

NR 11 (187)
listopad
2013 r.
miesięcznik
Rok XVI
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

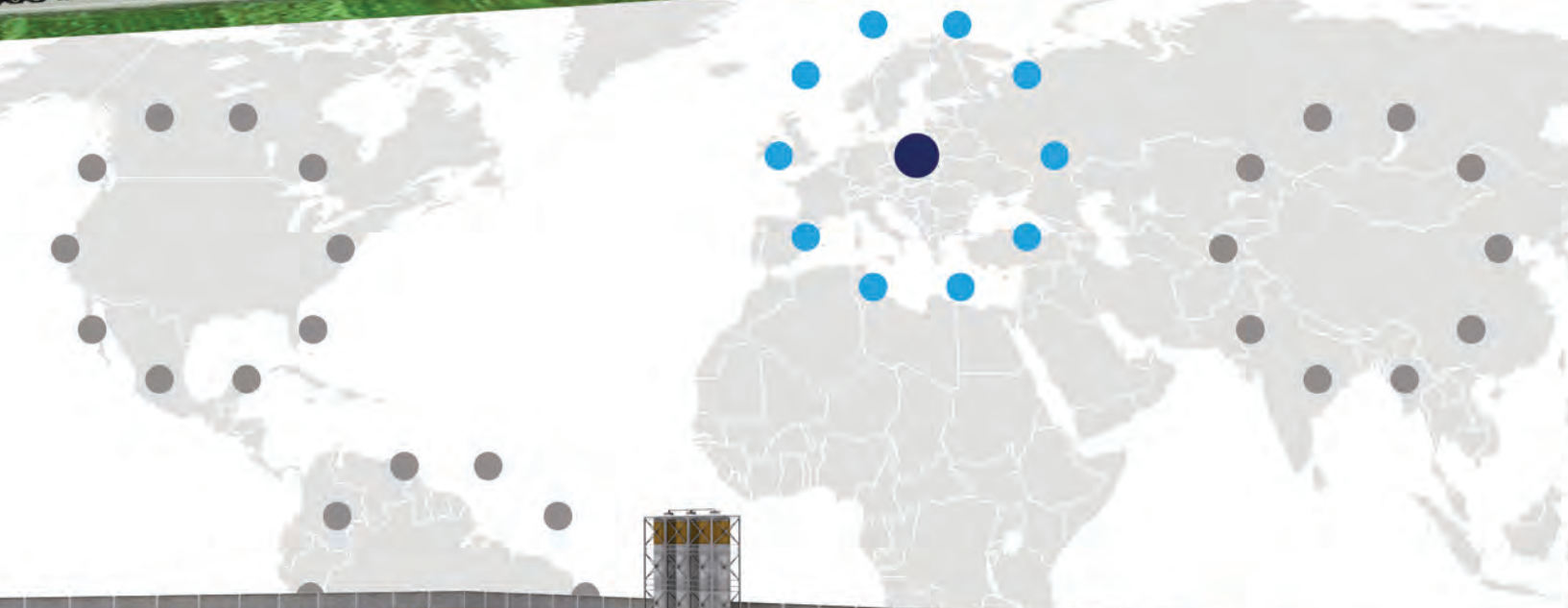
NAFTOWE I GAZOWNICZE

Głos pisma Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego



baltic ceramics

**COMING SOON!
THE EUROPEAN CENTER OF PROPPANTS**



BALTIC CERAMICS SA

Reymonta 7
68-300 Lubsko
Poland

OFFICE

Piękna 11/17
00-549 Warsaw
Poland
office@balticceramics.com

CONTACT

Piotr Woźniak, CEO
T: +48 (22) 629 07 18
F: +48 (22) 201 21 66

www.balticceramics.com





Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

We wstępie tego wydania postaram się bardzo krótko zwrócić uwagę na sprawy, które są warte przekazania wszystkim, którzy sięgną po listopadowe wydanie „Wiadomości...”.

To wydanie zawiera ten sam układ edytorski, jednakże przygotowane zostało z myślą o nowych odbiorcach. Być może po raz pierwszy wezmą oni do ręki „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” podczas największego wydarzenia dotyczącego niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Europie: konferencji i wystawy poświęconej gazowi ziemnemu i ropie naftowej, które są zawarte w skałach łupkowych oraz zagadnieniom jak je wyeksploatować szybko i ekonomicznie oraz bez niszczenia środowiska naturalnego.

„Wiadomości...” od początku „boomu łupkowego” w Polsce są patronem tego i podobnych wydarzeń, promują również poszukiwania i eksploatację niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Promują i podkreślają, że to „stare - nowe” źródło energii musi być szeroko rozwijane, bo takie są potrzeby rozwoju cywilizacji. Piszę „stare - nowe”, ponieważ w Polsce problem ten jest znany od dawna, ale dopiero ostatnie lata przyniosły technologię oraz możliwość jej rozwoju i adaptacji do warunków geologicznych, jakie występują w Polsce i innych krajach Europy.

Nie tworzymy specjalnego wydania poświęconego temu zagadnieniu. Pokazujemy, jak „Wiadomości...” wyglądają na co dzień: w jaki sposób prezentują polski przemysł naftowy, gazowniczy i rafineryjny. Relacjonujemy wszystko, co się dzieje w tym obszarze działalności biznesowej, a tym samym informujemy naszych odbiorców o opiniach, jakie na ten temat mają różne osoby: przedstawiciele firm, które zainwestowały swój kapitał, politycy i specjaliści.

Shale Gas Europe 2013 jest wydarzeniem, podczas którego zostaną wygłoszone najważniejsze tezy związane z przyszłością tego biznesu, poparte technologicznymi rozwiązaniami, opiniami specjalistów i polityków.

Podsumujemy to wydarzenie w grudniowym wydaniu „Wiadomości...”, do którego zapraszam wszystkich, którzy chcą się podzielić opiniami na ten temat oraz zaprezentować swoje poglądy, rozwiązania biznesowe i technologiczne. Na koniec, uczestnikom i organizatorom oraz naszym Czytelnikom obecnym na tej imprezie życzę satysfakcji i udanej konferencji.

Dear Readers

To begin with, I would like to draw your attention to some issues which are worth presenting to everyone who will reach out for a November edition of Oil and Gas News. Although this edition has the same editorial order to previous ones, it was being prepared with the view to the new readers. Some of them will meet Oil and Gas News for the first time during the biggest and most important event concerning unconventional deposits of hydrocarbons in Europe: conference and exhibition devoted to both gas and oil which are contained in shale rocks as well as the issues of how to extract them fast, economically and safely.

Oil and Gas News is the patron to this and similar events since the beginning of the ‘shale gas boom’ in Poland. The magazine is also promoting research and extracting of unconventional deposits of hydrocarbons and is still emphasizing that this ‘new-old’ source of energy must be developed due to the industrial progress and needs. The ‘old- new’ phrase has been used, as the above problem is widely known for a long time. However, only during last few years’ appropriate technology was discovered, as well as opportunity of developing it and adjusting to geological conditions of Poland and other countries of Europe.

We have not prepared the whole new special edition devoted to this particular issue. We would like to show how the Oil and Gas News normally looks like: how the Polish gas, oil and refinery industry are promoted. We always report on everything that is important in this area of business and thus we keep our readers constantly well-informed about other people’s opinions: ranging from company’s representatives and investors to politicians and specialists.

During Shale Gas Europe 2013 the greatest theses applying to the future of this area of business will be presented. They will be supported by technological solutions and opinions stated by both specialists and politicians.

We would like to summarize a conference in the February edition of Oil and Gas News, to which I am referring all the readers who want to share their opinions or present business and technological solutions. In conclusion, I wish both successful conference and satisfaction to organizers and participants of Shale Gas Europe 2013.

Piotr Dziadzio

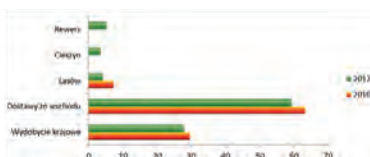
Media Partner of
Shale Gas
Europe

NAUKA I TECHNIKA.

- Przegląd aktualnie stosowanych technologii uzdatniania biogazu w Europie



- Zmiany krajowego ustawodawstwa a rozwój rynku gazu ziemnego



- Złoża niekonwencjonalne i proppanty – vademecum



ANALIZY I KOMENTARZE.

- Metan z pokładów węgla – stan i perspektywy zagospodarowania surowca na przykładzie polskiej i czeskiej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego



- Lokomotywa Polskich Inwestycji Rozwojowych

28

WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Siarka w gazie

30



- Certyfikat na międzynarodowy standard BHP
- Podsluchując gaz

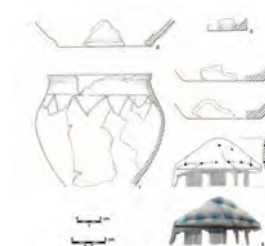
30

31



- Przed naszą erą na gazociągu do „Paproci”

32



- Z wizytą na kopalni

33



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

**ADRES REDAKCJI**

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

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

dr inż. Stanisław Szafran – przewodniczący

SKŁAD DTP:

Konrad Korona

DRUK:

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKŁAD: 1500 egz.

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

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, KGZ Żuchłów. Fot. Paweł Chara

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG SA podpisało umowę na sprzedaż ropy naftowej z kopalni Lubiatów  35
- Pierwszy animator na rynku gazu TGE 35
- PGNiG SA podwaja sprzedaż i wydobycie ropy naftowej w trzech kwartałach 2013 roku 35
- Potencjał zasobów ropy zamkniętej na świecie 36
- Dyskusja o gazie z łupków w Niemczech 36
- Pierwsza ropa ze złoża Kaszagan 36
- Nowe złożo ropy w pobliżu Nowej Funlandii 36
- Początek eksploatacji złoża Trebs-Titow na Nizinie Peczerskiej 37
- Najgłębszy gazociąg podmorski 37
- Głębokie sondowania sejsmiczne na Ukrainie i Białorusi 37
- LOTOS nabywa udziały w norweskich koncesjach i podwaja wydobycie  37
- Oszczędne i ekologiczne – nowe piece rafinerii LOTOSU 38
- LOTOS przedstawia wyniki za III kwartał 38
- Handlowe podsumowanie roku gazowego 2013  39

BIULETYN INFORMACYJNY.

- Kalendarium 41
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 41
- Inauguracja roku akademickiego na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH 41



NASZE STOWARZYSZENIE.

- „Zaduszki” przy grobie Stanisława Staszica w Warszawie 43



- Gra miejska 43

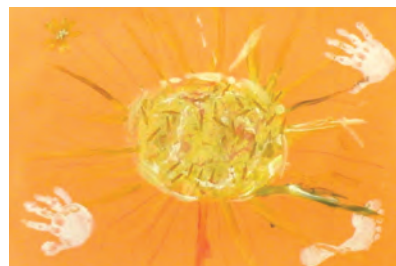
KONFERENCJE SYMPOZJA, TARGI.

- IV Ogólnopolski Kongres Geotermalny 45



KULTURA KULTURA.

- Różne oblicza ciepłej energii 48



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

Przegląd aktualnie stosowanych technologii uzdatniania biogazu w Europie

Czesław
RybickiPaweł
FilanowskiMarek
Pitula

The review of currently applied technologies of the biogas capacitation in Europe

Summary

Within a period of the increasing demand on natural gas as the raw material of the energy large meaning gather technologies the capacitation and the preparation other gases in which the composition is found the methane being with the component of network gas. Among these unconventional gases the large meaning has gas obtained in biogas industry works and on refuse dumps (called in the further part with the biogas). In the composition of this gas they appear: the methane, the carbon dioxide, the sulphur hydrogen, water, nitrogen and trace quantities of other components. So that so obtained gas be able to be intended to the utilization as natural gas must become suitably cleaned. On spatial of last time one developed many technologies of the cleaning of this gas. In the paper one reviewed existing in Europe of modern technologies of the preparation of the biogas so, so that the final product be characterized with the high concentration of the methane, at an angle of possibilities of the use some of them in Poland. Presented technologies can underlie to the elaboration of the modification or new technologies so far not applied. Were discussed technologies applied in following countries: Germany, Austria, Czech Republic, France, Holland, Sweden. The article is finished by conclusions containing suggestions of specific uses of the technology of the capacitation of the biogas to parameters of network gas as one of manners of the diversification of deliveries of gas, and the indication of the possibility import restrictions natural gas.

Wprowadzenie

W okresie wzrastającego zapotrzebowania na gaz ziemny jako surowca energetycz-

nego dużego znaczenia nabierają technologie uzdatniania i przygotowania innych gazów, w których składzie znajduje się metan będący składnikiem gazu sieciowego. Wśród tych niekonwencjonalnych gazów duże znaczenie posiada gaz uzyskiwany w biogazowniach i na wysypiskach śmieci (nazywany w dalszej części biogazem). W składzie tego gazu występują: metan, dwutlenek węgla, siarkowodór, woda, azot i śladowe ilości innych składników. Aby tak uzyskany gaz mógł być przeznaczony do użytkowania jako gaz ziemny musi zostać odpowiednio oczyszczony. Na przestrzeni ostatnich lat rozwinięto wiele technologii oczyszczania tego gazu. W referacie dokonano przeglądu istniejących w Europie nowoczesnych technologii przygotowania biogazu tak, aby produkt końcowy charakteryzował się wysoką koncentracją metanu, pod kątem możliwości zastosowania niektórych z nich w Polsce. Przedstawione technologie mogą być podstawą do opracowania modyfikacji lub nowych technologii dotąd nie stosowanych. Omówione zostały technologie stosowane w następujących krajach: Niemcy, Austria, Czechy, Francja, Holandia, Szwecja. Artykuł kończą wnioski zawierające sugestie konkretnych zastosowań technologii uzdatniania biogazu do parametrów gazu sieciowego jako jednego ze sposobów dywersyfikacji dostaw gazu oraz wskazanie możliwości ograniczenia importu gazu ziemnego.

Metody uzdatniania biogazu

Dotychczasowe technologie oczyszczania biogazu stosowane w Europie dzielą się na dwie grupy:

- metody membranowe oraz
- metody oparte o reakcje chemiczne i fizyczne.

Głównym zanieczyszczeniem w biogazie jest dwutlenek węgla który znaczny sposób zmniejsza wartość opałową mieszaniny (jest go około 40-55%) oraz siarkowodór (0,3-2%) i woda. Pozostałe składniki biogazu ze względu

na ich nieznaczną zawartość nie mają większego wpływu na jego kaloryczność.

Metody membranowe oparte są na zastosowaniu separatora membranowego rozdzielającego mieszaninę gazu na półprzepuszczalnej membranie, którą tworzą kapilary porowate z naniesioną na ich powierzchnię litą warstwą wykonaną z odpowiedniego materiału kompozytowego. Wykorzystana jest selektywna przepuszczalność tego materiału dla różnych gazów [3]. Membrany dobiera się tak, by charakteryzowały się wysoką selektywnością składników separowanych. Spowodowane jest to różnicą w szybkości przenikania składników gazu przez membranę. Membrana dzieli strumień gazu na strumień gazu przenikający oraz strumień zatrzymany. Siłą napędową w procesie przenikania gazów jest różnica ciśnień parcyjnych usuwanych zanieczyszczeń po obu stronach membrany. W celu usunięcia dwutlenku węgla stosuje się membrany separujące gaz (ceramiczne i polimerowe oraz ich połączenie – membrany hybrydowe) oraz membrany absorbujące gaz. W wielu przypadkach nie można osiągnąćżądanego efektu separacji przy wykorzystaniu instalacji jednostopniowej [5]. Przy zastosowaniu takiego systemu dużą czystość produktu uzyskuje się kosztem obniżenia stopnia odzysku. Dlatego by uzyskać odpowiednią czystość produktu, a zarazem wysoką wydajność procesu stosuje się układy wielostopniowe – kaskady membranowe, z recykulacją lub bez.

Metody oparte o reakcje chemiczne wykorzystują powinowactwo fizyczne i chemiczne różnych związków chemicznych w stosunku do zanieczyszczeń gazowych.

Wśród tych metod stosowane są m.in.:

- metody wykorzystujące reakcję chemiczną z ługiem sodowym,
- metody wykorzystujące absorpcję przez związki aminowe,
- metody wykorzystujące adsorpcję na węglu aktywnym i sitach molekularnych.

Metody adsorpcji polegają na fizycznym przyciąganiu i wiązaniu cząstek gazu na powierzchni lub w mikroporach ciała stałego. Jako sorbenty wykorzystuje się materiały charakteryzujące się dużą powierzchnią właściwą. Do adsorpcji CO₂ stosuje się m.in. węgiel aktywny, koks aktywny, węglowe i zeolitowe sita molekularne, korund oraz żel glinowy i krzemionkowy [7]. Procesy adsorpcji wykorzystywane są w przypadku oczyszczania mniejszych ilości gazów.

Adsorpcja przebiega tym efektywniej im niższa temperatura i wyższe ciśnienie. Proces adsorpcji składa się z dwóch cykli: adsorpcji i regeneracji sorbentu (odzyskiwanie CO₂).



Rys. 1. Plan rozmieszczenia poszczególnych elementów instalacji biogazowni w Aiterhoffen



Rys. 2. Instalacja usuwania CO₂ z biogazu w biogazowni Aiterhoffen

Stosowane są trzy rodzaje regeneracji sorbentu:

- regeneracja zmiennociśnieniowa (PSA – Pressure Swing Adsorption) – sorbent jest regenerowany przez zmniejszenie ciśnienia
- regeneracja zmiennotemperaturowa (TSA – Temperature Swing Adsorption) – sorbent jest regenerowany przez podnoszenie jego temperatury,
- regeneracja zmiennoelektryczna (ESA – Electric Swing Adsorption) – regeneracja sorbentu następuje poprzez przepuszczanie prądu elektrycznego o niskim napięciu.

Absorpcja chemiczna polega na przepuszczeniu gazu przez kolumnę absorpcyjną, gdzie absorbuje się CO₂. Jest on przystosowany do usuwania zanieczyszczeń o różnym stopniu stężenia dla układów charakteryzujących się niskim całkowitym ciśnieniem gazów. Proces ten stosuje się jeśli wymagany jest duży stopień czystości dwutlenku węgla w produkcie [7]. Gaz przepływający przez absorber powinien być schłodzony i wstępnie oczyszczony (usunięte powinny być związki siarki, gdyż wchodzą w reakcję z rozpuszczalnikami tworząc trwałe termicznie sole, nie ulegające rozkładowi w procesie regeneracji).

W procesie absorpcji fizycznej CO₂ jest absorbowane przez sorbent zgodnie z prawem Henry'ego a następnie regenerowany przez obniżkę ciśnienia i wzrost temperatury (jednoczesna zmiana obu parametrów lub jednego z nich). Efektywność procesu rośnie wraz ze wzrostem całkowitego ciśnienia gazu i stężenia separowanych związków. Proces ten powinien przebiegać przy niskich temperaturach zapewniających odpowiednią rozpuszczalność wydzielanych składników gazów.

Technologie oczyszczania gazu stosowane w biogazowniach

Instalacje na terenie Niemiec

Na obszarze Niemiec zlokalizowane są 84 biogazownie przystosowane do uzdatniania

biogazu do parametrów gazu sieciowego, który jest albo wtłaczany do systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego gazu, albo w kilku przypadkach wykorzystywany jako paliwo silnikowe.

Średnia wydajność jednej biogazowni na obszarze Niemiec wynosi około 550 Nm³/h.

Według danych za 2011r.[6] produkcja uzdatnionego biogazu wynosi 56700 Nm³/h.

Poniżej scharakteryzowano przykładowe biogazownie zlokalizowane w Aiterhoffen i Kisslegg Rahmhaus.

Biogazownia w Aiterhoffen zbudowana w 2009 r., zlokalizowana jest na obszarze o wymiarach 200 x 300 m (6 ha). Surowcem do produkcji biogazu są kiszki z kukurydzy, żyta, trawy. Instalacja nie wytwarza energii elektrycznej. Ilość wytwarzanego biogazu wynosi około 8 760 000 Nm³/rok.

Dla uzdatnienia biogazu w instalacji zastosowano technologię zmiennociśnieniową PSA (Pressure Swing Adsorption). Operatorem instalacji jest firma E.ON Bioerdgas GmbH (spółka zależna Ruhr Gas, specjalizująca się w produkcji biometanu). Widok opisanej instalacji pokazano na rysunkach 1, 2.

Instalacja w Kisslegg Rahmhaus zbudowana została w 2010 r. Surowcem do produkcji biogazu są odpady organiczne pomieszczone z tekturą, plastikiem, opakowaniami, częściami

metalowymi opakowań etc., częściowo posortowane i zmielone podawane są do procesu, w którym składniki nieorganiczne są oddzielane metodą flotacyjną. Odpady przywożone są w pojemnikach. Znajdują się tam m.in. pozostałości z restauracji, przeterminowana żywność.

Po usunięciu z biogazu dwutlenku węgla metan wtłaczany jest do sieci przesyłowej pod ciśnieniem około 55 bar.

Do usuwania dwutlenku węgla zastosowana została metoda membranowa. Zawartość metanu w produkcie końcowym wynosi około 96 % . Wydajność instalacji wynosi 4 380 000 Nm³/rok.

Widok instalacji do uzdatniania biogazu w biogazowni Kisslegg Rahmhaus przedstawiono na rysunku 3.

Instalacje na terenie Austrii

Na obszarze Austrii w chwili obecnej funkcjonuje 10 instalacji przystosowujących biogaz do wymogów gazu sieciowego [2]. W siedmiu z nich gaz jest zatłaczany do sieci gazowej w pozostałych gaz jest wykorzystywany lokalnie.

W dalszej części omówione zostaną przykładowe dwie instalacje.

Biogazownia w Engerwitzdorf działa od roku 2010 i wytwarza około 1 000 000 Nm³/rok. Praca biogazowni oparta jest na następu-



Rys. 3. Widok instalacji do uzdatniania biogazu w biogazowni Kisslegg Rahmhaus

jących surowcach: kiszonki -70%, proso -10%, inne zboża -20%.

Do uzdatniania biogazu wykorzystywana jest technologia absorpcji chemicznej przy pomocy organicznych pochodnych amoniaku. Po głębokim oddzieleniu wody (temperatura punktu rosy -47 °C) i odsiarczeniu, gaz przekazywany jest na instalację do oddzielenia dwutlenku węgla. Na rysunku 4 przedstawiono widok instalacji uzdatniania biogazu do parametrów gazu przesyłowego.

Asten

Instalacja zlokalizowana w Asten pracuje w oparciu o surowiec będący osadem z oczyszczalni ścieków zlokalizowanej na terenie miasta.

Część wytwarzanego biogazu zużywana jest do produkcji energii elektrycznej, a część jest oczyszczona z CO₂ służy jako część paliwa gazowego do napędu autobusów miejskich w Linzu (mieszanina o składzie 1/3 gazu ziemnego, 2/3 bio-metanu). Produkcja roczna uzdatnionego metanu wynosi ok. 4,2 mln Nm³. Do oczyszczania biogazu została zastosowana metoda absorpcji fizycznej (water scrubber).

Instalacje na terenie Francji

Na obszarze Francji działają obecnie trzy biogazownie wytwarzające gaz z przeznaczeniem do załączania do sieci gazowej.

Są to:

- 1) Instalacja zlokalizowana w Claye Souilly zbudowana w roku 2009 wytwarzająca 876 000 Nm³ biogazu na rok [6]. Do uzdatniania gazu zastosowano metodę zmiennociśnieniową PSA oraz metodę membranową.
- 2) Instalacja zlokalizowana w Lille/Sequedin pracująca od roku 2007 wytwarzająca 6 132 000 Nm³ biogazu na rok. Do uzdatniania gazu zastosowano metodę absorpcji fizycznej (water scrubber)
- 3) Instalacja zlokalizowana w Lille/Marquette pracująca od 2009 roku wytwarzająca 876 000 Nm³ biogazu rocznie. Do uzdatniania gazu zastosowano metodę absorpcji fizycznej (water scrubber).

Instalacje na terenie Holandii

Na terenie Holandii zlokalizowanych jest 13 instalacji wytwarzających biogaz o parametrach gazu przesyłowego [6]. Najstarsza z nich powstała w 1987 r. na dzień dzisiejszy wytwarza 300 Nm³/h biogazu o parametrach gazu sieciowego (podgrupy Lm). Większość z instalacji holenderskich wytwarzających biogaz o parametrach gazu rozprowadzonego w sieci gazowej (podgrupy Lm) produkuje nie więcej niż 1000 Nm³/h biogazu. Tabela



Rys 4. Widok instalacji do uzdatniania biogazu w biogazowni Engerwitzdorf

Tabela 1. Lokalizacje instalacji wytwarzających biogaz o parametrach gazu rozprowadzonego w sieci gazowej na terenie Holandii [6]

Lokalizacja	Rok budowy	Ilość wytwarzanego biogazu [Nm ³ /h]
Tilburg	1987	300
Wijster	1989	500
Collendoorn	1990	25
Nuenen	1990	750
Beverwijk	2006	80
Mijdrecht	2009	40
Groningen	2010	700
Zwolle	2010	420
Witteveen	2010	200
Bunschoten- Spakenburg	2010	690
Well	2011	300
Dinteloord	2011	1100
Meerlanden	2011	400

1 przedstawiająca lokalizację instalacji wraz z ilością wytwarzanego biogazu.

Instalacje na terenie Szwecji

Na obszarze Szwecji zlokalizowanych jest 47 biogazowni wytwarzających biogaz o parametrach gazu sieciowego. W siedmiu z nich wytworzony gaz włącza się do gazowej sieci dystrybucyjnej natomiast gaz z pozostałych 40 biogazowni jest stosowany jako paliwo do napędów samochodów [1]. W Szwecji 94% produkcji biogazu o parametrach gazu sieciowego

jest używana jako paliwo do napędów samochodów [5].

Na rysunku 4 przedstawiono instalację do uzdatniania biogazu do parametrów gazu sieciowego na terenie biogazowni w Sztokholmie.

Instalacje na terenie Czech

Na terenie Czech dominują głównie instalacje wytwarzające biogaz o parametrach gazu sieciowego z zastosowaniem do napędu pojazdów. Według „Biogas Upgrading and Utilisation IEA Bioenergy Task 24: Energy from biological



Rys. 4. Instalacja do uzdatniania biogazu w biogazowni w Sztokholmie [„Upgraded Biogas as Renewable Energy” Birgit Balken-hoff, Diarmid Jamieson, SLR Consulting]

Tabela 2. Lokalizacje instalacji wytwarzających biogaz o parametrach gazu sieciowego na terenie Czech – na podstawie [4]

Lokalizacja	Rok budowy	Ilość wytwarzanego biogazu [Nm ³ /h]
Bystrany/Teplice	1985	368
Bystrica	1990	186
Chanov/Most	1990	186
Liberec	1988	368
Zlin/Tecovice	1990	186

conversion of organic waste”, jest 5 instalacji wytwarzających biogaz o parametrach gazu sieciowego. Tabela 2 zawiera lokalizacje biogazowni oraz wielkość produkcji gazu.

Wnioski

1. W czasie rosnącego zapotrzebowania na gaz wzrasta zainteresowanie alternatywnymi źródłami gazu. Jednym z potencjalnych źródeł gazu, który może być wykorzystywany w sieci jest biogaz uzyskiwany z surowców organicznych.

2. Istotnym problemem w stosowaniu biogazu jest właściwe jego uzdatnienie, to znaczy pozbycie się głównie dwutlenku węgla, siarkowodoru i wody.

3. Polska w chwili obecnej wydaje się być coraz prężniejszym rynkiem rozwijania systemów wytwarzających biogaz. W chwili obecnej w Polsce działają 24 biogazownie (dane z roku 2012).

4. Żadna z istniejących biogazowni nie prowadzi procesu pełnego uzdatniania gazu. Gaz jest bezpośrednio wykorzystywany do produkcji głównie energii elektrycznej w generatorach przystosowanych do spalania nieuzdatnionego biogazu np. Jenbacher.

5. Przedstawione powyżej metody uzdatniania biogazu do wymogów gazu sieciowego mogą być po wykonaniu rachunku ekonomicznego przeniesione na obszar Polski.

6. W chwili obecnej trwają prace nad przebadaniem i zastosowaniem innych metod uzdatniania biogazu. Opierają się one na niskotemperaturowej separacji poszczególnych składników biogazu.

Literatura:

1. Birgit Balkenhoff, Diarmid Jamieson, SLR Consulting: *Upgraded Biogas as Renewable Energy*; 2009
2. *Biomass for Energy: Biomethane* – 1/2012
3. Michail Beil: *Biogas upgrading to biomethane*; Brussels 2010
4. Pat Wheeler: *Task 24: Energy from biological conversion of organic waste*; IEA Bioenergy; 2009
5. Persson, M., Jonsson, O., Wellinger, A.: *Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection. Report SCG 142, IEA Bioenergy, Task 37 – Energy from Biogas and Landfill Gas*; 2006
6. Sabine Strauch, Joachim Krassowski, Fraunhofer Umsicht: *Overview of biomethane markets and regulations in partner countries - WP 2 / D 2.2, March 2012*
7. Vienna University of Technology, Institute of Chemical Engineering Research Division Thermal Process Engineering and Simulation: *Biogas to Biomethane technology review*; May 2012

Artykuł został przygotowany w ramach badań statutowych realizowanych na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w roku 2013

Czesław Rybicki
Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu
AGH w Krakowie

Paweł Filanowski
Karpacka Spółka Gazownictwa
Sp. z o.o. w Tarnowie
Oddział Zakład w Krakowie

Marek Piłula
Bioelektrownia Sp. z o.o. z siedzibą
w Warszawie

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 11.10.2013
Artykuł przyjęto do druku: 29.10.2013

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

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

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



Błękitne Paliwo

Odpowiedzialnie i Niezawodnie

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

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

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

Zmiany krajowego ustawodawstwa a rozwój rynku gazu ziemnego



Kamil Iwicki



Piotr Janusz



Adam Szurlej

Amendments to the national legislation versus the development of natural gas market

Abstract

The paper presents key aspects of the natural gas market in Poland. In contrast to most of European countries, there is a substantial increase in natural gas consumption observed in the recent years. An analysis of the impact of changes in the regulatory framework on further development of the domestic natural gas market was carried out.

Streszczenie

W artykule przedstawiono główne uwarunkowania rynku gazu ziemnego w Polsce. W ciągu ostatnich lat w przeciwieństwie do większości rynków europejskich, na krajowym rynku gazu ziemnego zauważalny jest wzrost zużycia błękitnego paliwa. Podjęto próbę oszacowania wpływu zmian otoczenia regulacyjnego na dalszy rozwój krajowego rynku.

Wstęp

Unia Europejska dąży do stworzenia konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, rozumianego jako wielość dostawców, gwarantującego jednocześnie stabilność cen, przy zapewnieniu niedyskryminacyjnego i równego dostępu do infrastruktury sieciowej. Priorytetem Wspólnoty jest także zakończenie procesu integracji europejskich rynków gazu ziemnego do 2014 r.

W Polsce od 1 lipca 2007 r. swobodny wybór i zmiana sprzedawcy przysługuje wszystkim odbiorcom energii elektrycznej i gazu ziemnego, w tym gospodarstwom domowym (art. 4 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2012 r., poz. 1059)). Jednak analiza porównawcza częstotliwości zmian sprzedawcy na rynku energii elektrycznej i na rynku gazu ziemnego prowadzi do wniosków jednoznacznie korzystnych dla rynku energii elektrycznej. Liczba odbiorców energii

elektrycznej korzystających z prawa do zmiany sprzedawcy przekracza 172 tys., podczas gdy takich odbiorców gazu ziemnego jest poniżej 400 (URE 2013). W niniejszym artykule przedstawione zostaną główne uwarunkowania rynku gazu ziemnego w Polsce oraz podjęto próbę oceny ostatnich zmian w prawie na dalszy rozwój rynku gazu.

Rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce na tle wybranych krajów

Zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2012 r. wyniosło 15,8 mld m³ (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), co plasuje nasz kraj na 8 miejscu w UE pod tym względem. Znaczna część krajowej konsumpcji tego paliwa pochodziła z importu (9 mld m³), głównie w ramach kontraktu jamalskiego zawartego pomiędzy PGNiG i Gazpromem obowiązującego do 2022 r. Z wydobycia krajowego pochodziło ok. 28% rocznego zapotrzebowania na błękitne paliwo, a większość gazu jest przedmiotem importu, głównie z kierunku wschodniego (Janusz P., 2013). Analizując jednostkowe zużycie gazu ziemnego w ciągu roku to w przypadku Polski kształtuje się ono na poziomie ok. 400 m³/osobę i jest jednym z najniższych w UE – średnia dla UE to ok. 880 m³/osobę. Polski rynek gazu cechuje się potencjałem dużego wzrostu, czego potwierdzeniem są zmiany obserwowane w ciągu ostatnich pięciu lat (Kaliski i inni 2012). Podczas gdy w przypadku polskiego rynku w latach 2008 – 2012 nastąpił 13% wzrost zużycia gazu, w tym czasie w UE odnotowano prawie 11% spadek zużycia tego paliwa (zużycie obniżyło się o ponad 53 mld m³; najwięcej w takich państwach jak Wielka Brytania – 21 mld m³, Włochy – 9 mld m³ i Niemcy – 6 mld m³) (BP 2013, MG 2013). Oczywiście te zmiany przełożyły się na wartości jednostkowego zużycia gazu – w przypadku Polski wskaźnik jednostkowego zużycia (m³/osoba) wzrósł z poziomu 361 w 2008 r. do 411 w 2012 r., podczas gdy np. w przypadku Wielkiej Brytanii nastąpił jego

spadek w tym samym okresie z 1536 do 1241 (Kaliski M. i inni 2010).

Do pozytywnych zmian, jakie miały miejsce w ostatnich latach na krajowym rynku gazu ziemnego należy zaliczyć inwestycje, które umożliwiły wzrost technicznych możliwości importu gazu ziemnego z kierunków alternatywnych wobec wschodniego. Dzięki sfinalizowanym w latach 2011 – 2012 działaniom i inwestycjom, możliwości importu gazu ziemnego do Polski z kierunku zachodniego i południowego wzrosły o ok. 3,3 mld m³, co stanowi 30% realizowanego importu gazu do Polski. Wzrost ten nastąpił dzięki uruchomieniu we wrześniu 2011 r. połączenia z czeskim operatorem systemu przesyłowego w okolicach Cieszyina. Przepustowość tego połączenia wynosi 0,5 mld m³/rok. Kolejnym przedsięwzięciem zwiększającym możliwości importowe gazu ziemnego do Polski była zakończona w styczniu 2012 r. rozbudowa połączenia międzysystemowego w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej (przepustowość tego połączenia wzrosła z 0,9 mld m³/rok do 1,5 mld m³/rok) (Janusz P., 2013). Analizując zmiany w zakresie możliwości importu gazu ziemnego do Polski należy również podkreślić, że dzięki podpisaniu 29 października 2010 r. protokołów do polsko-rosyjskiego porozumienia międzyrządowego¹ oraz wyznaczeniu przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 17 listopada 2010 r. Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. operatorem systemu przesyłowego gazowego na znajdującym się na terytorium Polski odcinku gazociągu Jamał–Europa, możliwe są dostawy gazu ziemnego do Polski poprzez ten gazociąg z kierunku zachodniego, przy wykorzystaniu usługi rewersu wirtualnego. Tą drogą można do Polski dostarczyć maksymalnie ok. 2,5 mld m³ gazu rocznie, a faktyczne dostawy poprzez ten rewers rozpoczęły się już w 2011 r. i w 2012 r. wyniosły ponad 800 mln m³ (MG 2013). Wspomniane zmiany przełożyły się na strukturę dostaw gazu ziemnego do Polski w ostatnich latach – pojawiły się nowe możliwości (fig. 1). Kolejne istotne zmiany będą związane z oddaniem do eksploatacji terminalu na skroplony gaz ziemny (LNG) w Świnoujściu, który stanowi najważniejszą realizowaną obecnie inwestycję dla dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Inwestycja ta umożliwi dostawy do Polski 5 mld m³ gazu ziemnego rocznie, jednakże należy mieć na uwadze możliwości zwiększenia zdolności regazyfikacyjnej terminalu nawet do 7,5 mld m³ – czyli ok. połowy obecnego zapotrzebowania Polski na gaz. Realizowane obecnie inwestycje OGP Gaz – System S.A. obejmują m.in. wybudowanie ponad 1000 km gazociągów do 2014 r. i umożliwią dostarczenie do odbiorców gazu z terminalu LNG w Świno-

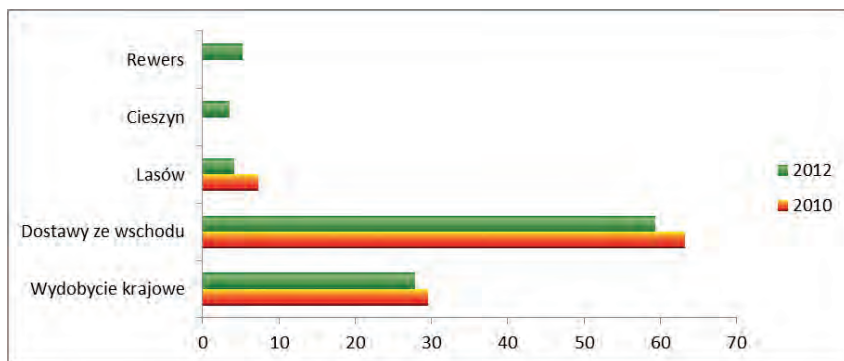


Fig. 1. Porównanie struktury dostaw gazu ziemnego do Polski w 2010 r. oraz 2012 r. [%]

ujsiu, co przełoży się na dalszy rozwój rynku gazu w Polsce. Warto także podkreślić znaczenie funduszy europejskich w realizacji tych strategicznych inwestycji, jakże ważnych dla bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz – w 2012 r. kwota środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego dla projektów OGP Gaz – System S.A. zwiększyła się z 774 mln zł do 1016 mln zł (Osiańczak A., Wittmann R., 2013).

Omawiając inwestycje mające zwiększyć możliwości dostaw gazu ziemnego do Polski należy także wspomnieć o rozbudowie pojemności czynnych podziemnych magazynów gazu, które są niezmiernie istotne z punktu widzenia rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce. Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku całkowita pojemność czynna instalacji magazynowych wyniosła 1,821 mld m³. W stosunku do 2009 roku stanowi to wzrost o około 10%, ponadto finalizowana jest rozbudowa PMG Wierchowice, którego pojemność po zakończeniu I etapu ma wynosić 1,2 mld m³ (proces ten jest zaawansowany w 97%), a docelowo, w zależności od zapotrzebowania na gaz w kraju, pojemność tego magazynu może wynieść ok. 3,5 mld m³.

Analizując strukturę sprzedaży gazu ziemnego przez dominujący na rynku podmiot w 2012 r. to, podobnie jak w latach ubiegłych, najwięcej paliwa trafiło do odbiorców przemysłowych – 60,3%, do gospodarstw domowych – 26,1%, natomiast pozostała ilość zużyta została przez handel i usługi. Porównując krajową strukturę zużycia gazu z analogiczną strukturą dla rynku gazu UE to w przypadku tej drugiej zdecydowanie więcej gazu jest kierowane do sektora wytwarzania energii elektrycznej – 29%, podczas gdy w Polsce ten udział wynosi 8%. Właśnie z sektorem wytwarzania energii elektrycznej wiąże się obecnie największe szanse na wzrost zużycia gazu ziemnego (Rychlicki S., Siemek J., 2013). Analiza zużycia gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe także daje nadzieję na wzrost zapotrzebowania w przyszłości. Należy mieć na uwadze istniejącą dysproporcję w zakresie rozwoju sieci gazo-

wej w Polsce. Do województw o najwyższym wskaźniku zgazyfikowania należy zaliczyć woj. podkarpackie, małopolskie i śląskie. Ten stan należy tłumaczyć m. in. uwarunkowaniami historycznymi – pierwsze gazociągi przesyłowe w południowo-wschodniej części kraju powstały przed wybuchem II wojny światowej. Z kolei swego rodzaju „białą plamę” stanowią obszary w północno-wschodniej Polsce (województwo warmińsko-mazurskie, podlaskie część województwa mazowieckiego), co rodzi duże perspektywy w kontekście możliwej gazyfikacji tych terenów.

Nowelizacja Prawa energetycznego

26 lipca 2013 r. Sejm RP uchwalił zwaną potocznie „małym trójpakiem” nowelizację ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. z 2013 r. poz. 984), która weszła w życie 11 września 2013 r. Na wstępie warto podkreślić, że nowelizacja powstała jako odpowiedź na toczące się przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej postępowania przeciwko Polsce, toteż jej głównym celem jest nie tyle wprowadzenie systemowych zmian w polskim sektorze gazu ziemnego, ale raczej wdrożenie takich rozwiązań, które pozwolą na uniknięcie kar finansowych jakie mogą zostać nałożone przez trybunał. W chwili obecnej, z inicjatywy Komisji Europejskiej, przed Trybunałem toczą się dwa postępowania przeciwko Polsce dotyczące sektora gazu ziemnego. W ramach pierwszego postępowania² komisja zarzuciła Polsce niedozwoloną regulację cen, polegającą na zatwierdzaniu przez prezesa URE taryf dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się sprzedażą gazu ziemnego. Komisja domaga się, aby Polska zwolniła z obowiązku taryfowego przynajmniej tę część sprzedaży gazu ziemnego, która nie jest kierowana do odbiorców domowych. W drugim postępowaniu³ komisja zarzuciła Polsce brak wdrożenia do prawa polskiego przepisów tzw. „III Pakietu energetycznego”, w szczególności tzw. dyrektywy gazowej⁴, której termin wdrożenia upłynął 3 marca 2011 r. Zgodnie z pierwotnymi założeniami

rządu wdrożenie III Pakietu energetycznego miało nastąpić poprzez uchwalenie tzw. „dużego trójpaku”, tj. trzech zupełnie nowych ustaw: Prawa energetycznego, Prawa gazowego oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii. Z zapowiedzi przedstawicieli administracji rządowej wynikało, że celem tych ustaw miała być nie tylko implementacja prawa UE, ale wprowadzenie systemowych zmian w funkcjonowaniu poszczególnych branż energetycznych. Niestety do dzisiaj „duży trójpak” nie został przyjęty, co szczególnie dotkliwie odczuł sektor energii odnawialnej. Także Komisja Europejska straciła cierpliwość, co poskutkowało skierowaniem opisanych powyżej spraw do Trybunału Sprawiedliwości. Trybunał ma kompetencje do nakładania na państwa członkowskie dotkliwych kar pieniężnych, dlatego też podjęta została decyzja, aby jak najszybciej przygotować i doprowadzić do uchwalenia nowelizacji obecnej ustawy Prawo energetyczne, w ramach której wprowadzone miały zostać takie rozwiązania, które pozwoliłyby na ich uniknięcie. Warto zaznaczyć, że projekt nowelizacji został zgłoszony jako projekt poselski co z jednej strony znacznie przyspieszyło procedurę, ale z drugiej praktycznie wyeliminowało możliwość zgłaszania uwag przez zainteresowane podmioty w ramach konsultacji społecznych – sektor gazowy de facto miał więc bardzo ograniczony wpływ na ostateczny kształt tego dokumentu.

Nie ulega wątpliwości, że ze wszystkich zmian wprowadzanych w ramach analizowanej nowelizacji największy wpływ na rynek gazu będą miały przepisy dotyczące tzw. obliiga giełdowego, tzn. obowiązku sprzedaży określonej ilości gazu za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii. Postulat wprowadzenia obliiga giełdowego został zgłoszony po raz pierwszy w 2011 r. w opracowanej przez prezesa URE *Mapie drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego*. W założeniu rynek giełdowy jest rynkiem w pełni konkurencyjnym, toteż wprowadzenie obowiązku sprzedaży gazu za jego pośrednictwem ma umożliwić prezesowi URE skorzystanie z art. 49 ustawy Prawo energetyczne, który pozwala na zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia prezesowi URE w sytuacji, gdy rynek, na którym działa sprzedawca gazu ma charakter konkurencyjny. Prezes URE zaproponował, aby poziom obliiga giełdowego odpowiadał zapotrzebowaniu grupy odbiorców, dla których ceny gazu mają być kształtowane na warunkach rynkowych, tj. bez zatwierdzania taryfy. Jako, że uwolniona ma zostać cena gazu sprzedawanego do wszystkich odbiorców innych niż odbiorcy domowi, prezes URE obstawał przy wprowadzeniu do ustawy przepisu nakazującego przedsiębiorstwom energetycz-

nym sprzedaż aż 70% gazu za pośrednictwem giełdy. Odbiorcy tacy nabywają bowiem ok. 70% sprzedawanego w Polsce gazu ziemnego. Ostatecznie, po poprawkach Senatu, poziom obliga giełdowego został zmniejszony do 55%. Docelowy poziom obliga giełdowego ma zostać osiągnięty od 1 stycznia 2015 r., a w okresie przejściowym bezpośrednio po wejściu w życie nowelizacji ustawy poziom ten ma wynieść 30%, natomiast od 1 stycznia 2014 r. – 40%.

Zgodnie z nowelizacją ww. obowiązkiem nie zostaną objęte przedsiębiorstwa energetyczne mające zarezerwowane mniej niż 10% przepustowości w punktach wejścia do polskiego systemu gazowego. Obowiązek ten nie będzie dotyczył także gazu sprzedawanego operatorom na potrzeby bilansowania, gazu sprowadzanego na potrzeby własne, a także gazu stanowiącego zapas obowiązkowy utworzony zgodnie z ustawą o zapasach⁵. Z powyższego wynika, że w obecnej strukturze polskiego rynku gazu, analizowany przepis będzie dotyczył tylko i wyłącznie dominującego sprzedawcy, tj. PGNiG S.A.

Analizując zagadnienie obliga giełdowego warto poruszyć kilka kwestii, które mogą stanowić istotne ryzyko zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych, jak również dla odbiorców gazu ziemnego. W pierwszej kolejności warto zauważyć, że w ustawie wprowadzono jedynie obowiązek sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy, brak jest natomiast szczegółowych regulacji określających sposób wykonania tego obowiązku. W szczególności należy zwrócić uwagę na brak przepisów, które określałyby zasady postępowania w odniesieniu do obowiązujących umów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. Umowy takie niejednokrotnie mają charakter umów długoterminowych, a za ich wypowiedzenie przewidziane są kary umowne. W konsekwencji może pojawić się wątpliwość czy na gruncie obowiązujących przepisów sprzedawcy, w celu wypełnienia obowiązku wynikającego z obliga giełdowego, mają podstawę do rozwiązania obowiązujących kontraktów długoterminowych na dostawę gazu bez ponoszenia ryzyka roszczeń odszkodowawczych ze strony odbiorców. Brak szczegółowych przepisów w tej materii naraża sprzedawców na ryzyko odszkodowawcze, a odbiorców na brak pewności dostaw gazu ziemnego.

Analizując przedmiotowe zagadnienie można także zgłosić wątpliwości co do samego docelowego 55 % poziomu obliga giełdowego. Już sam tryb ustalenia takiego poziomu obliga giełdowego może sugerować, że nie przeprowadzono niezbędnych analiz i badań rynku, przez co ustawodawca nie dysponował pełną wiedzą jaki wpływ wywrze on na funkcjonowanie rynku. Należy mieć na uwadze, że tak wyso-

ki udział obrotu giełdowego jest niespotykany w żadnym innym kraju Unii Europejskiej. Ponadto obrót giełdowy rządzi się swoistymi prawami i wyklucza możliwość ustalenia szczegółowych zasad sprzedaży gazu w dwustronnej umowie. Może więc powstać problem związany z odpowiednim ukształtowaniem oferty giełdowej, która może być niezbyt atrakcyjna dla odbiorców. Szczególnie tego rodzaju problem może dotyczyć odbiorców zainteresowanych szczególnymi warunkami odbioru paliwa gazowego. Należy przy tym pamiętać, że handel giełdowy wiąże się z obowiązkiem uiszczania opłat na rzecz Towarowej Giełdy Energii, a także koniecznością dostosowania się do rygorystycznych giełdowych procedur. Nabywanie gazu ziemnego na giełdzie nie jest więc dla odbiorców optymalnym rozwiązaniem. Można więc przypuszczać, że głównymi nabywcami sprzedawanego przez PGNiG S.A. gazu na giełdzie będą inni sprzedawcy gazu ziemnego. W konsekwencji możliwy jest wzrost cen dla odbiorców końcowych, w szczególności w sytuacji gdy głównymi nabywcami paliwa gazowego na giełdzie będą przedsiębiorcy prowadzący dalszą odsprzedaż na rzecz odbiorców końcowych. W takiej sytuacji finalna cena paliwa gazowego obciążona zostanie marżą zarówno podmiotu wystawiającego gaz na sprzedaż za pośrednictwem giełdy, jak również podmiotu nabywającego gaz na tej giełdzie w celu jego dalszej odsprzedaży.

W związku z powyższym można pokusić się o wniosek, że przepisy dotyczące obliga giełdowego wprowadzają istotne ryzyka nie tylko dla wszystkich uczestników rynku, tak dla sprzedawcy dominującego, jak również dla mniejszych handlarzy gazem oraz odbiorców końcowych. W szczególności wątpliwości budzi faworyzowanie giełdy gazu kosztem rynku OTC (*Over The Counter Market*), na którym od ubiegłego roku także jest możliwe zawieranie transakcji. Wprowadzenie tak wysokiego poziomu obliga giełdowego może dziwić także w świetle ostatnich stanowisk prezesa URE, który uznał za rynek konkurencyjny nie tylko rynek giełdowy, ale także hurtowy rynek OTC⁶. Co więcej, w większości państw UE liberalizacja sektorów gazowych została dokonana w szczególności dzięki powszechnemu zawieraniu transakcji na rynku OTC, który jest w stanie zapewnić pożądaną przejrzystość i płynność. W konsekwencji można pokusić się o wniosek, że rynek OTC znacznie skuteczniej może przyczynić się do liberalizacji polskiego rynku gazu ziemnego niż handel giełdowy.

W aspekcie handlu giełdowego pozytywnie można ocenić natomiast zmianę ustawy o giełdach towarowych, która umożliwi uzyskanie statusu członka Towarowej Giełdy Energii

wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym oraz posiadającym osobowość prawną odbiorcom. Takie rozwiązanie ma na celu zmniejszenie kosztów handlu gazem na giełdzie, znosi bowiem wymóg realizowania transakcji za pośrednictwem domów maklerskich.

Inną istotną zmianą, która docelowo ma przyczynić się do liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce, jest wprowadzenie zmian w ramach procedury zmiany sprzedawcy. Zgodnie z przepisami dyrektywy nałożono na operatorów systemów gazowych obowiązek umożliwienia odbiorcy dokonania zmiany sprzedawcy w terminie 21 dni od dnia otrzymania informacji o zawarciu przez niego nowej umowy sprzedaży. Ponadto do ustawy wprowadzono szczegółową procedurę wypowiedzania umów sprzedaży lub umów kompleksowych z dotychczasowym sprzedawcą oraz uregulowano aspekty rozliczenia się dotychczasowego sprzedawcy z odbiorcą, które powinno nastąpić najpóźniej 42 dni od dnia zmiany sprzedawcy. Pewnym zaskoczeniem jest natomiast rezygnacja, na finalnym etapie prac nad ustawą, z wprowadzenia przepisów regulujących zasady częściowej zmiany sprzedawcy. Należy stwierdzić, że przepisy regulujące zagadnienie zmiany sprzedawcy są w pełni dostosowane do wymogów unijnych i umożliwiają odbiorcom dokonanie takiej zmiany. Niemniej jednak trudno sądzić, aby samo wprowadzenie takich przepisów przyczyniło się do wzrostu niewielkiej obecnie liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy. Praktyczne zastosowanie te przepisy znajdą dopiero gdy zwiększy się liczba graczy na polskim rynku gazu ziemnego.

W ślad za przepisami dyrektywy nowelizacja znacznie wzmacnia pozycję odbiorców. Ograniczona została możliwość wstrzymania dostaw paliwa gazowego do odbiorców jeżeli złożą oni reklamację, nałożono na sprzedawców i operatorów szereg obowiązków informacyjnych, a także umożliwiono rozpatrywanie sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami przez sądy polubowne przy wojewódzkich inspektorach inspekcji handlowych. Wzmacnianie pozycji odbiorców jest stałą tendencją w prawodawstwie unijnym. W założeniu Komisji Europejskiej odbiorcy aktywni oraz świadomi swoich praw mogą w znaczący sposób przyczynić się do powstania konkurencyjnego europejskiego rynku gazu ziemnego.

W ramach nowelizacji poruszona też została kwestia rozwoju systemów gazowych. Zmodyfikowany został obecny art. 16 ustawy Prawo energetyczne dotyczący zasad przygotowania planów rozwoju przez operatorów. Do 5 lat wydłużono okres, w którym operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni opracowywać plany

rozwoju. Z kolei na operatora systemu przesyłowego nałożono obowiązek opracowania aż 10 letniego planu rozwoju, który dodatkowo powinien być zgodny z 10 letnim niewiązującym wspólnotowym planem rozwoju przyjętym przez ENTSG. Wprowadzono także zasadę, zgodnie z którą wszystkie plany rozwoju powinny być zgodne z polityką energetyczną państwa oraz muszą uwzględniać zapotrzebowanie na nowe zdolności zgłoszone przez użytkowników systemu. Tak jak do tej pory z obowiązku opracowania ww. planów zwolnieni będą tzw. mali operatorzy, dostarczający w ciągu roku gaz do mniej niż 50 odbiorców w ilości nie większej niż 50 mln m³ gazu ziemnego.

W ramach nowelizacji wprowadzono zmiany w przepisach określających zasady funkcjonowania operatorów. Komisja Europejska od dłuższego czasu stoi na stanowisku, że zapewnienie niezależności operatorów i oferowanie przez nich usług w zgodzie z zasadą TPA (*Third Access Party*) stanowi fundament konkurencyjnego rynku gazu ziemnego.

W pierwszej kolejności należy wskazać, że wprowadzono zasadę tzw. wyłączności operatorskiej, co oznacza, że wyłącznie podmioty wyznaczone na operatorów systemów gazowych będą mogły wykonywać działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, a także skraplania i regazyfikacji. Ostatecznie więc znikną przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące ww. działalności, mimo braku decyzji o wyznaczeniu operatorem. Taka sytuacja wymusi na tych podmiotach konieczność pilnego uzyskania decyzji o wyznaczeniu operatorem (okres dostosowawczy wynosi rok).

Nowelizacja wprowadza także nowe uregulowania dotyczące niezależności operatora systemu magazynowania, ustanawiając w szczególności wymóg wydzielenia takiego operatora pod względem formy prawnej i organizacyjnej. Obecne przepisy nie określają żadnych szczególnych wymogów dotyczących niezależności przedsiębiorstw świadczących usługę magazynowania, niemniej jednak w praktyce wprowadzenie nowych wymogów nie wywrze znaczącego wpływu na funkcjonowanie Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o., który został już wcześniej wydzielony prawnie i organizacyjnie w ramach GK PGNiG. W odniesieniu do operatorów systemów magazynowania, a także operatorów systemów dystrybucyjnych, wprowadzono ponadto rygorystyczne wymogi w zakresie tzw. niezależności osobowej. Oznacza to, że te same osoby nie mogą zarządzać operatorem i jednocześnie pracować dla przedsiębiorstwa zajmującego się sprzedażą lub wydobyciem gazu ziemnego.

Zaostrzone zostaną także kryteria dotyczące niezależności operatora systemu przesyłowego,

który będzie obowiązany przejść specjalną procedurę certyfikacyjną, w celu potwierdzenia czy faktycznie spełnia wszystkie wymogi niezależności. Warto zauważyć, że certyfikat taki będzie wydawany przez prezesa URE, po uzyskaniu opinii Komisji Europejskiej. Tym samym komisja uzyska istotny wpływ na wyznaczanie krajowych operatorów systemów przesyłowych. Nowelizacja zapewni także implementację dwóch z trzech przewidzianych w dyrektywie modeli funkcjonowania operatora systemu przesyłowego. Dyrektywa dopuszcza 3 modele funkcjonowania takiego operatora:

- „pełny unbundling” – operator jest podmiotem w pełni niezależnym, a przy tym jest właścicielem gazociągów, przy wykorzystaniu których świadczy usługi,
- model ISO (tzw. niezależny operator systemu) – operator pełni funkcję na systemie, który stanowi własność innego podmiotu,
- model ITO (tzw. niezależny operator systemu przesyłowego) – operator pozostaje w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanych pionowo (tj. przedsiębiorstwa zajmującego się także obrotem paliwami gazowymi).

W Polsce zostaną wdrożone tylko dwa pierwsze z ww. modeli, co oznacza, że EuRoPol Gaz S.A. nie będzie mógł zostać wyznaczony operatorem gazociągu jamalskiego. Niemniej jednak nowelizacja zawiera przepisy przejściowe, zgodnie z którymi obecne zasady zarządzania gazociągami Jamali – Europa nie ulegną zasadniczym zmianom.

Jako ostatnią istotną kwestię należy wspomnieć o wzmocnieniu niezależności prezesa URE. Nastąpiło to poprzez wprowadzenie 5 letniej kadencji prezesa URE oraz ograniczenie możliwości jego odwołania poprzez określenie zamkniętego katalogu przypadków, w którym będzie on mógł zostać usunięty ze stanowiska. Ponadto przyznano prezesowi URE szereg dodatkowych kompetencji, wzmacniających jego pozycję.

Analizując zagadnienia związane z omawianą nowelizacją, należy także zauważyć, że dla branży gazowniczej rozczarowaniem jest pominięcie w tym akcie prawnym zagadnień związanych z „żółtymi certyfikatami”, System wsparcia kogeneracji opierający się na żółtych certyfikatach wygaś bowiem z końcem marca bieżącego roku. Ministerstwo Gospodarki opracowało projekt nowelizacji Prawa energetycznego⁷, którego zadaniem było przywrócenie przedmiotowego systemu wsparcia, który został przekazany przez Radę Ministrów do Sejmu w kwietniu tego roku, niemniej jednak od tego czasu prace nie posunęły się naprzód. Brak systemu wsparcia żółtymi certyfikatami może

zahamować rozwój energetyki opartej na gazie, która jak wspomniano na wstępie, stanowi znaczną szansę dla polskiej branży gazowniczej. Dlatego też jak najszybsze przywrócenie systemu wsparcia dla żółtych certyfikatów staje się coraz bardziej pilnym wyzwaniem.

Podsumowując wprowadzone zmiany nasuwa się wniosek, że największy wpływ na kształt polskiego rynku gazu może mieć wprowadzenie tzw. obliża giełdowego. Niestety wysoki poziom obliża giełdowego, jak również brak szczegółowych przepisów regulujących zasady jego wdrożenia może sprawić, że stanie się on nie tyle szansą dla rozwoju polskiego rynku gazu, ale raczej czynnikiem wprowadzającym istotne ryzyka dla wszystkich uczestników rynku.

Należy jednak mieć nadzieję, że mimo opisanych powyżej wad związanych ze sposobem wprowadzenia obliża giełdowego, w dłuższej perspektywie zmiana ta przyniesie korzyści dla polskiego rynku gazu ziemnego. Oceniając bowiem skutki wprowadzenia takiego obliża na rynku energii elektrycznej to warto podkreślić, że przyniosło ono znaczne korzyści, do których zaliczyć można m.in. zagwarantowanie uczestnikom rynku jednakowych warunków udziału w obrocie giełdowym oraz nastąpiła poprawa transparentności obrotu energią elektryczną (Graczyk W., 2013; Grudziński Z., 2012). W przeciwieństwie do sektora gazu ziemnego ceny energii elektrycznej od dłuższego czasu kształtowane są przede wszystkim przez rynek – za cenę referencyjną uważa się średnią cenę sprzedaży energii na RDN (Rynek Dnia Następnego). Giełda energii elektrycznej jest natomiast najważniejszym rynkiem handlu energią elektryczną, w 2012 r. ponad 80% wytworzonej energii elektrycznej zostało sprzedane przez giełdę, a jeszcze kilka lat temu ten udział był znikomy (np. ok. 1% w 2005 r.) (TGE 2013).

W pozostałych zagadnieniach nowelizacja ogranicza się głównie do implementowania przepisów dyrektywy i nie wprowadza fundamentalnych zmian dla funkcjonowania branży gazowej w przyszłości. Od jakiegoś czasu można zresztą zaobserwować trend stymulowania zmian nie tyle przy wykorzystaniu przepisów prawa, ale raczej poprzez doraźne działania prezesa URE, co najlepiej obrazuje wprowadzenie punktu wirtualnego w instrukcji OGP Gaz-System S.A. czy modelu *entry – exit* w taryfach operatorskich, jeszcze przed dokonaniem odpowiednich zmian w rozporządzeniach systemowym i taryfowym.

Nowe rozporządzenie taryfowe

Kolejnym nowym aktem prawnym, którego celem jest stopniowe wprowadzanie liberalizacji polskiego rynku gazu ziemnego jest rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca

2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2013 r. poz. 820). W ramach tego projektu wprowadzone zostały rozwiązania, które mają za zadanie ułatwić handel gazem na rynku wirtualnym, a także uprościć odbiorcom przeprowadzenie procedury zmiany sprzedawcy. W pierwszej kolejności warto wskazać wprowadzenie do przepisów prawa tzw. modelu *entry – exit*, który charakteryzuje się ustalaniem oddzielnie stawek dla poszczególnych punktów wejścia i wyjścia do systemu gazowego, zamiast dotychczasowych dystansowych i grupowych. System taki ułatwi zawieranie transakcji na rynku wirtualnym, a docelowo ma pozwolić na ustalanie innych stawek na każdym punkcie wejścia lub wyjścia, w zależności od stopnia ich wykorzystania. Należy mieć jednak na uwadze, że opisana powyżej zmiana stanowi raczej dostosowanie przepisów prawa do sytuacji faktycznej, gdyż prezes URE zatwierdzał już wcześniej taryfy opracowane zgodnie z modelem *entry – exit*, opierając się wprost na przepisach prawa UE.

Inną zmianą, która z kolei ma ułatwiać odbiorcom dokonanie zmiany sprzedawcy, jest rozdzielenie taryf przedsiębiorstw obrotu od taryf przedsiębiorstw przesyłowych oraz dystrybucyjnych. W ramach takiego modelu sprzedawca świadczący usługę kompleksową nie będzie „przenosił” do swojej taryfy stawek przesyłowych i dystrybucyjnych, jak to miało miejsce dotychczas, ale jedynie będzie wskazywał stosowane w relacjach z odbiorcą taryfy przesyłowe i dystrybucyjne. Takie rozwiązanie ułatwi odbiorcy porównanie taryf stosowanych przez poszczególnych sprzedawców, będzie mógł bowiem oceniać tylko stosowane przez nich ceny i stawki opłat bez konieczności analizowania niezmiennych dla niego stawek przesyłowych i dystrybucyjnych.

Nowe rozporządzenie taryfowe wprowadza także obowiązek prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii. W związku z powyższym przedsiębiorstwa energetyczne będą zmuszone zmienić stosowaną obecnie metodę rozliczeniową, opartą na jednostkach objętości. Obowiązek ten wchodzi w życie od 1 sierpnia 2014 r., co ma pozwolić branży gazowej podjąć stosowne przygotowania i dostosowanie się do nowej metody rozliczeniowej. Wprowadzenie rozliczeń za zużyty gaz ziemny w jednostkach energii będzie kolejnym krokiem przybliżającym nasz rynek gazu ziemnego od rozwiązań stosowanych na rynku europejskim. Zastosowanie tego typu rozliczeń umożliwi porównywanie cen za gaz ziemny i np. energię elektryczną oraz pozwoli odbiorcy na wybór korzystniejszego źródła energii.

Zmiana ustawy o podatku akcyzowym

21 sierpnia 2013 r. do Sejmu został skierowany projekt nowelizacji ustawy o podatku akcyzowym, który rodzi istotne ryzyka dla branży gazowniczej. 31 października 2013 r. kończy się bowiem okres dotychczasowego zwolnienia z opodatkowania podatkiem akcyzowym gazu ziemnego przeznaczonego dla celów opałowych. Z projektu ustawy wynika, że okres zwolnienia nie zostanie przedłużony, a w konsekwencji paliwa gazowe zostaną obłożone akcyzą, co z pewnością przyczyni się do wzrostu cen gazu dla odbiorców, a w konsekwencji do pogorszenia konkurencyjności gazu w stosunku do innych paliw i źródeł energii. Przygotowany przez Ministra Finansów projekt zakłada obłożenie podatkiem akcyzowym sprzedaży gazu odbiorcy końcowemu, a także import (zarówno z UE, jak również z krajów trzecich) takiego gazu do Polski przez samego odbiorcę. Co więcej, w projekcie przewiduje się również obłożenie podatkiem nawet wykorzystywanie przez odbiorcę gazu ziemnego, jeżeli nie został od takiego gazu wcześniej zapłacony podatek akcyzowy. Tak rygorystyczne przepisy z pewnością mogą negatywnie wpłynąć na rozwój branży gazowej w Polsce.

Co więcej projekt nowelizacji nakłada szereg obowiązków na sprzedawców gazu, którzy będą zobligowani m.in. prowadzić rozbudowaną ewidencję dla celów podatkowych oraz identyfikować odbiorców podlegających zwolnieniu od podatku akcyzowego. W konsekwencji z pewnością wzrosną koszty funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych.

Szczególnie istotne ryzyko przedmiotowa nowelizacja wprowadza dla perspektyw rozwoju rynku CNG – sprężonego gazu ziemnego. W Polsce ten rynek jest rozwinięty w bardzo małym stopniu (ok. 2,5 tys. pojazdów), a nałożenie podatku akcyzowego na ten rodzaj gazu może jego rozwój zupełnie zahamować. Jak pokazują liczne doświadczenia państw, w których dynamicznie rozwija się rynek CNG, jednym z narzędzi promujących szersze wykorzystanie tego paliwa jest odpowiednia polityka fiskalna państwa (Kaliski i inni 2012b).

Podsumowanie

Rynek gazu ziemnego w Polsce przechodzi obecnie transformację. W związku z tym nasuwają się pewne analogie do zmian jakie miały już miejsce na rynku energii elektrycznej. Zauważalne są już również pierwsze efekty zmian na rynku gazu ziemnego – a ich miernikiem może być liczba klientów dokonujących zmian sprzedawcy. Choć liczba podmiotów, które do tej pory zmieniły dostawcę nie jest obecnie imponująca,

w najbliższych latach, mając na uwadze doświadczenia z rynku energii elektrycznej, należy oczekiwać istotnego wzrostu zainteresowania zakupem tego paliwa od dostawców oferujących najkorzystniejsze warunki sprzedaży, zarówno wśród klientów przemysłowych, jak i gospodarstw domowych. Niższe ceny gazu w bezpośredni sposób przełożyć mogą się na wzrost zainteresowania tym nośnikiem energii pierwotnej, zwłaszcza przez sektor wytwarzania energii elektrycznej. Jednak jak wskazano w artykule, istnieją uzasadnione obawy, że przeprowadzane obecnie zmiany otoczenia prawnego nie doprowadzą do oczekiwanego rozwoju i wzrostu konkurencyjności sektora gazowego. W szczególności wprowadzenie podatku akcyzowego na gaz ziemny może skutkować wzrostem cen gazu i przełożeniem się na pogorszenie konkurencyjności tego paliwa, zwłaszcza w porównaniu do węgla kamiennego. Obłożenie akcyzą CNG może zahamować dalszy wzrost wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa alternatywnego w transporcie. Mając na uwadze utrzymujący się wysoki poziom zanieczyszczeń w wielu aglomeracjach miejskich, szersze wykorzystanie CNG w komunikacji miejskiej zapewne byłoby wskazane.

Dalszy rozwój konkurencji na rynku gazu ziemnego, wiąże się ze zmianami otoczenia prawnego, a także jest zależny od rozwoju infrastruktury gazowej, w tym w szczególności połączeń międzysystemowych oraz PMG. Jak przybliżono w artykule ostatnie lata skutkowały rozwojem infrastruktury gazowej, kolejne ważne projekty infrastrukturalne będące w fazie realizacji (terminal LNG, rozbudowa PMG) lub planów (połączenia międzysystemowe ze Słowacją i Litwą), niewątpliwie przełożą się na proces liberalizacji rynku gazu ziemnego.

Przypisy:

- 1 Porozumienie między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej zostało opublikowane w Monitorze Polskim z 2011 r. Nr 46, poz. 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520.
- 2 Naruszenie przepisów dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE nr 2009/2162,
- 3 Naruszenie przepisów dyrektywy 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE nr 2011/2022,
- 4 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13.07.2009 dotyczą-

- ca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (DZ. UE L 211/94 z dnia 14 sierpnia 2009 r.)
- 5 Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U z 2012 r. poz. 1190))
 - 6 Komunikat prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 2/2013 z dnia 19 lutego 2013 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym.
 - 7 Rządowy projekt ustawy zmieniającej ustawę o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności oraz ustawę o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (druk nr 1273).

Literatura

1. BP 2013: *BP Statistical Review of World Energy*. June 2013; www.bp.com
2. Bigaj W., 2013: *Mały trójpak grozi ustawie o odnawialnych źródłach energii*, *Dziennik Gazeta Prawna*.
3. Graczyk W., 2013: *Refleksje na temat giełdy gazu*. *Przegląd Gazowniczy* nr 1 (37), marzec 2013 r.
4. Grudziński Z., 2012: *Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej*. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 180. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków.
5. Janusz P., 2010: *Zasoby gazu ziemnego w Polsce jako czynnik poprawiający bezpieczeństwo energetyczne, na tle wybranych państw UE*. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 1, s. 23 – 41.
6. Janusz P., 2013: *Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego – perspektywy rozwoju*. *Polityka Energetyczna*, t. 16, z. 2.
7. Janusz P., Pikus P., Szurlej A., 2013: *Rynek gazu ziemnego w Polsce – stan obecny i perspektywy rozwoju*. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 1, s. 2-6.
8. Kaliski M., Szurlej A., Janusz P., Paszkowski M. 2010: *Wpływ infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego na wielkość jego zużycia w Polsce*. *FORGAZ 2010 - pomiar ilości i jakości gazu*, 7–8 października 2010, Kraków, s. 9–18.
9. Kaliski M., Nagy S., Siemek J., Sikora A., Szurlej A., 2012a: *Natural gas in Poland and the European Union*. *Archiwum Energetyki* tom XLII, nr 1, s. 93-107.
10. Kaliski M., Szurlej A., Janusz P., 2012b: *Oplącalna alternatywa dla paliw ropopochodnych: gaz ziemny – ekologicznie czysty, tani, bezpieczny i wygodny w użytkowaniu*. *Profesjonalne Gazow-*

nictwo 2011/2012, red. nac. Katarzyna Urbańczyk-Kogut, Kraków, AKNET-Press, s. 50–59.

11. Ministerstwo Gospodarki, 2013: *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2012 r. do dnia 31 grudnia 201 r.* Warszawa; www.mg.gov.pl
12. Osiadacz A., Wittmann R., 2013: *Polski system gazociągów przesyłowych*. *Przegląd Gazowniczy* nr 1 (37), marzec.
13. Rychlicki S., Siemek J., 2013: *Stan aktualny i prognozy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce*. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, 2013 r. t. 29 z. 1 s. 5–15.
14. Wawrzynowicz A., Iwicki K., 2013: *Mały Trójpak energetyczny*, *Przegląd Gazowniczy*, czerwiec.
15. TGE, 2013: *Rynek energii elektrycznej oraz rynek gazu na Towarowej Giełdzie Energii w kwietniu 2013 r.* Warszawa, 14 maja.

Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Ukończył aplikację radcowską przy OIRP w Warszawie.

Piotr Janusz

AGH w Krakowie, mgr inż., doktorant Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Od stycznia 2008 r. do lipca 2013 r. pracownik Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Gospodarki. Zajmował się przygotowywaniem i opiniowaniem aktów prawnych z zakresu gazownictwa. Liczba publikacji 32.

Adam Szurlej

AGH w Krakowie, dr inż., pracownik naukowo – dydaktyczny Katedry Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego na Wydziale Energetyki i Paliw Akademii Górniczo – Hutniczej w Krakowie, od stycznia 2009 r. do lipca 2012 r. pracownik Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Gospodarki. Tematyka zainteresowań naukowych jest związana z rynkiem gazu ziemnego.

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 17.09.2013

Artykuł przyjęto do druku: 21.10.2013

Information for those who want to publish with Oil and Gas News.

All the materials to be published must be submitted on a CD complete with printed version. Materials up to 20MB can be sent via e-mail attachment at redakcja.wnig@interia.pl, redakcja@wnig.pl. The author, however, must submit a printed version of his/her article. Authors are also supposed to send in their photographs. A text must have a title which is related to its contents. Also, an abstract in both Polish and English is required. Below a text, there must be the author's/authors' name/names, their address and e-mail address. A text must be up to 10 pages long (A4), including graphics and references. It is recommended to use Times New Roman typeface 12 and double spacing. Pictures, drawings, etc. should be cited as figures. Figures must be referred to by numbers and there must be references in the text where the images should be embedded. Acceptable file formats for the figures: Corel Draw (versions from 7 to 13), JPG or TIFF 300 DPI) Captions for the images should come after the article. References should include the name of the author, the year of publication, the title of the book, the publisher's name and pages if applicable.

See also: <http://www.wnig.pl/en/info/publish-us>

Bezpieczeństwo energetyczne dla kraju. Rozbudowa Podziemnego Magazynu Gazu Husów



O projekcie

PMG Husów zlokalizowany jest w województwie podkarpackim, na terenie dwóch gmin - gminy Markowa oraz gminy Łańcut. Eksploatację PMG rozpoczęto w październiku 1987 r. Projekt dofinansowany jest w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 realizuje on bowiem założenia zawarte w „Strategii Rozwoju Kraju”, gdzie jednym z kluczowych elementów jest rozwój infrastruktury krajowego systemu gazowniczego, mającego bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo energetyczne. Po rozbudowie pojemność Podziemnego Magazynu Gazu

w Husowie wzrośnie z 400 do 500 mln m³. Te dodatkowe pojemności magazynowe gwarantują nieprzerwane dostawy gazu niezależnie od uwarunkowań politycznych, technicznych i klimatycznych. Powiększony Magazyn oprócz założeń strategii energetycznej stwarza możliwości w zakresie przechowywania gazu ziemnego dla celów udostępniania go podmiotom zewnętrznym zgodnie z ustawową zasadą TPA (Third Party Access). Reguluje ona ryzyko monopolizacji również tego sektora pozwalającej na swobodny wybór dostawcy danego towaru bądź usługi, co z reguły ma wpływ na obniżenie cen. Całkowity koszt realizacji projektu wynosi 83 271 000 zł, wartość dofinansowania ze środków UE to 57%, czyli 38 205 250 zł. Termin rzeczowego rozpoczęcia Projektu to 12.04.2012 r., natomiast termin jego rzeczowego zakończenia to 31.12.2014 r.

Pierwsza konferencja

W ramach działań informacyjno-promocyjnych 17.10.2013 r. w Dubiecku odbyła się pierwsza z serii czterech konferencji pn. „Rozbudowa PMG Husów”. Przedstawiciele Inwestora i Wykonawców mieli okazję omówić założenia Projektu oraz aktualny stan realizacji prac. Inwestora reprezentowali: Pani Barbara Chochółek - Dyrektor Ekonomiczno-Finansowy, Pan Wiesław Biernacki - Z-ca Dyrektora ds. Inwestycji i Utrzymania Ruchu oraz Pan Wojciech Kaczor - p.o. Z-cy Dyrektora ds. Górniczych. Głos zabrali: Kierownik Inwestycji oraz Jednostki Realizującej Projekt Husów pan Rafał Głuszak, pan Andrzej Szytar - Kierownik PMG Husów oraz pan Szymon Kawa z Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki. Jako ostatni prelegent konferencji wystąpił pan Mariusz Zaranek - Dyrektor Kontraktu ze strony Firmy PBG Oil and Gas. W imieniu prezydium konferencji głos podsumowujący zabrała Pani Maria Migdał Kierownik Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie. W swoim przemówieniu podkreśliła wagę realizowanych inwestycji przez Beneficjenta dla gospodarki Państwa w kontekście bezpieczeństwa energetycznego. Wyraziła duże zadowolenie z dobrej i merytorycznej współpracy pomiędzy Beneficjentem a Instytucją Wdrażającą. Podziękowała wszystkim osobom zaangażowanym w realizację Projektów współfinansowanych ze środków UE za wiedzę oraz zaangażowanie w swoją pracę. Konferencję zakończyło wystąpienie Starosty Łańcuckiego Pana Adama Krzysztonia, który w kilku serdecznych słowach podziękował PGNiG za zainwestowane w Husowie środki. Przełożył się one na nowe miejsca pracy dla mieszkańców powiatu łańcuckiego.



Postępy w projekcie - zgodnie z planem

Zakres prac rozbudowy PMG Husów podzielono na dwa etapy. Etap pierwszy obejmuje dostawę sprężarki gazu i urządzeń pomocniczych wraz z opracowaniem dokumentacji projektowej a także budowlanej i wykonawczej oraz udział w uruchomieniu instalacji. Zakres ten jest realizowany przez Firmę PGNiG Technologie SA. Drugi etap obejmuje wykonanie robót budowlano-montażowych wraz z przebudową istniejącej infrastruktury PMG Husów. Ta część prac jest realizowana przez Konsorcjum

Firm w składzie PBG Oil and Gas Sp. z o.o. oraz ControlTec Sp. z o.o. Pierwszy etap prac zakończył się sukcesem - wykonano prace projektowe, a urządzenia i materiały są przekazywane Wykonawcy robót budowlano - montażowych do realizacji. Trwają roboty budowlano - montażowe. Wykonano i odebrano fundament pod: sprężarkę gazu, konstrukcję obudowy sprężarki i chłodnice wentylatorowe. Powstają fundamenty oraz ściany budynku energetycznego i AKPiA. Wykonano prace elektryczne związane z przekładką kabli oraz instalacją oświetleniową. Trwają prace związane z prefabrykacją orurowania technologicznego oraz prefabrykacją konstrukcji pod budynki. Wykonano przebudowę kanalizacji sanitarnej i deszczowej. Trwają prace związane z przygotowaniem terenu pod posadowienie sprężarki gazu na fundamencie. Wszystkie działania postępują zgodnie z harmonogramem. Kluczową datą będzie 11.07.2014 r., kiedy zakończą się wszystkie prace i instalacje zostaną uruchomione. Od maja 2014 r. na obiekcie mają się rozpocząć pierwsze działania rozruchowe i szkolenia obsługi.

Złoża niekonwencjonalne i proppanty – vademecum



**baltic
ceramics**

Piotr Woźniak



LST CAPITAL

Dariusz Janus

Wstęp

W poprzednich publikacjach wiele miejsca poświęcono tematyce węglowodorów pozyskiwanych ze złóż niekonwencjonalnych. Najwięcej miejsca przeznaczono na omówienie zagadnień związanych z gazem z formacji łupkowych. Opisano metody stosowane podczas stymulacji złóż oraz przedstawiono i omówiono najważniejsze składowe procesy pozyskiwania węglowodorów. W niniejszym artykule skupiono się na przeglądzie i zestawieniu informacji dotyczących złóż niekonwencjonalnych oraz proppantów.

Przeszłość i teraźniejszość

– US Shale Gas Story

Według ogólnodostępnych informacji, w 2012 roku w Stanach Zjednoczonych powstało ponad 200 000 nowych miejsc pracy w sektorze gazu łupkowego oraz kolejne 600 000 w sektorach powiązanych z łupkową rewolucją. Dzięki łupkowemu boomowi USA udało się zbliżyć do niezależności energetycznej i zostać eksporterem łupkowego surowca. Doskonałym przykładem oddającym z jak wielką rewolucją łupkową mamy do czynienia w USA jest przykład kierowców w Północnej Dakocie, którzy transportują prywatnymi samochodami ciężarowymi ropę, zarabiając przy tym ponad 100 000 USD rocznie, a okoliczne miasta w przeciągu kilku lat, zwiększają populację nawet 100 – krotnie.

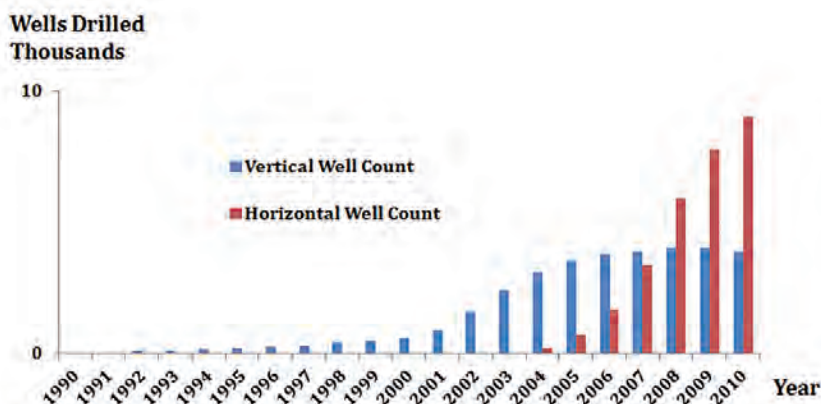
Poddajmy analizie to, co stało się za Oceanem Atlantyckim, na podstawie zdarzeń na jednym ze złóż. Na rysunku 1 pokazano w jaki sposób zmieniła się liczba odwiertów pionowych i poziomych na przestrzeni lat 1990 – 2010 dla pola gazowego Barnett. Dane te dostarczają więcej informacji niż mogłoby się wydawać na pierwszy rzut oka. Na początku eksploatacji złoża mamy do czynienia z obecnością tylko odwiertów pionowych i to z nich pozyskiwane są węglowodory. W latach 2001-2006 podjęto zapewne ogromny wysiłek inwestycyjny, zwiększając liczbę odwiertów pionowych ponad 5-krotnie! W tym czasie ilość wydobywanego gazu konwencjonalnego

wzrosła tylko 2-krotnie. Następnie ilość odwiertów pionowych zaczyna się stabilizować osiągając pewne maksimum, przy spadającym wolumenie produkcji gazu konwencjonalnego. Pierwsze odwierty poziome na polu gazowym Barnett zaczynają się pojawiać w 2004 roku i w końcu wyraźnie tam dominują, osiągając liczbę ponad dwukrotnie wyższą niż pionowe. Mamy przy tym do czynienia z ciągłym wzrostem liczby odwiertów poziomych przy nieco malejącej liczbie czynnych odwiertów pionowych. Najważniejsza jest jednak ekonomia. A ta mówi, że z jednego odwiertu poziomego średnio wydobywa się czterokrotnie więcej gazu niż z odwiertu konwencjonalnego. Dodatkowo, należy podkreślić, że nawet 8 odwiertów poziomych wyprowadza gaz przez jeden odwiert pionowy, co daje nawet 10-20 krotnie więcej gazu ziemnego produkowanego przez jeden niekonwencjonalny odwiert pionowy, od którego odprowadzanych jest średnio 4-8 odwiertów horyzontalnych, w porównaniu do pionowego odwiertu konwencjonalnego. Dodatkowo, wzrost liczby odwiertów pionowych konwencjonalnych, któremu nie towarzyszy wzrost wydobywania gazu konwencjonalnego świadczy o szybkim wyczerpywaniu się zasobów gazu. Bardzo szybki wzrost wydobywania gazu niekonwencjonalnego, wyprzedzający przyrost liczby odwiertów horyzontalnych świadczy o powolnym wyczerpywaniu się złóż zawartych w złożach

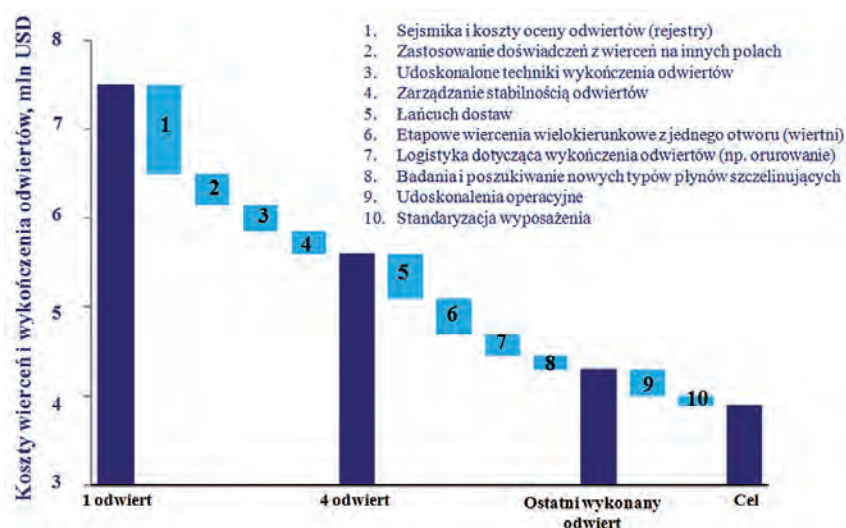
niekonwencjonalnych. Zjawisko to nakazuje na nowo przeliczyć koszty i efektywność nakładów inwestycyjnych w wydobywanie konwencjonalne i niekonwencjonalne. Dla porównania z ogłaszanymi szacunkami dla Polski, należy zaznaczyć, że dla 10 000 odwiertów poziomych pracujących w 2010 roku nakłady inwestycyjne wynosiły około 10-15 mld USD, czyli akurat tyle ile mówi się tylko o jednej koncesji w Polsce. Co ciekawe, taka ilość nakładów inwestycyjnych daje produkcję gazu ziemnego na poziomie 50 mld m³ rocznie, przekraczając trzykrotnie popyt na gaz w Polsce. Wartość tego gazu wynosi około 6 mld USD w USA oraz 24 mld USD w Polsce, podczas gdy Polska wydaje na importowany gaz około 4 mld USD rocznie. Jest to ewidentny dowód na to, że szacunki, cyfry i kwoty jakie przytaczane są w Polsce mają niewiele wspólnego z rzeczywistością.

Najprościej jednak jest zadać kłam powszechnym twierdzeniom o rzekomo wysokich kosztach wydobywania gazu ze skał łupkowych za pomocą ceny, po jakiej jest on sprzedawany. Wynosi ona około 105 – 125 USD za 1000 m³ tak wydobywanego gazu ziemnego. Można zatem śmiało twierdzić, że koszty wydobywania gazu łupkowego są niższe niż cena sprzedaży tego gazu. Jest to bardzo logiczne. Gdyby było inaczej, udział w całkowitej produkcji gazu ziemnego w USA nie osiągałby tak szybko, tak wysokiego poziomu produkcyjnego. Co to oznacza? Koszty wydobywania gazu łupkowego w Polsce nie muszą być znacząco wyższe niż w USA, i głównie zależą od tego, jak szybko nauczymy się efektywnie wiercić odwierty niekonwencjonalne.

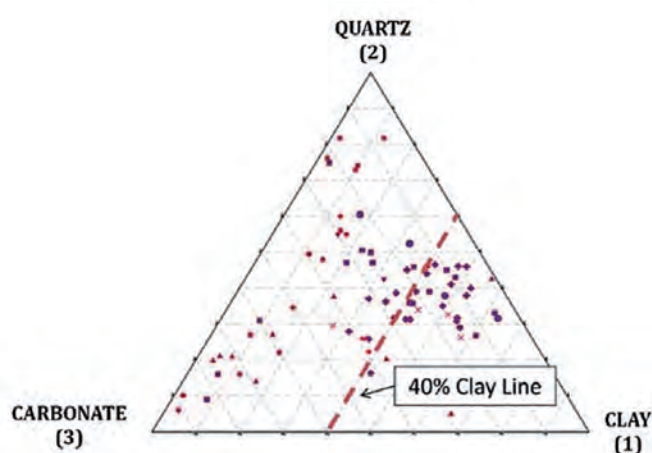
A jak sytuacja ekonomiczna przekłada się bezpośrednio na konkretne pole gazowe? Przykładowo dla pola Marcellus w USA można zaobserwować ogromnie istotny spadek kosztów wierceń i wykończenia odwiertów. Schematycznie sytuację tę przedstawiono na rysunku 2. Kolejne wartości na rysunku nr 2 pokazują jakie czynniki w poszczególnych etapach miały największy wpływ na obniżenie kosztów wierceń. Wyraźnie widać, że wykonanie ostatniego odwiertu było o 43% tańsze niż pierwszego, przy



Rys. 1. Porównanie ilości odwiertów pionowych i poziomych na przestrzeni lat dla pola gazowego Barnett w Teksasie [Źródło: EIA]



Rys. 2. Koszty wierceń i wykończenia odwiertów dla pola gazowego Marcellus [źródło: Kaliski, Nagy i inni, AGH]



Rys. 3. Mineralogia łupków występujących w Ameryce Północnej [źródło: Britt, Journal of Natural Gas]

czym pierwsze cztery odwierty posłużyły także do tego, by osiągnąć obniżenie kosztów wierceń już o 25%. Biorąc pod uwagę powyższe można stwierdzić, że każdy kolejny odwiert jest tańszy do wykonania od poprzedniego. Największe koszty podczas pierwszego odwiertu przypisane zostały badaniom sejsmicznym i raportom dotyczącym oceny odwiertów. Pierwszy odwiert służył również badaniu i poszerzaniu umiejętności w celu poprawienia jakości wykonywania kolejnych odwiertów. W trakcie prac na polu gazowym ciągle poszukiwane są nowe, bardziej wydajne rozwiązania technologiczne i materiały – lepszy płyn szczelinujący, lepsze proppanty. Wszystko po to, aby coraz efektywniej pozyskiwać węglowodory.

Łupki europejskie a amerykańskie

Faktem jest, że łupek łupkowi nie jest równy, przez co wypracowanie uniwersalnej technologii wydobywania jest niezwykle trudne, i w tym między innymi tkwi problem wydobywania węglowodorów niekonwencjonalnych w Europie. Właściwości skał łupkowych zarówno w USA jak i Europie są zbliżone. Różnice pojawiają się w szczegółowej charakterystyce łupkowych formacji tj. głębokości

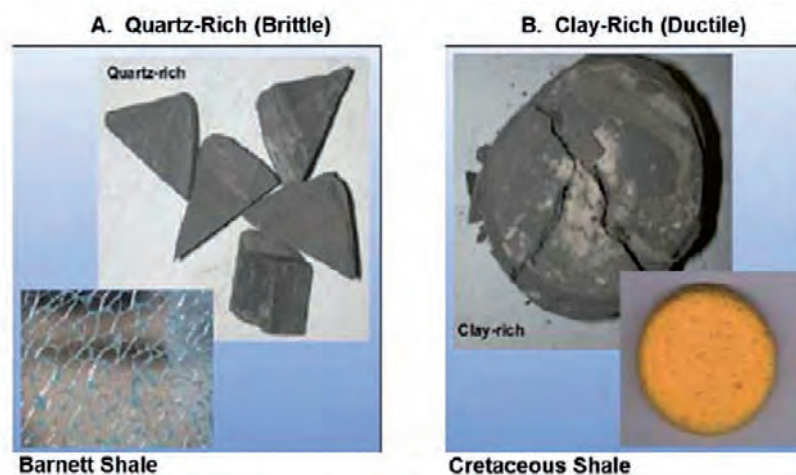
pokładów, temperatury panującej wewnątrz odwiertu, porowatości oraz zawartości składników budujących skałę. Wymienione cechy charakterystyczne będą zależne od rodzaju formacji skalnej i od konkretnego basenu łupkowego.

Na rysunku 3 przedstawiono ogólną budowę mineralogiczną charakterystyczną dla łupków występujących w Ameryce Północnej. Linia

opisana jako „40% Clay Line” oznacza granicę mówiącą o występowaniu 40% minerałów ilastych w całości składu.

Dlaczego jest to wartość tak istotna w przypadku łupków? Z amerykańskich badań wynika, iż łupki zawierające więcej niż 35 – 40% minerałów ilastych charakteryzują się zwykle wysokim stopniem plastyczności oraz niskim modułem Younga (wielkość mówiąca o sprężystości materiału), co znacznie utrudnia eksploatację łupków i powoduje zmniejszoną zdolność przepływu gazu przez tego typu formację – przepuszczalność złożowa jest na niższym poziomie. Krótko mówiąc – wydobywanie węglowodorów z tego typu złóż o zawartości minerałów ilastych przekraczającej 40% jest trudniejsze. Niektóre polskie skały łupkowe można zakwalifikować do grupy łupków ilastych (1). Natomiast złoża charakterystyczne dla USA charakteryzują się nieco wyższą zawartością kwarcu (2 – np. złożo Barnett) i węglanów (3) w budowie, co przyczynia się do tego, iż złoża mogą być w łatwiejszy sposób eksploatowane.

Na rysunku 4 przedstawiono graficzną ilustrację wyżej opisanych różnic w budowie amerykańskich złóż. W części A przedstawiono ogólną charakterystykę złoża Barnett w USA, które charakteryzują się wysoką zawartością kwarcu i węglanów, a dzięki temu budujące warstwy są kruche i można zapewnić wytworzenie wielu „korytarzy” połączonych ze sobą szczelin, w których stosunkowo łatwo można utworzyć z pomocą proppantów drogę do wydobywania niekonwencjonalnych węglowodorów. Inaczej sprawa wygląda w przypadku złoża na części B, które odznacza się wysoką zawartością minerałów ilastych, a przez to są plastyczne i mają tendencję do łatwego odkształcania. Skutkuje to relatywnie łatwemu ponownemu zamykaniu się wytworzonych szczelin, uniemożliwiając tym samym pozyskanie surowca. Z części skał łupkowych nie będzie wydobywany ani gaz, ani ropa łupkowa.



Rys. 4. Struktura skał łupkowych, które znacząco wpływają na efektywność wydobywania węglowodorów [źródło: EIA]

Skały łupkowe mogą zawierać w sobie duże pokłady węglowodorów, kiedy są zbudowane głównie z kwarcu i minerałów węglanowych. Taki skład umożliwia również łatwiejsze powstawanie naturalnych szczelin. Ważnym aspektem jest również obecność dostatecznej ilości materiału organicznego (tzw. TOC – Total Organic Carbon), dzięki obecności którego węglowodór mógł powstać. Złoże występujące w skałach łupkowych jest skomplikowanym tworem geologicznym, dlatego dobór technologii i przede wszystkim charakterystyka geologiczna skały, dyktuje proces eksploracji i eksploatacji złoży.

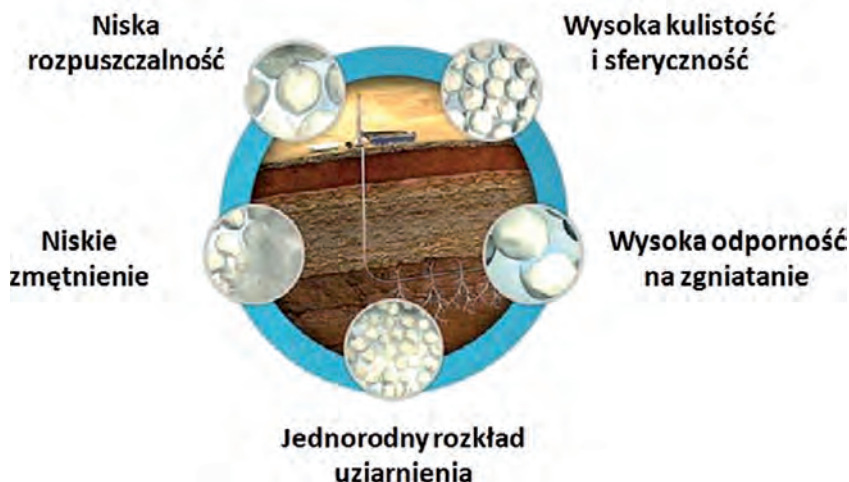
Vademecum proppantowe

Proppanty, nazywane także materiałem podsadzowym – według normy PN-93-G:11010, są zbiorem niepalnych ziaren ciał stałych, które doprowadzane do wyrobisk górniczych za pomocą ciekłego medium, osadzają się i zagęszczają, tworząc mechaniczną podporę.

Proppanty można scharakteryzować za pomocą następujących parametrów technicznych: rozkład uziarnienia, ciężar właściwy i nasypowy, kulistość, sferyczność, wytrzymałość na ściskanie, mętność oraz rozpuszczalność w kwasach. Rozkład uziarnienia mówi o jakości materiału – jednorodny rozkład ziaren umożliwia swobodniejszy przepływ węglowodorów, a więc zwiększa efektywność procesu wydobywania. Ciężar właściwy jest istotny z racji konieczności transportu proppantów przez ciekłe medium tj. płyn szczelinujący, podczas procesu stymulacji złoży – podczas szczelinowania hydraulicznego. Ciężar objętościowy jest parametrem szczególnie istotnym podczas transportu proppantów. Kulistość określa stopień gładkości powierzchni ziarna, a sferyczność dostarcza informacji na temat stopnia podobieństwa proppantów do sfery. Wytrzymałość na zgniatanie jest jednym z kluczowych parametrów i dostarcza informacji na temat ilości materiału ulegającego zniszczeniu pod wpływem warunków ciśnienia panującego w głębi ziemi, rozpoznane za pomocą odwiertu. Mętność mówi o stopniu zanieczyszczenia płynu szczelinującego kurzem, pyłem oraz drobnymi odłamkami skalnymi. Rozpuszczalność w kwasach dostarcza informacji na temat odporności materiałów na działanie kwasów, które są jednym ze składników płynu szczelinującego. Na rysunku 5 przedstawiono cechy, jakie powinien wykazywać wysokiej jakości proppant.

Obecnie, biorąc pod uwagę budowę chemiczną, wyróżnić możemy trzy główne grupy proppantów. Są to proppanty oparte na piasku kwarcowym, proppanty ceramiczne oraz proppanty oparte na bazie boksytu. Rysunek 6 przedstawia podział proppantów każdej z kategorii.

Najstarszym rodzajem proppantów jest piasek kwarcowy tzw. frac sand, który był stosowany



Rys. 5. Najważniejsze cechy charakteryzujące proppanty [źródło: Proppant Summit]



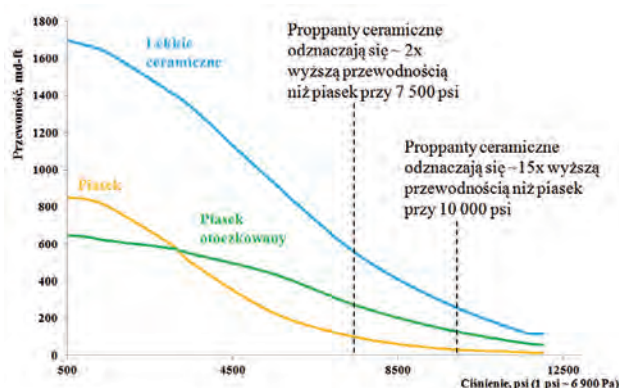
Rys. 6. Podział proppantów ze względu na budowę [źródło: opracowanie własne BALTIC CERAMICS]

już we wczesnych latach 50. XX wieku. Piasek kwarcowy zyskał dużą popularność w stymulacji złoży z racji dobrej dostępności materiału oraz niskiej ceny. Proppanty tego rodzaju odznaczają się również niską wytrzymałością na zgniatanie – średnio 5 000 psi, co uniemożliwia zastosowanie przy głębszych odwiertach oraz nieregularnym rozkładem uziarnienia – kulistość rzędu 0,6 – 0,8. Kruszenie materiału prowadzi jednak do szeregu niepożądanych zjawisk m. in. do zamykania światła szczeliny, które prowadzi do spadku efektywności wydobywania węglowodorów. Chcąc poprawić wytrzymałość, proppanty na bazie piasku kwarcowego są powlekane różnego rodzaju materiałami, których zadaniem jest także poprawienie kulistości tzw. resin coated sand (RCS). Z racji swojego naturalnego pochodzenia nie można wpływać na właściwości piasku wynikające ze struktury chemicznej, tak jak ma to miejsce przy proppantach ceramicznych, których końcowe właściwości użytkowe można zaplanować, używając odpowiednich składników.

Idąc chronologicznie, kolejnym rodzajem proppantów są materiały oparte na bazie boksytu. Są to proppanty odznaczające się wysokim ciężarem (gęstością) właściwym – powyżej 3,5 Mg/m³ przez co charakteryzują się wysoką wytrzymałością na zgniatanie – nawet 20 000

psi. Dzięki temu można je stosować przy złożach wymagających wykonania głębokich odwiertów. Niestety, z racji dużej gęstości są to materiały o wysokim ciężarze właściwym, który determinuje konieczność stosowania płynów szczelinujących o dużej gęstości w celu dobrego transportu materiału w głąb szczelin skalnych, co wpływa na zwiększenie kosztu płynu szczelinującego. Podobnie jak w przypadku piasku kwarcowego, proppanty boksytowe można powlekać w celu poprawy własności.

Najmłodszym rodzajem proppantów są proppanty ceramiczne, które głównie oparte są na różnego rodzaju glinach, kaolinach i boksytach. Ważny składnik stanowią także dodatki, które korzystnie wpływają na właściwości końcowe produktu. Wymienione składniki mogą występować w różnych stosunkach masowych. Dzięki temu, iż są to materiały, których właściwości użytkowe można zaplanować, poprzez dobór odpowiedniej mieszanki surowcowej, możemy otrzymywać różne właściwości użytkowe tj. np. zwiększając bądź zmniejszając zawartość jednego ze składników możemy otrzymać proppant mniej lub bardziej wytrzymały. Biorąc pod uwagę ciężar właściwy proppantów ceramicznych można dokonać podziału na proppanty ultralekkie – odznaczające się niskim ciężarem właściwym, proppanty lekkie,



Rys. 7. Porównanie przewodności różnych typów proppantów [Źródło: opracowanie własne BALTIC CERAMICS]

proppanty o średnim ciężarze. Wśród proppantów na bazie surowców mineralnych wyróżnić można również materiały powlekane. Proppanty ceramiczne cechuje wysoka kulistość, zwykle rzędu 0,8 – 0,9, a także wysoka wytrzymałość na ściskanie – często powyżej 10 000 psi.

Istotnym terminem związanym z proppantami jest przewodność, która mówi o zdolności transportu wydobywanego surowca, czyli dostarcza bezpośredniej informacji na temat efektywności procesu. Im większą przewodnością odznacza się materiał podsadzkowy, tym więcej węglowodorów można wydobyć. Na rysunku 7 przedstawiono porównanie przewodności różnych typów materiałów podsadzkowych.

Doskonale widać, iż najlepszą przewodnością odznaczają się proppanty ceramiczne. Zarówno przy mniejszych wartościach ciśnienia, jak i przy większych. Przy 10 000 psi jest to różnica ponad 15-krotna.

Postępujący rozwój technologiczny powoduje, iż najbardziej perspektywiczną grupą proppantów są proppanty ceramiczne, których właściwości możemy projektować.

Jaki powinien być idealny proppant?

Istnieje powiedzenie, które mówi, iż idealny proppant powinien być wytrzymały jak diament, lżejszy od wody i tani jak kurz. Nie trudno się domyślić, iż twór taki nie istnieje – przynajmniej na chwilę obecną. Z najnowszych osiągnięć w dziedzinie proppantów, na uwagę zasługuje produkt, który oferuje jeden z wiodących producentów proppantów tzw. kryptosfera. Materiał odznacza się wysoką kulistością oraz równomiernym rozkładem uziarnienia. Dodatkowo kryptosfera wykazuje wysoką przewodność przy 20 000 psi – biorąc pod uwagę ten parametr, jest to na chwilę obecną najlepszy proppant ceramiczny.

Idealny proppant powinien być dostosowany do warunków geologicznych złoża, a także odpowiednio skorelowany z płynem szczelinującym, tak aby dotrzeć jak najdalej w szczelinie. Biorąc pod uwagę różnorodność, specyfikę złóż i cenę materiału nie jest to proste do osiągnięcia.

Koszty związane z zakupami proppantów

Dokonajmy dwóch rodzajów obliczeń. Po pierwsze: czy można określić, które proppanty są bardziej opłacane? Na rysunku 8 przedstawiono porównanie lekkich proppantów ceramicznych i proppantów na bazie spiekanych boksytów.

Porównanie akurat tych grup proppantów daje ogólny pogląd na zależności występujące pomiędzy rodzajem proppantów, a kosztem ich zakupu i użytkowania. Zakładając średni koszt zakupu proppantów boksytowych 1000\$ za tonę oraz około 600\$ za tonę proppantów ceramicznych, biorąc pod uwagę ciężary obu materiałów, dochodzimy do wniosku, iż w jednym metrze sześciennym możemy zmieścić około 3,8 tony proppantów boksytowych oraz 2,6 tony proppantów ceramicznych, co z punktu widzenia zastosowania i zapotrzebowania wychodzi korzystniej dla proppantów ceramicznych – potrzeba ich mniej, a więc mniejsze są także koszty użycia. Dla proppantów boksytowych wynoszą one około 3 800\$/m³, a dla lekkich proppantów ceramicznych koszty użycia są 2,5 raza mniejsze i wynoszą około 1560\$/m³. Ta prosta, ale jakże poglądowa analiza w sposób przystępny wyjaśnia przewagę proppantów ceramicznych nad pozostałymi rodzajami. Biorąc pod uwagę, iż koszt proppantów otoczkowych jest jeszcze wyższy niż proppantów boksytowych, można się spodziewać, że i w tym zestawieniu proppanty ceramiczne wypadną lepiej. Analiza ta jest istotna między innymi z punktu widzenia zakupów proppantów oraz ich transportu.

Podsumowanie

Celem niniejszego opracowania, było zebranie najważniejszych informacji dotyczących złóż niekonwencjonalnych oraz tematów z nimi związanych – głównie skupiono się na proppantach, które odgrywają kluczową rolę w tym procesie.

Pokazano także, iż warto inwestować czas i pieniądze na opracowanie i przystosowanie technologii pomocnych przy wydobyciu węglowodorów ze złóż, nie tylko konwencjonalnych, gdyż pod względem ekologicznym jest to najczystsze źródło energii. Dodatkowo, za jakiś czas, stanie się to co jest nieuniknione – surowce pozyskiwane ze złóż tradycyjnych kiedyś się po prostu wyczerpią i trzeba będzie znaleźć inne źródło surowców. Dokładając do tego, iż światowa konsumpcja energii wzrasta w bardzo szybkim tempie, to dodatkowe możliwości są jak najbardziej potrzebne, a nawet wymagane.

Zastosowanie proppantów przy pozyskiwaniu węglowodorów zarówno ze złóż konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych, pozwala zwiększyć efektywność pozyskania gazu i ropy. Bez wątpienia można stwierdzić, iż rozwój procesu szczelinowania w dużej mierze zależy od postępu technologicznego także jego części składowych. Bardzo istotne są coraz bardziej zaawansowane technologie wiertnicze, ale także elementy dotyczące samego procesu szczelinowania hydraulicznego.

Podsumowując, bez proppantów nie jest możliwe efektywne wydobycie węglowodorów ze złóż, a co za tym idzie ważny jest rozwój technologiczny produktu. Istotne jest, aby produkt dostosowany był do wymogów panujących na danym rynku.

Podsumowując, bez proppantów nie jest możliwe efektywne wydobycie węglowodorów ze złóż, a co za tym idzie ważny jest rozwój technologiczny produktu. Istotne jest, aby produkt dostosowany był do wymogów panujących na danym rynku.

Literatura

1. International Energy Agency, *World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, 2012
2. U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*, 2013
3. L. Britt, *Fracture stimulation fundamentals*, *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 8 (2012) 34 – 51

Piotr Woźniak
Prezes Zarządu BALTIC CERAMICS S.A.

Dariusz Janus
Prezes Zarządu LST CAPITAL S.A.

lupkipolskie.pl

rzetelne źródło informacji
o gazie z łupków w Polsce

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



Chcesz wiedzieć więcej?
Odwiedź www.lupkipolskie.pl

Strona objęta honorowym
patronatem Ministra
Skarbu Państwa



Ministerstwo
Skarbu
Państwa


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Metan z pokładów węgla — stan i perspektywy zagospodarowania surowca na przykładzie polskiej i czeskiej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego



Marcin Sienkiewicz



Adam Pytlik

Jednym z alternatywnych wobec ropy, węgla i gazu ziemnego surowców energetycznych jest metan pokładów węgla (CH_4). Jego zasoby, uwalniane podczas eksploatacji węgla kamiennego w pokładach metanowych, stanowią główne zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy w kopalni. Ujmowanie metanu w kopalniach węgla kamiennego ma przede wszystkim na celu wyeliminowanie zagrożenia eksplozji mieszanek powietrzno-metanowej. Metan w zdecydowanej większości był i jest wychwytywany i razem z powietrzem wentylacyjnym usuwany na powierzchnię. Jednakże metan to także gaz, który może być wykorzystany jako paliwo do produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Gospodarcze wykorzystanie metanu można rozpatrywać w mikroskali, przyjmując za punkt odniesienia wybrane przedsiębiorstwo górnicze oraz wpływ pozyskania gazu na jego kondycję ekonomiczną. Można na to zagadnienie spojrzeć także z punktu widzenia państwa i potrzeb jego gospodarki narodowej. W tym przypadku istotne będą zarówno walory rynkowe tego paliwa oraz techniczne możliwości jego wydobycia na skalę przemysłową, jak i jego znaczenie dla stanu bezpieczeństwa energetycznego państwa. Niniejszy artykuł porusza problem gospodarczego pozyskiwania metanu z pokładów węgla odwołując się do przykładów takiej działalności w Polsce i Republice Czeskiej prowadzonej w sąsiadujących ze sobą Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW) oraz Ostrawsko-Karwińskim Zagłębiu Węglowym (OKZW).

Geneza, właściwości fizykochemiczne oraz forma występowania zasobów metanu pokładów węgla

Metan pokładów węgla powstał podczas przemiany materiału roślinnego w węgiel na

drodze procesu zwęglania. Pierwotna bujna roślinność po obumarciu zalegała w bagnach, gdzie zachodziły procesy gnilne. Fizyczne i chemiczne przemiany materii organicznej wskutek wzrostu temperatury i ciśnienia, spowodowanego akumulacją sedymentów na terenie bagien, przyczyniły się do powstania węgla, metanu, dwutlenku węgla, azotu oraz wody.

Zachodzi zależność, że im większy stopień zwęglania substancji organicznej, tym większa jest ilość metanu zawartego w powstałych pokładach węgla¹. W wyniku zwęglania powstaje około $90 \div 150 \text{ m}^3$ metanu na tonę węgla (metanonośność), przy czym aktualnie obserwuje się zazwyczaj $2,5 \div 40 \text{ m}^3 \text{ CH}_4$ na tonę węgla. Różnica ta wynika z faktu, że część metanu powstałego podczas procesu zwęglania ulega

dyfuzji do przyległych warstw skał, jak również została rozpuszczona i przetransportowana przez migrującą wodę.

Metan występuje w pokładach węgla kamiennego w postaci: zaadsorbowanych lub zaabsorbowanych molekuł w mikroporach, gazu wolnego nagromadzonego w szczelinach lub porach lub jako gaz rozpuszczony w wodzie i masie węglowej. Z wyżej wymienionych postaci, pierwsza przedstawia nawet 90 % całkowitej ilości metanu zawartego w pokładach węgla².

Metan związany w pokładach węgla w czyściej postaci nie różni się od metanu występującego w gazie ziemnym. W tabeli nr 1 ujęto podstawowe właściwości fizykochemiczne metanu. Metan uwalniający się z pokładów węgla tworzy z powietrzem mieszaninę (gaz kopalniany). Skład poszczególnych kategorii gazu kopalnianego został przedstawiony w tabeli nr 2. Opis kategorii gazu kopalnianego został umieszczony w następnej części artykułu.

Zasoby i pozyskiwanie metanu z pokładów węgla na świecie

Precyzyjne określenie zasobów metanu z pokładów węgla, a także wielkości jego wydobycia w skali całego świata jest bardzo trudne. Jest to konsekwencja m.in.

- różnorodności terminologicznej, a w konsekwencji wielości statystyk opartych na różnych kategoriach tego gazu,
- wielości metod szacowania zasobów metanu z pokładów węgla³,
- wielości podmiotów publikujących dane statystyczne (instytucje rządowe, organizacje międzynarodowe, korporacje),
- zróżnicowanego podejścia do możliwości

Tabela 1. Wybrane właściwości fizykochemiczne czystego metanu³

Parametr	Jednostka	Wartość
gęstość objętościowa	kg/m^3	0,7156
gęstość względem powietrza	-	0,55
temperatura zapłonu mieszaniny metanowo-powietrznej	$^{\circ}\text{C}$	$650 \div 1100$
wartość opałowa	MJ/m^3	35,89
ciepło spalania	MJ/m^3	39,83
dolna granica wybuchowości	% obj.	5,0
górna granica wybuchowości	% obj.	15,0

Tabela 2. Typowy skład poszczególnych kategorii gazu kopalnianego⁴

Kategoria gazu	CBM	CMM	AMM
Składnik gazu	koncentracja %		
CH_4	$90 \div 98$	$25 \div 60$	$60 \div 80$
CO_2	$1 \div 6$	$1 \div 6$	$8 \div 15$
CO	0	$0,1 \div 0,4$	0
O_2	0	$7 \div 17$	0
N_2	$1 \div 8$	$4 \div 40$	$5 \div 32$

- gospodarczego wykorzystania metanu,
- braku dostatecznego rozpoznania jego zasobów w poszczególnych państwach.

W analizowaniu statystyk należy także pamiętać o dwóch różnych kategoriach wielkości jakimi są: ilość metanu zagospodarowanego, a ilość metanu wyemitowanego. Nie budzi wątpliwości natomiast stwierdzenie, że światowe zasoby metanu z pokładów węgla zlokalizowane są w naturalny sposób w regionach bogatych w złoża węgla kamiennego. Ich precyzyjne oszacowanie zależy jednak od ustalenia metanowości poszczególnych złóż węgla kamiennego. Największe rezerwy metanu znajdują się w zagłębiach węglowych Rosji, Kanady, Chin, Australii i Stanów Zjednoczonych. Według działającej w Indonezji spółki CBM Asia Development Corp, globalna produkcja CBM wynosić 164,2 mln m³/d z 15 głównych złóż węglowych w USA, Kanadzie, Australii, Chinach i Indiach.⁶

Światowym liderem w pozyskiwaniu metanu z pokładów węgla do celów gospodarczych są Stany Zjednoczone. Wydobywane zasoby tego gazu obliczane są na 4 bln m³, a udokumentowane zasoby eksploatacyjne w USA wynoszą 570 mld m³.⁷ Działania na rzecz zagospodarowania gazu węglowego w USA podjęte zostały w latach 70. ubiegłego wieku. Inicjatorem koncepcji pozyskiwania metanu z pokładów węgla była rządowa agencja do spraw kopalni U.S. Bureau of Mines, która podejmowała próby odmetanowania złóż węgla kamiennego przed ich eksploatacją. Przełomowe znaczenie dla rozwoju komercyjnego wydo-

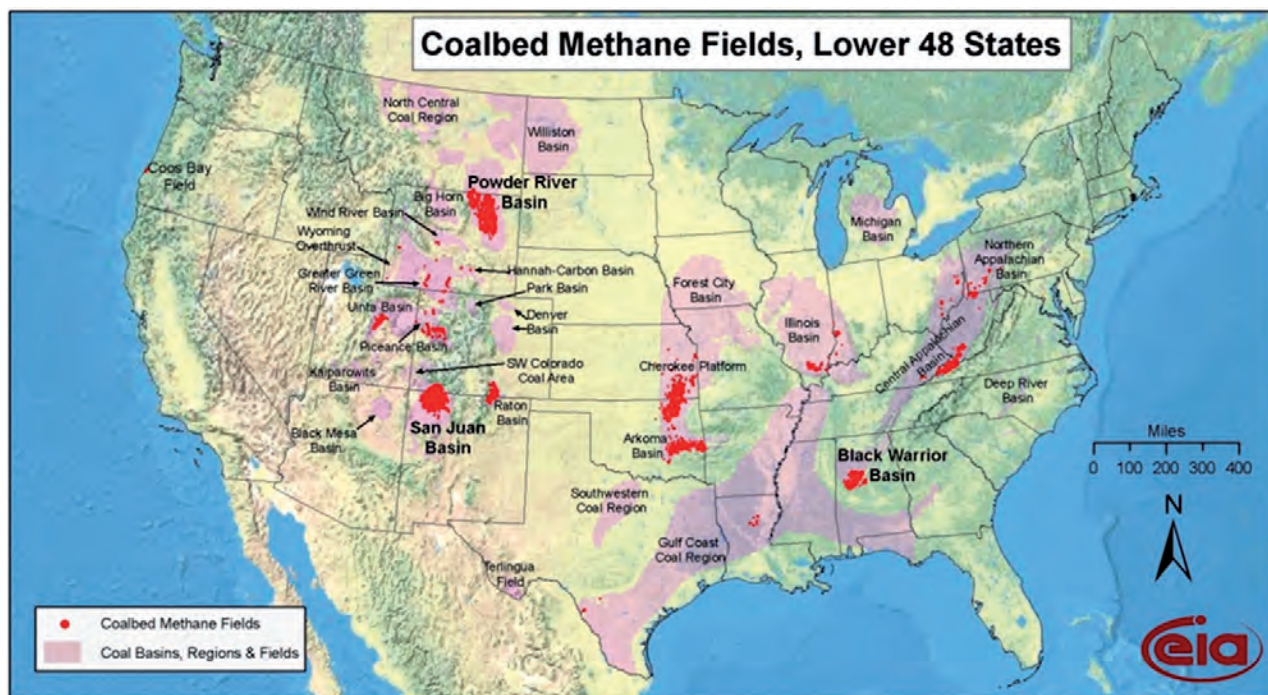


Rys. 1. Rozmieszczenie złóż metanu z pokładów węgla na świecie. Źródło: www.slb.com

bicia metanu z pokładów węgla miała przyjąć przez Kongres USA w 1980 r., z inicjatywy rządu federalnego, ustawa wprowadzająca ulgi podatkowe dla firm podejmujących eksploatację niekonwencjonalnych złóż surowców energetycznych. Polityka ulg podatkowych trwająca do 1992 r. zaowocowała postępowaniem w dziedzinie technologii pozyskiwania metanu, wzrostem ilości otworów wydobywczych a w konsekwencji wzrostem wydobycia metanu. Szczytowy moment w wielkości wydobycia gazu nastąpił w 2008 r., kiedy udało się pozyskać 56 mld m³ (ilość ta odpowiadała ok. 10% amerykańskiego wydobycia gazu ziemnego)

Kolejnym państwem posiadającym znaczące zasoby metanu jest Federacja Rosyjska. Prawdopodobne rezerwy metanu znajdujące się

w zagłębiach węglowych Rosji szacuje się na 83,7 bln m³, co odpowiadać ma około jednej trzeciej prognozowanych zasobów gazu ziemnego w tym kraju. Najlepiej rozpoznany i najzasobniejszy w metan rosyjskim zagłębiem węglowym jest Kuzbas. Przewidywane zasoby metanu w tym rejonie szacowane są na ponad 13 bln m³. Obecnie w Rosji nie jest prowadzone komercyjne wydobycie metanu. W 2003 r. na złożach Kuzbasu Gazprom uruchomił projekt do oceny możliwości komercyjnej produkcji metanu z pokładów węgla kamiennego tego zagłębia. W latach 2005-2009 Gazprom Promgas realizował natomiast program opracowania i przetestowania technologii wydobycia metanu na polu węglowym Taldinskoye. Pozyskiwany z tego miejsca gaz ma być dystrybuowany,



Source: Energy Information Administration based on data from USGS and various published studies
Updated: April 8, 2009

Rys 2. Rozmieszczenie zasobów metanu z pokładów węgla w USA

w celu sprawdzenia opłacalności, do sieci stacji paliw CNG⁸.

World Coal Association (WCA) zwraca uwagę, że gospodarcze wykorzystanie metanu z pokładów węgla nie jest równomierne w poszczególnych krajach. Pomimo dużych zasobów znajdujących się we wspomnianej wyżej Federacji Rosyjskiej, a także na Ukrainie czy Kazachstanie, gospodarcze wykorzystanie metanu właściwie nie istnieje. W ocenie WCA taki stan rzeczy w tej dziedzinie, jest konsekwencją powszechnego wykorzystania gazu ziemnego na obszarze dawnego Związku Sowieckiego⁹.

Zasoby metanu pokładów węgla w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym

Z pośród trzech zagłębi węglowych w Polsce największą koncentracją metanu w złożach posiada Górnośląskie Zagłębie Węglowe (GZW). Zagłębie położone jest w Niece Górnośląskiej na obszarze ponad 7000 km². Polska część GZW, zajmująca ok. 4500 km² powierzchni, położona jest w województwach śląskim oraz małopolskim. Pozostały obszar GZW o powierzchni około 1550 km², znajdujący się w północnej części czeskiego kraju morawsko-śląskiego, określany jest gospodarczym terminem Ostrawsko-Karwiński Rewir (OKR) – Ostrawsko-Karwińskie Zagłębie Węglowe (OKZW)¹⁰.

Zgodnie z bilansem zasobów złóż kopalnin sporządzonym przez Państwowy Instytut Geologiczny w Polsce w 2012 roku bilansowe zasoby metanu pokładów węgla w 51 udokumentowanych złożach wynosiły 87,6 mld m³, z czego zasoby przemysłowe stanowiły 6,1 mld m³. Z w/w złóż 30 znajduje się w obszarach eksploatowanych złóż węgla kamiennego o zasobach bilansowych i przemysłowych odpowiednio 39,3 mld m³ i 4,9 mld m³, natomiast pozostała część zasobów zlokalizowana jest poza obszarami górniczymi kopalń węgla kamiennego¹¹.

W Republice Czeskiej zasoby metanu pokładów węgla wliczane są do ogólnych zasobów gazu ziemnego, dlatego nie istnieją dokładne statystyki określające wielkość złóż tego surowca. Jediną dostępną informacją jest szacunek wykonany podczas Programu CBM, który podaje, że w 21 złożach zlokalizowanych poza obszarem działalności górniczej znajduje się 59,9 mld m³ zasobów geologicznych, z czego 12,7 mld m³ stanowią zasoby przemysłowe.¹²

Klasyfikacja oraz metody ujmowania gazu kopalnianego

Ze względu na sposób ujmowania metanu pokładów węgla wyróżnia się następujące rodzaje gazu kopalnianego:



Rys 3. Rosyjskie zagłębia węgla kamiennego. Źródło: www.gazprom.ru

- Coal Bed Methane (CBM) – właściwy metan pokładów węgla pozyskiwany z pokładów węgla nienaruszonych eksploatacją górniczą,
- Coal Mine Methane (CMM) – gaz kopalniany uwalniany do wyrobisk górniczych podczas eksploatacji węgla kamiennego, ujmowany poprzez odmetanowanie lub poprzez odprowadzenie w powietrzu wentylacyjnym (Ventilation Air Methane – VAM)
- Abandoned Mine Methane (AMM) – gaz kopalniany uwalniany do starych wyrobisk górniczych po zakończeniu eksploatacji węgla kamiennego, ujmowany najczęściej poprzez drenaż zrobów otworami nawierconymi z powierzchni do starych wyrobisk¹³.

Metan z dziewiczych pokładów węgla (CBM) pozyskiwany jest za pomocą otworów wierniczych wierconych z powierzchni do pokładów węgla. W latach 90. XX wieku w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym przeprowadzono intensywne prace mające na celu ocenę możliwości pozyskania metanu z pokładów węgla nienaruszonych działalnością górniczą. Amerykańskie koncerny naftowe, głównie Amoco i Texaco starały się zaadaptować amerykańską technologię eksploatacji CBM do warunków panujących w GZW. Zasoby CBM udostępniano przy pomocy otworów pionowych nawierconych do pokładów węgla. W celu zwiększenia dopływu metanu do otworu wybrane pokłady były poddawane szczelinowaniu hydrauliczemu. Niestety, zarówno w Polsce, jak i w Republice Czeskiej, pomimo zaangażowania znacznych środków finansowych, jak również najnowocześniejszych technologii, nie osiągnięto dopływów metanu do odwiertu pozwalających na prowadzenie ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji CBM. Ustalono, że główną przyczyną braku

komercyjnego sukcesu programu CBM była zbyt niska przepuszczalność cechująca pokłady węgla GZW i OKZW¹⁴. Aktualnie wraz z rozwojem technologii wierceń kierunkowych planuje się ponowienie prób uzyskania komercyjnego dopływu CBM do odwiertu poprzez zastosowanie otworów wielodennych lub poziomych, w których końcowy odcinek złoża odwiercony jest w pokładzie węgla. Dzięki temu wielokrotnie zwiększy kontakt ścian otworu w pokładzie węgla¹⁵. Aktualnie australijska firma Dart Energy wykonała w powiecie pszczyńskim test produkcji CBM z pionowego otworu produkcyjnego przeciętego otworem horyzontalnym odwierconym w pokładzie węgla¹⁶. W czeskim OKZW obecnie nie są prowadzone żadne prace mające na celu eksploatację metanu z dziewiczych pokładów węgla.

Metan uwalniany podczas eksploatacji czynnych kopalń węgla kamiennego (CMM) występuje jako kopalina towarzysząca złożom węgla kamiennego. Jego eksploatacja nie jest celem sama w sobie, lecz odprowadzenie wydzielonego metanu, wynika z potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy podczas prowadzenia podziemnej eksploatacji. Ujmowanie gazu kopalnianego odbywa się przede wszystkim przy pomocy odmetanowania, czyli procesu technologicznego polegającego na podciśnieniowej eksploatacji gazu z otworów drenażowych nawierconych do pokładów węgla lub zrobów, a następnie odprowadzenie tego gazu na powierzchnię za pomocą systemu rurociągów podłączonych do stacji odmetanowania.

Odmetanowanie może być prowadzone przy użyciu otworów wierconych z powierzchni lub z wyrobisk górniczych. Ze względu na to, że technologia oraz efektywność odmetanowania pokładów węgla za pomocą otworów z powierzchni jest tożsama z eksploatacją CBM opisaną wcześniej, w dalszej części będzie rozpa-

trywane odmetanowanie otworami dołowymi, czyli wierconymi z wyrobisk górniczych.

Ze względu na czas prowadzenia odmetanowania oraz miejsce ujmowania gazu, wyróżnia się:

- odmetanowanie wyprzedzające, czyli przed ujmowanie gazu z pokładów węgla przed przystąpieniem do ich eksploatacji,
- odmetanowanie bieżące, najczęściej stosowane, polegające na ujmowaniu gazu z wyrobisk eksploatacyjnych oraz korytarzowych podczas prowadzonej eksploatacji,
- odmetanowanie poeksploatacyjne (w czeskim górnictwie przyjęła się nazwa *odmetanowanie dopełniające*) – podczas którego gaz kopalniany jest ujmowany z otamowanych zrobów, będących pozostałością po przeprowadzonej eksploatacji¹⁷.

Gaz kopalniany, który nie został ujęty systemem odmetanowania, zostaje odprowadzony na powierzchnię z pomocą wentylacji wyrobisk górniczych, tworząc mieszaninę zwaną VAM. Jakość gazu kopalnianego ujmowanego w czynnych zakładach górniczych jest limitowana przez przepisy bezpieczeństwa pracy w podziemnych zakładach górniczych eksploatacji w metanowych kopalniach węgla kamiennego^{18, 19, 20}. Ze względów bezpieczeństwa w czynnych zakładach górniczych eksploatujących węgiel kamienny nie dopuszcza się, aby koncentracja metanu na dopływie do stacji odmetanowania osiągnęła wartość poniżej 30 %, natomiast koncentracja metanu w powietrzu wentylacyjnym w wyrobiskach, gdzie przebywają ludzie nie może przekroczyć wartości 1 %. Dodatkowo w polskich górnictwie został przyjęty limit koncentracji metanu w wysokości 0,75 % w powietrzu wentylacyjnym w szybach wydechowych.

Logicznym jest, że z względu na ograniczenia koncentracji gazu w VAM, należy dążyć do maksymalizacji objętości gazu ujętego poprzez system odmetanowania.

Gaz kopalniany z zamkniętych kopalń węgla kamiennego ujmowany jest najczęściej za pomocą odwiertów wierconych z powierzchni do starych wyrobisk kopalnianych oraz poprzez szyby, specjalnie przygotowane na etapie likwidacji kopalni²¹. Pomimo zaprzestania działalności górniczej, metan wydzielą się do podziemnych przestrzeni kopalni głównie w wyniku procesów geomechanicznych, podczas których górotwór naruszony działalnością górniczą, dąży do uzyskania stanu równowagi. Istotnym wskaźnikiem determinującym przydatność zlikwidowanej kopalni do późniejszej eksploatacji gazu kopalnianego, są stosunki wodne panujące w wyrobiskach po zakończeniu eksploatacji. Z tego punktu widzenia zlikwidowane kopalnie można podzielić na:

- posiadające suche zrobry, dzięki temu, że lokalne warunki hydrogeologiczne nie sprzyjają naturalnemu zatopieniu kopalni po zaprzestaniu odwadniania wyrobisk lub woda dopływająca do starych wyrobisk jest odpompowywana w celu zapewnienia możliwości prowadzenia bezpiecznej eksploatacji w kopalniach posiadających połączenia hydrauliczne z zlikwidowaną kopalnią,
- te, w których w wyniku zaprzestania odwadniania, woda dopływająca do kopalni postępująco wypełnia stare wyrobiska. W zależności od wielkości dopływów wód podziemnych dopływających do kopalni oraz pojemności starych wyrobisk, tenże proces może trwać latami.
- kopalnie, w których doszło do całkowitego zatopienia starych wyrobisk poeksploatacyjnych.

Pierwsza grupa zlikwidowanych kopalń stanowi najlepsze źródło komercyjnego wykorzystania gazu kopalnianego, pod warunkiem, że naturalnie lub sztucznie ustabilizowany poziom wód podziemnych, znajduje się poniżej poziomów eksploatacyjnych zawierających pokłady o znacznej metanowości. Intensywne, aczkolwiek krótkotrwałe źródło gazu kopalnianego stanowią kopalnie, które ulegają postępującemu zatapianiu. Z jednej strony woda dopływająca do kopalni powoduje wzrost ciśnienia złożowego gazu kopalnianego i tym samym wzrost możliwości produkcyjnych otworów drenażowych, natomiast z drugiej strony podnoszące się zwierciadło wód podziemnych, szybciej lub później, zatopi część czynną (perforację) otworu drenażowego i uniemożliwi dalszą eksploatację AMM. Trzecia grupa zlikwidowanych kopalń, czyli całkowicie zatopione kopalnie, nie nadaje się do prowadzenia eksploatacji gazu kopalnianego, ponieważ ciśnienie hydrostatyczne wody wypełniającej stare wyrobiska kopalniane uniemożliwia proces desorpcji metanu z pokładów węgla.

Wielkość eksploatacji oraz kierunki zagospodarowania gazu kopalnianego

W tabeli nr 3 zostało ujęte zestawienie eksploatacji CMM w polskiej oraz czeskiej części GZW. Na podstawie zestawienia nasuwa się stwierdzenie, że po stronie polskiej w GZW pozostaje jeszcze bardzo dużo do zrobienia w kwestii zagospodarowania ujętego CMM. Niska efektywność spowodowana jest m.in.: brakiem możliwości retencji gazu kopalnianego w okresach niższego zapotrzebowania na to paliwo przez instalacje energetyczne, brakiem korelacji procesów odmetanowania z procesami energetycznymi oraz niedocenieniem zysków

Tabela 3. Eksploatacja CMM w GZW i OKZW (dane w 100 % CH₄)²³

Parametr	Jednostka	Wartość					
		GZW			OKZW		
		2010	2011	2012	2010	2011	2012
Wydobycie węgla	mln ton/rok	70,3	69,7	71,4	11,6	11,4	11,4
Liczba zakładów górniczych eksploatujących węgiel kamienny	-	31	30	30	4		
Liczba kopalń metanowych	-	21			4		
Liczba kopalń prowadzących odmetanowanie	-	18			4		
Całkowita emisja gazu kopalnianego	mln m ³ /rok	836,4	828,8	828,2	brak danych		
Ujęcie gazu kopalnianego poprzez odmetanowanie	mln m ³ /rok	255,9	250,2	266,7	62,5	57,2	57,4
Efektywność odmetanowania	%	30,7	30,2	32,2	brak danych		
Wykorzystanie gazu kopalnianego ujętego poprzez odmetanowanie	mln m ³ /rok	161,1	166,3	178,6	62,4	57,1	56,7
Efektywność zagospodarowania wydobytego metanu	%	63,0	66,5	67,0	99,8	99,8	98,8

Tabela 4. Eksploatacja AMM w GZW i OKZW (dane w 100 % CH₄)²⁴

Parametr	Jednostka	Wartość					
		GZW			OKZW		
		2010	2011	2012	2010	2011	2012
Liczba zakładów górniczych eksploatujących AMM	-	1	1	2	1		
Wydobycie gazu kopalnianego (dla czeskiej części wartość podana włącznie z CMM z odmetanowania)	mln m ³ /rok	0,04	0,03	3,04	100,6	93,65	91,13

płynących z energetycznego wykorzystania gazu kopalnianego²². Dalszym krokiem powinno być zwiększenie udziału gazu kopalnianego ujętego przez odmetanowanie w całkowitej emisji metanu do atmosfery.

Wydobycie gazu kopalnianego z zamkniętych kopalń węgla kamiennego jest póki co domeną prywatnych przedsiębiorstw, dlatego dokładne statystyki dotyczące wydobycia i zagospodarowania AMM są tajemnicą handlową tychże podmiotów. Państwowy Instytut Geologiczny prowadzi dokładne statystyki eksploatacji AMM, natomiast jego czeski odpowiednik Česká Geologická Služba, jak już wcześniej wspomniano, nie rozgranicza w statystykach zasobów CBM, AMM i CMM, wliczając je do zasobów gazu ziemnego. Analogicznie jak w przypadku wydobycia gazu z czynnych kopalń węgla kamiennego, w tabeli nr 4 można zaobserwować znaczne dysproporcje pomiędzy eksploatacją AMM w polskim a czeskim zagłębiu węglowym.

Na podstawie przedstawionych statystyk, należy stwierdzić, że w Górnśląskim Zagłębiu Węglowym niestety najlepszym sposobem eksploatacji gazu kopalnianego jest jego udostępnienie podczas podziemnej eksploatacji węgla kamiennego. Dlatego też, ekonomicznie uzasadnione zagospodarowanie znalazły wyłącznie zasoby CMM oraz AMM. O ile w przypadku CBM istnieje problem z uzyskaniem wystarczającej produkcji gazu z odwiertu, to w przypadku VAM problemem nie jest niedostateczna produkcja z szybów wydechowych, lecz zagospodarowanie olbrzymiej ilości gazu kopalnianego o bardzo niskiej koncentracji metanu.

Aktualnie rozwijają się perspektywy zagospodarowania VAM poprzez jego spalanie w przepływowym reaktorze katalitycznym opracowanym przez Konsorcjum Utylizacji Metanu z Pokładów Węgla, utworzonym przez Akademię Górniczo-Hutniczą, Politechnikę Wrocławską oraz Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie. Obecnie przebiega badanie procesu utylizacji z VAM w półtechnicznej Instalacji Utylizacji Metanu z Kopalni o mocy cieplnej 100 kW (IUMK-100) zainstalowanej w rejonie szybu Jas VI w JSW KWK JAS-MOS²⁵.

Gaz kopalniany pochodzący z czynnych lub zamkniętych wyrobisk kopalnianych jest

wykorzystywany w piecach i kotłach gazowych lub węglowo gazowych do produkcji energii cieplnej lub w silnikach i turbinach gazowych do produkcji energii elektrycznej oraz cieplnej w procesie kogeneracji lub trigeneracji, podczas której dodatkowo powstaje chłód. Oprócz bezpośredniego zastosowania surowego gazu kopalnianego do celów energetycznych, istnieje również możliwość oczyszczenia gazu oraz jego skroplenia do postaci ciekłego gazu ziemnego (Liquefied Natural Gas – LNG). Skroplony gaz ziemny pochodzenia kopalnianego transportowany jest do odbiorców końcowych, gdzie LNG zostaje rozprężony do postaci gazu ziemnego i zużytkowany. Przedstawioną działalność prowadzi spółka LNG Silesia, wykorzystując do tego celu część gazu kopalnianego pochodzącego z odmetanowania JSW KWK Krupiński²⁶.

Możliwości transportu gazu kopalnianego

Transport gazu kopalnianego posiada liczne ograniczenia. Oczywiście ze względu na niską zawartość metanu gaz kopalniany nie może być wtłaczany do istniejących gazociągów wysokometanowych. Dodatkowo gaz kopalniany ujmowany z wyrobisk podziemnych kopalń węgla kamiennego cechuje się zróżnicowaną zawartością pary wodnej oraz substancji stałych, dlatego przed jego wykorzystaniem w instalacjach energetycznych należy poddać go procesom oczyszczania oraz osuszania.

W wyniku zmian ciśnienia oraz temperatury podczas transportu gazu, wilgoć zawarta w gazie kopalnianym wykrapla się i powoduje korozję oraz zatykanie się gazociągów korkami wodnymi. Jest to główną przyczyną braku rozpowszechnienia transportu tego gazu lokalnymi gazociągami²⁷. Zazwyczaj gazociągi odmetanowania mają długość paru kilometrów. Wyjątkiem od tej reguły jest bardzo rozbudowana sieć gazociągów łączących źródła gazu kopalnianego z odbiorcami końcowymi w czeskiej części GZW. Spółka Green Gas DPB, a.s., będąca m.in. wyłącznym czeskim dystrybutorem CMM i producentem AMM, operuje systemem gazociągów gazu kopalnianego o łącznej długości 135,42 km²⁸. Pomimo trudności wynikających z przesyłu gazu kopalnianego, sieć gazociągów

pozwała spółce buforować niedobory oraz nadpodaż produkcji gazu. Skutkuje to przede wszystkim niemal 100 % wykorzystaniem gazu ujętego systemem odmetanowania w czeskich kopalniach węgla kamiennego.

Metan z pokładów węgla w polityce energetycznej Polski

Nieskrępowany dostęp do surowców energetycznych to podstawowy warunek normalnego i bezpiecznego funkcjonowania współczesnej gospodarki. Konsumenci surowców energetycznych i paliw oczekują w pierwszej kolejności ich fizycznej obecności na rynku, a następnie korzystnej ceny. Z punktu widzenia państwa pewność zaopatrzenia w surowce energetyczne stanowi natomiast istotny element bezpieczeństwa narodowego. Polityka w tym zakresie powinna zmierzać w pierwszej kolejności do efektywnego wykorzystania rodzimych zasobów surowców energetycznych.

W przyjętej w listopadzie 2009 r. przez Radę Ministrów Polityce energetycznej Polski do 2030 roku, pozyskiwanie metanu ze złóż węglowych uznane zostało za działanie prowadzące do wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii. Celem polityki rządu ma być: „Maksymalne zagospodarowanie metanu uwalnianego przy eksploatacji węgla w kopalniach”²⁹. Metan pochodzący z tego źródła ma być elementem krajowego mixu energetycznego, który ograniczać w nim będzie udział importowanych paliw. Zwiększeniu ilości zagospodarowanego metanu służyć ma:

- wsparcie dla gospodarczego wykorzystania metanu uwalnianego przy eksploatacji złóż węgla kamiennego,
- wprowadzenie rozwiązań technologicznych umożliwiających wykorzystanie metanu z powietrza wentylacyjnego odprowadzanego z kopalń.

Zaangażowanie rządu polskiego na rzecz gospodarczego wykorzystania metanu polegać ma w pierwszej kolejności na stworzeniu systemu wsparcia opartego na certyfikatach energii elektrycznej i cieplnej wytwarzanej z tego gazu. Wysiłki władz, a dokładnie ministra ds. nauki, mają się także koncentrować na ustaleniu odpowiedniej do warunków polskich tech-

nologii wykorzystywania metanu z powietrza wentylacyjnego³⁰. Pomimo przyjęcia w polityce energetycznej określonych celów wobec metanu z pokładów węgla nie można stwierdzić, że w tej dziedzinie nastąpił istotny postęp. W ocenie resortu niezadawalający poziom zagospodarowania metanu jest konsekwencją niewystarczających mechanizmów wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z tego gazu³¹.

Perspektywy

W Polsce i Republice Czeskiej nie powstał do tej pory w pełni rozwinięty rynek na metan towarzyszący złożom węgla kamiennego. Jego pozyskiwanie do celów gospodarczych i komercyjnych ogranicza się do rejonów zagłębi węglowych. W Republice Czeskiej ten segment działalności górniczej nie ogranicza się jednak tylko do wykorzystania instalacji odmetanowujących w zakładach górniczych. Swoją działalność rozwinęły tam wyspecjalizowane firmy prowadzące wydobywanie w nieczynnych kopalniach. Na pozyskany z tego źródła gaz wytworzył się regionalny rynek zbytu, na którym popyt generowany jest przez odbiorców przemysłowych oraz producentów ciepła i energii elektrycznej. Różnica wydobywania i zagospodarowania gazu kopalnianego w Polsce i Czechach ma dwie przyczyny. Po pierwsze Republika Czeska wprowadziła bardzo korzystne regulacje dotyczące wsparcia wykorzystania gazu kopalnianego do produkcji energii elektrycznej. Drugim, nie mniej istotnym faktem jest, że czeskie kopalnie węgla kamiennego są własnością prywatnego inwestora, a ten szybciej niż państwowe spółki węglowe potrafi dostrzec i wykorzystać dodatkowe źródło dochodów jakim jest przemysłowe zagospodarowanie gazu kopalnianego.

Masowe wykorzystanie metanu w produkcji energii elektrycznej i ciepłej oraz stworzenie ogólnokrajowego rynku na to paliwo napotyka w Polsce na istotne przeszkody. Przede wszystkim poważną barierą ograniczającą skalę gospodarczego wykorzystania metanu jest opisana wyżej kwestia transportu. Kolejną barierą jest ograniczony popyt. Pozyskiwanie metanu z pokładów węgla w celach komercyjnych musi być odpowiedzią na zgłaszany bądź potencjalny popyt. Zagłębia węglowe, w których skoncentrowany był przemysł ciężki dotknięte zostały w ostatnich 20 latach procesem dezindustrializacji. Prowadzona przez Unię Europejską restrykcyjna polityka klimatyczno-energetyczna nie sprzyja natomiast nowym inwestycjom w tradycyjny przemysł ciężki. Okolicznością hamującą rozwój produkcji metanu jest także trwający od 2008 r. kryzys gospodarczy w wielu krajach, którego konsekwencją jest ogólny spadek zapotrzebowania na paliwa i energię.

Na metan należy więc spojrzeć jak na paliwo perspektywiczne, którego udział w krajowym bilansie energetycznym powinien się w przyszłości zwiększyć. Aktualnie należy skupić się racjonalnym wykorzystaniu tego paliwa w obszarze GZW. Rozwinięcie jego produkcji pod kątem komercyjnym może stać się dodatkowym źródłem dochodów dla przedsiębiorstw sektora węgla kamiennego. Należy więc dążyć od powstania rozwiniętego rynku regionalnego, poprzez stosowanie odpowiednich bodźców ekonomicznych dedykowanych producentom oraz jego potencjalnym konsumentom. Można w tym zakresie wzorować się na rozwiązaniach podatkowych zastosowanych w USA, które doprowadziły do powszechnego zagospodarowania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Zachętą dla odbiorców może być natomiast odpowiednia kwalifikacja prawna metanu z pokładów węgla jako „zielonego paliwa”, którego wykorzystanie pozwoli na uzyskanie odczuwalnych korzyści finansowych. Zwiększenie konsumpcji metanu uwięzionego w złożach węglowych GZW powinno także pozytywnie wpłynąć na poprawę stanu bezpieczeństwa energetycznego Polski, zmniejszając udział paliw importowanych w bilansie energetycznym kraju.

Przypisy:

- 1 D. Ďurica, P. Müller, T. Krčál, R. Doubravský, P. Hemza, J. Němec, Z. Osner, *Plyn sorbovaný v uhelných slojích hornoslezské pánve. Coal Bed Methane in the Upper Silesian Basin*, Česká geologická služba 2006, s. 9.
- 2 D. Ďurica, P. Müller, T. Krčál, R. Doubravský, P. Hemza, J. Němec, Z. Osner, *Plyn sorbovaný v uhelných slojích hornoslezské pánve. Coal Bed Methane in the Upper Silesian Basin*, Česká geologická služba 2006 r., s. 12.
- 3 S. Nawrat, Z. Kuczera, R. Łuczak, P. Życzkowski, S. Napieraj, K. Gatnar, *Utylizacja metanu z pokładów węgla w polskich kopalniach podziemnych*, Wydawnictwa AGH, Kraków 2009 r., s. 7-8.
- 4 K. Badyda, *Możliwości zagospodarowania gazu kopalnianego w Polsce dla celów energetycznych*, „Energetyka”, czerwiec 2008 r., s. 418.
- 5 Więcej na ten temat m.in. w: S. Kędzior, *Potencjał zasobów metanu pokładów węgla w Polsce w kontekście uwarunkowań geologicznych*, „Gospodarka surowcami mineralnymi”, Tom 4, Zeszyt 4/4, 2008 r.
- 6 CBM Asia, *CBM Around the World* <http://www.cbmasia.ca/CBM-Around-The-World>

- 7 J. Hadro, I. Wójcik, *Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja*, „Przegląd Geologiczny”, vol. 61, nr 7, 2013 r., s. 407.
- 8 Газпром, О перспективах добычи в России угольного газа, <http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/>
- 9 U.S. Energy Information Administration, *World Coal Association*, www.eia.gov
- 10 P. Martines, J. Jirásek, A. Kožušníková, M. Sivek, *Atlas uhlí české části hornoslezské pánve*, Anagram s.r.o., Ostrava 2005, s.11.
- 11 Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.XII.2012*, Warszawa 2013, s.28.
- 12 Doc. RNDr. P. Müller, Csc, et al. *Komplexní zhodnocení programu CBM, Oddíl B*, Brno, czerwiec 2001, tabela nr 11.22
- 13 J. Hadro, I. Wójcik, *Metan ... (op.cit.)*, s. 404.
- 14 J. Hadro, I. Wójcik, *Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja*, „Przegląd Geologiczny”, vol. 61, nr 7, 2013 r., s. 408.
- 15 D. Ďurica, P. Müller, T. Krčál, R. Doubravský, P. Hemza, J. Němec, Z. Osner, *Plyn sorbovaný v uhelných slojích hornoslezské pánve. Coal Bed Methane in the Upper Silesian Basin*, Česká geologická služba 2006 r., s. 54.
- 16 A. Gonet, S. Nagy, C. Rybicki, J. Siemek, S. Stryczek, R. Wiśniowski, *Technologia wydobywania metanu z pokładów węgla (CBM)*, „Górnictwo i Geologia”, Tom 5, Zeszyt 3, 2010 r., s.14.
- 17 J. Hadro, I. Wójcik, *Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja*, „Przegląd Geologiczny”, vol. 61, nr 7, 2013 r., s. 408
- 18 S. Nawrat, Z. Kuczera, R. Łuczak, P. Życzkowski, S. Napieraj, K. Gatnar, *Utylizacja metanu z pokładów węgla w polskich kopalniach podziemnych*, Wydawnictwa AGH, Kraków 2009 r., s. 26
- 18 Vyhláška Českého báňského úřadu o důlní degazaci č. 72/2002 Sb.
- 19 Vyhláška Českého báňského úřadu o bezpečnosti a ochraně zdraví při práci a bezpečnosti provozu při hornické činnosti a při činnosti prováděné horníckým způsobem č. 22/1989 Sb.
- 20 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2002 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w podziemnych zakładach górniczych.

- 21 A. Pytlik, J. Koníček, R. Dvořák, *Produkcja energii elektrycznej oraz ciepłej w procesie wysokosprawnej kogeneracji w Ostrawsko-Karwińskim Zagłębiu Węglowym. Materiały z konferencji Pozyskanie i utylizacja metanu z pokładów węgla, Jastrzębie Zdrój 23-25 maja 2012 r.*, AGH, Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Kraków 2012 r., s.158.
- 22 S. Nawrat, S. Rychlicki, J. Stopa, *Doświadczenia i perspektywy wykorzystania metanu z pokładów węgla w Polsce, I Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego: „Kierunki rozwoju przemysłu gazowniczego w Polsce”, 16-18 kwietnia 2008 r.*, s.1-2.
- 23 Dane na temat wydobycia węgla kamiennego w: LW Bogdanka S.A. http://www.lw.com.pl/pl,2,s255,podstawowe_informacje.html; WUG, *Stan bezpieczeństwa i higieny pracy w górnictwie w 2012 roku*, RoMedia-Art, Katowice 2013, s. 10; NWR, *Zpráva o udržitelném rozvoji 2012*, <http://www.newworldresources.eu/cs/media/tiskove-zpravy/2013/~media/43EC9D-F615734D5F90485F7391A74753.ashx>, s. 76; S. Nawrat, S. Napieraj, *Utylizacja metanu pokładów węgla polskich kopalń, Materiały z konferencji Pozyskanie i utylizacja metanu z pokładów węgla, Jastrzębie Zdrój 23-25 maja 2012 r.*, AGH, Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Kraków 2012 r., s.8-9.
- 24 Green Gas DPB, a.s., *Výroční zprávy 2010-2012*, s. 10. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.XII.2010 – 31.XII.2012*, Warszawa 2011 – 2013, s.28.
- 25 S. Nawrat, S. Napieraj, *Proekologiczna technologia utylizacji metanu z kopalń, Materiały z konferencji Pozyskanie i utylizacja metanu z pokładów węgla, Jastrzębie Zdrój 23-25 maja 2012 r.*, AGH, Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Kraków 2012 r., s.61-66.
- 26 Informacje zawarte na stronie internetowej LNG Silesia sp. z o.o. <http://lngsilesia.pl/>
- 27 S. Nawrat, Z. Kuczera, R. Łuczak, P. Życzkowski, S. Napieraj, K. Gatnar, *Utylizacja metanu z pokładów węgla w polskich kopalniach podziemnych*, Wydawnictwa AGH, Kraków 2009, s. 24
- 28 Green Gas DPB, a.s., *Výroční zpráva 2012*, s. 10
- 29 Ministerstwo Gospodarki, *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.*, s.10.
- 30 Ministerstwo Gospodarki, *Program działań wykonawczych na lata 2009-2012, załącznik nr 3 do Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, s.10-11.
- 31 Odpowiedź sekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki – z upoważnienia ministra – na interpelację nr 18013 w sprawie podjęcia działań na rzecz wydobycia metanu ze złóż polskiego węgla, 07.06.2013 r., www.sejm.gov.pl

dr Marcin Sienkiewicz
Uniwersytet Wrocławski

mgr inż. Adam Pytlik
geolog, menedżer marketingu
Green Gas DPB, a.s.



WĘŻE I ZŁĄCZA DLA PRZEMYSŁU
21 ODDZIAŁÓW W POLSCE





PRODUKTY PRZEMYSŁOWE	Tubes International Sp. z o.o. tubes@tubes-international.com	PRZEMYSŁ WYDOBYWCZY
▪ węże gumowe, stalowe, kompozytowe, teflonowe, silikonowe ▪ złącza: paliwowe, obrotowe, kłowe, CAMLOCK, IBC, STORZ, LAUX ▪ szybkozłącza i pistolety do wody ▪ zawory przemysłowe, nyple, opaski i obejmy ▪ osłony wysokotemperaturowe ▪ kompensatory gumowe, stalowe, tkaninowe, teflonowe ▪ elementy pneumatyki	61-366 Poznań, ul. Bystra 15A tel. 61 653 02 22 fax 61 653 02 20	▪ węże przemysłowe do wody, powietrza, płuczki wiertniczej, materiałów ściernych, chemikaliów, pary wodnej ▪ złącza HAMMER LUG, armatura przyłączeniowa typu FLOWLINE ▪ węże oraz przewody hydrauliczne ▪ rury hydrauliczne ▪ łączniki DIN 2353, JIC 37°, ORFS ▪ przyłącza kołnierzowe, bloki przyłączeniowe, zawory, szybkozłącza ▪ pompy i rozdzielacze hydrauliczne, systemy pomiarowe ▪ armatura precyzyjna (łączniki typ LET-LOK, zawory iglicowe) ▪ urządzenia i akcesoria do produkcji przewodów ▪ bębny i zwijarki do węży, zabezpieczenia i uszczelnienia ▪ osłony i zabezpieczenia przewodów hydraulicznych



**ZESKANUJ KOD
I SKONTAKTUJ SIĘ Z NAMI**

www.tubes-international.com

Lokomotywa Polskich Inwestycji Rozwojowych



Jerzy Papuga

Kiedy 12.10.2012 roku premier Donald Tusk referował w Sejmie projekt Inwestycji Polskich jako koła napędowego polskiej gospodarki, wiadomo było, iż mają także inwestować w poszukiwania i eksploatację węglowodorów. Po roku prac stan Polskich Inwestycji Rozwojowych, spółki powołanej do wspierania aktywności inwestycyjnej, sprawdziła sejmowa komisja Skarbu Państwa. Przewodniczący komisji pos. Tadeusz Aziewicz (PO) wyjaśniał, iż prywatyzacja dobiega końca i w gestii Skarbu Państwa pozostał majątek, którego rząd nie chce prywatyzować. „Pojawiała się potrzeba stworzenia lekkiej, profesjonalnej i bezstronnej struktury, która będzie zdolna do podejmowania dobrych decyzji gospodarczych, bez politycznych wpływów”.

Koncepcja raczej zdaje egzamin

Wiceminister skarbu Paweł Tamborski, referując założenia programu Inwestycji Polskich stwierdził, iż jest to jedno z narzędzi pobudzenia wzrostu gospodarczego. Program oparto na dwóch filarach: banku BGK w zakresie finansowania dłużnego i działalności gwarancyjnej oraz spółki PIR, zajmującej się finansowaniem kapitałowym. „Bardzo się cieszę, że niemal równo rok po przedstawieniu programu działa i nabiera rozpędu”. W ub. roku uzyskał bowiem tylko formalny kształt spółki PIR, a już w połowie 2013 roku, zdolność operacyjną do finansowania pierwszych projektów inwestycyjnych. Program inwestycyjny adresowany jest do podmiotów prywatnych, spółek z bezpośrednim lub pośrednim udziałem państwa, ale również instytucji publicznych i samorządów. Ma wspierać inwestycje „nie powiększając długu publicznego” i mobilizować długoterminowy kapitał prywatny do finansowania istotnych dla kraju „ale tylko uzasadnionych ekonomicznie” projektów inwestycyjnych. Zaangażowanie kapitałowe ma odbywać się na zasadach rentowności, co oznacza, że musi przynosić zwrot instytucjom w nim uczestniczącym. „W ocenie marży na kredycie, który BGK oferuje już w tej chwili oraz stopy zwrotu inwestycji, instytucje wezmą pod uwagę koszt

kapitału, ryzyko konkretnych projektów, stosowne zabezpieczenia oraz koszty własnej działalności” – wyjaśniał Tamborski. Istotne jest, iż akcje spółek będących w posiadaniu SP, zaczynają pracować dla polskiej gospodarki, mobilizując przy tym kapitał prywatny i powiększając możliwości kredytowe. Rząd nie zamierza jednak wnosić tych akcji w formie aportów, ale „chce je sprzedawać” – wyjaśnił wiceminister skarbu. „Środki ze sprzedaży tych walorów będą bezpośrednio wpływać na rentowność inwestycji infrastrukturalnych w Polsce, i podwyższać kapitał PIR”. Dla przykładu, w pierwszym kwartale 2013 roku rząd sprzedał 12% akcji banku PKO BP i przychody z 10% tych akcji zasiły fundusze własne BGK. Dzięki tej transakcji, bank jako filar Inwestycji Polskich, jest w stanie angażować się dziś w projekty do kwoty 1,5 mld zł. Tamborski wyjaśnił, iż 27.12.2012 roku rząd wyraził bezterminową zgodę na zbycie części akcji PGE, PZU i CIECH, toteż „zaistniała możliwość, aby część tych pakietów wnosić do BGK czy do PIR”.

PIR już realizuje projekty

Cztery żelazne zasady, na których opiera się działalność i polityka inwestycyjna PIR to: rozwojowość, rynkowość, aktywizacja kapitału prywatnego oraz dobre praktyki biznesowe. Prezes Mariusz Grendowicz wyjaśniał, iż spółka została zarejestrowana z kapitałem początkowym 300 tys. zł, ale Nadzwyczajne WZA podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału akcyjnego o 15 mln zł. „Tym samym 15 mln akcji zostało objętych przez BGK i w połowie opłaconych”. Docelowo PIR ma zarządzać kapitałem 10 mld zł, do początków października br. podjęła analizę 34 projektów inwestycji bezpośrednich w takich sektorach, jak energetyka (13 projektów) ropa i gaz (9), chemia (4), transport i infrastruktura samorządowa(po 4). „Są to jedynie projekty, nad którymi głęboko się pochyliliśmy, natomiast wszystkich pomysłów przejrzelśmy ok. setki”. Rada Nadzorcza jako pierwszy zaakceptowała projekt eksploatacji złoża węglowodorów B8 na Morzu Bałtyckim, przeprowadzany wspólnie z LOTOS Petrobaltic SA. „Do tej transakcji powołany został komitet inwestycyjny, wywodzący się z członków rady nadzorczej”. Kolejnych 8 projektów jest w trakcie szczegółowej analizy, 2 ukażą się końcem 2013 roku, natomiast 6 projektów zostało zwróconych inwestorom. „Dajemy tu raczej informację zwrotną inwestorowi, co trzeba pilnie zmienić, by projekt mógł być zakwali-

fikowany i zrealizowany” – wyjaśnił prezes. Kolejnych 19 projektów jest na etapie analizy wstępnej. PIR podjął także analizę 2 projektów inwestycji pośrednich „z czego w jednym przypadku China-CEE Investment Cooperation Fund, podpisano list intencyjny”. Chodzi o inwestycje w fundusze infrastrukturalne zarządzane przez wyspecjalizowane podmioty zewnętrzne. Jest to również forma pozyskiwania funduszy emerytalnych z Kanady czy Australii (często zaangażowanych finansowo w wydobywanie kopalin w tych krajach), dla celów inwestycji infrastrukturalnych w Polsce – objaśnił Grendowicz. Generalnie PIR ma pełnić rolę kapitałowego inwestora mniejszościowego, a także dostawcy finansowania typu mezzanine, niezbędnego do realizacji projektów. „To oznacza, że będziemy przysłowiową pierwszą bądź ostatnią złotówką, która spowoduje, że projekt zostanie zrealizowany”. Działalność spółki ma być komplementarna w stosunku do oferty komercyjnego sektora finansowego. PIR nie zamierza przy tym budować kompetencji w zakresie zarządzania finansowanymi projektami, bo „trudno sobie wyobrazić nasze kompetencje np. w eksploatacji gazu”.

Kamień filozoficzny PIR

Ma być nim polityka inwestycyjna zatwierdzana przez WZA – mówił prezes Grendowicz. To ona będzie wyznaczać priorytety i decydować, w których sektorach, w jakiej formie i kwocie będą podejmowane zadania inwestycyjne. Zawarte w niej będą zarówno informacje na temat sektorów i branż będących przedmiotem zaangażowania, jak również typów infrastruktury, które kwalifikują się do inwestycji. Opisane oferty produktowe i główne parametry zaangażowania finansowego, podane informacje dotyczące procesu samego inwestycyjnego, jak również zasad zarządzania portfelem. Inwestycje będą realizowane wyłącznie w energetyce, węglowodorach, czyli sektorze ropy naftowej i gazu, transporcie, infrastrukturze samorządowej, przemysłowej i telekomunikacyjnej. „W ramach tych 6 sektorów będziemy mieć bardzo ściśle określone obszary zainteresowania i wprowadzić będą możliwe małe zmiany, ale, co do zasady, lista będzie zamknięta”. Spółka zainwestuje jedynie w projekty na terenie Polski i wyłącznie na terenie polskiej strefy ekonomicznej – choć dopuszczalna jest możliwość wykroczenia parę kilometrów poza granicę, jak choćby „w przypadku interkonektora gazowego czy energetycznego”. W przypadku zagospodarowania złoża węglowodorów B8, niezwykle ważne z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego Polski i polityki energetycznej państwa, PIR

oceniło, iż jest pełna korelacja zwrotu i ponoszonego ryzyka. Założeniem bowiem jest, iż każde 1 zł zaangażowanych przez spółkę środków powinno przełożyć się wprost na co najmniej 4 zł inwestycji w infrastrukturę w Polsce. W przypadku udziału w funduszach infrastrukturalnych, przy inwestowaniu na terenie Polski, element mnożnikowy jest inny, gdyż wkład do funduszu wyniesie od 10% do 30%, natomiast od 70% do 90% włożą pozostali inwestorzy, np. kanadyjskie lub australijskie fundusze emerytalne. Grendowicz przypomniał, iż zarówno Kanał Sueski, jak i Kanał Panamski zostały zrealizowane właśnie przez podobne spółki, które najpierw zebrały kapitał akcyjny, zaciągnęły kredyty a dopiero później zrealizowały inwestycje.

Spółki specjalnego przeznaczenia

Całkowita wielkość zaangażowania PIR w jeden projekt zawrze się w przedziale od 50 do 750 mln zł. „Z bardzo licznych spotkań, które odbyliśmy w ciągu ostatnich trzech miesięcy wynika, że jest to jak najbardziej właściwy przedział”. Kwota 750 mln zł pozwala na uruchomienie bądź zrealizowanie największych projektów, 50 mln zł jest poziomem właściwym dla realizowania lokalnych inwestycji realizowanych przez samorządy. Wskazane jest przy tym, aby wśród współudziałowców znajdował się branżowy inwestor strategiczny, który będzie odpowiedzialny za codzienne zarządzanie przedsięwzięciem i jego budową, jak i obejmie większość ryzyka w projekcie. Dotyczy to przede wszystkim inwestycji węglowodorowych. „Wyjątkowo PIR może objąć większościowy udział w spółce stanowiącej przedmiot inwestycji, nie biorąc jednak na siebie odpowiedzialności operacyjnej, a i to pod warunkiem, że współudziałowiec lub operator inwestycji ma wysokie kompetencje operacyjne” – mówił Grendowicz. PIR, zgodnie z założeniami, mamy zatrudniać od 20 do 30 osób jako „niezwykle lekka i niewielka struktura” i nie będzie w niej „ani jednej zbędnej osoby”. Aby proces inwestycyjny był profesjonalny spółka stosuje wieloetapowe zatwierdzanie w myśl zasady „3 razy tak”: na poziomie zarządu, komitetu inwestycyjnego, powołanego specjalnie dla określonego projektu, a następnie pełnej rady nadzorczej. Jeżeli na którymkolwiek z tych etapów będzie decyzja negatywna, projekt nie uzyska akceptacji.

Plany, plany

Najważniejsze obecnie prace koncentrują się nad strukturyzacją 34 projektów bezpośrednich „a właściwie już nawet więcej,

gdyż raz na tydzień, przybywa nowy projekt”. Co ciekawe, im szersza akcja informacyjna o PIR, tym wyższa jakość prezentowanych projektów. Z grupy 34 analizowanych projektów bezpośrednich i 2 pośrednich wybrane zostaną te, które rokuje najlepiej. Wszystkie muszą spełniać założenia polityki inwestycyjnej „co do sektorów, segmentów i obszarów w ramach tych segmentów”. Grendowicz podkreślał, iż dynamika rozpatrywania spraw, czyli to, który z projektów będzie zrealizowany najpierw, a który później, jest pochodną tego, jak dobrze są przygotowane. Bardzo dobrze przygotowane wskazują na pozycję nr 1 i PIR zajmuje się nimi od razu; prace nad projektami bardziej czasochłonnymi bądź opartymi na przetargach z ustawy o zamówieniach publicznych, będą trwać znacznie dłużej. Jednak prezes Grendowicz przyznaje, iż realizowanych zostanie nie więcej niż 20% projektów.

BGK – druga noga

Prezes BGK Dariusz Kacprzyk objaśnił postów, iż podstawowym zadaniem banku w projekcie Inwestycje Polskie jest funkcjonowanie w obszarze tzw. finansowania dłużnego. Zarówno PIR, jak i BGK, chcą być katalizatorem zdarzeń inwestycyjnych a nie „jedynymi podmiotami, które ewentualnie mają wykładać pieniądze na budowę gospodarki w Polsce”. Chodzi nie tylko o kredyty, których bank bezpośrednio udziela, ale także o wsparcie dla działalności kredytowej przez inne banki. Dobrym sposobem finansowania są emisje obligacji i „te bardzo aktywnie realizujemy”; maksymalny limit zaangażowania inwestycyjnego wynosi obecnie 1,5 mld zł. „Tyle możemy zaangażować, jeśli chodzi o działalność w jakiegokolwiek formie dłużnej, czy to poprzez kredyty, obligacje czy też gwarancje udzielone danej grupie kapitałowej”. Jest to skutek bardzo znaczącego podniesienia kapitału BGK, choć na dzisiaj jego poziom, nawet „lewarowany razy 10”, da zaangażowanie ok. 70 mld zł. Co prawda wstępnie mowa była o finansowaniu dłużnym nowych inwestycji kwotą 40 mld zł, ale zdaniem Kacprzyka to „tylko kropla w morzu potrzeb gospodarki polskiej”. Szacuje się, że taką kwotę na infrastrukturę powinniśmy wydawać rocznie, a nie w całym okresie. Prezes podał, że finansowanie w wysokości 1 mld zł, którego BGK udzieliło na potrzeby inwestycji realizowanych przez TAURON SA jest „dłuższe niż najdłuższe, jakie dotąd uzyskiwano nawet z Europejskiego Banku Inwestycyjnego”. Pozwoliło na zawarcie tego samego dnia przez TAURON umowy na 5 mld zł z innymi bankami. „To pokazuje, że dla tak dużych przedsięwzięć na pewno nie

wystarczy mocy na poziomie 1,5 mld zł i zawsze BGK będzie szukać współpracy z innymi bankami”. Ważna jest tu skuteczność w przekonywaniu partnerów do nowych projektów. „Spodziewam się, że w ciągu miesięcy jesiennych wartość wzrośnie do 2 mld zł zawartych nowych umów”, BGK sfinansuje m.in. średniej wielkości projekt energetyczny i projekt infrastruktury transportowej. Prezes Kacprzyk ma na swoim biurku bardzo wiele projektów średniej wielkości, a cel, jaki na koniec 2013 roku BGK wyznaczył, to 8 mld zł podjętych środków. Z tej kwoty tylko część będzie już wykorzystana jako kredyt tzw. pociągnięty, gdyż projekty mają harmonogramy realizacji i część środków będzie wykorzystywana w latach 2014/15. Prezes Kacprzyk jako pewną podstawę do optymizmu inwestycyjnego podał program kredytów de minimis, skierowanych do małych i średnich przedsiębiorstw, z którego przez pół roku skorzystało 20 tys. przedsiębiorców. Aż 90% firm odpowiedziało, że dzięki programowi ustabilizowały swoją sytuację finansową, ponad 88%, że utrzymały lub poprawiły swoją sytuację rynkową.

Pytanie o priorytety

Poseł Marek Suski (PiS), zapytał o zapowiedzi budowy elektrowni gazowych, gazociągów i magazynów gazu, a także o zaangażowanie w eksploatację węglowodorów. Niepokojące jest, iż na liście priorytetów najważniejsze miejsce zajmuje infrastruktura komunikacyjna, angażująca aż 30% środków. Tymczasem gaz oraz jego infrastruktura przesyłowa, „wymieniana w tych priorytetach jako główne zadania”, właściwie się nie pojawia, a jak już to 2 – 3%. Jednak samą koncepcję powołania państwowego funduszu inwestycyjnego, jako pomysłu wykorzystania kurczących się zasobów Skarbu Państwa, ocenił pozytywnie – „choć część moich kolegów miała tu nawet inne zdanie”. Wiceminister Tamborski zapewnił, że priorytety się nie zmieniły i w dalszym ciągu są równorzędne. „Kolejność nie ma tu znaczenia, czy to energetyka, czy gaz, zagospodarowanie złóż, porty, infrastruktura kolejowa, drogowa, samorządowa czy też przemysł, czyli infrastruktura przemysłowa i telekomunikacyjna”. Jedyne, to szybko należy zacząć odbierać zaległości, skoro CDC, francuski odpowiednik PIR został powołany w... 1816 roku. „Mamy co robić i zaległości nadrobimy” – skończył Tamborski.

Jerzy Papuga

Siarka w gazie



Oddział w Zielonej Górze

Wychodząc naprzeciw wymaganiom norm dotyczących jakości gazu ziemnego Laboratorium w Zielonej Górze wprowadza nowe metody badań. Jedną z nich jest oznaczanie związków siarki w gazie ziemnym.

Laboratorium zakupiło nową aparaturę – chromatograf gazowy firmy Agilent Technologies 7890A w 2011 r. Proces walidacji metody Oznaczania związków siarki metodą chromatografii gazowej został przeprowadzony w 2012 r. Z końcem stycznia br. wdrożono do badań metodę, dzięki której możemy oznaczać związki siarki w gazie ziemnym.

Wykorzystując metodę chromatografii gazowej Laboratorium w Zielonej Górze oznacza następujące związki siarki:

- siarkowodór (H_2S),
- tlenosiarczek węgla (COS),
- merkaptany (metylowy, etylowy, propylowy, butylowy),
- siarczki (dimetylowy DMS, dietylowy DES, metyloetylowy MES),
- tetrahydrotiofen (THT, C_4H_8S).



Oznaczanie związków siarki w gazie ziemnym odbywa się przy użyciu chromatografu gazowego firmy Agilent Technologies 7890A. Fot. Włodzimierz Barański

Metoda ta oparta jest na chromatografii gazowej z zastosowaniem kolumny kapilarnej i selektywnego (ukierunkowanego na związki siarki) detektora PFPD zgodnie z normą międzynarodową PN-EN ISO 19739. Działanie stosowanego detektora PFPD polega na takim ustawieniu źródła zapłonu i przepływu gazu ulegającego spalaniu, że nie jest utrzymywany stały płomień. Zainicjowany płomień rozprzestrzenia się wzdłuż detektora spalając próbkę, a następnie ulega samowygaszeniu po zużyciu palnej mieszaniny, wytwarzając jednocześnie impuls emitowanego światła. Heteroatomy takie jak siarka czy azot są charakteryzowane specyficznym dla określonego pierwiastka czasem opóźnienia promieniowania, pojawiającego się po wygaszeniu pulsacyjnego płomienia. Zastosowane w detektorze PFPD urządzenia elektroniczne i odpowiednie filtry (chronione

patentem) przepuszczające dane pasmo, pozwalają na zaobserwowanie sygnału tylko podczas emisji badanego pierwiastka, uzyskując w ten sposób optymalną selektywność. Dzięki odpowiedniej budowie detektora PFPD związki siarki nie są tłumione przez węglowodory znajdujące się w próbce gazu ziemnego (jak to miało miejsce w przypadku zastosowania klasycznego detektora FPD), co wpływa na zwiększenie czułości metody.

Więcej informacji na temat badań wykonywanych przez Laboratorium w Zielonej Górze znajdą Państwo na stronie internetowej Oddziału – www.pgnig.pl/zielonagora – O nas – Laboratorium.

Damian Świercz
Laboratorium
Oddział w Zielonej Górze

Certyfikat na międzynarodowy standard BHP

Oddział w Zielonej Górze kolejny raz został poddany audytowi zewnętrznemu, który przeprowadziła Jednostka Certyfikująca TÜV NORD. Audytorzy oceniali funkcjonowanie Systemu Ochrony Zdrowia i Środowiska, Bezpieczeństwa Pracy zgodnie z przyjętymi standardami ISO 14001 oraz OHSAS 18001.

Jednostka certyfikująca podtrzymała obowiązujący w Oddziale Certyfikat ISO 14001 z zakresu ochrony środowiska oraz przyznała po raz pierwszy Certyfikat OHSAS 18001 z zakresu bezpieczeństwa i higieny pracy. Audy-

torzy wysoko ocenili wypracowane przez nas praktyki z obszaru wymagań Operatorskiego Systemu Bezpieczeństwa HSE PGNiG SA, tj. np. udokumentowane ryzyko miejscowe, wizualizacja i promocja zagadnień BHP i ochrony środowiska poprzez plakaty, ulotki, cele wyznaczone metodą Smart, zaangażowanie pracowników w zgłaszanie Wniosków Poprawy Bezpieczeństwa oraz audyty behawioralne.

Edyta Dudkowiak
Pełnomocnik ds. SZ/Koordynator
ds. Systemu Bezpieczeństwa HSE



Podsluchując gaz



Oddział w Zielonej Górze

Dla gazociągów wysokiego ciśnienia DN 300 relacji Mieszalnia Gazu Kłodawa - KRNIGZ Lubiatów - Terminal Ekspedycyjny Wierzbno - Węzeł Sątopy uruchomiono we wrześniu, będący nowinką w naszym kraju, akustyczny system detekcji nieszczelności LDS.

System LDS ma za zadanie wychwycić i zlokalizować ewentualny wyciek gazu z gazociągu. Jedną z jego największych zalet jest to, że może być stosowany na rurociągach z praktycznie każdym medium. W wyznaczonych punktach gazociągu zamontowane są przetworniki akustyczne, które podłączone są do urządzeń wykonawczych WaveAlert. Za pomocą światłowodowej linii telemetrycznej wybudowanej wzdłuż gazociągów komunikują się one z głównym sterownikiem o nazwie MasterCom, który wraz z serwerem LDS zamontowane są na Ośrodku Centralnym KRNIGZ Lubiatów.

Zasada działania systemu LDS jest bardzo prosta. Wyciek powstaje najczęściej przez mechaniczne uszkodzenie ściany rurociągu. Ciśnienie wewnętrzne uwolnione w tym momencie wywołuje falę akustyczną, która rozchodzi się po rurociągu w obu kierunkach. System określa lokalizację wycieku na podstawie różnicy czasów dotarcia sygnałów akustycznych do odpowiednich przetworników akustycznych zamontowanych na monitorowanym odcin-

ku gazociągu. Wraz z informacją o prędkości rozchodzenia się fali akustycznej w danym ośrodku, którym jest w tym przypadku rurociąg z gazem, daje podstawę do obliczenia miejsca wycieku. Bardzo ważna jest synchronizacja czasu rzeczywistego we wszystkich urządzeniach. Odbyna się ona za pomocą systemu GPS. Na podstawie danych wejściowych serwer LDS oblicza miejsce wycieku. Na monitorze w systemie SCADA mamy możliwość na bieżąco podglądać stan systemu, alarmy i inne dane monitorowane przez system.

Z dokładnością do kilku metrów

Przetworniki akustyczne są w stanie wykryć najmniejsze nawet zmiany ciśnienia akustycznego. Największym problemem w systemach tego typu jest eliminacja fałszywych alarmów. Realizuje się ją poprzez zastosowanie odpowiednich

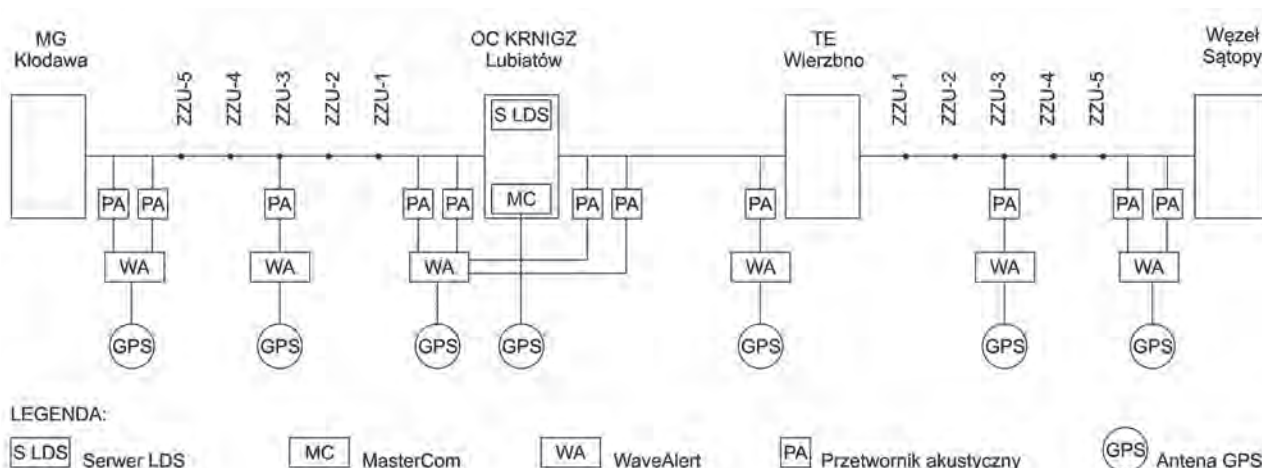
filtrów oraz cyfrowych pasm przepustowości. W czasie kalibracji systemu oraz testów funkcjonalnych dokonywaliśmy symulacji wycieku gazu poprzez kontrolowane upuszczanie gazu w wyznaczonych miejscach. Poprzez kryzy o odpowiednich średnicach za pomocą zaworów kulowych w sposób gwałtowny na kilkanaście sekund otwieraliśmy wypływ gazu z gazociągu. Po kalibracji i dobraniu odpowiednich parametrów pomiarów, akustyczny system detekcji nieszczelności lokalizował wyciek z dokładnością do kilku metrów. Przy łącznej długości zabezpieczonych w ten sposób gazociągów (ok. 130 km) to bardzo dobry wynik.

Skrót artykułu „Gaz na odsłuchu”, „Szejk” nr 3 (109) X 2013

Tomasz Klemenski
DESPOL-NET



Przetwornik akustyczny zamontowany na gazociągu. Fot. Tomasz Klemenski



Schemat blokowy urządzeń systemu LDS

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

Przed naszą erą na gazociągu do „Paproci”

W trakcie budowy gazociągu wysokiego ciśnienia DN300 relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzбно – KGZ Paproć wystąpiła konieczność przeprowadzenia badań archeologicznych zgodnie z obowiązującym w Polsce prawem, a zwłaszcza z Ustawą o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami.

AZP i badania powierzchniowe

Trasa inwestycji przebiegała przez tereny województwa lubuskiego (gminy Przytoczna i Pszczew) i wielkopolskiego (gmina Miedzichowo i Nowy Tomyśl). Jej długość wynosiła 54,6 tys. metrów. Badania archeologiczne prowadzono w kilku etapach. Najpierw przeprowadziliśmy rozpoznanie istniejących źródeł. Stwierdzono, że na trasie gazociągu i w jego bezpośrednim sąsiedztwie znajduje się 19 stanowisk archeologicznych, zlokalizowanych wcześniej w ramach prowadzonego w Polsce programu badawczo-konserwatorskiego, tzw. AZP – Archeologiczne Zdjęcie Polski.

Następnym etapem było przeprowadzenie archeologicznych badań powierzchniowych. Polegają one na sprawdzeniu w terenie trasy inwestycji (w tym wypadku w pasie po 50 m od osi gazociągu) przez ekipy archeologiczne, które zbierają z ziemi świadectwa obecności ludzkiej, z reguły w postaci fragmentów ceramiki, czasami narzędzi krzemiennych czy kamiennych, a czasami przedmiotów metalowych. Tak sprawdzamy, czy stanowiska już wcześniej

oznaczone faktycznie wchodzą w kolizję z inwestycją i w jakim zakresie) oraz poszukujemy nowych stanowisk.

Nowe stanowiska na trasie

W wyniku archeologicznych badań powierzchniowych odkryto pięć nowych stanowisk, w tym cztery znajdujące się bezpośrednio w pasie kolizji: Zielomyśl i Świechocin oraz jedno w jej bezpośrednim sąsiedztwie – Nowa Róża. Ponadto pozytywnie zweryfikowano 13 stanowisk archiwalnych. Obecności sześciu stanowisk archeologicznych nie mogliśmy potwierdzić, ponieważ były one położone na terenach niedostępnych (las, nieużytki).

Na podstawie powyższych informacji do archeologicznych badań ratowniczych wytypowano 17 stanowisk, które bezpośrednio wchodziły w kolizję z inwestycją. Ich łączna powierzchnia wynosiła 205 arów. Natomiast do nadzorów archeologicznych przeznaczono te rejon gazociągu, które znajdowały się w bezpośrednim sąsiedztwie pięciu stanowisk archeologicznych. Pomimo tych szczególnych zastrzeżeń nadzór archeologiczny prowadzono podczas odhumusowania na całej trasie gazociągu, gdyż całkowitą pewnością, że na danym terenie obiekty archeologiczne znajdują się bądź nie, można uzyskać dopiero po odkryciu wierzchnich warstw ziemi. Ze względu na możliwość natrafienia na niewybuchy z okresu ostatnich działań wojennych całą trasę przyszłego gazociągu przed rozpoczęciem prac ziemnych poddano nadzorowi saperskiemu.

Dawne osadnictwo

Kolejne etapy badań archeologicznych, tj. nadzór i archeologiczne badania ratownicze, prowadzono równocześnie. W wyniku prowadzenia nadzoru nad odhumusowaniem odkryto dwa nieznane dotąd stanowiska archeologiczne, położone w województwie lubuskim: Zielomyśl, stan. 13 i 14. Niestety, z 17 stanowisk archeologicznych przeznaczonych do archeologicznych badań ratowniczych tylko na ośmiu natrafiono na pozostałości dawnego osadnictwa. Ich zasięgi, które były ustalane na podstawie badań powierzchniowych w rzeczywistości okazały się mniejsze i nie obejmowały pasa inwestycji.

W województwie lubuskim stanowiska archeologiczne zgrupowane były wokół miejscowości Zielomyśl i Szarcz. Na trzech z nich (Zielomyśl, stan. 11 i 13, Szarcz, stan. 5) odkryto ślady osadnictwa w formie kilku obiektów, dla których nie można było określić chronologii, ze względu na brak w ich wypełniakach materiału



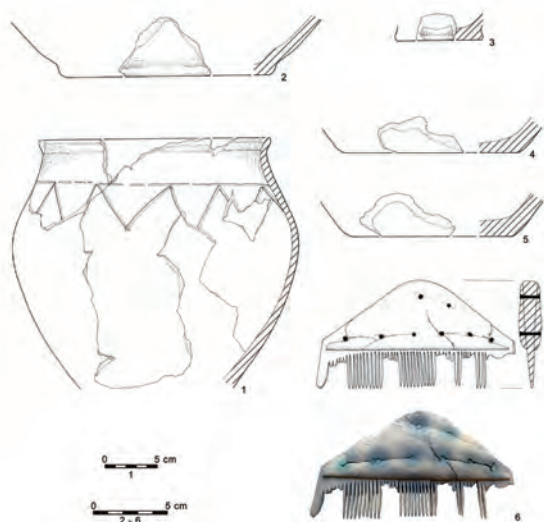
Oddział w Zielonej Górze

PGNiG SA zleciło wykonanie badań archeologicznych konsorcjum firm: *Pracownia Archeologiczno-Konserwatorska Alina Jaszewska* z Zielonej Góry (Lider) oraz *Pracownia Archeologiczno-Konserwatorska i Architektoniczna ATTYKA Grzegorz Jaworski* z Lwówka Śląskiego. Badania wykonywali archeolodzy z wieloletnim doświadczeniem: Ewa Pawlak, Sławomir Kałagate, Piotr Wawrzyniak i Hubert Augustyniak.

zabytkowego, a także funkcji – poza ogólnym stwierdzeniem, że były to jamy. Na trzech kolejnych stanowiskach (Zielomyśl, stan. 12 i 14, Szarcz, stan. 2) zarejestrowano pozostałości osadnictwa charakterystyczne dla okresu wpływów rzymskich (od I w. n.e. do IV w. n.e.). Po przeanalizowaniu zabytków archeologicznych wydobytych z obiektów stwierdzono, że osada w Szarczu, stan. 2, była zasiedlona przez ludność kultury wielbarskiej, która migrowała tu z terenów Pomorza w czasie od poł. II do poł. III w. n.e. Wśród obiektów archeologicznych odnotowano pozostałości obiektów mieszkalnych – ziemianek, palenisk, dołów postępujących, a na stanowisku w Szarczu odkryto również tzw. wapiennik – piec służący do wypalania wapna. Warto także zaznaczyć, że z tego ostatniego stanowiska pochodzi dobrze zachowany grzebień kościany, datowany na III w. n.e.

700 lat przed naszą erą

W województwie wielkopolskim na czterech stanowiskach archeologicznych stwierdzono obecność śladów dawnego osadnictwa. Na trzech z nich (Sątopy, stan. 16 i 29, Kozielaski, stan. 31) zarejestrowano jedynie enigmatyczne pozostałości osadnictwa pradziejowego, nowożytnego i o nieokreślonej chronologii. Z pewnością najciekawszym stanowiskiem była osada ludności kultury łużyckiej w Sątopach, stan. 24. Gazociąg naruszył wschodnie rubieże tej osady, na których zarejestrowano 57 mało charakterystycznych obiektów, głównie jam o nieokreślonej funkcji oraz relikty obiektu mieszkalnego – półziemianki. Na podstawie znajdującego się w nich materiału zabytkowego – fragmentów ceramiki, chronologię tego osadnictwa ustalono na okres V epoki brązu, tj. lata 900-700 p.n.e.



Zabytkowy materiał ruchomy pozyskany w trakcie badań stanowiska (wybór), Szarcz, stan. 2, Rys. J. Kendelska. Fot. Piotr Wawrzyniak



Dokumentowanie odkrytych obiektów na stanowisku 14 Zielomysł. Fot. Hubert Augustyniak

Badania archeologiczne przeprowadzone w związku z budową nitki gazociągu wysokiego ciśnienia uzupełniły naszą wiedzę o odkrycia nowych stanowisk archeologicznych, pozwoliły również na zweryfikowanie stanowisk już znanych, zwłaszcza w zakresie ich faktycznego zasięgu. Również istotne dla nas są informacje, które nie potwierdzają obecności stanowisk archeologicznych, a co najmniej korygują ich dotychczasowe zasięgi. Pozwala to archeologom na uwzględnienie tych danych w analizie procesów osadniczych, jakie miały miejsce w zarówno pradziejach, jak i czasach historycznych.

Alina Jaszewska
Sławomir Kałagate

Z wizytą na kopalni



Oddział w Zielonej Górze

W ramach długofalowej współpracy pracowników PGNiG SA z lokalną społecznością na Pomorzu uczniowie ze szkół podstawowych w Sławoszyńcu, Lubocinie i Wierzchucinie uczestniczyli w edukacyjnych wycieczkach do Ośrodka Grupowego Dębki podlegającego KRNiGZ Żarnowiec.

Młodzież nie tylko zdobyła informacje na temat przemysłu naftowego, ale mogła również wykazać się zdolnościami dziennikarskimi, bio-



Zwycięzcy konkursu „Mistrz reportażu” Ola Grochowiak z SP w Sławoszyńcu otrzymała m.in. aparat fotograficzny z rąk inicjatorów przedsięwzięcia – wicedyrektor SP w Wierzchucinie Ludwika Cierockiej i kierownika KRNiGZ Żarnowiec Jacka Sławkiewicza. Dyplomy, nagrody i oprawę uroczystości przygotował Dział Komunikacji i Public Relations. Fot. Michał Burkowski

racę udział w konkursie „MISTRZ REPORTAŻU”. Pisemne relacje uczestników przesłane były wrażeniami i emocjami związanymi z wizytą na

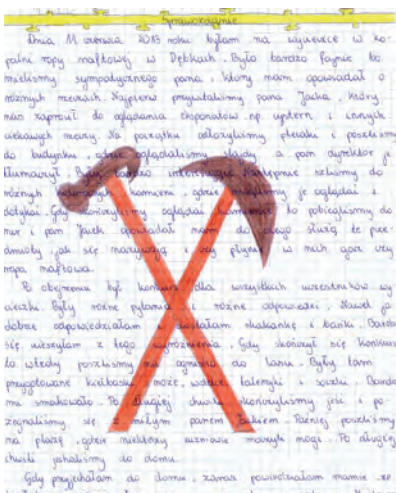
kopalni: „Do dziś jeszcze wspominam wybuch, do którego doprowadzili moi koledzy z klasy przy pomocy kierownika kopalni. Niesamowicie, co można uczynić bawiąc się tak skomplikowanymi urządzeniami” (Oliwia Liss). Uczniowie mogli odkryć właściwości ropy: „Przewodnik porównywał ropę naftową do „Pepsi-Coli”, gdyż płyny te mają podobne zabarwienie i po otwarciu butelki czy cysterny uwalnia się gaz. Pracownicy kopalni zaimponowali mi ogromną wiedzą na temat źródeł energii” (Aleksandra Grochowiak).

Zdobytą w praktyczny sposób wiedza z pewnością na długo zostanie w pamięci młodzieży. Nagrody i dyplomy wyróżnionym w konkursie wręczyliśmy podczas Dożynek Gminy Krokowa w Wierzchucinie 1 września, gdzie gościliśmy ze stoiskiem promocyjnym.

Magdalena Wajda
Oddział w Zielonej Górze



Na konkurs „Mistrz reportażu” wpłynęły 22 prace



W zgodzie z naturą



Naszym działaniom przyświeca troska o środowisko. Wydobywamy ropę naftową i gaz ziemny z polskich złóż, szanując prawa natury. Racjonalnie gospodarujemy zasobami, stale monitorujemy pracę kopalń i minimalizujemy nasz wpływ na otoczenie.

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



PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA



Jerzy
Zagórski

PGNiG SA podpisało umowę na sprzedaż ropy naftowej z kopalni Lubiatów

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA 4 listopada 2013 roku podpisało aneks do umowy na sprzedaż ropy naftowej firmie TOTS TOTAL OIL TRADING SA.



Aneks został podpisany na czas nieokreślony, a wartość umowy po podpisaniu aneksu dla okresu listopad 2013 - grudzień 2015 wynosi ok. 1,4 mld zł. Surowiec będzie dostarczany z kopalni Lubiatów i Dębno. Dostawy będą realizowane transportem rurociągowym poprzez Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” S.A.

Podpisanie aneksu pozwoli na włączenie ropy z kopalni Lubiatów do dostaw realizowanych na rzecz TOTS TOTAL oraz zwiększy elastyczność wzajemnej współpracy. Zawarty aneks aktualizuje podpisaną przez obie firmy w grudniu 2009 roku umowę na sprzedaż ropy naftowej.

Krajowe wydobywanie ropy naftowej realizowane jest przez Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG SA. Całkowite krajowe wydobywanie ropy naftowej i kondensatu w trzech kwartałach 2013 roku, według szacunkowych danych, wyniosło prawie 600 tys. ton. Natomiast wydobywanie realizowane na podstawie koncesji zagranicznych, przez PGNiG Upstream International, wyniosło w tym okresie ok. 189 tys. ton.

Kopalnia ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów – największa inwestycja w branży wydobywczej w Polsce w ciągu ostatnich lat – została oficjalnie otwarta 29 lipca 2013 r. Produkcja ropy Lubiatów pozwoli na zwiększenie krajowego wydobycia ropy naftowej i kondensatu w PGNiG z obecnych ok. 500 tys. ton do ok. 800 tys. ton rocznie.



Marcin
Zachowicz

Pierwszy animator na rynku gazu TGE

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisało umowę z Towarową Giełdą Energii umożliwiającą pełnienie funkcji animatora. Do zadań spółki należeć będzie utrzymywanie płynności poprzez stałe składanie zleceń kupna i sprzedaży na Rynku Terminowym Towarowym gazu (RTTg) zgodnie z warunkami określonymi przez giełdę.

Celem działalności tzw. market makera jest utrzymanie płynności obrotu w taki sposób, by możliwie duża liczba transakcji dochodziła do skutku. Efektem takiego działania jest zwiększenie płynności na giełdzie, przez co podmioty uczestniczące w handlu paliwem mają możliwość realizacji swoich zleceń kupna i sprzedaży po cenach rynkowych. Poprzez zwiększenie koncentracji wolumenu na rynku, który jest transparentny i anonimowy, członkowie TGE mają jednakowy wpływ na wysokość cen gazu, co jest niewątpliwą korzyścią dla uczestników rynku.

„Podpisanie umowy o animację rynku gazu na TGE jest kolejnym krokiem, który zbliża polski rynek tego surowca ku liberalizacji. Obecność animatora, zapewniającego stałe oferty kupna i sprzedaży gazu ziemnego, znacząco wpłynie na wzrost zaufania do rynku i poziom zainteresowania produktami oferowanymi na giełdzie gazu” – powiedział Jerzy Kurella, pełniący obowiązki prezesa Zarządu PGNiG S.A.

„Podejmujemy szereg działań, by powstający na TGE parkiet gazu stawał się dojrzalszy i funkcjonował na podobnych zasadach jak jego odpowiedniki na innych rynkach. Najważniejszym elementem procesu liberalizacji i powstania referencyjnej ceny jest zwiększanie płynności i przejrzystości. Obecność animatora na pewno się do tego przyczyni” – powiedział Ireneusz Łazor, prezes Zarządu Towarowej Giełdy Energii S.A.

Zgodnie z postanowieniami tzw. małego trójpaku, od 1 listopada br. istnieje możliwość bezpośredniego udziału zainteresowanych przedsiębiorstw w giełdowym rynku gazu. Do tej pory spółki obrotu i odbiorcy mogli działać

jedynie za pośrednictwem domów maklerskich. W ostatnich dniach Towarowa Giełda Energii wprowadziła również możliwość zawierania transakcji na Rynku Terminowym Towarowym w zakresie instrumentów terminowych na gaz w systemie aukcji.



PGNiG SA podwaja sprzedaż i wydobywanie ropy naftowej w trzech kwartałach 2013 roku

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA podwoiło sprzedaż ropy naftowej do 705 tys. ton w trzech kwartałach 2013 roku z 352 tys. ton w analogicznym okresie ub.r. Wydobywanie ropy wzrosło ponad dwukrotnie do 789 tys. ton w trzech kwartałach 2013 r. z 353 tys. ton w analogicznym okresie ub.r. Tak znaczący wzrost wydobycia i sprzedaży ropy naftowej jest wynikiem uruchomienia produkcji z dwóch kluczowych inwestycji – kopalni LMG oraz Norweskiego Szelfu Kontynentalnego.

W trzecim kwartale 2013 r. sprzedaż ropy naftowej wzrosła dwukrotnie do 255 tys. ton ze 129 tys. w analogicznym okresie 2012 r. Natomiast wydobywanie ropy naftowej wzrosło w trzecim kwartale br. o 150% do 327 tys. ton ze 129 tys. ton w trzecim kwartale 2012 r.

Sprzedaż gazu ziemnego wzrosła do 11,7 mld m sześć. w trzech kwartałach 2013 r., wobec 10,5 mld m sześć. sprzedanych rok wcześniej, w tym o blisko 900 mln m sześć. zwiększyła sprzedaż spółka PGNiG Sales & Trading, co świadczy o jej dynamicznym rozwoju. Wydobywanie gazu w trzech kwartałach 2013 r. wyniosło 3,4 mld m sześć. wobec 3,2 mld m sześć. w analogicznym okresie 2012 r., głównie na skutek uruchomienia wydobycia w Norwegii.

Sprzedaż gazu ziemnego w trzecim kwartale 2013 r. wzrosła do 3 mld m sześć. z 2,5 mld m sześć. w analogicznym kwartale ub.r. Wydobywanie gazu ziemnego wyniosło 1,1 mld m sześć. w trzecim kwartale 2013 r. wobec 1 mld m sześć. w analogicznym kwartale 2013 r.

Import gazu ziemnego w trzech kwartałach 2013 r. wyniósł 8,2 mld m sześć. gazu w tym z kierunku wschodniego – 6,9 mld m sześć. W trzecim kwartale 2013 r. import wyniósł 2,3 mld m sześć. w tym z kierunku wschodniego – 1,9 mld m sześć.

Na koniec dnia 30 września 2013 r. w podziemnych magazynach gazu wysokometanowego znajdowało się ok. 2,5 mld m sześć. gazu wraz z uwzględnieniem zapasu obowiązkowe-

go będącego w gestii Ministerstwa Gospodarki.

Sprzedaż ciepła PGNiG Termika wyniosła 27,64 PJ w trzech kwartałach 2013 r. wobec 25,97 PJ w analogicznym okresie 2012, a jej sprzedaż energii elektrycznej wyniosła 2,58 TWh wobec 2,43 TWh w analogicznym okresie 2012 r. Sprzedaż ciepła PGNiG Termika wyniosła 3,37 PJ w trzecim kwartale 2013 r. wobec 2,75 PJ w analogicznym kwartale 2012 r., a jej sprzedaż energii elektrycznej wyniosła 0,44 TWh w trzecim kwartale 2013 r. wobec 0,40 TWh w analogicznym kwartale 2012 r.

Dane za trzy kwartały oraz trzeci kwartał 2013 r. są szacunkowe i mogą różnić się od danych ostatecznych, które zostaną przedstawione 14 listopada 2013 r. podczas publikacji wyników finansowych.

Zespół prasowy PGNiG SA

Potencjał zasobów ropy zamkniętej na świecie

Analiza 148 rejonów roponośnych przeprowadzona przez firmę konsultingową IHS wskazuje na duże znaczenie zasobów ropy zamkniętej. Jako strefy o największej perspektywności wytypowano 23 rejony i ich technicznie wydobywalne zasoby ropy zamkniętej są szacowane na 23,8 mld t, natomiast zasoby we wszystkich pozostałych badanych rejonach wynoszą 40,8 mld t ropy zamkniętej. W poprzednim studium IHS ocenił wydobywalne zasoby ropy zamkniętej w Ameryce Północnej na 5,8 mld t, nic więc dziwnego, że zdaniem autorów prezentowane liczby zapowiadają następną rewolucję w produkcji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych, podobną do przełomu, jaki nastąpił po rozpoczęciu na szeroką skalę wydobywania gazu z łupków w USA.

Najbardziej znane formacje z ropą zamkniętą to jurajskie i kredowe łupki Vaca Muerta w Argentynie, łupki sylurskie w Afryce Północnej i łupki Bażenow (górną jurę-dolną kreda) w zachodniej Syberii. Steve Trammel, dyrektor IHS ds. badań, zastrzega jednak, że bardziej wiarygodne szacunki przemysłowego potencjału omawianych stref będą możliwe dopiero po wynikach wierceń i odniesieniu do miejscowego zapotrzebowania na paliwa, dostępności nowoczesnych urządzeń wiertniczych i usług serwisowych oraz warunków terenowych. Z kolei postępy w rozpoznaniu i technologii opróbowania i dowiercania złóż ropy zamkniętej mogą rozszerzyć listę rejonów

o wysokiej perspektywności poza 23 rejony wymienione w studium. Jednak dotychczasowe doświadczenia z USA i wielkość zasobów, nawet w wariantcie najbardziej ostrożnym, wskazują, że jest to perspektywa dostępu do nowych, obfitych źródeł węglowodorów.

Doniesienia koncernu Repsol na temat sukcesów w rozpoznaniu akumulacji ropy i gazu w łupkach na Saharze są uzupełnieniem informacji IHS. Dyrektor Repsolu ds. geologii, Eduardo Negri powiedział, że Tunezja, Algieria i Libia mogą być największym po USA obszarem poszukiwań i eksploatacji gazu z łupków.

Dyskusja o gazie z łupków w Niemczech

W opublikowanym w ub. roku opracowaniu *Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe* w Hanowerze podano, że zasoby geologiczne gazu z łupków wynoszą 13 bln m³. Przy założeniu, że 10% tej wielkości stanowią zasoby wydobywalne, jest to 1,3 bln m³ gazu – wielokrotnie więcej niż zasoby konwencjonalne. Aczkolwiek instytut zastrzega, że są to dane tymczasowe, wymagające weryfikacji, to jednak zaznacza, że gaz z łupków mógłby zaspokoić krajowe zapotrzebowanie przez 10 lat. Tymczasem krajowe wydobycie gazu ziemnego w 2012 r. zmniejszyło się o 12%, a dane z pierwszego półrocza br. pokazują dalszy spadek o 10%, co oznacza zwiększenie uzależnienia od importu – już obecnie z zagranicy pochodzi 86% gazu. Dlatego też Rainer Seele, dyrektor generalny *Wintershall Holding GmbH*, spółki *BASF*, zainicjował dyskusję pytając, czy Niemcy mogą sobie pozwolić na całkowity zakaz wykorzystywania zasobów gazu zawartego w łupkach. Głównym powodem, na który powołują się przeciwnicy eksploatacji gazu z łupków jest stosowanie szczelinowania hydraulicznego. Jednak R. Seele przypomniał, że 1/3 gazu produkowanego obecnie w kraju jest wydobywana przy zastosowaniu szczelinowania, ponieważ jest to gaz zamknięty zakumulowany w bardzo zwiększonych skałach i nie zaobserwowano zagrożeń dla wód podziemnych. W sytuacji, gdy podjęto decyzję o wyłączeniu elektrowni atomowych do roku 2022, a odnawialne źródła energii takie, jak turbiny wiatrowe i panele słoneczne nie są konkurencyjne pod względem cenowym, uzyskanie dodatkowych ilości gazu, paliwa znacznie bardziej przyjaznego dla środowiska niż węgiel kamienny, jest ze wszech miar pożądane i zakaz szczelinowania jest niecelowy.

Pierwsza ropa ze złoża Kaszagan

Złoże Kaszagan odkryto w 2000 r., ale przemiany ustrojowe w następnych latach mocno skomplikowały prawa własności koncesji i dostępu do złoża. W pierwszej fazie zbudowano instalację na morzu i lądzie o zdolności produkcyjnej 24,5 tys. t/d ropy z 20 odwiertów. W drugim etapie ukończone zostaną pozostałe urządzenia, a liczba odwiertów wzrośnie do 40. Pozwoli to na zwiększenie wydobycia do 50 tys. t/d ropy. Początkowo połowa wydobywanego gazu będzie ponownie zatłaczana do złoża.

Zasoby geologiczne złoża Kaszagan położonego w północnej części Morza Kaspijskiego, ok. 80 km od lądu, są szacowane na 4,7 mld t ropy, zasoby wydobywalne ocenia się na 1,2-1,7 mld t ropy. Skały zbiornikowe to utwory górnego dewonu i środkowego karbonu, miąższość interwału roponośnego przekracza 1000 m, jego strop znajduje się na głębokości 4200 m. Ponieważ są to wapienie o słabych parametrach porowatości i przepuszczalności, współczynnik szczypania jest niski, w granicach 15-25%. Ropa o gęstości 0,8016 g/cm³ (45° API) należy do gatunku rop kwaśnych ze względu na zawartość 19% H₂S. Kaszagan wraz z 4 złożami towarzyszącymi zajmuje powierzchnię 5500 km². Inwestycję realizuje *North Caspian Sea PSA Consortium* (*KazMunaiGas*, *ConocoPhillips*, *ENI*, *ExxonMobil*, *Inpex*, *Shell* i *Total*). Rozpoczęcie eksploatacji opóźniało się, ale ostatecznie pierwsza ropa popłynęła 11 września br.

Nowe złożo ropy w pobliżu Nowej Funlandii

Statoil Canada wspólnie z *Husky Energy* prowadzi wiercenia w basenie Flemish Pass na północnym Atlantyku. Po pozytywnych wynikach wcześniejszych wierceń Harpoon i Mizzen uzyskano przyływ ropy w otworze Bay du Nord zlokalizowanym ok. 500 km na północny wschód od Nowej Funlandii, na wodzie o głębokości 1100 m. Horyzont roponośny w skałach wieku jurajskiego wykazuje bardzo dobre parametry porowatości i przepuszczalności. Ropa jest z gatunku rop średnich, o ciężarze 0,8550 g/cm³ (34° API). Obecnie łączne zasoby wydobywalne basenu Flemish Pass można szacować na 54 do

108 mln t ropy. Tim Dodson, wiceprezes *Statoil Exploration*, podkreślając znaczenie tego odkrycia dla perspektyw rejonu Flemish Pass zaznacza, że jest to obszar koncesyjny o powierzchni 8500 km² wymagający dalszych prac, w tym sejsmiki i kolejnych wierceń poszukiwawczych i rozpoznawczych.



Początek eksploatacji złoża Trebs-Titow na Nizinie Peczerskiej

Zespół złóż Trebs-Titow w nienieckim okręgu autonomicznym ma zasoby wydobywalne obliczane na 210 mln t ropy. Prezes *Łukoilu* Wagit Alekperow poinformował, że spółka *Baszneft-Polius* utworzona przez *Łukoil* i *Baszneft* rozpoczęła próbną eksploatację ropy ze złoża i do końca roku wydobyć osiągnie 300 tys. t. Nowa inwestycja wraz z terminalem Warandey jest istotną częścią zagospodarowania zasobów węglowodorów timańsko-peczerskiej prowincji naftowej. Zbudowano m. in. 40 km rurociągów, 80 km linii energetycznych, włączono do eksploatacji 12 odwiertów rozpoznawczych. Jak podaje *Łukoil*, łączne nakłady inwestycyjne w ramach projektu Trebs-Titow wyniosą 180 mld rubli (5,4 mld USD), w tym koszt opłaty koncesyjnej wynosi 18,5 mld rubli (560 mln USD). Osiągnięcie pełnej zdolności produkcyjnej zaplanowano na rok 2016, a do roku 2020 wydobyć ma dojść do poziomu 4,8 mln t ropy rocznie.



Najgłębszy gazociąg podmorski

Dotychczas najgłębszym gazociągiem był Medgaz z Algierii do Hiszpanii ułożony w 2011 r. na głębokości 2160 m. W tym samym roku powstał brazylijski gazociąg Lula-Mexilhao ułożony na głębokości 2145 m. Teraz najgłębszy gazociąg układany na dnie morskim powstanie w Zatoce Meksykańskiej. Eksploatacja złoża Stones w rejonie Walker Ridge będzie prowadzona ze statku FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), ale gaz musi być dostarczony na ląd i w tym celu należy zbudować podwodny gazociąg. Jednym z ważniejszych problemów technicznych jest głębokość wody – 2900 m. Projektantem i wykonawcą gazociągu i instalacji będzie firma *Technip* wybrana przez *Shell Offshore Inc.* Zakończenie inwestycji planowane jest w II kwartale 2014 r.



Głębokie sondowania sejsmiczne na Ukrainie i Białorusi

Regionalny profil sejsmiczny GEORIFT 13 Połtawa-Czernichów-Kalinkowice-Kopyl ma być pierwszym etapem programu poszukiwań węglowodorów. Profil przechodzi przez obszary, gdzie znajdują się ważniejsze białoruskie i ukraińskie złoża ropy i gazu, w tym przez zapadlisko dniewrowsko-donieckie i fleksurę Prypeci. Długość profilu wyniesie 650 km, z czego 340 km przypada na terytorium Ukrainy i 310 km na terytorium Białorusi. Koordynatorami programu wspólnych białorusko-ukraińskich badań geofizycznych są Instytut Geofizyki Narodowej Akademii Nauk Białorusi i Narodowa Akademia Nauk Ukrainy przy współpracy białoruskiego ministerstwa zasobów naturalnych i środowiska. Znaczny udział w wykonywaniu regionalnych głębokich sondowań sejsmicznych na Ukrainie ma Instytut Geofizyki PAN zaangażowany w te badania od 1997 r. Swój wkład w realizację programu mają również geofizycy z Danii, Niemiec i Finlandii (część aparatury pomiarowej zostanie wypożyczona przez uniwersytet w Kopenhadze).

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas&Oil Connections*, *belta*, *Hart's E&P*, *IHS*, *Łukoil*, *Offshore*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *Statoil*, *World Oil*.



LOTOS nabywa udziały w norweskich koncesjach i podwaja wydobyć

LOTOS Exploration & Production Norge, podmiot zależny spółki LOTOS Petrobaltic, zawarł umowę z Centrica Norge, podmiotem zależnym brytyjskiej spółki Centrica Plc., w sprawie nabycia udziałów w 14 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Nabywane aktywa obejmują złoża, na których prowadzone jest wydobyć ropy naftowej i gazu ziemnego, złoża o potwierdzonych zasobach, które mogą być zagospodarowane w przyszłości oraz obszary, na których ziden-

tyfikowano potencjalne zasoby węglowodorów, i które w przyszłości mogą być potwierdzone przez prace poszukiwawcze.

Umowa stanowi dla LOTOSU znaczący krok na drodze ku realizacji strategii rozwoju segmentu poszukiwań i wydobywania oraz radykalnie zmienia sytuację koncernu w zakresie dywersyfikacji aktywów wydobywczych. Celem strategicznym LOTOSU, w perspektywie do 2015 r., jest osiągnięcie wielkości wydobywania węglowodorów rzędu 1,2 mln ton rocznie (24 tys. boe/d).

Wartość transakcji wynosi 175,8 mln USD, z czego 80 mln USD (45%) zostanie sfinansowane bezgotówkowo – z przepływów pieniężnych z 2013 r., poprzez wykorzystanie tarczy podatkowej Yme. Transakcja w perspektywie roku 2016 pozwoli na odzyskanie 2/3 posiadanej przez LOTOS tarczy podatkowej.

Dzięki wykorzystaniu możliwości, jakie daje norweski system podatkowy, całość zapłaconej za pakiet złóż ceny powinna zwrócić się na przełomie 2014 i 2015 roku.

Zamknięcie i rozliczenie transakcji planowane jest na grudzień 2013 r. Transakcja wymaga zgody norweskich organów administracyjnych.

Ta inwestycja dowodzi naszego konsekwentnego zaangażowania w kierunku budowania silnej pozycji LOTOSU – mówi Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A. – Wpisuje się w strategię, która przewiduje rozwój aktywów wydobywczych oraz stałe poszerzanie portfela koncesji. Doceniamy również możliwość współpracy biznesowej z tak renomowanymi międzynarodowymi partnerami, jak Statoil (operator złoża Heimdal), Centrica czy Total.

Dla LOTOSU jest to kolejny istotny krok (po zawartym w marcu br. porozumieniu między spółkami Talisman Energy i SBM Offshore) do odzyskania wszystkich środków zainwestowanych w projekt Yme.

– Dzięki tej transakcji LOTOS podwaja wolumen wydobywania węglowodorów oraz powiększa rezerwy i zasoby zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego – komentuje Zbigniew Paszkowicz, wiceprezes ds. poszukiwań i wydobywania Grupy LOTOS S.A. i prezes zarządu LOTOS Petrobaltic.

Wydobyć w Norwegii (przypadające na przejęte przez LOTOS udziały) kształtuje się na poziomie ok. 240 tys. toe rocznie (5 tys. boe/d), z czego 70% stanowi gaz ziemny, a 30% kondensat (lekka ropa naftowa). Dodatkowo, w wyniku nabycia udziałów w koncesjach norweskich, zasoby LOTOSU zwiększyły się o 9 mln boe w zakresie zasobów eksploatacyjnych potwierdzonych i prawdopodobnych (2P reserves) oraz o 31 mln boe w zakresie zasobów warunkowych wg najlepszego szacunku (2C contingent resources). Dla porównania, w 2012 r.

LOTOS wydobyl 265 tys. ton ropy naftowej (ok. 5,4 tys. bbl/d), a jego aktualne potwierdzone rezerwy (2P reserves) ropy naftowej wynoszą 52,5 mln bbl.

W ramach transakcji LOTOS nabył udział na poziomie 5% w złożu Heimdal, które stanowi centrum przetwarzania i dystrybucji gazu ziemnego z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego. Ponadto transakcja obejmuje 30% udział w złożu Byggve/Skirne, 20% udział w złożu Atla oraz udział na poziomie 25,8% w złożu Vale – na wszystkich tych złożach prowadzona jest eksploatacja gazu ziemnego i kondensatu. LOTOS przejmie również następujące udziały w nowo odkrytych złożach: 10% udział w złożu FriggGammaDelta, 50% udział w złożu Fulla (włącznie ze statusem operatora) oraz 7,9% udział w złożu Rind. Zagospodarowanie tych obszarów koncesyjnych jest możliwe do 2020 r. lub w później.



Oszczędne i ekologiczne – nowe piece rafinerii LOTOSU

Trzy nowoczesne piece technologiczne zastąpiły ponad 35-letnie urządzenia instalacji produkcji benzyn oraz instalacji olejowej. Dzięki temu rafineria LOTOSU zmniejszyła zużycie energii oraz emisję zanieczyszczeń, a zwiększyła produkcję i bezpieczeństwo. Gdańska rafineria, uznana w rankingu Solomon Associates za najbardziej efektywną energetycznie rafinerię w Europie Środkowej i Południowej, uzyskała dzięki tym piecom dalszą poprawę efektywności.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

W nowych piecach wykorzystano najnowsze osiągnięcia technologiczne. Są wyposażone w system podgrzewania powietrza, który decyduje o wysokiej sprawności przekraczającej 90 proc., podczas gdy w starych była ona kilkanaście proc. niższa. Znacznie spadła, w porównaniu do starych pieców, emisja tlenków azotu – dzięki niskoemisyjnym palnikom. A także emisja dwutlenku węgla – dzięki temu, że nowe piece opalane są gazem ziemnym, a nie olejem opalowym.

– Dwa nowe piece instalacji 200 służącej do produkcji benzyn są nie tylko technicznie nowocześniejsze od zlikwidowanych, ale mają też wyższą wydajność – mówi Marek Herra, dyrektor produkcji. – Pozwoliło to zwiększyć moc przerobową tej instalacji ze 150 do 170 ton na godzinę.

Na instalacji wymieniono też półki w kolumnie destylacyjnej.

– Celem tej wymiany jest poprawa rozdzielności benzyny lekkiej i ciężkiej, co wpłynęło m.in. na wyższą jakość pracy naszych instalacji reformingu – komentuje dyrektor Herra.

Nakłady na modernizację kolumny szybko więc się zwróciły.

Nowe piece zwiększyły też bezpieczeństwo pracy instalacji i jej obsługi, dzięki automatyzmowi systemowi nadzoru płomienia, sterowania i rozbudowanemu systemowi zabezpieczeń podczas operacji zapalania palników. Zmniejszyły się również koszty eksploatacyjne dzięki mniejszemu zużyciu paliwa oraz niższemu opłatom za korzystanie ze środowiska.

Wymiana pieca na instalacji ekstrakcji furfuru – jednej z instalacji służących do produkcji olejów smarowych, przyniosła zwiększenie mocy przerobowej tej instalacji o ok. 10 proc. Nowy piec spowodował, podobnie jak piece instalacji 200, zmniejszenie zużycia paliwa oraz emisji spalin, w tym tlenków azotu. Nowoczesny system zabezpieczeń i systemy automatyki sprawiły, że piec jest bezpieczniejszy w obsłudze a system sterowania zapewnia optymalizację pracy zwłaszcza pod względem ograniczenia zużycia paliwa.

Warto dodać, że w miejscu budowy nowego pieca zagnieździły się chronione w Polsce ptaki drapieżne, pustułki. Gdy je odkryto, Grupa LOTOS, wspierana przez gdańskich ornitologów zdecydowała o przesunięciu o 3 tygodnie terminu zakończenia prac i uruchomienia pieca. Do tego czasu młode pustułki podrosły i odleciały. Małe ptaki wstrzymały wielką inwestycję, bo ekologia to dla LOTOSU priorytet.



LOTOS przedstawia wyniki za III kwartał

Grupa LOTOS w trudnych warunkach makroekonomicznych III kwartału br. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 7,8 mld złotych oraz wykazała zysk operacyjny na poziomie 340,8 mln zł.

Trzeci kwartał to wyraźne odbicie po trudnym pierwszym półroczu. Działania podejmowane w ramach programu „Efektywność i Rozwój 2013-15” przynoszą wymierne efekty. Poprawie uległa płynność finansowa spółki i zmniejszyło się jej zadłużenie. Wskaźnik relacji długu finansowego do kapitału własnego wyniósł 61,2% (-6,3 pp vs. 31 grudnia 2012 r.).

– LOTOS jest fundamentalnie coraz mocniejszą spółką. Pomimo trudnych warunków makroekonomicznych konsekwentnie realizujemy zatwierdzony w lipcu program „Efektywność i Rozwój 2013-15”. Już ma to odzwierciedlenie w tegorocznych wynikach finansowych. Szczególnie chodzi tu o segment poszukiwawczo-wydobywczy – podsumowuje Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A.

Wyniki nadal jednak pozostają pod presją pogarszających się marż z notowań kluczowych produktów, spadkowego trendu kursu dolara w stosunku do złotówki oraz spadku dyferencjału Brent/Ural. Dodatkowo warto zaznaczyć, że po pierwszych ośmiu miesiącach br. konsumpcja paliw motorowych w Polsce spadła o 6,7%. POPIHN upatruje przyczyn głównie w rozwoju szarej strefy w obrocie paliwami.

W III kw. na szczególną uwagę zasługuje 12,9% wzrost przychodów ze sprzedaży w handlu detalicznym (kw/kw). Po 9 miesiącach 2013 r. udział LOTOSU w krajowym rynku detalicznym paliw wyniósł 8,4% (+0,4 pp r/r). Realizację wysokiej dynamiki sprzedaży detalicznej umożliwił rozwój sieci stacji paliw LOTOS. Koncern zwiększył liczbę stacji do 416, czyli o 13% r/r, pozostając najszybciej rozwijającą się siecią stacji paliw w Polsce.

Wzrost aktywności poszukiwawczo-wydobywczej w Polsce i Norwegii

Na początku października br. LOTOS Petrolbaltic oraz Polskie Inwestycje Rozwojowe S.A. podpisały porozumienie dotyczące finansowania projektu zagospodarowania złoża ropy naftowej B8. Uruchomienie produkcji ze złoża planowane jest na koniec 2015 r. Jego potencjał wydobywczy szacuje się na 3,5 mln ton ropy. Rocznie z tego złoża LOTOS Petrolbaltic zakłada pozyskiwanie ok. 220 tys. ton ropy naftowej.

LOTOS Petrobaltic zmodernizował i uruchomił na złożu B3 platformę bezzałogową PG-1. W ten sposób wydobyte z tego złoża ma utrzymywać się do 2026 r. na stabilnym poziomie powyżej 100 tys. ton rocznie.

Tymczasem minister Środowiska udzielił spółce LOTOS Petrobaltic dwóch nowych koncesji na obszarze „Słupsk W” i „Słupsk E”. Oba obszary położone są w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku. Dodatkowo, w ramach współpracy z PGNiG realizowany jest proces zagospodarowania koncesji lądowych „Kamień Pomorski” i „Górowo Iławieckie”.

LOTOS Petrobaltic rozpoczął także badania sejsmiczne 3D na obszarze koncesji Gaz Południe. Na koncesji tej znajdują się akumulacje gazu ziemnego B21 i B16, potwierdzone otworami poszukiwawczymi. Po zakończeniu prac na koncesji Gaz Południe wykonane zostaną badania sejsmiczne 3D na koncesji Gaz Północ – na gazowych złożach B4 i B6 – należących do Baltic Gas – spółki LOTOS Petrobaltic i CalEnergy. Po potwierdzeniu opłacalności komercyjne uruchomienie produkcji przewidywane jest na lata 2016/17.

Jeszcze w tym roku zostaną przeprowadzone również badania sejsmiczne obiektów perspektywicznych położonych na obszarze koncesji Łeba i Rozewie oraz Sambia Wschód i Sambia Zachód.

W ramach rozwoju działalności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym spółka LOTOS E&P Norge złożyła wnioski o koncesje do Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego w ramach rundy licencyjnej APA 2013.

Gdańska rafineria wśród najlepszych na świecie

We wrześniu Solomon Associates, firmujący najważniejszy na świecie ranking w branży naftowej zaprezentowała wyniki rafinerii Grupy LOTOS S.A. w Gdańsku.

– Najlepszy wynik gdańska rafineria uzyskała w kategorii efektywności energetycznej – początek pierwszego kwartalu w rankingu światowym i pierwsze miejsce w Europie Środkowej i Południowej – wyjaśnia Marek Sokółowski, wiceprezes zarządu, dyrektor ds. produkcji i rozwoju Grupy LOTOS S.A. – Pozycję wśród najlepszych rafinerii na świecie zakład osiągnął również pod względem zwrotu z zaangażowanego kapitału oraz pod względem kosztów utrzymania ruchu i remontów.

W III kw. pełną sprawność osiągnęły nowe urządzenia, włączane w infrastrukturę rafineryjną w trakcie wiosennego postępu remontowego rafinerii, co pozwoliło poprawić efektywność energetyczną zakładu. M.in. sfinalizowano projekt instalacji odzysku gazów

zrzutowych, która zwraca gazy palne do zakładowej sieci gazu opałowego. To pozwala zmniejszyć roczne zakupy gazu ziemnego o ok. 5,5 tys. ton.

Biuro Komunikacji
Grupa LOTOS S.A.



Handlowe podsumowanie roku gazowego 2013

W skróconym 2013 roku gazowym 47 Klientów korzystało z usługi przesyłania gazu ziemnego krajowym systemem. GAZ-SYSTEM S.A. przetransportował 12,8 mld metrów sześć./ 158,4 TWh gazu.

Zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, przyjętej decyzją prezesa URE z dnia 24 lipca 2012 r., rok gazowy 2013 był krótszy niż standardowo: trwał wyjątkowo dziewięć miesięcy (od 1 stycznia 2013 do 30 września 2013). Spółka rozpoczęła go na zasadach dostosowanych do norm europejskich, dotyczących czasu trwania doby gazowej (godz. 6.00 – 6.00) oraz stosując do bilansowania handlowego jednostki energii (kWh).

Instrukcja wdrożyła nowy model kontraktowania usług w GAZ-SYSTEM S.A.: zawarcie nowej ramowej umowy przesyłowej sprowadza się do formalnej rejestracji, a rozbudowa umowy o przydział zdolności i przydział przepustowości dla konkretnych punktów wejścia i wyjścia może następować w dowolnym momencie i wedle potrzeb klienta. W 2013 roku gazowym GAZ-SYSTEM S.A. zawarł takich 98 aneksów. Zmieniony został również sposób zamawiania usługi dystrybucji i magazynowania gazu. Klienci zwracają się do operatorów o świadczenie usług, zaś techniczna współpraca operatorów została na nowo uregulowana w umowach międzyoperatorskich zawartych między Operatorem Systemu Dystrybucyjnego i Operatorem Systemu Magazynowania a GAZ-SYSTEM S.A. Ten sposób współpracy okazał się bardziej efektywny i pozwala elastycznie reagować na potrzeby przesyłowe klientów GAZ-SYSTEM S.A.

Zmiany wprowadzone na rynku gazu w poprzednim roku gazowym wpływają także na rozwój obrotu giełdowego gazem ziemnym. Wprowadzenie punktów wirtualnych, które rozdzieliło fizyczne przepływy gazu od

jego przepływu handlowego sprawdziło się w praktyce. Potwierdza to wzrost transakcji zawieranych na giełdzie gazu (do 574 GWh łącznie w roku gazowym 2013) oraz w punkcie wirtualnym OTC (dla rynku transakcji wzajemnych – do 15,26 TWh w roku gazowym 2013). Spółka otrzymuje również sygnały płynące od klientów zadowolonych z narzędzia umożliwiającego redukcję niezbilansowania przy użyciu zdolności na punktach wirtualnych.

W wyniku wprowadzonych przez GAZ-SYSTEM S.A. zmian w modelu rynku gazu wzrosło zainteresowanie klientów usługą przesyłową. Łącznie w roku gazowym 2013 GAZ-SYSTEM S.A. świadczył usługę przesyłania paliwa gazowego krajowym systemem przesyłowym i systemem gazociągów tranzytowych na podstawie 63 umów przesyłowych. GAZ-SYSTEM S.A. zaobserwował też wzrost samodzielności dużych odbiorców gazu ziemnego, którzy częściowo lub całkowicie przejęli prawa do przepustowości dotychczas zarezerwowanych dla ich dostawców. Podmioty te budują własne kompetencje dyspozytorskie i zakupowe.

Instrukcja wprowadziła również mechanizmy aukcyjne, poprzez które następuje obiektywna wycena przepustowości oferowanej w punktach systemu najchętniej wybieranych przez klientów. GAZ-SYSTEM S.A. przeprowadził pierwszą pilotażową sprzedaż przepustowości powiązanej w międzysystemowym punkcie lasów. Produkt powiązany oferowany na 3 kwartały roku gazowego 2013/2014 pozwolił nabyć moce jednocześnie w systemie przesyłowym niemieckiego operatora ONTRAS i w Krajowym Systemie Przesyłowym. Z możliwości tej skorzystały cztery podmioty, w tym trzy z Polski i jeden zagraniczny.

Łącznie GAZ-SYSTEM S.A. przetransportował dla swoich klientów 12,8 mld metrów sześć./158,4 TWh gazu, zaś dzięki usłudze wirtualnego rewersu oraz nowym możliwościom importowym na granicy polsko-niemieckiej i polsko-czeskiej możliwy był import gazu z kierunku zachodniego na poziomie 2,44 mld metrów sześć./ 27,4 TWh gazu ziemnego do Polski.

1 października 2013 r. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczął nowy rok gazowy, który potrwa do końca doby gazowej 30 września 2014 roku.

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy



Muzeum Gazownictwa w Paczkowie

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

Muzeum dysponuje nowoczesnie wyposażoną salą seminaryjno-szkoleniową i kameralnym salonikiem konferencyjnym. Na terenie Muzeum mogą się odbywać działania typu „światło i dźwięk”, koncerty lub spektakle plenerowe.

Do dyspozycji gości znajdują się także 4 komfortowe pokoje gościnne (10 miejsc noclegowych).



Muzeum Gazownictwa w Paczkowie



POLSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

www.psgaz.pl

MUZEUM GAZOWNICTWA W PACZKOWIE

48-370 Paczków, ul. Poczтова 6

tel. 77 431 68 34

e-mail: biuro@muzeumgazownictwa.pl

www.muzeumgazownictwa.pl



Stanisław Szafran



Kalendarium

7.11.2013 r. w biurze Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Rady Seniorów SITP NiG. Przedmiotem obrad było sprawozdanie z działalności Rady w okresie od X. 2012 do X. 2013 r. oraz nakreślenie i ustalenie planu pracy na rok 2014.

14.10.2013 r. w siedzibie PKN Orlen przy ulicy Bielańskiej w Warszawie odbyło się posiedzenie Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce. Przedmiotem obrad było przyjęcie programu działalności Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce na lata 2014-2016.

18.11.2013 r. w biurze Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa ZG SITP NiG.

19.11.2013 r. w Dziekanacie Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH odbyło się posiedzenie Kapituły Honorowej Szpady SITP NiG. Przedmiotem posiedzenia było rozstrzygnięcie Konkursu na najlepszych absolwentów Wydziałów: Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska oraz Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w roku 2013 i przeprowadzenie rankingu 10 najlepszych absolwentów na ww. Wydziałach. Na wstępie posiedzenia sekretarz generalny SITP NiG, a jednocześnie kanclerz Kapituły Honorowej Szpady SITP NiG, dr inż. Stanisław Szafran wręczył nominacje członkom Kapituły.

22.11.2013 r. w biurze Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się pierwsze posiedzenie Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów ZG SITP NiG. Na wstępie posiedzenia sekretarz generalny SITP NiG, dr inż. Stanisław Szafran, wręczył akty powołania członkom Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów. W trakcie obrad wybrano przewodniczącego, zastępcę przewodniczącego oraz sekretarza komisji. Opracowano zasady działania komisji oraz plan pracy na rok 2014.

23.11.2013 r. w Muzeum Podkarpackim w Krośnie odbyła się konferencja nt. „160 lat lampy naftowej. Wpływ nafty na postęp cywilizacyjny w drugiej połowie XIX wieku”.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Zdzisław Korona z oddziału w Zielonej Górze
w dniu 1.11.2013 r.

70 urodziny Alicja Jurczak z oddziału w Warszawie II
w dniu 4.11.2013 r.

70 urodziny Elżbieta Hliniak z oddziału w Warszawie II
w dniu 8.11.2013 r.

70 urodziny Julian Marona z oddziału w Krakowie
w dniu 12.11.2013 r.

75 urodziny Aniela Michońska-Przybyło z oddziału w Krakowie
w dniu 6.11.2013 r.

75 urodziny Jerzy Czerwiński z oddziału w Warszawie II
w dniu 16.11.2013 r.

80 urodziny Mieczysław Lewandowski z oddziału w Poznaniu
w dniu 29.11.2013 r.

85 urodziny Bolesław Zamojski z oddziału w Warszawie II
w dniu 11.11.2013 r.

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

Inauguracja roku akademickiego na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH

3 października 2013 r. odbyła się w auli Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie inauguracja roku akademickiego 2013/2014 na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH.



Dziekan Wydziału WNiG prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet i prorektor AGH prof. dr hab. inż. Zbigniew Kąkol w asyście dziekanów zaprzyjaźnionych wydziałów AGH: prof. dr hab. inż. Adama Pięstrzyńskiego – dziekana Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, prof. dr hab. inż. Jerzego Lisa – dziekana Wydziału Inżynierii Materiałowej i Ceramiki oraz prof. dr hab. inż. Piotra Czaji – dziekana wydziału Górnictwa i Geoinżynierii otwierają uroczystość inauguracyjną. Fot. S. Szafran



Przemówienia inauguracyjne wygłaszają: prof. Andrzej Gonet – dziekan WNiG oraz prof. Zbigniew Kąkol prorektor d/s Nauki AGH. Fot. S. Szafran



Uczestnicy uroczystości w Auli AGH. Fot. S. Szafran



Życzenia dla studentów i pracowników Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu na nowy rok akademicki składają: Miroslaw Szkaluba – wiceprezes PGNiG SA oraz Stanisław Szafran – sekretarz generalny SITPNiG. Fot. S. Szafran



W przemówieniu inauguracyjnym dziekan prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet przedstawił zadania stojące przed Wydziałem, kadrą naukowo-dydaktyczną i studentami w nowym roku akademickim w zakresie działalności naukowej Wydziału WNiG oraz kształceniu kadr inżynierskich dla przemysłu naftowego i gazowniczego. Wydział kształci studentów

na dwóch kierunkach:

- Górnictwo i Geologia (6 specjalności),
- Inżynieria Naftowa i Gazownicza (3 specjalności).

W bieżącym roku akademickim na I roku studiów dziennych Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH rozpoczyna studia 290 studentów. Jak corocznie na uroczystość licznie przybyli

przedstawiciele instytucji naukowych, naukowo-dydaktycznych oraz firm przemysłowych współpracujących z Wydziałem. Życzenia dla władz Wydziału, pracowników i studentów przekazał prorektor AGH prof. dr hab. inż. Zbigniew Kąkol. Tradycyjnym zwyczajem podczas uroczystości odbyła się immatrykulacja studentów I roku, w czasie której nowi adepci do stanu studenckiego złożyli stosowne ślubowanie i otrzymali indeksy. W imieniu Grupy Kapitałowej PGNiG SA życzenia dla Wydziału przekazał Mirosław Szkaluba – wiceprezes Zarządu PGNiG SA, a w imieniu Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego życzenia dobrego roku akademickiego 2013/2014 dla pracowników i studentów Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu przekazał kol. Stanisław Szafran – sekretarz generalny SITPNiG.

Po immatrykulacji wystąpił przedstawiciel studentów I roku studiów, który podziękował władzom Uczelni za możliwość studiowania na wybranych kierunkach oraz wyraził przekonanie, że przy pilnej pracy osiągną poziom wiedzy dający szansę pracy we wszystkich firmach branży naftowej i gazowniczey na świecie. Studentów I roku serdecznie powitał w swoim wystąpieniu przedstawiciel Rady Samorządu Studentów, życząc im dobrych wyników w nauce oraz wielu satysfakcjonujących spotkań dobrami kultury Krakowa.

Tradycyjna pieśń studencka „Gaudeamus” zakończyła uroczystość inauguracji roku akademickiego 2013/2014 na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Po ślubowaniu student I roku odbierają indeksy (tym razem elektroniczne) Fot. S. Szafran

„Zaduszki” przy grobie Stanisława Staszica w Warszawie



**Oddział
Warszawa I**



Wiesław Zwoliński

Wieloletnią tradycją jest, że w przededniu Święta Zmarłych przedstawiciele kół zakładowych Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego z Oddziału Warszawa I składają wiązanki kwiatów na grobie Stanisława Staszica. Tak było też 29 października br. kiedy to przedstawiciele kół zakładowych SITP NiG z Oddziału Warszawa I spotkali się wczesnym popołudniem na warszawskich Bielaniach przy grobie Stanisława Staszica. Przy kościele Ojców Kamedułów, gdzie znajduje się grób tego wspaniałego Polaka, wybitnego działacza społecznego i reformatora wieku Oświecenia złożono wieńiec i zapalono znicze. Po chwili zadumy nad Jego grobem, kol. Wiesław Zwoliński wiceprezes Oddziału Warszawa I przytoczył cytaty z uchwały Senatu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 17 marca 2005 r. w sprawie uczczenia



Fot. arch. SITP NiG O/Warszawa I

pamięci tego wielkiego Polaka i patrioty w 250 rocznicę Jego urodzin: „niech pamięć o Jego osiągnięciach trwa i będzie wzorem dla przyszłych pokoleń”. Kolega Bodek Józwicki wspominał przesłanie kierowane przez Staszica do współczesnych pokoleń Polaków, którego treść i dzisiaj jest aktualna: „nauki i umiejętności dopiero stają się użytecznymi, gdy są w praktyce do użytku publicznego zastosowane”.

Wiesław Zwoliński
Koło Zakładowe przy Centrali Spółki
PKN Orlen S.A. w Warszawie



Fot. arch. SITP NiG O/Warszawa I

Gra miejska



**Oddział
Zielona Góra**

Koło Zielona Góra po raz czwarty zorganizowało dla swoich członków grę miejską. W tym roku jej hasłem przewodnim była „Ziemia obiecana”, nawiązująca do dzieła Władysława Reymonta. Uczestnicy zabawy ruszyli 18 października śladem wielkich przemysłowców Zielonej Góry. Na trasie czekało kilka tajemniczych postaci i skomplikowanych zagadek. Przebycie szlaku wymagało nie lada kondycji oraz szczegółowej znajomości zielonogórskich uliczek i zaułków z czasów przedwojennych. Najlepszy okazał się team w składzie: Marta i Marcin Konopski, Karol Limanówka i Małgorzata Bogucka, który pokonał trasę w 97 minut!

Michał Burkowski



Organizatorzy i zwycięzcy IV Gry Miejskiej Koła Zielona Góra.
Fot. Magdalena Wajda

**Konferencja Naukowo-Techniczna
FORGAZ 2014**
**„Techniki i technologie dla gazownictwa
– pomiary, badania, eksploatacja”**



**Muszyna
15–17 stycznia
2014 r.**

Z przyjemnością informujemy, że kolejna edycja Konferencji Naukowo-Technicznej FORGAZ odbędzie się w dniach 15–17 stycznia 2014 r. w Muszynie w hotelu Klimek**** SPA.

Tematyka Konferencji obejmować będzie zagadnienia związane z pomiarem ilości i jakości gazu oraz budową i eksploatacją gazociągów, w tym zagadnienia dotyczące:

- innowacyjnych rozwiązań w pomiarach gazu, m.in. dotyczące inteligentnego opomiarowania,
- monitoringu jakości paliw gazowych,
- systemów rozliczeń gazu,
- stosowania dyrektywy MID,
- pomiarów i redukcji emisji gazów cieplarnianych,
- nowych regulacji prawnych dotyczących oceny zgodności wyrobów budowlanych (Ustawa Prawo Budowlane, Rozporządzenie PE i Rady UE Nr 305 [CPR]),
- reduktorów średniego ciśnienia gazu,
- nowoczesnych technologii budowy i renowacji gazociągów.

Program Konferencji obejmie wykłady plenarne, 20-minutowe wystąpienia ustne oraz panel dyskusyjny.

Szczegółowy program Konferencji będzie dostępny w internecie pod adresem:

www.inig.pl/forgaz2014

Materiały konferencyjne, zawierające publikacje (do 10 stron każda) zostaną opublikowane jako Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu.

Wybrane publikacje zostaną wydrukowane w punktowanym czasopiśmie Nafta-Gaz. Szczegółowe informacje dotyczące sposobu przygotowania materiałów znajdą Państwo na stronie internetowej:

www.inig.pl/forgaz2014

Koszt uczestnictwa w Konferencji

Oплата za uczestnictwo w Konferencji wynosi: 1890 zł + 23% VAT.

W kwocie tej Organizatorzy zapewniają:

- dwa noclegi w pokojach dwuosobowych,
- posiłki przewidziane w planie Konferencji,
- udział w imprezach towarzyszących Konferencji,
- możliwość udziału w zawodach narciarskich,
- autokar z/do Krakowa,
- materiały konferencyjne



RADA PROGRAMOWA KONFERENCJI

Przewodniczący:

Jacek Jaworski

Zastępca Dyrektora ds. Gazownictwa,
Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy

Członkowie:

Robert Banaś

Dyrektor Oddziału w Tarnowie,
Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
w Warszawie

Mirosław Dobrut

Prezes Zarządu,
Izba Gospodarcza Gazownictwa

Piotr Dworak

Zastępca Dyrektora Pionu Eksploatacji,
System Gazociągów Tranzytowych
EuRoPol GAZ S.A.

Eliza Dyakowska

Kierownik Działu Nowych Technologii,
Operator Gazociągów Przesyłowych
GAZ-SYSTEM S.A.

Robert Kwiatkowski

Dyrektor Departamentu Majątku
i Administracji,
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Andrzej Schoeneich

Dyrektor Biura,
Izba Gospodarcza Gazownictwa

Andrzej Wrona

Dyrektor Departamentu Infrastruktury,
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

KOMITET ORGANIZACYJNY:

Ewa Kukulska-Zajac,

Marta Dobrzańska, Jadwiga Holewa,
Tadeusz Schuster, Piotr Szewczyk

Adres Komitetu Organizacyjnego:

Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy

ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków

Tel: 12 653-25-12 w.134, 130

Fax: 12 653-16-65

<http://www.inig.pl/forgaz2014>

e-mail: forgaz2014@inig.pl

WAŻNE TERMINY:

Zgłoszenie udziału: 22 listopada 2013 r.

Przesłanie publikacji: 6 grudnia 2013 r.

Termin dokonania opłaty: 9 grudnia 2013 r.

Szczegółowy program Konferencji: 16 grudnia 2013 r.

MIEJSCE OBRAD:

Hotel Klimek** SPA**

Złockie 107, 33-370 Muszyna
tel. +48 18 477 82 22

repcja@hotel-klimek.pl
GPS:

N49°21'57.4428"
E20°53'12.4853"



IV Ogólnopolski Kongres Geotermalny

IV Ogólnopolski Kongres Geotermalny odbył się w dniach 30 września – 2 października 2013 r. w Zakopanem. Jego organizatorami byli: Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne, a także PEC Geotermia Podhalańska SA, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, AGH WGGiOŚ Katedra Surowców Energetycznych, Redakcja czasopisma „GLOBEnergia. Odnawialne Źródła i Poszanowanie Energii”.

Na Podhalu i w Zakopanem od ponad 20 lat realizowany jest geotermalny projekt ciepłowniczy, który przynosi znaczące efekty ekologiczne (Bańska Niżna, Biały Dunajec, Poronin, Zakopane). Ponad 1600 odbiorców korzysta już z geotermalnej sieci c.o., planowane są dalsze podłączenia (w tym celu w marcu 2013 r. ukończono wiercenie nowego otworu produkcyjnego). Również hotel – miejsce obrad kongresu i zakwaterowania jego uczestników – jest ogrzewany ciepłem geotermalnym. W ostatnich kilku latach wybudowano pięć nowych ośrodków rekreacyjnych.

Kongres był ogólnopolskim wydarzeniem adresowanym do środowisk naukowców, praktyków, inwestorów, firm usługowych, badawczo-rozwojowych itp. działających w szeroko pojętym sektorze geotermii – poczynając od eksploracji i poszukiwań geologicznych poprzez wiercenia, badania otworowe, udostępnianie, eksploatację złóż do praktycznego wykorzystania wód i energii geotermalnej, projektowania, wiercenia, wyposażania otworów, instalacji, a także inwestowania, ekonomiki, technologii oraz perspektyw geotermii w Polsce.

Poprzednie kongresy z tego cyklu odbyły się w 2007, 2009 i 2011 r. W każdym z nich uczestniczyło także m.in. PGNiG SA jako sponsor. Spotkania te dobrze przysłużyły się przeglądowi stanu rozwoju, doświadczeń i perspektyw geo-

termii w naszym kraju, zintegrowały wiele osób i środowisk, sprzyjały nawiązywaniu kontaktów zawodowych. Kongresy uzyskały wysokie oceny uczestników, instytucji i firm współpracujących ze względu na dobrą organizację, interesujący program oraz wysoki poziom merytoryczny.

Patronaty honorowe oraz współpraca sponsorów przy IV OKG były potwierdzeniem rangi kongresu i znaczenia, jakie instytucje rządowe, samorządowe oraz wiodące firmy z branży geologicznej, górniczej, wiertniczej i pokrewnych przywiązują do problematyki wykorzystania odnawialnych zasobów energii.

Do głównych celów IV. kongresu należało:

- Podsumowanie najnowszych badań, osiągnięć, problemów i stanu wykorzystania geotermii w Polsce,
- Promowanie postępów i dobrych rozwiązań w technologiach i metodach badań, poszukiwania, udostępniania wiertniczego i eksploatacji złóż wód i energii geotermalnej, aktualnych potrzeb i problemów, projektów w trakcie realizacji, planów i trendów w warunkach polskich,
- Przedstawienie i promowanie rzetelnych informacji dot. zasobów i możliwości eksploatacji i wykorzystania wód geotermalnych w Polsce, warunków realizacji projektów w tym zakresie oraz ich różnorodnych efektów.
- Integracja środowisk i firm działających w geotermii i branżach pokrewnych, ułatwianie nawiązywania kontaktów zawodowych, przyciągnięcie do sektora czołowych firm i specjalistów z branż pokrewnych.

Zagadnienia te przedstawili wiodący specjaliści w kraju. Na kongres zostali zaproszeni



także przedstawiciele agend i instytucji rządowych oraz członkowie Parlamentu Europejskiego i Sejmu RP zajmujący się geologią, energetyką, promowaniem i wspieraniem rozwoju energetyki odnawialnej. Przedstawili oni referaty dot. strategii unijnej i krajowej w zakresie OZE i geotermii w sektorze energetyki.

Podczas kongresu zorganizowano m.in. sesję dot. 20-lecia projektu geotermalnego na Podhalu: przypomniano jego początki, przedstawiono doświadczenia, efekty ekologiczne, ekonomiczne, dzień obecny oraz plany rozwoju PEC Geotermia Podhalańska SA – firmy, która od 1994 r. jest największym dostawcą ciepła geotermalnego w Polsce i jednym z większych w Europie.

W kongresie wzięło udział około 200 uczestników – naukowców i praktyków. Reprezentowali oni główne ośrodki naukowe i badawcze, firmy geofizyczne, wiertnicze, usługowe, grupę inwestorów, samorządowców. Zaproszono przedstawicieli ministerstw, instytucji i agend rządowych mających w zakresie swych kompetencji problematykę wykorzystania odnawialnych zasobów energii (w szczególności geotermii, poszukiwania, eksploatacji i zagospodarowania podziemnych wód i energii geotermalnej). Kongres zgromadził uczestników



Fot. GLOBEnergia



Fot. GLOBEnergia



Uczestnicy kongresu. Fot. Archiwum Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne

z całej Polski: od Szczecina, Pyrzyc i Stargardu Szczecińskiego poprzez centralną Polskę (m.in. Uniejów, Mszczonów, Skierniewice, Piotrków Trybunalski, Warszawę, Kleszczów), Kraków do Podhala i od Sudetów do Lublina i Podkarpacia.

Podczas kongresu odbyło się pięć sesji plenarnych, dwie sesje panelowe, 12 technicznych sesji naukowych. Wygłoszono blisko 60 referatów, a 14 referatów przedstawiono podczas sesji posterowej. Recenzowane teksty referatów zostały opublikowane w dwóch tomach półrocznika „Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój”. Ich streszczenia zamieszczono na płytkach CD, które przekazano uczestnikom kongresu. Zorganizowano spacer techniczny do kąpieliska geotermalnego na Polanie Szmoszkowej, odbyła się także wyjazdowa sesja techniczna do wybranych obiektów geotermalnych na Podhalu (instalacje PEC Geotermia Podhalańska SA w Bańskiej Niżnej, Termy Szaflary, Terma Białka).

Obrady kongresu były ujęte w następujące sesje:

Sesje plenarne:

- Inauguracyjna sesja plenarna „Geotermia w Polsce w perspektywie krajowej i unijnej” (30.09.2013),
- Sesja jubileuszowa 20-lecia PEC Geotermia Podhalańska SA (30.09.2013),
- Sesja panelowa z udziałem przedsiębiorców z branży geotermalnej (zasady odpowiedzialnego biznesu, doświadczenia przedsiębiorców, aspekty technologiczne, prawne, ekonomiczne) (2.10.2013)
- Dyskusja z udziałem uczestników kon-

gresu i członków PSG: środowisko geotermalne w Polsce: wspólne działania, integracja (2.10.2013)

- Sesja podsumowująca, dyskusja końcowa, przedstawienie wniosków Komisji Wnioskowej (2.10.2013)

Specjalistyczne sesje naukowe (1-2.10.2013):

- Wykorzystanie energii geotermalnej, badania eksploatowanych instalacji
- Technologia wierceń i badania w otworach geotermalnych
- Badania wód i energii geotermalnej
- Możliwości wykorzystania energii geotermalnej w wybranych rejonach Polski
- Wykorzystanie energii geotermalnej,
- Pompy ciepła w geotermii,
- Wody geotermalne w rekreacji i balneoterapii
- Korozja, skaling, utylizacja i uzdatnianie wód geotermalnych
- Nowe sposoby wykorzystania energii geotermalnej – przykłady, propozycje
- Systemy HDR i siłownie binarne w Polsce – projekty, perspektywy
- Badania dla określenia potencjału energii geotermalnej w wybranych rejonach

Sesja terenowa „Niektóre obiekty geotermalne na Podhalu” (1.10.2013)

Spacer techniczny do Kąpieliska Geotermalnego Szmoszkowa – obejrzenie instalacji (1.10.2013)

Podczas sesji podsumowującej obrady kongresu (2.10.2013) Komisja wnioskowa przedstawiła wnioski płynące z przedstawionych referatów, prowadzonych dyskusji oraz rozmów kularowych.

Kongres był głównym w Polsce forum spotkania naukowców, praktyków, inwestorów, przedstawicieli samorządów oraz innych osób zaangażowanych w geotermię i zainteresowanych ich rozwojem. Pozwolił na dokonanie przeglądu doświadczeń i osiągnięć w rozwoju geotermii, zapoznanie się z dobrymi polskimi przykładami i projektami wykorzystania wód i energii geotermalnej w ciepłownictwie i rekreacji, planami na przyszłość i perspektywicznymi kierunkami rozwoju, w Polsce.

Kongres spełnił zakładane cele, nadzieje i oczekiwania pokładane przez organizatorów i uczestników. Przyczynił się do promowania i popularyzacji energii geotermalnej, a także do integracji środowiska zainteresowanego rozwojem szeroko rozumianej geotermii.

Inni sponsorzy – firmy i branże, ranga innych sponsorów:

- Fundacja Polska Miedź SA,
- PGNiG
- GWE Polbud,
- G-Drilling (wcześniej PRWiG Sp. z o.o.),
- G-Term Energy Sp. z o.o.,
- Rehau Polska,
- Viessmann,
- Danfoss Polska,
- Termy Szaflary Sp. z o.o.
- Stacja narciarska i kąpielisko geotermalne Szmoszkowa Sp. z o.o.

Partnerzy kongresu:

- Terma Białka,
- Terma Bukovina,
- Polskie Tatry SA.

GLOBEnergia

4th annual

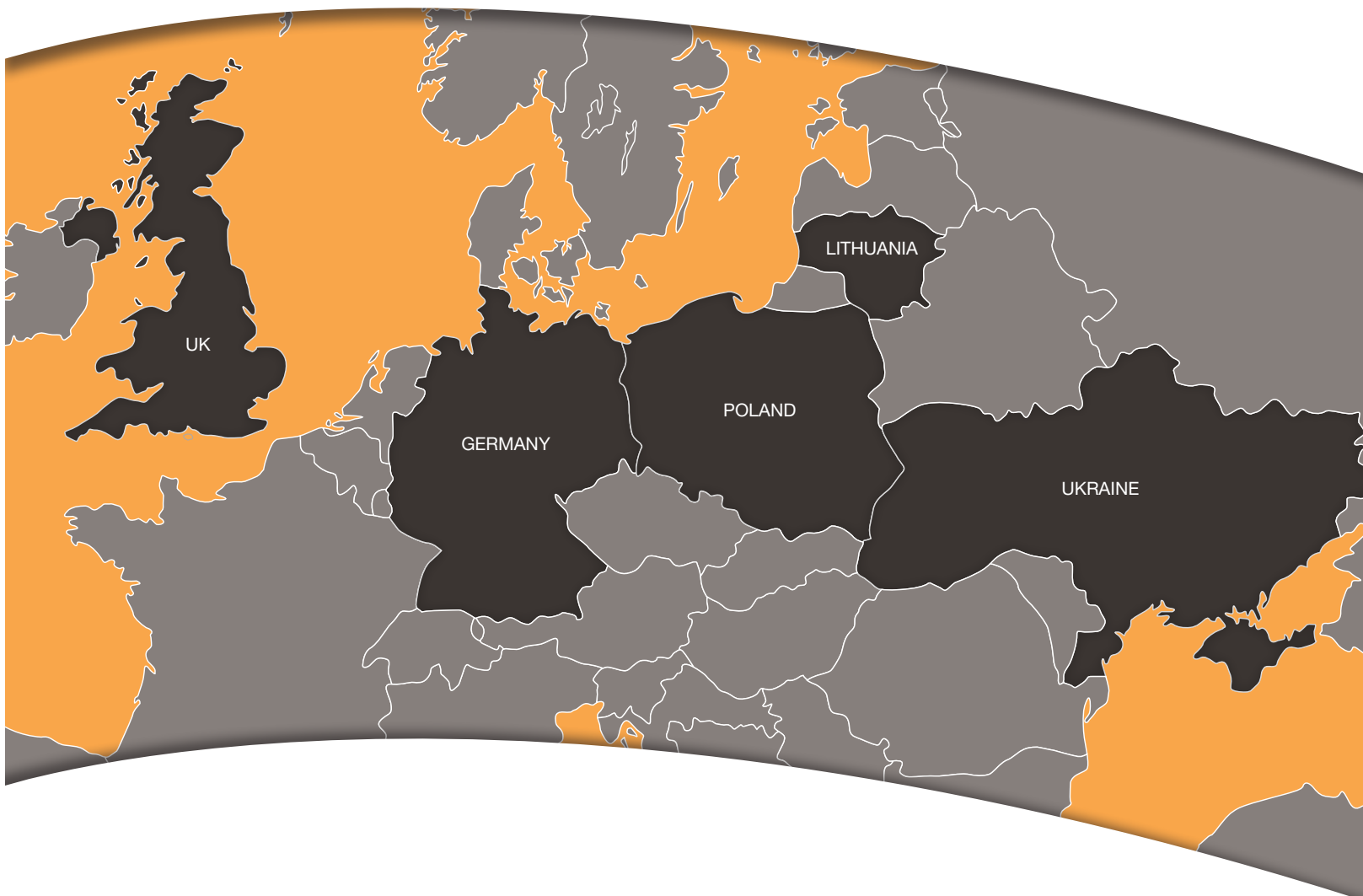
ShaleGas

WORLD

EUROPE 2013

27-28 November 2013,
EXPO XXI Centre, Warsaw, Poland

Europe's #1 shale gas conference & exhibition



Full conference programme and
exhibition plan available online now.

www.terrapiinn.com/shaleeuwnig

Part of

shaleworld

Organised by

terrapiinn
use your brain

Różne oblicza ciepłej energii



Jolanta Pietras



Oddział w Zielonej Górze

Ekspozycja obejmuje zbiór map geologicznych, przekroje złóż, próbki rdzeni wraz ze zdjęciami mikroskopowymi, zdjęcia kopalń prowadzących eksploatację złóż ropy i gazu w obszarze działania Oddziału, zdjęcia bloków energetycznych w elektrociepłowniach wykorzystujących nasz gaz ziemny. Dodatkowo zaprezentowano eksponaty wiertnicze i eksploatacyjne oraz minerały geologiczne.

Jolanta Pietras
Opiekun Salonu Wystaw

Z okazji przypadającego na bieżący rok jubileuszu 45-lecia Oddziału w Zielonej Górze przygotowaliśmy wystawę branżową „Ciepła energia” i przeprowadziliśmy konkursy plastyczny i fotograficzny pod tym samym tytułem dla pracowników oraz ich dzieci.

Wernisaż wystawy odbył się 11 października w Salonie Wystaw Oddziału. Głównym jej celem jest przedstawienie strategicznych i szandarowych źródeł wydobycia nośnika energii, jakim jest gaz ziemny, czyli KRNiGZ Dębno, KGZ Kościan-Brońsko, KRNiGZ Lubiatów, a także zaprezentowanie głównych odbiorców węglowodorów – Elektrociepłowni w Zielonej Górze, Gorzowie Wlkp. oraz Elektrociepłowni Arctic Paper w Kostrzynie.



W roli gospodarza wystawy „Ciepła energia” wystąpił dyrektor Oddziału Sławomir Kudela, wśród zaproszonych gości byli m.in. prezes Elektrociepłowni „Zielona Góra” Marian Babiuch, a także przedstawiciele PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



W ramach spotkań edukacyjnych wystawę odwiedziło już kilka grup dzieci i młodzieży. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



I miejsce w konkursie plastycznym „Ciepła energia” w kategorii 3-5 lat zajęła praca Gabrysi Książkiewicz, która urzekła jury emanującym z pracy ciepłem oraz wykorzystaniem elementów przyrody. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



W konkursie fotograficznym dla pracowników główna nagroda przypadła Krzysztofowi Wojtusikowi, który pracą pt. „Bogactwo energii” zobrazował PGNiG SA jako firmę, która nie tylko dostarcza energię w postaci gazu ziemnego, ale także wkracza na rynek jako dostawca energii elektrycznej. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Alpejczyk

Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji

XIV MISTRZOSTWA POLSKI **Branży Gazowniczej i Naftowej** **w Narciarstwie Alpejskim** **o puchar Prezesa PGNiG S.A.**

16-19 stycznia 2014

Wisła - Stacja Narciarska KICZERA - HOTEL "STOK"



Wpisowe przeznaczamy
na rzecz:



Mimo Wszystko
Fundacja Anny Dymnej



Więcej informacji: www.alpejczyk.pl

PATRONAT MEDIALNY





Exalo Drilling S.A. (Grupa PGNiG)

jest jedną z największych firm wiertniczo-serwisowych w naszej części Europy. Strategicznym celem spółki jest oferowanie usług najwyższej jakości, utrzymanie pozycji lidera na rynku lądowych usług wiertniczych w Polsce i w krajach Europy Środkowo-Wschodniej, a także zdobycie znaczącego udziału w wybranych rynkach zagranicznych.

Exalo Drilling S.A. kontynuuje bogate tradycje polskiego górnictwa otworowego. Spółka powstała w wyniku konsolidacji PNiG Kraków S.A., PNiG Jasło S.A., PNiG „Nafta S.A.”, PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o. – pięciu spółek poszukiwawczo-wydobywczych z grupy PGNiG, posiadających unikatowe doświadczenia w prowadzeniu prac wiertniczych i serwisowych. Wniosły one znaczący wkład w rozwój wydobywania ropy naftowej, gazu i innych surowców na terenie Polski oraz w wielu krajach na całym świecie.

Połączenie potencjałów pięciu spółek oznacza powstanie silnego zespołu specjalistów, dysponujących uniwersalnym zapleczem technicznym, pracujących dla jednej silniejszej kapitałowo oraz nastawionej na rozwój i oczekiwania klientów spółki.



www.exalo.pl

Exalo Drilling S.A. is one of the largest providers of drilling and oilfield services in Central and Eastern Europe(CEE). The strategic goal of the company is to offer top quality services and maintain the leading position on the onshore drilling market.

Exalo Drilling S.A. continues the rich tradition of Polish exploration as it arose from five upstream companies of PGNiG Group: PNiG Krakow S.A., PNiG Jaslo S.A., PNiG NAFTA S.A., PN Diament Sp. z o.o., and ZRG Krosno Sp. z o.o., which have unique experience in running drilling and service operations. The companies greatly contributed to the development of extraction of petroleum, gas and other natural resources in the territory of Poland and many countries all over the world .

The joint potential of five companies means a strong team of highly competent and experienced specialists as well as comprehensive technological base that allow to meet customer expectations and fulfill the growing demand of international markets.

marketing@exalo.pl