przepuszczalność złożowa jest na niższym poziomie. Krótko mówiąc – wydobycie węglowodorów ze złóż o zawartości ilów przekraczającej 40% jest trudniejsza.

Niektóre polskie skały łupkowe można zakwalifikować do grupy łupków ilastych (1). Natomiast złoża charakterystyczne dla USA charakteryzują się nieco wyższą zawartością kwarcu (2 – np. złożo Barnett) i węglanów (3) w budowie, co przyczynia się do tego, iż złoża mogą być w łatwiejszy sposób eksploatowane.

Na rysunku 2 przedstawiono graficzną ilustrację wyżej opisanych różnic w budowie amerykańskich złóż.

W części A przedstawiono ogólną charakterystykę złoża Barnett w USA, które charakteryzują się wysoką zawartością kwarcu i węglanów, a dzięki temu budujące warstwy są kruche i można zapewnić wytworzenie wielu korytarzy połączonych ze sobą szczelin, w których stosunkowo łatwo można utworzyć z pomocą propantów drogę do wydobycia niekonwencjonalnych węglowodorów. Inaczej sprawa wygląda w przypadku złoża na części B, które odznacza się wysoką zawartością surowców ilastych, a przez to są plastyczne i mają tendencję do łatwego odkształcania. Skutkuje to relatywnie łatwym ponownym zamykaniem się wytworzonych szczelin, uniemożliwiając tym samym pozyskanie surowca.

Z części skał łupkowych nie będzie wydobywany ani gaz, ani ropa łupkowa. Łupki kryją w sobie duże zasoby węglowodorów, głównie kiedy są zbudowane z kwarcu i minerałów węglanowych. Budowa taka umożliwia wytworzenie odpowiednich naturalnych wiązań. Ważnym aspektem jest również obecność dostatecznej ilości materiału organicznego (tzw. TOC – Total



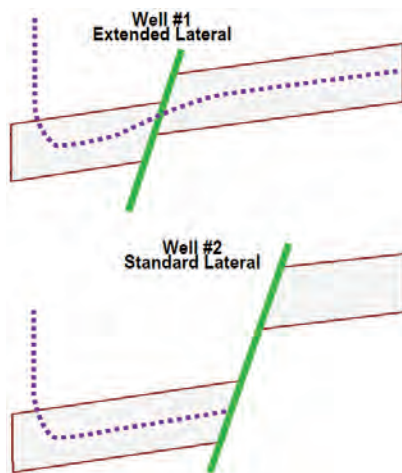
Rys. 2. Struktura skał łupkowych, które znacząco wpływają na efektywność wydobycia węglowodorów [źródło: 2]

Organic Carbon), dzięki któremu węglowodor został zgromadzony.

Złożo łupkowe jest skomplikowanym tworem geologicznym, dlatego dobór technologii i przede wszystkim charakterystyka geologiczna dyktuje proces eksploracji i eksploatacji złoża.

Ważny aspekt wydobycia - wzajemne ułożenie warstw

Niezwykle istotną cechą złóż jest położenie warstw, które mogą zaburzać prowadzenie wiercenia i doprowadzać do tego, iż wydobycie będzie mniej efektywne. Na rysunku 3 przedstawiono w sposób uproszczony wynikającą z powyższego opisu sytuację. Linia przerywaną (filetowy kolor) oznaczono przebieg wiercenia odwiertu.



Rys. 3. Możliwe ułożenie warstw w złożu [źródło: 2]

Zauważyć można, iż nierówne ułożenie warstw utrudnia prowadzenie wiercenia i prowadzi do skrócenia zakładanej długości odwiertu, a tym samym przyczynia się do mniej efektywnego wydobycia węglowodorów. Z podobnym zjawiskiem mamy do czynienia w polskich złożach niekonwencjonalnych.

Z charakterystyką łupków związane jest takie pojęcie jak „krzywa uczenia”. Można ją przedstawić za pomocą następujących kolejno po sobie faz:

- Faza I: Identyfikacja zasobów
- Faza II: Identyfikacja właściwości skał
- Faza III: Odwierty pilotażowe
- Faza IV: Wstępne określenie ekonomii złoża
- Faza V: Rozwój i optymalizacja

Poszczególne etapy i ich analiza znacząco pomaga podczas złożonego procesu i przyczynia się do lepszego zrozumienia całego zjawiska.

Biorąc pod uwagę różnice między budową geologiczną amerykańskich i europejskich złóż, dokładając do tego fakt, iż każde złożo (nawet w tym samym kraju, na tym samym polu gazowym) charakteryzować się może innymi parametrami oraz parametrami geologicznymi, doskonale widać jak skomplikowanym, bo nie uniwersalnym, procesem jest dostosowanie i dobór odpowiedniej technologii.

Ponadto w Europie mamy możliwość skorzystania z doświadczeń amerykańskich wiertników, którzy pracowali na wszystkich możliwych typach złóż węglowodorów niekonwencjonalnych. Wypracowali podstawowe kanony pracowania na złożach niekonwencjonalnych, w tym np. metody cementowania odwiertów, które powinny być stosowane w Europie jednak dla samego osiągnięcia sukcesu wydobycia np. gazu łupkowego wymagają one kolejnych modyfikacji co wymaga czasu i zdobycia doświadczenia w okresie wiertniczych prac poszukiwawczych.

Powrót do przeszłości – czyli jak to było w Ameryce?

Najwięcej informacji na temat technologii wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych pozyskać możemy studiując amerykańskie publikacje naukowe.

Amerykański sukces łupkowy ma ponad 20 – letnią historię, a jeszcze kilka lat wcześniej

nie zdawano sobie tam sprawy z możliwości wydobycia niekonwencjonalnych zasobów. Dopiero wzrost cen gazu i ropy naftowej, doprowadził do znacznego wzrostu inwestycji w badania i rozwój nowych technologii wydobycia, co pociągnęło za sobą ogromny sukces branży wydobycia węglowodorów niekonwencjonalnych.

Pierwszym człowiekiem, któremu udało się zastosować proces szczelinowania hydraulicznego w celu opłacalnego wydobycia gazu łupkowego był George Mitchell, który w latach 80-tych ubiegłego wieku był właścicielem małej firmy naftowej, Mitchell Energy & Development Corp. w Teksasie. Mitchell wraz ze współpracownikami eksperymentowali z wydobyciem gazu z łupków, a przy okazji przyczyniali się do uaktualniania dokumentacji amerykańskich zasobów węglowodorów. Wszystkie prace przeprowadzono w oparciu o najnowocześniejsze w tamtym okresie technologie i przy wsparciu środowisk naukowych.

W 2002 roku tę małą teksańską firmę przejął Devon Energy Corporation za 3,5 mld USD. Efektem przejęcia był kolejny sukces technologiczny, a mianowicie połączenie techniki szczelinowania hydraulicznego z wierceniem horyzontalnym – co okazało się wielkim przełomem w technologii wydobycia gazu ze skał łupkowych. Zastosowanie technologii obejmującej wykonywanie odwiertów poziomych znacząco zwiększa kontakt otworu z górotworem – zwiększając jego przewodność względną i bezwzględną – co przełożyło się na efektywne pozyskanie gazu poprzez lepszą penetrację skał łupkowych, które zalegają na dużych głębokościach. Pozostałe koncerny zachęcane sukcesem wprowadzając swoje udoskonalenia także odniosły znaczący sukces, co przyciągnęło uwagę i inwestycje największych graczy w branży Oil&Gas, tj. Exxon, Chevron czy Shell.

Kolejnym ważnym przełomem w amerykańskiej łupkowej rewolucji był 2007 rok, kiedy organizacja RPSEA (z ang. Research Partnership to Secure Energy for America) podpisała kontrakt na zarządzanie programem badawczo – rozwojowym na temat niekonwencjonalnych źródeł gazu ziemnego i metod ich pozyskania. Dzięki zaangażowaniu członków konsorcjum, notabene non – profit, ponad 150 podmiotów, których głównym celem jest zwiększenie dostaw energii dla rynku amerykańskiego możliwe było osiągnięcie przez USA tak dużego postępu technologicznego [3].

Podstawą powodzenia tak dużego i zaawansowanego projektu była i nadal jest ścisła współpraca podmiotów zaangażowanych w proces pozyskiwania gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Tabela 1. Wykaz zabiegów stymulacyjnych stosowanych przy wydobyciu węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych oraz ich podstawowa charakterystyka [źródło: 4]

Zabiegi stymulacyjne	Ważne składniki gwarantujące m.in. efektywny transport proppantów w głąb szczelin skalnych
Konwencjonalne	Środek żelujący i co najmniej jeden środek sieciujący
Wodne tzw. Water Frac	Reduktor tarcia, środek żelujący lub odpowiedni surfaktant
Hybrydowe	Kombinacja: reduktora tarcia, środek żelujący, żelowane kwasy lub jeden lub więcej środków sieciujących
tzw. Energized	Wtłaczanie aktywatora w postaci CO ₂ lub N ₂ w celu wytworzenia piany
Kwasowe tzw. Acid Frac	Substancje żelujące na bazie kwasu wtłaczane w głąb szczelin w celu ich trawienia i transportu proppantów
Gazowe tzw. Gas Frac	Wykorzystanie gazu (zwykle propanu) jako płynu bazowego
Kwasowanie matrycowe tzw. Matrix Acidizing	Wykorzystanie kwasu w celu trawienia szczeliny i zwiększenia efektywności wydobycia węglowodorów

Teraźniejszość – czyli jak to jest w Ameryce?

Na chwilę obecną w USA kładziony jest nacisk przede wszystkim na opracowanie i wdrożenie nowych technologii, które zapewnią jeszcze bardziej efektywne i ekonomiczne pozyskiwanie surowca, przy jednoczesnym zminimalizowaniu ewentualnego ujemnego wpływu jej stosowania na środowisko naturalne. Kolejne technologie pozwalają między innymi ograniczyć zużycie wody i chemikaliów w procesie szczelinowania, a co za tym idzie wpływają korzystniej na środowisko naturalne. Temat środowiska naturalnego zostanie głębiej poruszony w kolejnych częściach artykułu.

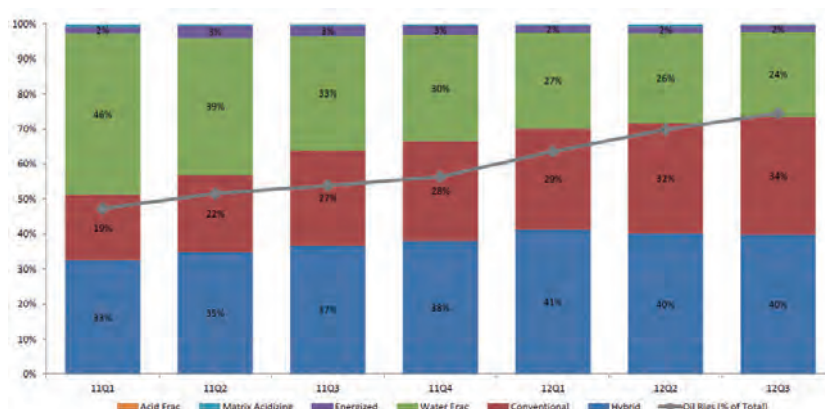
W tabeli 1 zestawiono obecnie stosowany system klasyfikacji typów stymulacji razem z cechami rozpoznawczymi dla każdego z nich.

Efektywne stosowanie wyżej wymienionych technik musi zostać dokładnie i szczegółowo zaplanowane i wykonane. Niezbędne podczas tego etapu stają się specjalistyczne programy komputerowe, które umożliwiają przeprowadzenie modelowania i symulacji wydobycia złoża. Dodatkowo dzięki programom można wstępnie określić i zaplanować parametry całego procesu, a także zoptymalizować jego przebieg.

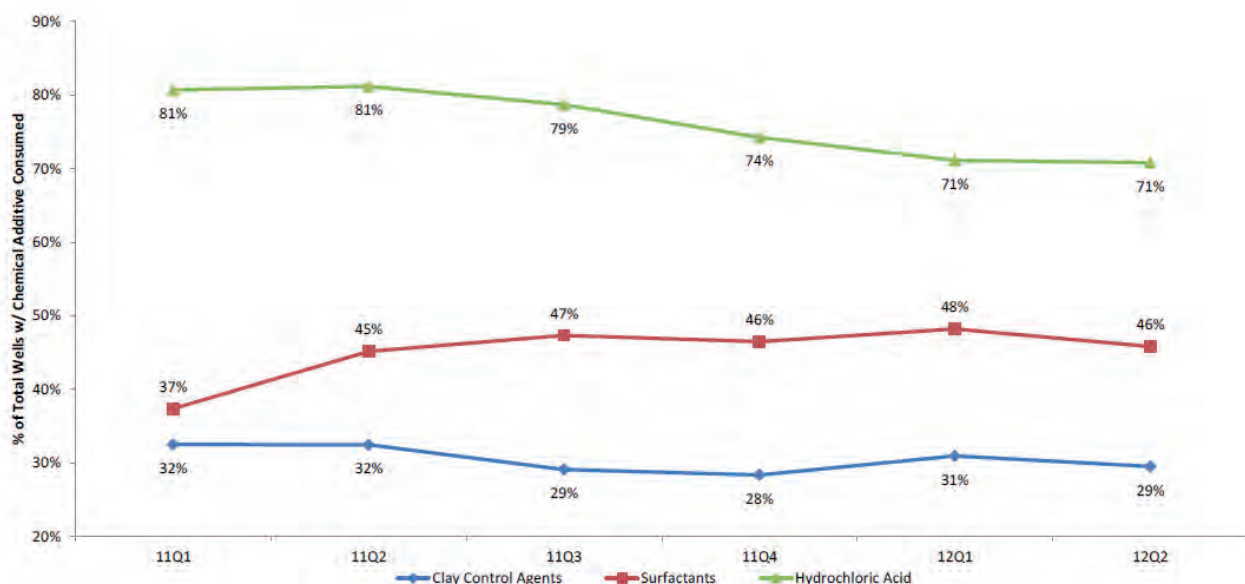
Na rysunku 4 przedstawiono zestawienie trendów dotyczących sposobu szczelinowania. Zauważyć można, iż na przestrzeni 2011 i 2012 roku spadło zainteresowanie szczelinowaniem hydraulicznym tzw. „water fracturing” – z 46% do 24%.

Doskonale widać, iż proces oparty głównie na zastosowaniu kwasowych składników praktycznie już nie występuje, a szczelinowanie tzw. „energized” oraz „matrix acidizing” nie przekracza 3% dla wszystkich odwiertów. Znacznie natomiast wzrosła ilość stymulacji metodą konwencjonalną, bo z 19% do 34%, oraz ilość szczelinowań techniką hybrydową z 33% do 40%.

Wykres liniowy mówi o ciągle wzrastającej liczbie kolejnych odwiertów – zauważyć można, iż przy zmianie sposobu stymulacji skał łupkowych obserwowany jest znaczny wzrost kolejnych odwiertów. Można to przypisać stosowaniu bardziej zaawansowanych technologicznie procesów szczelinowania, które wpływały na efektywne wydobycie węglowodorów i tym samym zachęcały do wykonywania kolejnych odwiertów.



Rys. 4. Trendy dotyczące stosowanych dodatków do płynów szczelinujących w Ameryce Północnej w latach 2011 - 2012 [źródło: 4]



Rys. 5. Trendy dotyczące stosowanych dodatków do płynów szczelinujących w Ameryce Północnej [źródło: 4]

Na rysunku 5 przedstawiono porównanie, panujących w latach 2011 – 2012 trendów, dotyczących ilości stosowanych niektórych składników płynu szczelinującego:

Obserwacje przeprowadzono na następujących polach: Arkoma Woodford, Anadarko Woodford, Bakken, Barnett, Cleveland Sands/Tonkawa, Eagle Ford, Fayetteville, Granite Wash, Haynesville, Marcellus, Permian i Utica. Zauważyć można, że na przestrzeni 2011 i 2012 roku znacznie wzrosło zużycie związków powierzchniowo – czynnych tj. surfaktantów z 37% do 46%. W tym samym czasie spadło z 32% do 29% zużycie stabilizatorów iłu, a z 81% do 71% spadło zużycie jednego z najbardziej kontrowersyjnych składników, a mianowicie kwasu solnego. Potwierdza się tutaj również fakt, iż stosowanie konkretnych chemikaliów jest uzależnione głównie od charakterystyki geologicz-

nej złoża, a mniej od rodzaju szczelinowania.

Na rysunku 6 przedstawiono zestawienie ilości proppantów, mierzoną wagą (funt) na jednostkę długości (tutaj stopa), stosowanych w latach 2008 – 2012 w odwiertach poziomych. Zauważyć można, iż ilość ta systematycznie wzrasta. Zjawisko to można wytłumaczyć faktem, iż proces szczelinowania z roku na rok jest coraz bardziej zaawansowany technologicznie, co pozwala na lepszy i bardziej efektywny transport proppantów w głąb szczelin – co automatycznie przekłada się na opłacalność danego odwiertu. Zwiększając powierzchnię kontaktu matrycy skalnej z systemem wytworzonych szczelin osiąga się wzrost efektywności pozyskiwania węglowodorów. Kolory punktów na rysunku oznaczają różne rodzaje stymulacji: punkty czerwone – hybrydowe tj. szczelinowanie przy użyciu kilku rodzajów cieczy szczelinu-

jących, punkty zielone – slickwater tj. – szczelinowanie przy użyciu cieczy o niskiej lepkości, w której skład wchodzi woda z dodatkiem polimeru naturalnego np. guar, a punkty niebieskie – pozostałe rodzaje.

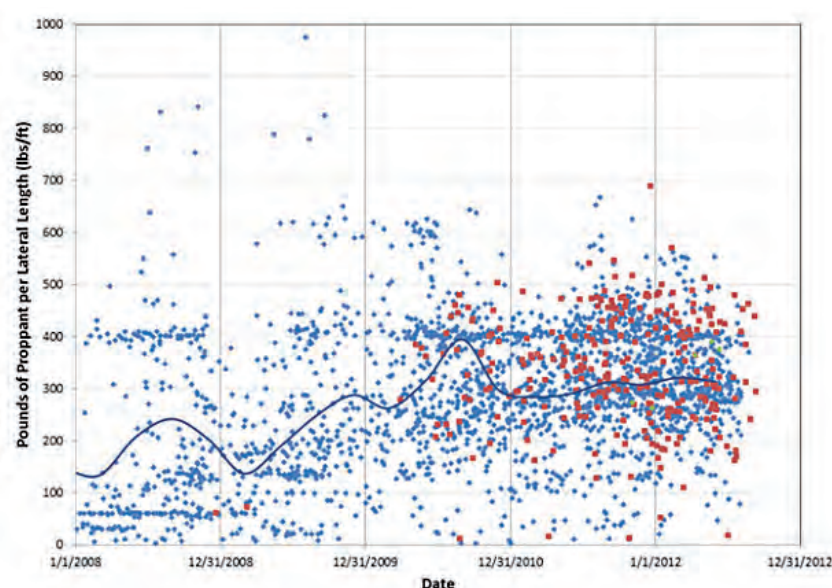
Dużą wagę przykładają się przede wszystkim do obniżania kosztów odwiertów co bezpośrednio wpływa na opłacalność wydobycia gazu oraz do coraz lepszych i zaawansowanych technologicznie urządzeń i materiałów, które gwarantują dotarcie do wcześniej nieosiągalnych miejsc. Postęp technologiczny dotyczy nie tylko urządzeń, które są wykorzystywane podczas procesu pozyskiwania węglowodorów, ale także wykorzystywanych materiałów np. proppantów. Kolejne lata niosą ze sobą coraz nowszej generacji produkty, które dostosowane są do potrzeb wydobycia. Obecnie duże nadzieje pokładane są w nowoczesnych proppantach ceramicznych, których właściwości można kontrolować i dostosowywać do występujących potrzeb.

Rozwój technologiczny obecny nie tylko w Ameryce

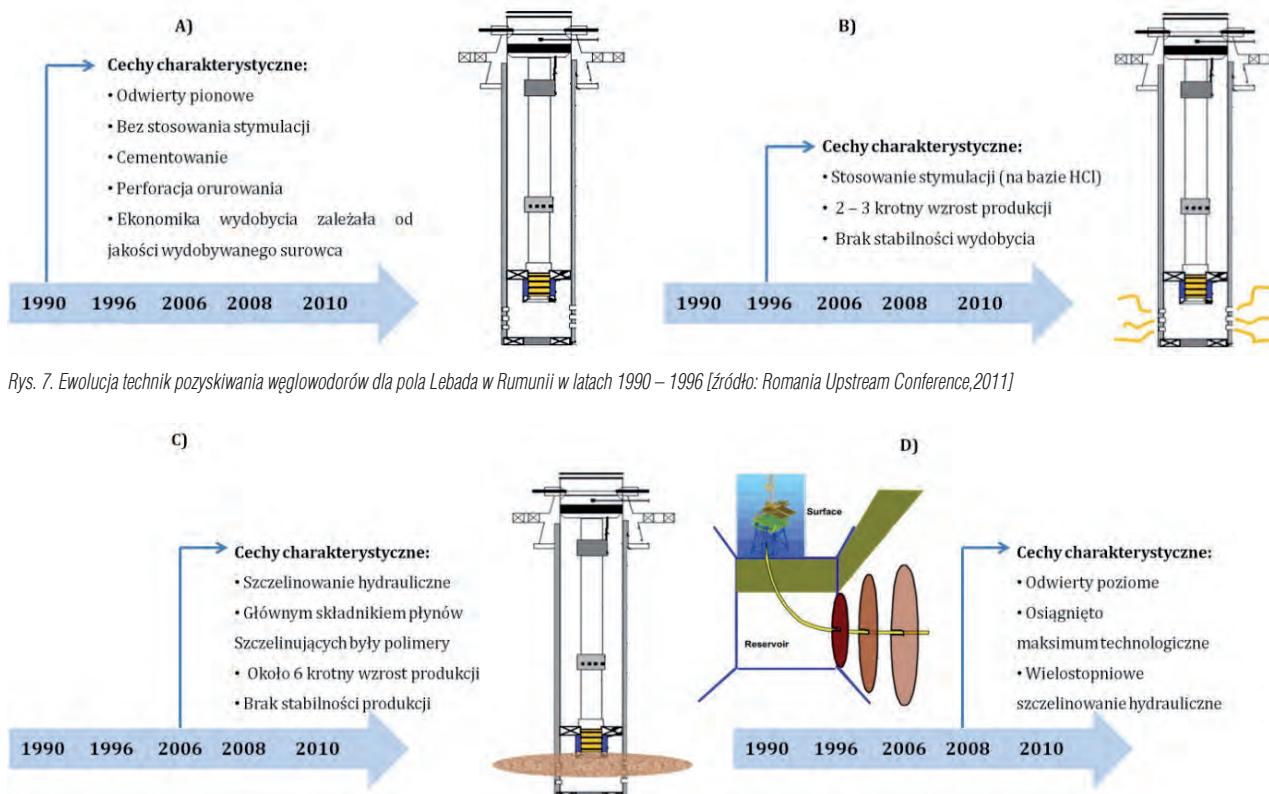
To, że warto czerpać z wiedzy innych, uczyć się i dostosowywać technologię do zmieniających się potrzeb i wymagań rynku pokazuje przykład pola wydobywczego w Rumunii.

Na rysunku 7 w sposób chronologiczny przedstawiono zmiany jakie towarzyszyły polu Lebada Field nad Morzem Czarnym w Rumunii na przestrzeni 20 lat. Zmieniające się potrzeby ekonomiczne, środowiskowe i rozwijająca się technologia doprowadziły do ogromnego rozwoju techniki pozyskiwania rumuńskiego surowca. Lebada rozpoczęła wydobycie w 1987 roku i działa po dziś dzień.

Idąc chronologicznie, podobnie jak na całym świecie wydobycie rozpoczęło się od zna-



Rys. 6. Ilość proppantów stosowanych w odwiertach poziomych w Willston Basin w latach 2008 - 2012 [źródło: 5]



Rys. 7. Ewolucja technik pozyskiwania węglowodorów dla pola Lebeda w Rumunii w latach 1990 – 1996 [źródło: Romania Upstream Conference, 2011]

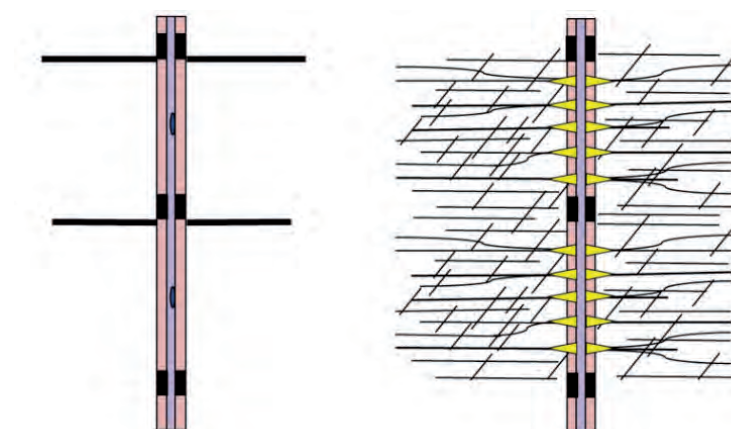
Rys. 8. Ewolucja technik pozyskiwania węglowodorów dla pola Lebeda w Rumunii w latach 2006 – 2008 [źródło: Romania Upstream Conference, 2011]

jomości techniki wiercenia, która umożliwiała jedynie wiercenia pionowe, a techniki stymulacji złożyły ograniczenia się to stosowania środków na bazie jednego z najsilniejszych kwasów: HCl (część A i B) na rysunku 7. Dopiero około 2006 roku zaczęto stosować szczelinowanie hydrauliczne, które zapewniło znaczny wzrost produkcji węglowodorów, ale nie zapewniało odpowiedniej stabilności wydobycia co przedstawiono na rysunku 8 (część C).

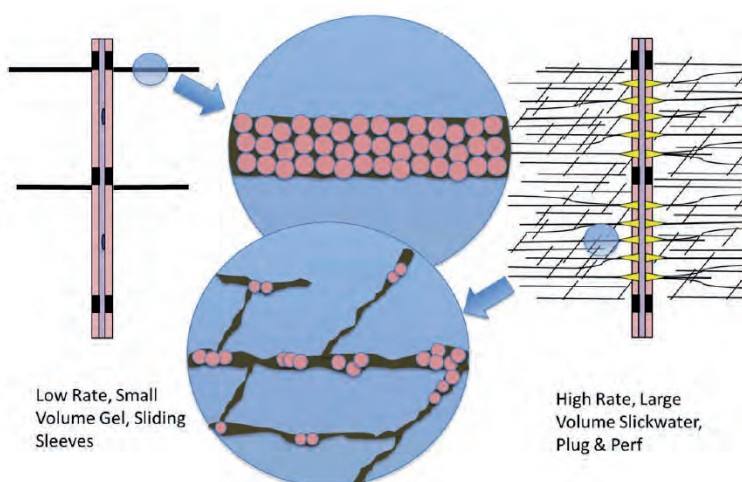
Dopiero około 2008 roku na dużą skalę rozpoczęto wiercenia poziome i wielostopniowe szczelinowania. Doprowadziło to do osiągnięcia stabilności produkcji i jej wzrostu co zostało schematycznie przedstawione na rysunku 8 (część D). Następne lata przyniosły kolejny technologiczny przełom i zaczęto stosowanie jeszcze bardziej zaawansowanych technologicznie i materiałowo technik.

Dlaczego rozwój technologiczny jest tak istotny?

Faktem jest, iż zwiększając powierzchnię kontaktu pomiędzy górotworem, a odwiertem zapewniamy lepszy swobodny przepływ gazu czy ropy. Na rysunku 9 przedstawiono uproszczone przekroje dwóch typów złóż po stymulacji i możliwość wytworzenia różnych typów złożoności szczelin. Nie trudno się domyślić, iż z punktu widzenia ekonomiki odwiertu najlepszym rozwiązaniem jest ostatnia pozycja.



Rys. 9. Porównanie możliwości wytworzenia różnych typów złożoności szczelin [źródło: 5]



Rys. 10. Porównanie umieszczenia proppantów w szczelinach przy różnych typach i geometrii szczelin [źródło: 5]

Dla potwierdzenia tego faktu na rysunku 10 przedstawiono sposób umieszczenia proppantów w poszczególnych przypadkach. Widać, iż w przypadku rozbudowanej sieci istnieją znacznie większe drogi ucieczki dla węglowodorów, a podpieranie przez proppanty szczelin jest bardziej efektywne. Warto zauważyć, iż w przypadku szczelin szerokich proppanty układają się wielowarstwowo – co niejako poprawia ich wytrzymałość, jako całości, ale zmniejsza odległości między nimi. W przypadku drugim wąskie szczeliny nie wymagają powstawania wielowarstwowych struktur – dzięki czemu pozostawione jest miejsce dla wydobywanego gazu, ale tym samym istnieje potrzeba zastosowania lepszej jakości proppantów. Odpowiedzią na to zapotrzebowanie są wysokiej klasy proppanty ceramiczne, które odznaczają się odpowiednimi parametrami (odpowiednia wytrzymałość, kuliistość, sferyczność itd.) oraz zapewniają efektywne wydobywanie węglowodorów.

Podsumowanie

Biorąc pod uwagę fakt, że każde złożo kryjące w sobie gaz lub ropę naftową, posiada unikalne cechy charakterystyczne nie ma możliwości bezpośredniego przeniesienia wypracowanej technologii stymulacji skał łupkowych z jednego złoża na drugie. Szanse na powodzenie dostosowania technologii wzrastają w momencie ścisłej współpracy wielu interdyscyplinarnych środowisk zaangażowanych w wydobywanie węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych.

Oplącalna eksploatacja złóż gazu niekonwencjonalnego wymaga przede wszystkim pełnego i szczegółowego rozpoznania geologicznego zasobów – tzw. kartowanie geologiczne dostępnych zasobów złóż. Aspektem kluczowym jest także określenie ilości i wielkości po-

kładów gazu, a także zbadanie jego właściwości oraz charakterystyk skał, w których się znajdują. Wszystkie te zabiegi przyczynić się mają do zwiększenia powodzenia zabiegu stymulacji odwiertu, a co za tym idzie – ekonomicznego i przede wszystkim bezpiecznego wydobywania surowca.

Należy pamiętać o tym, że gaz i ropa łupkowa to według szacunków kropla w morzu tego co kryje w sobie ziemia. Ostatnio dużo uwagi poświęcone jest kolejnemu w kolejce do wydobywania niekonwencjonalnemu surowcowi CBM tj. coal bed methane oraz hydraty metanu (metanowy lód). Światowe agencje energetyczne podają, iż zasoby tego surowca wielokrotnie przewyższają inne źródła gazu ziemnego (jeszcze kilka lat temu sądzono, iż w hydratatach jest kilka tysięcy razy więcej gazu ziemnego, niż we wszystkich pozostałych źródłach). Warto więc, rozwijać technologię, aby móc wejść na kolejny stopień jej zaawansowania i z powodzeniem wykorzystywać przy kolejnych nadarzających się okazjach.

Ogromny sukces, jaki na „polu gazowym” odniosła Ameryka, pokazuje jak ważne jest rozpowszechnianie technologii, jej modyfikowanie i dalsze doskonalenie. W to złożone przedsięwzięcie, jakim niewątpliwie jest wydobywanie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych, zaangażowane jest wiele podmiotów. Od małych firm do dużych przedsiębiorstw, a także jednostki naukowe. Ważne jest, aby dzięki doświadczeniom do wyników prowadzonych dotychczas prac, można było przełożyć i dopasować technologię do innego odwiertu.

Ważnym aspektem jest także wpływ technologii na środowisko, którego ochrona powinna iść w parze z efektywnym wydobywaniem surowca. Odpowiednie gospodarowanie

wodą, środkami dodawanymi do płynu szczelnującego, ale także zgodne z naturą zarządzanie produktami odpadowymi procesu jest głównym czynnikiem decydującym o możliwości rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego. Zatem istotne jest włączenie się reprezentantów zajmujących się ochroną środowiska do prac nad rozwojem technologii i jej adaptacji do lokalnych warunków w każdym miejscu na ziemi, gdzie występują złoża węglowodorów technicznie możliwych do wydobywania i zapewnienie minimalizacji wpływu tej technologii na otaczające nas środowisko naturalne.

Bibliografia

1. L. Britt, *Fracture stimulation fundamentals*, *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 8 (2012) 34 – 51
2. U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*, 2013
3. I. Albrycht, K. Boyfield, J. M. Jankowski, M. Kaliski, M. Kołaczowski, M. Krupa, G. Lewis, Z. Ndhlovu, K. F. Perr, P. Poprawa, R. Rewald, A. Riley, M. Ruszel, S. Ryszlicki, J. Siemek, A. Sikora, T. Smith, P. Szlagowski, M. Tarnawski, A. Zawisza, *“Unconventional Gas - a Chance for Poland and Europe? Analysis and Recommendations”*, Instytut Kościuszki, 2011
4. SPE 163875, *Analysis of U.S. Hydraulic Fracturing Fluid System Trends*, 2013
5. SPE 163827, *Creating hydraulic fracture complexity in the Bakken Central Basin*, 2013

Piotr Woźniak

Prezes Zarządu BALTIC CERAMICS S.A.

Dariusz Janus

Prezes Zarządu LST CAPITAL S.A.

PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84

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

Muzeum Gazownictwa w Paczkowie

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

Muzeum dysponuje 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



Poszukiwanie gazu z formacji łupkowych w Polsce na przestrzeni lat 2010-2013 – doświadczenia, problemy techniczne, organizacyjne i prawne



Wiesław Witek

Summary:

This paper shall present the experience gained over the last three years in the field of exploration works conducted for shale gas in Poland. It shall also present the technical problems, organizational and legal aspects which the author had the opportunity to experience while implementing a number of projects for different Operators (both national and foreign) in the concession area of shale gas in Poland.

The projects were carried out, among others involving the drilling contractor MND-Czech Republic, while exercising mining supervision as Kierownik Ruchu Zakładu and Deputy KRZ.

The technical issues presented in this article concern the boreholes of many configurations – from vertical to horizontal including the ones of "S" shape. Such a range of boreholes required the use of the latest drilling technologies including the use of special geophysical probes as well as drilling mud and cementing technologies.

In the course of project implementation there were gained and experienced a number of organizational and legal problems resulting from the relationship between Operators and Drilling Contractors, and between the mentioned entities and local authorities/ government offices.

The author of this article wishes to objectively and critically comment on a number of issues that were experienced during the implementation of mentioned projects.

The article will also present a number of demands and proposals concerning the implementation of "Shale Gas" project in Poland in the following years as well as point out possible changes aiming at increasing the effectiveness of conducted drillings. Many of those proposals come from the Operators struggling with large bureaucratic barriers. Removal of those barriers is one of the conditions for the

development and success of shale gas exploration and later exploitation in Poland.

Streszczenie:

W artykule będą przedstawiono doświadczenia zdobyte na przestrzeni ostatnich trzech lat w zakresie prac poszukiwawczych prowadzonych za gazem ziemnym w łupkach w Polsce. W artykule zostaną przedstawione problemy techniczne, organizacyjne oraz prawne jakich autor artykułu miał okazję doświadczyć realizując szereg projektów dla różnych operatorów (tak krajowych jak i zagranicznych) na terenie całego obszaru koncesyjnego w Polsce obejmującego formacje łupkowe.

Projekty te realizowano m.in. z udziałem kontraktora wiertniczego MND – Czechy sprawując nadzór górniczy jako Kierownik Ruchu Zakładu i Z-ca KRZ.

Przedstawione w artykule zagadnienia techniczne obejmują otwory różnej konfiguracji od pionowych poprzez poziome jak również o kształcie „S”. Taka gama otworów wymagała zastosowania najnowszych technologii wiertniczych w tym zastosowania również specjalnych sond geofizycznych oraz technologii płuczkowych i cementacyjnych.

W trakcie realizacji projektów zdobyto i doświadczone szereg problemów natury organizacyjnej i prawnej wynikających z relacji pomiędzy operatorami a kontraktorami wiertniczymi w tym również pomiędzy w/w podmiotami a urzędami samorządowymi oraz urzędami administracji rządowej.

Autor artykułu chciał obiektywnie, a zarazem krytycznie ustosunkować się do szeregu kwestii, których doświadczone w trakcie realizacji projektów.

Artykuł zawiera szereg postulatów i wniosków dotyczących realizacji projektu „Gaz łupkowy” w Polsce w latach następnych wskazując na wprowadzenie szeregu zmian mających na celu zwiększenie efektywności prowadzonych wierceń. Szereg tych wniosków stanowią postulaty operatorów (szczególnie zagranicznych), którzy borykają się z dużymi barierami biurokratycznymi. Usunięcie tych barier jest jednym z warunków rozwoju i osiągnięcia sukcesu w realizacji projektu poszukiwania, a następnie eksploatacji gazu ziemnego z łupków w Polsce.

Ogólne omówienie realizacji wierceń za gazem ziemnym w łupkach w Polsce w okresie 2010-2013 r.

Pierwsze projekty wierceń za tzw. „gazem łupkowym” rozpoczęto realizować w Polsce na początku 2010 roku w rejonie koncesji pomorskich Basen Bałtycki a ściślej w rejonie Słupska i Lęborka. Z kolei pod koniec 2010 roku rozpoczęto wiercenie pierwszych otworów poszukiwawczych na terenie Lubelszczyzny.

W tabeli 1 przedstawiono zestawienie pewnych danych statystycznych dotyczących wykonanych otworów poszukiwawczych na obszarze przyznanych koncesji na terenie Polski dla podmiotów polskich i zagranicznych.

Mapa obszaru koncesyjnego Polski z naniesionymi punktami zrealizowanych wierceń przedstawiona jest na rys. 1.

Wszystkie informacje statystyczne zamieszczone w tabelach i na rysunkach są oparte na materiałach pozyskanych w ramach cotygodniowych raportów zbiorczych dostarczanych przez operatorów. Dane zawarte w tabeli 1 są materiałami publicznie dostępnymi.

Z przedstawionych w tabelach danych wynika szereg bardzo istotnych informacji dotyczących realizacji projektu „Shale Gas” w Polsce a mianowicie:

- Głównymi obszarami poszukiwań były baseny objęte koncesjami poszukiwawczymi z tym, że większość otworów odwiercono w rejonie Basenu Bałtyckiego,
- z ogólnej liczby odwierconych otworów (36) na koniec 2012 roku większość stanowią otwory pionowe,
- do końca 2012 roku odwiercono 5 otworów poziomych i jeden kierunkowy typu „S”,
- realizacja zobowiązań koncesyjnych w zakresie liczby wykonanych otworów wynosi zaledwie ok. 30%. (bardzo niski wskaźnik),
- w trzech otworach poziomych wykonano zabieg szczelinowania z różnym stopniem skuteczności przy czym z dwóch otworów poziomych uzyskano względnie dobry dopływ gazu,
- realizowane projekty wierceń podlegały jurysdykcji trzech OUG tzn: Lublin, Poznań i Warszawa,
- zrealizowane projekty wierceń były wykonane przez kontraktorów krajowych i zagranicznych. W sumie do realizacji projektów zaangażowano 8 urzędów wiertniczych w tym 3 urzędy kontraktorów zagranicznych takich jak: MND-Czechy, KCA-Deutag Niemcy-Anglia, DrillTech-Niemcy.

Tabela 1. Zestawienie podstawowych danych z wierceń za gazem łupkowym na przestrzeni 2010-2012 r na obszarach koncesyjnych w Polsce

L.P	Nazwa Operatora	Liczba zrealizowanych otworów w tym		Zabiegi szczelinowania zrealizowane	Objawy po szczelinowaniu	Obszar zrealizowanych wierceń	Nazwa kontraktora wiercenia	Trudności w trakcie wiercenia	Jurydykacja nadzoru nazwa OUG	Inne
		pionowe	kierunkowe							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1.	Saponis Investments Sp. z o. o.	3	-	Badawcze, Schlumberger	Ślady gazu	Rejon Basenu Bałtyckiego	PNiG Piła	Uciezki płuczki, sypanie łupków	OUG Poznań	
2.	Energia Zachód Sp. z o. o. Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.	3	2	Szczelinowanie Halliburton	Dopływ gazu zawadniony	Rejon Pomorza	PNiG Piła	Uciezki płuczki, przychwycenia przewodu, awaria side track	OUG Poznań	Tight gas
3.	Talisman Energy Polska Sp. z o.o.	3	-	Badawcze, Schlumberger	Ślady zgazowania	Rejon Basenu Bałtyckiego	PNiG Piła	Uciezki płuczki, sypanie łupków	OUG Poznań	
4.	Indiana Investments Sp. z o.o.	2	-	Brak	Brak	Rejon Basenu Bałtyckiego	MND - Czechy	Pogłębianie otworów	OUG Poznań	Rekordowy postęp wiercenia
5.	Lane Energy Poland Sp. z o.o.	5	3 2 poz + 1"S"	Badawcze, Schlumberger	Przemysłowy dopływ gazu ok. 20 m³/min	Rejon Basenu Bałtyckiego	MND - Czechy PNiG Piła	Awaria, backoff w poziomym otworze	OUG Poznań	System LWD RSS Schlumberger
6.	Chevron - Polska Energy Resources Sp. z o.o.	4	-	Badawcze	Brak	Basen Lubelski	PNiG Piła	Duże zaniki płuczki	OUG Lublin	Trudności z wejściem w teren
7.	Marathon Oil Poland Sp. z o.o.	6	-	Brak	Brak	Rejon Basenu Podlaskiego, Lubelskiego	Deutag KCA Niemcy	Uciezki płuczki	OUG Lublin OUG Warszawa	Jeden otwór negatywny, brak łupków
8.	Eni Polska Sp. z o.o.	3	-	Brak	Brak	Rejon Basenu Bałtyckiego, Podlaskiego	Drilltech Niemcy	Uciezki płuczki	OUG Poznań OUG Warszawa	Konstrukcja otworu, problemy techniczne z urządzeniem
9.	ExxonMobil Exploration and Production Poland Sp z o.o.	2	-	Szczelinowanie Schlumberger	Dopływ gazu	Rejon Basenu Lubelskiego, Podlaskiego	MND - Czechy	Sypanie łupków	OUG Lublin OUG Warszawa	Side track, sypanie łupków
10.	PGNiG S. A.	5	1	Szczelinowanie Halliburton, Weatherford	Dopływ gazu	Rejon Basenu Bałtyckiego, Lubelskiego	PNiG Kraków PNiG Piła	Sypanie łupków, trudności z rdzeniowaniem	OUG Lublin OUG Poznań	Jeden otwór Tight gas
11.	ORLEN Upstream Sp. z o.o.	5	2	Brak	Brak	Rejon Basenu Bałtyckiego, Podlaskiego	MND - Czechy PNiG Jasło PNiG Piła	Brak Danych	OUG Lublin OUG Warszawa	Najdłuższy odcinek poziomy pow. 1000m, przygotowanie do szczelinowania

Źródło: Internet

Technologia wiercenia otworów poszukiwawczych za „gazem łupkowym”

Generalnie można stwierdzić, że technologia wiercenia otworów za tzw: gazem łupkowym” nie różni się od technologii wiercenia za gazem konwencjonalnym. Można nawet stwierdzić, że wiercenie jest o wiele mniej skomplikowane niż wiercenie np.: na Niżu Polskim. Wynika to m. in. z:

- niskich gradientów ciśnień porowych i wysokich gradientów szczelinowania,
- braku zagrożenia erupcyjnego klasy „A” i siarkowodorowego (brak H₂S) – występuje tylko zagrożenie erupcyjne klasy „B”,
- wysokiej stabilności ściany podczas wiercenia otworu pionowego (gorzej ze stabilnością otworów poziomych co wynika ze słabego rozpoznania),
- bardzo wysokimi postępami wiercenia (rekord ustanowiono w otworze w rejonie Lęborka gdzie w ciągu 24 godzin odwiercono 882 m, a otwór w rejonie Słupska o głębokości 4 700 m odwiercono w rekordowym czasie 30 dni),

- prostej technologii płuczkowej – skład chemiczny płuczki bardzo przyjazny środowisku,
- wdrożenia nowych systemów wiercenia i rdzeniowania wrzutowego,
- zastosowania nowych systemów utylizacji odpadów wiertniczych,
- bardzo dobrej organizacji pracy w szczególności operatorów zagranicznych,
- wysoki stopień bezpieczeństwa stawiany jako priorytet głównie przez operatorów zagranicznych i w równej mierze operatorów krajowych (ORLEN Upstream Sp z o.o. PGNiG SA),
- wdrożenie nowych systemów HSE w szczególności przez operatorów zagranicznych i ORLEN Upstream Sp z o.o. oraz PGNiG SA,
- dobrej współpracy pomiędzy operatorami i kontraktorami wiertniczymi a Urzędami Nadzoru Górniczego i UDT.

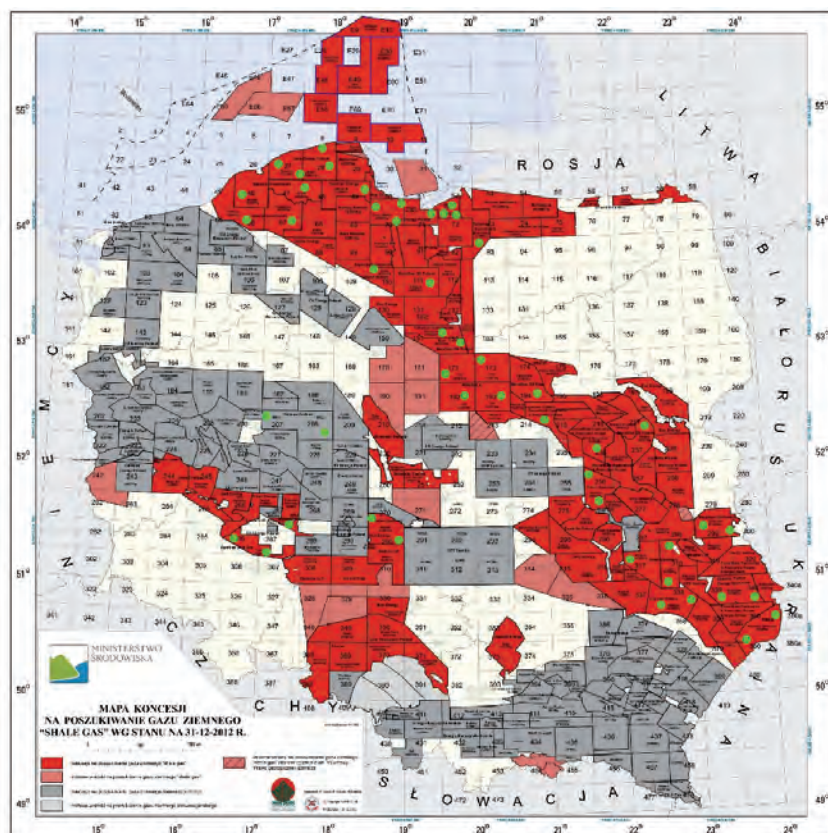
Spśród szeregu nowości technologicznych jakie stosowano w procesie wiercenia za „gazem łupkowym” należy wymienić następujące technologie:

- a) Zastosowanie systemów sterowania kie-

runkowego wiercenia typu: Auto Track, Verti Track oraz nowego systemu dotychczas niestosowanego w Polsce RSS (Rotary Steerable System) w połączeniu ze systemami MWD oraz LWD,

- b) Zastosowanie po raz pierwszy w Polsce wrzutowego systemu rdzeniowania, który umożliwia nie tylko szybkie i ciągłe pobieranie rdzenia bez marszowania ale zapewnia pobieranie rdzenia o dużej średnicy oraz w stanie prawie „In-Situ”. System ten wymaga oprócz stosowania specjalnego rodzaju rdzeniówek użycie również specjalnego przewodu wiertniczego o jednakowym przełocie (rury płuczkowe, obciążniki, HWDP, łączniki itp.), Jest to system odmienny od systemów wrzutowych, które były w Polsce stosowane w latach 70-tych w rozpoznawczych robotach geologicznych na złożach surowców skalnych,

- c) Zastosowanie nowego systemu Drop-off dla bezpiecznego wykonania pomiarów geofizycznych w szczególności w otworach kierunkowych (poziomy, typu „S”,



Rys. 1. Mapa koncesji poszukiwawczych za gazem łupkowym na terenie Polski z naniesionymi punktami zrealizowanych wierceń w ramach projektu Shale Gas. Źródło: Internet.

* Punkty wierceń zaznaczono kropkami o średnicy ok. 10 km. Z takiej powierzchni można odwiercić od 100 do 200 otworów poziomych.

- d) Zastosowanie nowego systemu sond geofizycznych do ciągłego pomiaru w trakcie wiercenia systemem RSS LWD lub zapuszczanych na kablu w otworach pionowych (FMI-Full Formation Micro Imager, MSIP-Modular Sonic Imaging Platform, ECS-Elemental Capture Spectroscopy Sonde – wszystkie firmy Schlumberger),
- e) Zastosowanie po raz pierwszy w Polsce rdzeniowania bocznego tzw: Side Wall Sampling z możliwością pobierania rdzenia o dużej średnicy tzw: Large Core Sampling,
- f) Zastosowanie nowych technologii płuczkowych tzw: Ultra Drill Inhibited Mud które pozwalają na odpowiednie zatrzymanie procesu pęcznienia frakcji ilastej jaka znajduje się w strukturze łupków. Stosowane w Polsce technologie z użyciem płuczek glikolowych lub KCL Polimer wykazały również dobrą przydatność do przewiercania skał ilastych w szczególności w utworach mioocenu

Zastosowanie w/w technologii pozwoliło na szybkie i bezpieczne odwiercenie otworów pionowych natomiast napotkano pewne trudności podczas wiercenia otworów poziomych w rejonie Basenu Bałtyckiego.

Otwór pionowy a otwór poziomy w ujęciu techniczno-technologicznym i biurokratycznym (określenie w koncesji)

Realizacja przez operatorów programów zapisanych w koncesjach napotkała w trakcie wiercenia otworów szereg problemów nie natury techniczno-technologicznej a natury biurokratycznej. Pierwszym problemem jaki się pojawił w trakcie wiercenia niektórych otworów było zdefiniowanie celu jaki zawarty jest w zapisie koncesyjnym.

Wśród wielu koncesji z jakimi trzeba było się zapoznać w trakcie opracowania przez FK WES Planu Ruchu napotkano na niejednolicie sformułowane cele i jednocześnie w różny sposób określone. W jednych można było odczytać, że celem geologicznym jest:

- a) odwiercenie otworu do planowanej głębokości XY +/- 10 %,
- b) odwiercenie otworu do stropu takiej a takiej formacji z nawierceniem jednocześnie XY metrów w następnej formacji geologicznej
- c) odwiercenie otworu do danej planowanej głębokości z podaniem jednocześnie celu geologicznego jakim jest nazwa danej formacji

Tak sformułowane cele wiercenia nie zawie-

rały jednocześnie określenia rodzaju otworu co oznacza praktycznie głębokość tzw; TVD czyli głębokość otworu w pionie. Wobec licznych rozbieżności interpretacyjnych rozpoczęła się dyskusja wręcz NARODOWA czy można wiercić głębiej nie osiągając celu geologicznego lub czy można wiercić otwór poziomy lub typu „S” nawet w celach usunięcia awarii wiertniczej nie mając konkretnego zapisu w koncesji.

Stanowisko organu koncesyjnego w tej kwestii w niektórych wypadkach było odmienne. Ukazało się nawet pismo, w którym stwierdzono, że przedsiębiorca czyli właściciel danej koncesji musi uzyskać zgodę organu koncesyjnego na zmianę koncesji w celu wykonanie otworu poziomego, a co za tym idzie musi rozpocząć całą procedurę dla uzyskania opinii środowiskowej a więc poświęcić kolejne MIN. 6 miesięcy. Dotychczasowa opinia środowiskowa stawiała się nieważna chociaż nowy wniosek praktycznie niczego w założeniach nie zmieniał.

Definiując otwór do wykonania na obszarze danej koncesji wnioskodawca kierował się dobrać wolą wykonania w obrębie granic obszaru koncesyjnego (tak na powierzchni jak i w głąb ziemi przestrzennie) otworów, których końcowa głębokość w pionie tzw: TVD została zapisana w koncesji. A zatem wykonując otwór poziomy do głębokości zapisanej w koncesji TVD w granicach koncesji spełnia się warunki zapisane w koncesji nie wykraczając poza ramy prawne.

Żądanie uzyskania zmiany koncesji z tego punktu widzenia jest wątpliwe, a nawet ośmielał się nazwać obiektywnie nieuzasadnione tym bardziej, że cały sens poszukiwania gazu z formacji łupkowych polega na wykonywaniu i eksploatacji gazu z otworów poziomych.

Kwestia ta powinna być jednoznacznie rozstrzygnięta w oparciu o ekspertyzy specjalistów z branży naftowej, a nie drogą biurokratyczną często literalnie nie bacząc na ekonomiczne skutki takich decyzji.

Problemy natury technicznej, prawnej i organizacyjnej

Doświadczenia ostatnich 3 lat realizacji projektu „Shale Gas” wyloniły szereg problemów, z którymi do tej pory mieliśmy do czynienia w polskim wiertnictwie ale nad którymi przechodziło się do porządku dziennego. Po raz pierwszy w realizacji projektów wiercenia otworów w Polsce zaangażowali się światowi potentaci naftowi z wyjątkiem kilku m.in. Shell, Total, BP.

Poza tym do Polski również po raz pierwszy zjechali kontraktorzy wiertniczy m.in. z Czech i Niemiec co było powodem komentarzy krajowej konkurencji. Problem w tym, że polskie

firmy mogą działać na rynkach zewnętrznych-europejskich natomiast zagraniczne firmy europejskie nie mogą działać w Polsce ponieważ zabierają rynek.

Zderzenie tych dwóch zjawisk na rynku polskim stanowiło duże zaskoczenie nie tylko dla operatorów i kontraktorów zagranicznych, ale również dla polskich instytucji w tym organów administracji samorządowej jak również innych urzędów administracji rządowej.

Problem polega na tym, że pewne działania, zasady czy też standardy powszechnie uznane przez światowych operatorów i kontraktorów przestały częściowo w Polsce funkcjonować z uwagi chociażby na specyfikę polskiego PGG i rozporządzeń wynikających z tego prawa.

Instytucja KRZ czy też formuła Planu Ruchu dla tych podmiotów stały się nagle obce i trudno było się podmiotom zagranicznym do tych nowych uwarunkowań prawnych dostosować.

Trudno się dziwić, że odmienna sytuacja prawna z jaką trzeba było się zderzyć operatorom zagranicznym w Polsce nie napałała ich entuzjazmem do dalszych działań. Wręcz odwrotnie. FK WES było świadkiem niejednokrotnie krytycznych opinii na temat polskiego systemu prawnego w zakresie poszukiwań węglowodorów. O takich zachowaniach pisała zresztą i polska prasa.

Z wielu problemów jakie pojawiły się w trakcie realizacji projektu „Shale Gas” w Polsce można wymienić następujące:

- a) Sposób i tryb zatwierdzania Planów Ruchu i Dodatków do Planu Ruchu,
- b) Sposób i tryb uzyskiwania pozwoleń środowiskowych i innych.
- c) Nadmiar kontroli ze strony urzędów tak administracji samorządowej jak i rządowej.
- d) Nadmiar i niespójność niektórych przepisów w szczególności środowiskowych.
- e) Brak dobrej komunikacji i zrozumienia szczególnie ze strony instytucji samorządowych.
- f) Niedostateczne uświadomienie społeczne dot. zagadnień związanych z poszukiwaniem i eksploatacją złóż gazu łupkowego w tym zagrożeń środowiskowych.

Postulaty i wnioski

Mając na uwadze nadrzędny cel jakim jest rzeczywiste rozpoznanie zasobów złóż zawierających gaz z formacji łupkowych jak również pozytywne nastawienie i wspomaganie realizacji projektu „Shale Gas” w Polsce należy zmienić lub poprawić szereg kwestii w tym zakresie. W szerokim pojęciu są to kwestie:

- a) Techniczne,
- b) Organizacyjno-prawne

- c) Biurokratyczne
- d) Inne

Ad a/ Do kwestii technicznych można zaliczyć m.in.

- formalne rozwiązanie kwestii wiercenia pod rurę okładzinową bez Planu Ruchu (aspekt ekonomiczny)
- uproszczenie działania nadzoru górniczego w akceptacji zmian wprowadzanych w Planie Ruchu przez KRZ (powiadamianie)

Ad b/ Do kwestii organizacyjno-prawnych można zaliczyć m.in.

- zmianę przepisów PGG oraz rozporządzeń w kierunku zwiększania roli i odpowiedzialności przedsiębiorców i pracodawców z jednoczesnym odciążeniem nadzoru ze strony urzędów administracji państwowej i samorządowej
- zmianę trybu zatwierdzania i sporządzania Planów Ruchu z wyłączeniem roli organów samorządowych (wyłącznie powiadamianie)
- zmianę trybu sporządzania i zatwierdzania Planów Ruchu w odniesieniu do powtarzających się projektów
- zmianę niektórych przepisów środowiskowych, a w szczególności zmianę zapisu w Rozp. Rady Ministrów Dz. Ust. Nr 213 z dnia 9 listopada 2010 Par. 3.1. Punkt 43 d. Zapis dla otworów pow. 1000 m.
- ograniczenia ilości kontroli urzędów nadzoru górniczego i innych uprawnionych instytucji i jednocześnie zniesienie obowiązku powiadamiania przedsiębiorcy o takiej kontroli (dotychczasowy sposób prowadzenia kontroli wynaturza sens kontroli jako takiej)
- wzmocnienie pozycji KRZ i jednocześnie zaostreżenie sankcji w przypadku rażącego naruszenia prawa lub rażącego zaniedbania (karanie mandatem za przekroczenie o 0,01 (g/cm³) gęstości płuczki jest jednym z ciekawszych przykładów sankcji)
- dalsza liberalizacja w zakresie uzyskiwania uprawnień z przeniesieniem odpowiedzialności na przedsiębiorcę (wzorem innych krajów UE)

Ad c/ Do kwestii biurokratycznych można zaliczyć m.in.

- skrócenie terminów i uproszczenie procedur uzyskiwania pozwoleń w tym pozwoleń środowiskowych
- prowadzenie kampanii uświadamiających na terenie gmin w zakresie realizacji projektu „Shale Gas”
- aktywne uczestnictwo instytucji samo-

rządowych i rządowych w tworzeniu i zmianie przepisów mających na celu przyjazną realizację projektu „Shale Gas”.

Ad d/ Do kwestii innych można zaliczyć m.in.

- powołanie pełnomocnika Rządu ds. Poszukiwania i Eksploatacji gazu niekonwencjonalnego w tym tzw; „Shale Gas” oraz uregulowanie i określenie kompetencji poszczególnych ministerstw dot. kwestii energetycznych (Ministerstwa Skarbu, Ministerstwa Gospodarki i Ministerstwa Środowiska) rozważając utworzenie nowego ministerstwa zajmującego się kwestiami stricte energetycznymi – Ministerstwa Górnictwa i Energetyki
- aktywne współdziałanie organów samorządowych i rządowych z organami Sejmu i Parlamentu Europejskiego w tworzeniu przepisów dot. realizacji projektu „Shale Gas” w UE i Polsce
- zmiana zależności w strukturach urzędu nadzoru górniczego z jednoczesnym podporządkowaniem prezesa WUG wicepremierowi i ministrowi branżowemu (na wzór obowiązujący już w Polsce w latach uprzednich oraz na wzór obowiązujący powszechnie w krajach UE)
- opiniotwórcze działania wszelkich instytucji na korzyść realizacji projektu „Shale Gas” w Polsce np.; poprzez ankiety i inne formy wyrażania poglądów
- piętnowanie nieuprawnionych i niesprawiedliwych opinii oraz polemika z takimi opiniami w sposób racjonalny i stanowczy

Podsumowanie

Przedstawiony w artykule materiał jest oparty na trzyletnich doświadczeniach firmy FK WES z jakimi przyszło się zderzyć i spotkać w trakcie realizacji projektu „Shale Gas”. Chciałbym zaznaczyć, że doświadczenia te są wyłącznie moimi doświadczeniami i są wyrażone w trosce o dobro jakim jest rozwój projektu „Shale Gas” w Polsce.

Być może część czytelników nie zgodzi się z opiniami FK WES i w takim przypadku chętnie podejmę polemikę opartą na argumentach i obiektywnych opiniach.

Powodzenie realizacji projektu „Shale Gas” w Polsce zależy głównie od nas samych. Możemy oczywiście liczyć na doświadczenia zdobyte głównie w USA i Kanadzie, ale pozytywny grunt dla realizacji projektu musi być przygotowany przez szerokie grono specjalistów pozytywnie nastawionych do projektu.

Projekt „Shale Gas” stał się w Polsce projektem politycznym, a nie technicznym i to jest bardzo złe. Polityczny aspekt jest oczywiście

ważny w szczególności z uwagi na atmosferę jaka istnieje wokół samego projektu w krajach UE i poza jej granicami wśród konkurencji, która obawia się pozbawienia oczywistych monopolistycznych wpływów na rynku gazu.

Mając na uwadze doświadczenia w USA i Kanadzie dotyczące rozwoju projektu „Shale Gas”, który dojrzewał przez prawie 15 lat zanim uzyskano pierwsze przemysłowe efekty należy w Polsce uzbroić się w cierpliwość i dać szansę na spokojny rozwój projektu. Polska jest bogatym krajem w zasoby energetyczne i póki co nie grozi nam kryzys braku prądu, ciepła i ciepłej wody przez najbliższe 25 lat, a więc traktujmy projekt: „Shale Gas” jako nowe źródło energii na przyszłość.

W ciągu ostatnich 3 lat odwiercono w Polsce zaledwie 36 otworów w tym 5 poziomych. Wszystkie z nich są otworami badawczymi. Dziś trzeba odwiercić w kolejnych latach pozostałe otwory objęte zobowiązaniami koncesyjnymi (ok. 80 dodatkowych otworów pionowych) oraz min. 30 – 50 otworów poziomych o długości odcinka poziomego od 1000 – 2 500 m w celu

określenia:

- potencjalnych i optymalnych technologii szczelinowania specyficznych dla polskich złóż
- potencjalnych możliwości wydobywczych i zasobów gazu
- potencjalnych możliwości zagospodarowania złóż

Generalnie program rozwoju projektu „Shale Gas” w Polsce powinien obejmować lata 2015-2025 z określeniem celu wydobywania na poziomie 5-6 mld m gazu w 2025 r.

Oczywiście program taki musi opierać się na pozytywnych wynikach uzyskanych z wierceń i szczelinowania otworów wykonanych w fazie badawczej w latach 2013-2015 r. Pozytywne wyniki uzyskane w okresie badawczym będą podstawą do określenia docelowego programu realizacji projektu „Shale Gas” w latach 2015-2025 r.

Otwartą kwestią pozostaje pytanie czy realizacja projektu „Shale Gas” w Polsce będzie realizowana z udziałem Operatorów zagranicznych czy wyłącznie polskich. Jest to pytanie re-

toryczne biorąc pod uwagę aktualnie panującą atmosferę wokół projektu „Shale Gas” nie tylko w UE ale również w Polsce.

Zmiana tej atmosfery jak również ustanowienie racjonalnych z punktu widzenia interesu państwa i operatora przepisów w szczególności dot. zasad eksploatacji złóż tzw; Ustawy Węglowodorowej i innych towarzyszących ustaw środowiskowych może być bodźcem dla inwestorów zagranicznych natomiast w innym przypadku rozwój projektu „Shale Gas” w Polsce stanie pod dużym znakiem zapytania???

Firma Konsultingowa „WES”

Wiesław Witek

e-mail: wes@home.pl

Website: wes.home.pl

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 16.04.2013

Artykuł przyjęto do druku: 14.06.2013

ANALIZY W KOMENTARZACH

Przyspieszenie w łupkach?



Jerzy Papuga

To nie przypadek, że dwa wydarzenia – konferencję prasową wiceministra Piotra Woźniaka, zapowiadającą zmiany prawa geologicznego i górniczego pod kątem przyspieszenia inwestycji łupkowych i posiedzenie sejmowej podkomisji stałej ds. energetyki, poświęconej m.in. koncesjom na wydobywanie gazu łupkowego, dzieliło jedynie 24 godziny. Upływający czas nie był dotąd sprzymierzeńcem rządu – dokładnie rok temu minister Środowiska miał zaprezentować pakiet zmian ułatwiających wydobycie węglowodorów. W międzyczasie wydarzenia przybierały różny obrót i chyba trzeba było brukselskiej reprimendy premiera Donalda Tuska, aby obalić bariery i przyspieszyć prace. Przewodniczący sejmowej podkomisji stałej ds. energetyki pos. Andrzej Czerwiński, PO, nie ukrywał, iż chce bezpośredniego dialogu

z przedstawicielami rynku, gdyż pakiet ustaw węglowodorowych „ma pchnąć polską gospodarkę na nowe tory rozwoju”. Zaś wiceminister Piotr Woźniak tłumaczył, iż rządowi przyświecały zarówno zasady dobrej legislacji jak i rzetelność konsultacji społecznych.

Ile koncesji wydano?

Wiceminister środowiska Janusz Zaleski poinformował 13.06. br. podkomisję stałą ds. energetyki, iż do tej pory wydano 108 koncesji na poszukiwanie gazu łupkowego, które obejmują 27 % powierzchni kraju. Do początków czerwca br. wykonano 46 otworów poszukiwawczych, w tym 16 szczelinowań – 10 pionowych i 6 zakrzywionych lub poziomych. Dzień wcześniej główny geolog kraju Piotr Woźniak podał, że Minister Środowiska rozpatruje obecnie 32 wnioski o nowe koncesje na poszukiwanie węglowodorów „Jednak to za mało, aby już dzisiaj określić, ile złóż gazu w łupkach posiadamy” – mówił wiceminister Zaleski. Ale najnowsze dane, pochodzące z oceanu, znowu tchnęły optymizm. O ile w kwietniu 2011 roku amerykańska EIA szacowała, iż w Polsce w formacjach łupkowych zalega aż 5,3 bln m³ gazu, to w czerwcu 2012 roku prognoza PIG dla „zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim” mówiła ostrożnie o przedziale od 346 do 768 mld m³ w „wariancie najbardziej prawdopodobnym”, i 1,92 bln m³

w „wariancie maksymalnym we wszystkich formacjach łupkowych”. Spadek nastrojów pogłębiła prognoza USGS z lipca 2012 roku, mówiąca jedynie o 38 mld m³ gazu z formacji łupkowych, ale najnowsze dane, znowu EIA z czerwca 2013 roku mówią tym razem o 4,1 m³ zalegającego gazu. Co, jak objaśniali przedstawiciele Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego OPPPW (skupiającej 14 firm i 6 obserwatorów), tworzy jedynie pozytywną atmosferę do poszukiwań, jest bowiem oparte raczej na historycznych przesłankach. Żeby stwierdzić, ile gazu w Polsce jest, trzeba przeprowadzić przynajmniej 300 szczelinowań w roku, a do tego jeszcze dość daleka droga. W porównaniu do Pensylwanii, gdzie rocznie ma miejsce 1000 szczelinowań, trudno jest uznawać Polskę za łupkowe eldorado. „Jesteśmy dopiero na początku drogi i takie porównanie do światowego lidera wydaje się mało uprawnione, gdyż ogółem przeprowadzono tam od początku poszukiwań aż 7 tys. szczelinowań” – zastrzegł wiceminister Zaleski. Jeśli by cały polski projekt poszukiwań gazu z łupków opisać na linii czasu, to należałoby przyjąć, iż wyniesie on plus - minus 50 lat. Faza poszukiwawcza to 15 lat, kolejne 3-5 lat faza zagospodarowania złóż, 15-20 lat ich intensywna eksploatacja i 3 do 5 lat zakończenie eksploatacji. Przedstawiciele OPPPW zwracali uwagę, iż same prace poszukiwawcze wymagają spełnienia wielu, następujących po sobie, etapów. Najpierw badań sejsmicznych, później wykonywania otworów badawczych

i interpretacji tego, co zostało z nich wydobyte. Następnie rozpoznania jakości złoża – poprzez szczelinowania. Jest to etap najbardziej kosztowny, skoro jeden pionowy odwiert to dzisiaj koszt 15 mln dolarów, a jego szczelinowania dodatkowe 5-8 mln. Łącznie oznacza to wysiłek inwestycyjny sektora rzędu 180-250 mld zł (szacunki Ernst & Young), wliczając w to budowę gazociągów przesyłowych. Organizacja szacuje jednak, iż uda się w najbliższych latach osiągnąć pułap ponad 300 odwiertów, które wskazałyby zasoby wydobywalne.

Co nas boli, co nam dolega?

Jednak celem posiedzenia podkomisji nie było jedynie ustalenie stanu faktycznego, ale również odpowiedź na pytanie, czy plany legislacyjne rządu wychodzą naprzeciw rynkowi? Przedmierzający podkomisji pos. Andrzej Czerwiński, PO, nie ukrywał, iż im bliżej sejmowego etapu legislacyjnego, tym częściej podkomisja będzie konsultować się z przedstawicielami rynku. „Przed tegorocznymi wakacjami chcemy przeprowadzić jeszcze jedno posiedzenie podkomisji w tej sprawie”. Ale wrzucił także kamyki do ministerialnego ogródka mówiąc, iż parę zagranicznych firm w ostatnim roku wycofało się z procesu koncesyjnego, a podkomisja nie otrzymała ostatniej wersji rządowej nowelizacji ustawy prawo geologiczne i górnicze. Marcin Zięba, dyrektor generalny OPPPW tłumaczył, iż tempo poszukiwań obecnie jest niewielkie, a głównym tego powodem są niekorzystne interpretacje niejednoznacznych przepisów prawnych, długotrwałe procedury środowiskowe i zaskarżanie decyzji środowiskowych przez tzw. organizacje ekologiczne. Zaś dyrektor ds. rozwoju w firmie BNK Polska i członek zarządu OPPPW Jacek Wróblewski podkreślał, że dla branży najważniejsza jest obecnie kwestia zagwarantowania posiadaczom koncesji poszukiwawczych prawa do przejścia do fazy wydobywczej. Wskazał, iż o powodzeniu polskiego projektu łupkowego przesądzą trzy determinanty. Po pierwsze, udokumentowane zasoby gazu i tu niezbędna jest wiedza z poszukiwań oraz odpowiednia ilość odwiertów. Po drugie, otoczenie prawne, które do tej pory było niepewne, a sam proces poszukiwawczy obciążony dziesiątkami dokumentów i uzgodnień, dokonywanych pod ryzykiem protestów tzw. organizacji ekologicznych, rzadziej mieszkańców. Po trzecie, otoczenie ekonomiczne, które w Polsce nadal jest atrakcyjne – a przynajmniej jako takie postrzegane przez poszczególnych inwestorów. Wróblewski widzi trzy obszary, w których projekt łupkowy buksuje w miejscu: niekorzystnych zapisów ustawowych i niejasnych zapowiedzi zmian, zaskarżania każdej decyzji wydanej w sprawie poszukiwań gazu łupkowego we wszystkich możliwych organach odwoławczych przez tzw. organizacje ekologicz-

ne oraz niejednołitej interpretacji poszczególnych przepisów prawa. Zastrzegł jednak, iż trudno mu wypowiadać się na temat najnowszej wersji nowelizowanego prawa geologicznego i górniczego, a swoje uwagi może odnosić do projektu z datą 15.05. br. Jednak z nieoficjalnych źródeł (ostateczny projekt nowelizacji nie był znany organizacji przed posiedzeniem podkomisji) wynika, iż część uwag środowiska została uwzględniona, choć nie wszystkie. Inaczej sprawa ma się z ustawą o podatku węglowodorowym – która spełnia raczej oczekiwania branży – a zadeklarowane przez Ministerstwo Finansów przeniesienie danin z tego tytułu na okres ok. 2020 roku, rynek przyjął bardzo dobrze. Z katalogu spraw dolegliwych Wróblewski wskazał, iż najważniejsze jest wprowadzenie bezproblemowego przekształcenia posiadanych koncesji poszukiwawczych w wydobywczo-eksploatacyjne (już bez nowych uzgodnień i całej mitręgi urzędniczo-sądowej z tym związanej) i prawo do wykorzystania informacji geologicznej, skrócone do 2 lat. W obecnym prawie fundamentalnym problemem jest ponowne występowanie o tak kluczowe dla etapu poszukiwań kwestie, jak uzgodnienia planu zagospodarowania złoża, zmiany planu zagospodarowania przestrzennego czy oceny oddziaływania na środowisko. „Bez gwarancji uwzględnienia naszych postulatów odnośnie tych kluczowych zagadnień, etap poszukiwawczy będzie dreptać w miejscu”.

Dyr. Miland wyjaśnia, dyr. Wróblewski postuluje

Odpowiedzi na wątpliwości przedstawiceli rynku udzielał z-ca dyrektora Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska Rafał Miland, stwierdzając, iż projekt nowelizacji prawa geologicznego i górniczego wychodzi na przeciw głównym problemom, nurtującym branżę wydobywczą. „Znaczna część uwag została uwzględniona, a ostateczny projekt został 13.06. br. przesłany do Komitetu Stałego Rady Ministrów”. To oznacza wejście nowelizacji na ścieżkę procedowania w komitatach rady ministrów i w samym rządzie, co zajmie prawdopodobnie parę tygodni – prawdopodobnie w lipcu projekt ma szansę znaleźć się w Sejmie. Miland zapewnił OPPPW, że w projekcie nowelizacji nie przewidziano możliwości wyłączenia z koncesji – czego najbardziej obawiają się inwestorzy. Ale to nie oznacza rezygnacji z oceny, jak one są realizowane. „Zgodnie z prawem unijnym musi być zagwarantowana możliwość sprawdzenia, czy koncesje znajdują się w dobrych rękach” – podkreślał. Nowelizacja przewiduje generalnie dwa tryby koncesjonowania, pierwszy dla firm, które mają już koncesje, w skrócie polegający na kontynuowaniu tego, co już jest. I drugi, dla nowych firm, ubiegania się o koncesję tylko w prze-

targach, co jest wymogiem prawa unijnego. Miland stwierdził jednak, iż zasiedziali koncesjonariusze będą mieć możliwość skorzystania z nowego reżimu prawnego, czyli ubiegania się o koncesję tylko w przetargach. „Nie będzie to jednak obligatoryjne, ale dowolne”. Komentując planowane skrócenie okresu wyłączności na korzystanie z informacji geologicznej z 5 do 2 lat, Miland podkreślił, iż zmiana ta nie wnosi nowej jakości. „Niektóre firmy, jak PGNiG w ogóle nie skorzystały z 5-letniego okresu i stosowały w praktyce okres 2-letni”. Jednak zdaniem OPPPW nie rozwiąże to podstawowego problemu, jakim jest słabe tempo prac poszukiwawczych. Jacek Wróblewski podawał przykłady na to, że wiercenia nie są realizowane zgodnie ze zobowiązaniami koncesyjnymi i przyjętymi scenariuszami inwestycyjnymi. „Głównie z powodów przewlekłych procedur środowiskowych – które stoją na drodze szybkiej zmiany decyzji koncesyjnej”. Klasyczny przykład, to przegłębienie otworu poszukiwawczego, nawet o nieznaczne 200-300 m. „Oznacza to zmianę zakresu koncesji i od nowa ubiegania się o decyzję środowiskową, w tym sporządzenia dla decyzji środowiskowej oceny oddziaływania na środowisko, co trwa minimum rok” – podkreślał. Tymczasem, zdaniem OPPPW, nie ma tu potrzeby nowelizacji prawa, do bieżących spraw wystarczy jedynie zmiana jego interpretacji. „Raporty oddziaływania na środowisko nie muszą być żądane przy każdej okazji” – podkreślał Wróblewski – „a pamiętać trzeba, ile energii i czasu pochłania zajęcie się przez sąd zaskarżeniami tych decyzji, hurtowo wykonywanymi przez tzw. organizacje ekologiczne”. Dla przykładu, firma BNK musiała wstrzymać dwa wiercenia do łupków kambryjskich, bo po osiągnięciu zapisanej w koncesji głębokości, zabrakło kilkuset metrów. „Jednak całą procedurę dotyczącą głębokości otworu trzeba było zaczynać od nowa”. Podobnie rzecz się ma przy zmianie wektora wierceń – z pionowego na poziomy. Remedium na to będzie nowelizacja, odpowiadał dyr. Miland – która w większości tego typu przypadków wyłączy konieczność uzyskiwania nowej oceny oddziaływania na środowisko, natomiast część procedury przeniesie z poziomu samorządów gminnych i burmistrzów/wójtów do Regionalnych Dyrekcji Ochrony Środowiska. A gminy dostaną 6-miesięczny okres na uzgodnienie poszczególnych inwestycji w ramach planów lub studiów zagospodarowania przestrzennego – obecnie mogą to robić bez żadnego horyzontu czasowego. Maciej Stryjecki z Fundacji na Rzecz Energii Zrównoważonej podniósł kwestię uzgadniania dokumentacji w sytuacji przewierceń otworów poszukiwawczych. Powiedział, iż cieniem kładzie się przyjęta tu interpretacja rozszerzająca, która błędnie uzgodnienia odnosi do całości poszukiwań, a powinna „do konkretnego punktu”. Generalnie chodzi o to, aby nie określać głębokości co do metra oraz żeby decyzje środo-

wiskowe zapadały w terminie 3 miesięcy. Wiceminister Zaleski i dyr. Miland zapewnili, iż problem z głębokością ma rozwiązać nowe rozporządzenie dotyczące oceny oddziaływania na środowisko, które nie przewiduje oceny dla otworów o głębokości do 5 tys. m. Projekt rozporządzenia, które przechodzi właśnie proces konsultacji z KE, przewiduje jednak wyłączenia dla obszarów posiadających wody podziemne i obszarów usytuowanych w pobliżu osiedli ludzkich. Jest to tym bardziej ważne, że w Polsce otworów do 5 tys. m wykonano ok. 9 tys. a poniżej... 52. Wiceminister środowiska Piotr Woźniak informował, że projektem tego rozporządzenia Komitet Stały Rady Ministrów zajmie się na posiedzeniu 13.06.bm.

Posłowie zgłaszają pomysły

Po tym zetknięciu obaw rynku i wyjaśnien ministerstwa, przewodniczący pos. Andrzej Czerwiński, PO, chciał wiedzieć, w jakim zakresie nowe prawo pomoże rynkowi skrócić interwały inwestycyjne z planowanego ramowo 50-letniego okresu działalności. Tym bardziej, że jak mówił pos. Marcin Świąćicki, PO, statystyki wierceń w Polsce są dość porażające, tym bardziej „iż mamy do czynienia z priorytetem”. Za trafne uznał określenie czasu uzgodnień inwestycji w ramach planów i studiów zagospodarowania przestrzennego na 6 miesięcy, ale głównym problemem jest „nijako automatyczne” odnawianie procedury uzgodnień, w sytuacji, kiedy inwestor poszukujący gazu musi przegłębić otwór. „Może pewnym wyjściem z sytuacji byłoby określenie, jakiego typu działania na podstawie posiadanej koncesji, zgodnie z prawem, nie będą wymagały nowych uzgodnień?”. Korespondował z tym pomysłem prof. Dobiesław Nazimek (stały ekspert podkomisji), który zauważył, iż procedurę uzgadniania ocen na środowisko można by uzależnić od planowanej głębokości wierceń. „Im głębiej tym przecież ingerencja w środowisko i wody gruntowe mniejsza” – uzasadniał – „a wiercenia nie polegają na zdejmowaniu warstw materiału i składowaniu odpadów wydobywczych – jak w górnictwie odkrywkowym”. Pos. Piotr Naimski z P i S określił, iż dystans dzielący Polskę od Pensylwanii to „minimum 15 lat”, ale problem tkwi w takim formułowaniu koncesji, aby nie zachodziła każdorazowo potrzeba ich zmiany. Pos. Ludwik Dorn, SP, stwierdził, iż relacje z rynkiem występują w dwóch planach: biznesowym, i tu „różnice pomiędzy interesami rynku a państwem są raczej nieusuwalne”, ale także w planie „dysfunkcji instytucji i procedur w realnym procesie poszukiwania i eksploatacji złóż”. Dorn, mówiąc to, miał na myśli zarówno procedury, które powodują mnożenie zaskarżeń inwestycji do wszelkich instytucji, jak i mobilizowanie społeczności do protestowania. „A inni szatani mogą tam być czynni” – ostrzegał. I postulował, aby wykluczyć

w prawie tego typu uprawnienia, żeby „państwo normatywne” nie było tu inercyjne i bierne. Jako przykład podał kwestię uzgadniania inwestycji w planach zagospodarowania przestrzennego. „Jestem pewien, że wiele samorządów nie jest zainteresowanych ich uchwaleniem, bo jest to wielki obszar władzy dyskrecyjnej, a decyzje, o tym co ma być a czego nie, zależą w tym stanie rzeczy wyłącznie od władzy wykonawczej”.

A co powiedział wiceminister Woźniak?

Jeśli wziąć pod uwagę to, co na swojej konferencji prasowej 12.06.2013 roku mówił wiceminister Piotr Woźniak o 70 stronach nowych przepisów prawa geologicznego i górniczego (i zmianie innych ustaw), daje to jednak powody do sporego optymizmu. OPPPW może czuć się co prawda nie w pełni usatysfakcjonowana, ale najważniejsze postulaty środowiska znalazły swoje ustawowe ujęcie. Rząd zadeklarował, iż jego celem jest zwiększenie podaży gazu ziemnego ze złóż krajowych poprzez przyspieszenie prac poszukiwawczych, rozpoznawczych i wydobywczych – zwłaszcza gazu ziemnego z formacji łupkowych. Nie ma więc żadnego ostrożnościowego alibi, aby tego nie czynić, a jest to ważki argument w rękach przedstawicieli rynku. Deklaruje również zapewnienie bezpieczeństwa poszukiwań, rozpoznawania i wydobywania kopalin, poprzez uznanie praw nabytych dotychczasowym inwestorom i „wdrożenie nowoczesnego systemu zarządzania i nadzoru”. Tu przymusem jest prawo europejskie, także w zakresie kontroli państwa nad wtórnym obrotem koncesjami. Nowelizacji prawa geologicznego i górniczego chce przyznawania nowych koncesji w przetargach, ale również przewiduje wprowadzenie udziału inwestora państwowego (NOKE) w działalności rozpoznawczej i wydobywczej węglowodorów, wzorowanego na podmiotach istniejących w Norwegii, Danii i Holandii. Jest to wzięcie przykładu z liderów tego rynku – o co nie można mieć do rządu pretensji. Podobnie, jak o umożliwienie wspólnego wykonywania koncesji przez kilka podmiotów w ramach jednej umowy o współpracy, tzw. farmingu, co mogłoby wpłynąć na potaniecie procesu inwestycyjnego, i budowę silnych podmiotów rynkowych (choć przede wszystkim krajowych). Silnym akcentem jest w nowelizacji zapowiedź liberalizacji wymogów koncesyjnych dla badań geofizycznych przy poszukiwaniu węglowodorów, do prowadzenia których będzie wystarczało jedynie zgłoszenie ministrowi Środowiska. W przypadku wystąpienia przez przedsiębiorcę o koncesję na wydobywanie z już udokumentowanych złóż nie będzie on musiał przeprowadzać oceny oddziaływania na środowisko. Obowiązek uzyskania decyzji o warunkach wydobywania, jeszcze przed wszczęciem postępowania przetargowego na

udzielenie koncesji na wydobywanie, przejdzie na organ koncesyjny. A przedsiębiorca posiadający koncesję i zamierzający skorzystać z prawa pierwszeństwa nie będzie musiał zgłaszać tego organowi koncesyjnemu -dotychczasowe przepisy nakazywały takie działanie w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy pod rygorem jego utraty. Wiceminister Woźniak mówił także o uproszczeniu i doprecyzowaniu przepisów środowiskowych, wskazując, iż procedura obejmowała nawet obszar 1 200 km², a w proponowanych przepisach można ją będzie uzyskiwać wraz z decyzją o rozpoczęciu wierceń, przy okazji uzgodnienia planu ruchu zakładu górniczego. „Skróć to czas postępowania administracyjnego o ok. 12 miesięcy”. Zapowiedział również podwyższenie dochodów gmin z tytułu wydobywania na ich terenie oraz wprowadzenie nowych źródeł dochodów dla powiatów i województw. Najwięcej uwag środowiska uwzględniono przy okazji przepisów kształtujących funkcjonowanie Narodowego Operatora Kopalin Energetycznych. Zmianie ulegnie formuła udziału NOKE w ramach umowy o współpracy, udział NOKE w zyskach będzie proporcjonalny do udziału w kosztach, ustalonego na poziomie maksymalnie 5%. NOKE straci również prawo weta wobec pozostałych stron umowy o współpracy, w tym operatora. Zamiast niego będzie mógł skorzystać z prawa zastrzeżenia, ale najpierw będzie musiał podjąć wspólnie z pozostałymi stronami umowy, w ramach spotkań roboczych, wysiłek na rzecz wypracowania wspólnego stanowiska – w drodze porozumienia. Stanowi to odejście od restrykcyjnych przepisów obowiązujących w innych państwach Europy, gdzie podmiotom podobnym do NOKE przysługuje jednak prawo weta. Nowelizacja przewiduje również ograniczenie kosztów funkcjonowania NOKE m.in. poprzez wykreślenie przepisów o Komitecie Inwestycyjnym oraz wprowadzeniu limitu wysokości kosztów własnych. Wiceminister Woźniak zapowiedział również zwiększenie przychodów Funduszu Pokoleń do 80% wysokości zysku NOKE. Nie bez znaczenia jest odstąpienie od tworzenia odrębnego organu administracyjnego – Głównego Inspektora Ochrony Środowiska i Nadzoru Geologicznego. Jego planowane zadania: kontrolę realizacji zobowiązań koncesyjnych oraz przeprowadzanie postępowań przetargowych przejmie organ koncesyjny czyli minister Środowiska. Na jego barkach będzie spoczywać prowadzenie postępowań przetargowych, ocena perspektywiczności przedsięwzięć oraz nadzór nad wykonywaniem zobowiązań koncesyjnych. Do tych propozycji przedstawiciele rynku będą jednak mogli odnieść się na kolejnym posiedzeniu podkomisji, przewidzianym na lipiec br.

Jerzy Papuga

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Pracodawcą Jutra



Emilia Tomalska

Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości wraz z Polskim Stowarzyszeniem Zarządzania Kadrami wybrały najlepszych pracodawców przyczyniających się do polepszania współpracy między edukacją a biznesem. W gronie laureatów konkursu „Pracodawca Jutra 2013” znalazła się również Mazowiecka Spółka Gazownictwa.

Konkurs kierowano do pracodawców, którzy poprzez swoje działania chcą zwiększyć wiedzę i umiejętności młodych osób przygotowujących się do wejścia na rynek pracy. Spośród 79 zgłoszonych inicjatyw kapituła konkursowa pod przewodnictwem Bożeny Lublińskiej-Kasprzak prezesa Polskiej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości wybrała dziesięciu laureatów konkursu oraz przyznała dwa wyróżnienia.



Fot. arch. MSG



Laureatem I edycji konkursu Pracodawca Jutra została Mazowiecka Spółka Gazownictwa, wyróżniona za prowadzenie efektywnych działań na rzecz przygotowania młodych osób do wejścia na rynek pracy. W ramach oceny wzięto pod uwagę przede wszystkim konsekwentną

i kompleksową realizację działań zmierzających do reaktywacji zawodu technika gazownictwa. Podczas uroczystej gali, która odbyła się 28 maja 2013 roku w Pałacu Lubomirskich w Warszawie statuetkę oraz tytuł laureata konkursu Pracodawca Jutra 2013 odebrał Kazimierz Nowak prezes Zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa.

W ramach konkursu doceniono współpracę z edukacją podejmowaną między innymi przez następujące przedsiębiorstwa: Fakro Sp. z o.o., Leroy Merlin Polska Sp. z o.o., LPP SA, AMG.net SA, PGNiG Termika SA.

Konkurs jest częścią projektu systemowego PARP Biznes dla Edukacji realizowanego w partnerstwie z PSZK. Szczegółowe informacje dotyczące konkursu dostępne są na stronie www.biznesdlaedukacji.parp.gov.pl.

Emilia Tomalska
Mazowiecka Spółka Gazownictwa



Fot. arch. MSG



Fot. arch. MSG

Nowe metody w laboratorium



Oddział w Zielonej Górze

Certyfikat akredytacji potwierdzający spełnienie wymagań normy PN-EN ISO IEC 17025 Laboratorium Oddziału w Zielonej Górze uzyskało w 2004 r. i od tej pory co roku potwierdza swoje kompetencje podczas oceny przeprowadzanej przez auditorów Polskiego Centrum Akredytacji. W kwietniu zakres akredytacji został rozszerzony o dwie nowe metody: badanie gęstości ropy naftowej i kondensatu metodą oscylacyjną oraz badanie zawartości siarki w ropie naftowej metodą MWDXRF.

Gęstość ropy

Laboratorium posiada obecnie trzy metody badania gęstości dla ropy i kondensatu. Dwie z nich, akredytowane wcześniej, to badanie gęstości ropy naftowej piknometrem i gęstości kondensatu areometrem. Trzecia, nowa metoda to uniwersalna metoda badania gęstości oscylacyjnie zgodnie z normą PN-EN ISO 12185:2002 *Ropa naftowa i przetwory naftowe – Oznaczanie gęstości – Metoda oscylacyjna z U-rurką*. Zakres wdrożonej metody $0,6000 \div 1,100 \text{ g/cm}^3$ pozwala objąć zarówno kondensaty, których gęstość wynosi od $\sim 0,6500 \text{ g/cm}^3$ (np. kondensat z kopalni Zielin), jak i ropy, których gęstość dochodzi do $\sim 0,8700 \text{ g/cm}^3$ (ropa naftowa z kopalni Kamień Pomorski). Badanie odbywa się za pomocą gęstościomierza oscylacyjnego DMA 4500, w którym badanych może być równocześnie kilka próbek ropy naftowej i kondensatu. Próbkę umieszczoną w celkach pomiarowych są automatycznie podawane do badań.

Ile siarki w ropie?

W 2011 r. uruchomione zostały w laboratorium badania na analizatorze zawartości siarki SINDIE OTG. Do tego czasu badanie siarki w ropie naftowej, kondensacie i gazie ziemnym prowadzone były za pomocą Analizatora siarki TS/UV 3000, na którym badania dla rop o zawartości siarki przekraczającej 0,10% wag. wymagały rozcieńczania próbek. Wprowadzenie nowej metody pozwoliło odciążyć ten aparat i uprościć



Gęstościomierz może oznaczać gęstości w zakresie temperatur $0-90^\circ\text{C}$, w laboratorium badania prowadzone są w standardowych warunkach odniesienia, które wynoszą 15°C . Fot. Włodzimierz Barański

Akredytacja Laboratorium Oddziału w Zielonej Górze obejmuje:

Badania ropy naftowej:

1. Gęstość w zakresie $0,8000 \div 0,9000 \text{ g/cm}^3$ pomiar piknometrem.
2. Zawartość wody w zakresie $0,010 \div 0,600 \text{ \%wag}$ metodą Karla-Fischera.
3. Zawartość wody w zakresie $0,10 \div 1,00 \text{ \%wag}$ metodą destylacyjną.
4. Prężność par w temperaturze $37,8^\circ\text{C}$ i 50°C w zakresie $10,0 \div 150,0 \text{ kPa}$ metodą rozprężania.
5. Zawartość soli w zakresie $3,0 \div 431 \text{ mg/l}$ metodą pomiaru przewodności.
6. Zawartość siarkowodoru w zakresie $1,0 \div 3500 \text{ mg/l}$ metodą jodometryczną.
7. Temperatura płynięcia w zakresie $-36 \div +45^\circ\text{C}$ metodą automatycznego schładzania.
8. Zawartość parafiny w zakresie $0,1 \div 5,0 \text{ \%wag}$ metodą destylacji atmosferycznej i wymrażania.
9. Lepkość kinematyczna w zakresie temperatur $0 \div 50^\circ\text{C}$ dla zakresu $0,3000 \div 50,00 \text{ cSt}$.

Badania kondensatu:

1. Gęstość w zakresie $0,6000 \div 0,8000 \text{ g/cm}^3$ pomiar aerometrem.
2. Skład frakcyjny w zakresie IBP $> 20,0$ FBP $< 300,0^\circ\text{C}$, V FBP $90,0 \div 98,0 \text{ \%obj.}$ metodą destylacji normalnej.
3. Zawartość wody w zakresie $0,010 \div 0,600 \text{ \%wag}$ metodą Karla-Fischera.
4. Prężność par w temperaturze $37,8^\circ\text{C}$ i 50°C w zakresie $10,0 \div 150,0 \text{ kPa}$ metodą rozprężania.
5. Zawartość soli w zakresie $0,0 \div 431 \text{ mg/l}$ metodą pomiaru przewodności.
6. Zawartość siarki w zakresie $0,001 \div 1,00 \text{ \%wag}$ metodą detekcji UV-fluoroscencyjnej.
7. Zawartość siarkowodoru w zakresie $1,0 \div 3500 \text{ mg/l}$ metodą jodometryczną.
8. Temperatura mętnienia w zakresie $-60,0 \div +49,0^\circ\text{C}$ metodą automatycznego schładzania.
9. Lepkość kinematyczna w zakresie temperatur $0 \div 50^\circ\text{C}$ dla zakresu $0,3000 \div 50,00 \text{ cSt}$.

Z aktualnym zakresem akredytacji Laboratorium w Zielonej Górze można zapoznać się na stronie www.pca.gov.pl, akredytacja laboratorium badawczego nr AB 511, pełny zakres badań umieszczony jest na stronie Oddziału <http://www.zielonagora.pgnig.pl/zielonagora/onas/lab>.

badania. Wdrożenie badania zawartości siarki metodą rentgenowskiej spektrometrii fluorescencyjnej z monochromatyczną dyspersją fali wymagało opracowania procedury badawczej *Oznaczanie siarki metodą MWDXRF*, zgodnie z którą oznaczana jest siarka w ropie naftowej w zakresie $0,10 \div 2,00 \text{ \% wag.}$

Polityka jakości laboratorium oraz zmieniające się wymagania klientów powodują, że stale poszukujemy możliwości rozwoju i wdrażania nowych metod badań.

Iwona Bruczyńska
Laboratorium

To już 150 lat Historia koszalińskiego gazownictwa



Tyle właśnie czasu minęło odkąd pracę rozpoczęła Gazownia w Koszalinie. 3 stycznia 1862 r. w mieście zapłonęło 140 latarni. Oświetlenie gazowe pojawiło się w 949 mieszkaniach 11-tysięcznego podówczas miasta. Gazownia przy Wilhelmstrasse (dzisiejsza ul. Połczyńska) wytwarzała początkowo gaz drzewny i torfowy, a dopiero w 1869 r. gaz węglowy.

XIX-wieczny Koszalin, mimo niezbyt imponującego rozwoju przemysłu (przemysł związany z przetwórstwem płodów rolnych, papiernia Schutiusa, fabryka maszyn rolniczych, odlewnia żeliwa Bredowa oraz huta żelaza), jako miasto miał duże znaczenie, ponieważ był siedzibą administracji państwowej. Rangę miasta podnosiły również sprowadzone tu garnizony wojskowe. Istniały więc dobre warunki jak i potrzeby, by wybudować gazownię.



Gazownia. Fot. arch. WSG

Powstały w 1862 roku zakład produkował gaz, który służył przede wszystkim do oświetlania ulic i domów. Uruchomienie pierwszej w mieście elektrowni spowodowało chwilowe zmniejszenie zapotrzebowania na gaz. Znalazł on jednak inne zastosowanie. Upowszechniło się korzystanie z gazu w domach do gotowania i ogrzewania, co pozwoliło na ponowne zwiększenie produkcji. Po 1918 roku nastąpiła eksplozja demograficzna miasta. W roku 1924 Koszalin miał ponad 28 tysięcy mieszkańców, z czego z gazu korzystało 4500 rodzin. Sieć gazociągów ulicznych wynosiła 21 km.

Kolejnym etapem rozwoju gazowni były lata 1925-39. By nadążyć za rozwojem nowego budownictwa mieszkaniowego w mieście oraz zaopatrzyć w gaz (służący jako czynnik energe-



56-metrowy komin z galerijką (1960 r.), wyburzony w 1992 r. Fot. arch. WSG



Gazownia po modernizacji. Lata 70-te. Fot. arch. WSG

tyczny) nieliczne zakłady produkcyjne, uruchomiono nowe obiekty: aparaturnię, dwa piece, odsiarczalnię oraz zbiornik gazu o pojemności 6000 m³. Wykorzystano przy tym najnowsze osiągnięcia ówczesnej techniki. Także sieć gazowa była systematycznie rozbudowywana. W 1939 roku liczyła ponad 60 km, obejmując systemem pierścieniowym całe miasto.

Wskutek działań wojennych gazownia koszalińska została zniszczona w blisko 50 procentach. Polskie władze miejskie przejęły zakład 28 lipca 1945 r., jednak jego odbudowę rozpoczęto dopiero w 1948 r. Wyremontowano także 47 km gazociągów. Oficjalną datą uruchomienia Gazowni Miejskiej w Koszalinie jest 15 grudnia 1948 roku.

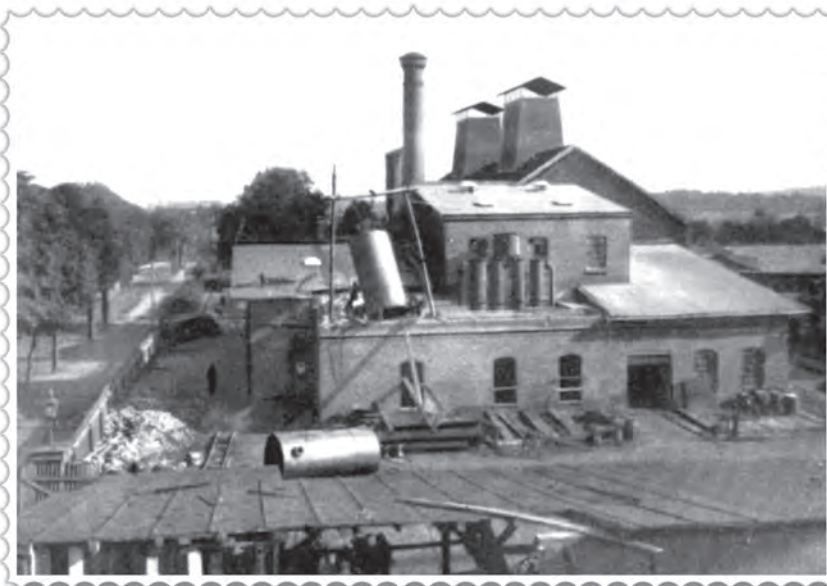
W 1949 r. gaz docierał do 1429 mieszkań i czterech odbiorców przemysłowych. Koszalin

oświetlało 139 latarni gazowych. Dynamicznie rozwijający się Koszalin, który stał się miastem wojewódzkim, powstające nowe osiedla mieszkaniowe, wzrost zapotrzebowania na gaz u odbiorców przemysłowych, szkół, żłobków i przedszkoli, wymusiły konieczność rozbudowy zakładu. W latach 1961 – 1970 wybudowano nowe obiekty produkcyjne i pomocnicze, obiekty energetyczne oraz drogi i place. W 1970 roku gazownia wyprodukowała siedem razy więcej gazu i koks niż przed modernizacją.

Czas na radykalne zmiany w gazowni koszalińskiej przyszedł z początkiem lat 70-tych. W 1971 roku w Wierchowiu odkryto złoża gazu ziemnego i już rok później pierwszym w Polsce gazociągiem z polietylenu gaz ten popłynął do odległego o 21 kilometrów Szczecinka.

Początkowo gaz ziemny służył jedynie do wzbogacania gazu węglowego. Z czasem zaczął go wypierać.

Przejście na gaz ziemny nie było zabiegiem łatwym. Należało przestawić urządzenia odbiorców. Trzeba było również wybudować nowe gazociągi bądź adaptować stare. Gaz węglowy przestano produkować w Koszalinie dopiero w 1989 r.



Gazownia z okresu przedwojennego. Fot. arch. WSG

Wraz z wyłączeniem w koszalińskiej gazowni klasycznej produkcji gazu w roku 1989 – epoka gazu miejskiego wytwarzanego z węgla odeszła w przeszłość. Na miejscu pieców i kominów powstały pasy zieleni. Gazownia przekształca

się w nowoczesny zakład z urządzeniami i aparaturą o europejskim standardzie. Z producenta gazu stała się dystrybutorem gazu ziemnego.

Beata Dreger

Studia podyplomowe „Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych”



Politechnika Wrocławska oraz Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT SA zapraszają na studia podyplomowe „Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych”

Program studiów podyplomowych:

- Gaz ziemny – surowiec i paliwo
- Projektowanie gazociągów
- Budowa i eksploatacja gazociągów
- Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji redukcyjno-pomiarowej
- Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji pomiarowych i tłoczni gazu
- Ochrona przeciwnikorozyjna w sieci gazowej
- Energetyka gazowa
- Projektowanie, budowa i eksploatacja magazynów gazu
- Terminale i instalacje skroplonego gazu ziemnego
- Zarządzanie transportem gazu
- Rynek gazu ziemnego, efektywność ekonomiczna i ochrona środowiska
- Podstawy poszukiwań i wydobywania gazu
- Wycieczki techniczne na obiekty technologiczne



Politechnika Wrocławska

Centrum Kształcenia Ustawicznego



GAZOPROJEKT
GRUPA PGNiG

Zainteresowanych prosimy o kontakt:
e-mail: pawel.malinowski@pwr.wroc.pl
lub cku@pwr.wroc.pl

Więcej informacji na stronie **WWW.CKU.PWR.WROC.PL** lub tel. **71 348 42 30**

Centrum energetyczne nowych technologii



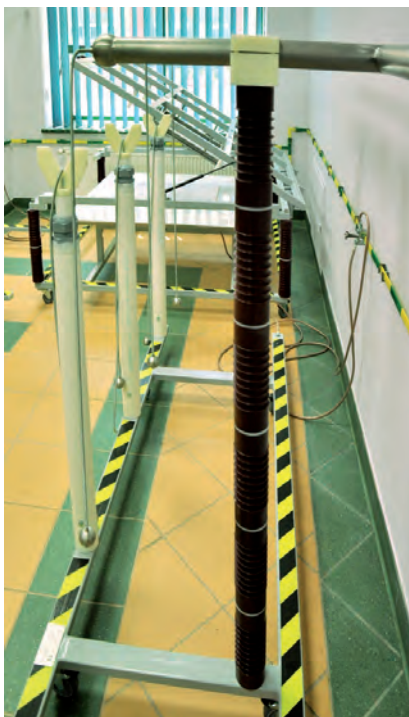
Stanisław Jasnosz



Nowoczesne laboratorium dielektryczne wysokich napięć funkcjonuje już od kilku miesięcy w Karpackiej Spółce Gazownictwa w Zakładzie Gazowniczym w Tarnowie.

Inicjatorami jego utworzenia byli dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Tarnowie – Mariusz Gilarski oraz kierownik Sekcji Infrastruktury – Stanisław Jasnosz.

Działania mające na celu powołanie jedyne- go w strukturze KSG laboratorium wysokonapię- ciowego poparte przez Zarząd Karpackiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie przyniosły spodziewane efekty. Głównymi przesłankami jego utworzenia było: obniżenie kosztów zwią- zanych z wykonywaniem na rzecz KSG badań sprzętu oraz narzędzi dielektrycznych przez fir- my zewnętrzne, poprawa bezpieczeństwa użyt-



Fot. Dorota Omylska-Bielat

kowników sprzętu oraz ujednolicenie procedur i nadzór nad całością zagadnienia.

Centrum energetyczne funkcjonuje przy Sekcji Infrastruktury, która została powołana w roku 2008, także jako jedyna tego typu jednostka w Karpackiej Spółce Gazownictwa.

To właśnie tutaj pracownicy laboratorium zdobywali wiedzę i odpowiednie uprawnienia, które są gwarancją profesjonalizmu i wysokiego standardu usług. Długoletnie doświadczenie oraz zgrany i profesjonalny zespół ludzi zaangażowanych w pracę, to pewność rzetelnie wyko- nanych zleceń.

Zakres wykonywanych prac przez Sekcję Infrastruktury jest bardzo szeroki i obejmuje energetykę przemysłową oraz gospodarkę ener- gią elektryczną, infrastrukturę obiektową, anty- korozję, obsługę pod względem energetycznym stacji gazowych I-go i II-go stopnia, stacji gazo- wych I-go stopnia GAZ-SYSTEM S.A., nawalnia- ni gazu O/ZG Tarnów i GAZ-SYSTEM S.A., ob- służę systemów kogeneracyjnych, administrację i obsługę techniczną wszystkich systemów zainstalowanych na obiektach, eksploatację



Fot. Dorota Omylska-Bielat

urządzeń, instalacji i systemów elektroenerge- tycznych w Zakładzie Głównym KSG i Oddziale Zakład Gazowniczy w Tarnowie, przypawanie przyłączy do gazociągów stalowych metodą pojemnościową.

Zakres prac laboratorium obejmuje badania sprzętu oraz narzędzi dielektrycznych stanowią- cych ochronę pracowników. Jednostka ta jest wyposażona i przygotowana do przeprowa- dzania zaawansowanej diagnostyki, pomiarów i badań elektronarzędzi, spawarek, zgrzewarek oraz innych urządzeń elektrycznych.

Centrum energetyczne posiada wszystkie wymagane pozwolenia i certyfikaty – w tym certyfikat jakości. Wyposażone jest w zawanso- wane technologicznie urządzenia diagnostycz- ne, które posiadają świadectwa wzorcowania, a badania wykonywane są w oparciu o polskie normy elektryczne.

Z usług świadczonych przez centrum ener- getyczne korzystają nie tylko Oddziały Karpac- kiej Spółki Gazownictwa, ale także firmy ze- wnętrzne, w tym GAZ-SYSTEM S.A. czy ZRUG Pogórska Wola.

Stanisław Jasnosz



Fot. Dorota Omylska-Bielat



Fot. Dorota Omylska-Bielat



Fot. Dorota Omylska-Bielat



Błękitne Paliwo

Odpowiedzialnie i Niezawodnie

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

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

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

Jerzy
Zagórski

PGNiG Upstream International otrzymało udziały w czterech koncesjach w Norwegii

PGNiG Upstream International AS, spółka zależna Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, otrzymała udziały w czterech koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii w wyniku rozstrzygnięcia 22 rundy licencyjnej przez norweskie Ministerstwo ds. Węglowodorów i Energii.



Dwie koncesje są zlokalizowane na Morzu Norweskim a pozostałe dwie na Morzu Barentsa.

W dwóch koncesjach na Morzu Norweskim, PL702 i PL703, PGNiG Upstream International obejmie po 40% udziałów, pozostałe 60% obejmie spółka OMV Norge AS, która będzie operatorem. Koncesje są zlokalizowane 150 - 180 km na północny-zachód od złoża Skarv

Na koncesji PL707 na Morzu Barentsa PGNiG Upstream International obejmie 30% udziałów. Operatorem jest Edison International (50% udziałów), a trzecim partnerem z 20% udziałów spółka North Energy ASA. Koncesja zlokalizowana jest po wschodniej stronie norweskiej części Morza Barentsa.

Na koncesji PL711 zlokalizowanej w zachodniej części Morza Barentsa PGNiG Upstream International obejmie 20% udziałów. Operatorem jest spółka Repsol Exploration Norge AS (40% udziałów), a pozostałymi partnerami są: OMV Norge AS - 20% udziałów oraz Idemitsu Petroleum Norge - 20% udziałów.

Zobowiązania koncesyjne obejmują wykonanie badań sejsmicznych 3D. 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, od-

wiert musi zostać wykonany w terminie czterech lat od daty przyznania powyższych koncesji.

Koncesje, które otrzymało PGNiG Upstream International zlokalizowane są w trzech kluczowych rejonach poszukiwawczych Norweskiego Szelfu Kontynentalnego. Poza obszarem Morza Norweskiego, gdzie spółka posiada już koncesje i doświadczenie w pracach poszukiwawczych, PGNiG Upstream International otrzymało koncesje na Morzu Barentsa. Pozyskanie nowych obszarów we wschodniej i zachodniej części Morza Barentsa zostało przyjęte przez spółkę z dużą satysfakcją, i umożliwi rozwój poszukiwań węglowodorów w nowych, perspektywicznych rejonach Norweskiego Szelfu Kontynentalnego.

Obecnie PGNiG Upstream International posiada udziały w 14 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii. Na jednej z koncesji, PL648S, spółka jest operatorem.



Komunikat z posiedzenia Rady Nadzorczej PGNiG SA

Jerzy Kurella wiceprezesem Zarządu PGNiG SA ds. Handlu, postępowanie na prezesa Zarządu PGNiG SA zakończone bez wyłonienia kandydata.

Rada Nadzorcza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, w ramach postępowania konkursowego, podjęła uchwałę o zakończeniu postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko prezesa Zarządu PGNiG SA bez wyłonienia kandydata.

Jednocześnie Rada Nadzorcza PGNiG SA podjęła uchwałę o wyborze Jerzego Kurelli z dniem 14 czerwca 2013 roku na stanowisko wiceprezesa Zarządu PGNiG SA ds. Handlu na wspólną kadencję upływającą 13 marca 2014 roku.



Dywidenda za 2012 rok w wysokości 13 groszy na akcję

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA 22 maja 2013 roku udzieliło absolutorium z wykonania obowiązków w roku 2012

wszystkim członkom Zarządu i Rady Nadzorczej spółki, a także podjęło decyzję o podziale zysku bilansowego za rok obrotowy 2012.

ZWZ PGNiG SA zatwierdziło także sprawozdanie finansowe PGNiG SA i sprawozdanie Zarządu z działalności spółki PGNiG SA za 2012 rok oraz skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG i sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG za 2012 rok.

Akcjonariusze spółki zdecydowali o przeznaczeniu 1,15 mld zł z zysku za rok 2012 na zwiększenie kapitału zapasowego, co wynika z potrzeby finansowania inwestycji uruchomionych w ramach zatwierzonego planu inwestycyjnego na rok 2013. Grupa Kapitałowa PGNiG planuje wydatki inwestycyjne w roku 2013 na poziomie ok. 5,5 mld zł.

Dywidenda za 2012 rok wypłacana akcjonariuszom pochodzi z zysku bilansowego PGNiG SA, który w mijającym roku wyniósł 1.918,5 mln zł. Na wypłatę dywidendy przeznaczono 767 mln zł (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,13 zł).

Ponadto ZWZ postanowiło przeznaczyć zysk zatrzymany w kwocie 625,93 mln zł na zwiększenie kapitału zapasowego spółki.

Dniem ustalenia prawa do dywidendy jest 20 lipca 2013 roku, a dzień wypłaty dywidendy przypada na 3 października 2013 roku.

Podczas ZWZ akcjonariusze zgodzili się również na przeprowadzenie konsolidacji sześciu operatorów systemu dystrybucyjnego w GK PGNiG.

Joanna Zakrzewska
Rzecznik prasowy PGNiG SA



Ropa naftowa w południowych Włoszech

Wiadomości o przygotowaniach do zwiększenia wydobycia ropy w rejonie Basilicata w południowych Włoszech podane przez ENI i Total zapowiadają znaczną zmianę w pozycji Włoch na europejskiej liście producentów tego surowca. Początki eksploatacji ropy na tym obszarze sięgają roku 1990. Do 2007 r. wykonano tam 13 wierceń, ale po utworzeniu parku narodowego Val d'Agri dalsze prace wstrzymano. Obecnie wydobycie wynosi ok. 13 tys. t/d, ale po pełnym zagospodarowaniu złoża w ciągu 4-5 lat produkcja może wzrosnąć do 25 tys. t/d ropy. Zasoby w tej strefie szacowane są na 136 mln t ropy i w sytuacji utrzymującej się recesji zwiększenie produkcji

ropy byłoby bardzo korzystne dla gospodarki, szczególnie w tym słabo rozwiniętym regionie z wysokim bezrobociem. W sąsiedztwie znajduje się inne duże złoża Tempa Rossa rozpoznawane przez *Shell*.



OPEC przekracza ustalony limit wydobycia ropy

Według informacji serwisu *DOW Jones Newswires*, w kwietniu br. rzeczywiste wydobycie ropy w krajach OPEC wynosiło 4,14 mln t/d, najwięcej od listopada ub. roku, chociaż nie osiągnęło rekordowego pułapu z końca 2012 r., kiedy produkcja ropy wynosiła 4,22 mln t/d. Największy przyrost wydobycia nastąpił w Iraku, Libii, Zjednoczonych Emiratach Arabskich i w Iranie. Te dane oznaczają, że ustalony na spotkaniu OPEC 12 grudnia 2012 r. limit wydobycia na poziomie 4,08 mln t/d jest znacznie przekraczany. Wówczas uznano go za wystarczający w aktualnej sytuacji rynkowej.



Gazociąg Polarled na Morzu Norweskim

Gazociąg Polarled o długości 482 km połączy złoża Asta Hansen na Morzu Norweskim z zakładem przeróbki gazu w Nyhamna na północ od Bergen i ma być ukończony w III kwartale 2015 r. Do tej pory nie układano rurociągu o takiej średnicy (910 mm) tak głęboko – w najgłębszym miejscu będzie to 1265 m. Jest to duża inwestycja, której koszty wyniosą 4,3 mld USD, a kontrakt tylko na dostawę 325 tys. t rur opiewa na kwotę 350 mln USD. Rune Bjørnson, szef pionu gazowego *Statoil*u podkreślił znaczenie, jakie dla lokalnych firm będą miały zamówienia na usługi budowlano-montażowe, dostawę materiałów czy transport związane z realizacją inwestycji. Budowa gazociągu Polarled zwiększa możliwości wykorzystania złóż już eksploatowanych, jak również ułatwi zagospodarowanie przyszłych odkryć w tym rejonie.



Przyspieszenie budowy gazociągu South Stream

Jak podaje agencja ITAR-TASS, przebywający z wizytą w Moskwie prezydent Serbii Tomislav Nikolić zakomunikował W. Putinowi, że Serbia rozpocznie budowę swojego odcinka gazociągu South Stream pół roku przed terminem przewidzianym w harmonogramie. W zamian za obniżenie opłat tranzytowych *Gazprom* sfinansuje tę część inwestycji, której koszt jest szacowany na 1,7 mld €.

W przygotowaniach do budowy South Stream *Gazprom* zdobył nowy przyrządek w Słowenii, po Węgrzech i Serbii. Po spotkaniu premiera Alenki Bratuški z prezesem Aleksiejem Millerem poinformowano, że słoweński segment South Stream uzyskał status krajowej inwestycji priorytetowej. Koszt 270-kilometrowego odcinka na terytorium Słowenii jest szacowany na 1,1 mld €. *Gazprom* jest również zainteresowany prywatyzacją słoweńskiego Petrolu, największego dystrybutora paliw, gazu i energii elektrycznej.



Rozpoznanie Morza Czukockiego i Morza Beauforta opóźni się

Perspektywa rychłego udostępnienia zasobów węglowodorów znajdujących się w Arktyce nieco się oddała w świetle niedawnych decyzji firm zaangażowanych w realizację projektów wierceń poszukiwawczych na tym obszarze. Najpierw koncern *Shell* ogłosił, że zawiesza swoje plany wierceń na Morzu Czukockim i na Morzu Beauforta na rok 2013. Jednym z powodów była seria awarii i uszkodzeń statku wiertniczego „Noble Discoverer” i barki „Kulluk” w ub. roku, po której jednostki zostały odholowane do stoczni w Azji w celu wykonania napraw. Na początku kwietnia br. *ConocoPhillips* zakomunikował o rezygnacji z wierceń na Morzu Czukockim w 2014 r. Jako przyczynę podano niepewność co do skutków wdrożenia nowych przepisów federalnych dotyczących prac w tym rejonie i ich konsekwencji finansowych. Również *Statoil* oznajmił, że postanowiono „ponownie rozważyć” plany wierceń na Alasce w 2015 r. i przesunąć je na dalszy okres. Powyższe decyzje przypominają o skali trudności w rejonach arktycznych i zapewne opóźnią rozpoznanie.



Ropa i gaz w Afryce Wschodniej

Lista odkryć złóż ropy i gazu na lądzie i na morzu w Afryce Wschodniej – prócz Kenii, Mozambiku, Tanzanii i Ugandy rozszerza się również na Etiopię. W północno-zachodniej Kenii w otworze Ngamia-1 na głębokości 1515 m przewiercono piaszczysty horyzont produkcyjny o miąższości ponad 100 m, a następnie w interwale 1800-1940 m kilka innych horyzontów z ropą i gazem. Również odległe o 22 km wiercenie Twiga South-1 okazało się sukcesem, ponieważ stwierdzono trzy piaszczyste poziomy roponośne z ropą średnią o ciężarze 0,8397 g/cm³, o dobrych własnościach zbiornikowych, z których uzyskano łączny przypływ 382 t/d ropy. *Tullow Oil* i *Africa Oil*, które prowadzą poszukiwania w obrębie tego bloku koncesyjnego spodziewają się uzyskania przypływu ponad 700 t/d po zastosowaniu ulepszonego uzbrojenia odwiertu. W otworze Papai-1 w piaszczystych utworach dolnej kredy stwierdzono obecność lekkich węglowodorów i wiercenie zakończono na głębokości 4255 m w skałach magmowych podłoża. Większość bloków koncesyjnych, na których prowadzone jest rozpoznanie, znajduje się we wschodnio-afrykańskiej dolinie ryftowej mającej swoje przedłużenie na terytorium Etiopii. W Etiopii również planowane są prace poszukiwawcze i *Africa Oil* dysponuje tam koncesją o powierzchni 42500 km².

W Mozambiku na morzu otworem Coral-3 odkryto w formacji Mamba złoża gazu o zasobach geologicznych szacowanych na 2,1 bln m³. Operatorem jest włoski ENI. Również na morzu, w sektorze Tanzanii w obrębie bloku 2 w otworze Tangawizi-1 w piaskowcach trzeciorzędowych stwierdzono akumulację gazu ziemnego o zasobach wydobywalnych 113-170 mld m³. Nowe złoża znajduje się w pobliżu wcześniej odkrytych złóż Zafarani i Lavani. Blok 2 dotychczas był rozpoznany tylko sejsmiką 2-D, teraz *Statoil* wspólnie z *ExxonMobil* planuje wykonanie zdjęć 3-D.

W Ugandzie, gdzie oprócz *Tullow Oil* wiercenia poszukiwawcze prowadzi też *Total*, na północ od jeziora Alberta węglowodory stwierdzono w otworach Nigiri-1 i Lye-1. W otworze Lye-1 o głębokości końcowej 290 m przewiercono horyzont roponośny o miąższości netto 12 m. Kolejnym wierceniem w tym rejonie będzie Okuma-A. Spośród 12 wierceń wykonanych na lądzie we wschodniej Afryce w I kwartale 2013 r. cztery były negatywne.



Postęp w realizacji gazociągu Iran-Pakistan

Nie zważając na zapowiedzi sankcji ze strony USA, które próbują izolować Iran i są przeciwnie budowie gazociągu z Iranu do Pakistanu, rząd Pakistanu chce zrealizować tę inwestycję. Planowane od dawna połączenie Iran-Pakistan napotyka na liczne trudności finansowe, organizacyjne i logistyczne. Nadal nie wiadomo, jakie instytucje finansowe udzielą Pakistanowi niezbędnych kredytów szacowanych na 7,5 mld USD. Niemniej jednak odbyła się uroczystość rozpoczęcia budowy, w której udział wzięli prezydent Iranu Mahmud Ahmadineżad i prezydent Pakistanu Asif Ali Zardari. Symboliczny pierwszy spaw odcinka rur wykonano 11 marca br. w porcie Chabahar nad Zatoką Omańską, ok. 100 km od granicy z Pakistanem. Gaz w ilości 21 mln m³/d będzie dostarczany magistralą nr 7 z Iranshahr. Odcinek pakistański o długości 780

km do Nawabshah w prowincji Sindh ma być gotowy w ciągu 2 lat.



Nowe informacje o gazohydratach w Japonii

Przygotowania do pierwszego testu produkcyjnego gazohydratów na morzu rozpoczęły się w ub. roku odwierceniem przez statek wiertniczy „Chikyu” w niecce Nankai na Oceanie Spokojnym otworu produkcyjnego i otworów kontrolnych. Test rozpoczęto 12 marca br. uzyskując z interwału, w którym występują gazohydraty, po dekompresji przypływ metanu. Potwierdzono również dysocjację gazohydratów w otworze kontrolnym oddalonym o 20 m od otworu produkcyjnego. Wskutek usterek w pracy pompy podającej wodę do wytworzenia dekompresji i równoczesnego zwiększenia zanieczyszczeń

piaszczystych oraz znacznego pogorszenia warunków pogodowych test zakończono 18 marca. Następny test przewidziano w sierpniu br. Jednak tytuł informacji przekazanej 12 marca br. przez JOGMEC (*Japan Oil, Gas and Metals National Corporation*) „Potwierdzono produkcję gazu z warstw gazohydratów” był na tyle interesujący, że wiadomość powtórzone nie tylko w branżowych mediach. Nie jest to jednak przemysłowa produkcja metanu. Japoński koncern podaje, że JOGMEC zaznacza, że pierwszy test produkcyjny jest operacją doświadczalną, która dostarczy wartościowych informacji dotyczących warunków dysocjacji gazohydratów pod dnem morskim i wpływu na otaczające środowisko i stanowi znaczny postęp w badaniach nad gazohydratami i przygotowaniu ich eksploatacji.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas & Oil Con., Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Rigzone, Rosneft, Statoil, wnp.pl, World Oil.*



To w pobliżu Zielonej Góry odkryto w latach 60. XX wieku pierwsze złoża ropy naftowej i gazu ziemnego na zachodzie Polski.

W 1968 r. w Zielonej Górze zostało powołane Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych. Jego kontynuatorem jest PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze.

Największym i najnowocześniejszym obiektem Oddziału na Ziemi Lubuskiej jest uruchomiona w marcu br. Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiaków.

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

Ropa i gaz od 45 lat





Stanisław Szafran



Wioleta Wanat



Kalendarium

4.06.2013 r. w Poznaniu odbyło się XI Forum Inżynierskie pn. „Innowacje w przemyśle maszyn i urządzeń” organizowane przez Federację Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT. Głównym celem tegorocznego forum było pokazanie i przedyskutowanie różnych form współpracy przedsiębiorstw sektora MSP z jednostkami naukowymi – zwłaszcza uczelniami technicznymi i branżowymi instytutami badawczymi. Zaprezentowane zostały efekty i korzyści wynikające ze współpracy, a także bariery występujące w jej nawiązywaniu i rozwijaniu.

5-8.06.2013 r. w Moskwie odbyło się wyjazdowe sympozjum podsumowujące 35-lecie działalności Oddziału SITP NiG w Poznaniu.

11-13.06.2013 r. na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie odbyła się XXIV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna DRILLING-OIL-GAS AGH pod hasłem „Gaz ziemny paliwem XXI wieku”. Zaprezentowano aktualne zagadnienia naukowe i techniczne, związane z badaniami dotyczącymi rozpoznania i udostępnienia złóż węglowodorów, w tym złóż niekonwencjonalnych. Dyskutowano również na temat rozwoju rynku gazu ziemnego w następnych dekadach XXI wieku.

18.06.2013 r. w Warszawie w Domu Technika odbyło się posiedzenie Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT.

26-28.06.2013 r. w Warszawie odbył się II Światowy Zjazd Inżynierów Polskich organizowany przez Politechnikę Warszawską i Federację Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT oraz Radę Polskich Inżynierów w Ameryce Północnej i Europejską Federację Polonijnych Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych.

Celem II Światowego Zjazdu Inżynierów Polskich była integracja polskich środowisk inżynierskich oraz wymiana doświadczeń w zakresie wdrażania innowacji, transferu technologii, podniesienia rangi polskiej nauki i jej konkurencyjności w świecie.

Na zjeździe poruszono tematy dotyczące:

- przedstawienia potencjału i osiągnięć polskich inżynierów i naukowców za granicą,
- ustalenia najszybszych form wykorzystania tego potencjału,
- przedstawienia polskich potrzeb i oczekiwań od środowisk polonijnych,
- współpracy polonijnych i krajowych organizacji naukowo-technicznych,
- nawiązywania kontaktów indywidualnych i rozwoju programu staży międzynarodowych dla studentów i inżynierów.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Kolega

75 urodziny Romuald Zwara
z oddziału w Krakowie w dniu 5.06.2013 r.

80 urodziny Władysława Nycz
z oddziału w Czechowicach w dniu 3.06.2013 r.

80 urodziny Zofia Bajorek
z oddziału w Czechowicach w dniu 30.06.2013 r.

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

II posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITP NiG

10 maja 2013 r. w sali Biura Zarządu Głównego SITP NiG odbyło się drugie w nowej kadencji posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITP NiG. Posiedzeniu przewodniczył Janusz Pudło – przewodniczący Komisji. Głównymi tematami posiedzenia były:

- Omówienie zasad współpracy Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITP NiG z Zarządem Fundacji Muzeum



Członkowie komisji podczas obrad. Fot. S. Szafran

Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce;

- Ekspozycja jubileuszowa w Pawilonie Kongresowym Muzeum pt.: „160 rocznica zapalenia lampy naftowej i narodzin przemysłu naftowego”, ważny akcent historii na VIII Polski Kongres Naftowców i Gazowników w Bóbrce;
- Opieka merytoryczna nad stałą ekspozycją w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce pt. „Z historii Stowarzyszeń Naftowych na Ziemiach Polskich” oraz dbałość o systematyczne uzupełnianie zbiorów;
- Omówienie projektu udostępnienia do

zwiedzania zabytkowych kieratów pompowych ze szczególnym uwypukleniem warunków technicznych i finansowych;

- Nowa ekspozycja w Muzeum pt.: „Polska emigracja naftowa”;
- Rola Komisji w opracowywaniu i pozyskiwaniu artykułów dla kwartalnika „Wiek Nafty”;
- Działalność Fundacji Pro Memoria – informacja o stanie prac renowacyjnych w Mauzoleum Władysława Długosza w Sękowej k/Gorlic;
- Omówienie sposobów i form opieki nad pomnikami i zapomnianymi grobami zasłużonych naftowców i gazowników;
- Omówienie działań zmierzających do

gromadzenia materiałów historycznych z działalności firm poszukiwawczych i serwisowych PGNiG SA objętych procesami konsolidacyjnymi w celu utworzenia stosownych ekspozycji pokazujących ich osiągnięcia.

Podczas dyskusji członkowie komisji wyrażali pogląd, że wprowadzie program prac jest bardzo rozległy, ale możliwy do realizacji, pod warunkiem pozyskania do współpracy Zarządów Oddziałów SITPNiG, szerszego grona członków Stowarzyszenia oraz kierownictwa firm naftowych i gazownicznych.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG

VIII Polski Kongres Naftowców i Gazowników Bóbrka 2013

22 – 24 maja 2013 r. odbył się w Sali Kongresowej Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza Bóbrce VIII Polski Kongres Naftowców i Gazowników.

Patronat Honorowy nad kongresem przyjął:

- Janusz Piechociński – wicepremier, minister Gospodarki,
- Mikołaj Budzanowski – minister skarbu państwa
- Piotr Woźniak – podsekretarz stanu w Ministerstwie Środowiska, główny geolog kraju.

Kongres odbywał się w podniosłej atmosferze obchodów Jubileuszu 160 lecia narodzin polskiego i światowego przemysłu naftowego, akcentującego doniosłe wynalazki Ignacego Łukasiewicza, którego działalność zapoczątkowała erę nafty świetlnej i trzecią nowożytną rewolucję techniczną.

Organizatorem kongresu był Zarząd Główny SITPNiG, który tą edycję Polskich Kongresów Naftowców i Gazowników skoncentrował na przewodnim temacie: „Warunki rozwoju polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego

w perspektywie najbliższego dwudziestolecia”.

W obradach kongresu uczestniczyli przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, przedstawiciele instytucji naukowych, przedstawiciele spółek i zakładów naftowych i gazownicznych oraz firm działających w sferze polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego, przedstawiciele władz regionalnych oraz osoby, których bieżąca działalność wiąże się z przemysłem naftowym i gazowniczym. Tematykę kongresu przygotowała Rada Programowa pod przewodnictwem prof. dr hab. inż. Stanisława Rychlickiego z Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie.

Udział w Honorowym Komitecie Naukowym Kongresu przyjęli:

- prof. dr hab. inż. Tadeusz Słomka – rektor Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie,
- prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – dyrektor Instytutu Nafty i Gazu,
- prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – dziekan Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH,



Fot. W. Wanat

- prof. dr hab. inż. Maciej Kaliski – dyrektor Departamentu Górnictwa w Ministerstwie Gospodarki,



Na sali licznie zgromadzeni uczestnicy kongresu. Fot. W. Wanat



Fot. W. Wanat



Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego Kongresu kol. Stanisław Szafran i wiceprezes SITP NiG kol. prof. Stanisław Rychlicki otwierają obrady kongresu. Fot. T. Zawilirski



Kol. Marzena Majdzik wręcza dyplom Członka Honorowego SITP NiG kol. Czesławowi Bugajowi. Fot. W. Wanat



Pan prof. Maciej Kaliski wręcza dyplom stopnia górniczego kol. Joannie Kubit. Fot. W. Wanat



Kol. Stanisław Szafran wręcza Medal Muzeum panu Zdzisławowi Gilowi. Fot. W. Wanat

- prof. dr hab. inż. Adam Piestrzyński – dziekan Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH.

Zgodnie z tradycyjnym zwyczajem przed rozpoczęciem obrad delegacja uczestników kongresu złożyła kwiaty pod pomnikiem Ignacego Łukasiewicza Krośnie i na Jego grobie na cmentarzu w Zręcinie.

Sesja inauguracyjna odbyła się w dniu 22 maja br. podczas której uczestników kongresu powitali przedstawiciele Zarządu Głównego SITP NiG: kol. prof. Stanisław Rychlicki – I wiceprezes SITP NiG i kol. Stanisław Szafran – sekretarz generalny, przewodniczący Komitetu Organizacyjnego kongresu.

We wstępnej części obrad kongresu zostały wręczone odznaczenia zasłużonym członkom SITP NiG. XXXVIII Walny Zjazd Delegatów SITP NiG nadał tytuł Członka Honorowego SITP NiG kol. Czesławowi Bugajowi. Dyplom i odznakę członka honorowego SITP NiG wręczyła Laureatowi kol. Marzena Majdzik – wiceprzewodnicząca XXXVIII WZD SITP NiG.

Minister Gospodarki na wniosek Zarządu Głównego SITP NiG nadał kol. Joannie Kubit stopień Dyrektora Górniczego II st. Dyplom stopnia



Przemówienia gości kongresu: Zbigniewa Żabkiewicza – dyrektora Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG SA, prof. Macieja Kaliskiego – dyrektora Departamentu Górnictwa MG, Mirosława Dobruchę – prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa i Marcela van Loon – menadżera ds. publikacji i komunikacji European Association of Geoscientists & Engineers. Fot. W. Wanat

górniczego wręczył wyróżnionej koleżance prof. Maciej Kaliski – dyrektor Departamentu Górnictwa MG.

Kapituła Medalu Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza nadała Medal za Zasługi dla Muzeum Zdzisławowi Gilowi – kustoszowi Muzeum Podkarpackiego w Krośnie. Medal wręczył Laureatowi kol. Stanisław Szafran – kanclerz Kapituły.

Tematykę VIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników przygotowała Rada Programowa w składzie: Stanisław Rychlicki – przewodniczący, Henryk Dytko, Krzysztof Janas, Sławomir Kudela, Jan Lubaś, Andrzej Pęcherek, Ryszard Ryba, Andrzej Schoeneich, Jacek Stepek, Paweł Stańczak, Zbigniew Ząbkiewicz.

W związku z niemożliwością osobistego udziału w obradach do uczestników kongresu skierowali listy: Dariusz Jacek Krawiec – prezes SITPniG, prezes Zarządu PKN ORLEN SA, Jan Chadam – prezes Zarządu Gaz-System SA i pani Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT.

Prezes SITPniG Dariusz Jacek Krawiec w liście napisał:

"Szanowni Państwo,

Jest mi niezmiernie przykro, że ze względu na ważne obowiązki służbowe nie będę mógł wziąć udziału w VIII Polskim Kongresie Naftowców i Gazowników.

Tematyka tegorocznego kongresu jest niezwykle ważna. Nakreślono w niej właściwą – bo sięgającą dwóch dekad – perspektywę debaty nad przyszłością polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego. Wszyscy wiemy, że przemysł, jaki reprezentujemy, wymaga strategicznego namysłu i rozwiązań gwarantujących wieloletnią stabilność otoczenia biznesowego. Taka jest natura przemysłu wydobywczego oraz – patrząc szerzej – nierozdzielnie z nim złączonej energetyki.

Doskonałym przykładem strategicznego projektu z zakresu przemysłu naftowo-gazowego jest globalna kariera wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej nowymi technologiami, bezpośrednio ze skał macierzystych. Uzyskany przy pomocy tych technologii nagły przyrost globalnych zasobów wydobywalnego gazu ziemnego nie tylko rozpoczął złotą erę gazu, ale też zmienił geopolitykę energetyki i całkowicie przebudował obraz konkurencyjności całych regionów świata. Na naszych oczach dzieje się rewolucja energetyczna, dzięki której nastąpiło oderwanie się cen gazu ziemnego od cen ropy naftowej i – w konsekwencji – głęboki spadek tych pierwszych. Największym wygranym są obecnie Stany Zjednoczone – kraj, gdzie wykonuje się tysiące odwiertów rocznie, dzięki czemu ceny gazu spadły tam na tyle, by kusić europejski kapitał do przenosin za Ocean Atlantycki, by zainwestować setki



I sesję kongresu prowadziły: prof. Maria Ciechanowska i kol. Marzena Majdzik. Fot. W. Wanat



Referaty prezentują: prof. Stanisław Rychlicki, kol. Andrzej Maksym, kol. Ryszard Ryba i pan Wojciech Gardziński. Fot. W. Wanat

milionów dolarów choćby w branży metalurgicznej. Kraj, w którym dzięki gazowi z łupków udało się ograniczyć emisję CO₂ do poziomu sprzed około 20 lat – bez wprowadzania kosztownych, odgórnych regulacji dla energetyki i przemysłu.

Nie da się ukryć, że z perspektywy USA, gdzie w jednym tylko stanie – Pensylwanii – wykonano w ubiegłym roku 1365 odwiertów, tempo polskich prac na złożach niekonwencjonalnych nie może robić wielkiego wrażenia. A jednak powinno, bo Polska jest najbardziej zaawansowanym krajem Unii w poszukiwaniu gazu z łupków. To my jesteśmy postrzegani jako liderzy tego projektu, to na nas spoczywa obowiązek stworzenia standardów, które pozwolą zatrzymać antylupkową histerię, jaka opanowała część środowisk politycznych w Europie. Mam nadzieję, że znajdziecie Państwo czas, by poroz-

mawiać o tym podczas kongresu. Zwłaszcza, że prace poszukiwawcze w naszym kraju są i będą kontynuowane. Nie dalej jak wczoraj zakomunikowaliśmy w PKN ORLEN, że rozpoczęliśmy 7. odwiert w poszukiwaniu gazu ziemnego w złożach niekonwencjonalnych. I to nie jest ostatnie słowo kierowanej przeze mnie firmy w tym roku.

Jestem przekonany, że rozpoczynający się dziś kongres jest doskonałą okazją do poważnej debaty nad branżą, która stoi przed niezwykle szansą, jaką jest rozwój technologii wydobywania surowców energetycznych ze złóż niekonwencjonalnych. Warto zauważyć, że właśnie dzisiaj w Brukseli ma miejsce szczyt, podczas którego rozegra się prawdopodobnie pierwszy akt batalii o los wydobywania tychże surowców w Unii Europejskiej. Miejmy nadzieję, że politycy unijni dostrzegą skutki docierającej do Europy rewolu-



Moderatorzy II sesji kongresu: prof. Andrzej Gonet i kol. Jacek Stepek. Fot. W. Wanat



Referaty prezentują: Tomasz Maćkowski, Wiesław Prugar, Blanka Śmirowska i Jacek Borkowski. Fot. W. Wanat



Moderatorzy III sesji kongresu: prof. Maciej Kaliski i kol. Kazimierz Nowak. Fot. W. Wanat

cji energetycznej i rozumieją, że nie wolno im pogarszać konkurencyjności europejskich produktów na rynkach światowych blokując rozwój wydobycia surowców ze skał macierzystych.

Życzę Państwu owocnych obrad.

Z poważaniem,
Jacek Krawiec, prezes SITP NiG

Obrady roboczej części kongresu poprzedziło wystąpienie wprowadzające kol. prof. dr hab. inż. Stanisława Rychlickiego – I wiceprezesa SITP NiG nt. „Perspektywy rozwoju górnictwa naftowego i gazownictwa w Polsce”. Obrady odbywały się w 4 sesjach, w czasie których zaprezentowano następujące referaty:

W sesji I (inauguracyjnej) prowadzonej przez Marię Ciechanowską i Marzenę Majdzik:

1. Stan i perspektywy poszukiwań węglowodorów w Polsce – Andrzej Maksym, Zbigniew Żąbkiewicz (PGNiG SA);
2. Gaz-System S.A. – lider zmian w infrastrukturze przesyłu gazu w Europie Środkowej – Jan Chadam (Gaz-System SA), prezentacja: Ryszard Ryba;
3. Przyszłościowe uwarunkowania funkcjonowania dla sektora rafineryjnego - Wojciech Gardziński (PKN ORLEN SA);

W sesji II prowadzonej przez Andrzeja Gonetę i Jacka Stepka:

1. Nowe wyzwania w poszukiwaniach złóż gazu ziemnego w Polsce – Wojciech Górecki (Katedra Surowców Energetycznych AGH), prezentacja: Tomasz Maćkowski;
2. Wyniki prac poszukiwawczych węglowodorów niekonwencjonalnych w Basenie Lubelskim – Wiesław Prugar (Orlen Upstream Sp. z o.o.);
3. Nowe regulacje i ich wpływ na działalność Operatora Systemu Dystrybucyjnego – Blanka Śmiarowska (PSG sp. z o.o.);
4. Poprawa efektywności pracy rafinerii na przykładzie instalacji destylacji rurowo-wieżowej – Jacek Borkowski (PKN ORLEN SA);

W sesji III prowadzonej przez Macieja Kaliskiego i Kazimierza Nowaka:

1. Optymalizacja eksploatacji na złożach konwencjonalnych i niekonwencjonalnych – Jerzy Stopa, Stanisław Rychlicki (Katedra Inżynierii Naftowej AGH);
2. Jak efektywnie szczelinować łupki w Polsce? – Piotr Kasza (INiG);
3. Perspektywy zagospodarowania oleju z hydrokrakingu w kierunku wysokiej jakości baz olejowych – Jan Biedroń (Grupa LOTOS SA).

W sesji IV prowadzonej przez Jana Lubasia i Krzysztofa Janasa:

1. Nowoczesne rozwiązania techniczne



Referaty prezentują: prof. Jerzy Stopa, Piotr Kasza, Jan Biedroń. Fot. W. Wanat

z zakresu eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego zastosowane w nowopowstałej Kopalni Lubiaków – Sławomir Kudela, Czesław Klasinski, Grzegorz Kowalski, Tomasz Cieniek (PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze);

2. Emulsje woskowe – innowacyjne produkty, innowacyjne metody wytwarzania – Halina Syrek, Artur Antosz (INiG);
3. Przemysł naftowy w obliczu nowych wyzwań związanych z obecnością w Polsce światowych operatorów wiertniczych – Radosław Gonet (Okręgowy Inspektorat Pracy, Rzeszów), Bogdan Konieczny (Exalo Drilling S.A., Piła – Centrum Jasło).

Prezentowane referaty obejmowały spektrum najbardziej obecnie ważnych zagadnień z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego i ekologicznego kraju, eksponowały historyczne sukcesy polskiego przemysłu naftowego i odnosiły się do możliwości dotknięcia go skutkami obecnego europejskiego



Moderatorzy IV sesji kongresu: prof. Jan Lubaś i kol. Krzysztof Janas. Fot. W. Wanat



Referaty prezentują: Grzegorz Kowalski i Artur Antosz. Fot. W. Wanat

krzysu gospodarczego. Ponadto uczestnicy kongresu stwierdzili, że wiele wątków poruszanych podczas obrad poprzednich edycji kongresu pozostaje nadal w sferze ważnych zagadnień współczesnego przemysłu naftowego i gazowniczego.

W podsumowaniu kongresu uczestnicy przyjęli uchwałę, przedłożoną przez Komisję Uchwał i Wniosków, której treść skierowali przede wszystkim do czynników decyzyjnych, a także do całego społeczeństwa.

Kongresowi towarzyszyły dwie wystawy przygotowane przez Dział Historyczny Muzeum:

- „160 rocznica zapalenia lampy naftowej i narodzin przemysłu naftowego”;

- „160 lat przemysłu naftowego – pionierzy nafty”.

Kongres sponsorowali: PKN ORLEN SA, PGNiG SA, GAZ SYSTEM SA, ORLEN OIL Sp. z o.o., Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Organizatorzy kongresu uprzejmie dziękują sponsorom za wsparcie organizacyjne i finansowe, umożliwiające realizację przyjętego programu, a w tym wydanie materiałów kongresowych.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP NiG



Kol. Andrzej Schoeneich przedstawia projekt Uchwały VIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Fot. W. Wanat



Przy ognisku wśród bobrzańskich sztybów uczestnicy kongresu prowadzili jeszcze dyskusje na temat aktualnych problemów przemysłu naftowego i gazowniczego. Fot. T. Zawilński

Uchwała VIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników – Bóbrka, 23 Maja 2013 r.

Uczestnicy VIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników, którego tematem przewodnim były „Warunki rozwoju polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego w perspektywie najbliższego dwudziestolecia”, po zapoznaniu się z referatami oraz po wysłuchaniu wniosków i opinii z dyskusji stwierdzają, że przedłużający się kryzys w Unii Europejskiej i wyraźne spowolnienie gospodarcze w Polsce w 2013 roku nie powinny wpłynąć na zahamowanie poszukiwań i wydobywania zarówno złóż konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych, jak również strategii przyjętej dla przemysłu rafineryjnego.

Uczestnicy VIII Kongresu Naftowców i Gazowników postanawiają przyjąć jako wynik prac kongresowych niniejszą uchwałę skierowaną do:

I. ORGANÓW RZĄDOWYCH dotycząca:

1. bezwzględnej konieczności rzeczywistego rozpoczęcia prac nad Polityką Energetyczną Państwa do roku 2050, w której rola gazu ziemnego powinna być dostosowana do dyrektyw (zaleceń) unijnych jako głównego, obok innych nośników paliwa pierwotnego. W polityce tej powinna być określona również strategia dla przemysłu rafineryjnego;

2. dokonania takiej nowelizacji Prawa geologicznego i górniczego, która realnie wesprze poszukiwanie złóż gazu ziemnego w zbiornikach konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych, odbiurokratyzuje i uprości procedury prawne prac inwestycyjnych związanych z poszukiwaniem i zagospodarowaniem złóż oraz przesyłem i dystrybucją węglowodorów. Uczestnicy kongresu wyrażają dezaprobatę dla zapisów projektu przygotowanego w I kwartale 2013 r. przez Ministerstwo Środowiska w tym zakresie;

3. koniecznej zmiany projektu Ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobywania niektórych kopalin oraz o zmianie niektórych innych ustaw, ponieważ projekt przygotowany przez Ministerstwo Finansów nie spełnia zapowiedzi Rządu RP o ułatwieniach podatkowych dla przedsiębiorców podejmujących wielkie ryzyka poszukiwawcze. Projekt ten oraz nowelizacja, o której mowa w pkt. 2 powinien przygotować jeden organ rządowy (jeden ustawodawca) aby nie dochodziło do kolizji tych projektów;

4. jak najszybszego uchwalenia zmian w szeroko pojętym Prawie energetycznym (Duży Trójkąt – Prawo gazowe) zmniejszających nadregulacje prawne blokujące otwarcie rynku, których koszt przenoszony jest na końcowego odbiorcę. Nakładanie dodatkowych obowiązków

na operatorów demotywuje klientów do zmiany sprzedawcy;

5. wycofania się Ministerstwa Finansów z deklarowanego wzrostu poziomu opodatkowania wyrobów gazowych, związanego z wprowadzeniem podatku akcyzowego na gaz z dniem 1 listopada 2013 r., co spowoduje pogłębienie kryzysu narastającego wśród zakładów energochłonnych, jak i innych odbiorców;

6. wsparcia politycznego w zakresie integracji gazowniczego rynku UE, w tym rozbudowy połączeń międzysystemowych i budowy Korytarza magistralnego Północ – Południe oraz Baltic Energy Market Interconnection Plan (BE-MIP), jak również uchwalenia Ustawy o korytarzach przesyłowych, umożliwiającej rozbudowę rynku wewnętrznego;

7. zgłoszenia do władz unijnych postulatu złagodzenia dyrektywy unijnej w zakresie forsowania stosowania biopaliw w transporcie, co w sposób nieuzasadniony podnosi koszty produkcji;

8. ochrony nieodnawialnych złóż węglowodorów poprzez wykorzystanie w większym stopniu strumieni odpadowych oraz wzrost recyklingu produktów węglowodorowych, szczególnie zużytych olejów smarowych, które są cennym zasobem do produkcji wysokiej klasy olejów bazowych, zastępujących ropę naftową, przy niższych kosztach produkcji i znacznie niższej emisji CO₂, SO₂, i NO_x.

II. FIRM KOMERCYJNYCH w tym, SEKTORA NAFTY I GAZU dotycząca:

1. oceny zasobów prognostycznych oraz analiz geochemicznych, geologicznych i geofizycznych polskich basenów naftowych, z których wynikają perspektywy na odkrycie nowych złóż gazu ziemnego. Konieczne są dalsze analizy, w tym wykonanie wierceń badawczych i eksperymentalnych profili sejsmicznych, które dostarczą nowych informacji i technologii konturowania pułapek złożowych w formacjach geologicznych;

2. uwzględnienia dużych możliwości poszukiwawczych złóż gazu ziemnego w formacji kambryjskiej, dewońsko-karbońskej i cechotyńskiej na Niżu Polskim oraz na obszarze Karpat i zapadliska przedkarpackiego;

3. kontynuowania zatwierdzonych planów prac poszukiwawczych z uwzględnieniem obniżki kosztów tych prac, w tym na przykład badań sejsmicznych 3D, dedykowanych dla obszarów gdzie przewiduje się wiercenie poziomych otworów eksploatacyjnych;

4. zwiększenia stopnia szczypania pierwotnych zasobów ropy naftowej pod warunkiem

wdrażania metod wspomagających tzw. metod wtórnych i trzecich. Dlatego niezbędnym jest, aby na złożach, które eksploatowane są dotychczas jedynie metodami pierwszymi wdrażać zaawansowane metody wydobywania ropy.

5. popularyzowania i premiowania poprawy efektywności w przetwórstwie ropy naftowej zmierzającej do ograniczenia ilości energii i emisji CO₂;

6. wykorzystywania w szerszym zakresie modeli symulacyjnych i optymalizacyjnych w inżynierii naftowej, a następnie dla złóż niekonwencjonalnych. Modele te pozwalają na znajdowanie rozwiązań najlepszych, ze względu na określone kryteria np. techniczne, geologiczne i ekonomiczne;

7. adaptacji i modyfikacji technologii szczelinowania łupków w Polsce na bazie bezpiecznych technologii sprawdzonych w USA. Polscy naukowcy powinni możliwie szybko sformułować wstępne wnioski przydatne przy kolejnym projektowaniu polskich prac wiertniczych i symulacyjnych prowadzonych w formacjach łupkowych Polski;

8. działalności światowych operatorów wiertniczych w Polsce, którzy wprowadzając najnowocześniejsze metody techniki prac narzucają swoim polskim kontrahentom zaawansowane systemy zarządzania, w tym HSE (zasady kontroli BHP i ochrony środowiska). Polskie firmy powinny uwzględniać korzyści systemu HSE zarówno dla pracowników jak i przedsiębiorców (redukcja kosztów). Polscy przedsiębiorcy powinni również korzystać z najnowocześniejszych rozwiązań technologicznych, jakie zastosowano podczas budowy Kopalni Ropy i Gazu Lubiatów, które zapewniają bezpieczeństwo środowiska i okolicznych mieszkańców.

9. wykorzystania innowacyjnych technologii wytwarzania mikroemulsji woskowych do specjalistycznych zastosowań w gospodarce. Polskie firmy powinny również dokonać oceny własnych możliwości dla produkcji olejów bazowych kolejnych generacji.

Przedkładając powyższe uczestnicy VIII Kongresu mają świadomość złożonej sytuacji gospodarczej Polski. Uważają jednak, że rozwój przemysłu naftowego, gazowniczego i rafineryjnego jest nieodzowny dla rozwoju innych sektorów, a realizacja zgłoszonych postulatów stanowi wielką szansę na niedopuszczenie do rozwoju kryzysu gospodarczego.

Za Komisję Uchwał VIII Kongresu Naftowców i Gazowników
Andrzej Schoeneich – przewodniczący

XI Międzynarodowe Targi Geologia 2013 GEO-EKO-TECH



Jerzy Zagórski

Po raz kolejny na dziedzińcu Państwowego Instytutu Geologicznego w Warszawie pojawił się biały pawilon (fot. 1), w którym znajdowało się 21 stoisk firm serwisowych i producentów aparatury pomiarowej i laboratoryjnej, a na dziedzińcu można było obejrzeć sprzęt wiertniczy firm GEOD, KELLER i WAMET (fot. 2). Jednak głównym punktem programu XI Międzynarodowych Targów Geologicznych GEO-EKO-TECH GEOLOGIA 2013 była część konferencyjno-seminaryjna. Targi zostały objęte patronatem honorowym przez głównego geologa kraju, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska, Instytut Techniki Budowlanej oraz Instytut Badawczy Dróg i Mostów. W pierwszym i drugim dniu imprezy odbyła się sesja „Geologia dla budownictwa” i konferencja samorządowa pod hasłem „Geobezpieczeństwo i gospodarka wodna na terenie dzielnicy Wilanów”. Sesja „Geologia dla budownictwa” została podzielona na dwa panele: „Geologia w procesie inwestycyjnym”, prowadzony przez dr Edytę Majer, kierownika Laboratorium Analiz Geologiczno-Inżynierskich w PIG i „Kierunki rozwoju geologii na rzecz budownictwa i gospodarki” moderowany przez prof. dr hab. Lecha Wysokińskiego. W referatach dużo miejsca poświęcono problematyce geozagrożeń, czyli zjawisk w litosferze i hydrosferze, które w warunkach niedostatecznego rozpoznania mogą być groźne dla ludzi i dla działalności inwestycyjnej. Zagospodarowanie obejmuje nowe obszary, często coraz trudniejsze i wymagające szczególnego podejścia. Jednym z takich zagrożeń są osuwiska i chociaż w Polsce 95% osuwisk jest zlokalizowanych w Karpatach, to jednak występują one też na innych obszarach, na zboczach wysoczyzn i dolin rzecznych. Na Mazowszu jest to m. in. skarpa wiślana w Płocku, gdzie zarejestrowano 5 osuwisk, które dodatkowo uaktywniły się po fali opadów w 2010 r. Omawiano także projektowanie geotechniczne dla dużych obiektów energetycznych, przy których głębokości posadowienia dochodzą do 20 m, a nacisk na podłoże może przekraczać 1000 kPa. Specyficzne wymagania występują przy elektrowniach wiatrowych usytuowanych na morzu – są to



Fot. 1. Pawilon Targów na dziedzińcu Państwowego Instytutu Geologicznego. Fot. Jerzy Zagórski

przeważnie kolumny na fundamencie grawitacyjnym lub osadzone na jednym lub kilku palach fundamentowych.

Na konferencji samorządowej przedstawiono problemy związane z zagospodarowaniem przestrzennym doliny Wisły i skarpy warszawskiej ze szczególnym uwzględnieniem części znajdującej się na terenie gminy Wilanów. Tam również występują osuwiska wywołane erozją i rozmyciem skarpy, czyli czynnikami przyrodniczymi, ale również działalnością człowieka, jak nieszczelne wodociągi i kanalizacja oraz zabudowa zbyt blisko krawędzi skarpy. Dla gminy Wilanów ważnym zadaniem jest zabezpieczenie przed powodzią. Symulacja skutków przerwania wałów przeciwpowodziowych pokazuje, że po 12 godzinach na znacznej części obszaru gminy głębokość zatopienia przekracza 2 m, sięgając nawet 4-5 m, a jest to przeważnie zabudowa niska. Mankamentem niektórych prezentacji było odwoływanie się do rozwiązań z innych, zupełnie odmiennych regionów. Centrum Gospodarki Przestrzennej przedstawiając wytyczne do planowania rozwoju gminy przytaczało przykłady z Kujaw, Wrocławia, Augustowa i Niemiec.

Czytelników „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” zapewne najbardziej zainteresuje program otwierającej targi konferencji „Co nowego w gazie łupkowym?” (fot. 3). Referenci reprezentujący Min. Środowiska, Państwowy Instytut Geologiczny, PGNiG SA, Pomorski Urząd Marszałkowski i pracownicy PBS przedstawili na-

stępujące tematy:

- Poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów – stan prac, działania Ministerstwa Środowiska
- Szacowanie zasobów gazu w łupkach – problemy z zakresu geologii i metodologii, oceny oraz ich kontekst społeczno-polityczny
- Badania środowiskowe związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem gazu z łupków
- Obowiązki PGNiG SA jako przedsiębiorcy w zakresie monitoringu środowiska w rejonie wierceń poszukiwawczo-rozpoznawczych za gazem ziemnym z łupków na przykładzie obszaru koncesyjnego „Wejherowo”
- Inicjatywy samorządu województwa pomorskiego w zakresie gazu z łupków
- Akceptacja poszukiwań i wydobycia gazu z formacji łupkowych – prezentacja wyników badań sondażowych

Konferencję prowadził w imieniu Państwowego Instytutu Geologicznego, gospodarza Targów, dr hab. Grzegorz Pieńkowski. Wprowadzeniem było wystąpienie dyrektora Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych Rafała Milanda, który przekazał informacje o aktualnym stanie poszukiwań gazu z łupków, omówił również przygotowywane zmiany w prawie geologicznym i górniczym. Zapowiedział też powstanie nowej struktury w Głównym



Fot. 2. Małogabarytowa wiertnica gąsienicowa MWG-6.U firmy WAMET z Bydgoszczy. Fot. Jerzy Zagórski

Inspektoracie Ochrony Środowiska – Agencji Nadzoru Geologicznego oraz utworzenie organu regulacyjnego nazwanego Narodowym Operatorem Kopalni Energetycznych. Bardzo ciekawy był referat Huberta Kiersnowskiego z PIG-PIB omawiający ewolucję w szacunkach wielkości zasobów węglowodorów niekonwencjonalnych, przed wszystkim zaś gazu z łupków. Rozbieżności w ocenie zasobów wynikają z odmiennej metodologii, ale co najważniejsze, nadal niedostatecznego rozpoznania warunków sedimentacji, zmienności facjalnej, rozkładu dojrzałości termicznej i innych parametrów petrograficznych i geochemicznych. Jeszcze mniej zaawansowane są badania z zakresu inżynierii złożowej, które mogą dać odpowiedź na pytanie, ile gazu znajdującego się w łupkach paleozoicznych można wydobyć. Co do oceny zasobów geologicznych, to kolejnym krokiem, po opracowaniu z marca 2012 r. będzie raport PIG zapowiedziany na rok 2014. Kończąc swoje wystąpienie prelegent powiedział, że na perspektywę wykorzystania gazu z łupków należy patrzeć „z umiarkowanym optymizmem” i jednocześnie zwrócił uwagę na atmosferę wokół poszukiwań gazu z łupków, w tym zmienne oczekiwania czynników politycznych i społeczeństwa, nie sprzyjającą uporządkowaniu legislacyjnego i organizacyjnego zaplecza tych prac.

Kolejne referaty poświęcone były doświadczeniom i wnioskom z dotychczas wykonanych prac geofizycznych i wiertniczych w zakresie od-

działywania na środowisko. Jednym z istotnych zadań występujących przy wykonywaniu wierceń ze szczelinowaniem hydraulicznym jest określenie ilości potrzebnej wody. Służba hydrogeologiczna PIG wykorzystując dane z 4 wierceń ze szczelinowaniem dokonała oceny zasobów dyspozycyjnych wód podziemnych na obszarze 126 tys. km². Z kolei Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG SA przygotował prezentację ilustrującą przebieg przygotowań do wierceń i kontroli w czasie prac. Koncesja „Wejherowo” gdzie znajdują się otwory Lubocino-1 i 2H oraz Opalino-2 ma powierzchnię 729,9 km², z czego tylko 27% było dostępne do lokalizacji wierceń (reszta to rezerwat, Obszar Natura 2000 i strefy chronionego krajobrazu).

Pierwsza faza monitoringu została rozpoczęta w 2010 r., przed rozpoczęciem prac wiertniczych, następne wykonywano podczas wiercenia i obejmowały one badania powietrza, gleby i wód powierzchniowych i podziemnych, pomiary hałasu i monitoring sejsmologiczny. Przeprowadzono też inwentaryzację przyrodniczą w celu sprawdzenia, czy nie występują tam chronione gatunki flory i fauny. Kontrole nie stwierdziły wystąpienia zagrożeń, ani przekroczenia dopuszczalnych norm.

Bardzo istotne dla powodzenia dalszych poszukiwań są wyniki badań opinii publicznej na temat nastawienia lokalnych społeczności do zagadnień związanych z rozpoznaniem gazu z łupków, jak również do potencjalnej eksploatacji. W ostatnim okresie wykonawcy badań sejsmicznych i wierceń spotykają się z niechęcią mieszkańców, niekiedy z protestami będącymi wynikiem negatywnych kampanii prowadzonych przez przeciwników gazu z łupków. Jednak sondaże pokazują pozytywny obraz – w całym kraju 53% badanych akceptuje ten kierunek poszukiwań, ale na Pomorzu, gdzie znajduje się 20 z ogólnej liczby 44 wierceń „łupkowych” jest to 76%, a na Lubelszczyźnie poparcie wynosi nawet 88%. Warunkiem uzyskania akceptacji jest akcja informacyjna przed rozpoczęciem prac, przygotowana wspólnie przez koncesjodawców i samorządy, a następnie prowadzenie dialogu społecznego na każdym etapie prac poszukiwawczych.

Jak widać, wachlarz omawianych problemów był bardzo szeroki i pobudzał do dyskusji. Niestety, program konferencji przewidywał 15-minutowe wystąpienia, ale żaden z prelegentów nie zmieścił się w tych ramach i w rezultacie zabrało czasu na pytania. Stwierdził to zresztą moderator przypominając choćby o konieczności naszej reakcji na inicjatywy w Komisji Europejskiej i w Parlamencie Europejskim zmierzające do zablokowania poszukiwań gazu z łupków.

Jerzy Zagórski



Fot. 3. Sala konferencji „Co nowego w gazie łupkowym?” Fot. Jerzy Zagórski

Relacja z Konferencji EuroPower

22 i 23 maja br., w hotelu Radisson Blu w Warszawie, odbyła się 17. już edycja Konferencji Energetycznej EuroPower, organizowanej przez MM Conferences SA. Od 16 lat wydarzenie jest tradycyjnym miejscem spotkań kluczowych przedstawicieli sektora. To również miejsce wymiany wiedzy i doświadczeń autorytetów branży energetyczno-paliwowej, regulatora oraz administracji centralnej.

W konferencji wzięło udział 330 uczestników, 54 prelegentów oraz 32 przedstawicieli prasy. Wydarzenie otworzył swoim przemówieniem Jerzy Witold Pietrewicz, sekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki. Pierwszy panel dyskusyjny, moderowany przez przewodniczącego Rady Programowej dr Mariusza Sworę, poświęcony był perspektywom konkurencyjności na rynku gazu ziemnego, alternatywnym zasobom, barierom w zakresie sprzedaży energii i inwestycjom dywersyfikacyjnym. Do udziału w dyskusji zaproszeni zostali: Małgorzata Krasnodębska-Tomkiel, prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów; Marek Woszczyk, prezes Urzędu Regulacji Energetyki oraz kluczowi przedstawiciele rynku: Ireneusz Łazor, prezes Towarowej Giełdy Energii; Artur Tomaszewski, prezes Zarządu Banku DnB NORD Polska; Mariusz Caliński, prezes Zarządu DUON; Paweł Kamiński, prezes Zarządu firmy Egesa Grupa Energetyczna S.A. oraz Grażyna Piotrowska-Oliwa, wiceprezydent Pracodawców RP. Uczestnicy debaty podkreślali, że konkurencja sprzyja niskim cenom gazu ziemnego.

Aktywność prezesa URE, prezesa UOKiK i OGP Gazsystem, dała podstawy konkurencyjności, niemniej jednak dostrzeżono konieczność dalszych działań w zakresie zapewnienia transparentności i płynności hurtowego rynku gazu, dostępu do informacji rynkowej oraz wprowadzenia instytucji sprzedaży awaryjnej.

Podniesiony został również temat możliwości zmiany sprzedawców na rynku gazu ziemnego. Niestety, w tym przypadku za rosnącą konkurencją nie podąża świadomość konsumentów. Paneliści zwrócili również uwagę na pogłębiającą się różnicę między cenami gazu w USA i w Unii Europejskiej, co zagraża konkurencyjności gospodarki w UE, w szczególności branży chemicznej. W tym aspekcie podkreślono rolę państwa, które powinno zapewnić stabilność reguł prawnych (przede wszystkim podatkowych) gwarantujących opłacalność in-

westycji w wydobywaniu gazu łupkowego. Kolejny panel, moderowany przez prof. Waldemara Skomudkę z Politechniki Opolskiej, dotyczył perspektyw rynku energii elektrycznej. Prelegenci byli zgodni, że aby ten podsektor rozwijał się w prawidłowym kierunku należy postawić na innowacyjne technologie, bo tylko takie podejście pozwoli ograniczyć emisję przy jednoczesnym wzroście wydajności. Mamy zatem do czynienia z szeroko zakrojonym programem rekonstrukcji energetyki w Polsce. Tym przekształceniom towarzyszyć powinny odpowiednie zmiany regulacyjne. Należy wprowadzać je z odpowiednią subtelnością, tak aby wszystkie podmioty mogły prowadzić aktywną współpracę rynkową z zachowaniem bezpieczeństwa systemu.

Pierwszy dzień obrad zamknęła debata dotycząca odnawialnych źródeł energii – podsektora najmłodszego, ale o wcale nie małym potencjale. Spadające ceny inwestycji w technologie OZE, w połączeniu z wydajnością takich rozwiązań, jak fotowoltaika czy mikrowiatrak, pozwalają przypuszczać, że ich zastosowanie w skali makro może zabezpieczać z roku na rok większe zapotrzebowanie na energię. Żeby tak się stało – co podkreślił prowadzący, dr Jan Rączka – w parze z właściwą legislacją musi iść również edukacja władz samorządowych oraz właścicieli gruntów, gdzie warunki sprzyjają lokowaniu farm wiatrowych. Już teraz banki coraz chętniej inwestują w tego rodzaju przedsięwzięcia, choć daleko jeszcze do realnych systemowych rozwiązań. Dzień drugi rozpoczął się od dyskusji na temat przyszłości ciepłownictwa i kogeneracji. Prowadzący debatę doc. dr inż. Paweł Skowroński skłonił do stwierdzenia, że zgodnie z najostrożniejszymi szacunkami, podsektor ten dysponuje potencjałem zwiększenia mocy o co najmniej

3000-4000 MWe. Nowe układy produkcji byłyby zdolne do pracy przez niemal cały rok – ze zwiększoną wydajnością w sezonie grzewczym. Stan działających obecnie źródeł ciepła nie implikuje konieczności natychmiastowej modernizacji, ale zmiany wynikające z implementacji standardów emisji IED przekonują o potrzebie przygotowania spójnego planu inwestycji w ciepłownictwo i kogenerację. Ponadto, w związku z planowanym na 2016 rok wyłączeniem dużej liczby konwencjonalnych elektroenergetycznych bloków kondensacyjnych, należy uzupełniać infrastrukturę energetyczną o inteligentne sieci dla generacji rozproszonej i OZE. Kolejny panel, moderowany przez dr Mariusza Sworę, dotyczył inteligentnych sieci energetycznych. Warto wyróżnić samo pojęcie, jako zakresowo szersze



Fot. arch. MM Conferences S.A.



Fot. arch. MM Conferences S.A.

od inteligentnych systemów pomiarowych. Celem rozwoju takich sieci jest zwiększenie efektywności energetycznej, integracja z OZE oraz promocja zachowań prosumenckich (aktywnych konsumentów). Choć jednym z ważniejszych systemowo problemów jest stan planów legislacyjnych, to kluczowym zagadnieniem wydaje się być edukacja konsumentów, dzięki której możliwe będzie pełne wykorzystanie potencjału związanego ze smart meteringiem. Dyskusja rozwiała obawy o bezpieczeństwo systemu i prywatność odbiorców.

Dr Leszek Juchniewicz oraz uczestnicy prowadzonej przez niego debaty na temat możliwości współpracy telekomów z branżą energetyczną wspólnie stwierdzili, że odpowiedź na to pytanie jest zdecydowanie pozytywna. Wniosek taki nasuwa się po obserwacji licznych aliansów i działań obu branż.

Również organy regulacyjne: prezes URE – Marek Woszczyk oraz prezes UKE – Magdalena Gaj, skutecznie ze sobą współpracują, dokonując wspólnych analiz prawodawstwa oraz angażując podmioty sektora w urzeczywistnianie koncepcji inteligentnych sieci. Dla przedstawicieli obu branż oczywistą kwestią jest interoperacyjność oraz wymiennność urządzeń, sprzętu i wyposażenia. Jednocześnie deklarują oni wspólną troskę o klienta oraz dalszy rozwój wspólnego działania na rzecz jego upodmiotowienia w zakresie usług energetyczno-komunikacyjnych. Relacje ze strony uczestników, prelegentów oraz mediów potwierdzają sukces konferencji. Już teraz zapraszamy do udziału w kolejnej edycji wydarzenia, która odbędzie się w dniach 20-21 listopada br.

MM Conferences S.A.

Dyrektywa MID – Wyzwania i szanse



Agnieszka Starzec



Andrzej Szydek

Decyzją Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej, w 2004 roku ustanowiona została dyrektywa o przyrządach pomiarowych (zwana potocznie MID – Measuring Instruments Directive), która swoim zakresem obejmuje dziesięć kategorii przyrządów pomiarowych, w tym gazomierze i przeliczniki do gazomierzy, ponieważ dziesięcioletni okres przejściowy (30 października 2006 r. – 29 października 2016) szybko upływa, Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie zorganizowała warsztaty z zakresu eksploatacji i legalizacji układów pomiarowych pn. Dyrektywa MID – Wyzwania i szanse – warsztaty dla służb pomiarowych. Spotkanie skierowane było do służb technicznych zajmujących się urządzeniami pomiarowymi wszystkich Spółek Dystrybucyjnych w Polsce, Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. oraz innych firm związanych z branżą gazowniczą. Warsztaty zorganizowane zostały przy współudziale dr. Jacka Jaworskiego dyrektora Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie oraz Jerzego Poznańskiego dyrektora Okręgowego Urzędu Miar w Krakowie. Program obejmował wykłady, referaty i wystawy. Między innymi wykład dr. Jacka Jaworskiego dyrektora IGNiG Kraków, a także prezentację przedstawicieli producentów gazomierzy i układów pomiarowych: Common S.A., Intergaz sp. z o.o., Itron sp. z o.o., Plum sp. z o.o. Podjęto próbę odpowiedzi na pytania: kupować czy legalizować gazomierze?, zdalne odczyty gazomierzy, systemy przedpłatowe – jak, gdzie i kiedy stosować?. Warsztaty odbyły się 25 marca br.



Dyrektor Mariusz Gilarski organizator warsztatów pomiarowych. Fot. Krzysztof Stechnij



Dr Jacek Jaworski Dyrektor INiG. Fot. Krzysztof Stechnij

w sali konferencyjnej siedziby Zakładu Głównego w Tarnowie ul. Bandrowskiego 16, Moderatorem warsztatów i pomysłodawcą był Pan Mariusz Gilarski – dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Tarnowie.

Odzewem na udział w spotkaniu zorganizowanym przez Zakład Gazowniczy w Tarnowie było zaproszenie przez Zakład Wytwórczy Urządzeń Gazowniczych „Intergaz” Sp. z o.o. w Tarnowskich Górach przedstawicieli Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. do udziału w prelekcji dotyczącej zakresu działalności firmy jak również

umożliwienie prześledzenia całego procesu produkcji i legalizacji gazomierzy i reduktorów.

Multimedialna prezentacja zakładu przeprowadzona przez osoby zarządzające przedsiębiorstwem umożliwiła zapoznanie się z całą gamą usług oferowanych przez firmę Intergaz. Po interesującej prezentacji zwiedzano zakład. Najciekawszą częścią całej wizyty oczywiście był wydział legalizacji gazomierzy. Stała temperatura i wilgotność to podstawowe wymagania w takich miejscach. Tutaj obserwowano cały proces, całą linię legalizacyjną zaczynając od miejsca przyjęcia gazomierzy przeznaczonych do legalizacji, poprzez punkt legalizacyjny utworzony decyzją prezesa Głównego Urzędu Miar, a kończąc na gotowym gazomierzu przygotowanym do wysłania odbiorcy. Podkreślono zdecydowanie fakt dotrzymania dokładności pomiaru dla gazomierzy po wtórnej legalizacji, co jest najważniejszym elementem procesu. Podczas rozmowy z Urzędnikiem Obwodowego Urzędu Miar mamy możliwość przekonać się jak rygorystyczne wymagania stawiane są na wszystkich etapach legalizacji gazomierzy. Najbardziej wnikliwym dano również możliwość samodzielnego złożenia liczydeł gazomierzy, aby mogli naocznie doświadczyć trudów tych skomplikowanych czynności. Z zaciekawieniem prześledzono proces produkcji reduktorów, gdzie zadziwiła wszystkich sprawność i perfekcja personelu pracującego przy produkcji tych urządzeń. Spotkanie to zaowocowało nawiązaniem kontaktów, które nowymi doświadczeniami wzmocnią nasze punkty legalizacji gazomierzy w Rzeszowie i Krakowie. Zapowiedziano kolejną wizytę i szkolenie pracowników z naszych ośrodków w tym miejscu, chęć przekazywania posiadanej wiedzy mobilizując i zachęcając do nauki, dążąc do tego, aby w przyszłości zarówno Kraków jak i Rzeszów stały się równorzędnymi partnerami Firmy Intergaz.

Agnieszka Starzec
Andrzej Szydek
OZG Tarnów



Uczestnicy warsztatów pomiarowych. Fot. Krzysztof Stechnij



Wystawa gazomierzy firmy INTRON. Fot. Krzysztof Stechnij

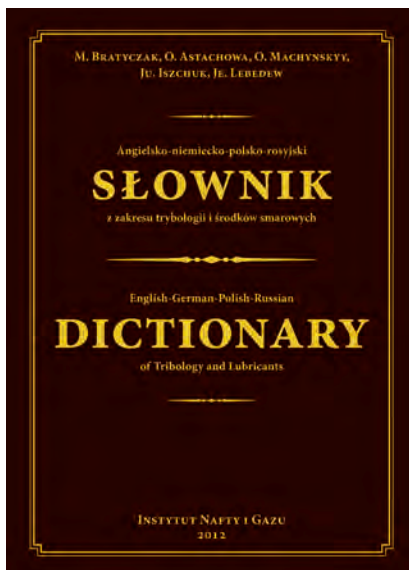
Angielsko-niemiecko-polsko-rosyjski słownik z zakresu trybologii i środków smarowych



Mija już 160 lat od chwili, gdy Ignacy Łukasiewicz po raz pierwszy dokonał destylacji ropy naftowej. Od tego czasu „czarne złoto” utrwaliło swoje ekonomiczne znaczenie w życiu światowej społeczności. Stało się tak głównie dzięki wytwarzaniu efektywnych paliw silnikowych oraz paliw specjalnych, mających dominujący udział w produktach przemysłu rafineryjnego.

Oleje smarowe i specjalne zajmują w przeróbce ropy zaledwie drobny procent i niewiele na świecie pozostało rafinerii nafty posiadających blok olejowy umożliwiający produkcję szerokiego asortymentu olejów oraz smarów plastycznych.

Jeśli porównamy obszar paliw silnikowych z obszarem olejów smarowych to okaże się, iż te ostatnie znamionuje zaskakująca ilość specjalistycznych rodzin i gatunków. Współczesne środki smarowe zaspokajają wszystkie potrzeby przemysłu silnikowego oraz maszyn i urządzeń – zarówno dla subtelnych, precyzyjnych silników, jak i urządzeń silnikowych,



na przykład raket, które nie tylko służą nam na Ziemi, ale i pozwalają realizować nasze marzenia o podróżach kosmicznych.

Rozwój gatunków, rodzajów oraz asortymentu specjalistycznych olejów smarowych nadal trwa i naukowcy w tym obszarze wiedzy wytyczają kierunki przyszłych planów.

Szczególnie istotne są przy tym rosnące wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz energooszczędnej pracy silników, maszyn i urządzeń.

Wydany kilka lat temu przez Instytut Technologii Nafty (obecnie Instytut Nafty i Gazu) słownik poświęcony przetworom naftowym wzbogacił polskie słownictwo oraz wiele dziedzin nauki i techniki. Konsekwentnie podążając w tym kierunku Instytut Nafty i Gazu postanowił wydać kolejny słownik o podobnym charakterze – również czterojęzyczny – wierząc, że ułatwi on nawiązanie naukowcom z różnych krajów cennych kontaktów, przyczyniając się równocześnie do szybszego rozwoju wiedzy w dziedzinie trybologii i środków smarowych.

Niniejsze wydawnictwo jest do nabycia w Redakcji Instytutu Nafty i Gazu:
tel. +4812 421 0033 w. 233
e-mail: nafta-gaz@inig.pl

SPORT, REKREACJA W TURYSTYKA.

„Mecenas Sportu” dla Oddziału w Zielonej Górze!



Oddział w Zielonej Górze

Wyróżnienie „Mecenas Sportu” z rąk prezydenta miasta Zielona Góra Janusza Kubickiego odebrał dyrektor Eksploatacji w zielonogórskim Oddziale PGNiG SA Czesław Kłasiński. Gala, na której przyznano statuetki odbyła się 25 kwietnia w zielonogórskiej Palmiarni, ścignęła najwybitniejszych sportowców „Winnego Gro-

du” oraz działaczy i sponsorów wspierających lokalny sport. Wśród wyróżnionych znaleźli się m.in. medaliści Igrzysk Olimpijskich, Mistrzostw Świata, Europy i Polski - Radosław Kawęcki (pływanie), Sylwia Bogacka (strzelectwo), Marcin Nitschke (snooker), Patryk Dudek (żużel) i wielu innych wybitnych sportowców.



Statuetka „Mecenas Sportu” powędrowała do PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze
Fot. Michał Burkowski

**XI MISTRZOSTWA POLSKI
BRANŻY GAZOWNICZEJ I NAFTOWEJ
W ROWERACH TERENOWYCH O PUCHAR PREZESA PGNIG S.A.
oraz:**

IV SPŁYW KAJAKOWY I XV JUBILEUSZOWY RAJD KONNY

**19-22 WRZESIEŃ 2013 r.
PUSZCZA AUGUSTOWSKA**



PATRONAT MEDIALNY

LABORATORIUM WYSOKICH NAPIĘĆ

CENTRUM ENERGETYCZNE NOWYCH TECHNOLOGII W KARPACKIEJ SPÓŁCE GAZOWNICTWA W TARNOWIE

Pomiary dielektryczne do 130kV

- rękawic: 2,5kV, 5kV, 10kV, 20kV, 30kV
- kaloszy, półbutów, trzewików dielektrycznych,
- szpilek inspekcyjnych krótkich i długich, dywaników,
- uchwytów do bezpieczników BM, wskaźników, narzędzi, drążków, uzgadniaczy faz, pomostów.



UWAGA !

Wysokie napięcie



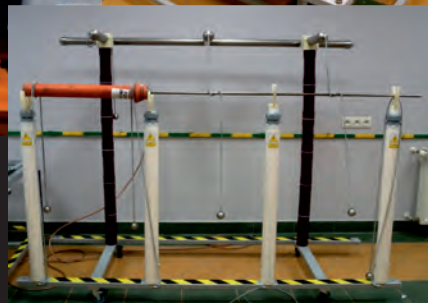
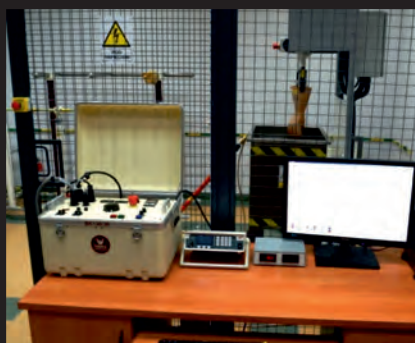
- badań elektronarzędzi i urządzeń elektrycznych:
- agregatów prądotwórczych, spawarek, zgrzewarek, itp.
- badań i przeglądów systemów awaryjnego zasilania, zasilaczy UPS,
- badań termograficznych kamerą termowizyjną,
- przypawania kołków stalowych miedziowanych do gazociągów stalowych wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia metodą pojemnościową,
- pomiarów urządzeń i instalacji elektrycznych wysokiego i niskiego napięcia.

Zakres badań Laboratorium

**Najnowocześniejszy sprzęt
gwarantuje najwyższą jakość
wykonywanych usług !!!**



KARPACKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie
Oddział Zakład Gazowniczy w Tarnowie | ul. Wita Stwosza 7, 33-100 Tarnów
Sekcja Infrastruktury (DLI)
e-mail: laboratoriumwn@tarnow.ksg.pl | tel.: +48 14 632 32 57 | GSM: +48 609 519 608