

NR 6 (194)  
czerwiec  
2014 r.  
miesięcznik  
Rok XVII  
ISSN-1505-523X

# wiadomości

15,75zł w tym 5% VAT

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



# Zakład Technologii i Eksploatacji Płynów Złożowych



## Badania z zakresu:

- optymalizacji procesów wydobycia i przygotowania do transportu ropy i gazu;
- bioremediacji gruntów, odpadów wiertniczych i eksploatacyjnych zanieczyszczonych substancjami ropopochodnymi;
- rekultywacji terenów skażonych substancjami ropopochodnymi;
- opracowania technologii oczyszczania ścieków eksploatacyjnych i wód złożowych z zanieczyszczeń ropopochodnych;
- badań i doboru inhibitorów parafinowo-hydratowych oraz deemulgatorów stosowanych w procesach eksploatacji złóż węglowodorów;
- monitorowania zmian zawartości związków siarki w podziemnych magazynach gazu i opracowanie koncepcji działań zapobiegających powstawaniu siarkowodoru w złożu;
- wykonywania kart katalogowych oraz opracowanie opinii bezpieczeństwa użytkowania środków chemicznych stosowanych podczas zabiegów intensyfikacyjnych i eksploatacyjnych w warunkach otworowych;
- analiz płynów złożowych, zanieczyszczeń gleby i ścieków, odpadów wiertniczych i eksploatacyjnych.

## Zakład Technologii Eksploatacji Płynów Złożowych posiada:

- Certyfikat Kompetencji w Badaniach Nieniszczących zgodnie z PN-EN ISO9712 w zakresie UT 2 w sektorze 6,7 nr 03647-UT2.
- Aparat do badań ultradźwiękowych do pomiaru grubości ścianek rur OLYMPUS 38DL-Plus.  
Wyposażony w głowice pomiarowe
  - D 7908 5,1 mm 7,5 MHz,
  - MTD 705 3,8 mm 5 MHz.
- Wykonujemy pomiary grubości ścianek rurociągów.

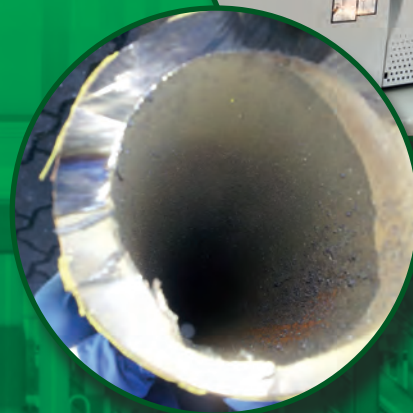
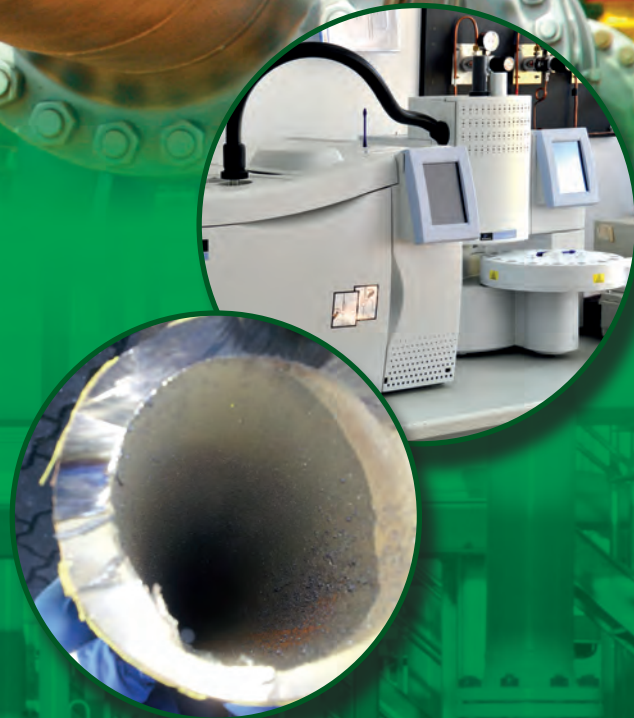
Kierownik: prof. dr hab. inż. Teresa Steliga

Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno

Telefon: 13 436 60 29, 13 436 89 41 w. 227

Faks: 13 436 79 71

E-mail: [teresa.steliga@inig.pl](mailto:teresa.steliga@inig.pl)





Piotr Dziadzio  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

Śledząc wydarzenia wokół szeroko dyskutowanej, także na naszych łamach, sytuacji związanej z nowelizacją prawa geologicznego i górniczego oraz sytuacji w postępie prac poszukiwawczych i tempie rozwoju technologii, która miałaby usprawnić i przyspieszyć odkrycie i udostępnienie złóż gazu z łupków nie widać nadal znaczącego progresu. Choć jedną z tych spraw jestem bardzo mile zaskoczony, czyli przyjęciem przez Sejm propozycji nowelizacji tzw. „ustawy węglowodorowej”, którą właśnie Sejm przyjął i skierował do Senatu. Jest to chyba ewenement w skali prac Sejmu, aby w ciągu miesiąca podjąć decyzję w tym zakresie. Spodziewałem się, że prace nad tą ustawą mogą potrwać kilka miesięcy, o czym wspominałem w poprzednim wydaniu „Wiadomości...”. Bardziej szczegółowy komentarz wokół tej ustawy przygotował dla nas bezpośrednio z Sejmu Jerzy Papuga na stronie 17.

Czas nieubłaganie pędzi i mimo dobrze sygnału po stronie państwa, od początku roku nie widać postępu w pracach poszukiwawczych, kolejna firma rezygnuje z koncesji w Polsce, jest nią: Canadian International Oil. Poza PGNiG i Orlen Upstream, w zasadzie nie są wiercone nowe otwory poszukiwawcze. Jeszcze w maju PGNiG rozpoczęło wiercenie kolejnego otworu w basenie bałtyckim: Miłowo-1 o planowanej głębokości 3800 m. Jest to kolejny już w tym roku otwór, którego celem jest zdobycie maksymalnej informacji geologicznej i złożowej o potencjale węglowodorowym łupków paleozoicznych.

Również PKN Orlen poprzez swoją firmę Orlen Upstream intensywnie pracuje na Lubelszczyźnie nad poszukiwaniem i udostępnianiem potencjalnych zasobów gazu z łupków. Planuje w tym roku wykonanie ko-

lejnych 2 otworów horyzontalnych i analizuje uzyskane dane w dotychczas wykonanych odwiertach, korzystając z wiedzy i doświadczenia najlepszych ekspertów w tej dziedzinie. O wstępnych, może nie superoptymistycznych poinformował na swojej konferencji „Shale Science”. Podsumowując ją należy stwierdzić, że mimo różnic w charakterystyce skał macierzystych dla gazu łupkowego pomiędzy Polską a USA, które są wzorcowymi do wszystkich pozostałych na świecie, nadal jesteśmy na początku drogi. Tylko żmudna i systematyczna praca może nas zbliżyć do sukcesu, bo mimo gorszych parametrów w zakresie zawartości ilości substancji organicznej i parametrów mechanicznych polskich łupków węglowodory w nich są obecne.

Jak informują inne firmy posiadające w Polsce „koncesje łupkowe”, w swoich oficjalnych komunikatach właśnie teraz są na etapie analizy danych uzyskanych w wyniku szczelinowania skał łupkowych w swoich otworach lub wykonywania tych prac. Np. BNK Petroleum, który oficjalnie poinformował o zakończeniu szczelinowania hydraulicznego w horyzontalnym otworze Gapowo B-1. Jednak teraz czas na wyniki, mimo komunikatu, że zabieg został wykonany prawidłowo oczekujemy na informację, ile jest gazu w strfie zeszczelinowanej i jakie jest jego ciśnienie złożowe, bo znane jest w Polsce powiedzenie „operacja się udała, ale pacjent zmarł”.

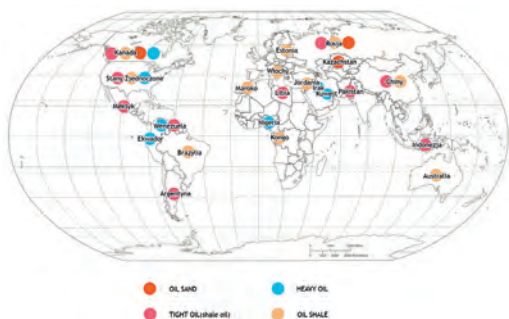
Wracając to tego wydania „Wiadomości...” i jednocześnie zachęcając do jego przeczytania chcę zwrócić uwagę Czytelnikom na dwa, moim zdaniem, bardzo na czasie i wpisujące się w obecną sytuację, zarówno na świecie jak i w Polsce, artykuły w rozdziale „Nauka i technika”. Pierwszy dotyczy oceny ilości zasobów węglowodorów zawartych w złożach konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych na świecie wraz z ich klasyfikacją, drugi zaś dość realistycznie opisuje jak wygląda obecnie sytuacja z punktu widzenia biznesu w porównaniu z wiodącym krajem w tym zakresie i na jakim etapie jesteśmy my.

*Frédéric Dubois*

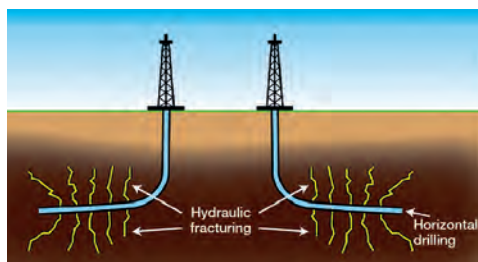


## NAUKA I TECHNIKA.

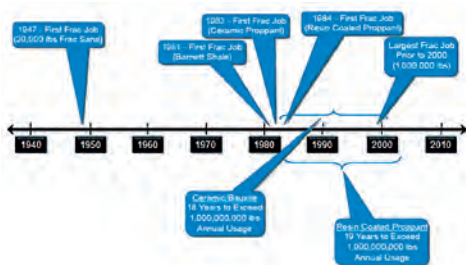
- Rodzaje niekonwencjonalnych źródeł ropy naftowej i ich charakterystyka 4



- Dwa biznesplanu – czyli czym się różni gaz łupkowy od gazu normalnego 9



- Historia szczelinowania hydraulicznego i proppantów oraz analiza rynku proppantów 12



## ANALIZY I KOMENTARZE.

- Niespójność krajowych przepisów z normami europejskimi – przykłady 16
- Prawo geologiczne i górnicze – spór o NOKE zakończony 17

## WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Gaz neutralny kontra pożar 20
- Żuchłów czterdziestolatkem 21



- Edukacyjnie o ropie i gazie 22



## KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG rozpoczęło kolejny odwiert w Wielkopolsce 24
- PGNiG SA rozpoczęło wiercenie otworu eksploatacyjnego Przemysł 24
- OPEC zwiększa wydobycie ropy 24
- Kontrakt gazowy Rosja-Chiny 24
- South Stream coraz bardziej realny 25
- Wspólna inwestycja Rosnefti i ExxonMobil na Sachalinie 25
- Rozpoczęcie poszukiwań gazu z łupków w Rumunii 25
- Ograniczenie spalania gazu w Nigerii 25
- Grupa LOTOS opublikowała Zintegrowany Raport Roczny za 2013 r. 25
- GAZ-SYSTEM i Net4Gas porozumiały się w sprawie zaoferowania przepustowości powiązanej w punkcie Cieszyn na nowej platformie aukcyjnej GSA 26



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



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

**REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO**  
dr inż. Stanisław Szafran – przewodniczący

**SKŁAD DTP:**  
Konrad Korona

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

**NAKLAD:** 1500 egz.

**PRENUMERATA I KOLPORTAŻ:** tel./fax 18 352 64 84

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

**FOTO OKŁADKA:**

str. 1 okł. – PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze Kopalnia Gazu Ziemnego Kościan,  
Fot. Paweł Chara

- Kalendarium 27
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 27
- IX Polski Kongres Naftowców i Gazowników zakończył obrady 27



- Uchwała IX Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników 31
- Wystawa w Muzeum AGH „W kręgu światła lampy naftowej” 32
- XXV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „Drilling-Oil-Gas AGH 2014” 33
- III Konferencja SHALESCIENCE nt. „Ewolucja wyobrażeń o stymulacji łupkowych skał zbiornikowych” 34

**NASZE W STOWARZYSZENIE.**

- Majowa wycieczka do Rumunii 36
- Magazyny, terminal i huta 38



- XII Międzynarodowe Targi Geologiczne i Konferencja GEO-EKO-TECH GEOLOGIA 2014 40



- Rekordowa liczba uczestników 9. edycji Pipeline Technology Conference 42



- Środki smarowe 2014 43



**SPORT, REKREACJA W TURYSTYKA.**

- XXII Spartakiada Szkół im. Ignacego Łukasiewicza 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

# Rodzaje niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej i ich charakterystyka



Arletta Jędrzejczyk



Stanisław Rychlicki

## The kinds of unconventional oil deposits and their characteristics

### Abstract

The classification of unconventional oil deposits on the heavy oil deposits, the deposits of tar sands and deposits of oil trapped in the structures of rock (shale oil and tight oil) is presented in the paper. The characteristics and location of each type of unconventional oil deposit is shown in different geographic regions, with the ratings of their resources given. The occurrence of unconventional oil deposits is also described with emphasis on the countries possessing the greatest resources. The importance of huge resources for the world's oil market has been highlighted.

### Streszczenie

W artykule przedstawiono podział niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej na złoża ciężkiej ropy (*heavy oil*), złoża piasków bitumicznych (*tar sand*) oraz złoża ropy naftowej uwięzione w strukturach skalnych (*shale oil* i *tight oil*) oraz zamieszczono ich charakterystykę. Ponadto podano rozmieszczenie niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej, w podziale na ich rodzaje na świecie w poszczególnych regionach geograficznych z podaniem ocen ich zasobów. Opisano również występowanie niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej, z podziałem na ich kategorie, w państwach posiadających największe ich zasoby. Podkreślono jak wielkie znaczenie, dla rynku ropy naftowej na świecie, mają ogromne zasoby niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej.

W dobie zmniejszającej się liczby odkryć konwencjonalnych złóż ropy naftowej, obecnie w światowym przemyśle naftowym obserwuje się wzrost zainteresowania niekonwencjonalnymi złożami ropy. W porównaniu

z konwencjonalnymi, charakteryzują się one odmiennymi warunkami złożowymi jak i niekorzystnymi właściwościami ropy naftowej. Złoża te wymagają specjalnych zabiegów inżynierskich przy udostępnianiu oraz eksploatacji. Uważa się obecnie, że niekonwencjonalne złoża ropy naftowej są jej największymi zbiornikami.

Niekonwencjonalne złoża ropy naftowej dzielimy na [5]:

- złoża ciężkiej ropy (*heavy oil*);
- złoża piasków bitumicznych (*tar sand*);
- złoża ropy naftowej uwięzionej w strukturach skalnych (*shale oil* i *tight oil*).

Według definicji USGS [6] złożem ciężkiej ropy nazywamy typ złoża, w którym ropa naftowa występuje jako substancja bardzo gęsta i o wysokiej lepkości, a co za tym idzie o bardzo małej mobilności (czasem nawet jako substancja stała-nieruchliwa). W jej składzie znaleźć można parafiny i asfaltyny, które wpływają na wysoką wartość ciężaru właściwego ropy. Ropa naftowa pochodząca z tych złóż zawiera duże ilości siarki oraz metali takich jak: wanad i nikiel. Właściwości te wpływają znacząco na efektywność wydobycia. Kolejną rzeczą charakterystyczną dla tego rodzaju złóż jest znaczne zanieczyszczenie ropy naftowej wydobywanej na powierzchnię. Charakteryzuje się ona również dużą zawartością osadu węglowego oraz zawartością frakcji aromatycznych i żywic.

Ciężka ropa dzielona jest na dwa rodzaje ze względu na podstawowy parametr jakim jest ciężar API [7]:

- ciężką ropę – od 10° do 22° API;
- extra ciężką ropę – mniejszej niż 10° API.

Ciężka ropa ze złóż niekonwencjonalnych jest zazwyczaj niemożliwa do odzyskania poprzez metody pierwotne eksploatacji, w jej stanie naturalnym. Większość złóż wymaga użycia ciepła (metod termicznych).

Złoża piasków bitumicznych (*tar sand*) są to złoża, które występują w wielu krajach na świecie. W literaturze spotkać można różne określe-

nia np. *oil sands* czy *bituminous sands*.

W tego typu złożach występuje zwykle 83% piasku, 10% bituminów, 3% ilów oraz 4% wody [9]. Ropa naftowa zakumulowana w złożach typu *tar sand*, jest odmianą extra ciężkiej ropy. Jest gęstsza i bardziej lepka, dlatego też niekiedy nazywana jest „czarną emulsją” lub „substancją smolistą”. Ze względu na swój stan występowania ropa naftowa musi najpierw być oddzielona od piasków, dlatego główną metodą stosowaną przy jej wydobywaniu jest technologia odkrywkowa.

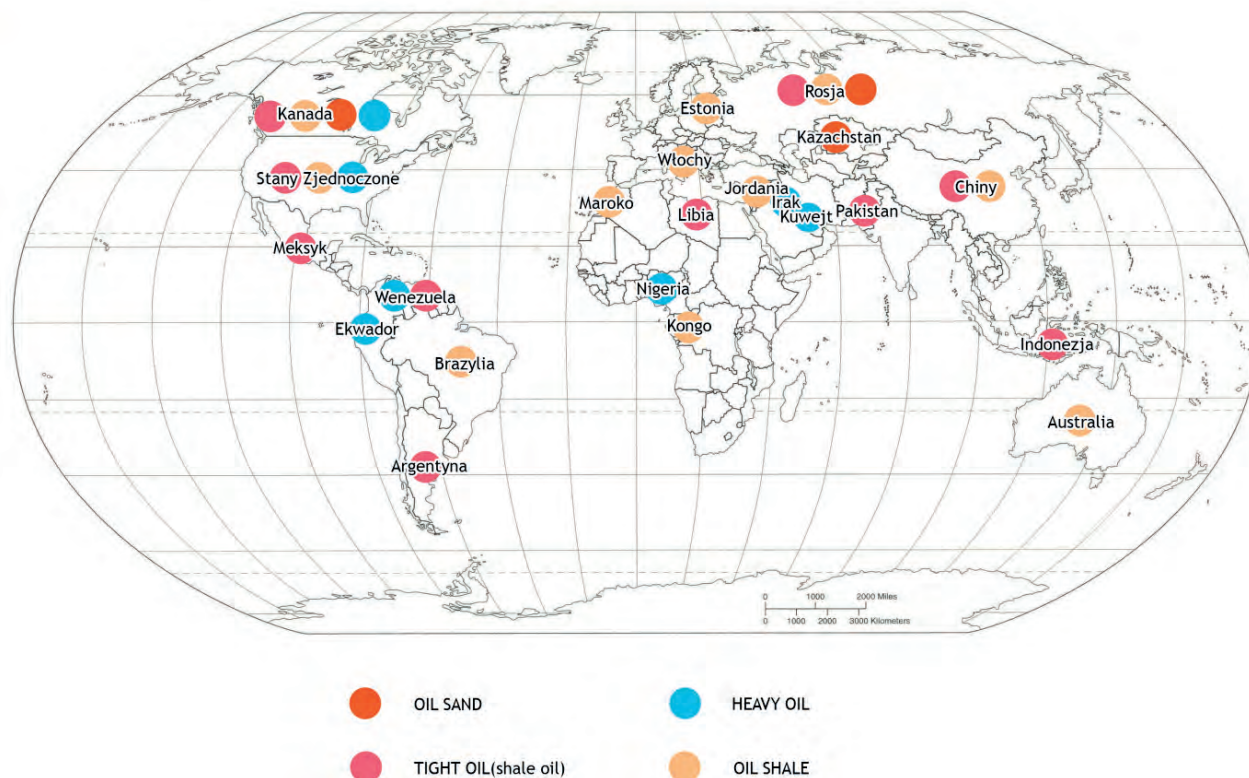
*Shale oil* jest to złożo ropy naftowej zakumulowane w skale macierzystej (łupki) zawierającej kerogen, tj. organiczny materiał bitumiczny. Ropa z łupków to lekka ropa naftowa. Jest to wysokiej jakości surowiec o niskiej lepkości, co stwarza szansę, by przepływał przez szczeliny powstałe w łupkach [9].

Łupki roponośne są to struktury skalne, w których pod wpływem mijającego czasu i procesów geologicznych została uwięziona ropa naftowa. Charakteryzują się one bardzo niską przepuszczalnością. Ze złóż tych ciężko za pomocą podstawowych metod konwencjonalnych wydobyć ropę na powierzchnię. Już od wielu lat na całym świecie odkryte zostały takie złoża. Pierwszymi państwami, które rozpoczęły prace nad wydobyciem z tych niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej, były Chiny, Estonia, Hiszpania Szwecja i Szwajcaria. Przez wiele lat opracowywano nowe technologie eksploatacji, przełom nastąpił w 2003 roku kiedy to w Stanach Zjednoczonych został uruchomiony program rozwoju „Eksploatacji złóż łupków roponośnych”. W 2009 roku kolejne państwa podjęły testy na złożach łupków. Jest to na pewno jedno z wielkich i przyszłościowych źródeł ropy naftowej na świecie. Co roku dowiadujemy się o nowo odkrytych pokładach ropy naftowej w łupkach.

Złoża typu *tight oil* są to zbiorniki, w których została uwięziona ropa naftowa. Charakteryzują się one niską przepuszczalnością, ale nieco wyższą od łupków. Technologia udostępniania i stymulacji złoża polega na rozbiću zamkniętej struktury przestrzeni porowatej przy wykorzystaniu szczelinowania hydraulicznego. Ropa występująca w tych zbiornikach różni się od siebie takimi parametrami jak: lepkość i ciężar API. Złoża te mogą występować na niewielkich głębokościach, chociaż niekiedy zdarzają się przypadki złóż zalegających głęboko.

### Rozmieszczenie niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej na świecie

Złoża niekonwencjonalne w ostatnich dziesięcioleciach zaczęły odgrywać ogromną rolę na arenie światowej. Na podstawie szeregu informacji i ich analizy stworzono



Rys. 1. Występowanie niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej na świecie. Diagram opracowano na podstawie dostępnych źródeł internetowych i literaturowych [1-5].

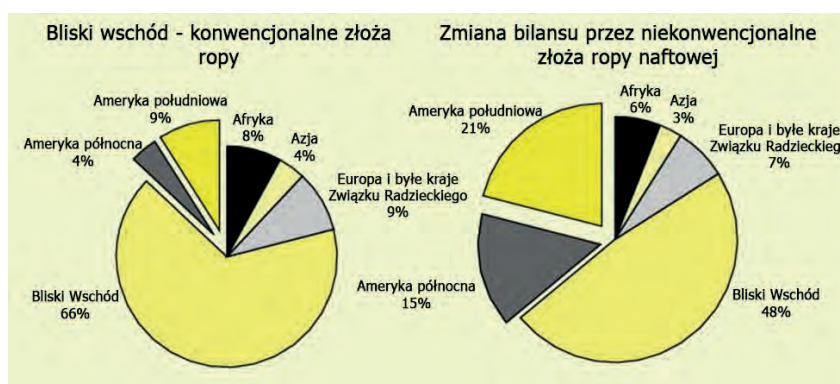
mapę świata obrazującą występowanie niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej. Jak można zaobserwować na rys. 1 jest ich wiele i występują na całej szerokości geograficznej wszystkich kontynentów. Wiele złóż jest jeszcze na etapie odkrywania, badania i poszukiwania. W chwili obecnej największe ich akumulacje występują na terenie Wenezueli, Stanów Zjednoczonych, Kanady, Rosji, Chin, Australii oraz Jordani.

Porównując złoża konwencjonalne do złóż niekonwencjonalnych można zauważyć, że są one również znaczące lecz nierównomiernie rozłożone w regionach geograficznych. Jak widać na rys. 2 Bliski Wschód choć nie spada z pierwszej pozycji, to udział zasobów złóż niekonwencjonalnych jest mniejszy w porównaniu do udziału złóż konwencjonalnych. Natomiast bardzo wysoką koncentrację rezerw ropy można zauważyć w Ameryce Północnej i Południowej (złoża niekonwencjonalne).

### Występowanie złóż ciężkiej ropy

Największe zasoby złóż ciężkiej ropy znajdują się w Ameryce Południowej. Ich wielkość ocenia się na poziomie 161,3 miliarda ton (tab. 1), jednak technicznie do odzyskania jest ok. 38 miliardów ton. Poniżej podano wielkości całkowitych zasobów ciężkiej ropy w podziale na poszczególne regiony oraz ich części możliwych do wydobycia.

Jak widać regiony takie jak Ameryka Północna, Ameryka Południowa i Bliski Wschód mają największe pokłady ciężkiej ropy naftowej.



Rys. 2. Zestawienie regionalnych zasobów konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej w zestawieniu procentowym [7].

Tab. 1. Zestawienie zasobów całkowitych i technicznie wydobywanych w poszczególnych regionach świata opracowane na podstawie materiałów literaturowych [1-5].

REGIONY	ZASOBY CAŁKOWITE w miliardach ton ropy naftowej	ZASOBY TECHNICZNIE WYDOBYWALNE w miliardach ton ropy naftowej
Ameryka Południowa	161.3	38.02
Bliski Wschód	138.95	11.19
Ameryka Północna	93.2	5.05
Azja	43.8	4.24
Rosja	26.0	1.92
Afryka	11.9	1.03
Europa	10.7	0.70
CAŁY ŚWIAT	485.85	62.15

Do krajów o największych zasobach ciężkiej ropy można zaliczyć Wenezuelę i Irak.

Wenezuela zaraz po Kanadzie, jest drugim największym na świecie deweloperem *oil sands*. Zasoby głównie znajdują się we wschodniej części kraju, na północ od Orinoko. Rezerwy te nie są technicznie piaskami roponośnymi, ale raczej ciężką ropą. W porównaniu do złóż kanadyjskich o wiele łatwiej wydobywa się zasoby wenezuelskie, ponieważ wysoka temperatura obniża lepkość, co oznacza, że można łatwiej ekstrahować ropę za pomocą nowoczesnych technik wierceń horyzontalnych. Obecnie szacuje się, że technicznie możliwa do odzyskania ropa może wynieść nawet 80 mld ton. Oznacza to, że zasoby te przewyższają dwukrotnie zasoby Arabii Saudyjskiej, ale ciężka ropa z Orinoko jest niestety znacznie trudniejsza do przekształcenia w użyteczne paliwo.

Irak w 2012 roku był ósmym na świecie największym producentem cieczy ropopochodnych i ma piątą co do wielkości na świecie potwierdzone rezerwy ropy naftowej zaraz po Arabii Saudyjskiej, Wenezueli, Kanadzie i Iranie. Zasoby złóż ropy szacuje się obecnie na 22 mld ton. Najbardziej znane zasoby węglowodorów są skoncentrowane w szykich obszarach na południu i w regionach kurdyjskich na północy. Większość znanych rezerw ropy i gazu w Iraku tworzy pas ciągnący się wzdłuż wschodnich obrzeży kraju. Około 17% rezerw znajduje się w północnym Iraku blisko Kirkutu, Mosulu i Khanaqin.

### Występowanie złóż „tar sand”

Złoża ropy naftowej typu *tar sand* są zlokalizowane aż w 23 krajach. Największe złoża znajdują się w Kanadzie. Zawiera ono aż 25.3 miliardów ton ropy naftowej. W pierwszej trójce państw znajdują się również Kazachstan – 6 miliardów ton ropy oraz Rosja z zasobami 4.1 miliardów ton ropy naftowej.

W tab. 2 przedstawiono zasoby całkowite wraz z zasobami technicznie wydobywanymi w poszczególnych regionach świata. Jak widać największe złoża *tar sand* są zlokalizowane w Ameryce Północnej. Reszta regionów ma znacznie mniejsze zasoby tych złóż.

W 1998 roku amerykańscy naukowcy zwrócili uwagę całego świata na prowincję Alberta, gdzie usytuowane są bardzo obiecujące kanadyjskie *oil sand*. W prowincji tej znajdują się ogromne ilości ropy naftowej do wydobycia. Szacuje się, że Kanada ma około 175 miliardów baryłek ropy, które mogą być odzyskane dzięki dzisiejszej technologii. Jest to trzecia co do wielkości rezerwa ropy naftowej zaraz po Wenezueli i Arabii Saudyjskiej. Wielkość zasobów wydobywalnych można zwiększyć, wykorzystu-

Tab. 2. Zestawienie zasobów całkowitych i technicznie wydobywanych w poszczególnych regionach świata opracowane na podstawie źródeł literaturowych [1-5].

REGIONY	ZASOBY CAŁKOWITE w miliardach ton ropy naftowej	ZASOBY TECHNICZNIE WYDOBYWALNE w miliardach ton ropy naftowej
Ameryka Południowa	0.16	0.01
Bliski Wschód	0.22	0.0
Ameryka Północna	342.0	75.97
Azja	63.7	6.10
Rosja	49.7	4.82
Afryka	6.6	6.15
Europa	2.4	0.03
CAŁY ŚWIAT	464.78	93.08

jąc postępy w technologii. Ponad 97% rezerw Kanady znajduje się w piaskach prowincji Alberta, a większość pozostałych zasobów zlokalizowane są w prowincji Saskatchewan. *Oil sand* w prowincji Alberta stanowią największą na świecie formację bituminów, a trzy główne regiony wydobycia znajdują się w Athabasca, Cold Lake i Peace River [11].

Rosja poza Kanadą i Wenezuelą posiada największe ilości *tar sands*. Zasoby te szacowane są na 41 mld ton, z czego 5,5 mld ton są możliwe do odzyskania. Obecnie tak naprawdę trudno oszacować zasoby, ponieważ do tej pory nie było konkretnych informacji na temat poszukiwań, a w publikowanych raportach podane liczby należy traktować z dużą rezerwą. Największe złoża znajdują się w bardzo odległej wschodniej Syberii i na razie pozostają niewykorzystywane ze względu na nieopłacalność inwe-

stycji. Mniejsze zasoby są badane intensywnie w okolicach Tatarstanu, gdzie szacunki rezerw technicznie wykonalnych do odzyskania są bardzo skromne.

### Występowanie złóż „oil shale”

Złoża *oil shale* obok złóż *shale gas* są jednymi z najpopularniejszych tematów ostatnich lat. Światowe zasoby szacuje się na poziomie 795 mld ton z czego prawie 160 mld ton może być technicznie wydobywalne. Największe rezerwy znajdują się na terenie Ameryki Północnej oraz Rosji. Na skalę komercyjną 3 państwa zajmują się produkcją z tych złóż. Są to Brazylia, Chiny i Estonia.

Tabela 3 przedstawia zasoby *oil shale* w poszczególnych regionach świata wraz z ich bazami naftowymi. Największe pokłady tych złóż znajdują się w Ameryce Północnej, z czego aż

Tab. 3. Zestawienie zasobów *oil shale* oraz rodzajów basenów naftowych w poszczególnych regionach świata opracowane na podstawie materiałów literaturowych [1, 2, 4, 10].

REGIONY GEOGRAFICZNE	BASENY NAFTOWE	ZASOBY w miliardach ton ropy naftowej
Ameryka Północna	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Phosphoria</li> <li>• Green River</li> <li>• Heath Formation</li> <li>• Eastern Devonian</li> </ul>	301.2
Ameryka Południowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Irati</li> </ul>	11.4
Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sycylia</li> </ul>	9
Rosja	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sankt Petersburg</li> <li>• Basen Wołga</li> <li>• Olenjok</li> </ul>	32.1
Afryka	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarafaya</li> <li>• Congo</li> </ul>	6.4
Bliski Wschód	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wadi Maghar</li> </ul>	2.1



90% występuje w St. Zjednoczonych. Złoża te znajdują się w basenach: Phosphoria, Green River, Heath Formation i Eastern Devonian. Dość duże zasoby zlokalizowane są w Rosji, która posiada trzy baseny w obrębie których występują warstwy łupków roponośnych. Do krajów o znaczących zasobach *shale oil* należy zaliczyć Stany Zjednoczone, Estonię, Brazylię, Australię, Maroko i Jordanię.

Liczne złoża łupków znajdują się na terenie Stanów Zjednoczonych [6]. Najważniejsze w formacji Green River w Kolorado, Wyoming i Utah oraz we wschodniej części kraju – złoża czarnych łupków Devonu. Złoża na tym terenie były odkryte już od 1910 roku. Jednak dopiero w latach 70, kiedy cena ropy wzrosła nastąpiło nasilenie badań i działań w zakresie złóż łupków roponośnych. Rezerwy złóż przedstawiają się następująco:

- złoża Green River w Colorado 147 mld ton ropy naftowej;
- złoża Green River Wyoming 35 mld ton ropy naftowej;
- Mississippian-Devonian ok. 60 mld ton ropy naftowej.

Pokłady łupków w Estonii znane były już od 1700 r. jednak poszukiwania rozpoczęły się dopiero w 1918 roku [7]. Zostało odwierconych na terenie złóż ponad 10000 odwiertów badawczych. Produkcja łupków bitumicznych rozpoczęła się w 1919 roku i wyniosła 17000 ton. Natomiast w 1980 roku wzrosła do 31.4 mln ton, a liczba kopalni wzrosła do jedenastu.

Od początku 2013 roku Brazylia jest jednym z trzech państw (obok Chin i Estonii) które prowadzą kopalnie ropy naftowej z łupków na skalę komercyjną. Brazylia została zaliczona do regionów z największymi rezerwami ropy naftowej z pokładów łupków roponośnych. Największe złoża występują na południowym krańcu państwa, blisko granicy z Urugwajem, Paragwajem i Argentyną. Główna brazylijska korporacja naftowa Petrobras już od kilku dziesięcioleci opracowywała technologię pozyskiwania ropy naftowej z łupków. Wynalezioną technologię nazwali „PETROSIX” i od razu ją opatentowali. Firma nie poprzestała na wdrażaniu swojej technologii tylko na terenie Brazylii, lecz rozpoczęła również eksport Petrosix na całym świecie. Szacunkowe zasoby to 13 mld ton ropy naftowej. Dzisiaj produkcja z kopalni wynosi około 600 ton ropy dziennie. Jednak według projektów zdolność produkcyjna ma wzrosnąć do 1600 ton ropy na dzień [6].

Australia ma duże pokłady *oil shale*. Już od kilkudziesięciu lat na jej terenie prowadzone były poszukiwania tego typu złóż. Na początku złożami zarządzała firma z Kanady i wybudowała kopalnie oparte na technologiach kanadyjskich. Jednak po sprzeciwach ekologów oraz społeczności sprzedała ona swoje udziały w projekcie *oil shale* Queensland Energy Resources Limited (QERL). Ci z kolei po przeanalizowaniu wpływów kopalni Stuart na klimat i krajobraz (szczególnie niekorzystny wpływ na Wielką Rafę Koralową Australii), zamknęły ją. Techniki oparte na pochodnych technikach kanadyjskich miały toksyczne oddziaływania. Szacowane zasoby technicznie wydobywalne to 4 mld ton ropy naftowej [7].

Maroko jako stosunkowo biedny kraj posiada duże pokłady „*oil shale*”. Na terenie państwa znajduje się aż 10 lokalizacji łupków roponośnych, które zawierają ok. 8 mld ton ropy naftowej. Jednak opłacalne do wydobywania jest tylko 1,5 mld ton. Głównymi planami wykorzystania łupków jest ich spalanie w elektrowniach. Złoża są zlokalizowane bardzo płytko, dlatego jako główne metody wydobywania planowane są metody górnicze – kopalnie odkrywkowe. Według najnowszych szacunków produkcja ze złoża będzie przynosiła 8000 ton ropy dziennie. Należy pamiętać że nie obejmuje to spalania łupków w elektrowniach, ale tylko produkcję dla potrzeb rafinerii [6].

Złoże w Jordanii i Izraelu jest stosunkowo nowo odkrytym złożem *oil shale*. Jego potencjał jest bardzo wysoki i w związku z tym szereg firm zainteresowało się jego udostępnieniem. Według projektów KIO (*Karak International Oil – Jordania*) produkcja ma sięgać do 2500 ton dziennie w ciągu najbliższych lat, a maksymalna produkcja dojść do 10000 ton dziennie. Firma Eesti Energia (Estonia) ma plany produkcyjne do 6000 ton dziennie [6].

W Jordanii i Izraelu jest stosunkowo nowo odkrytym złożem *oil shale*. Jego potencjał jest bardzo wysoki i w związku z tym szereg firm zainteresowało się jego udostępnieniem.

Według projektów KIO (*Karak International Oil – Jordania*) produkcja ma sięgać do 2500 ton dziennie w ciągu najbliższych lat, a maksymalna produkcja dojść do 10000 ton dziennie. Firma Eesti Energia (Estonia) ma plany produkcyjne do 6000 ton dziennie [6].

## Występowanie złóż „tight oil”

Złoża *tight oil* występują na całym świecie. Największe zasoby ropy naftowej znajdującej się w nich znajdują się w Ameryce Północnej, Rosji i Azji. Odkrycie tych złóż jest również w dużej mierze uzależnione od odkrycia pokładów łupków, gdyż jest to jeden z typów skał w których akumuluje się ściśnięta ropa. Światowe rezerwy szacuje się na poziomie 55 mld ton ropy naftowej. Tabela 4 przedstawia najważniejsze baseny naftowe i ich zasoby ze względu na regiony geograficzne.

Do największych można zaliczyć złoża w Rosji i Stanach Zjednoczonych. W Rosji związane to jest z formacją Bazhenov w zachodniej Syberii, która powstała z osadów odkładających się w wodzie morskiej. Morze pokryło ponad milion kilometrów kwadratowych w środkowej części dorzecza. Wysoko organiczne krzemionkowe łupki zostały w tym czasie osadzone na dnie morza. W Morzu Karskim połączonym z oceanem znalazły się śladowe ilości minerałów pochodzących z rozpuszczonych minerałów i organicznych materiałów. Uważa się, że formacja ta zawiera znaczne rezerwy *tight oil* rzędu 300 mln ton.

W Stanach Zjednoczonych złożo *tight oil* o nazwie Eagle Ford położone jest w południowym Teksasie. Odkryła je firma Petrohawk Energy Corp w 2008 roku. Powstała ona w nadziei znalezienia gazu podobnego do tego zalegającego w formacjach łupków z Haynesville na granicy Teksasu, Oklahomy i Arkansas. Eagle Ford składa się z trzech różnych rejonów. Północna część jest znana jako *oil window*, zawiera pewne ilości gazu ziemnego i kondensatu gazu ziemnego (NGL – *Natural Gas Liquids*). Usytuowany na południu *oil window*

Tab. 4. Zestawienie zasobów oraz rodzajów basenów naftowych w poszczególnych regionach świata opracowane na podstawie materiałów literaturowych [1, 2, 4, 10].

REGIONY GEOGRAFICZNE	BASENY NAFTOWE	ZASOBY w miliardach ton ropy naftowej
Ameryka Północna	• Bakken, Eagle Ford	10.1
Ameryka Południowa	• La Luna • Vaca Muerta, Los Molles	5.8
Azja	• Balochistan • Vindhayn • Kalimantan	10.5
Rosja	• Bazhenov (Western Siberian)	10.7
Afryka	• Hanifa • Fort Brown	3.7
Australia	• Beetaloo, Georgina	---

występuje w rejonie zawierającym mokry gaz. Południowy rejon zawiera głównie suchy gaz. Formacja Eagle Ford nie jest typową formacją łupków, zawiera zmienne ilości gliny, mułu i jest bogata w wapno. Łupek ten jest kruchy w związku z czym łatwo go rozszczelinować, ponadto jest bardziej porowaty i przepuszczalny niż inne łupki, co ułatwia wydobycie węglowodorów.

### Podsumowanie

W ostatnich latach zauważa się wyraźny wzrost znaczenia niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej na świecie. Świadczy o tym systematyczny wzrost produkcji ropy naftowej pochodzącej z tego typu złóż. W związku z tym należy dążyć do zintensyfikowania prac mających na celu ich dokładniejsze rozpoznawanie oraz opracowanie nowych zaawansowanych technologii wydobywczych. Do czynników ograniczających szybki wzrost wydobycia z niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej należy zaliczyć:

- dostęp do zasobów (ziemie publiczne);
- technologie udostępniania złóż oraz ich efektywność;
- koszty eksploatacji;
- regulacje prawne;
- podatki i wszelkiego typu pozwolenia;
- normy ochrony środowiska;
- zapotrzebowanie na wodę oraz jej dostępność;
- społeczno-ekonomiczne skutki rozwoju.

Równocześnie warto pamiętać, że opracowane w ostatnich latach nowe metody eksploatacji ropy naftowej ze złóż niekonwencjonalnych spowodowały w USA odwrócenie długoletniego spadku wydobycia ropy. Stało się to głównie dzięki rozwojowi eksploatacji złóż typu „tight oil” („Tight oil bonanza”, Petroleum Economist, Feb.2014). Globalnie również prognozowany jest wzrost wydobycia dzięki nowym koncepcjom eksploatacyjnym i rozwojowi technologii.

Obserwowany obecnie wzrost wydobycia ropy w USA jest efektem 20-letnich badań i prób, które co prawda mogą być wykorzystane w Polsce, ale nawet podobne warunki geologiczne nie gwarantują sukcesu technologii amerykańskich gdzie indziej. Konieczność opanowania tego typu technologii wymaga czasu i pieniędzy na badania, zwłaszcza projekty polowe, od których nie należy wymagać natychmiastowych sukcesów, ale które są jedyną metodą opracowania dobrych praktyk eksploatacyjnych. Do nich możemy zaliczyć między innymi (JPT. Nov.2013) otwory rozgałęzione, pady wielotworowe (technologie zaczerpnięte ze złóż „offshore”) czy też szersze wykorzystanie symulacji komputerowej i metod optymalizacyjnych.

Przy złożach niekonwencjonalnych ropy naftowej konieczne jest uzyskanie doświadczeń, większa odwaga przy podejmowaniu decyzji oraz akceptacja ryzyka technicznego i geologicznego.

### Literatura:

1. <http://www.tarsandsworld.com>
2. [http://www.slb.com/services/technical\\_challenges/unconventional\\_resources.aspx](http://www.slb.com/services/technical_challenges/unconventional_resources.aspx)
3. Ashraf M, Satapathy M.: *The Global Quest for Light Tight Oil: Myth or Reality? Energy Perspectives*. 1.09.2013 r.
4. <http://oilshalegas.com/greenriveroilshale.html>
5. NPR's „National Strategic Unconventional Resource Model” United States Department of Energy, 2006 r.
6. Meyer R.F, Attanasi. E.D.: *Heavy Oil and Natural Bitumen – Strategic Petroleum Resources. USGS Fact Sheet PS-070-03*, 08.2003 r.
7. <http://www.api.org>
8. *US Natural Gas: The Role of Unconventional Gas. Energy Bulletin* 2008.
9. Rychlicki S., Stopa J., Wojnarowski P., Pyrzak P.: *Niekonwencjonalne złoża ropy naftowej. Przemysł Naftowy w Polsce*, 2011.
10. *Financial and Operating Review. Exxon Mobil*, 2007.
11. *Studium możliwości eksploatacji ciężkiej ropy ze złoża Lubaczów. Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Naftowej, Kraków 2010.*

Arletta Jędrzejczyk

Stanisław Rychlicki

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 29.04.2014

Artykuł przyjęto do druku: 9.05.2014

## LABORATORIUM TECHNIK EKSPLOATACJI GAZOCIĄGÓW

### Badania terenowe z zakresu:

- kontroli systemu zabezpieczeń rurociągów i zbiorników przed korozją,
- skuteczności działania ochrony katodowej,
- stanu powłoki izolacyjnej rurociągów metodą DCVG,
- szybkości korozji metodami rezystancyjnymi,
- oddziaływania prądów błędzących pochodzących z trakcji kolejowej, tramwajowej oraz linii wysokiego napięcia,
- lokalizacji trasy rurociągu, kabli oraz anod,
- opracowywania koncepcji ochrony katodowej na obiektach.

### Badania laboratoryjne z zakresu:

- systemów powłokowych, powłok izolacyjnych PE, PP, PUR, taśm nawojowych, materiałów termokurczliwych i termozgrzewalnych oraz materiałów naprawczych,
- szczelności powłok,
- wytrzymałości,
- starzenia,
- odporności powłok na odrywanie pod wpływem katodowej polaryzacji stali.

Laboratorium jest wyposażone w nowoczesny sprzęt pomiarowy pozwalający na długotrwałe rejestracje parametrów elektrycznych.

Posiadamy odpowiednią wiedzę, doświadczenie oraz niezbędne zaplecze sprzętowe do wykonywania oceny skuteczności ochrony katodowej i oceny stanu powłok izolacyjnych na rurociągach i zbiornikach.

### Kontakt:

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków  
[www.inig.pl](http://www.inig.pl) office@inig.pl

### Kierownik Laboratorium Techniki Eksploatacji Gazociągów:

Paweł Stochaj  
tel.: 12 61-77-437, 502 684 445  
e-mail: [stochaj@inig.pl](mailto:stochaj@inig.pl)



**INSTYTUT NAFTY I GAZU**  
Państwowy Instytut Badawczy

# Dwa biznesplany – czyli czym się różni gaz łupkowy od gazu normalnego



Piotr Such

## Two bussines plans

### Summary

A paper is devoted to sharing differences between planning researches and exploitation of conventional and unconventional reservoirs. For unconventional reservoirs the base problem is not to find it and estimate its reserves but possibility of profitable exploitation depending on the level of technology. All factors affecting profitability were discussed as well as various conditions of exploitation of shale gas in USA and Europe. The only way to make exploitation of shale gas in Europe profitable is preparing technology of boring long horizontal well and efficient multi stage fracking.

### Streszczenie

Praca poświęcona jest różnicom w metodologii planowania poszukiwań i eksploatacji złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych. Dla złóż niekonwencjonalnych podstawowym problemem nie jest znalezienie złoża czy jego zasoby lecz możliwości opłacalnej eksploatacji przy dzisiejszym poziomie technologii. Przedyskutowano czynniki wpływające na koszt eksploatacji oraz określono czynniki obniżające koszty wierceń w USA w porównaniu z Europą. Wskazano że jedyną drogą wiodącą do opłacalnej eksploatacji gazu z formacji łupkowych w Europie jest opracowanie technologii wiercenia długich horyzontalnych odwiertów i efektywnego wielokrotnego szczelinowania.

### Wstęp

Geochemicznie, petrofizycznie gaz z formacji łupkowych i gaz ze złóż konwencjonalnych nie różnią się niczym. To jest ten sam gaz – wygenerowany w skałach łupkowych, który częściowo przemiegrował do pułapek złożowych i utworzył złoża konwencjonalne. Natomiast górnictwo i biznesowo są to kompletnie różne media. Że są to dwa bieguny w górnictwie surowców energetycznych widać najlepiej na

typowych biznesplanach dla złoża konwencjonalnego i dla złoża w skałach łupkowych.

### Złoża konwencjonalne

Dla złóż konwencjonalnych inwestycyjno-poszukiwawczy łańcuch w przybliżeniu wygląda następująco: Kupuje się koncesję poszukiwawczą. Nie znajduje się złoża. Kupuje się następną koncesję poszukiwawczą. Nie znajduje się złoża. Bankrutuje się lub nie. Jeśli nie to – kupuje się następną koncesję poszukiwawczą. Znajduje się złożo. Wykonuje się odwierty poszukiwawcze, wykonuje się badania i otrzymuje się model złoża. Można teraz oszacować zasoby gazu a co za tym idzie jego wartość gazu. Następnie wykonuje się plan inwestycyjny: ile odwiertów jeszcze należy odwiercić, jaka będzie ich produkcja, ocenia się koszty ich odwiercenia, koszt budowy kopalni i gazociągu doprowadzającego gaz do systemu, koszty utrzymania kopalni w ruchu. Jeśli bilans wypada pozytywnie to wykonuje się plan inwestycyjny, a potem przez kilkanaście – kilkadziesiąt lat „my śpim a gaz płynie”. Jeśli nie, to kupuje się następną koncesję poszukiwawczą...

Dla złóż konwencjonalnych możemy precyzyjnie ocenić zasoby, założyć współczynnik szcerpania 0,8, zaś optymalizacja kosztów polega na minimalizacji ilości odwiertów koniecznych do wykonania przy założonej wielkości produkcji rocznej.

Generalnie dla złóż konwencjonalnych podstawowym parametrem warunkującym opłacalną eksploatację są zasoby złoża, a w drugiej kolejności takie czynniki jak wydajność pojedynczego odwiertu czy odległość złoża od rurociągów systemowych, zaś punktem krytycznym jest jego znalezienie.

### Złoża niekonwencjonalne

Założenia są bardzo zachęcające. Skoro ok. 50% wygenerowanych węglowodorów pozostaje w skałach łupkowych, a jedynie 10% tych, które wymigrowały z nich jest akumulowane w konwencjonalnych złożach, oznacza to że objętość gazu w formacjach łupkowych jest w skali globalnej 10 razy większa od objętości zakumulowanego gazu konwencjonalnego/4, 6, 9, 10/. Dodatkowym atutem jest fakt, że badania systemów naftowych prowadzone dla złóż konwencjonalnych pozwoliły na umiejscowienie potencjalnych złóż łupkowych. Polski basen ordowicko-sylurskich łupków jest dobrze

umiejscowiony /10/. Nie ma więc kłopotu z poszukiwaniem złóż. One są. Trzeba się do nich dobrać.

### Ala:

Nie każda skała łupkowa będzie skałą zbiornikową:

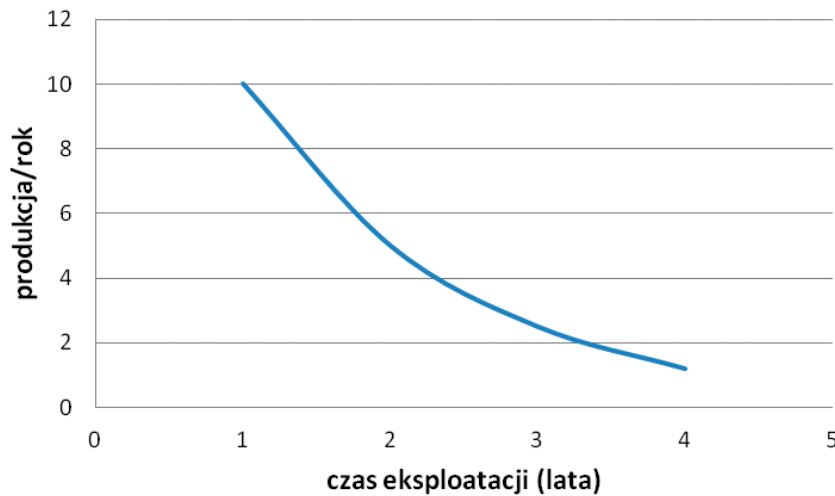
– geochemicznie skała musi charakteryzować się odpowiednią zawartością rezydualnej substancji organicznej oraz być odpowiednio dojrzała (okno ropne lub gazowe)

– petrofizycznie zbiornikowa skała łupkowa musi charakteryzować się porowatością większą od 4% oraz zapewnić odpowiednią wielkość wydatku gazu (lub ropy). Wielkość wydatku jest proporcjonalna do przepuszczalności (i z tym nie można nic zrobić) oraz do wielkości powierzchni, z której następuje wydatek i ciśnienia porowego. I to można zmienić przez odpowiednie wykonanie szczeliny, która zwiększy powierzchnię wypływu. Aby to było możliwe skała łupkowa musi być odpowiednio sztywna (by było możliwe wytworzenie szczeliny i jej podparcie propanem) oraz odporna na działanie wód złożowych. Przytoczone powyżej czynniki w sposób zdecydowany zmniejszają ilość potencjalnych złóż łupkowych, a co za tym idzie objętość gazu, którą można uzyskać.

### Łupkowy biznesplan

Skrajnie niska przepuszczalność skał łupkowych powoduje, że produkcja odbywa się wyłącznie ze skał bezpośrednio przylegających do szczelin a między odwiertami nie ma żadnej łączności lub interferencji. Innymi słowy biznesplan musi zostać przygotowany dla pojedynczego odwiertu. W sumie opłacalna eksploatacja złoża łupkowego sprowadza się do uzyskiwania średniego dochodu z odwiertu większego niż koszty jego dowiercenia i udostępnienia do produkcji. Biznesplan wykonuje się planując całkowitą produkcję z danego odwiertu, którego okres eksploatacji jest krótki i obejmuje okres 2-4 lat. Na rys. 1. przedstawiono typowy spadek produkcji z odwiertu łupkowego w czasie /7/. Jest to proces naturalny, związany ze zwiększającą się drogą migracji gazu w kierunku szczelin. Dla otworów łupkowych w USA z pojedynczym szczelinowaniem całkowita produkcja podczas eksploatacji odwiertu waha się w granicach 16 – 20 mln m<sup>3</sup>. Oznacza to, że całkowity koszt wszystkich czynności związanych z eksploatacją danego odwiertu musi być niższy od całkowitej produkcji w okresie życia odwiertu pomnożonej przez cenę gazu.

Biorąc pod uwagę aktualne ceny gazu w USA i przeciętną produkcję w okresie życia odwiertu suma wpływów przypadająca na jeden odwiert sięga wielkości 3 mln dolarów.



Rys. 1. Spadek produkcji z odwiertu łupkowego w czasie /7/

Za te pieniądze należy: zbadać złożo, wyznaczyć sweet spoty, zaprojektować i wykonać odwiert, dostarczyć piasek i ciecz szczelinującą, wykonać szczelinowanie, zbudować kopalnię, doprowadzić środowisko do stanu sprzed wiercenia (likwidacja płuczki i płynu zabiegowego, remediacja gruntu). I dobrze byłoby mieć jeszcze jakiś zysk. Oczywiście, koszty badań, budowa kopalni i ewentualnego gazociągu rozkładają się na wszystkie planowane odwierty na danej koncesji.

Oznacza to, że punktem krytycznym w eksploatacji gazu z formacji łupkowych, a co za tym idzie punktem krytycznym biznesplanu będzie opłacalność tejże.

Koszt eksploatacji zależy generalnie od czynników obiektywnych i od zastosowanej technologii. Czynniki obiektywne to głębokość zalegania złoża, twardość skał nadkładu, parametrów petrofizycznych i geochemicznych złoża, podatności na szczelinowania oraz od dostępności wody i propanu. Zastosowana technologia powinna być ukierunkowana na maksymalną redukcję kosztów i maksymalizację efektywności. Tu jedynym perspektywicznym kierunkiem są długie horyzontalne odwierty i z wielokrotnym szczelinowaniem. Schemat takiego odwiertu przedstawiono na rys. 2 /14/. Redukcja kosztów wiercenia oraz nie pojedyncze lecz wielokrotne szczelinowanie (produkcja z odwiertu jest proporcjonalna do powierzchni szczelin) pozwoli na zdecydowane zwiększenie efektywności wierceń, zmniejszenie ich liczby, odejście od sztywnej siatki wierceń co na tyle ograniczy uciążliwość wierceń dla środowiska i okolicznych mieszkańców, że będzie do zastosowania w Europie.

### Dwa biznesplanu po raz drugi

Można teraz porównać sytuację w Europie i USA, przy czym do porównań wykorzystano pierwszą (w dalszym ciągu stosowaną) ge-

nerację odwiertów, tj krótki odcinek poziomy z pojedynczym szczelinowaniem (innymi słowy całkowita produkcja 16 – 20 mln m<sup>3</sup> czyli w warunkach USA 3-3,5 mln USD)

Czy jest możliwa opłacalna eksploatacja odwiertów w takich warunkach – w USA tak. Składa się na to szereg elementów /1, 5, 8/:

- do perfekcji doprowadzona współpraca koncesjonariuszy przy badaniach i budowie infrastruktury: wynajmuje się firmy eksperckie dla całego złoża, koszty rozkładają się na wszystkich właścicieli koncesji, to samo dotyczy inwestycji
- małe głębokości zalegania złoża łupkowych, prosta budowa geologiczna i relatywnie miękkie skały nadkładu: koszt wiercenia 1 – 1,5 mln dolarów/otwór, wszystkie otwory na złożu mają taki sam projekt i wiercenia przypominają produkcję seryjną na taśmie, wiercą małe, rodzinne firmy, które nie uznają zmian, planów ruchu czy też obowiązkowej komórki BHP.
- możliwość wiercenia w regularnej sieci odwiertów, co przekłada się na krótkie odcinki poziome i zwiększa współczynnik

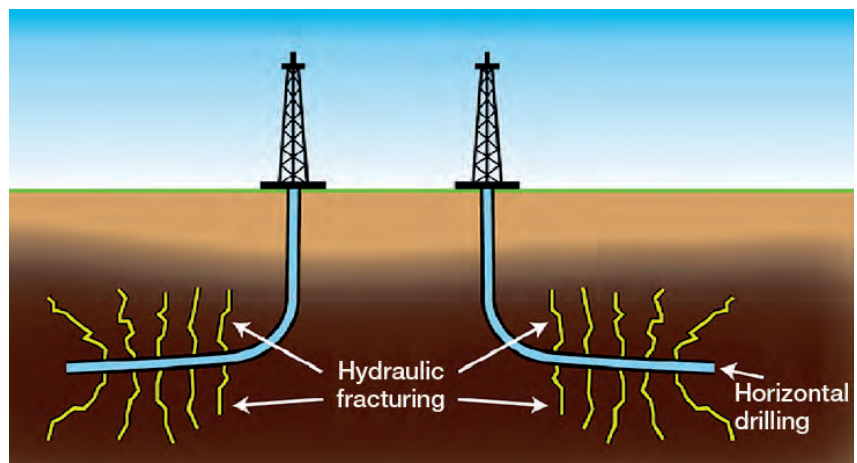
szczypania

- pozostawienie troski o środowisko następnym pokoleniom (rys. 3.)
- czynnik obiektywny: jakość amerykańskich złóż typu shale /11,12/

Aktualnie typowym odwiertami na złożu Marcellus są odwierty horyzontalne (długość odcinka poziomego ok. 1000 m) z wielokrotnym szczelinowaniem. Średni koszt takiego odwiertu to ok 9 mln USD, zaś średnia produkcja to 100 mln m<sup>3</sup>. Podczas szczelinowania stosuje się tysiące ton propanu i cieczy szczelinujących, lecz ilość odwiertów zdecydowanie się zmniejsza, ich położenie można optymalizować, uciążliwość dla środowiska jest mniejsza. W zależności od typu i położenia złoża metoda ta będzie również tańsza/15/.

I nawet w amerykańskich warunkach opłacalna eksploatacja złóż typu shale nie jest możliwa w każdym przypadku. Cena pozyskiwania gazu z formacji łupkowych wahają się w granicach od 2,5 do 9,8 USD/1000 stóp<sup>3</sup>. Próg opłacalności to ok. 4,8 USD/1000 stóp<sup>3</sup>, co oznacza że znaczna część producentów gazu jest pod kreską, próbuje się ratować eksploatacją shale oil i czeka na podwyżki cen gazu.

Żaden z wymienionych powyżej czynników obniżających koszt eksploatacji gazu łupkowego nie jest spełniony w warunkach europejskich (a jeśli chodzi o ochronę środowiska nie może być spełniony) /8/. Przy głębokościach większych od 2000 m i w europejskich warunkach koszt otworu pionowego przekracza 10 mln dolarów. Nie ma mowy o regularnej sieci odwiertów. Wiercenia z poszczególnych padów będą musiały być odwiertami o bardzo długich odcinkach poziomych. Jak do tego dołoży się koszty dowozu wody, budowy infrastruktury oraz ochrony środowiska to można stwierdzić bez specjalnego ryzyka, że przy aktualnym stanie technologii koszt wydobycia gazu łupkowego nie będzie konkurencyjny w stosunku do cen światowych gazu. /1,2/



Rys. 2. Schemat horyzontalnych odwiertów z wielokrotnym szczelinowaniem /14/.



Rys. 3. Krajobraz po bitwie /3/

W tym kontekście zabawnie brzmią wypowiedzi „ekspertów”, że koszt wydobycia gazu w Polsce będzie wynosił: i tu pada jakaś liczba. Autorzy tych przepowiedni nie zdradzają niestety jaką metodą obliczyli koszty wydobycia gazu z łupków, a wchodzi tu w grę takie metody jak spluwanie przez lewe ramię, fusy od kawy oraz tresowana papuga ciągnąca fiszki z wypisanymi cenami – innych metod na razie nie ma.

### Co za tym robić

Aktualnie prowadzić badania w dwóch kierunkach /12,13/:

- Spokojnie prowadzić wiercenia tak by ok. roku 2020 można było realnie oszacować zasoby gazu w złożach typu shale i ocenić ich jakość i możliwości pozyskiwania z nich gazu
- Prowadzić badania mające na celu obniżenie kosztów wiercenia odwiertów poziomych i opanowanie technologii wykonywania długich odcinków poziomych (przy czym koszt wiercenia/ilość metrów należy obniżyć minimum 3 razy) oraz opracowanie technologii udostępnienia tych złóż (czyli wykonywania zabiegów wielokrotnego szczelinowania w tym samym odwiercie)

I wtedy będzie można napisać europejski biznesplan:

- z jednej strony (ma) – ilość gazu otrzymana z jednego odwiertu
- z drugiej (winien) – koszt jego wykonania, podpięcia do kopalni i wydatki związane z ochroną środowiska.

### Literatura:

1. Binnion M (2012): “How the technical differences between shale gas and conventional

gas lead to a new business model being required to be successful”, *Marine and Petroleum geology* 31 (3-7)

2. Berman A.E. (2012): “After The Gold Rush: A Perspective on Future U.S. Natural Gas Supply and Price, Arthur ASPO Conference 2012 Vienna, Austria May 30, 2012
3. *Energy and Efficiency Today – 30 January 2012*
4. *EIA World Shale Gas Report 2011, 2012*
5. Fin A. (20134) “Shale Gas and the Changing Global Energy Landscape”, *OilPrice.com*
6. Haskett, W. J., and Brown, P. J., 2005, “Evaluation of Unconventional Resource Plays,” *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, TX, Sept. 9–11, *SPE Paper No. 96879*.
7. Javadpour F., Fisher D., Unsworth M. 2007: “Nanoscale gas flow in shale gas sedi-

ments”, *Journ. of Canadian Petroleum Technology*, Vol 46. No.10 (55-61)

8. Kinnaman T.C. (2011): “The economic impact of shale gas extraction: A review of existing studies” *Ecological Economics* 70, Issue 15 (1243-1249)
9. Matyasik I., Słoczyński T., 2010: “Niekonwencjonalne złoża gazu – shale gas”, *Nafta – Gaz* Nr.3. (167-177)
10. Poprawa P., Kiersnowski H. 2008: “Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamkniętego (tight gas) w Polsce”, *Biuletyn PIG*, 429 (145-152)
11. Ross D.J.K., Bustin R.M. (2009): “The Importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs” *Marine and Petroleum Geology* 26 (916 – 9217)
12. Ruud Weijermars, *Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe*, *Applied Energy* 106 (2013) 100–115
13. Such P. (2012) “Co ma tow. Gomułka do gazu łupkowego” *Ecomanager* 10 (30)
14. Tetsuo M. (2011) “The “Shale Gas Revolution” and Japan, *Nippon.com*
15. Vengosha A., Warnera N., Jacksona R., Darraha T (2013): “The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States” *Proceed. Earth and Planet. Science* 7 (863 – 866)

Piotr Such  
INiG - PIB

Artykuł recenzowany  
Artykuł nadesłano do redakcji: 23.05.2014  
Artykuł przyjęto do druku: 3.06.2014

### Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

Wszystkie dostarczane materiały przeznaczone do druku powinny być w formie elektronicznej, przesłane na adres redakcji na CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 20 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja.wnig@interia.pl, redakcja@wnig.pl, jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść oraz streszczenie. Pod nim imię(a) nazwisko(a) autora(ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczenia 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>

# Historia szczelinowania hydraulicznego i proppantów oraz analiza rynku proppantów



**baltic  
ceramics**

Marcin Zimny



**INDYGOTECH  
MINERALS**

Dariusz Janus

## Wstęp

Pojęcia szczelinowania hydraulicznego i gazu z łupków dobrze już zakorzeniły się zarówno w mediach jak i czasopismach oraz artykułach naukowych. Wiele z nich traktuje o tej metodzie oraz o sposobie jej przeprowadzania, jednak wciąż czuć w nich pewien niedosyt informacji na temat historii jej powstania oraz wkładu polskich uczonych w jej rozwój. Artykuł ten skupi się najpierw na przypomnieniu czym jest szczelinowanie hydrauliczne a następnie na polskim wkładzie w rozwój tej metody stymulacji złóż. Mówiąc o szczelinowaniu hydraulicznym nie sposób pominąć jednego z najważniejszych jego komponentów, czyli proppantów będących składnikiem płynu zabiegowego i mających za zadanie powstrzymanie zamykania się szczelin wytworzonych w skałach. Czym są proppanty przybliżyliśmy Państwu już w poprzednich artykułach, jednak historia ich powstania i rozwoju była przedstawiona niewystarczająco. W niniejszym artykule zostanie ona zaprezentowana wraz z analizą rynku tego produktu.

## Co to jest szczelinowanie hydrauliczne?

Zanim przejdziemy do opisu historii tej metody warto przypomnieć sobie jak wygląda ten proces oraz co jest jego głównym celem.

Celem procesu szczelinowania hydraulicznego jest zwiększenie wydajności wydobycia węglowodorów z odwiertu poprzez zwiększenie powierzchni kontaktu skały z odwiertem, a co za tym idzie zwiększenie wydobycia gazu lub ropy łupkowej. Jest to możliwe dzięki stworzeniu sieci szczelin, które umożliwiają swobodny przepływ węglowodorów do odwiertu. Zanim przystąpi się do szczelinowania należy najpierw wywiercić odwiert pionowy, następnie poprzez jego kontrolowane skrzywienie (odwiert kierunkowy) przejść do odwiertu poziomego, znajdującego się na głębokości od 1,0 do nawet 5,5 km. Kolejnym etapem prac jest przeprowadzenie procesu orurowania odwiertu stalowymi rurami oraz jego cementowania, co ma służyć uszczelnieniu odwiertu. Następnie w celu umożliwienia przepływu wydobywanych węglowodorów wykonuje się perforację odwiertu poziomego. W wyniku tej operacji powstają otwory w cementowaniu oraz w skałe łupkowej. Kolejnym etapem jest szczelinowanie hydrauliczne które polega na wypompowaniu pod bardzo wysokim ciśnieniem (min. 600 atmosfer) płynu szczelinującego w głąb odwiertu. Płyn przedostaje się do odwiertu poziomego i dalej przez otwory, powodując pękanie skał łupkowych i tworzenie się rozległych (150 m) sieci wąskich (1-2 mm) szczelin, przez które wydostają się węglowodory. Aby zapobiec za-

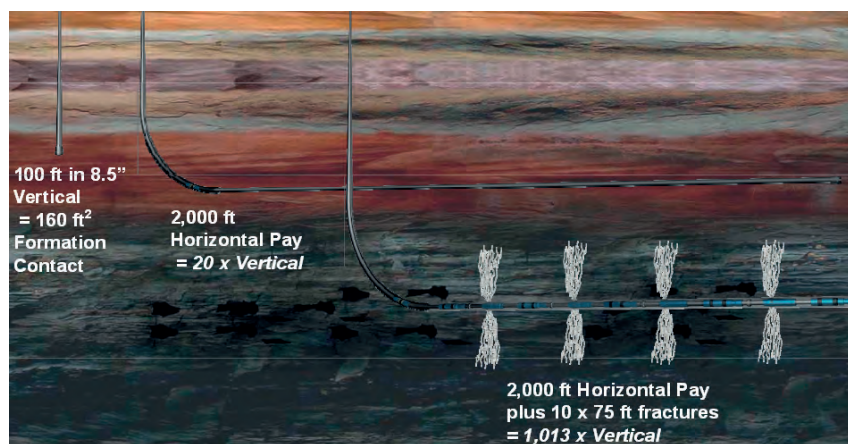
mknięciu się tych pęknięć na skutek cofnięcia się ciśnienia oraz późniejszego oddziaływania nacisku górotworu, wraz z płynem szczelinującym zatłacza się do odwiertu proppanty. Proppanty utrzymują szczeliny cały czas otwarte. Po skończonym procesie szczelinowania część zatłoczonego płynu (bez proppantów) powraca na powierzchnię, a część zostaje wewnątrz skały. Ponieważ wykonywany odwiert poziomy jest długi (średnio od 1 do 3 km), jest on dzielony na kilka – kilkanaście sekcji i każda z nich szczelinowana jest oddzielnie. Do jednego takiego szczelinowania w typowej sytuacji używa się około 70-100 ton proppantów.

## Jaka jest historia szczelinowania?

Korzenie szczelinowania hydraulicznego można wypatrywać w eksperymentach z roku 1860 przeprowadzanych w Pensylwanii, Nowym Jorku, Kentucky oraz Zachodniej Wirginii. Eksperymenty te polegały na użyciu nitrogliceryny, detonowanej na dnie odwiertu w celu powstania szczelin. Metoda ta przynosiła efekty zwiększając początkowo przepływ węglowodorów, ale była skrajnie niebezpieczna. W roku 1930 rozpoczęto eksperymenty z nieeksplozywnymi płynami. Głównym składnikiem tych płynów były kwasy, mające rozpuszczać skały. Kolejnym krokiem w ewolucji tej metody, były badania Floyda Farrisza z Stanolind Oil & Gas Corporation. Przeprowadził on pierwszy test szczelinowania hydraulicznego w 1947 r. na złożu Hugoton w południowo-wschodnim Kansas. Jako pierwszy użył on płynu zawierającego proppanty w tym wypadku był to piasek z rzeki.



Rys. 2 Pierwsze szczelinowanie hydrauliczne na złożu Hugoton w U.S.A w 1947 r. Źródło: [www.cuadrillaresources.com](http://www.cuadrillaresources.com)



Rys. 1. Porównanie rodzajów odwiertów i szczelinowania. Źródło: Packer Plus

W październiku 1948 roku w Dallasa J.B. Clark kierownik badań produkcji tej samej firmy zaproponował nową metodę zwiększania wydajności otworów naftowych (1). Opublikowano ją w czasopiśmie „Oil and Gas Journal”. Patent o nazwie „Hydrafrac” został zgłoszony przez firmę Halliburton Oil Well Cementing Company w roku 1949. Metoda tej firmy polegała na użyciu, jako płynu szczelinującego, mieszanki piasku oraz ropy naftowej. Warto zaznaczyć, że w pierwszym roku komercyjnego użytku

została ona zastosowana w 332 odwiertach zwiększając ich produktywność o 75%. W 1953 roku jako składnik płynu szczelinującego została zastosowana po raz pierwszy woda wraz z dodatkami chemicznymi oraz substancjami żelującymi. Przed rokiem 1950 średnio miesięcznie stosowano tę metodę w 3 000 tysiącach odwiertów. W roku 1968 ilość takich operacji wzrosła do 500 000 rocznie. Następnie zaczęto stosować ją w odwiertach pionowych w skałach łupkowych (iłowco-mółowcowych). Prawdziwa rewolucja w zastosowaniu szczelinowania hydraulicznego nastąpiła jednak dopiero, kiedy opracowano metodę wierceń poziomych w skałach łupkowych. Dokonała tego firma Mitchell Energy na złożu Texas Barnett Shale w 1991 roku. Połączenie tych metod w roku 1998 również przez tę firmę zaowocowało pierwszym komercyjnie udanym odwiertem przy użyciu wiercenia poziomego ze szczelinowaniem typu „slick water”. Dalsza historia przedstawia ciągły wzrost wydobycia zastosowania tej metody głównie na złożach niekonwencjonalnych.

### Jak wyglądał rozwój szczelinowania hydraulicznego w Polsce?

W październiku 1948 roku J.B. Clark opublikował artykuł w czasopiśmie „Oil and Gas Journal” na temat szczelinowania hydraulicznego. Skrót tego referatu w Polsce opublikował dr inż. Bronisław Fleszar, pracownik Instytutu Naftowego, w czasopiśmie „Nafta” już w październiku 1948 roku. Możemy uważać, że był to początek zainteresowania tą metodą przez naukowców. Stworzeniem podstaw teoretycznych, opisem właściwości cieczy zabiegowych (szczelinujących) i pierwszymi badaniami laboratoryjnymi w Polsce zajmował się dr inż. Bronisław Fleszar pracownik Instytutu Naftowego. W 1956 roku polski przemysł naftowy zainteresował się tym zabiegiem (1). W tym samym roku mgr inż. Marian Ptaka powrócił z Rumunii gdzie był świadkiem szczelinowania hydraulicznego. Na podstawie wykonanych badań i notatek z podróży przeprowadzono pierwsze próby przemysłowe szczelinowania w polskim przemyśle naftowym. Zabiegi wykonane zostały w otworach naftowych „Załęże 3”, „Mrukowa 18”, „Węglówka 37” i „Bóbrka 108” (1).



Rys. 3. Inż. Bronisław Fleszar oraz jego książka. Źródło: 1

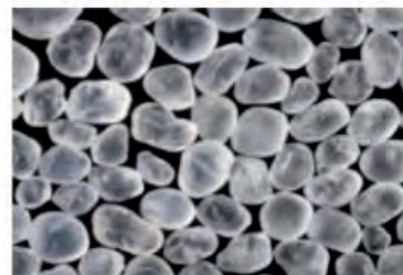
Opis, wyniki i wnioski z pierwszych zabiegów opublikowane zostały w czasopiśmie „Przegląd naftowy” nr 5. i nr 6. z 1956r w artykule p.t.: „Zwiększenie wydobycia ropy metodą hydraulicznego szczelinowania złóż” przez mgr. inż. Józefa Zuzaka oraz w czasopiśmie „Nafta” nr 7 z 1956r w artykule p.t. „Hydrauliczne szczelinowanie w polskich warunkach złożowych”. W 1964 roku dr inż. Bronisław Fleszar opublikował książkowe wydanie „Szczelinowania złóż naftowych”. Badania nad szczelinowaniem hydraulicznym i jego zastosowaniem na polskich złożach są wykonywane już od 60 lat. Warto dodać, że w trakcie rozwoju tej metody wielokrotnie zmieniały się składy płynów zabiegowych, proppantów, wykorzystywanych bądź nie, oraz stosowanego sprzętu. Przez długi okres jako płyn szczelinujący, w tym na polskich złożach wykorzystywano ropę naftową, różnego typu oleje albo inne płyny zawierające węglowodory. Przykładowo w 1955 roku był badany i stosowany płyn, który zawierał związki chemiczne w składzie: 63% - ropa bezparafinowa, 26% - olej bunkrowy, 8% - woda, 3% - mydło naftenowe. W 1976 roku z kolei badano i zastosowano płyn, który składał się w ok. 80% z oleju napędowego ok. 15% do 20% z kwasu octowego o stężeniu około 10% oraz emulgatora Rokacet S-24 (2). Dla porównania płyn szczelinujący obecnie stosowany na całym świecie w porównaniu z początkowo stosowanymi jest bardzo mało szkodliwy i prosty do utylizacji. Składa się on głównie z wody, a środki chemiczne stanowią tylko 0,5%. Ponadto zastosowane w nim dodatki chemiczne są w produktach używanych w gospodarstwach domowych. Prawdziwy rozkwit techniki szczelinowania hydraulicznego nastąpił dopiero na początku XXI wieku. Wzrost cen ropy naftowej i gazu oraz wyczerpywanie się dostępnych złóż konwencjonalnych przyczyniły się do znacznego zwiększenia wydatków na badania i rozwój oraz poszukiwanie nowych złóż, co poskutkowało unowocześnieniem technologii, umożliwiając opłacalne wydobywanie węglowodorów niekonwencjonalnych.

### Czym są proppanty i jaka jest ich historia?

Nieodzownym elementem szczelinowania są proppanty. Dzięki nim powstałe szczeliny nie zamykają się i jest możliwa eksploatacja węglowodorów. Historia proppantów jest ściśle powiązana z historią szczelinowania hydraulicznego gdyż jedno bez drugiego nie istnieje. Proppanty po raz pierwszy zostały zastosowane pod koniec lat 40-ych XX wieku w Ameryce Pół-

nocnej. Początkowo jako proppantów używano tylko piasku kwarcowego wydobywanego z dna rzeki Arkansas i innych. Podstawową zaletą tych surowców jest niska cena i dostępność. Charakteryzują się one niestety małą wytrzymałością na ściskanie, słabą sferycznością oraz kulistością co powoduje, że wydobycie surowców przy ich

#### Piasek



#### Spiekany boksyt



#### Piasek otoczkowany żywicą



#### Proppanty ceramiczne



Rys. 4. Rodzaje proppantów. Źródło: opracowanie własne Baltic Ceramics

zastosowaniu na większych głębokościach jest coraz mniej efektywne. Piasek kwarcowy wykorzystywany był również w Polsce w latach 50-ych ubiegłego wieku. Warto nadmienić, że przez blisko 60 lat prac nad metodą szczelinowania hydraulicznego w Polsce, krajowi badacze przyczynili się do ustawicznego doskonalenia cieczy zabiegowych oraz urządzeń do szczelinowania. W późniejszych okresach, jako materiał podsadzkowy polscy badacze wykorzystywali m.in. glin, wapień, magnez czy krzemionkę. Mała wytrzymałość piasku połączona z chęcią eksploatacji głębszych złóż spowodowała konieczność poszukiwania proppantów, które odznaczałyby się lepszymi właściwościami fizycznymi. W latach 60-ych XX wieku prowadzono próby szczelinowania z wykorzystaniem proppantów w postaci kulek szklanych, plastikowych oraz np. rozdrobnionych łupin orzecha włoskiego. Zaletą tych ostatnich była ich niska cena oraz to, że nie pękały i nie kruszyły się. Z racji niskiego ciężaru właściwego ich zastosowanie stwarzało jednak liczne problemy. Na ich niekorzyść działało też to, że ulegały deformacjom pod wpływem ciśnienia i temperatur panujących w odwiertach. Kolejnym etapem rozwoju proppantów była próba zastosowania proppantów metalicznych. Proppanty te posiadały niestety szereg wad, między innymi: okazały się drogie w produkcji, nie były obojętne w środowisku kwasowym oraz posiadały zbyt wysoki ciężar właściwy. W 1983 roku po raz pierwszy w komercyjnym zastosowaniu znalazły się proppanty otrzymane poprzez spiekanie boksytu. Otrzymane w ten sposób proppanty były bardzo wytrzymałe i niestety bardzo drogie. Następnym etapem było pokrywanie proppantów piaskowych żywicami. W kolejnych latach podjęto próby otrzymania proppantów lżejszych niż na bazie boksytu, a jednocześnie odznaczających się podobnym lub wyższym stopniem wytrzymałości na ściskanie. Przełom w tych pracach nastąpił dopiero w połowie lat 80-ych XX wieku, kiedy opracowano pierwsze lekkie proppanty ceramiczne. Od tego czasu trwają nieustanne pra-

ce zmierzające do poprawy ich właściwości. Proppanty ceramiczne poddawane są różnym technikom poprawiającym ich właściwości i są określane jako najbardziej perspektywiczna grupa proppantów. Obecnie na rynku występują następujące rodzaje proppantów:

**Czym są i jak powstają proppanty ceramiczne?**

Proppanty ceramiczne produkowane są z naturalnych surowców mineralnych: ilów, boksytów i kaolinów oraz mieszanek zawierających różne proporcje tych surowców a także inne mineralne dodatki. Schematycznie proces produkcji polega na mieleniu i mieszaniu surowców, wzbogacaniu ich oraz wypalaniu. Ostateczna jakość oraz cena proppantów ceramicznych uzależniona jest od odpowiedniego doboru składników i od procesu produkcyjnego. Szczegóły technologiczne produkcji proppantów ceramicznych pokryte są tajemnicą. Należy podkreślić, iż proppanty ceramiczne to produkt ceramiczny o najmniejszych rozmiarach (nawet o średnicy 100 μm) sprzedawany masowo dopiero od około 15 lat. Rygor jakim ten produkt jest poddawany w trakcie produkcji oraz w trakcie jego zastosowania przy stosunkowo niedługim czasie jego rozwoju, w porównaniu do innych powszechnie sprzedawanych produktów ceramicznych powoduje, iż dostępność do wiedzy na temat ich produkcji jest bardzo ograniczona, a początkowe i późniejsze nakłady na badania i rozwój stanowią nieodłączną część działalności operacyjnej firm, które chcą produkować albo już produkują proppanty ceramiczne. Proppanty ceramiczne to obecnie jedna z najbardziej zaawansowanych technologicznie grup proppantów stosowanych w procesie szczelinowania. Właściwości fizykochemiczne proppantów ceramicznych, dzięki intensywnie prowadzonym pracom badawczo-rozwojowym, są wciąż poprawiane, dzięki czemu mają coraz lepszą odporność na działania wysokich temperatur, ciśnienia oraz płynów szczelinujących i złożowych, występujących na dużych głębokościach, czyli 3,5 do 5,5 km pod ziemią.

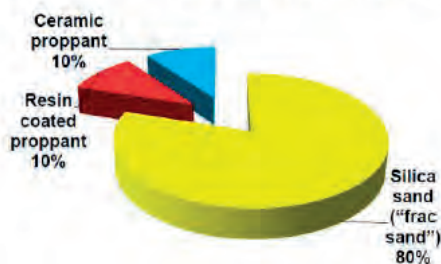
Dodatkowo ważnym atutem proppantów ceramicznych jest bardzo wysoka powtarzalność produktu w danym rozmiarze (w średnicach od 0,1-1,7 mm) oraz możliwość zachowania kształtu. Te cechy wpływają na coraz szersze zastosowanie proppantów ceramicznych, w tym przy wydobywaniu gazu łupkowego a także ropy naftowej ze skał łupkowych, niedostępnej przy stosowaniu starszych technologii wydobywczych.

**Jak wygląda światowy rynek proppantów?**

Proppanty są używane w przemyśle wydobywczym ropy i gazu ziemnego już ponad 70 lat, jednak wprowadzenie techniki wierceń kierunkowych (directional drilling) i wierceń poziomych (horizontal drilling), a w szczególności wprowadzenie szczelinowania hydraulicznego (hydraulic fracturing albo hydraulic fracking), spowodowało nowe możliwości wzrostu ich zastosowania i użycia. Z kolei dzięki nowej technologii produkcji proppantów ceramicznych, firmy wydobywcze prawie bez ograniczeń mogą dotrzeć do najgłębszych i najbogatszych w gaz pokładów gazu łupkowego, aż do poziomu ok. 5,5 km pod ziemią, zarówno na lądzie jak i off-shore.

Proppanty ceramiczne zostały po raz pierwszy użyte w USA w 1983 roku. Od tego czasu są z ogromnym sukcesem stosowane do wydobywania gazu zaciśniętego (tight gas). Od lat 90. XX wieku proppanty ceramiczne są stosowane także w Europie. Globalny rynek wszystkich rodzajów proppantów przekroczył wolumen 45 milionów ton w 2013 roku, z 28% wzrostem w porównaniu do 2012 roku. W 2013 roku było na świecie 63 producentów proppantów piaskowych, 17 producentów proppantów piaskowych otoczonych żywicami oraz ponad 40 producentów proppantów ceramicznych. Jednak tylko kilku producentów oferuje proppanty ceramiczne wysokiej jakości czyli klasy „premium”. Według naszych szacunków ceny proppantów ceramicznych „premium” kształtują się na poziomie od 900 do ponad 1 200 USD za tonę.

**Proppant market share by volume (60bn lbs 2011)**

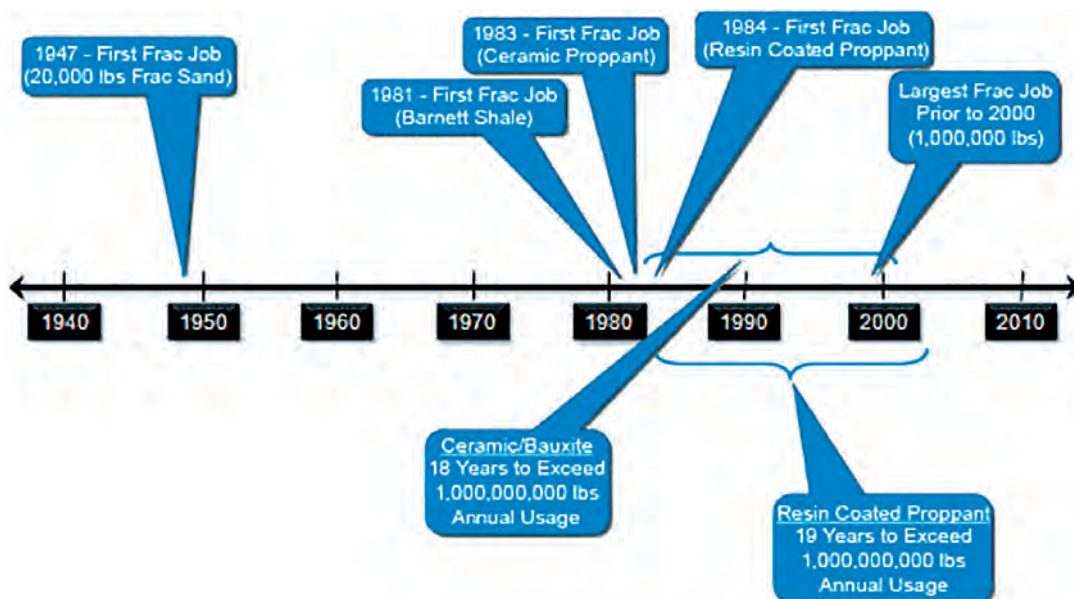


**Proppant market share by value (\$3.7bn 2011)**



Rys. 5. Udziały ilościowe i wartościowe proppantów w rynku w roku 2011. Źródło: Freedonia 2011





Rys. 6. Historia zużycia proppantów. Źródło: momentivefracline.com

Warto zaznaczyć, że według danych z 2011 r. proppanty piaskowe mają 80% udziału w wolumenie rynków, ale tylko 45% w wartości rynku proppantów. Natomiast proppanty ceramiczne mają 10% udziału w wolumenie rynków, ale za to 49% udział w wartości rynku proppantów, co oznacza, że mimo wyższej ceny na proppanty ceramiczne istnieje zapotrzebowanie.

Dynamiczny wzrost zużycia proppantów ceramicznych obserwujemy od początku XXI wieku, kiedy zostały powszechnie zastosowane do poziomego szczelinowania hydraulicznego. W latach 2002-2010 średnioroczny wzrost zużycia proppantów ceramicznych wyniósł 23,3%. Poniższa linia czasowa przedstawia jak historycznie zmieniało się zużycie proppantów.

Głównym rynkiem zbytu proppantów ceramicznych w procesie wydobywania gazu łupkowego są Stany Zjednoczone i Kanada, jednak w ostatnim czasie obserwujemy wzrost zużycia proppantów ceramicznych również w Chinach i w innych krajach. Szacujemy, że około 75% proppantów ceramicznych wykorzystywane jest do wydobywania gazu i ropy łupkowej w procesie szczelinowania hydraulicznego, zaś pozostałe 25% do wydobywania innych węglowodorów ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, w tym w innych procedurach wydobywczych np. gravel packing. W Europie proppanty ceramiczne są stosowane przy wydobywaniu gazu zaciśniętego (tight gas) w Niemczech i w Holandii oraz przy wydobywaniu węglowodorów z odwiertów off-shore m.in. w Norwegii, Danii, Holandii i Wielkiej Brytanii. Obecnie rynek amerykański zużywa rocznie około 70% światowej produkcji proppantów ceramicznych, ale rosnąca produkcja gazu łupkowego i ropy łupkowej

w najbliższych 5-10 latach zwiększy zapotrzebowanie na proppanty w Europie, Afryce (część północna i RPA), Azji (w szczególności w Chinach), w Ameryce Północnej (Meksyk), w Ameryce Południowej (Argentyna) i w Australii. Szacuje się, że popyt na proppanty ceramiczne będzie przewyższał podaż w najbliższej dekadzie, co doprowadzi do dalszego wzrostu ich cen. Prognozy te dotyczą proppantów ceramicznych wysokiej jakości. Według danych z PropTester Report, wartość światowego rynku proppantów ceramicznych w 2010 roku wyniosła 1,2 mld USD, w 2011 roku około 1,7 mld USD, w 2012 roku około 1,8 mld USD, w 2015 roku powinna wynieść 2,6 mld USD, zaś w 2020 roku wyniesie już 5,2 mld USD. Wzrost rynku osiągnęty jest zarówno przez wzrost wolumenu jak i wzrost cen. Oznacza to, że w perspektywie trwającej dekady, światowy rynek proppantów ceramicznych co 5 lat będzie podwajał swoją wartość. Należy przy tym nadmienić, że branża związana z wydobywaniem węglowodorów ze skał łupkowych jest we wczesnej fazie rozwoju i posiada bardzo wysoki potencjał dalszego wzrostu. Światowy rynek proppantów ma przed sobą dobre perspektywy również ze względu na fakt, że gaz ziemny odgrywa coraz większą rolę na światowym rynku surowców i energii. Rosnące zapotrzebowanie na ten surowiec, a także stosunkowo wysokie ceny zmuszają rządy wielu krajów do podjęcia działań mających na celu odkrycie i eksploatację nowych niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. W szczególności związane jest to z faktem, że gaz ziemny jest nie tylko nośnikiem energetycznym, ale także podstawowym surowcem petrochemicznym, z którego produkuje się większość tworzyw sztucznych na świecie.

## Podsumowanie

Celem niniejszego artykułu było przedstawienie historii szczelinowania hydraulicznego i proppantów zarówno na świecie jak i w Polsce, oraz przedstawienie analizy rynku proppantów. Na podstawie przedstawionych danych można stwierdzić, że szczelinowanie hydrauliczne zarówno na świecie jak i w Polsce ma długą historię. Nie da się ukryć faktów, iż metoda ta była stosowana zarówno w Europie jak i w Polsce od kilkudziesięciu lat i jak do tej pory nie odnotowano żadnych poważniejszych problemów z nią związanych. Warto zaznaczyć iż w tym okresie skład płynu szczelinującego uległ diametralnej zmianie i stał się bardziej przyjazny dla środowiska. Przedstawiony w niniejszym opracowaniu rozwój proppantów, w tym pojawienie się proppantów ceramicznych, przyczynił się do wzrostu efektywności całego procesu oraz do jego rozprzestrzenienia na głębiej zalegające złoża. Biorąc pod uwagę analizy rynku oraz szacunki, rynek proppantów ceramicznych w najbliższych latach będzie ulegał ciągłemu wzrostowi.

## Przypisy

1. Józef Zuzak, 4/2013, *Historia Hydraulicznego Szczelinowania w Polskim Przemśle Naftowym, część pierwsza podstawy teoretyczne, Wiek Nafty*
2. Józef Zuzak, 1/2014, *Historia Hydraulicznego Szczelinowania w Polskim Przemśle Naftowym, część – Technologia, Technika i organizacja, Wiek Nafty*
3. <http://frackingresource.org/>

Marcin Zimny  
BALTIC CERAMICS S.A.

Dariusz Janus  
CEO, IndygoTech Minerals SA

# Niespójność krajowych przepisów z normami europejskimi – przykłady



Andrzej Barczyński

## Uwagi wstępne

Krajowe przepisy nie nadążają za wprowadzonymi w Polsce normami europejskimi. W związku z tym, że wyższego rzędu aktami prawnym są ustawy, rozporządzenia Rady Ministrów, resortowych ministrów, wiele zapisów technicznych zawartych w normach europejskich nie może być stosowanych w budownictwie przy zasilaniu urządzeń energetycznych gazem ziemnym. Hamuje to nie tylko rozwój techniczny, ale może prowadzić do rezygnacji potencjalnych dużych odbiorców ze stosowania gazu jako źródła energii (utrata rynku gazu). Poniżej podano kilka przykładów ilustrujących bariery techniczne powstałe przez zapisy zawarte w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 75, poz. 690) [1].

## Ciśnienie gazu w instalacji gazowej w budynkach

Zgodnie z zapisami zawartymi w §.157 pkt 2. Rozporządzenia [1]: „Instalacja gazowa w budynku powinna zapewniać doprowadzenie paliwa gazowego w ilości odpowiadającej potrzebom użytkowym oraz odpowiednią wartość ciśnienia przed urządzeniami gazowymi, zależna od rodzaju paliwa gazowego zastosowanego do zasilania budynku, określona Polska Norma dotycząca paliw gazowych, przy czym ciśnienie to nie powinno być wyższe niż 5 kPa (50 mbar)”.

**Uwaga:** Zgodnie § 3 pkt 5 jako budynek zamieszkania zbiorowego – rozumie się budynek przeznaczony do okresowego pobytu ludzi poza stałym miejscem zamieszkania, taki jak hotel, motel, pensjonat, dom wypoczynkowy, schronisko turystyczne, schronisko socjalne, internat, dom studencki, budynek koszarowy, budynek zakwaterowania na terenie zakładu karnego, aresztu śledczego, zakładu poprawczego, schro-

niska dla nieletnich, a także budynek do stałego pobytu ludzi, taki jak dom rencisty, dom zakonny i dom dziecka,

Tymczasem zgodnie z pkt 6.1 normy PN-EN 12279 [2]: „maksymalne ciśnienie robocze wejściowe w instalacji redukcji ciśnienia gazu wewnątrz budynku, którego właścicielem jest strona trzecia, nie powinno przekraczać 5 bar. Ciśnienie to może być wyższe (nawet do 1,6 MPa), jeżeli użytkowanie instalacji prowadzone jest przez osoby kwalifikowane.

Podobnie w PN-EN 1775 [3] w pkt 1 zakres normy: „niniejsza norma jest stosowana do: instalacji w budynkach mieszkalnych, komercyjnych i obiektach użyteczności publicznej o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) równym 5 bar lub mniejszym”.

Ponadto zapisy rozporządzenia [1] są niespójne z zapisami Rozporządzenia Ministra Gospodarki z. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe [4], w którym zgodnie z § 5. podwyższono wartość maksymalnego ciśnienia niskiego z 5 kPa do 10 kPa.

Obowiązujący zapis w rozporządzeniu [1] nie pozwala więc na wprowadzenia do budynków urządzeń energetycznych wymagających ciśnień zasilania większych niż 5 kPa np. agregatów kogeneracyjnych, które wymagają ciśnień co najmniej 10 kPa.

## Lokalizacja urządzeń redukcyjnych i pomiarowych

W rozporządzeniu [1] wprowadzono następujące zapisy:

- a) § 162 „Urządzenia redukcyjne mogą być instalowane wyłącznie na zewnątrz budynku i powinny być zabezpieczone przed dostępem osób niepowołanych i uszkodzeniami mechanicznymi” oraz
- b) w § 176.8.: „W pomieszczeniu z zainstalowanymi kotłami o mocy powyżej 2 MW, zabrania się instalowania urządzeń przeznaczonych do pomiaru zużycia gazu”.

Tymczasem w PN-EN 1775 [3] zezwala się na lokalizowanie urządzeń redukcyjnych i gazomierzy wewnątrz budynków co wynika z pkt 5.6.2: „reduktory i gazomierze należy instalować w pomieszczeniach wentylowanych i zabezpieczyć przed czynnikami, które mogły-

by je uszkodzić lub spowodować ich wadliwe działanie, tj. korozją, wibracjami, uderzeniami, zmianami temperatury i wandalizmem”. Podobnie wynika to z PN-EN 12279 [2] oraz w ST-IGG – 0502 [5], w których przedstawiono różne sposoby lokalizacji instalacji redukcji ciśnienia gazu (i/lub pomiaru) na przyłączach w stosunku do budynku.

Zakaz lokalizacji urządzeń pomiarowych i redukcyjnych w budynkach zapisany w w/w rozporządzeniu nie został poparty żadnymi argumentami natury technicznej.

## Kotłownie powyżej 2 MW

Od roku 2002 obowiązują zapisy określające lokalizację kotłowni zasilanych paliwem gazowym zawarte w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 75, poz. 690) [1].

Z w/w rozporządzenia (§ 176. 5) wynika następujące zalecenie dotyczące lokalizacji w budynkach kotłowni o mocy przekraczającej 2.000 kW (2 MW):

„Kotły na paliwa gazowe o łącznej mocy cieplnej powyżej 2.000 kW mogą być instalowane wyłącznie w budynku wolno stojącym przeznaczonym na kotłownię”.

Cytowany powyżej zapis podany w w/w rozporządzeniu nie jest poparty argumentami natury technicznej lub prawnej.

Wiadomo bowiem, że o bezpieczeństwie związanej z użytkowaniem kotłowni (bezpieczeństwem publicznym) decydują następujące przesłanki techniczne:

1. Czy pomieszczenie, w którym zainstalowane są kotły jest pomieszczeniem niezagrożonym wybuchem w świetle Rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów [5]
2. Czy palniki gazowe zamontowane w kotłach posiadają wszelkie zabezpieczenia zgodne z odpowiednimi polskimi normami europejskimi
3. Czy zamontowane są w kotłowni inne urządzenia zabezpieczające np.: system aktywnej ochrony przed wyciekami gazu.

Dlatego nie ma żadnych przesłanek merytorycznych, które wymagałyby instalowania kotłowni powyżej 2 MW w budynkach wolno stojących, a nie w pomieszczeniach wewnątrz danego obiektu.

O niekonsekwencji tego zapisu świadczy również fakt wybudowania do roku 2002 wielu kotłowni wewnątrz budynków np. w hotelach, szpitalach i innych obiektach użyteczności pu-

blicznej, w których moce kotłów znacznie przekraczały 2 MW (ówczesne przepisy zezwalały na taką lokalizację kotłowni).

Sprawa ta jest o tyle istotna dla gazownictwa, że może to prowadzić do rezygnacji dużych odbiorców ze stosowania gazu ziemnego na korzyść innego źródła energetycznego, w przypadku konieczności przeprowadzenia modernizacji kotłowni, ze względu np. na brak możliwości wybudowania osobnego budynku wolno stojącego przeznaczonego na kotłownię.

Ponadto w przypadku realizacji nowych inwestycji, wymóg konieczności budowania osobnego budynku dla kotłowni o mocy cieplnej powyżej 2 MW podnosi koszty inwestycyjne oraz zwiększa powierzchnię terenu, na której budowany jest dany obiekt.

Tymczasem w normach europejskich brak takich zapisów ograniczających możliwość instalowania kotłów w pomieszczeniach budynków o mocy powyżej 2 MW. Obecne zapisy mają więc charakter monopolistyczny, gdyż preferują stosowanie np. ciepłaka. Może to prowadzić do utraty odbiorców gazu, a tym samym

do redukcji rynku gazu na korzyść sektora ciepłowniczego.

#### Wnioski

1. Należy sukcesywnie harmonizować krajowe akty prawne z zapisami norm europejskich wprowadzanych do Polski (polskie przepisy nie nadążają za normami europejskimi).
2. Niespójność polskich przepisów z normami europejskimi (PN-EN) nie pozwala na wprowadzanie nowoczesnych rozwiązań technicznych stosowanych w Unii Europejskiej, co może grozić utratą rynku gazu na korzyść innych źródeł energetycznych.

#### Literatura:

1. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 75, poz. 690)
2. PN-EN 12279: 2004: Systemy dostawy gazu. Instalacje redukcji ciśnienia gazu na przyłączach. Wymagania funkcjonalne

3. PN-EN 1775: lipiec 2009 Dostawa gazu. Przewody gazowe do budynków. Maksymalne ciśnienie robocze równe 5 bar lub mniejsze. Zalecenia funkcjonalne
4. Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. Nr 97, poz. 1055)
5. ST- IGG - 0502:2010: Instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania
6. Rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. z dnia 22 czerwca 2010 r.)

dr inż. Andrzej Barczyński  
 Doradztwo Gaz-Energia,  
 61-308 Poznań ul. Widawska 36,  
 wykładowca na Politechnice i Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu

## Prawo geologiczne i górnicze – spór o NOKE zakończony



Jerzy Papuga

Przyjęta przez Sejm rządowa nowelizacja prawa geologicznego i górniczego ma docelowo stać się szeroką furtką dla inwestorów węglowodorowych i nadal jest szansa, aby taką była. Projekt gości teraz w Senacie, ale zważywszy na wagę 120 poprawek i wniosków, które klub parlamentarny PiS oraz 3 przedsiębiorców i 2 organizację przedłożyły w pracach komisji sejmowej, nadal jest o czym mówić. Wiceminister i główny geolog kraju Sławomir Brodziński osobiście wydał dyrektywy, które stworzyły pole do dyskusji. Każda poprawka została opatrzona stanowiskiem rządu, ale co najważniejsze, była obopólna wola objaśniania wprowadzanych zmian, a w niektórych przypadkach – zawierania kompromisów.

### Wiceminister Brodziński cały w emocjach

Na rozpatrzenie ustawy było parę majowych tygodni, prace przebiegały więc sprawnie, choć nie bez dyskusji czy sporów. „Czuję emocje z tego powodu, że znam wagę gatunkową tej noweli” – wyznał wiceminister Brodziński. Ustawa dotyka

bowiem wielu interesariuszy, zarówno inwestorów węglowodorowych jak i samego państwa. „Osiągnięcie kompromisu jest tu bardzo trudne, gdyż interesy bywają sprzeczne, ale w imieniu rządu wykażę maksymalną wolę współpracy, nie odchodząc przy tym od pryncypiów” – deklarował Brodziński. Główny geolog kraju przyznał, iż zarówno administracja, jak i środowiska naukowe nie były przygotowane do skali spraw „którą teraz realizujemy”. Zdaniem rządu, szerokiemu otwarciu frontu inwestycyjnego ma służyć wprowadzenie prekwalifikacji „jako nowej idei która będzie chronić interesy państwa polskiego” i wykluczać podmioty zainteresowane spekulacją koncesjami. A także, połączenie w jedną wszystkich trzech rodzajów koncesji: poszukiwawczej, rozpoznawczej oraz wydobywczej. Kwestię postulowanych dalszych uproszczeń w prowadzeniu działalności koncesjonowanej wiceminister Brodziński potraktował możliwie liberalnie: „z punktu widzenia inwestorów, tych uproszczeń zawsze będzie za mało, natomiast z punktu interesów państwa jest to pewien kompromis, który nadal będzie negocjowalny”.

### Bez Staszica i bez NOKE

Jeśli czymś projekt nowelizacji zaskoczył, to zmianą („udoskonaleniem”) instrumentów nadzoru i kontroli: „w uproszczeniu, bez Staszica SA i bez NOKE SA”, wzmacniając za to istniejące organy państwowe. „Do tego punktu jestem

szczególnie głęboko przekonany, czemu dawałem wielokrotnie wyraz” – łamał wątpliwości posłów wiceminister Brodziński. Poseł Piotr Naimski z PiS odpowiedział, iż rządowy projekt nowelizacji radykalnie cofnął się w stosunku do tego, co rząd przygotował jesienią 2013 roku. Tamta wersja zakładała powołanie operatora na złożach, podobnie jak projekt PiS, który w maju br. został odrzucony przez Sejm w pierwszym czytaniu. Rezygnacja z operatora na złożach jest „cofnięciem się o wiele długości”, nawet wobec zwiększenia ilości etatów w odpowiednim departamencie Ministerstwa Środowiska, czy dodania pieniędzy Wyższemu Urzędowi Górnicemu. „Operator nie jest narzędziem do zbierania pieniędzy, chociaż czasem może to robić, lecz narzędziem do zarządzania złożami i reagowania na postępowanie koncesjonariuszy ex ante a nie tylko ex post, kiedy coś się wydarzy albo kiedy coś skontroluje i można będzie dochodzić uprawnień Skarbu Państwa w stosunku do tego, co już się zdarzyło”. Paradoksem jest – dowodził pos. Naimski – że opozycja zgłasza poprawki mające na celu przywrócenie rządowego kształtu projektu ustawy, który był po prostu zdroworoządkowy i „miał szansę na konsensus”. W tym przywrócenie spółki, w której udziałowcami byłyby BGK i NFOŚiGW, a proponowany model został sprawdzony w takich krajach europejskich, jak Norwegia, Dania czy Holandia. W sytuacji, kiedy złoża kopalin w Polsce są własnością państwa, rząd nie powinien wyzybywać

się możliwości gospodarowania nimi, gdyż kwestia regulacji umożliwiającej wydobycie gazu jest sprawą narodową i musi wykraczać ponad nasze bieżące spory polityczne. Wprowadzenie spółki państwowej NOKE do projektu zapewni choćby przepływ informacji dotyczących działalności podmiotów na koncesjach. Pozwoli również na prostszą finansową kontrolę działalności spółek, bo poprzez informację dla udziałowca, niż w jakkolwiek inny sposób. Przyczyni się do kumulowania w ręku Skarbu Państwa wiedzy w skali całego kraju o tym, co się dzieje w złożach w Polsce i jak można nimi lepiej zarządzać. Naimski podkreślił, iż argument poruszany „przez tych, którzy zrezygnowali z NOKE w rządowym projekcie” jest taki, że zawsze będzie można wrócić do tej koncepcji. „Jest to argument mylący, zwodzący, fałszywy, gdyż jeśli nie zrobimy tego wraz z wprowadzeniem nowych regulacji, to będzie tworzył się inny stan faktyczny, podmioty gospodarcze będą uzyskiwać prawa, które w przypadku planów wprowadzenia takiej spółki operatora na złożach będą traktowane jako prawa nabyte”. Wiceminister Brodziński nie pozostawił jednak złudzeń: powrotu do tej koncepcji nie będzie. Nie pomoże nawet pokazywanie dobrych przykładów z trzech najczęściej wymienianych krajów europejskich: „tamte koncepcje powstały kilkadziesiąt lat temu w innych realiach geopolitycznych i w innych warunkach konkretnych krajów, ponadto nie miały one wówczas instytucji, którymi obecnie dysponujemy”. W zamian rząd proponuje wzmocnienie organów państwa poprzez transparentne działanie w ramach służby cywilnej. Zmiany koncepcji rządowej nadzoru i kontroli poparły także Konfederacja Lewiatan i Organizacja Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego.

### Kontrowersyjne mechanizmy opłat

Dyr. Piotr Szlagowski z PGNiG zwrócił uwagę, iż w Sejmie równolegle procedowana jest ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym, przewidująca podatki i opłaty nakładane na działalność wydobywczą. „Dublowanie się mechanizmów podatkowych i finansowych w jednej i drugiej ustawie traktujemy jako pewnego rodzaju problem” – argumentował. Projekt ustawy przewiduje aż 4-krotne podwyższenie wysokości stawek opłaty eksploatacyjnej, choć zdaniem rządu celem regulacji nie jest fiskalizm, ale stworzenie inwestorom odpowiednich warunków wydobywania gazu niekonwencjonalnego. „Jeśli mówimy o rencie surowcowej, to podstawowym narzędziem, zgodnie z decyzją rządu, są mechanizmy fiskalne i ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym” – podkreślał Szlagowski. Tymczasem planowane opłaty eksploatacyjne będą, od pierwszego dnia po wejściu w życie ustawy, dotyczyć przede wszystkim gazu i ropy wydobywanych z już istniejących złóż. W przypadku, kiedy koncesja dobiega końca, ale złożo nie zostało wyczerpane, przedsiębiorca ponownie

będzie musiał ocenić ekonomikę projektu. W tym momencie podwyższone opłaty eksploatacyjne, nieprzewidujące możliwości stosowania starych stawek do tego typu złóż, mogą sprawić, że koncesje nie będą przedłużane a złoża wyczerpywane do końca. PGNiG postulował, aby do starych złóż stosować stare zasady, do nowych – nowe. Alternatywnie możliwe byłoby określenie progów dla złóż marginalnych. Choć, zdaniem Szlagowskiego poziom, na którym ustawowo określono charakterystykę złóż jako marginalnych, jest zbyt niski, wynosi tylko 2%. Problem zaś jest zdecydowanie większy, dotyczy „kilkunastu procent złóż”. Dyr. Rafał Miland z Ministerstwa Środowiska objaśnił, iż zaliczone do złóż marginalnych będą złoża gazu ziemnego o wydobywaniu mniejszym niż 500 tys. m<sup>3</sup> w ciągu pół roku i produkcji ropy naftowej do 500 ton w ciągu pół roku. Ze 179 złóż gazu ziemnego, które są obecnie eksploatowane, 57 będzie należeć do grupy złóż marginalnych, dla których rząd nie proponuje podniesienia opłaty eksploatacyjnej. Odpowiednio, z 63 złóż ropy naftowej aż 36 zalicza się do kategorii złóż marginalnych. Ponadto, ustawa przewiduje skutki dopiero od początku 2016 roku. „Przesunęliśmy ten termin również po to, żeby dać możliwość dostosowania strategii gospodarczych przedsiębiorstw zajmujących się wydobywaniem węglowodorów” – objaśnił. Za 1000 m<sup>3</sup> eksploatowanego gazu obecnie opłata wynosi 6,06 zł, za 1 tonę ropy naftowej 35 zł. Od 2016 roku wyższe pieniądze z tego tytułu będą zasilać nie tylko budżety gmin, ale również powiatów i województw. Ponadto proponowane przez PGNiG wyłączenie obecnie eksploatowanych złóż z podwyższonej opłaty eksploatacyjnej, a zastosowanie jej wyłącznie do złóż nowo odkrywanych, budziłoby pewne wątpliwości z tytułu równego traktowania podmiotów. „Pytanie, czy mamy to w specjalny sposób traktować? Czy nie spowoduje to że 1/2 złóż nagle stanie się marginalnymi?” Dyrektor Maciej Nowakowski z PGNiG odpowiedział, iż dotyczyłoby od dziesięciu do kilkunastu procent krajowego wydobycia i byłoby sposobem ratowania starych złóż. Innym elementem mechanizmów fiskalnych jest opłata z tytułu użytkowania górnictwa. Dyr. Szlagowski dodawał, iż są dwa rodzaje działań w sferze państwowej; obszar dominium, w którym organ koncesyjny działa jako podmiot stosunków cywilnoprawnych oraz obszar imperium, w którym działa jako organ administracji publicznej, realizując swoje władcze uprawniające. Opłata z tytułu wynagrodzenia za użytkowanie górnictwa znalazła się w obszarze dominium. „Problem z taką kwalifikacją polega na tym, iż nie można prowadzić działalności tego typu bez uzyskania koncesji i zawarcia umowy o użytkowanie górnictwa”. Co więcej, Trybunał Konstytucyjny w orzeczeniu z 2011 roku potwierdził, że tego typu daniny, jak opłata eksploatacyjna, są daninami publicznymi i zgodnie z konstytucją, powinny być ustalane w drodze przepisów prawa powszechnie obowiązującego.

Problem pojawia się, gdy te opłaty ustalane są wyłącznie w drodze obwieszczenia lub wywieszenia przez ministerstwo przepisów na stronie internetowej – krytykował Szlagowski. W toku prac legislacyjnych zgłoszono poprawkę, aby w rozporządzeniu zostały przyjęte zasady i wysokości opłaty za użytkowanie górnictwa. Poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów, jest długotrwałe i wiąże się z wysokimi kosztami – argumentował PGNiG. Niemożność przewidzenia, jaka będzie stawka za użytkowanie górnictwa stanowi problem dla przedsiębiorców w dokonywaniu analiz ekonomicznych. Wywieszenie przez organ koncesyjny zasad ustalenia wysokości opłat za użytkowanie górnictwa na stronie Ministerstwa Środowiska nie jest żadnym źródłem prawa. „Zwykła zmiana ekipy rządzącej może doprowadzić do zmiany tych zasad i przedsiębiorca nie będzie wiedział, jak ma postępować i w jakiej wysokości ponieść opłatę w przyszłości.” Wiceminister Brodziński nie widział jednak powodu, aby w przypadku umów cywilnoprawnych konieczna była delegacja ustawowa a dyr. Miland pouczył, iż od ponad roku publicznie dostępne są zasady, na jakich zawierana jest umowa o ustanowieniu użytkowania górnictwa, z pełnymi wyliczeniami. „Przedsiębiorcy wiedzą, jak należy to czynić”. Generalnie przedstawiciele przemysłu wskazywali, że rząd odrzucił model oparty na umowach cywilnych pomiędzy inwestorem a koncesjonodawcą i przyjął model podatkowy, choć niekonsekwentnie. „Z jednej strony, rząd przyjmuje mechanizmy ściśle podatkowe a z drugiej strony, pozostawia element, który był dotychczas w prawie geologicznym i górnictwym, choć wydaje się on nieadekwatny”.

### Aspekty operacyjne

W trakcie prac nad ustawą w Sejmie klub PiS postulował m.in. przywrócenie 2-letniego okresu na skorzystanie z prawa do pierwszeństwa ustanowienia użytkowania górnictwa dla podmiotów, które uzyskały decyzję zatwierdzającą dokumentację geologiczną po dniu wejścia w życie ustawy. Wiceminister Brodziński objaśnił, iż pierwotnie był okres 5 lat, w poprzednim projekcie ustalono ten okres na 2 lata, rząd obecnie proponuje 3 lata, co „jest wersją kompromisową, która próbuje pogodzić dwie skrajne koncepcje, czyli radykalnego skrócenia albo dania większych szans na realizację projektów”. PiS domagał się także wyłączenia z koncesjonowanej działalności prac poszukiwawczych, które nie wiążą się z wierceniami, np. prac geofizycznych, które można prowadzić z powierzchni i które zostały zwolnione z koncesjonowania w projekcie rządowym z jesieni ubiegłego roku. Z jednej strony nie ma koncesji na poszukiwania, czyli znosi się koncesjonowanie prac geofizycznych, a z drugiej strony podlegają one koncesjonowaniu w łącznej koncepcji projektowanej w przedłożeniu rządowym. Dyr. Miland kontrargumentował, iż łączna koncesja może obejmować roboty takie jak geofizyka.

Rozpoznając złoża trzeba najpierw wykonać tego typu roboty, ale w projekcie ustawy pozostawiono możliwość wykonywania badań geofizycznych bez koncesji, tylko na podstawie zgłoszenia. „Jeśli ktoś będzie chciał na podstawie zgłoszenia prowadzić badania geofizyczne w celu uzyskania informacji geologicznej lub w celu poznania budowy geologicznej, zebrania informacji i ewentualnego obrotu informacją geologiczną, działania te będzie mógł podjąć bez koncesji, tylko na podstawie zgłoszenia”. Natomiast w ramach koncesji łącznej może i powinien podjąć roboty geofizyczne i wiercenia. Wreszcie, PiS chciał przyznać organowi koncesyjnemu uprawnienie do sprawdzania kwalifikacji podmiotu gospodarczego, który uzyskał w pre-kwalifikacji prawo do koncesji. Organ koncesyjny powinien mieć możliwość przeprowadzenia z urzędu kontroli tych elementów, które umożliwiają kwalifikację „w dowolnym momencie, na własne życzenie, bez dodatkowego wniosku i postępowań”. Rząd objaśnił, iż jest to możliwe na podstawie art. 161 kpa. Zgodził się ponadto kierunkowo w zaproponowanym przez PiS ograniczeniem w ustawie wysokości zabezpieczenia z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania warunków określonych w umowie koncesyjnej.

### Przekazania informacji geologicznej

Pos. Naimski podniósł jeszcze kwestię skrócenia czasu na przekazywanie parametrów złoża organom koncesyjnym i służbie geologicznej do 36 godzin i interpretacji danych geologicznych uzyskiwanych w wyniku prac geologicznych. Ustawowe „uzbrojenie” organu koncesyjnego i służby geologicznej w narzędzia, które pozwalają w sposób symultaniczny w stosunku do prac uzyskiwać informacje, jest słuszne – argumentował – umożliwi organowi koncesyjnemu i służbie geologicznej działanie zgodnie z interesem państwa. Natomiast wydłużanie terminów jest związane z tym, że każda firma walczy o to, aby nie musieć w ogóle tego robić. „Obecnie jest w Polsce firma, która nie dostarczyła danych, a pracuje od dłuższego czasu i trzeba to brać pod uwagę przy tworzeniu prawa” – ironizował Naimski. Dyr. Miland stwierdził, iż „co do czasu przekazywania parametrów, danych, próbek, zaproponowane przez nas terminy stanowią istotne skrócenie czasu w stosunku do obecnie funkcjonujących rozwiązań”. Po konsultacjach z państwową służbą geologiczną ministerstwo uznało, że utrzymywanie terminu 36 godzin na przekazanie danych nie ma większego sensu. „Czy nastąpi to w ciągu 36 godzin, czy 2 tygodni, dane i tak zostaną przekazane”. Okres 2 miesięcy na dostarczenie próbek służbie geologicznej daje czas przedsiębiorcy na przeprowadzenie badań „a służba i tak otrzyma próbki”. Rząd uważa ponadto, że to państwowa służba geologiczna powinna samodzielnie dokonywać interpretacji przekazanych danych, która wiąże się ze sformułowaniem oceny. „W grę wchodzi kwestia praw autorskich wytworu myśli, stoimy na stanowisku, że państwowa służ-

ba geologiczna powinna to zrobić samodzielnie, niekoniecznie opierając się na interpretacji danych przedsiębiorców”. Prezes Orlen Upstream Wiesław Prugar był zgodny z tym stanowiskiem wskazując, iż podczas prac „wytwarzamy pewną wartość intelektualną poprzez interpretację danych”. Przekazanie danych geologicznych wraz z interpretacjami naruszałoby prawo przedsiębiorcy do własności intelektualnej. Opieranie się na interpretacjach przedsiębiorstw przez Państwowy Instytut Geologiczny może prowadzić do błędnych wniosków. PiG ma doświadczenie, aby na podstawie surowych danych i próbek zebranych podczas badań przez przedsiębiorców dokonać interpretacji. Wiceminister Brodziński zdemontował, że interpretacje miałyby być przekazywane.

### Problem prekwalfikacji

Prezes Prugar zakwestionował przepis dotyczący prekwalfikacji, jako dyskryminujący przedsiębiorców i „ograniczający w procesie kwalifikacji doświadczenie operatora do okresu 3 lat”. Ustawa dotyczy nie tylko węglowodorów niekonwencjonalnych, ale szeroko rozumianych poszukiwań i wydobywania węglowodorów różnego rodzaju. Przypisanie przy prekwalfikacji oceny doświadczeń do konkretnego podmiotu, czyli np. do operatora, jest błędne – argumentował. Można sobie wyobrazić, że powstaną nowe koncepcje poszukiwawcze, jak pozyskiwanie gazu z pokładów węgla czy hydraty. Wiedza jest przyporządkowana specjalistom i osobom, które mają wieloletnie doświadczenie. Być może powstanie podmiot złożony ze 100 specjalistów z 30-letnim doświadczeniem, który zajmuje się specyficznym rodzajem poszukiwań. Pozbawienie możliwości wprowadzenia nowej wiedzy na rynek polski i uruchomienia przyszłych nowych złóż jest błędem. Tym bardziej, że organ koncesyjny ma wystarczające kwalifikacje, aby dokonać oceny doświadczenia ubiegającego się podmiotu. Stąd propozycja, aby to organowi pozostawić decyzję, czy podmiot ubiegający się o koncesję ma doświadczenie w działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Dyr. Kinga Wojtczak z Ministerstwa Środowiska stwierdziła, iż przyjęcie takiej propozycji skutkowałooby tym, że organ musiałby działać w sposób subiektywny i uznaniowy. Doświadczenie wymagane jest od podmiotu, który w przyszłości chce pełnić funkcję operatora, czyli podmiotu wiodącego, gdy działalność będzie prowadziło wspólnie kilka podmiotów. Takie doświadczenie wymagane jest również od podmiotu, który chce samodzielnie w przyszłości prowadzić działalność. Ustawa zawiera rozwiązanie, z którego wynika, że podmiot może polegać na doświadczeniu innych podmiotów, jeśli działa w spółce kapitałowej. Nie musi wykazać się własnym doświadczeniem, jeśli go nie posiada – mówiła Wojtczak.

### Przedłużenie fazy rozpoznania

Inną kwestią, która podniósł prezes Prugar było przedłużenie fazy poszukiwawczej. Przystę-

pując do poszukiwań i ubiegając się o koncesję, przedsiębiorcy składają wniosek na podstawie jakiejś pierwszej myśli poszukiwawczej, którą chcą zrealizować. „Można sobie wyobrazić, że w efekcie prowadzenia działań w jakimś rejonie poszukiwań, zbierania danych w rejonie prowadzonych prac wiertniczych, przedsiębiorca rozbudowuje pomysł poszukiwawczy o kolejne koncepcje i potrzebuje czasu, aby je zrealizować występując do organu koncesyjnego o przedłużenie kontynuowania poszukiwań na podstawie nowych koncepcji”. Niestety, nie jest tak, że z powierzchni ziemi można uzyskać wgląd w przekrój geologiczny i jednoznacznie określić w momencie ubiegania się o koncesję, czego możemy się spodziewać. Procesy poszukiwawcze na świecie są złożone i czasochłonne. Faza rozpoznania w danym rejonie trwająca 5 lat, to przy złożach o dużej wielkości okres niezwykle krótki. Dyr. Miland objaśniał, iż postulaty dotyczące możliwości przedłużenia fazy rozpoznania są zgłaszane przez przedsiębiorstwa, które już od kilku lat prowadzą rozpoznanie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych. Przy zgłaszaniu tego typu postulatów nie jest brana pod uwagę prawna możliwość przedłużenia fazy poszukiwania w przypadku przekształcenia obecnie istniejących koncesji w nowe koncesje łączne. „Innymi słowy, przedsiębiorcy, którzy już od kilku lat poszukują i rozpoznają, mają doświadczenie oraz wiedzę na temat obszaru będącego przedmiotem ich zainteresowania”. Przechodząc do nowego systemu, zyskują czas. Nie jest przecież pewne, czy w obecnym systemie organ koncesyjny automatycznie przedłużyłby koncesję. Organ to robi, widząc postęp prac i zaangażowanie przedsiębiorców, ale nie jest tak, że przedłuża automatycznie. Tymczasem w przypadku przekształcenia obecnie istniejącej koncesji w nową koncesję w sposób automatyczny przedsiębiorcy zyskują nowy 5-letni okres. Dyr. Maciej Nowakowski z PGN i G zwrócił uwagę, iż maksymalny okres eksploatacji złoża przewidziany w projekcie ustawy wynosi 5+5 lat. Tymczasem udokumentowane złoża eksploatowane są dziesiątki lat. „Nie jest to związane z tym, że my, jako przedsiębiorcy ślimaczymy się, taka raczej najczęściej jest inżynieria tego złoża” – argumentował. Czas czerpania trwa niekiedy 30-50 lat, tak jak w przypadku złoża Przemyśl, które jest jednym z największych udokumentowanych złóż w Polsce. Wprowadzenie wymogu, aby co 5 lat ubiegać się o przedłużenie eksploatacji złoża, stanowi poważne ograniczenie i przyczynia się do wzrostu biurokracji. Wiceminister Brodziński podkreślił, iż stanowisko rządu jest takie, że „staramy się zbudować jak najbardziej przyjazną atmosferę inwestycyjną dla projektów łupkowych, co nie oznacza, że zamierzamy w niektórych sferach wyzbyć się możliwości dyscyplinowania przedsiębiorców w imieniu interesu publicznego i Skarbu Państwa”. Prace nad projektem ustawy toczą się obecnie w Senacie RP.

Jerzy Papuga

## Gaz neutralny kontra pożar



Oddział w Zielonej Górze

*Jednym z systemów stosowanych w Oddziale w Zielonej Górze chroniących ludzi i urządzenia w sytuacji pożaru jest system oparty o mieszaninę neutralnych gazów. Stosowany jest on na wielu naszych jednostkach, m.in. na Odazotowni Grodzisk.*

### Zgasić automatycznie

Za bezpieczeństwo pożarowe zestawów sprężarkowych gazu wysokometanowego na Odazotowni Grodzisk odpowiada system gaszenia INERGEN firmy Tyco Fire&Security. Za wykrywanie pożaru i sterowanie systemem gaśniczym odpowiedzialna jest centrala FAST2000

połączona z wyzwalaczem butli pilotującej i dalej – do wyzwalanej pneumatycznie, wiązki 18 butli gaśniczych, z których każda ma objętość 80 l i ciśnienie robocze 300 bar. Do pętli dozorowych centrali przyłączono bezpośrednio czujki optyczne w pomieszczeniu sterowania oraz pomieszczeniu silnika, a za pośrednictwem modułów linii bocznych – czujki termiczne oraz czujki płomienia.

Wyzwolenie gazu z wiązki butli następuje na sygnał z centrali FAST2000 poprzez otwarcie zaworu butlowego butli sterującej. Ciśnienie z butli sterującej jest podawane dalej na wyzwalacze pneumatyczne butli gaśniczych. Gaz z baterii butli zostaje przesłany siecią rurociągów do strefy gaśniczej. Wyzwolenie całej baterii (18 szt.) butli ze środkiem gaśniczym INERGEN, w skład którego wchodzi 50% azotu, 42% argonu i 8% CO<sub>2</sub> powoduje spadek zawartości tlenu w pomieszczeniu do ok. 13%. Przy tym poziomie tlenu pożar nie jest podtrzymywany, a neutralny skład INERGENU powoduje, że żadne układy zabudowane wewnątrz chronionego pomieszczenia nie ulegają uszkodzeniu w wyniku oddziaływania na nie środka gaśniczego.

### Tlen dla ludzi

Jednocześnie w przypadku, gdy po wykonaniu sekwencji gaszącej w pomieszczeniu znajdowała się obsługa, podwyższona zawartość dwutlenku węgla uruchomi biologiczne

uwarunkowanie zwane „głębokim oddechem” skutkujące znacznie efektywniejszym wykorzystaniem przez organizm ludzki tlenu. W sytuacji znacznie obniżonej zawartości tlenu w pomieszczeniu zapobiega to niedotlenieniu organizmu i w konsekwencji utracie świadomości. Niezależnie od powyższego, procedura gaszenia zakłada natychmiastowe opuszczenie przez obsługę gaszonego pomieszczenia w przypadku wykonania sekwencji gaśniczej.

Wyzwolenie automatycznej sekwencji gaszącej może nastąpić w dwóch trybach:

- a) ręcznie – po naciśnięciu przycisku „START” umieszczonego przy drzwiach wejściowych w strefie gaszonej,
- b) automatycznie – po wykryciu pożaru przez minimum dwie czujki dymu nadzorujące przestrzeń przedziału silnikowego lub po wykryciu pożaru przez czujkę termiczną lub płomienia w przedziale sprężarki.

Wszystkie elementy systemu gaśniczego są odpowiednio oznaczone przy pomocy dedykowanych tabliczek, a cały system przechodzi dwa razy w roku kompleksowy przegląd wykonywany przez autoryzowany serwis.

Maciej Rozwadowski

Zastępca kierownika

Odazotownia Grodzisk

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Wiązka butli gaśniczych wraz z centralą FAST2000. Fot. Maciej Rozwadowski

# Żuchłów czterdziestolatkiem



Oddział w Zielonej Górze

*Kopalnia Gazu Ziarnego Żuchłów podlegająca Oddziałowi w Zielonej Górze eksploatuje gaz od 40 lat. Do końca kwietnia 2014 r. wydobyto ze złoża ponad 23,04 mld m<sup>3</sup> gazu. Kopalnia może poszczycić się dziesięcioma otworami, których wydobycie przekroczyło miliard metrów sześciennych gazu.*

Kilkadziesiąt lat temu wyniki prac geofizycznych prowadzonych w rejonie Żuchłowa potwierdziły istnienie struktur czerwonego spągowca w rejonie Góry, Zaborowic, Bronowa i Żuchłowa. Z pierwszych odwiertów Żuchłów-1, -2, -3 uzyskano przyływ solanki z objawami gazu. Na podstawie analiz z otworów oraz interpretacji badań sejsmicznych wyznaczono lokalizację otworu Żuchłów-4, którego wiercenie rozpoczęto w 1978 r. Okazał się on pierwszym odwiertem eksploatacyjnym złoża Żuchłów.

## Kopalnia w Starej Górze

Plac budowy pod KGZ Żuchłów przekazano w kwietniu 1979 r. Generalnym wykonawcą był Zakład Budownictwa Naftowego i Gazownictwa „Naftomontaż” z Krosna. Inwestorem były



Kopalnia Żuchłów w ciągu 40 lat wyeksploatowała ze złoża Żuchłów ponad 23,04 mld m<sup>3</sup> gazu. Fot. Paweł Chara

Wielkopolskie Zakłady Gazownictwa i Górnictwa Nafty i Gazu w Poznaniu. Nastąpiła bardzo szybka budowa kopalni, wyposażenia odwiertów, gazociągów, węzłów redukcyjno-pomiarowych, instalacji osuszania gazu, kotłowni i innych niezbędnych obiektów technologicznych i administracyjnych. Rozruch mechaniczny i technologiczny oraz wydobycie pierwszych metrów sześciennych trwał w okresie od listopada 1979 – do końca grudnia 1979. Do końca 1980 r. prowadzono próbną eksploatację. W kolejnych latach odwiercono kolejne otwory. Równocześnie prowadzone były prace związane z rozbudową obiektów i urządzeń kopalni.

Eksploatację złoża rozpoczęto odwiertem Żuchłów-4, którego wydajność potencjalna wynosiła 290 m<sup>3</sup>/min. W 1978 r. odwiercono 7 odwiertów, rok później kolejnych 14. Rekord wydobycia wynoszący 1,2 mld m<sup>3</sup>/rok osiągnięto w 1986 r. podłączając kolejne odwierty do eksploatacji. Począwszy od 1987 r. zdolność wydobywcza złoża spada systematycznie. Zwią-

zane jest to ze spadkiem ciśnienia złożowego oraz zmniejszającym się wydajnościami odwiertów przykonturowych w wyniku zawadniania. Kopalnia Żuchłów eksploatowała również złożo Lipowiec, które zostało zagospodarowane w latach 2001-2002. Odwiertami Lipowiec-9, -10 wydobyto ponad 77 mln m<sup>3</sup> gazu. Eksploatację zaprzestano z powodu zawadnienia odwiertów.

## Spreżarki

W związku ze spadkiem ciśnienia ruchowego odwiertów do poziomu ciśnienia odbioru, w 1994 r. zainstalowano spreżarki, które zapewniają ciśnienie zdawcze wymagane przez system przesyłowy gazu. Obecnie głównym problemem eksploatacji jest spadek ciśnienia złożowego oraz wydajności odwiertów strefy przykonturowej, w tym celu stosujemy świece pianotwórcze ułatwiające wynoszenie wody na powierzchnię. Gaz z Kopalni Żuchłów kierowany jest do Oddziału w Odolanowie, gdzie podlega procesowi odazotowania.

W związku z obniżeniem się ciśnienia złożowego oraz spadkiem wydobycia gazu obecnie na terenie tłoczni gazu prowadzone są prace modernizacyjne (podspreżanie). Tłocznia po modernizacji pracować będzie w trybie pracy szeregowej.

## Przyszłość kopalni

Złoża Żuchłów oraz Załączce po okresie eksploatacji typowane są jako docelowe miejsca składowania CO<sub>2</sub>. Obie struktury geologiczne rozważano w zakresie badań i rozwoju technologicznego w projekcie UE „SiteChar”, który rozpoczął się w 2011 r.

Bartosz Klaczkowski  
inżynier górnik  
KGZ Żuchłów

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Kopalnia Gazu Ziarnego Żuchłów była miejscem pracy dla 172 osób, obecnie zatrudnionych jest 39 osób, swoją drogą zawodową rozpoczęła tu wielu stażystów. Fot. Paweł Chara

# Edukacyjnie o ropie i gazie



Oddział w Zielonej Górze

*Jak powstają złoża ropy naftowej i gazu ziemnego, jak wygląda skała, w której zakumulowane są węglowodory? Jak pachnie ropa i jak to się dzieje, że jesteśmy w stanie wydostać ją z głębi ziemi? Odpowiedzi na te pytania znaleźli ci, którzy odwiedzili nasze stoiska edukacyjne m.in. podczas Dnia Dziecka w ogrodach Kancelarii Premiera Donalda Tuska i zielonogórskiego Festiwalu Nauki. Zainteresowanie wymienionymi zagadnieniami było ogromne.*

## Dla dzieci u premiera

Z okazji Dnia Dziecka w ogrodach Kancelarii Premiera odbył się piknik, na którym gościło również PGNiG SA. Atrakcje dla dzieci i dorosłych przygotowały wszystkie ministerstwa. Naszą spółkę zaprosiło na wydarzenie Ministerstwo Skarbu



Krzysztof Wolański z Oddziału Geologii i Eksploatacji wyjaśniał tajniki powstania złóż węglowodorów prezentując rdzenie i minerały. Fot. Magdalena Wajda

Państwa. Stoisko przygotowały Centrala Spółki, nasz Oddział i Oddział w Odolanowie. W wydarzeniu wzięło udział 15 tysięcy osób. Na stoisku prezentowaliśmy minerały i rdzenie, za pomocą doświadczeń wyjaśnialiśmy zagadnienia związane m.in. z ciśnieniem w złożu, właściwościami ropy naftowej. Oddział w Odolanowie przygotował doświadczenia związane z helem i ciekłym azotem. Duże zainteresowanie dzieci budziła miniatura konika pompowego i makietka głowicy eksploatacyjnej. Podczas pikniku powstało również kilka obrazów namalowanych rękami dzieci.

## Festiwal Nauki z Gazusiem

Nie zabrakło nas na kolejnej edycji Festiwa-

lu Nauki, który odbył się 8 czerwca. Zielonogórzanie na naszym stoisku mieli okazję dotknąć ropy naftowej, zobaczyć rdzenie w powiększeniu przez binokular, zapoznać się ze strojem i sprzętem ratownika górniczego. Dodatkową atrakcją była obecność maskotki PGNiG – Gazusia, który mimo upału dzielnie pozował do zdjęć, pomagał w losowaniu i wręczaniu nagród za prawidłowe rozwiązanie naszych krzyżówek.

## Przedszkolaki u górników

Z reguły to nasi pracownicy odwiedzają przedszkolaków, tym razem było inaczej. Sąsiedzi KGZ Wielichowo z przedszkola w Łubnicy wybrali się na kopalnię, aby dowiedzieć się,



Na Dzień Dziecka w ogrodach Kancelarii Premiera przygotowaliśmy trzy namioty z rdzeniami, próbkami ropy, makietami i doświadczeniami. Fot. archiwum Oddziału





O tym, że ropa jest łatwopalna dzieci mogły przekonać się podczas prostych doświadczeń przeprowadzanych przez Jacka Słowakiewicza z KRNiGZ Żarnowiec. Fot. Magdalena Wajda



Co jest cięższe: ropa czy woda? Po spotkaniu z nami podczas Festiwalu Nauki zielonogórzanie już wie. Fot. Magdalena Wajda

jak pracują górnicy. Maluchy miały okazję zobaczyć mundur górniczy i przekonać się, dlaczego pióra przy górniczym czako mają różne kolory. W ramach naszej akcji „Bądź widoczny, bądź bezpieczny” przedszkolaki dyskutowały z kierownikiem kopalni Tomaszem Łapą na temat bezpiecznego poruszania się po drodze i przejściach dla pieszych, wykazały się dużą znajomością znaków drogowych i otrzymały odbłaskowe gadżety sprzyjające byciu widocznym.

Magdalena Wajda

Dorota Mundry

Dział Komunikacji i PR

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Na nasze stoisko dzieci i dorosłych zapraszała sympatyczna postać Gazusia. Fot. Magdalena Wajda



Kopalnię Wielichowo odwiedziły przedszkolaki, by na własne oczy przekonać się, jak wygląda praca górnika naftowego. Fot. archiwum Oddziału



Jerzy  
Zagórski

## PGNiG rozpoczęło kolejny odwiert w Wielkopolsce

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA rozpoczęło wiercenie kolejnego otworu eksploatacyjnego konwencjonalnego gazu ziemnego Brońsko 27, na koncesji Brońsko w okolicach Poznania.



Otwór ma za zadanie udostępnić udokumentowane złoża gazu ziemnego Brońsko i zapewnić wydobycie gazu ze złoża na stabilnym poziomie w dłuższym okresie. Wiercenie jest planowane do głębokości 2235 m.

Oprócz wierconego aktualnie otworu Brońsko-27 planowane jest wykonanie kolejnych 3 otworów wydobywczych na tym złożu w 2014 roku.

Pierwotne zasoby geologiczne gazu ziemnego w złożu Brońsko wynoszą 28 mld m<sup>3</sup>, a wydobywalne 23,8 mld m<sup>3</sup>. Od początku eksploatacji wydobyto ze złoża około 6,5 mld m<sup>3</sup>, co oznacza, że do wydobycia mamy jeszcze ponad 17 mld m<sup>3</sup> gazu.

Złożo gazu ziemnego Brońsko odkryto otworem Kokorzyn-1 we wrześniu 1998 r. Eksploatację złoża rozpoczęto w marcu 2001 r. Obecnie na złożu jest 16 odwiertów wydobywczych. Gaz wydobyty ze złoża Brońsko jest dostarczany na kopalnię Kościan-Brońsko, do której podłączone są także odwierty ze złóż gazu Kościan S i Łęki. Na kopalni Kościan-Brońsko gaz jest odbierany łącznie z 32 odwiertów wydobywczych.

Prace przy odwiercie Brońsko 27 potrwać około dwóch miesięcy, a prowadzi je spółka Exalo z Grupy Kapitałowej PGNiG.



Marcin  
Zachowicz

## PGNiG SA rozpoczęło wiercenie otworu eksploatacyjnego Przemysł

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA rozpoczęło wiercenie otworu eksploatacyjnego konwencjonalnego gazu ziemnego Przemysł-281K na Podkarpaciu.

Głównym celem geologicznym wiercenia otworu Przemysł-281K jest udostępnienie złoża gazu ziemnego Przemysł. W tym elemencie złożowym udokumentowano 140 mln m<sup>3</sup> zasobów geologicznych gazu ziemnego. Zasoby wydobywalne gazu określono na ponad 120 mln m<sup>3</sup>, a obecnie do wydobycia pozostaje ok. 80 mln m<sup>3</sup>.

Odwiertem Przemysł-281K będzie wydobywany gaz z pokładów, które do tej pory były eksploatowane jednym odwiertem. Wykonanie tego otworu pozwoli także skuteczniej wydobywać gaz z wyżej położonych pokładów gazowych. Wiercenie jest planowane do głębokości 2600 m i wraz z próbami złożowymi potrwa około 90 dni. Wykona je spółka Exalo z Grupy Kapitałowej PGNiG.

Otwór jest położony na złożu gazu ziemnego Przemysł, w obrębie pola Wapowce, gdzie występują najgłębsze pokłady gazowe. Odwiert będzie podłączony do kopani gazu ziemnego Maćkowice.

Aktualnie na całym złożu gazu Przemysł znajdują się 294 odwierty, którymi prowadzone jest wydobycie gazu ziemnego.

Oprócz otworu Przemysł-281K w planach na rok 2014 jest również wykonanie kolejnych dwóch otworów wydobywczych na tym złożu.

Sposób wiercenia otworu, użyte materiały jak i zastosowana obudowa otworu zapewnią wysokie bezpieczeństwo dla środowiska w otoczeniu projektowanego obiektu.

Dorota Gajewska  
Rzecznik prasowy PGNiG SA



## OPEC zwiększa wydobycie ropy

Okresowy wzrost notowań ceny ropy WTI, która 3 marca br. wyniosła 104,92 USD za baryłkę (cena ropy Brent w tym samym dniu wy-

nosiła 110,95 USD) był niewątpliwie sygnałem dla producentów. Konsekwencją była korekta poprzedniej prognozy wydobycia w górę o 13 tys. t/d i zgoda na średnie wydobycie w 12 krajach członkowskich na poziomie 4,03 mln t/d. Wydobycie ropy naftowej w krajach OPEC w lutym br. osiągnęło rekordowy poziom 4,09 mln t/d, co spowodowane było zwiększonym zapotrzebowaniem, a to z kolei według przedstawicieli organizacji świadczy o ożywieniu w światowej gospodarce. OPEC zwraca uwagę na znaczny wzrost wydobycia w Iraku, który częściowo kompensował spadek produkcji w Libii i Arabii Saudyjskiej i w lutym osiągnął 462 tys. t/d. Cena ropy Brent, po nieznacznym spadku w marcu, 17 kwietnia br. ponownie przekroczyła poziom 110 USD i chociaż był to krótkotrwały wzrost, to jednak od końca maja znów oscyluje wokół tej granicy.



## Kontrakt gazowy Rosja-Chiny

Obecność prezydentów Rosji i Chin na odbywającej się 22 maja br. w Szanghaju ceremonii podpisania 30-letniego kontraktu między *Gazpromem* i *China National Petroleum Corp. (CNPC)* na dostawy 38 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie miała podkreślić wagę tego wydarzenia. Eksport gazu ma się rozpocząć w roku 2018, ale warunkiem jest powstanie gazociągu „Siła Syberii” o długości ok. 4000 km, biegnącego równoległe do ropociągu Wschodnia Syberia-Ocean Spokoyny. Nowy gazociąg będzie transportował gaz ziemny ze złóż Kowykta w rejonie Irkucka (zasoby 1,5 bln m<sup>3</sup>) i Czajanda w Jakucji (zasoby 1,2 bln m<sup>3</sup>) przez Skoworodino nad Amurem do Błagowieszczeńska, gdzie zostanie zlokalizowany punkt odbioru surowca do Chin, a następnie przez Chabarowsk do Władywostoku. Projekt inwestycji przewiduje zakończenie budowy w 2017 r., a łączne nakłady *Gazpromu* szacowane są na 55 mld USD.

Uwaga komentatorów zagranicznych koncentruje się przede wszystkim na cenie gazu, której strony kontraktu nie ujawniły, ale przypuszczalnie jest to 350-390 USD za 1000 m<sup>3</sup> – cena porównywalna z kwotami, jakie płać europejscy klienci *Gazpromu*. Negocjacje trwały 10 lat i koncentrowały się głównie wokół ceny gazu. W informacjach o transakcji o wartości 400 mld USD w źródłach rosyjskich oprócz wiadomości merytorycznych mocno eksponowane są korzyści gospodarcze, jakie odniesie rosyjski Daleki Wschód oraz perspektywy rozszerzenia obecności rosyjskiego gazu

na rynku azjatyckim po uruchomieniu terminalu LNG we Władystoku. Podano, że formuła cenowa jest powiązana z ceną ropy naftowej i w umowie obowiązuje klauzula „take-or-pay”. Równie ważne są korzyści polityczne, a wśród nich osłabienie izolacji Rosji, a także zasygnalizowanie kontrahentom europejskim, że *Gazprom* ma innych poważnych odbiorców gazu. Z kolei „Wall Street Journal” zwraca uwagę na fakt, że Chiny obecnie importują 15,5 mln t gazu skroplonego z Kataru, Australii, Malezji i Indonezji. Gaz Rosji będzie tańszy od 25 do 40%.

Komentarze chińskie są powściągliwe - na stronie *CNPC* jest tylko zwięzła informacja o trasie i zdolności przesyłowej gazociągu i długości kontraktu oraz jego przeznaczeniu do zasilania w energię północno-wschodnich regionów Chin.



## South Stream coraz bardziej realny

Wydaje się, że Komisja Europejska nie dostrzega problemu pogłębiania się zależności państw Unii od rosyjskiego gazu. Dopiero po zaostrzeniu kryzysu ukraińskiego przyszła refleksja, że pozornie odległy spór o cenę gazu między Rosją i Ukrainą może wkrótce odbić się na ciągłości dostaw dla odbiorców w Unii, a to już mogłoby dotknąć wielu europejczyków. Stało się oczywiste, że określenie „broń gazowa” nie jest tylko zwrotem retorycznym, lecz jest to realny środek nacisku na odbiorców gazu uzależnionych od jednego właściciela złóż i gazociągów. Uzależnienie powiększy budowa gazociągu South Stream. Tymczasem najpierw odstąpiła od oficjalnej linii Komisji Bułgaria, a 29 kwietnia w siedzibie *Gazpromu* odbyły się rozmowy prezesa Aleksieja Millera z prezesem *ÖMV AG* Gerhardem Roissem, w wyniku których uzgodniono przedłużenie South Stream do Austrii, do węzła gazowego Baumgarten i dostęp *Gazpromu* do magazynów *ÖMV*. Co więcej, G. Roiss określił porozumienie jako krok „zwiększający bezpieczeństwo dostaw gazu dla Austrii”. Węzeł Baumgarten dzięki połączeniu z głównymi systemami gazowniczymi Europy środkowej i zachodniej ułatwi dalszy przesył gazu. Decyzja *ÖMV AG* zwiększa szanse realizacji South Stream i jest bardzo ważna dla *Gazpromu*. Dodatkowo została wzmocniona wypowiedzią austriackiego ministra gospodarki Reinholda Mitterlehnera, który twierdzi, że „takie inwestycje transgraniczne w dłuższej perspektywie nie tylko dywersyfikują nasze

źródła energii, lecz także nasze trasy dostaw”.

Jakie są możliwości negocjacyjne Unii w takich pertraktacjach pokazują rozmowy Unia Europejska-Rosja-Ukraina w Warszawie 2 maja br. na temat zabezpieczenia tranzytu gazu rosyjskiego do Europy i jego dostaw dla Ukrainy. Uczestniczyli w nich komisarz ds. energii Günther Öttinger, rosyjski minister energetyki Aleksander Nowak i ukraiński minister energetyki Jurij Prodan. Nie osiągnięto żadnego porozumienia, wydano jedynie komunikat o kontynuowaniu rozmów w krótkim terminie.

Kolejnym sukcesem strony rosyjskiej było stanowisko Turcji dopuszczające możliwość przeprowadzenia gazociągu South Stream przez terytorium tureckie, jeśli wystąpi o to Rosja. Oznajmił o tym w Ankarze minister energii Taner Yildiz po rozmowach z wiceprezesem *Gazpromu* Aleksandrem Miedwiediewem.



## Wspólna inwestycja Rosniefti i ExxonMobil na Sachalinie

Zakłady skraplania gazu ziemnego na Sachalinie mają być oddane do użytku w latach 2018-2019, a ich zdolność produkcyjna w pierwszym etapie wyniesie 5 mln t gazu. Potwierdził to komunikat *Rosniefti* z 1 kwietnia br. Inwestycja jest realizowana wspólnie z koncernem *ExxonMobil* i została podjęta z myślą o zaopatrzeniu rynku azjatyckiego. Jak widać napięcia między Wschodem i Zachodem, jak obecną atmosferę polityczną określa przeważnie prasa europejska i amerykańska, nie hamują inwestycji w Rosji z udziałem kapitału zagranicznego. Według analiz *Rosniefti* obecny poziom cen LNG w tym regionie zapewni opłacalność projektu. *Rosnieft* jest obok *Novateku* jedną z dwóch firm rosyjskich, które uzyskały prawo samodzielnego eksportu gazu skroplonego po zniesieniu monopolu *Gazpromu*. Konkurentem gazu rosyjskiego na Dalekim Wschodzie może być gaz z Ameryki Północnej, ale przedstawiciele *Rosniefti* oceniają, że nie wszystkie terminale do eksportu LNG planowane w USA zostaną oddane do eksploatacji, ponieważ eksport zwiększyłby ceny wewnętrzne i zahamował rozwój gospodarczy.



## Rozpoczęcie poszukiwań gazu z łupków w Rumunii

*Chevron Romania Exploration and Production SRL* poinformował 6 maja br. o rozpoczęciu wiercenia pierwszego otworu poszukiwawczego mającego zbadać występowanie gazu z łupków. Wiercenie o głębokości 4000 m jest zlokalizowane w miejscowości Pungesti w pobliżu granicy z Mołdawią, w obrębie bloku koncesyjnego Barlad o powierzchni 6350 km<sup>2</sup>. W 2012 r. rząd rumuński przyłączył się do stanowiska Francji i wstrzymał poszukiwania gazu z łupków, zanim się jeszcze na dobre zaczęły. W ub. roku rząd premiera Victora Ponta po przedłożeniu przez *Chevron* dodatkowych certyfikatów cofnął zakaz wierceń, jednak ubiegłoroczne lokalne protesty przez pewien czas hamowały rozpoczęcie wierceń.



## Ograniczenie spalania gazu w Nigerii

Nigeryjska firma *Seplat Petroleum Development Co.* jeszcze w tym roku zamierza uruchomić nowe instalacje przeróbki gazu i dostarczać go do elektrowni gazowych. Pozwoli to uniknąć bezproduktywnego spalania 735 tys. m<sup>3</sup> gazu rocznie. Kilka lat temu cena gazu wynosiła 7 USD za 1000 m<sup>3</sup>, obecnie *Seplat* sprzedaje gaz po 106 USD. Przemysł naftowy w Nigerii traci rocznie ok. 3 mld dolarów z powodu spalania w pochodniach gazu ziemnego towarzyszącego ropie.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections*, *Financial Times*, *Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *OPEC, Rigzone*, *Statoil*, *World Oil*.



## Grupa LOTOS opublikowała Zintegrowany Raport Roczny za 2013 r.

To już piąty zintegrowany raport roczny łączący w sobie informacje na temat strategii, zarządzania, wyników i perspektyw na

przyszłość Grupy Kapitałowej LOTOS w sposób, który odzwierciedla ekonomiczne, społeczne i środowiskowe uwarunkowania jej działalności. Wydawnictwo dostępne jest wyłącznie w postaci elektronicznej w serwisie internetowym spółki: [www.raport-troczny.lotost.pl](http://www.raport-troczny.lotost.pl).

Raport prezentuje model biznesowy LOTOSU wraz z opisem szans i ryzyk wynikających z zarządzania kwestiami społecznymi, środowiskowymi, związanymi z zatrudnianiem pracowników, przestrzeganiem praw człowieka oraz etyką w działalności gospodarczej. Dodatkowo ukazuje podejście do zarządzania oraz osiągnięte w 2013 r. wyniki w zakresie gospodarowania kapitałem finansowym, produkcyjnym, naturalnym, relacyjnym, społecznym, ludzkim i intelektualnym.

Idea przewodnia tegorocznego raportu, zawarta w tytule publikacji „Wygrać przyszłość”, nawiązuje do strategicznego programu „Efektywność i Rozwój 2013-2015”. Skupia się on przede wszystkim na realizacji kluczowych z punktu widzenia wzrostu wartości koncernu inwestycji oraz rekonstrukcji Grupy Kapitałowej LOTOS. Jego realizacja jest związana z budową bezpieczeństwa energetycznego Polski. Naszym celem było ukazanie w raporcie, w jaki sposób przyjęty model zarządzania pozwala nam tworzyć wartość w krótkiej i długiej perspektywie – zauważa Paweł Olechnowicz, prezes Zarządu Grupy LOTOS.

Przyjęty sposób prezentacji informacji w formule on-line pozwala na precyzyjne dopasowanie treści do specyficznych wymagań różnych grup czytelników.

Dołożyliśmy starań, by raport miał jak najbardziej przyjazną odbiorcom postać. Mają oni możliwość zapoznania się oraz wydruku dowolnie skomponowanych przez siebie części, dzięki dotarciu do konkretnych, interesujących ich treści z poziomu menu, tabeli Content Index i paska dostępu. Pomocne są także działające pod różnym kątem wyszukiwarki. Prezentacji wybranych danych liczbowych można dokonać w zestawieniach wg okresów, wskaźników GRI, spółek grupy kapitałowej, czy kursu akcji. Dodatkowo zapewniliśmy przyjazny dla środowiska druk oraz udogodnienia dla osób niedowidzących – podkreśla Jowita Twardowska, dyrektor ds. Komunikacji i CSR w Grupie LOTOS.

Raport dopasowany jest do różnych urządzeń mobilnych. Umożliwia także zgłaszanie informacji zwrotnych przez czytelników oraz skomunikowanie się z otoczeniem poprzez serwisy społecznościowe.

W pracach nad raportem wykorzystano

obowiązujące standardy: w obszarze sprawozdawczości finansowej – Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej, w obszarze sprawozdawczości pozafinansowej – Ramowe Zasady Raportowania i Wytyczne kwestii zrównoważonego rozwoju Global Reporting Initiative (wersja G3.1. GRI wraz z Suplementem dla sektora gazu i ropy naftowej), a także Zasady UN Global Compact. W ramach GRI spółka zadeklarowała osiągnięcie poziomu aplikacji A+.

Kierowano się także wytycznymi sporządzenia raportów zintegrowanych ogłoszonymi w grudniu 2013 r. przez The International Integrated Reporting Committee.

Biuro Komunikacji  
Grupa LOTOS S.A.



## GAZ-SYSTEM i Net4Gas porozumiały się w sprawie zaoferowania przepustowości powiązanej w punkcie Cieszyn na nowej platformie aukcyjnej GSA

Podczas dwunastej corocznej Konferencji Gas Infrastructure Europe w Berlinie - GAZ-SYSTEM S.A. (operator systemu przesyłowego w Polsce) podpisał z NET4GAS (operatorem systemu przesyłowego w Republice Czeskiej) porozumienie dotyczące przeprowadzenia przez obydwie spółki pilotażowej aukcji produktu powiązanego w punkcie Cieszyn na nowej platformie aukcyjnej GSA.

Planowana aukcja pilotażowa będzie dotyczyć przepustowości w istniejącym punkcie w Cieszynie, łączącym polski i czeski system przesyłowy.

Dalsze szczegóły w zakresie przeprowadzenia aukcji produktu powiązanego w punkcie Cieszyn zostaną opublikowane na stronach internetowych obydwu operatorów.

GAZ-SYSTEM S.A. prowadzi rozmowy w zakresie przeprowadzenia innych projektów pilotażowych w oparciu o platformę GSA.

GAZ-SYSTEM S.A. zaprezentował platformę aukcyjną przepustowości podczas szes-



Od lewej: Sławomir Śliwiński – Członek Zarządu GAZ-SYSTEM S.A., Andreas Rau – Prezes Zarządu NET4GAS, Jan Chadam – Prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A. Fot.arch. GAZ-SYSTEM S.A.

nastego spotkania GAS REGIONAL INITIATIVE – SOUTH SOUTH-EAST, które miało miejsce w Warszawie 27 maja 2014 r.

Przygotowując się do implementacji wymogów Europejskiego Kodeksu dotyczącego Mechanizmów Aloкации Przepustowości (NC CAM – Capacity Allocation Mechanisms), GAZ-SYSTEM S.A. przyjął w swojej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej mechanizm aukcji jako podstawowy, przejrzysty i obiektywny sposób alokowania przepustowości na punktach międzysystemowych.

Od listopada 2013 roku GAZ-SYSTEM S.A. z sukcesem przeprowadził ponad 60 aukcji produktów kwartalnych i miesięcznych. Dotychczasowe aukcje były przeprowadzone z wykorzystaniem Systemu Wymiany Informacji (SWI), który ma blisko 500 zarejestrowanych użytkowników.

Nowe wymagania wprowadzone przez NC CAM oraz brak efektywnych kosztowo rozwiązań na rynku, przyczyniły się do podjęcia decyzji o rozwinięciu dotychczas stosowanych przez GAZ-SYSTEM S.A. rozwiązań informatycznych o możliwość prowadzenia aukcji na produkty powiązane.

Pełna zgodność platformy aukcyjnej z wymogami z NC CAM zostanie osiągnięta do końca roku 2014 r.

Małgorzata Polkowska  
Rzecznik prasowy  
GAZ-SYSTEM S.A.





Stanisław Szafran



## Kalendarium

**3.06.2014 r.** – XII Forum Inżynierskie w Poznaniu nt. Innowacje - Technologie - Maszyny pt. „Innowacje w budowie mostów”.

**9-10.06.2014 r.** – III Konferencja Shalescencie nt. „Ewolucja wyobrażeń o stymulacji łupkowych skał zbiornikowych”.

**11-13.06.2014 r.** – XXV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Drilling-Oil-Gas AGH 2014 nt. „Wiertnictwo, nafta, gaz – dziś i jutro”.

**23.06.2014 r.** – Posiedzenie Rady Krajowej FSNT NOT.

## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Halina Gorczyńska z Oddziału w Krakowie

70 urodziny Andrzej Zamaria z Oddziału w Łodzi

70 urodziny Anna Bernacka z Oddziału w Katowicach

70 urodziny Janina Mickowska z Oddziału w Tarnowie

70 urodziny Jadwiga Ciesińska z Oddziału w Łodzi

70 urodziny Włodzimierz Tomczak z Oddziału w Łodzi

70 urodziny Kazimierz Czarnóg z Oddziału w Warszawie II

75 urodziny Eugeniusz Wójcik z Oddziału w Warszawie II

85 urodziny Henryk Ryba z Oddziału w Sanoku

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

## IX Polski Kongres Naftowców i Gazowników zakończył obrady

W dniach 21 – 23 maja 2014 r. odbył się w Sali Kongresowej Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce IX Polski Kongres Naftowców i Gazowników. Patronat honorowy nad kongresem przyjął:

- Janusz Piechociński – wicepremier, minister gospodarki,
- Włodzimierz Karpiński – minister Skarbu Państwa,
- Sławomir Brodziński – podsekretarz stanu w Ministerstwie Środowiska, główny geolog kraju.

Organizatorem kongresu był Zarząd Główny SITP NiG, który tę edycję Polskich Kongresów Naftowców i Gazowników skoncentrował na przewodnim temacie: „Wzrost zasobów krajowych złóż węglowodorów kluczem rozwoju polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego”.

Szczególną okazją debat kongresowych był obchodzony przez środowisko naftowców i gazowników polskich jubileusz 160-lecia polskiego górnictwa naftowego.

W obradach kongresu uczestniczyli przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, przedsta-

wiciele instytucji naukowych, przedstawiciele spółek i zakładów naftowych i gazowniczych oraz firm działających w sferze polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego oraz osoby, których bieżąca działalność wiąże się z przemysłem naftowym i gazowniczym.

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 –



Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego Stanisław Szafran i Stanisław Rychlicki – I wiceprezes SITP NiG otwierają obrady kongresu. Fot. T. Zawiliński



Uczestnicy kongresu podczas obrad. Fot. B. Bajorski



Honorowe Odznaki SITPniG odbierają Andrzej Schoeneich i Kazimierz Nowak. Fot. B. Bajorski

- Dyrektor Instytutu Nafty i Gazu,
- prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – dziekan Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH,
  - prof. dr hab. inż. Maciej Kaliski – dyrektor Departamentu Górnictwa w Ministerstwie Gospodarki,
  - prof. dr hab. Jerzy Nawrocki – dyrektor Państwowego Instytutu Geologicznego,
  - prof. dr hab. inż. Adam Piestrzyński – dziekan Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH.

Tematykę IX Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników przygotowała Rada Programowa w składzie: Stanisław Rychlicki – przewodniczący, Henryk Dytko, Mieczysław Jakiel, Krzysztof Janas, Sławomir Kudela, Jan Lubaś, Piotr Niewiarowski, Ryszard Ryba, Andrzej Schoeneich, Tomasz Solarski, Paweł Stańczak, Jacek Stepek.

Zgodnie z tradycyjnym zwyczajem przed rozpoczęciem obrad delegacja uczestników kongresu złożyła kwiaty pod pomnikiem Ignacego Łukasiewicza Krośnie, na Jego grobie na cmentarzu w Zręcinie oraz pod pomnikiem założyciela Kopalni Ropy Naftowej w Bóbrce.

Sesja inauguracyjna odbyła się 21 maja br., podczas której uczestników kongresu powitali przedstawiciele Zarządu Głównego SITPniG: prof. Stanisław Rychlicki – I wiceprezes SITPniG i Stanisław Szafran – sekretarz generalny, przewodniczący Komitetu Organizacyjnego kongresu.

Otwierając obrady kongresu Stanisław Szafran powiedział m.in.: „*W czasie, gdy przez świat przetaczała się dziewiętnastowieczna rewolucja naukowo-techniczna elity narodu polskiego koncentrowały się na walce o wybitcie się na niepodległość i odzyskanie własnej państwowości. Jednak 160 lat temu przedstawiciel stłamszonego prześladowaniami narodu – Ignacy Łukasiewicz swoimi wynalazkami zmienił oblicze cywilizacyjne świata. Nafta i symboliczna lampa naftowa stała się polskim sukcesem,*



Prezes Towarzystwa Geosynoptyków „Geos” prof. dr hab. inż. Wojciech Górecki wraz z prodziekanem Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH dr hab. inż. Michałem Stefaniukiem przekazują dar dla Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w postaci „Atlasu geotermalnego Karpat Wschodnich”. Fot. B. Bajorski



Przedstawiciel ORLEN Transport SA przekazuje dokument darowizny dla muzeum autocysterny JELCZ 325 z 1991 r. Fot. B. Bajorski

*który inspirował wielu następnym twórców i przemysłowców do rozwijania rozpoczętego wówczas dzieła, jakim było stworzenie nowej gałęzi przemysłu opartego na bazie ropy naftowej i gazu ziemnego. Przypomnienie o tych*

*zdarzeniach świata nie ma na celu wskrzeszanie minionych pokoleń, ale jest wyrazem hołdu dla ich dokonań i inspirowanie współczesnych do podejmowania prac nad rozwiązaniem problemów przyszłości.*

Dla ziszczenia tego wyzwania konieczne jest podjęcie działań, które w obecnych czasach wymagają głębokiej wiedzy i doświadczenia, nowych rozwiązań technicznych, technologicznych, organizacyjnych i regulacji prawnych, środków finansowych oraz woli i determinacji decydentów do wprowadzenia i realizacji przemysłowych programów w czyn. W latach dziewięćdziesiątych XX w. zainicjowana została w Stanach Zjednoczonych Ameryki rewolucja gazowa. Postęp techniczny i technologiczny w górnictwie naftowym umożliwił pozyskiwanie gazu ziemnego ze złóż zdeponowanych w osadowych seriach łupkowych. Echa tej rewolucji na początku 2010 r. dotarły do Polski wywołując eksplozję nadziei na ogromne zasoby gazu ziemnego w łupkach paleozoicznych, granicząc z pewnością o rychłej potęgze gazowej Polski. Po czterech latach hałaśliwych dyskusji w mediach, na rozlicznych konferencjach, w gremiach naukowych, przemysłowych i rządowych wytłumiła swój impet. Poprzez tumult opinii wypowiedzianych, przez osoby z różnych kręgów i poziomów dyspozycyjnych, często nieposiadające odpowiedniej wiedzy i kwalifikacji do formułowania opinii na temat wielkości zasobów niekonwencjonalnych złóż węglowodorów oraz możliwości ich odkrycia i udostępnienia, zaczęły się przebijać głosy eksponujące racjonalizm w rozwiązywaniu problemów poszukiwania i wydobywania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

W wypowiedziach tych akcentuje się potrzebę usunięcia wielu barier utrudniających podejmowanie i prowadzenie prac poszukiwawczych, wydobywczych i innych inicjatyw inwestycyjnych. Wskazywana jest potrzeba nowych uregulowań prawnych, nowych rozwiązań technicznych i technologicznych, opartych na rzetelnych pracach naukowo-badawczych, dających szansę odkrywania i udostępniania nowych złóż węglowodorów oraz powiększania bazy zasobowej kraju.

Dzisiaj powinniśmy sobie postawić pytania o stan dokumentowania nowych krajowych zasobów węglowodorów i o szanse powiększenia zarówno bazy zasobowej, jak również wzrostu wydobywania węglowodorów z odkrytych już złóż.



Referat wprowadzający wygłasza prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – wiceprezes SITPNIG. Fot. A. Zaleszczuk

Temu ma służyć obecny IX Polski Kongres Naftowców i Gazowników”.

We wstępnej części obrad kongresu zostały wręczone odznaczenia zasłużonym członkom SITPNIG.

W związku z niemożliwością osobistego udziału w obradach do uczestników kongresu skierowali listy: Dariusz Jacek Krawiec – prezes SITPNIG, Janusz Piechociński – wicepremier, minister gospodarki, prof. dr hab. inż. Tadeusz Słomka – rektor AGH, przewodniczący Honorowego Komitetu Naukowego IX Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników.

Prezes SITPNIG Dariusz Jacek Krawiec w liście napisał:

„Szanowni Państwo, Drodzy Koleżanki i Koledzy.

Jest mi niezmiernie przykro, że ze względu na ważne obowiązki służbowe nie będę mógł wziąć udziału w IX Polskim Kongresie Naftowców i Gazowników, tym bardziej, że kongres tradycyjnie odbywa się na terenie jednej z najstarszych na świecie Kopalni Ropy Naftowej w Bóbrce obchodzącej w tym roku 160 rocznicę swojego założenia. Kongresy naftowców i gazowników zawsze podejmowały najważniejsze problemy dla gospodarki energetycznej kraju. Polska należy do tych krajów świata, które od zamierzonych czasów swój rozwój gospodarczy i cywilizacyjny, opierały na rodowodzie górniczym. Z górnictwa czerpały pokolenia Polaków siły żywotne dla wielu dziedzin życia i bytu narodowego.

Kopalnia ropy naftowej w Bóbrce założona przez Ignacego Łukasiewicza przy współpracy Tytusa Trzecieckiego i Karola Klobassy jest świadectwem ciągłości myśli technicznej narodu i jego postępu cywilizacyjnego. Polski przemysł naftowy i gazowniczy w swej ponad półtorej-wiekowej historii, mimo często niesprzyjających uwarunkowań zewnętrznych, niejednokrotnie przodował poziomem technicznym, rozmachem i wielkością.

Zarząd Główny Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego kultywując znakomite tradycje i odwołując się do wielkich osiągnięć polskiego górnictwa naftowego pragnie wyrazić szacunek dla postaci twórcy polskiego górnictwa naftowego i pokoleń naftowców, którzy ten przemysł rozwijali nadając mu współczesne kształty.

Dzieło Łukasiewicza trwa nadal, lecz otaczający nas świat zmienia się bardzo szybko przynosząc nowe uwarunkowania, doświadczenia i wiedzę, a także problemy, o których należy dyskutować, aby łatwiej było je rozwiązywać.

Tematyka tegorocznego kongresu jest niezwykle ważna, gdyż problemy pozyskania zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego rzutuje na rozwój całej gospodarki kraju. Wszyscy wiemy, że przemysł, jaki reprezentujemy, wymaga strategicznego namysłu i rozwiązań gwarantujących wieloletnią stabilność otoczenia biznesowego.



Referat prezentują Andrzej Maksym i Wojciech Górecki. Fot. B. Bajorski



Referat wygłasza Jacek Smyczyński. Fot. B. Bajorski



Przemówienie Sławomira Brodzińskiego – podsekretarza stanu w Ministerstwie Środowiska, głównego geologa kraju. Fot. B. Bajorski

*Taka jest natura przemysłu wydobywczego oraz – patrząc szerzej – nierozzerwalnie z nim złączona energetyki.*

*Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego aktywnie włącza się w rozwiązywanie problemów gospodarki energetycznej kraju, m.in. poprzez inicjowanie uregulowań prawnych usprawniających poszukiwanie i wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, czego dowodem jest obecnie procedowana w Sejmie RP z inicjatywy SITPNIg nowelizacja Prawa geologicznego i górniczego.*

*Doskonałym przykładem strategicznego projektu z zakresu przemysłu naftowo-gazowego jest wydobywanie 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.*

*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, ale również zwiększenia wydajności złóż już eksploatowanych.*

*Życzę Państwu owocnych obrad i wypracowania uchwały, która będzie pożyteczna dla kształtowania dalszego rozwoju polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego.*

*Jacek Krawiec, prezes SITPNIg*

Przed rozpoczęciem obrad uczestnicy kongresu powołali Komisję Uchwał i Wniosków w składzie: Andrzej Schoeneich – przewodniczący, Krzysztof Janas, Czesław Bugaj, Tadeusz Kozimor, Sławomir Kudela, Jan Lubaś, Piotr Niewiarowski, Kazimierz Nowak, Ryszard Ryba, Stanisław Rychlicki, Jacek Stepek.

Obrady roboczej części kongresu poprzedziło wystąpienie wprowadzające prof. dr hab. inż. Stanisława Rychlickiego – I wiceprezesa SITPNIg nt. „160 lat polskiego górnictwa naftowego – doświadczenia przeszłości wskaźnikami przyszłego rozwoju”.

W sesji inauguracyjnej zaprezentowane zostały jeszcze dwa referaty:

1. Stan i perspektywy poszukiwań węglowodorów w Polsce – Andrzej Maksym (PGNiG SA), Wojciech Górecki (AGH);
2. Doskonałość operacyjna pracy rafinerii polskich na tle Europy – Jacek Smyczyński (PKN ORLEN SA).

W sesji II prowadzonej przez prof. dr hab. Jerzego Nawrockiego i prof. dr hab. inż. Jerzego Stopę zaprezentowano następujące referaty:

1. Bałtyk – Dokonania i możliwości w kontekście przeprowadzonych i prowadzonych prac poszukiwawczych – wydobywczych – Krzysztof Sulecki (LOTOS Petrobaltic SA) (prezentacja: Janusz Przyborowski i Sławomir Sadowski);
2. Aktualne działania PGNiG S.A. w zakresie metod intensyfikacji wydobywania ropy naftowej w Polsce –Jarosław Polit (PGNiG SA);
3. Nowoczesny SUR w rafinerii –Tomasz Przybysławski (PKN ORLEN SA);

W sesji III prowadzonej przez prof. dr hab. inż. Wojciecha Góreckiego i Kazimierza Nowaka ogłoszono referaty:

1. Technologie sukcesu w eksploatacji ciekłych węglowodorów na świecie i per-

spektywy dla Polski – Jerzy Stopa, Stanisław Rychlicki (AGH);

2. Zarządzanie ryzykiem w utrzymaniu ruchu rafinerii – Grzegorz Błędowski (LOTOS SA);
3. Perspektywy poszukiwań i wydobywania węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych w obszarze lubelskim – doświadczenia – Wiesław Prugar, Magdalena Piątkowska, Jarosław Zacharski (ORLEN Upstream Sp. z o.o.);

W sesji IV prowadzonej przez Krzysztofa Janasa i Tadeusza Kozimora zaprezentowano referaty:

1. Znaczenie regionalnego rynku gazu azotanowanego w rozwoju jego wydobywania – Piotr Krępulec (PGNiG SA);
2. Oleje smarowe wykorzystywane w stacjonarnych silnikach gazowych – kierunki rozwoju – Michał Skrobecki (ORLEN OIL Sp. z o.o.);
3. Perspektywy eksploatacji niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej w Polsce – Stanisław Rychlicki, Jerzy Stopa (AGH).

Podczas dyskusji uczestnicy kongresu wnieśli wiele sugestii zmierzających do poprawienia efektywności poszukiwań węglowodorów oraz 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.

Uczestnicy kongresu mieli możliwość obejrzenia czasowych wystaw przygotowanych przez Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza:

- „160 lat przemysłu naftowego – pionierzy nafty”;
- „Ciepła energia”.

W przygotowaniu i realizacji programu IX Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników aktywnie uczestniczyli partnerzy strategiczni kongresu: Polski Koncern Naftowy ORLEN SA, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, partnerzy Kongresu: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA, Grupa LOTOS SA; oraz partnerzy wspierający: Rafineria Nafty Jedlicze SA, ORLEN OIL Sp. z o.o. i Rafineria Trzebinia SA.

Organizatorzy kongresu uprzejmie dziękują wszystkim Partnerom za wsparcie organizacyjne i finansowe, umożliwiające realizację przyjętego programu, a w tym wydanie materiałów kongresowych.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNIg



# UCHWAŁA IX POLSKIEGO KONGRESU NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW – Bóbrka, 22 maja 2014 r.

Uczestnicy IX Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników, którego tematem przewodnim był „Wzrost zasobów krajowych złóż węglowodorów kluczem rozwoju polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego”, po zapoznaniu się z referatami oraz po wysłuchaniu wniosków i opinii z dyskusji wyrażają stanowisko, że kryzys polityczny (i gospodarczy) w stosunkach pomiędzy Unią Europejską a Rosją dobitnie uzasadnia konieczność zdefiniowania strategii poszukiwań i wydobycia węglowodorów ciekłych i gazowych, jak również strategii dla przemysłu rafineryjnego.

Uczestnicy IX Kongresu postanawiają przyjąć jako wynik prac kongresowych niniejszą uchwałę skierowaną do:

## I. ORGANÓW RZĄDOWYCH dotyczącą:

1. uwzględnienia w Polityce Energetycznej Polski do roku 2050 pozycji gazu ziemnego zgodnej z Dyrektywami unijnymi, jako znaczącego w mixie energetycznym kraju nośnika paliwa pierwotnego. W „Polityce” tej powinna być również określona strategia dla przemysłu rafineryjnego, a w szczególności w odrębnym załączniku „Działania wykonawcze w latach 2014-2020”

2. zakończenia nowelizacji Prawa geologicznego i górniczego, która realnie wesprze poszukiwanie złóż gazu ziemnego w zbiornikach konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych, uprości procedury prawno-inwestycyjne i uwzględni więcej uwag wnoszonych przez firmy poszukiwawczo-wydobywcze;

3. zapewnienia skutecznych instrumentów prowadzących do uwolnienia cen gazu krajowego oraz ustawowego ustalenia takich podatków, które nie będą destabilizowały wyników finansowych podmiotów funkcjonujących obecnie na obszarze Polski;

4. powrotu do prac nad przebudową Prawa energetycznego i uchwalenia tzw. „Dużego Trójpacku”, w tym Prawa gazowego;

5. wzmocnienia wsparcia dla firm polskich w zakresie zwiększenia udziału tych firm w koncesjach na Morzu Bałtyckim i Morzu Norweskim;

6. przyspieszenia prac nad Ustawą o korytarzach przesyłowych umożliwiającą poprawę bezpieczeństwa energetycznego i niezbędną rozbudowę rynku wewnętrznego;

7. wsparcia przez agendy rządowe działań na rzecz skutecznego rozwiązywania problemów naukowo – badawczych w zakresie dostosowywania technologii szczelinowania hydraulicznego do polskich warunków geologicznych, zarówno pokładów formacji łupkowych, jak również starych złóż, co powinno umożliwić przekształcenie zasobów geologicznych w wydobywalne;

8. przyjęcia zasady bezpłatnego (bądź ze zniżką) udostępniania informacji geologicznych z formacji łupkowych polskiemu Ośrodkom Naukowo – Badawczym, bądź konsorcjom z udziałem tych Ośrodków np. do 2020 roku;

9. zmian w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dn. 9 lipca 2003 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego z zakresu eksploatacji niektórych urządzeń ciśnieniowych (dz.U. Nr 135 poz 1269) w zakresie dostosowania w/w rozporządzenia dla przemysłu rafineryjnego i petrochemicznego – szczególnie w procesach technologicznych i doprowadzenie do spójności z przepisami w UE, czyli „rewizje wewnętrzne aparatów /urządzeń ciśnieniowych wykonywane co 5 lat a próby ciśnieniowe co 10 lat”

10. podjęcia bardziej zdecydowanych działań na rzecz ograniczenia „szarej strefy” w handlu paliwami płynnymi zapewniając tym samym konkurencyjne warunki funkcjonowania dla polskich producentów paliw płynnych.

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

1. Kontynuowania tempa prac za gazem z formacji łupkowych wykorzystując na bieżąco wyniki badań analitycznych i przeprowadzonych już zabiegów intensyfikacyjnych;

2. Kontynuowania prac w poniższych prowincjach naftowych poprzez:

a) zintensyfikowanie prac poszukiwawczych w utworach karbonu w wielkopolskiej i pomorskiej prowincji;

b) realizację i intensyfikację prac poszukiwawczych w celu odkrycia niekonwencjonalnych złóż typu tight gas w utworach czerwonego spągowca w głębszej części basenu a także w utworach karbonu w rejonie wyniesienia wolsztyńskiego, jak również miocenu autochtonicznego Przedgórze Karpat;

c) określenie prawidłowości występowania pułapek litologicznych potencjalnych złóż w utworach dolomitu głównego w strefie u podnóża platform węglanowych oraz poszukiwanie złóż gazu ziemnego zakumulowanego w pułapkach strukturalno-litologicznych w utworach czerwonego spągowca;

d) rozpoznanie niższego piętra strukturalnego jednostki dukielskiej i śląskiej oraz południowej części jednostki skolskiej;

e) poszukiwanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze występowania mezopaleozoicznego systemu naftowego (małopolska prowincja);

3. doskonalenia metod rekonstrukcji otworów produkcyjnych i otworów zatłaczających w warunkach morskich z uwzględnieniem nowych dyrektyw UE, które Polska powinna implementować;

4. wnikliwego przygotowywania decyzji o likwidacji odwiertów, których eksploatacja rozpoczęła się wg technologii zatwierdzonej w chwili rozpoczęcia produkcji i wykonywania dodatkowych analiz „indywidualnego podejścia” do każdego ze złóż (odwiertów);

5. przygotowania uszczegółowionych programów rewitalizacji złóż dojrzałych i opuszczonych z uwzględnieniem etapu „małych pilotaży” i z uwzględnieniem odrębności Karpat i Nizy Polskiego;

6. większego zdecydowania i podejmowania w przypadku złóż konwencjonalnych decyzji o stosowaniu zaawansowanych metod wydobycia np. metod EOR przy wydobyciu ropy naftowej;

7. zapraszania przedstawicieli nauki i zewnętrznych firm specjalistycznych do opracowywania wybranych programów intensyfikacji wydobycia węglowodorów;

8. opracowania kierunków prac poszukiwawczo-wydobywczych poprawiających bezpieczeństwo dostaw gazu zaazotowanego;

9. podjęcia działań na rzecz utworzenia (scenarizowanego) funduszu inwestycyjnego, który wesprze finansowo prace projektowo – wdrożeniowe inwestycji prowadzących do większego szerepania udokumentowanych zasobów, a tym samym zwiększenia dochodów. Środki takie można pozyskać z dedykowanych funduszy innowacyjnych UE;

10. kontynuowania i zwiększenia współpracy operatorów systemów gazowniczych z producentami silników gazowych w zakresie przemysłowego stosowania olejów rafinerii polskich;

## 11. Kontynuacji:

a) zatwierdzonych i przyjętych do realizacji wieloletnich programów gospodarczych wraz z optymalnym wykorzystaniem przygotowanej zawodowo i kompetentnej kadry w sektorze nafty i gazu;

b) organizowania praktyk przemysłowych dla studentów następujących Wydziałów AGH w Krakowie: Wiertnictwa Nafty i Gazu oraz Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska;

c) działań na rzecz umożliwienia korzystania z wybranych dokumentacji geologiczno-złożowych i technologicznych przez dyplomantów i doktorantów wydziałów o których mowa w ppkt. b, co wiąże tematykę prac dyplomowych i prac doktoranckich z praktycznymi problemami firm sektora i podniesie na wyższy poziom przygotowanie absolwentów do przyszłej pracy zawodowej.

Przedkładając powyższe uczestnicy IX Kongresu mają świadomość złożonej sytuacji gospodarczej Polski. Jednak dla osiągnięcia sukcesów niezbędna jest odważna i konsekwentna (wieloletnia) strategia poszukiwawcza wsparta stabilnym finansowaniem jak również odpowiednia polityka legislacyjna i regulacyjna. Uważają, że rozwój przemysłu naftowego, gazowniczego i rafineryjnego jest nieodzowny dla rozwoju innych sektorów, a realizacja zgłoszonych postulatów przyspieszy rozwój gospodarczy kraju.

Komisja Uchwał i Wniosków  
IX Polskiego Kongresu  
Naftowców i Gazowników

# Wystawa w Muzeum AGH „W kręgu światła lampy naftowej”

27 maja 2014 r. została otwarta w Muzeum AGH (pawilon C2, V piętro) wystawa pt. „W KRĘGU ŚWIATŁA LAMPY NAFTOWEJ”. Tytuł wystawy jednoznacznie wskazuje na dobór eksponatów pochodzących z najbogatszego na świecie zbioru lamp naftowych znajdującego się w Muzeum Podkarpackim w Krośnie. Pięknie opracowane graficznie zaproszenie wskazuje,

zbiór lamp i latarń naftowych liczący ponad 2100 eksponatów, pochodzących z II połowy XIX w. i I połowy XX w. Główną część zbioru pokazanego na wystawie stanowią tzw. lampy stołowe z lat 1865 – 1910 pochodzące przede wszystkim z wytwórni niemieckich, austriackich, węgierskich i polskich. Posiadają one zarówno wartości użytkowe, jak również estetyczne i de-



Fot. arch. S. Szafran

że inspiracją do przygotowania tej ekspozycji jest jubileusz 160 lecia polskiego górnictwa naftowego, wyznaczony datą założenia przez Ignacego Łukasiewicza, Tytusa Trzecieckiego i Karola Klobassę-Zrenckiego Kopalni Ropy Naftowej w Bóbrce. Scenariusz i aranżację wystawy przygotował Krzysztof Gerlach – Kierownik Działu Historii Oświetlenia Muzeum Podkarpackiego.

Muzeum Podkarpackie założone w 1954 r. jest jednym z nielicznych w Europie i w świecie muzeów posiadającym bogaty i unikatowy

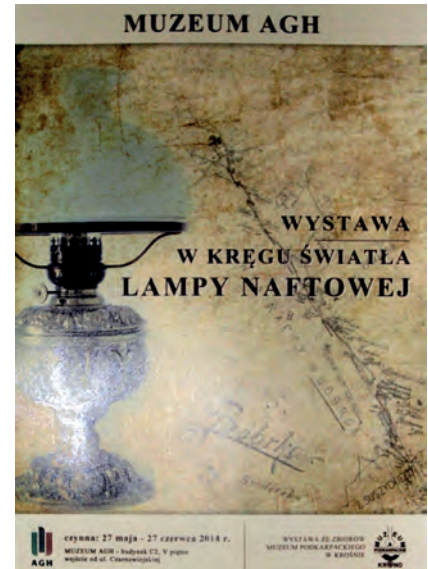
koracyjny, charakterystyczne dla zmieniających się stylów artystycznych i mód w architekturze wnętrz. Ekspozycję wzbogacają dokumenty, fotografie, obrazy i grafiki o tematyce naftowej stanowiące pamiątki po Ignacym Łukasiewiczu i innych pionierach przemysłu naftowego.

Wystawa czynna będzie do 27 czerwca 2014 r.

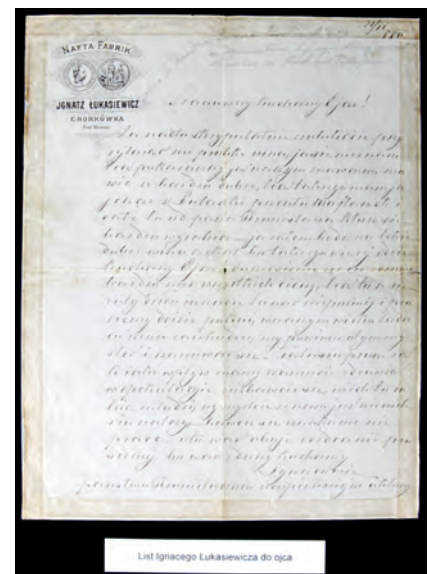
Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNiG



Fot. arch. S. Szafran



Fot. arch. S. Szafran



Fot. arch. S. Szafran

# XXV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „Drilling-Oil-Gas AGH 2014”

W dniach 11 - 13 czerwca 2014 r. specjaliści z kraju i z zagranicy spotkali się na XXV Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej »DRILLING OIL-GAS AGH '2014« nt.: „Wiertnictwo, nafta, gaz – dziś i jutro”, organizowanej przez Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH oraz Fundację Wiertnictwo–Nafta–Gaz, Nauka i Tradycja. Honorowy patronat nad konferencją objęli: wicepremier, minister Gospodarki – Janusz Piechociński, minister Skarbu Państwa – Włodzimierz Karpiński, podsekretarz Stanu, główny geolog kraju – Sławomir Brodziński, rektor AGH – prof. dr hab. inż. Tadeusz Słomka, prezes Zarządu PGNiG – Mariusz Zawisza oraz prezes Zarządu Exalo Drilling S.A. – Ryszard Jędrzejczak.

Jak co roku nadrzędnym celem konferencji była wymiana poglądów pomiędzy specjalistami z kraju i z zagranicy na temat nowych metod i technologii dotyczących różnych dziedzin nauki i techniki związanych z przemysłem naftowym i gazowniczym. Obrady toczyły się podczas sesji plenarnej, panelowej, trzech sesji referatowych oraz sesji posterowej.

Sesja plenarna nt.: „Wiertnictwo, nafta, gaz w XXI wieku”.

Zaproszeni do dyskusji specjaliści przedstawili swoje poglądy na następujące tematy:

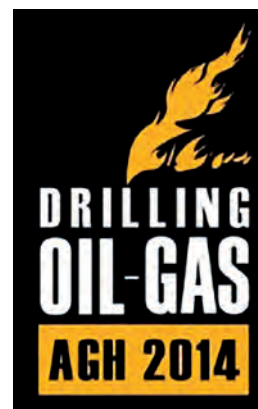
1. Torleiv Bilstad (Stavanger University), B. Jensen, M. Toft (Halliburton Noway) – „Environmental friendly drilling fluid management offshore Norway”;
2. Dan Maniu Duse, Carmen-Sonia Duse, Cătălin Nemes (University „Lucian Blaga” Sibiu) – „The vision of students regarding tomorrow's world in european engineering education”;
3. Ryszard Jędrzejczak (Exalo Drilling SA.) – „Exalo Drilling SA – kierunki rozwoju”;
4. Jerzy Nawrocki (Państwowy Instytut Geologiczny – PIB) – „Kierunki badań i osiągnięcia PIG-PIB w poszukiwaniu gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych”;
5. Jacek Wróblewski (BNK Polska) – „Poszukiwania niekonwencjonalnych złóż gazu i ropy w Polsce – dziś i jutro”;
6. Marek Brzozowski (LOTOS Petrobaltic) – „Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Bałtyku – nowe rozdanie”;
7. Magdalena Piątkowska (ORLEN Upstream) – „Doświadczenia w poszukiwaniu shale gas”.

W sesji panelowej nt.: „Wiertnictwo, nafta, gaz – kierunki rozwoju” pod przewodnictwem Andrzeja Sikory (AGH) uczestniczyli:

Jacek Wróblewski (BNK Polska), Maciej Kaliski (Departament Górnictwa MG, AGH), Stanisław Nagy (AGH), Magdalena Piątkowska (ORLEN Upstream), Wojciech Kowalski (Gaz-System SA), Jerzy Nawrocki (Państwowy Instytut Geologiczny - PIB), Andrzej Grasela (Exalo Drilling Sp. z o.o.), Jerzy Stopa (AGH).

W I sesji referatowej nt.: „Nowoczesne metody w wiertnictwie otworowym” przedstawiono 8 referatów, w II sesji referatowej nt.: „Konwencjonalne i niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego” zaprezentowano 7 referatów, a w III sesji referatowej nt.: „Poszukiwanie, udostępnianie i wydobywanie zasobów złóż węglowodorów” zaprezentowano 7 referatów.

W XXV Konferencji Naukowo-Technicznej Drilling Oil-Gas AGH 2014 wzięło udział 180



uczestników z 6 krajów świata z: Norwegii, Rumunii, Czech, Ukrainy, Albanii, i Polski. Podczas obrad zaprezentowano łącznie 39 referatów, w tym na sesjach referatowych wygłoszono 29 referatów, a w sesji posterowej zaprezentowano 16 referatów.

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

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPniG



Odznaczeni Medalem „Zasłużony dla Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH”. Fot. S. Szafran



Panel dyskusyjny pod przewodnictwem Andrzeja Sikory (AGH); w dyskusji uczestniczyli: Jacek Wróblewski (BNK Polska), Maciej Kaliski (Departament Górnictwa MG, AGH), Stanisław Nagy (AGH), Magdalena Piątkowska (ORLEN Upstream), Wojciech Kowalski (Gaz-System SA), Jerzy Nawrocki (Państwowy Instytut Geologiczny - PIB), Andrzej Grasela (Exalo Drilling Sp. z oo.), Jerzy Stopa (AGH). Fot. S. Szafran

## III Konferencja SHALESCIENCE nt. „Ewolucja wyobrażeń o stymulacji łupkowych skał zbiornikowych”



W dniach 9-10 czerwca 2014 r. odbyła się w Centrum Nauki Kopernik w Warszawie III edycja Międzynarodowej Konferencji SHALESCIENCE. Inicjatorem i organizatorem konferencji była Spółka ORLEN Upstream – lider poszukiwań gazu ziemnego w osadowych seriach łupkowych w Polsce. Partnerami Konferencji były jednostki naukowe z kraju i zagranicy: Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy oraz amerykański Energy and Geoscience Institute – University of Utah. Honorowy patronat nad konferencją objęło Ministerstwo Środowiska, a pan Maciej Grabowski – minister Środowiska uświetnił swoją obecnością obrady, które w całości toczyły się w języku angielskim.

Główny nurt obrad konferencji koncentrował się na temacie: „Ewolucja wyobrażeń o stymulacji łupkowych skał zbiornikowych”. Podczas obrad konferencji specjaliści z krajowych i zagranicznych ośrodków naukowych oraz wiodących firm poszukiwawczych, wydobywczych i serwisowych prowadzili dyskusje na temat najskuteczniejszych metod uwalniania gazu ziemnego ze skał łupkowych w polskich warunkach geologicznych. W dyskusji zademonstrowano po raz pierwszy wyniki prac poszukiwawczych prowadzonych na obszarze Polski w latach 2009-2014 zmierzających do odkrycia złóż gazu ziemnego w osadowych seriach łupkowych. Ponadto przeprowadzono porównania warunków geologicznych potencjalnie gazonośnych polskich basenów sedimentacyjnych z wybranymi amerykańskimi basenami sedimentacyjnymi o stwierdzonych wydajnych zasobach gazu ziemnego. Równocześnie podejmowano próby zdefiniowanie najbardziej efektywnego podejścia do projektowania i realizacji zabiegów stymulujących wydobywanie gazu ziemnego ze skał łupkowych w polskich warunkach geologicznych, a także przedstawia-

no problemy środowiskowe przy wykonywaniu zabiegów szczelinowania hydraulicznego, na etapie poszukiwania i rozpoznawania złóż.

Program konferencji przewidywał, że każdy dzień obrad rozpoczął się wprowadzeniem, a tematy referatów zgrupowano w trzech sesjach, z których dwie odbyły się w pierwszym dniu, a jedna w drugim dniu obrad.

Pierwszy dzień obrad koncentrował się na ogólnie sformułowanych problemach „skała, złożo, udostępnianie”. Wprowadzenia do tematyki konferencji dokonał dr Raymond Levey.

W sesji I na temat: „Geologia polskich skał łupkowych dolnego paleozoiku – doświadczenia polskie i amerykańskie” wygłoszono cztery referaty:

1. Charakterystyka uwarunkowań depozycyjnych, strukturalnych i geohistorycznych perykratonicznego pasa łupkowego w Polsce w oparciu o wyniki ostatnich prac poszukiwawczych – Paweł Poprawa (Instytut Studiów Energetycznych);
2. Zróżnicowanie mineralogiczno-geochemiczne łupków dolnopaleozoicznych i jego wpływ na zabiegi szczelinowania – Richard Lewis (Schlumberger);
3. Pole naprężeń i systemy naturalnych spękań w dolnopaleozoicznych polskich łupkach na podstawie analizy profilowań FMI – Birger Hansen (Eriksfiord AS);
4. Geomechanika skał łupkowych i rola matrycy spękań – John McLennan (Uniwersytet w Utah).

W sesji II prowadzonej na temat: „Wiercenie i stymulacja otworów w kolektorach skał łupkowych o umiarkowanej jakości” zaprezentowano dwa referaty:

1. Geomechaniczne aspekty stabilności górotworu w procesie wiercenia oraz oceny jakości udostępniania w skałach łupkowych – polskie przykłady – Vincenzo De Gennaro (Schlumber-

ger), Daniel Dyndor (ORLEN Upstream);

2. Występowanie i przepływ gazu w skałach nanoporowatych. – Milind Deo (Uniwersytet w Utah);

Drugi dzień obrad poświęcono tematyce ogólnie sformułowanych problemów „jakość kolektora łupkowego”.

Na tak sformułowane problemy wygłoszono trzy referaty:

1. Projektowanie i wykonanie szczelinowania hydraulicznego w skałach o umiarkowanej jakości kolektora. - John Ely (Ely and Associates), Piotr Kenar (ORLEN Upstream);
2. Wyzwania w doborze płynów zabiegowych. – Piotr Kasza (Instytut Nafty i Gazu-Państwowy Instytut Badawczy);
3. Wady i zalety monitoringu mikrosejsmicznego – metodologia i wyniki. – Pierre-François Roux (CGG/Magnitude), Krzysztof Krzysik (ORLEN Upstream);

Po referatach wprowadzających odbyła się sesja III Konferencji na temat: „Wyzwania środowiskowe przy wykonywaniu zabiegów szczelinowania”, podczas której wygłoszono trzy referaty:

1. Monitoring stanu środowiska na etapie poszukiwań w rejonach prowadzonych prac, z uwzględnieniem gleby, wody, powietrza i klimatu akustycznego. – Jan Macuda (Akademia Górniczo-Hutnicza), Magdalena Piątkowska (ORLEN Upstream);
2. Zasoby wody i możliwość ich wykorzystania w zabiegach szczelinowania. – Ewa Krogulec (Uniwersytet Warszawski);
3. Gospodarka odpadami wydobywczymi wytwarzanymi w trakcie szczelinowania hydraulicznego. – Didier Bigeonneau (Veolia Environment)

W podsumowaniu konferencji stwierdzono, że charakterystyka geologiczna polskich łupków, jak również rezultaty dotychczasowych prac badawczych i testów na złożach jednoznacznie wskazują, że średnie szacowane wydobywanie gazu z otworów w przebadanych dotychczas formacjach łupkowych w Polsce może znajdować się na stosunkowo niskim poziomie. Poza warunkami geologicznymi, na opłacalność poszukiwań i wydobywania gazu z łupków w polskich warunkach silnie oddziałują również wysokie koszty poszukiwań, po części wynikające z dużej głębokości zalegania łupków (powyżej 3000 m p.p.t.) i ograniczonej bazy informacji geologicznych regionu.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPniG



Uczestnicy Konferencji. Fot. S. Szafran



Zarząd Oddziału Zielona Góra  
Przy patronacie PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze

**Zaprasza do udziału w Konferencji**

# **NOWOCZESNOŚĆ W SŁUŻBIE GÓRNICTWIA OTWOROWEGO**

**3-5.09.2014 r., Hotel Aquarius SPA, Kołobrzeg**

**W planie Konferencji:**

- **prezentacje firm związanych z górnictwem otworowym,**
- **referaty specjalistów,**
- **stoiska wystawowe,**
- **wizyta na obiektach technologicznych  
PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze.**

**Karta Zgłoszenia Uczestnictwa oraz Karta Zgłoszenia  
Prelegentów dostępna na stronie: [www.sitpniq.zgora.pl](http://www.sitpniq.zgora.pl)**

**Informacje:**

SITP NiG Oddział Zielona  
ul. Boh. Westerplatte 15  
65-039 Zielona Góra  
tel. 68 329 11 26, fax 68 329 11 28  
e-mail [oddzial.sitpniq@zgora.pgnig.pl](mailto:oddzial.sitpniq@zgora.pgnig.pl)

## Majowa wycieczka do Rumunii



Zofia Lisik



Andrzej Drzymała



Fot. Andrzej Drzymała

*Gorlicki Oddział SITP NiG zorganizował w dniach 20-25.05.2014 r. dla swoich członków wycieczkę do Rumunii. Odwiedziliśmy 3 krainy historyczne Maramuresz, Bukowinę, oraz Transylwanię. Każda z nich może poszczycić się różnymi osobliwościami, które potrafią zaintryguować odwiedzającego ją turystę.*

Pierwszego dnia mieliśmy okazję zwiedzać Maramuresz, krainę będącą ostoją folkloru, słynącą również z Wesołego Cmentarza w Sapanie. Unikalny cmentarz znany jest z rzeźbionych w drewnie kolorowych nagrobków oraz humorystycznych epitafiów. Maramuresz to także ostoja folkloru. Piękną drewnianą wiejską zabudowę, oraz niezwykle w swojej gotyckości cerkwie mieliśmy okazję zobaczyć w kilku wsiach położonych w dolinie rzeki Iza. Do najsłynniejszych należą Leud, Rozavlea i Barsana.

Kolejny dzień to kolejna historyczna kraina. Tym razem Bukowina, czyli kolebka dawnego Gospodarstwa Mołdawskiego. Te tereny to już inny charakter, inne zabytki i inne niespodzian-

ki. Do najciekawszych zabytków należy bezwzględnie zaliczyć Malowane Monastery oraz mołdawskie twierdze. Nam dane było podziwiać trzy piękne klasztory w miejscowości Sucevita, Humorului oraz Voronet. Każdy klasztor to, co prawda inny dominujący kolor, ale takie same zasady budowania i przyzadabiania. Każdy z nich czymś nas jednak potrafił zaskoczyć. A to ogromnymi murami, a to niezwykle ciekawą drabiną cnot, bądź pięknym, przyrównywanym do Kaplicy Sykstyńskiej wyobrażeniem Sądu Ostatecznego. Oprócz klasztorów mieliśmy również okazję zobaczyć twierdzę mołdawską z XIV w. w Targu Neamt, położoną na wzniesieniu, do której prowadzi bardzo ciekawy kamienny most. Okres świetności twierdzy przypada na lata panowania największego w historii gospodarza mołdawskiego Stefana Wielkiego, wyniesionego w cerkwi prawosławnej na ołtarze świętych.

Trzeciego dnia odsłoniła się nam słynna Transylwania, bądź jak inni wolą Siedmiogród. Zanim jednakże przekroczyliśmy dawną granicę pomiędzy Mołdawią a Transylwanią na trasie prawdziwy cud natury – Wąwóz Bicz. Jest to najgłębszy kanion Europy. Drogi wspinaczkowe

na ścianach Bicazu należą do najtrudniejszych w Rumunii. W dole spienionymi wodospadami huczy strumień, w górze nie widać nieba. W Piekelnym Przesmyku skalne urwiska wydają się wręcz łączyć w sklepienie. Nawet w największe upały jest tu chłodno, ciemnowo, wilgotno. Tuż za wąwozem kolejna niespodziana – Czerwone Jezioro (Lacu Rosu). Jezioro osuwiskowe powstało w 1837 roku na skutek oberwania skalnej ściany i zasypania koryta rzeki. Liczne kikuty drzew do dziś wystają ponad taflę wody.

Tuż za nim już w oddali wspaniale prezentujący się Siedmiogród. Kraina słynąca z obronnych kościołów, zamków chłopskich, zabudowy saskiej i Draculi.

My mieliśmy okazję zobaczyć te wszystkie elementy. Pierwszym z nich był niezwykle, nigdy niezdojany warowny kościół w Prejmer. Jest to zabytek wpisany na listę UNESCO. Wokół kościoła wzniesiono potężne mury obronne, po kolejnych rozbudowach sięgające nawet 14 m wysokości, jednocześnie bardzo grube. Mieszczą w sobie od strony wewnętrznej 270 pomieszczeń rozmieszczonych na kilku kondygnacjach (od 2 do 4). Służyły one, jako schronienie dla mieszkańców wsi i ich dobytku na wypadek zagrożenia.

Kolejne ciekawe miejsce to słynny Braszów z piękną zabudową, ogromnym Czarnym Kościołem i najwęższą ulicą w Europie zwaną ulicą „Sznurową”. Czarny Kościół został zbudowany w stylu późnogotyckim. Ma 89 metrów długości i 38 szerokości. Wysokość wieży południowej wynosi 65 metrów. Czyny go to największym kościołem gotyckim Rumunii. Następnego dnia kolejne odsłony Transylwanii – Zamek Chłopski w miejscowości Rasnov oraz słynny Bran i Sighisoara. W Rasnov znajduje się tak zwany zamek chłopski zbudowany przez mieszkańców okolicznych wiosek na podwalinach dawnego zamku Krzyżackiego. Jest dobrym przykładem



Fot. Andrzej Drzymała



Fot. Andrzej Drzymała



Fot. Andrzej Drzymała

zorganizowania włóścian na wypadek najazdu. W przypadku zagrożenia opuszczali oni swoje gospodarstwa i przenosili się do zamku, w którym bronili się przed atakami. Zamki chłopskie spotykane są tylko na terenach Rumunii. W Branie z kolei znajduje się średniowieczny zamek, który wzniesiony na pograniczu z Wołoszczyzną był ważnym punktem obronnym. Od 1920 pełnił funkcję rezydencji letniej królowej Rumunii Marii.

Sighisoara to jeden z najlepiej zachowanych średniowiecznych zespołów miejskich w Europie Środkowo-Wschodniej. Centrum wpisano na listę Światowego Dziedzictwa Kultury UNESCO. Punktem charakterystycznym miasta jest stara Wieża Zegarowa wysoka na 64 m, wzniesiona w 1556 roku. Innymi atrakcjami są słynne „Szkolne Schody” oraz gotycki kościół ewangelicki (dawniej katolicki). Schody służyły uczniom i nauczycielom w czasie niepogody, szczególnie zimą, jako bezpieczna droga do położonej na

górze szkoły. Najcenniejszym zabytkiem miasta jest stojący na szczycie Wzgórza Szkolnego gotycki kościół zwany Kościołem na Wzgórze. Cennymi elementami wyposażenia kościoła są kamienna ambona z 1480 r., wymyślne późnogotyckie tabernakulum wieżyczkowe, ołtarz z 1520 r., przypisywany Janowi Stwoszowi, synowi Wita (tego samego, który wyrzeźbił ołtarz dla krakowskiego kościoła Mariackiego). Sighisoara to także miejsce urodzenia Vlady Draculi, znany także jako Vlad Palownik, władca prowincji Wołoszczyzny, będący inspiracją dla słynnej postaci Draculi.

Z Sighisoary udaliśmy się w kierunku Cluj Napoca. Następnego dnia podczas krótkiego spaceru zobaczyliśmy jego najstojniejszą zabytki. Najstojniejszą zabytkiem miasta jest monumentalny kościół św. Michała, gotycka świątynia z XV wieku (jedna z największych w Rumunii). Przy południowej ścianie kościoła wznosi się monumentalny pomnik konny króla Węgier Ma-

cieja Korwina. Pomnik stanowi kość niezgody pomiędzy Rumunami i Węgrami. Tych pierwszych drażni przede wszystkim to, że jedna z postaci otaczających króla składa w hołdzie u jego stóp sztandar mołdawski. Nieopodal znajduje się dom, w którym w 1443 r. urodził się Maciej Korwin. Był on synem legendarnego wodza, bohatera walk z Turkami - Jana Hunyadiego. Los sprawił, że został jednym z najwybitniejszych węgierskich władców w średniowieczu.

Krótki pobyt w tym mieście pozostawił w naszych sercach niedosyt. Na pewno należy do niego powrócić w najbliższym czasie i pozwolić mu na pełniejszą odsłonę. Powróciliśmy z wyprawy niezwykle zauroczeni tym tak bardzo gościnnym krajem. Wszyscy zgodnie powtarzaliśmy Rumunia to perełka.

Zofia Lisik  
Andrzej Drzymała



Fot. Andrzej Drzymała



Fot. Andrzej Drzymała

# Magazyny, terminal i huta



**ODDZIAŁ  
ZIELONA GÓRA**

*Wiosenna pora to czas licznych wyjazdów naukowo-technicznych organizowanych przez koła Oddziału Zielona Góra. Ich celem były ciekawe obiekty i instalacje związane m.in. z magazynowaniem gazu ziemnego.*

## Sól do magazynowania

W tym roku Koło Poznań postanowiło zapoznać swoich członków z tematem magazynowania gazu w kawernach solnych. Sól kamienna jest znakomitym medium do magazynowania węglowodorów, gdyż nie wykazuje z nimi żadnej reaktywności chemicznej czy rozpuszczalności, ma korzystne własności geomechaniczne. Tworzenie kawern w utworach solnych jest łatwe dzięki zastosowaniu metody rozpuszczania soli w wodzie tłocznej pod ciśnieniem do odwiertów.

Grupa odwiedziła będący na ukończeniu PMG Kosakowo. Magazyn powstaje w obrębie permskiego pokładowego złoża soli kamiennej Mechelinki, leżącego w zachodniej części syneklizy perybałtyckiej. Kawerny ługowane są w pokładzie najstarszej soli kamiennej o względnie stałej miąższości 170-200 m, zalegającej ok. 970 m p.p.m. Zakładana pojemność magazynu to 250 mln m<sup>3</sup>. Duże znaczenie ma lokalizacja nadmorska magazynu, dzięki której jest nieograniczona możliwość poboru wody morskiej jak i zrzut wytworzonej solanki do Zatok Puckiej.

W programie wyjazdu znalazła się także wizyta w firmie Energobaltic we Władysławowie. Do Energobaltic dostarczany jest gaz z platformy Balic-Beta należącej do firmy Lotos. Na tej platformie znajduje się centrum produkcyjne z podmorskiego złoża B3, które znajduje się ok. 1 450 m pod dnem Morza Bałtyckiego. Ropa ze złoża eksploatowana jest 12 otworami eksploatacyjnymi wyposażonymi w zagłowiczenia napowierzchniowe oraz głowice podwodne. W urządzeniach separacyjnych firmy Geoservi-



Członkowie Koła Poznań odwiedzili Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo o pojemności 250 mln m<sup>3</sup>. Fot. archiwum Koła Poznań

ces zainstalowanych na platformie Baltic-Beta następuje oddzielenie gazu od ropy. Następnie ropa jest przesyłana rurociągami podmorskimi poprzez boję cumowniczo-przelewową typu „CALM» na tankowiec „Icarus III», na którym jest magazynowana. Natomiast po osuszeniu i sprężeniu na platformie gaz w postaci tzw. fazy gęstej, czyli zawiesiny węglowodorów w gazie suchym, dostarczany jest podmorskim gazociągiem do stacji separacji gazu znajdującej się na terenie elektrociepłowni we Władysławowie.

Proces produkcyjny w Energobaltic jest dwuetapowy. W pierwszym etapie w wyniku separacji frakcji ciężkich węglowodorów z gazu dostarczonego z platformy otrzymuje się ciekły

propan-butan (LPG), kondensat gazu naturalnego (KGN) oraz gaz suchy. W drugim etapie gaz suchy wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Wyprodukowana energia cieplna jest przekazywana do miejskiej sieci ciepłowniczej, której właścicielem jest Energobaltic Sp. z o.o.

Kolejnymi punktami szkoleniowymi był Ośrodek Grupy Dębki podlegający kopalni Żarnowiec oraz pad Lubocino, na którym prowadzone są poszukiwania gazu ziemnego z utworów łupków sylurskich i ordowickich.

Andrzej Gęsicki  
Przewodniczący Koła Poznań



Na terenie padu Lubocino uczestnicy wyjazdu zapoznali się z tematyką związaną z pracami poszukiwawczymi gazu ze złóż niekonwencjonalnych prowadzonych na terenie koncesji Wejherowo o powierzchni 730 km<sup>2</sup> zlokalizowanych na terenie województwa pomorskiego, w obrębie 3 powiatów i 13 gmin. Fot. archiwum Koła Poznań



## Rowerami na Terminal

Koła Grodzisk Wlkp. i Zielona Góra zorganizowały w czerwcu rajd rowerowy połączony ze szkoleniami na temat „Polski Terminal LNG – technologia i znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski i Europy” oraz „PMG Daszewo-technologia oraz znaczenie w systemie gazu zaazotowanego na Pomorzu”. Łącznie uczestnicy przebyli na rowerach dystans około 270 km. Grupa zobaczyła budowę terminalu LNG w Świnoujściu oraz zapoznała się z instalacją Podziemnego Magazynu Gazu Daszewo. Dodatkową atrakcją wyjazdu było obejrzenie z bliska elementów siłowni wiatrowej, które leżały w elementach gotowe do montażu na nowo powstającej farmie wiatrowej w okolicach Karlina.

Artur Bielec

Przewodniczący Koła Grodzisk Wlkp.



Rower i zdobywanie wiedzy technicznej to sprawdzony sposób na wyjazdy naukowe kół Grodzisk Wlkp. i Zielona Góra. Fot. archiwum Koła Grodzisk Wlkp.

## Cenna miedź

Członkowie Koła Zielona Góra odwiedzili w maju KGHM Polska Miedź SA – Huta Miedzi Głogów. Przed udaniem się na zakład uczestnicy zapoznani zostali z najważniejszymi informacjami na temat obiektu, który funkcjonuje od 1968 r. Poznaliśmy ilości wydobywanych przez hutę produktów, którymi się: miedź elek-

trolitycznie rafinowana o zawartości minimum 99,99% Cu, wytwarzana w postaci katod o wadze średniej 119 kg oraz srebro o zawartości powyżej 99,99% Ag, produkowane w postaci gąsek i granulatu. W podziale na dwie grupy zwiedziliśmy Hutę Miedzi Głogów II i zapoznaliśmy się z jednostadialną technologią przetopu

w piecu zawieszinowym, w którym bezpośrednio z wysuszonego koncentratu wytwarzana jest miedź blister.

Magdalena Wajda  
Sekretarz Koła Zielona Góra



Członkowie Koła Zielona Góra odwiedzili jeden z trzech oddziałów hutniczych KGHM Polska Miedź – Hutę Głogów. Fot. archiwum Huty Głogów

## XII Międzynarodowe Targi Geologiczne i Konferencja GEO-EKO-TECH GEOLOGIA 2014 8-9 maja 2014 r. w Warszawie



Jerzy Zagórski

Tym razem miejscem Targów Geologicznych były zabytkowe wnętrza gmachu im. J. Morze-wicza Państwowego Instytutu Geologicznego. Ceremonia otwarcia targów odbyła się w głównej sali Muzeum Geologicznego PIG, gdzie znajdowały się również stoiska wystawców (fot.1). Symbolicznego przecięcia wstęgi dokonał wiceminister środowiska, główny geolog kraju Sławomir Brodziński wspólnie z dyr. Maciejem Kaliskim z Min. Gospodarki i dyrektorem Państwowego Instytutu Geologicznego Jerzym Nawrockim (fot. 2). W krótkim wprowadzającym przemówieniu S. Brodziński nawiązał do zakończenia prac nad projektem prawa geologicznego i górniczego i znaczenia tego aktu prawnego dla rozwoju zaplecza surowcowego kraju.

Część konferencyjna targów została podzielona na dwie części: w pierwszym dniu był to temat „Realne i potencjalne zaplecze surowcowe Polski”, w drugim dniu „Geologia i innowa-



Fot. 1. Część wystawowa – stoisko firmy GWE POL-BUD Sp z o.o. z Łodzi. Fot. J. Zagórski

cje”. W pierwszej sesji zatytułowanej „Zaplecze surowcowe dla bezpieczeństwa energetycznego Polski”, moderowanej przez prof. Krzysztofa Szamałkę dominowały problemy węgla kamiennego i brunatnego. Były to referaty prelegentów

Krystiana Proberza z Politechniki Śląskiej „Zasoby i produkcja węgla kamiennego w Polsce, a możliwości zapewnienia naszego bezpieczeństwa energetycznego” (fot. 3) i Zbigniewa Kasztelewicza z AGH „Scenariusze rozwoju branży węgla brunatnego w Polsce w I połowie XXI wieku”. Omawiany był w nich stan obecny przemysłu węglowego, jak również perspektywy rozwoju branży w następnych dekadach. Były to oceny bardzo optymistyczne, chyba głównie

dlatego, że koncentrowały się na szacunkach wielkości zasobów i technicznych aspektach wydobycia, natomiast mniej uwagi poświęcono ekonomii i uwarunkowaniom zewnętrznym w postaci polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Ten ostatni czynnik może w sposób zasadniczy zmienić warunki działania polskiego górnictwa i energetyki, co więcej, nie sposób przewidzieć, jakie kolejne ograniczenia może wprowadzić Komisja Europejska i Parlament. Temat ropy naftowej i gazu ziemnego znalazł się w referacie Jarosława Zacharskiego, dyrektora Biura Poszukiwań *Orlen Upstream*. Mówiąc o wierceniach Syczyn OU-1 i Stoczek OU-1K stwierdził, że wyniki tam uzyskane, szczególnie przebieg zabiegów szczelinowania, stały się podstawą do planowania następnych otworów poszukiwawczych w obrębie tych bloków koncesyjnych. *Orlen Upstream* wykonał dotychczas 10 wierceń w poszukiwaniu węglowodorów niekonwencjonalnych, w tym 3 kierunkowe. Oceniając ogólny stan rozpoznania złóż niekonwencjonalnych prelegent podkreślił, że rozpoznanie nadal jest we wczesnej fazie, wykonano tylko 57 wierceń, w 13 z nich wykonano szczelinowanie hydrauliczne, z czego 8 szczelinowań w odcinkach poziomych, dostarczających najwięcej informacji.



Fot. 2. Otwarcie Targów, od lewej: M. Kaliski, S. Brodziński, J. Nawrocki i M. Jedynak. Fot. J. Zagórski

Z opinią J. Zacharskiego korespondowała wypowiedź J. Jezierskiego, b. głównego geologa kraju o przesadnych oczekiwaniach związanych z nowym prawem geologicznym, że ułatwi ono prowadzenia działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

Druga sesja surowcowa odbywała się pod hasłem: „Czy w Polsce można zagospodarować nowe złoża surowców nieenergetycznych?” i obejmowała tak różne surowce, jak miedź i bursztyn. Wprowadzeniem była prezentacja Roberta Rożka z *KGHM Polska Miedź SA* „Uwarunkowania rozwoju polskiej bazy surowcowej *KGHM Polska Miedź SA*”, pokazująca perspektywę udostępnienia nowych zasobów rud miedzi i związane z tym trudności z pozyskaniem nowych koncesji. Inne referaty dotyczyły soli potasowo-magnezowych, dostępności eksploatacji niektórych złóż surowców skalnych i wreszcie wspomnianych poprzednio polskich bursztynów.

Bardzo interesujące pozycje były w programie drugiego dnia konferencji. Gospodarz, czyli PIG mógł przedstawić nowy instrument do datowania minerałów i skał SHRIMP (*Sensitive High Resolution Ion Micro Probe*). Do tematyki węglowej omawianej w pierwszym dniu konferencji nawiązywały referaty Krzysztofa Stańczyka z Głównego Instytutu Górniczego pt. „Podziem-



Fot. 3. Referat prof. Krystiana Probiezki. Fot. J. Zagórski

ne zgazowanie węgla kamiennego”, Janusza Jureczki z PIG „Bezpieczna kopalnia-przedeksploatacyjne odmetanowanie pokładów węgla otworami powierzchniowymi” i Jacka Kosińskiego, również z PIG, „Podziemne zgazowanie węgla brunatnego-nadzieje i ograniczenia”. Zagranicznych uczestników targów reprezentował prezes *United Oilfield Services* Dennis McKee, który omawiał najnowsze technologie odgrywające kluczową rolę w poszukiwaniach złóż niekonwencjonalnych. Dość obszerny program

konferencji nie pozostawiał zbyt wiele czasu na dyskusję, warto jedynie odnotować wypowiedź M. Kaliskiego, który zwrócił uwagę na fakt, że zagadnienia surowcowe, środowiskowe i gospodarcze znajdują się w sferze zainteresowania pięciu ministerstw: Min. Gospodarki, Min. Środowiska, Min. Skarbu Państwa, Min. Finansów i Min. Infrastruktury i Rozwoju. Resortowe ambicje i podziały nie ułatwiają rozwiązywania tych zagadnień, wydłużają procesy decyzyjne i koordynacyjne.

Część wystawowa składała się z 11 stoisk różnych firm oferujących sprzęt pomiarowy i laboratoryjny, materiały i produkty stosowane w geologii i geofizyce, usługi projektowe oraz wykonywanie analiz i badań.

Podobnie jak w latach ubiegłych, organizatorem XII Targów i Konferencji Geo-Eko-Tech GEOLOGIA 2014 był Zarząd Targów Warszawskich SA.

Jerzy Zagórski

KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI

## Politechnika Wroclawska zaprasza na studia podyplomowe „Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych”



### Zakres tematyczny studiów podyplomowych:

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



Politechnika Wroclawska  
Centrum Kształcenia Ustawicznego

Zainteresowanych prosimy o kontakt:

e-mail: [pawel.malinowski@pwr.edu.pl](mailto:pawel.malinowski@pwr.edu.pl)  
lub [cku@pwr.edu.pl](mailto:cku@pwr.edu.pl)

Więcej informacji na stronie [WWW.CKU.PWR.EDU.PL](http://WWW.CKU.PWR.EDU.PL) lub tel. 71 348 42 30

# Rekordowa liczba uczestników 9. edycji Pipeline Technology Conference



SALES  
DESK  
POLEN

Przedstawiciele branży oil & gas z 42 krajów świata wzięli udział w kolejnej edycji prestiżowej Pipeline Technology Conference (ptc) w dn. 12-14 maja 2014 r. w Berlinie. Tematyka tej wiodącej w Europie konferencji o charakterze naukowo-technicznym koncentrowała się na najnowszych technologiach w projektowaniu, budowaniu i utrzymaniu konstrukcji przesyłowych ropy i gazu. Cenienni na świecie eksperci w branży oil & gas wygłosili referaty, m.in. na temat zastosowania skanera 3D światła strukturalnego w badaniu defektów eksploatacyjnych, technologii spawania rurociągów z pomocą systemów wizyjnych, czy zastosowania inżynierii bezwykopowej w renowacji linii przesyłowych.



W 9. edycji Pipeline Technology Conference wzięło udział ponad 420 przedstawicieli branży oil & gas. Fot. arch. Przedstawicielstwo Dolnej Saksonii w Polsce



Fot. arch. Przedstawicielstwo Dolnej Saksonii w Polsce

W programie nie mogło także zabraknąć dyskusji na temat budowy gazociągu South Stream oraz bezpieczeństwa energetycznego Europy w obliczu panującego kryzysu na Ukrainie. Ponadto, uczestnicy mieli możliwość bezpośredniej wymiany innowacyjnych technologii i technik m.in. w zakresie badania stanu technicznego rurociągów, wykrywania nieszczelności, ochrony przeciwkorozyjnej, stacji kompresyjnych i pompujących, materiałów konstrukcyjnych czy zarządzania systemem przesyłowym.

Konferencję ptc wsparło merytorycznie 10 stowarzyszeń branżowych i objęło patronatem 20 partnerów medialnych z całego świata. Wyłącznym partnerem medialnym wydarzenia w Polsce zostały „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”.

Najpopularniejszym miejscem spotkań uczestników ptc była część wystawowa, w której swoje technologie zaprezentowało aż 41 firm. Możliwość zebrania informacji i porównania najnowszych osiągnięć międzynarodowych dostawców spotkała się z ogromnym zainteresowaniem ze strony wiodących operatorów sieci przesyłowych. Na sukces tegorocznego spotkania wpłynęły także atrakcyjne wieczory branżowe, m.in. rejs statkiem Berlin at Night oraz oferta dodatkowych seminariów tuż po zakończeniu konferencji.

10. edycja Pipeline Technology Conference odbędzie się w dn. 8-10 czerwca 2015 w Berlinie. Jej tematyka skupi się na wyzwaniach związanych z eksploatacją rurociągów oraz technologiach offshore. Wzorem lat ubiegłych, wygłoszone podczas konferencji referaty dostępne są w wersji online. Więcej informacji na oficjalnej stronie wydarzenia: [www.pipeline-conference.com](http://www.pipeline-conference.com) lub u partnera regionalnego ptc w Polsce:

Przedstawicielstwo Dolnej  
Saksonii w Polsce  
c/o Sales Desk Polen  
Piaskowa 4, 01-067 Warszawa  
T. +48 22 501 46 35,  
F. +48 22 501 46 39



Fot. arch. Przedstawicielstwo Dolnej Saksonii w Polsce



Fot. arch. Przedstawicielstwo Dolnej Saksonii w Polsce

# Środki smarowe 2014



W dniach 14–16.05.2014 r. w Hotelu „Klimek SPA” w Muszynie odbyła się Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „Nowoczesne środki smarowe do specjalistycznych zastosowań w urządzeniach przemysłowych, transporcie i komunikacji”.

Organizatorami konferencji był Pion Technologii Nafty Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego oraz Stowarzyszenie Współpracy Przemysłu Naftowego i Samochodowego CEC POLSKA.

Sponsorami konferencji byli Orlen Oil Sp. z o.o. (Sponsor Główny) oraz Clariant International Ltd., a Partnerem Technologicznym – Lotos Oil S.A. Czasopisma: *Przemysł Chemiczny, Wiadomości Naftowe i Gazownicze* oraz *Nafta-Gaz* objęły konferencję patronatem medialnym.

W konferencji wzięło udział ponad 80 specjalistów z kraju i zagranicy, reprezentujących m.in.: producentów środków smarowych, producentów olejów bazowych, producentów i dystrybutorów dodatków do środków smarowych, producentów i dystrybutorów aparatury badawczo-pomiarowej, a także przedstawiciele środowiska naukowego.



Fot. Arch. Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego



Fot. Arch. Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego

Wśród wygłoszonych referatów znalazły się m.in.:

– *Współczesne trendy dla nowoczesnych olejów silnikowych w kontekście oferty Orlen Oil*, (Katarzyna Starzec, Tomasz Piergies, Orlen Oil Sp. z o.o.)



Fot. Arch. Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego

- *Oleje silnikowe – wpływ metodyki oznaczania liczby zasadowej na zgodność ze specyfikacją*, (Beata Altkorn, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy)
- *Zmiana właściwości oleju silnikowego spowodowana rozrzedzaniem olejem napędowym*, (Andrzej Suhecki, Instytut Badań i Rozwoju Motoryzacji BOSMAL),
- *Wysokojakościowe środki smarowe, a oszczędności wynikające ze zużycia energii*, (Tadeusz Hładki, Fuchs-Oil Corporation (PL) Sp. z o.o.),
- *Badanie wzajemnego oddziaływania cieczy i elastomerów stosowanych w napędach hydraulicznych*, (Ewa Kania, Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego Sp. z o.o.),
- *Systemowa pielęgnacja oleju w układach hydraulicznych i smarnych, w urządzeniach przemysłowych, transporcie i komunikacji*, (Włodzimierz Sieradzki, Pall Poland Sp. z o.o.),
- *Ciecze dedykowane do obróbki metali – zmiany na przestrzeni lat – szanse i zagrożenia*, (Radosław Lenart, LOTOS OIL S.A.),
- *Nowoczesne metody analizy środków smarowych*, (Krzysztof Antosik, EKMA)
- *Produkty smarne w eksploatacji nowoczesnych pojazdów komunikacji miejskiej*, (Ryszard Wróbel, MPK Kraków).

Podczas konferencji toczyło się wiele ożywionych dyskusji, zarówno na sali obrad, jak i w kularach. Celem konferencji była prezentacja najnowszej generacji środków smarowych, przeznaczonych do pracy w specjalistycznych zastosowaniach oraz metod kontroli ich przydatności eksploatacyjnej i rozwojowej. W tym kontekście konferencja spełniła zakładaną przez organizatorów rolę i stała się platformą wymiany wiedzy i doświadczenia.

Instytut Nafty i Gazu –  
Państwowy Instytut Badawczy

## XXII Spartakiada Szkół im. Ignacego Łukasiewicza

Trzeci dzień czerwca 2014 r. w Zespole Szkół im. I. Łukasiewicza w Cieszacinie Wielkim zostanie zapamiętany jako święto sportu. Na XXVII Spartakiadzie Szkół im. Ignacego Łukasiewicza spotkali się uczniowie ze szkół w Strachocinie, Humniskach, Pakoszówce, Czarnej, Ropience, Drwini, i Jodłówce oraz tegoroczni gospodarze – przedstawiciele szkoły z Cieszacina Wielkiego.



Fot. arch. Paweł Fic

Jak co roku głównymi organizatorami spartakiady było: Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

W konkurencjach przygotowanych przez gospodarzy, uczestnicy musieli wykazać się nie tylko sprawnością fizyczną, ale również intelektualną. Uczniowie szkół podstawowych

rywalizowali w następujących konkurencjach: klasy I-III – sztafeta z jajem, skoki kangurów, kręgle, klasy IV-VI – slalom na szczudłach, uni-hokej, konkurs wiedzy o Ignacym Łukasiewiczu. Przygotowano także konkurencję plastyczną dla nauczycieli.

Suma punktów ze wszystkich konkurencji decydowała o zajęтым miejscu. Po zaciętej rywalizacji na najwyższym stopniu podium stanęła Szkoła Podstawowa im. I. Łukasiewicza w Pakoszówce. Wszyscy uczestnicy otrzymali pamiątkowe dyplomy i upominki.

Dyrekcja Zespołu Szkół Cieszacinie wraz z Radą Rodziców zapewniła dodatkowe atrakcje w postaci pokazu karate, zjeżdżalni, ścianki do wspinaczki, ringu, a także poczęstunek. Wszyscy uczniowie – reprezentanci szkół noszących imię Ignacego Łukasiewicza integrowali się w miłej, radosnej atmosferze zabawy oraz kultywowali

pamięć o swoim patronie.

Dyrektorzy Szkół biorących udział w zawodach podziękowali organizatorom i sponsorom za wspieranie inicjatywy, która poza upowszechnianiem sportu wśród młodzieży ma również na celu lepsze poznanie się i zacieśnienia przyjacielskich więzi pomiędzy uczniami szkół im. Ignacego Łukasiewicza

Spartakiada mogła odbyć się dzięki wsparciu sponsorów, którymi byli:

- PGNiG SA – Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza.
- METALNAFT Sp. z o.o. w Krośnie
- CONTROL-PROCESS SA w Krakowie

W imieniu SITPNiG Oddział w Sanoku dziękuję wszystkim zaangażowanym w organizację spartakiady.

Paweł Fic



Fot. arch. Paweł Fic



Fot. arch. Paweł Fic



Fot. arch. Paweł Fic



Fot. arch. Paweł Fic

## OFERTA SZKOLENIA

# CERTYFIKACJA BIOKOMPONENTÓW NA ZGODNOŚĆ Z KRYTERIAMI ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU

DATA SZKOLENIA KRAKÓW:

**3.07.2014**

DATA SZKOLENIA WARSZAWA:

**11.09.2014**

Znowelizowana ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (z dn. 21 marca 2014 r.) wprowadza obowiązek certyfikacji biokomponentów na zgodność z kryteriami zrównoważonego rozwoju (KZR). Ponadto zawiera szczegółowe regulacje dotyczące m.in. certyfikacji, surowców, komponentów, sprawozdawczości, które wiążą się z koniecznością spełniania KZR przez biokomponenty. Ustawa rozszerza również listę komponentów mogących zostać uznanymi za biopaliwa.

Działając w obszarze biopaliw, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy opracował odpowiedni system certyfikacji (System KZR INiG-PIB), który decyzją nr 2014/325/UE z dnia 3 czerwca 2014 uzyskał uznanie Komisji Europejskiej. Mając na uwadze nowe wymagania dla biokomponentów oraz surowców do ich produkcji, zapraszamy Państwa na szkolenie dedykowane tematyce zrównoważonej produkcji biopaliw zgodnie z wymaganiami Systemu KZR INiG-PIB. Szkolenie ma na celu pomóc Państwu we wdrażaniu zapisów Systemu.

### Zakres szkolenia

1. Wymagania prawne w zakresie biopaliw i biopłynów.
2. Kryteria zrównoważonego rozwoju według dyrektywy 2009/28/WE i nowelizowanej ustawy o biokomponentach.
3. Przegląd systemów certyfikacji na zgodność z kryteriami zrównoważonego rozwoju oraz rola podmiotów występujących w łańcuchu dostaw biopaliw i biopłynów.
4. Prezentacja Systemu KZR INiG-PIB.
5. Wytyczne do konstruowania bilansu masy.
6. Metodyka obliczania emisji gazów cieplarnianych.
7. Wymagania audytowe.

### Adresaci szkolenia

- podmioty realizujące NCW
- producenci biopaliw
- biokomponentów
- przetwórcy biomasy
- pośrednicy
- punkty skupu ziarna
- producenci

### Rodzaj szkolenia

- jednodniowe (7 godzin),
- teoria,
- stacjonarne:
  - w oddziale INiG-PIB, ul. Łukasiewicza 1, Kraków,
  - w oddziale INiG-PIB, ul. Kasprzaka 25, Warszawa.

CENA SZKOLENIA KRAKÓW:

**750 ZŁ**

CENA SZKOLENIA WARSZAWA:

**800 ZŁ**

### Cena zawiera

- uczestnictwo
- przerwy kawowe
- materiały szkoleniowe
- obiad
- zaświadczenia

Cena nie zawiera noclegu.

### System Certyfikacji

**ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ  
W PRODUKCJI BIOPALIW I BIOFLYNÓW**



**INSTYTUT NAFTY I GAZU**  
Państwowy Instytut Badawczy

Zgłoszenia należy przesyłać w terminie **do 25 czerwca** (szkolenie w Krakowie) i **29 sierpnia** (szkolenie w Warszawie) na adres:

### Joanna Dural

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
Dział Marketingu i Szkoleń  
ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków  
tel. 12 61 77 523 fax. 12 61 77 518  
e-mail: dural@inig.pl



**INSTYTUT NAFTY I GAZU**  
Państwowy Instytut Badawczy

# Ekspert na rynku energii

Posiadamy unikalne doświadczenie  
w poszukiwaniu i odkrywaniu źródeł energii



Jesteśmy spadkobiercą bogatej historii polskiego przemysłu energetycznego. Dzięki naszej pasji, rozwojowi technologii i ciągłemu doskonaleniu oferty multienergetycznej dążymy do dostarczania kompleksowych rozwiązań dla naszych klientów w całej Polsce.

[www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl)

  
**PGNiG**  
Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA