

NR 9 (185)  
wrzesień  
2013 r.  
miesięcznik  
Rok XVI  
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

# wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



4th annual

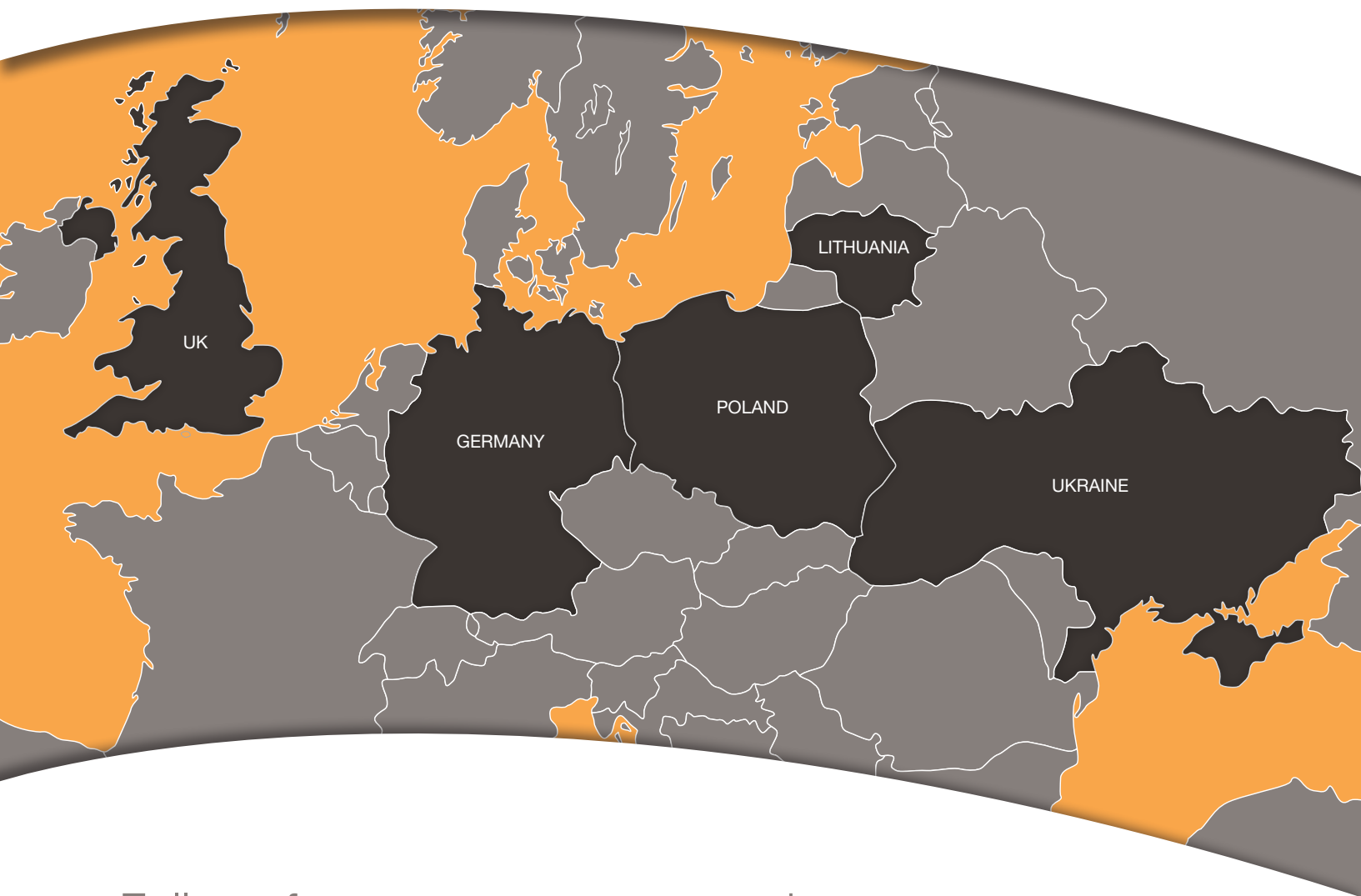
# ShaleGas

## 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.terrapinn.com/shaleeuwnig](http://www.terrapinn.com/shaleeuwnig)

Part of

**shaleworld**

Organised by

**terrapinn**  
use your brain



Piotr Dziadzio  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

Witam wszystkich i zapraszam do zapoznania się z zawartością wrześniowego wydania „Wiadomości...”, które postaram się w skrócie przedstawić, tym samym rekomendując go jako lekturę na coraz to dłuższe jesienne wieczory.

Rozpoczynamy od rozdziału „Nauka i technika”, w którym na początku publikujemy dwa artykuły recenzowane. Pierwszy z nich pt. „Zaczyny typu Gas-Stop przeznaczone do uszczelniania otworów kierunkowych i horyzontalnych”, został przygotowany przez Marcina Kremieniewskiego i Marcina Rzepkę. Szczelność rur okładzinowych to temat bardzo ważny, można by rzec strategiczny przy pracach wiertniczych za węglowodorami. Nie tylko ze względów prawidłowego udostępnienia i eksploatacji złoża, ale i ochrony środowiska. W tym artykule oprócz informacji czysto praktycznych znaleźć można gotowe rozwiązania jakie powinny być takie cementy. Oczywiście faktem jest, że warunki geologiczne wymuszają przygotowanie zwykle dedykowanego zaczynu do cementacji, ale można taką, istniejącą już recepturę odpowiednio modyfikować, co przyspiesza prace w danym rejonie poszukiwawczym.

Drugim artykułem opracowanym przez Mirosława Ambroziewicza i Andrzeja Barczyńskiego jest materiał pt. „Ograniczanie przepływu gazu na stacjach gazowych”. Zaprezentowany w tym artykule zakres wskazuje, że nawet dość prozaiczne sytuacje, bez odpowiedniego do nich podejścia i odpowiednich rozwiązań technicznych dla stacji gazowych mogą spowodować różnego rodzaju zakłócenia i awarie podczas ich eksploatacji. Chodzi tu głównie o ograniczenie przepustowości, którego przekroczenie może spowodować wzrost poziomu hałasu, wystąpienie wibracji, a nawet awarie. Autorzy zaprezentowali ten

problem oraz gotowe rozwiązania techniczne, zwracając jednocześnie uwagę na brak wdrażania tego typu rozwiązań jeszcze na etapie projektowym.

Trzecim artykułem, a zarazem szóstą częścią cyklu upowszechniającego wiedzę z zakresu metod hydraulicznego szczelinowania jest artykuł przygotowany przez Piotra Woźniaka z BALTIC CERAMICS S.A. i Dariusza Janusa z LST CAPITAL S.A., pod tytułem „Propanty – konwencjonalne i niekonwencjonalne. W tej części autorzy przekazują trochę praktycznej wiedzy z zakresu kwalifikacji złóż na konwencjonalne i niekonwencjonalne oraz stosowania do ich udostępniania za pomocą hydraulicznego szczelinowania proppantów. Podają również ilości jakie do tych zabiegów są używane. Myślę, że każdy z naszych Czytelników w tej części wydania znajdzie coś dla siebie interesującego, tym bardziej, że pewnego rodzaju przerywnikiem w tym rozdziale jest krótka informacja o technicznej stronie wizyty w Krośnie prezydenta RP.

W rozdziale „Analizy komentarze” – bardzo ciekawy komentarz wokół CO<sub>2</sub> – jego składowania, czy może wykorzystania przy pracach stymulujących wydobycie z niekonwencjonalnych złóż węglowodorów został przedstawiony przez Jerzego Papugę.

Kolejno w rozdziale „Wieści z polskich firm” kilka ważnych informacji. Pierwsza z Geofizyki Kraków o realizacji w rejonie Dukli, dużego zdjęcia sejsmicznego 3D i o po raz pierwszy w Karpatach zastosowanej zaawansowanej metodyce rejestracji sygnału sejsmicznego. Druga o pracach jakie przeprowadziła spółka Exalo Drilling S.A. na zlecenie Exxon Mobile i umacniającej się pozycji spółki na rynku zagranicznych operatorów poszukujących gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Kolejne informacje pochodzą z Oddziału PGNiG w Zielonej Górze a dotyczą otwarcia zakończonej inwestycji zagospodarowania jednych z największych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce Lubiatów, Międzychód i Grotów oraz wydobyciu pięciu mln ton ze złoża BMB, eksploatowanego przez kopalnię Dębno i o planowanych tam kolejnych inwestycjach.

W dalszej części wrześniowego numeru „Wiadomości...” publikujemy szereg ciekawszych wydarzeń w branży, w formie krótkich informacji, ze sporym udziałem informacji z rynku polskiego.

Kolejno Biuletyn Informacyjny ZG, gdzie znaleźć można informacje o bieżącej działal-

ności stowarzyszenia. Tam też ważna wiadomość o akceptacji i współpracy PGNiG S.A. i SITPNiG, wyrażonej przez prezesa PGNiG Jerzego Kurellę na spotkaniu z przedstawicielami Zarządu Głównego.

Wydanie kończą dwie relacje dotyczące działalności Oddziałów SITPNiG w Warszawie i Zielonej Górze oraz informacja o kolejnych inicjatywach w zakresie społecznej odpowiedzialności firmy na rzecz krzewienia kultury, organizowanych przez Oddział PGNiG w Zielonej Górze.

Życzę ciekawej lektury.

*Piotr Dziadzio*

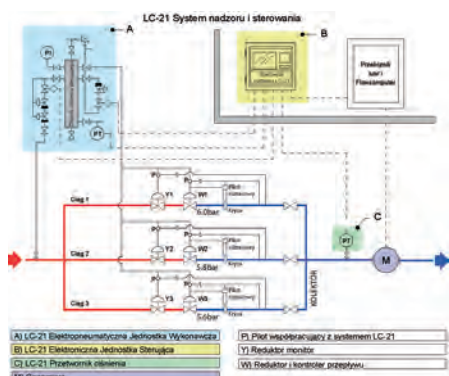


## NAUKA I TECHNIKA.

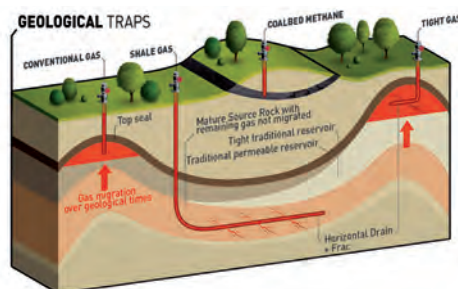
- Zaczyny typu Gas-Stop przeznaczone do uszczelniania otworów kierunkowych i horyzontalnych 4



- Ograniczanie przepływu gazu na stacjach gazowych 10



- Wizyta prezydenta RP w Krośnie 17
- Proppanty – konwencjonalne i niekonwencjonalne 18



## ANALIZY I KOMENTARZE.

- Spór o zatłaczanie CO<sub>2</sub> 24

## WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Rekordowa sejsmika u Łukasiewicza 27
- System HSE Exalo Drilling S.A. podczas likwidacji otworów dla ExxonMobil 28



- Lubiątów oficjalnie otwarty 30



- Pięty milion ropy 31



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



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

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

**SKŁAD DTP:**  
Konrad Korona

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

**NAKLAD:** 1500 egz.

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

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

**FOTO OKŁADKA:**  
str. I okł. – Odolanów. Fot. arch. PGNIG SA

## KRÓTKIE WIĘŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- Wniosek o przedłużenie obowiązującej Taryfy  32
- Polska dystrybucja gazu w jednej firmie 32
- Zmarł pionier szczelinowania hydraulicznego 32
- Nowe koncesje Lotos Petrobaltic na Bałtyku 32
- Gaz w wierceniu łebień LE-2H 32
- W. Brytania obniża podatek od gazu z łupków 33
- Przygotowania do poszukiwań gazu z łupków w Holandii 33
- Kulczyk Investments ma ropę na Ukrainie 33
- Badania sejsmiczne na Morzu Barentsa 33
- Udział Chin w inwestycji na półwyspie Jamał 33
- Większa produkcja ropy w Brazylii dzięki złożu Libra 33
- Geofizyka Kraków wyrusza do Gruzji  34
- LOTOS szósty w Europie Środkowo-Wschodniej  34
- PKN ORLEN na drodze do nabycia spółki wydobywczej w Kanadzie  34

## BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 35
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 35
- 38 posiedzenie Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce 35



- Spotkanie Jerzego Kurelli – wiceprezesa Zarządu, wykonującego obowiązki prezesa Zarządu PGNiG SA z przedstawicielami Zarządu Głównego SITPNiG 36

## NASZE WSTAWIENIE.

- Rumunia 2013 37



- Europejski unikat 39



## KULTURA I KULTURA.

- Angażujemy przez sztukę 42



### 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

# Zaczyny typu Gas-Stop przeznaczone do uszczelniania otworów kierunkowych i horyzontalnych



Marcin Kremieniewski



Marcin Rzepka

## Gas-Stop types slurries for sealing directional and horizontal wells

### Summary

The article presents the issues of sealing directional and horizontal wells. At the introduction were discussed basic requirements for cement slurries for sealing casing in directional and horizontal wells. In the next part presents recipes light slurry and cement slurry with a "normal" weight, which can be used for sealing seal unconventional gas deposits. Prepared liquid and hardened cement slurry recipes were characterized by very good technological parameters.

### Streszczenie

W artykule przedstawione zostały zagadnienia dotyczące uszczelniania otworów kierunkowych i horyzontalnych. Na wstępie omówione zostały podstawowe wymagania dotyczące zaczynów cementowych przeznaczonych do uszczelniania kolumn rur w otworach kierunkowych i horyzontalnych. W kolejnej części zaprezentowane zostały receptury zaczynu lekkiego i zaczynu o „normalnym” ciężarze, które mogą być wykorzystane w celu uszczelniania niekonwencjonalnych złóż gazu. Opracowane receptury płynnych i stwardniających zaczynów cementowych charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami technologicznymi.

### Wprowadzenie

W trakcie uszczelniania otworów kierunkowych oraz horyzontalnych, a szczególnie w przypadku występowania warstw łupkowych najważniejszym aspektem jest izolacja stref przepuszczalnych oraz ochrona wód podziemnych. W celu uzyskania takiego efektu należy tak modyfikować zaczyn uszczelniający, aby



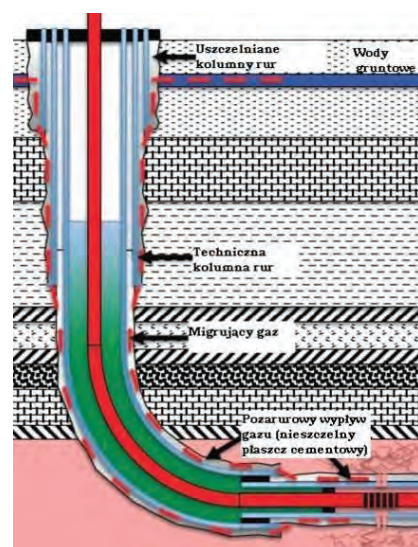
Rys. 1. Widok otworu horyzontalnego wierconego w formacjach łupkowych [12]

był on odporny na migrację przez przestrzeń pierścieniową. Otwory horyzontalne charakteryzują się maksymalnie odchylonym od pionu końcowym odcinkiem otworu (rys. 1). Zakrzywienie trajektorii otworu w końcowym etapie wiercenia ma na celu uzyskanie jak największego stopnia szczypania złoża. Szacowane wydobywanie z otworów kierunkowych w porównaniu do otworów pionowych jest około 4-krotnie większe, przy czym wzrost ten dotyczy zarówno wydajności jednostkowej oraz całkowitego

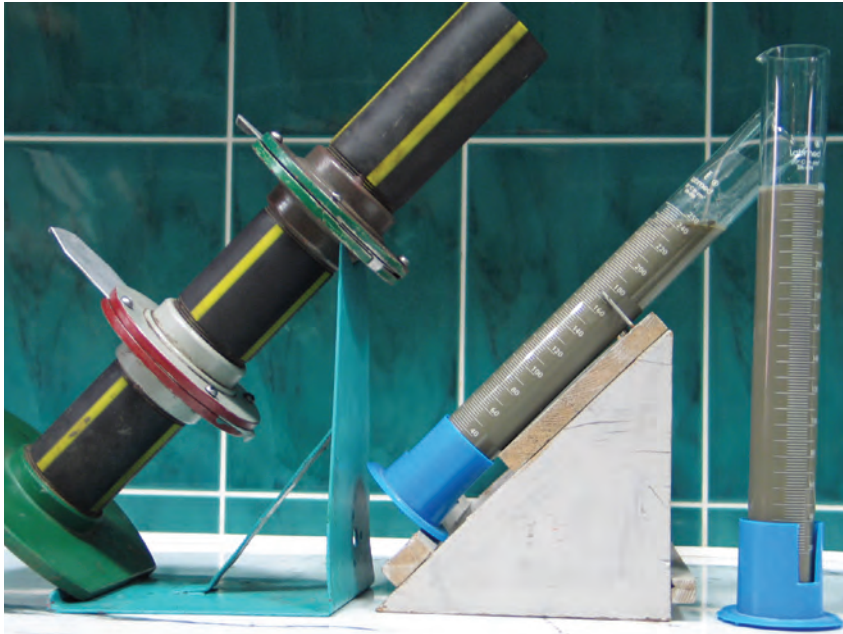
wydobywania. Z tego powodu w trakcie wierceń w formacjach łupkowych wykorzystuje się na szeroką skalę technologię wiercenia umożliwiającą wykonanie odcinka silnie odchylonego od pionu. Niekiedy po wykonaniu zabiegu uszczelniania rur zdarzało się, że otwory kierunkowe lub horyzontalne wykazywały brak szczelności. W oparciu o literaturę [14] zobrazowano na schemacie przykład złego zacementowania oraz drogi migracji gazu ze strefy złożowej (rys. 2). Z tego powodu na szeroką skalę podejmuje się działania mające na celu jak najlepsze uszczelnienie otworów kierunkowych i horyzontalnych.

## Zaczyny przeznaczone do uszczelniania otworów horyzontalnych

Jednym z trudniejszych zabiegów cementacyjnych jest proces uszczelniania rur okładzinowych w otworach kierunkowych i horyzontalnych. Trudności te spowodowane są restrykcyjnymi wymogami stawianymi cieczom wiertniczym przeznaczonym do ich uszczelniania [15]. W związku z powyższym już na etapie projektowania zaczynu przeznaczonego do uszczelniania otworów poziomych należy szczególnie zająć się stabilnością zaczynu, o której decyduje głównie woda wolna oraz sedymentacja [7, 4]. Udział objętościowy wytrąconej wody wolnej w zaczynach przeznaczonych do cementowania otworów pionowych nie powinien przekraczać 1,4% [1]. Należy również całkowicie wyeliminować wydzielanie wolnej wody w zaczynach stosowanych do uszczelniania otworów odchylonych od pionu ponad 60°. Istotnym parametrem jest także temperatura pomiaru, ponieważ wraz z jej wzrostem rośnie ilość wody wolnej.

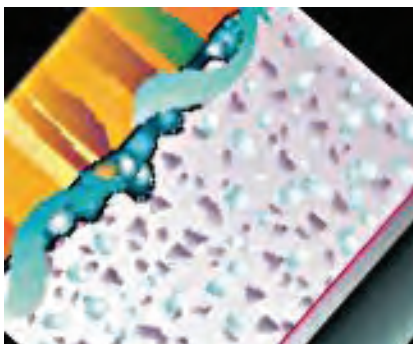


Rys. 2. Schemat złego zacementowania otworu (widoczne drogi migracji gazu) [14]



Rys. 3. Stanowiska do oznaczania sedymentacji zaczynu cementowego i odstoju wody [9]

Następnym ważnym parametrem jest sedymentacja, która w otworach pionowych jest trudna do zaobserwowania, ponieważ zachodzi na długości wielu metrów, natomiast w otworach poziomych rozwarstwienia w zaczynie widoczne są już na długości kilkunastu centymetrów (czyli często na długość bliskiej średnicy otworu). Sedymentacja zaczynu cementowego oznaczana jest na specjalnie skonstruowanym stanowisku (rys. 3). Zaczyny, które nie ulegają sedymentacji charakteryzują się gęstością na jednakowym poziomie oznaczaną we wszystkich obszarach pomiaru: góra, środek, dół. Jeżeli natomiast różnica gęstości w poszczególnych częściach wynosi ponad  $60 \text{ kg/m}^3$  mamy wtedy do czynienia z nadmierną sedymentacją, a powstały kamień cementowy charakteryzuje się zróżnicowaną wytrzymałością mechaniczną. Górna część będzie bardziej osłabiona, może wykazywać przepuszczalność spowodowaną nadmierną porowatością, co jest spowodowane utworzeniem się struktury kamienia z lepszej frakcji. Dodatkowo wydzielona woda zarobowa po związaniu zaczynu cementowego



Rys. 4. Kanały przepływu gazu spowodowane sedymentacją i wydzieleniem wody wolnej [11]

umożliwi przechodzenie gazu wzdłuż kolumny (rys. 4) [2, 6, 5].

Przy wierceniu otworów horyzontalnych bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na szczelność płaszczu cementowego jest dokładne usunięcie osadu filtracyjnego ze ściany otworu. Jednak usunięcie zwiercin staje się utrudnione proporcjonalnie do odchylenia osi otworu od pionu. Przy odchyleniu ok.  $60^\circ$  od pionu zwierciny osiadają na dolnej części otworu i zsuwają się w dół czego skutkiem jest zwiększenie ich zawartości w płuczce podczas przerw w cyrkulacji. W celu dokładnego usunięcia osadu filtracyjnego stosuje się optymalny dla danych warunków rodzaj przepływu cieczy przemywających i wyprzedzających oraz odpowiedni ich skład.

Cieczą przemywającą są najczęściej wodne roztwory środków chemicznych (środki powierzchniowo czynne), które mają za zadanie usunięcie osadu ze ściany otworu oraz zapobieganie pęcznieniu i rozmakaniu przewierczanych skał. Dodatkowo w przypadku cementowania otworów horyzontalnych ciecz przemywająca powinna charakteryzować się niską lepkością, dzięki czemu umożliwia ona inicjowanie turbulizacji przepływu, co wpływa na pełniejsze wyparcie płuczki. Natomiast ciecz wyprzedzająca stosowana w celu rozdzielenia płuczki i zaczynu cementowego posiada możliwość regulowania gęstości, lepkości, wytrzymałości strukturalnej, oraz filtracji. Stosowanie cieczy wyprzedzającej o niskich lepkościach w przypadku otworów horyzontalnych umożliwia uzyskanie przepływu turbulentnego przy niewielkim wydatku tłoczenia. Gęstość oraz parametry reologiczne cieczy wyprzedzającej posiadają wartości pośrednie pomiędzy wartościami płuczki i zaczynu cemen-

towego. Publikacje podają, że bardzo dobre usunięcie płuczki możliwe jest do uzyskania za pomocą wody lub solanki, jednak stosowanie tych cieczy może być przyczyną erupcji ze względu na spadek ciśnienia hydrostatycznego i uszkodzenie przepuszczalności skały zbiornikowej. Aby tego uniknąć stosuje się ciecz o zwiększonej lepkości jednak stopień wyparcia płuczki za ich pomocą jest nieco niższy, pomocnym jest tutaj uzyskanie odpowiedniej kompatybilności w stosunku do stosowanej płuczki wiertniczej oraz zaczynu uszczelniającego.

Podczas projektowania zabiegu cementowania otworów horyzontalnych jednymi z podstawowych parametrów są gęstość i rozlewność zaczynu. Dobór odpowiedniej gęstości zaczynu dla konkretnego otworu wiertniczego następuje po ustaleniu gradientów ciśnień złożowych, chłonności i szczelinowania jakie występują w przewierczanych poziomach. Na ustalenie gęstości wpływa także kąt odchylenia otworu od pionu, ponieważ wraz ze wzrostem kąta maleje możliwość stosowania zaczynów o wyższej gęstości. Gęstość zaczynu powinna być dobierana na poziomie ok.  $0,2$  do  $0,3 \text{ g/cm}^3$  wyższym od stosowanej podczas wiercenia płuczki jednak nie można przekroczyć gęstości wynikającej z gradientu ciśnienia szczelinowania. Przyjmuje się również, że rozlewność zaczynu stosowanego do uszczelniania otworów horyzontalnych powinna wynosić co najmniej  $230 \text{ mm}$ , co pozwoli na uzyskanie przepływu turbulentnego, jest to jednak pomiar mało miarodajny i dający wstępny zarys charakterystyki zaczynu. [9]

Zaczyny uszczelniające pod względem reologicznym należą do cieczy nieniutonowskich. Występują w formie układów dyspersyjnych zawierających cząstki stałe o rozwiniętej powierzchni właściwej, ich struktura zależy w głównej formie od masowego ilorazu wody i suchego cementu oraz stopnia rozdrobnienia cementu. Struktura zaczynu posiada właściwości fizykochemiczne uzależnione od sił działających między ziarnami cementu, a cząsteczkami wody natomiast siły te uzależnione są od ładunku powierzchniowego, stężenia jonów w zaczynie i zjawisk adsorpcji. W celu określenia właściwości reologicznych płynnych zaczynów cementowych stosuje się lepkościomierze obrotowe o współosiowych cylindrach, a badania prowadzone są przy jak największym zakresie szybkości ścinania, dzięki czemu uzyskuje się dokładniejsze określenie relacji pomiędzy prędkością ścinania, a naprężeniami stycznymi.

Podczas sporządzania zaczynu przeznaczanego do uszczelniania kolumn rur w otworach horyzontalnych należy uwzględnić możliwie niską wartość lepkości plastycznej wymaganą podczas tłoczenia zaczynu przy przepływie turbulentnym. Jednak ze względu, iż lepkość

plastyczna zaczynu musi być wyższa od lepkości plastycznej płuczki znajdującej się w otworze, należy przed zabiegiem cementowania maksymalnie obniżyć jej gęstość.

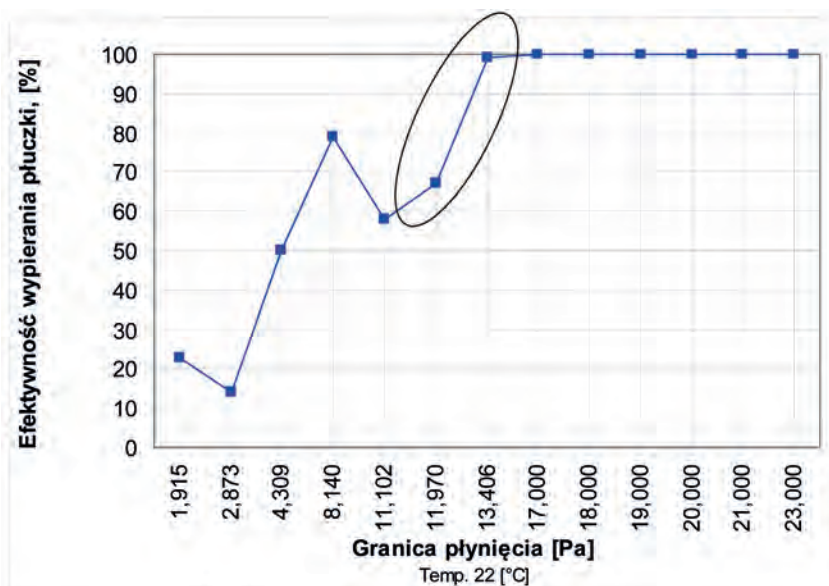
Drugim istotnym parametrem reologicznym zaczynu jest granica płynięcia. Literatura podaje wartości minimalnej granicy płynięcia, poniżej której nie następuje oczyszczenie dolnej ściany otworu odchyłonego od pionu. Jednak zasadniczą sprawą jest efektywność wypierania płuczki uzależniona od wartości granicy płynięcia zaczynu. Zależność przedstawiono na rys 5. Widoczny jest gwałtowny spadek efektywności wypierania płuczki, gdy wartość granicy płynięcia zaczynu obniży się poniżej 13,4 Pa.

Jednym z najważniejszych parametrów określanych w zaczynach cementowych jest czas gęstnienia w temperaturze i ciśnieniu symulującym warunki otworowe. Początek czasu gęstnienia określany jest za pomocą konsystometru jako wartość 30 Bc (jednostek konsystencji), plus jedna godzina lub wartość 100 Bc minus 1 godzina. Wymaga się, aby zaczyn przeznaczony do uszczelnienia otworów horyzontalnych posiadał czas gęstnienia ok. 1 godzinę dłuższy od czasu przewidzianego na zabieg cementowania (od rozpoczęcia mieszania cementu z wodą do momentu zakończenia cementowania).

Literatura [13] podaje, iż wytrzymałość na ścislenie kamienia cementowego, użytego do uszczelniania w otworach poziomych powinna wynosić ok. 7 MPa po 24 godzinach hydratacji próbki. Jest to wartość wyższa niż w przypadku kamienia cementowego powstałego z zaczynów stosowanych w otworach pionowych, jednak pomimo odchylenia otworu od pionu w warstwach charakteryzujących się dużą statecznością ściany otworu, okazywało się że wytrzymałość 4 MPa bywa zadowalająca.

### Badania laboratoryjne

Serię badań mających na celu opracowanie zestawu zaczynów: lekkiego oraz zaczynu o normalnej (około 1800 kg/m<sup>3</sup>) gęstości typu gas-stop przeznaczonego do uszczelniania kolumn rur w otworach horyzontalnych przeprowadzono w Laboratorium Zaczynów Uszczelniających Zakładu Technologii Wiercenia INiG O/Krosno zgodnie z normami: PN-85/G-02320 „Cementy i zaczyny cementowe do cementowania w otworach wiertniczych”; PN-EN 10426-2 „Przemysł naftowy i gazowniczy. Cementy i materiały do cementowania otworów. Część 2: Badania cementów wiertniczych” oraz API SPEC 10 „Specification for materials and testing for well cements”. Część badań laboratoryjnych wykonywana była wg zmodyfikowanej metodyki, uwzględniającej specyfikę otworów kierunkowych i poziomych,



Rys. 5 Efektywność wypierania osadu płuczkowego w zależności od granicy płynięcia zaczynu [13]

Tablica 1. Składy wytypowanych zaczynów z różnymi ilościami mikrosfery

SKŁAD	ZACZYN 1	ZACZYN 2	ZACZYN 3
Woda wodociągowa [-]	w/c = 0,67	w/c = 0,67	w/c = 0,61
Bentonit (w stosunku do masy wody) [%]	1,0	1,0	1,0 *
Dodatek odpinający [%]	0,5	0,5	0,5
Półsyntetyczny dodatek polimerowy [%]	1,2	1,2	0,9
Dodatek antyfiltracyjny [%]	0,3	0,3	0,3
NaCl (w stosunku do masy wody) [%]	20,0	20,0	20,0
Mikrosfery [%]	5,3	7,8	12
Cement [%]	100,0	100,0	100,0

(\* w zaczynie 3 zastosowano inny rodzaj bentonitu „bentopol” - modyfikowany bentonit sodowy)

Tablica 2. Parametry wytypowanych zaczynów lekkich

PARAMETR	ZACZYN 1	ZACZYN 2	ZACZYN 3
Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]	1610	1580	1570
Rozlewność [mm]	250	240	240
Filtracja [cm <sup>3</sup> /30min]	65,0	71,0	80,0
Lepkość plastyczna [mPa·s] (temp 80°C)	27	33	31,5
Granica płynięcia [Pa] (temp 80°C)	5,28	3,48	1,2
Odstój wody [%]	Pod kątem 90°	0,0	0,0
	Pod kątem 45°	0,0	0,0
Sedymentacja pod kątem 45° [kg/m <sup>3</sup> ]	Góra	1610	1580
	Środek	1610	1580
	Dół	1610	1580
Czas gęstnienia (t=80°C*, p=36MPa) *czas dojścia do temp 90 minut.	30Bc	3-26	4-40
	100Bc	3-36	4-53



a mianowicie odstój wody i sedimentację fazy stałej w zaczynie pod kątem 45°. W trakcie opracowywania receptur zaczynów kierowano się wymaganiami, jakie powinien spełniać zaczyn przeznaczony do uszczelniania kolumn rur w otworach kierunkowych i poziomych. Wymagania te są znacznie zaostrzone w porównaniu do wymagań dla zaczynów stosowanych podczas uszczelniania otworów pionowych, a zasadniczą rolę odgrywa tutaj stabilność zatlaczanej mieszanki cementowej.

Gęstość zaczynów regulowano dodatkiem mikrosfery. W celu wyeliminowania sedimentacji fazy stałej w zaczynie zastosowano środki tj. bentonit czy środki polimerowe zagęszczające oraz obniżające filtrację. Pozostałe dodatki zastosowano w celu poprawy parametrów technologicznych zaczynu. Zaczyny sporządzano wg określonej w INiG receptury podobnej do stosowanych przez serwisy cementacyjne [3]. Wodą zarobową była woda wodociągowa. Przeprowadzone zostały badania dla trzech zaczynów o obniżonej gęstości oraz dla trzech dla „normalnej” gęstości [8, 10]. Działanie takie miało na celu wytypowanie zestawu zaczynów składających się z zaczynu górnego o obniżonej gęstości oraz zaczynu dolnego o „normalnej” gęstości.

Tablica 1 przedstawia receptury zaczynów lekkich z dodatkiem od 5,3% do 12% mikrosfery. Wszystkie trzy zaczyny charakteryzują się dobrą reologią, zerowym odstojem wody zarówno pod kątem 45° jak i 90° (tab. 2). Próbkę zaczynów ustawione pod kątem 45° nie wykazywały sedimentacji, gęstości w trzech obszarach pomiaru były jednakowe. Czas gęstnienia zaczynów w temperaturze 80°C zawierał się w przedziale od 3 godz. 20 minut do 5 godz. 10 minut natomiast czas przejścia z 30 Bc do 100 Bc nie przekraczał 40 minut (tab. 2).

Wytrzymałość na ściskanie wynosiła od 20 do ponad 26 MPa, przyczepność do rur od 2,6 MPa do 4,2 MPa, a próbki kamieni cementowych były nieprzepuszczalne dla gazu (tab.3, rys. 6).

W tablicy 4 zamieszczone są składy zaczynów o „normalnej” gęstości, które w praktyce przemysłowej używane są, jako zaczyn dolny. Zaczyny sporządzone zostały na bazie cementu wiertniczego, zastosowano 25%-owy dodatek mikrosiliki oraz inne dodatki regulujące parametry zaczynu. Przeprowadzone w temperaturze 80°C badania zaczynów potwierdzają ich odpowiednio do stosowania w otworach horyzontalnych parametry (tab. 5). Zaczyny nie wykazują odstojów pod kątem 45° oraz 90°. Zaczyny są stabilne, podczas badań sedimentacji, gęstość zaczynu nie zmieniała się w poszczególnych obszarach pomiarowych. Zaczyny posiadają czasy

Tablica 3. Parametry kamienia cementowego powstałego z lekkich zaczynów

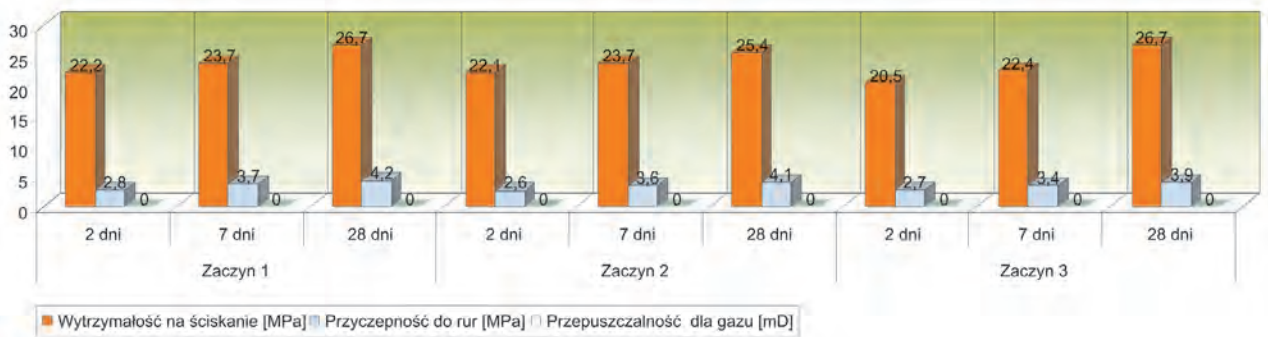
	80°C	Wytrzymałość na ściskanie [MPa]	Przyczepność do rur [MPa]	Przepuszczalność dla gazu [mD]
Zaczyn 1	2 dni	22,2	2,8	0,0
	7 dni	23,7	3,7	0,0
	28 dni	26,7	4,2	0,0
Zaczyn 2	2 dni	22,1	2,6	0,0
	7 dni	23,7	3,6	0,0
	28 dni	25,4	4,1	0,0
Zaczyn 3	2 dni	20,5	2,7	0,0
	7 dni	22,4	3,4	0,0
	28 dni	26,7	3,9	0,0

Tablica 4. Składy wytypowanych zaczynów o „normalnej” gęstości

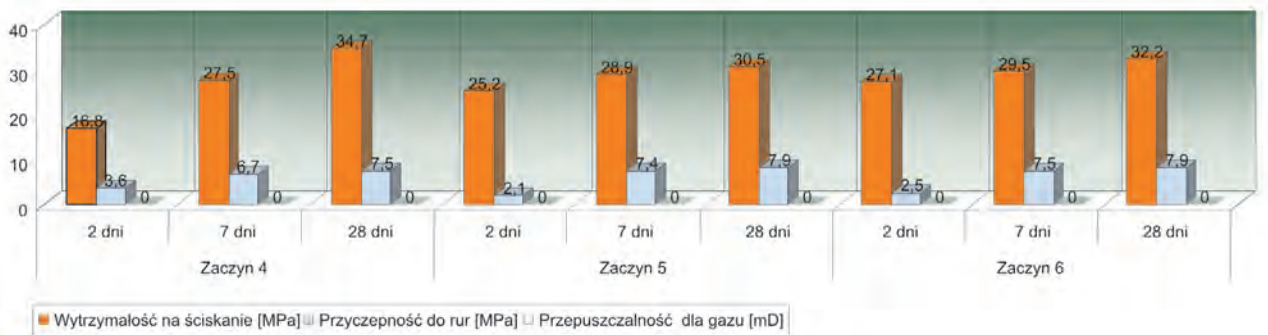
SKŁAD	ZACZYN 4	ZACZYN 5	ZACZYN 6
Woda wodoc. [-]	w/c = 0,55	w/c = 0,58	w/c = 0,56
Bentonit (w stosunku do masy wody) [%]	----	1,0	0,9
Półsyntetyczny dodatek polimerowy [%]	----	0,9	0,8
Dodatek obniżający filtrację [%]	0,7	----	----
Plastyfikator [%]	0,4	----	----
Dodatek odpieniający [%]	0,3	0,3	0,3
NaCl (w stosunku do masy wody) [%]	20,0	20,0	20,0
Mikrosilica [%]	25,0	25,0	25,0
Cement [%]	100,0	100,0	100,0

Tablica 5. Parametry wytypowanych zaczynów o „normalnej” gęstości

PARAMETR	ZACZYN 4	ZACZYN 5	ZACZYN 6	
Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]	1805	1810	1810	
Rozlewność [mm]	240	240	250	
Filtracja [cm <sup>3</sup> /30min]	48,0	38,0	36	
Lepkość plastyczna [mPa·s] (temp 80°C)	96	36	51	
Granica płynięcia [Pa] (temp 80°C)	2,5	12,9	9,3	
Odstój wody [%]	Pod kątem 90°	0,0	0,0	0,0
	Pod kątem 45°	0,0	0,0	0,0
Sedymentacja pod kątem 45° [kg/m <sup>3</sup> ]	Góra	1805	1810	1570
	Środek	1805	1810	1570
	Dół	1805	1810	1570
Czas gęstnienia (t=80°C*, p=36MPa) *czas dojścia do temp 90 minut.	30Bc	3-20	3-22	3-15
	100Bc	3-47	3-42	3-37



Rys. 6. Narastanie wytrzymałości na ściskanie, przyczepności do rur oraz odporność na przechodzenie gazu po 2, 7 oraz 28 dniach hydratacji próbki kamienia powstałego z lekkiego (górnego) zaczynu



Rys. 7. Narastanie wytrzymałości na ściskanie, przyczepności do rur oraz odporność na przechodzenie gazu po 2, 7 oraz 28 dniach hydratacji próbki kamienia powstałego z zaczynu (dolnego) o „normalnej” gęstości

gęstnienia od 3 godz. 15 minut do 3 godz. 47 minut. Czas przejścia od 30 Bc do 100 Bc nie przekracza 30 minut. Powstałe kamienie cementowe charakteryzują się wysokimi wartościami wytrzymałości na ściskanie oraz przyczepnością do rur, a kamienie cementowe nie przepuszczają gazu (tab. 6, rys. 7).

### Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonych badań wytypowane zostały zestawy zaczynów (górnego i dolnego) przeznaczone do uszczelniania otworów horyzontalnych pod kątem panujących w otworze warunków geologiczno-technicznych. Wytypowane zaczyny uszczelniające charakteryzują się:

1. optymalnymi czasami gęstnienia zaczynów oraz krótkim przejściem od wartości 30 Bc do 100 Bc (gęstnienie zaczynu przy jednoczesnym blokowaniu migracji w trakcie wiązania);
2. zerowym odstojem wody zarówno pod kątem 45° jak i 90°;
3. stabilnością zaczynu uszczelniającego – brakiem sedymentacji;
4. odpowiednimi gęstościami dla zaczynu lekkiego i zaczynu o normalnym ciężarze;
5. niską filtracją zaczynu nieprzekraczającą 100 cm<sup>3</sup>/30 min dla zaczynów lekkich oraz 50 cm<sup>3</sup>/30 min w przypadku zaczynów o normalnym ciężarze;

Tablica 6. Parametry kamienia cementowego powstałego z zaczynów o „normalnej” gęstości

	80°C	Wytrzymałość na ściskanie [MPa]	Przyczepność do rur [MPa]	Przepuszczalność dla gazu [mD]
Zaczyn 4	2 dni	16,8	3,6	0,0
	7 dni	27,5	6,7	0,0
	28 dni	34,7	7,5	0,0
Zaczyn 5	2 dni	25,2	2,1	0,0
	7 dni	28,9	7,4	0,0
	28 dni	30,5	7,9	0,0
Zaczyn 6	2 dni	27,1	2,5	0,0
	7 dni	29,5	7,5	0,0
	28 dni	32,2	7,9	0,0

6. dobrymi parametrami kamienia cementowego (wysokie wartości wytrzymałości na ściskanie oraz przyczepności do rur) oraz brakiem przepuszczalności dla gazu. Uzyskane wyniki badań dla sześciu wytypowanych składów pozwalają na stosowanie ich w warunkach przemysłowych podczas uszczelniania kolumn rur w otworach kierunkowych i horyzontalnych.

### Literatura

1. API SPEC 10, Specification for materials and testing for well cements.
2. Bonett A., Pafitis D.: Getting to the Root of Gas Migration. Oilfield Review, Spring 1996.
3. Dębińska E. "Wyznaczenie statycznej wy-

- trzymałości strukturalnej i wczesnej wytrzymałości mechanicznej zaczynów cementowych" Nafta-Gaz, 2013 nr 2, str 134-142
4. Ganguli K. K. „Biopolymers as free water and settling control agent" SPE 25437, 1993
5. Herman Z. Guzik J. I inn. "Analiza przyczyn braku skuteczności cementowania kolumn eksploatacyjnych rur okładzinowych w utworach cechsztynu oraz opracowanie środków zaradczych" dokumentacja INiG Kraków, grudzień 2002
6. Herman Z., Lubaś J., Rzepka M., „Wykorzystanie nowych metod technologicznych w casie dowiercania i eksploatacji płynnych złożowych z dolomitu głównego" Konferencja Naukowo-Techniczna, Piła, październik 2002

7. Kątna Z., i in., „Badania modelowe wpływu odstoju wody, sedymentacji i początkowego skurczu zaczynu cementowego na jakość uszczelniania rur w otworach odchylonych od pionu i poziomych do temp 85°C” Praca INiG, Kraków 1997
8. Kątna Z., i in., „Opracowanie zaczynów cementowych nie ulegających sedymentacji” Praca INiG, Kraków 1998
9. Kątna Z., „Nowe aplikacje w zakresie udostępniania i aplikacji złóż węglowodorów otworami kierunkowymi i poziomymi.” Praca INiG, Kraków 2008
10. Kątna Z., „Zaczyny cementowe do uszczelniania rur w otworach kierunkowych” Nafta – Gaz 5, 2007
11. Nelson E. B., „Well Cementing” Schlumberger Educational Service, Houston, Texas, USA, 1990.
12. Prohaska M., Thonhauser G., „The importance of wellbore integrity for groundwater protection in shale gas well construction”, dostęp lipiec 2012: <http://www.shale-gas-information-platform.org/categories/water-protection/knowledge-base/prohaska.html>
13. Półoś T i inni „Zaczyny cementowe do cementowania otworów kierunkowych i poziomych oraz technologia ich zatłaczania” Praca INiG, 1993
14. Summary report increasing production from low-permeability gas reservoirs by optimizing zone isolations for successful stimulations treatments, dostęp lipiec 2012: <http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/EPreports/DCS/Final%20Report%2041438.pdf>

15. Zechenter J.: Cementowanie rur okładzinowych w otworach poziomych. Nafta, nr 11/1993.
16. PN-EN 10426-2 „Przemysł naftowy i gazowniczy. Cementy i materiały do cementowania otworów. Część 2: Badania cementów wiertniczych”.

Marcin Kremieniewski  
Marcin Rzepka  
Instytut Nafty i Gazu Krosno

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 10.07.2013

Artykuł przyjęto do druku: 9.08.2013

### 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](mailto:redakcja.wnig@interia.pl), [redakcja@wnig.pl](mailto: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>

# PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie  
**WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH**



Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84

<http://www.wnig.pl> e-mail: [prenumerata@wnig.pl](mailto:prenumerata@wnig.pl)

# Ograniczanie przepływu gazu na stacjach gazowych



Mirosław Ambroziewicz



Andrzej Barczyński

## Limitation of gas flow in gas stations

### Abstract

The article presents various examples of limiting capacity reduction and measuring the gas stations. Failure of control devices can lead to various disruption and the formation of damage during their exploitation. For example, exceeding the speed limits in different parts of the installation of a natural gas facility, may increase the noise level, the occurrence of vibration. In extreme cases, may even destroy the device or disruptions in the supply of gas to the pipeline supplying gas station

### Streszczenie

W artykule przedstawiono różne przykłady ograniczania przepustowości ciągów redukcyjnych, pomiarowych na stacjach gazowych. Brak urządzeń ograniczających może prowadzić do różnych zakłóceń i powstawania stanów awaryjnych podczas ich eksploatacji. Przykładowo przekroczenie dopuszczalnych prędkości w poszczególnych elementach instalacji danego obiektu gazowniczego, może spowodować wzrost poziomu hałasu, wystąpienie wibracji. W skrajnym przypadku może dojść nawet do zniszczenia urządzenia lub wystąpienia zakłóceń w dostawie gazu na gazociągu zasilającym stację gazową.

### 1. Uwagi wstępne

Na niektórych stacjach gazowych, ze względów eksploatacyjnych, niezbędne jest ograniczanie przepustowości ciągów redukcyjnych, pomiarowych.

W normalnych warunkach pracy stacji gazowej, ciśnienie wlotowe jest zwykle znacznie wyższe, niż zakładane w projekcie minimalne ciśnienie wejściowe, tak więc każdy ciąg redukcyjny ma większą wydajność, niż założona wartość nominalna. Na przykład, jeśli wartość ciśnienia wlotowego zostanie podwojona, wiel-

kość strumienia, który może dostarczyć każdy z ciągów będzie dwukrotnie większa.

Jeśli istnieje tylko jedna stacja zasilająca odbiorcę i posiada ona tylko jeden ciąg roboczy, to wielkość maksymalnego strumienia będzie wynikała z zapotrzebowania odbiorcy. W takiej sytuacji, jeśli wielkość stacji jest prawidłowo dobrana, nie wystąpią żadne problemy.

Jeśli wiele stacji jest połączonych hydraulicznie (pierścieniowa struktura sieci gazowej) lub stacja posiada więcej niż dwa ciągi robocze, wtedy jedna ze stacji lub jeden z ciągów może zdominować pozostałe i dostarczać cały strumień aktualnie pobierany przez odbiorców. W takiej sytuacji założona obliczeniowa przepustowość stacji może być przekroczona i zainstalowane urządzenia działają w sposób nieprawidłowy (filtry, podgrzewacze, reduktory, gazomierze itp.). Obliczeniowe prędkości strumienia gazu w gazociągach będą przekroczone, czego konsekwencją będzie wzrost poziomu hałasu i możliwość wystąpienia wibracji.

Zagadnienia te są niestety często ignorowane na etapie projektowania obiektów gazowniczych, co może prowadzić do różnych zakłóceń i powstania stanów awaryjnych podczas ich eksploatacji. Innym problemem istotnym ze względów ekonomicznych i ekologicznych może być dobór wydmuchowego zaworu upustowego na

stacji redukcyjnej. Jak wspomniano powyżej, przepustowość ciągu redukcyjnego (reduktora) dobiera się na najniższe ciśnienie, jakie może wystąpić przed stacją gazową. W związku z tym gabaryty wydmuchowego zaworu upustowego (o 2% wydajności ciągu) mogą okazać się na tyle duże, że w razie jego otwarcia znaczne ilości gazu przedostaną się do atmosfery. Aby temu zapobiec wystarczy za reduktorem zamontować np. kryzę o przepływie krytycznym, co pozwala na zoptymalizowanie jego wymiarów.

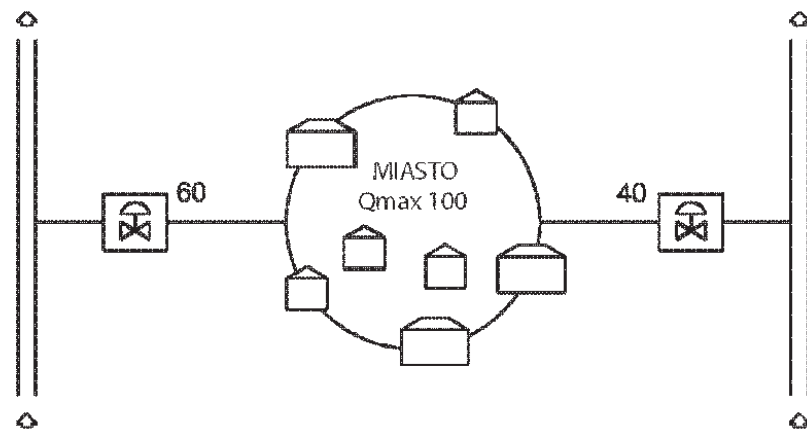
Ograniczenie wielkości strumienia może być realizowane metodami o różnej dokładności, stopniu skomplikowania i oraz kosztach realizacji

## 2. Przykłady ograniczania przepływu gazu na stacjach gazowych:

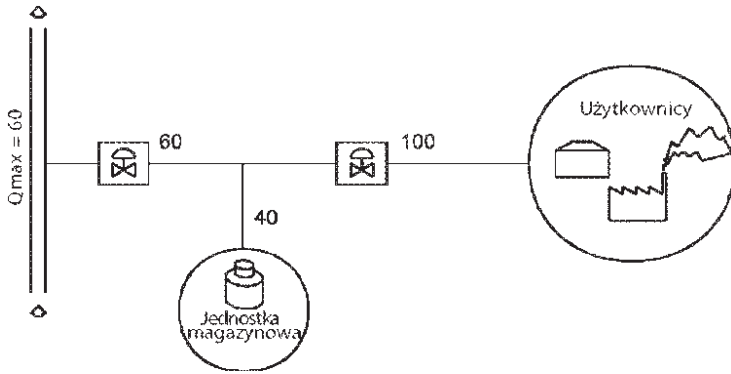
Można wymienić następujące przypadki, w których należy zastosować urządzenia do ograniczenia przepływu gazu na stacjach gazowych:

- Stacja gazowa wyposażona jest w więcej niż dwa ciągi (sekwencyjne włączanie się kolejnych ciągów w miarę wzrostu zapotrzebowania gazu)
- Stacje gazowe pracujące w sieci pierścieniowej (optymalizacja pracy systemu dystrybucyjnego), jak to schematycznie przedstawiono na rys. 1.

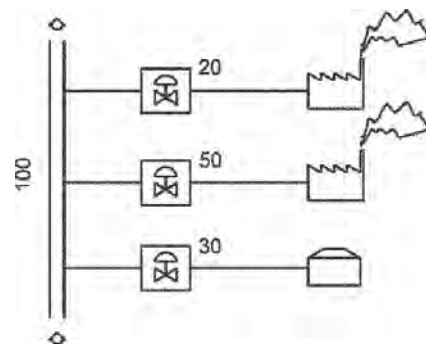
Gdy zapotrzebowanie na danym obszarze dystrybucyjnym wymaga strumienia o wartości 100 jednostek, a nie były zastosowane ograniczniki strumienia, to cały pobór gazu może być zrealizowany przez tylko jedną stację pracującą w pierścieniowej sieci gazowej. W tym przypadku może dojść do przekroczenia maksymalnego strumienia gazu na wymienionej stacji gazowej, czego konsekwencją jest prawdopodobieństwo wystąpienia zakłóceń w pracy poszczególnych urządzeń (m. in. ze względu na wystąpienie zbyt dużych prędkości gazu na orurowaniu i urządzeniach stacji). Strumień może być dzielony pomiędzy stację



Rys. 1. Stacje gazowe pracujące w sieci pierścieniowej



Rys. 2. Stacja gazowa współpracująca z lokalnym zbiornikiem gazu



Rys. 3. Stacje gazowe podłączone do gazociągu o ograniczonej przepustowości

po zastosowaniu urządzeń, które w razie przekroczenia określonego poziomu wydajności na danej stacji ograniczą jej przepustowość.

- c) Stacja gazowa współpracująca z lokalnym zbiornikiem (optymalizacja pracy układu w celu zminimalizowania wielkości stacji gazowej), jak to przedstawiono na rys. 2

W przypadku, gdy odbiorca zgłasza zapotrzebowanie gazu w ilości przykładowo równej 100 jednostek, będzie ona dostarczona częściowo ze stacji gazowej, a pozostała część z lokalnego zbiornika. Magazyn będzie napełniany, jeżeli zapotrzebowanie odbiorcy będzie mniejsze niż 60 jednostek. Współpraca układu zbiornik - stacja gazowa wymagać będzie zastosowania odpowiedniego systemu ograniczającego przepływ gazu.

- d) Stacje gazowe podłączone do gazociągu o ograniczonej przepustowości

W przypadku gdy przepustowość gazociągu jest ograniczona, a jeden z odbiorców przekroczy moc zamówioną, to odbędzie się to kosztem pozostałych odbiorców gazu (ograniczenie dostawy gazu). Może to spowodować zakłócenia w procesie technologicznym i wymierne straty ekonomiczne u pozostałych odbiorców gazu. Zastosowanie urządzeń ograniczających przepływ gazu na poszczególnych stacjach gazowych (np. jeden odbiorca zamówił 20 % całkowitej ilości gazu, drugi 50 %, a trzeci 30 % – jak przedstawiono na rys. 3) pozwoli uniknąć zakłóceń w dostawie gazu do poszczególnych odbiorców gazu.

- e) Układ pomiarowy na wysokim ciśnieniu (ograniczenie przepływu przez układ pomiarowy, aby nie uszkodzić gazomierza)

- f) Ograniczenie przepustowości wydmuchowego zaworu upustowego (ekonomiczne i ekologiczne aspekty doboru zaworu).

### 3. Wyznaczanie średnicy zwężki ograniczającej przepływ gazu

Wiele metod ograniczania przepływu gazu na stacjach gazowych opiera się na zastosowa-

niu kryzy ograniczającej o odpowiednio dobranej średnicy. Poniżej podano odpowiednie wzory i wskazówki pozwalające na wyznaczenie średnicy kryzy przy określonych założeniach.

Przepływ gazu przez otwór kryzy ograniczającej o powierzchni A można z pewnym przybliżeniem przyrównać do przepływu gazu przez dyszę Bendemanna [2], [3].

Można wyróżnić dwa przypadki:

#### Przypadek I-szy:

Prędkość gazu w otworze kryzy jest w przybliżeniu równa prędkości dźwięku, gdy spełniona jest zależność:

$$\frac{p_{2a}}{p_{1a}} \leq \beta_L$$

gdzie:

$p_{1a}$  – ciśnienie gazu przed kryzą (absolutne)

$p_{2a}$  – ciśnienie gazu za kryzą (absolutne)

$$\beta_k = \left(\frac{2}{\kappa+1}\right)^{\frac{\kappa}{\kappa-1}} \quad (\text{dla gazu ziemnego wynosi około } 0,54)$$

$$\kappa = \frac{c_p}{c_v}$$

$c_p$  – ciepło właściwe gazu przy stałym ciśnieniu,

$c_v$  – ciepło właściwe gazu przy stałej objętości.

Wtedy masowy strumień gazu będzie wielkością stałą i można jego wyznaczyć wg wzoru [2], [3]:

$$\dot{m}_{\max} = A \varphi_{\max} \sqrt{p_{1a} \rho_1} \quad (1)$$

przy czym:

$$\varphi_{\max} = \sqrt{2 \frac{\kappa}{\kappa+1}} \cdot \left(\frac{2}{\kappa+1}\right)^{\frac{1}{\kappa-1}}$$

$$\dot{m}_{\max} \square = \dot{V} \cdot \rho_g$$

$$\rho_1 = \rho_g \cdot \frac{p_{1a}}{p_m} \cdot \frac{T_g}{273,15}$$

gdzie:

$\dot{V}$  – strumień gazu w warunkach normalnych

$\rho_g$  – gęstość gazu w warunkach normalnych

$\rho_1$  – gęstość gazu przed kryzą

A – przekrój kryzy ograniczającej

Z powyższych równań można wyznaczyć średnicę kryzy ograniczającej dla przepływu krytycznego (po wprowadzeniu współczynnika przepływu –  $\alpha$ ):

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot V_1 \cdot \rho_g}{\Pi \cdot \alpha \cdot \psi_{s,\max} \cdot \sqrt{p_{1a} \cdot \rho_1}}}$$

gdzie:

$\alpha$  – współczynnik przepływu

$\rho_g$  – gęstość gazu w warunkach normalnych

$$\rho_1 = \rho_g \cdot \frac{p_{1a}}{p_m} \cdot \frac{T_g}{273,15}$$

$P_m$  – ciśnienie barometryczne

$T_g$  – temperatura gazu °C

*Uwaga:* Zgodnie z [3] współczynnik przepływu zaleca się przyjąć równe  $\alpha = 0,5525$ .

#### Przypadek II-gi:

Prędkość gazu w otworze kryzy jest niższa od prędkości dźwięku, gdy jest spełniona zależność:

$$p_2/p_1 > \beta_{kr}$$

Procedura obliczania średnicy kryzy ograniczającej, którą można w tym przypadku traktować podobnie jak kryzę pomiarową, przy założonym spadku ciśnienia na kryzie - dp jest podana np. w Normie Zakładowej [4].

*Uwaga:* Zwraca się uwagę, że za pomocą tej procedury można wykonywać obliczenia dla kryz przy spełnieniu następującego warunku:

$$\frac{p_{1a} - dp}{p_{1a}} \geq 0,75$$

gdzie:

dp – spadek ciśnienia na kryzie

### 4. Metody ograniczania strumienia gazu na stacjach redukcyjnych

#### 4.1. Ograniczenie za pomocą kryz

W każdym ciągu za reduktorem zamontowana jest kryza ograniczająca o odpowiedniej

średnicy, wytwarzająca spadek ciśnienia rzędu  $dp = 0,2$  bar, w momencie, gdy osiągnięty będzie maksymalny strumień gazu przez dany ciąg (rys.4). Reduktory są przygotowane do pracy w trybie kaskadowym z różnicą około 0,2 bar, korespondującą z wartościami obliczonymi dla kryz.

Kiedy wielkość strumienia w odcinku wylotowym rośnie, pojawia się spadek ciśnienia wynikający z oporów przepływu generowanych przez kryzę. Gdy ciśnienie nastawy dla ciągu drugiego zostaje osiągnięte, ciąg ten rozpoczyna pracę. Gdy wielkość strumienia będzie nadal rosła, trzeci ciąg podejmie pracę (podobnie – kolejne istniejące w instalacji ciągi).

System charakteryzuje się:

- niską klasą dokładności podziału strugi, około  $\pm 10\%$
- koniecznością wymiany kryzy na inną, o właściwej charakterystyce, gdy wartość ograniczanego strumienia jest zmieniona
- ograniczenie strumienia zależy od klasy dokładności nastaw ciągów.

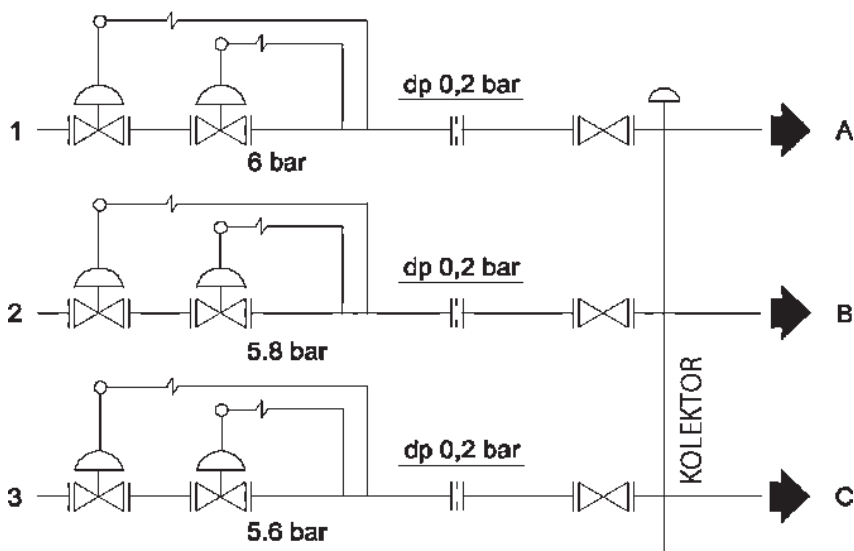
#### 4.2. Ograniczenie za pomocą pilotów różnicowych

Nadzór maksymalnej wartości strumienia w ciągu redukcyjnym może być realizowany przy pomocy dodatkowego pilota w układzie sterowania reduktorem ciśnienia. Gdy impuls sterujący osiąga zadaną wcześniej wartość, pilot częściowo upuszcza gaz napędzający pilot reduktora na stronę wylotową. W ten sposób stopień otwarcia reduktora zostaje ograniczony, a przez to zmniejszona jest też wielkość strumienia. Praca reduktora powraca do normy, gdy pobór gazu zmniejszy się. System ten stosowany jest w celu zrównoważenia wydatków poszczególnych ciągów oraz ograniczenia maksymalnego strumienia całkowitego dostarczanego przez stację.

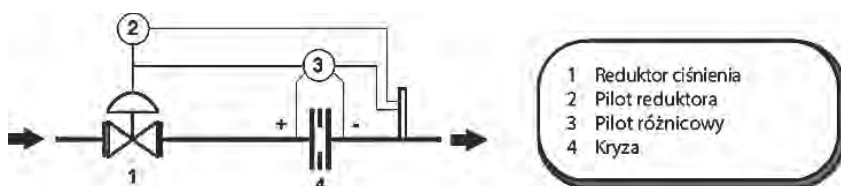
Nastawa pilota może być zmieniana, a co za tym idzie – wartość graniczna strumienia, za pomocą śruby nastawczej. Umożliwia to dostosowanie charakterystyki stacji do różnych warunków pracy, zarówno latem, jak też zimą, co jest istotną przewagą nad systemami wyposażonymi tylko w kryzę po stronie wylotowej reduktora.

Nadzorowanie wielkości strumienia może być realizowane na dwa sposoby:

- a) z użyciem kalibrowanej kryzy na wylocie z reduktora połączonej z pilotem różnicowym
- b) z użyciem pilota ograniczającego podłączonego bezpośrednio do króćca wylotowego reduktora wyposażonego w tłumik np. typu SRS (Tartarini).



Rys. 4. Kaskadowe włączanie poszczególnych ciągów redukcyjnych (zastosowanie kryz ograniczających przepływ gazu)



Rys. 5. Ciąg redukcyjny z pilotem różnicowym i kryzą

#### 4.2.1. Ograniczenie za pomocą kryzy i pilota różnicowego

Rozwiązanie jest rozwinięciem metody opisanej w pkt. 4.1. Jest ono bardziej złożone ponieważ do systemu dodano pilota różnicowy, który otrzymuje od kryzy sygnał impulsowy o aktualnej wartości  $dP$  i wykorzystuje go do sterowania reduktorem.

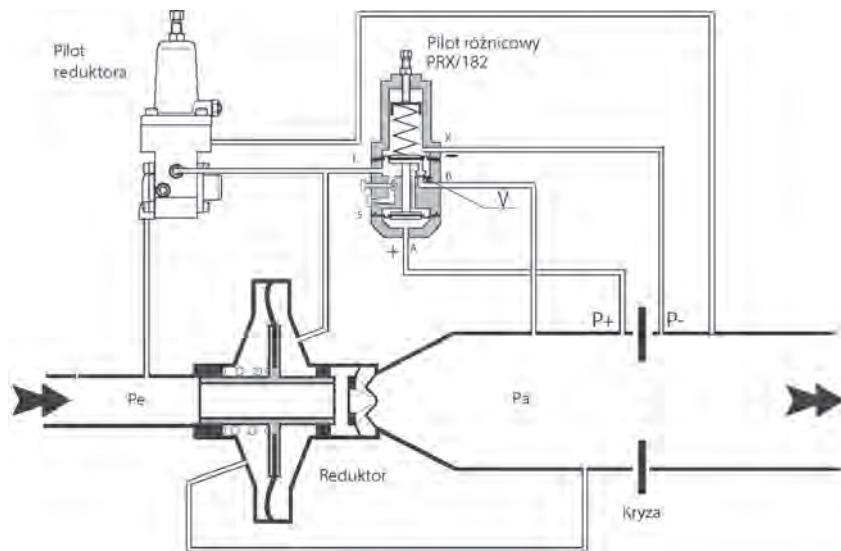
Gdy ciśnienie różnicowe generowane przez kryzę osiągnie wartość nastawy pilota różnicowego, ten ostatni rozpoczyna upuszczanie gazu napędzającego pilot reduktora do gazociągu wylotowego, kontrolując w ten

sposób stopień otwarcia reduktora tak, aby strumień nie był większy niż projektowana wartość maksymalna.

Wartość ciśnienia różnicowego opisuje następująca zależność:  $\Delta P = f(Q^2)$

Gdy wielkość strumienia zmniejszy się i pilot różnicowy ulegnie zamknięciu, reduktor ponownie podejmie normalną pracę. Poszczególne ciągi będą włączały się do pracy tak, jak w systemie opisanym w pkt. 3.1. Na rys. 6 przedstawiono przykładowy układ zaprojektowany przez firmę Tartarini.

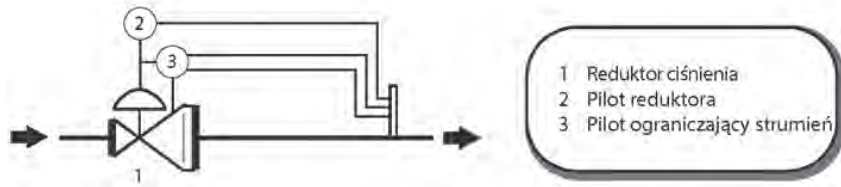
System ten ma przewagę wobec systemu bez



Rys. 6. Zastosowanie kryzy i pilota różnicowego

pilotów różnicowych (pkt 3.1) gdyż:

- nie występuje obniżanie ciśnienia wylotowego, przynajmniej do chwili rozpoczęcia ograniczania strumienia
- ograniczanie strumienia niezależne od nastaw ciągów
- posiada dobrą klasę dokładności podziału strumienia dzięki czułości pilota równej  $1 \div 3\%$
- możliwe jest zwymiarowanie krzyży dla bardzo szerokiego zakresu wielkości strumienia i dowolne korygowanie wartości  $dP$  bez konieczności wymiany krzyży.



Rys. 7. Zastosowanie tłumika i pilota różnicowego

#### 4.2.2. Ograniczenie za pomocą tłumika hałasu oraz pilota różnicowego

Rozwiązanie polega na zastosowaniu pilota różnicowego we współpracy z tłumikiem hałasu (rys.7), co daje w rezultacie połączenie wyciszonego reduktora z pilotem ograniczającym strumień. Nie jest w tym przypadku wymagane stosowanie krzyży po stronie wylotowej reduktora. W efekcie uzyskamy istotne zmniejszenie długości ciągu redukcyjnego.

Gdy ciśnienie w tłumiku osiągnie wartość nastawy pilota różnicowego, ten ostatni przejmuje kontrolę nad systemem i utrzymuje stałe ciśnienie w tłumiku. W konsekwencji wielkość strumienia będzie ograniczona do przewidzianej wartości.

System wykorzystuje spadek ciśnienia generowany przez tłumik. Jeśli spadek ciśnienia jest mniejszy niż 0,2 bar, należy zamontować odpowiednią krzyżę na wylocie z tłumika w celu zwiększenia wartości impulsu ciśnienia różnicowego.

Wartość ciśnienia generowanego w tłumiku opisuje następująca zależność:

w warunkach podkrytycznych, gdy  $P_x < 2 P_a$

$$P_x = f(Q^2 C_g^2)$$

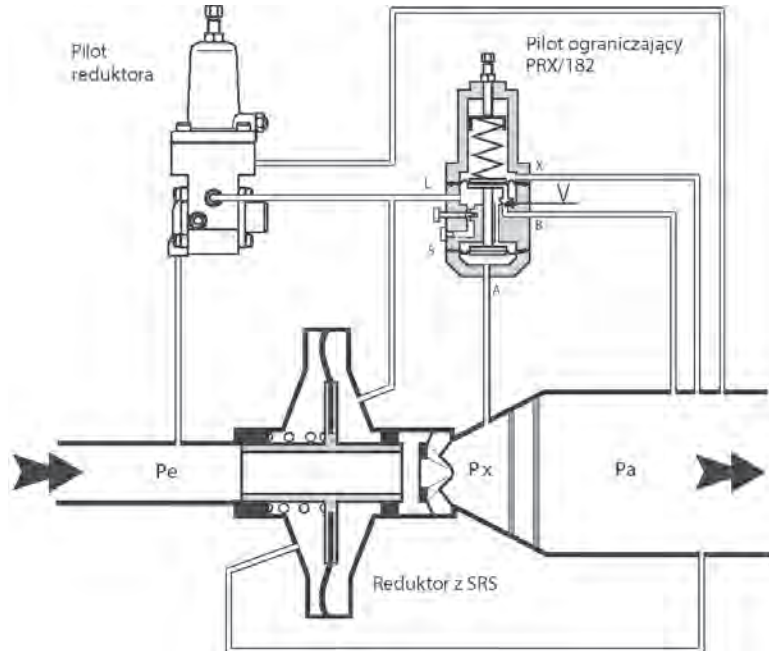
w warunkach krytycznych, gdy  $P_x \geq 2 P_a$

$$P_x = f(Q/C_g)$$

gdzie:  $P_x$  – ciśnienie absolutne w tłumiku;  $P_a$  – ciśnienie wylotowe;  $C_g$  – współczynnik przepływu reduktora z tłumikiem.

Gdy  $(P_x - P_a)$  osiąga wartość nastawy pilota ograniczającego, ten ostatni przejmuje kontrolę nad systemem i utrzymuje stałą wartość  $(P_x - P_a)$ , w ten sposób ograniczając wielkość strumienia. Gdy wielkość strumienia zmniejszy się i pilot różnicowy ulegnie zamknięciu, reduktor ponownie podejmie normalną pracę. Na rys. 8 przedstawiono przykładowy układ zaprojektowany przez firmę Tartarini.

Dzięki prostej i zwartej budowie tego rozwiązania, ogranicznik może zostać dobudowany do istniejącej już instalacji wyposażonej w tłumiki o odpowiedniej konstrukcji.



Rys. 8. Reduktor z tłumikiem i pilotem różnicowym

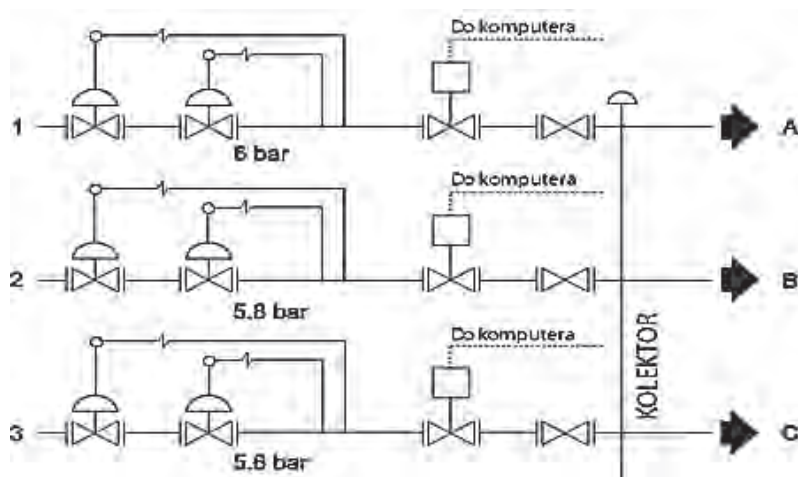
System ten ma niemal identyczne cechy ruchowe, jak rozwiązanie poprzednie i posiada następujące zalety:

- nie występuje obniżanie ciśnienia wylotowego, przynajmniej do chwili rozpoczęcia ograniczania strumienia
- ograniczanie strumienia niezależne jest od nastaw poszczególnych ciągów redukcyjnych
- satysfakcjonująca klasa dokładności podziału strumienia (do 5%)
- możliwe zmiany nastaw pilota ograni-

czającego, a zatem również wartości strumienia maksymalnego.

#### 4.3. Zawór ograniczający wielkość strumienia

W każdym ciągu redukcyjnym zamontowany jest jeden zawór regulacyjny po stronie wylotowej reduktora (rys. 9). Zawór ograniczający w ciągu „1” będzie w pozycji „normalnie otwartej” podczas, gdy zawory ograniczające w ciągu „2” i „3” będą w pozycji „normalnie zamkniętej”.



Rys. 9. Zawór ograniczający przepływ gazu połączony z komputerem

Gdy przewidywana wielkość strumienia zostanie osiągnięta, zawór ograniczający ciąg „1” otrzyma sygnał pneumatyczny sterowany przez komputer przelicznika i ograniczy wielkość strumienia, podczas gdy zawór ograniczający ciąg „2” zostanie otwarty. Następnie zostanie uruchomiony ciąg „3” i ewentualnie kolejne ciągi.

Jest to rozwiązanie o największej dokładności, ale też najdroższe, wyróżniające się następującymi zaletami:

- nie występuje obniżanie ciśnienia wylotowego, przynajmniej do chwili rozpoczęcia ograniczania strumienia
- ograniczanie strumienia jest niezależne od nastaw ciągów
- wysoka klasa dokładności podziału strumienia (do  $\pm 0,1\%$ )
- możliwe zmiany nastaw wartości strumienia maksymalnego w bardzo szerokim zakresie.

#### 4.4. System nadzoru i sterowania LC-21

Jest to rozwiązanie proponowane przez firmę Tartarini. Do każdego reduktora w ciągu

redukcyjnym doprowadzone jest ciśnienie sterujące wytwarzane przez system sterowania i nadzoru LC-21 (Elektroniczna Jednostka Sterująca + Elektropneumatyczna Jednostka Wykonawcza).

Gdy w ciągu „1” zostanie osiągnięta przewidywana maksymalna wielkość strumienia, układ kryza + pilot różnicowy uniemożliwi dalsze otwieranie się reduktora „1” i wzrost strumienia „1”.

W miarę dalszego wzrostu poboru ciśnienie wylotowe chwilowo obniży się, w konsekwencji czego system LC-21 rozpocznie zwiększanie wartości ciśnienia sterującego starając się przeciwdziałać spadkowi ciśnienia wylotowego poza granice tolerancji zadanej przez użytkownika. Przy określonej wartości ciśnienia sterującego zostanie uruchomiony ciąg „2”. System LC-21 wyrówna wartość ciśnienia wylotowego do wartości zadanej przez użytkownika ( $\pm$  obszar nieczułości).

Ciąg „1” i ciąg „2” będą pracowały jednocześnie, aż do chwili osiągnięcia przez ciąg „2” przewidywanej wielkości strumienia maksymalnego.

Ciąg „3” zostanie uruchomiony w podobny sposób.

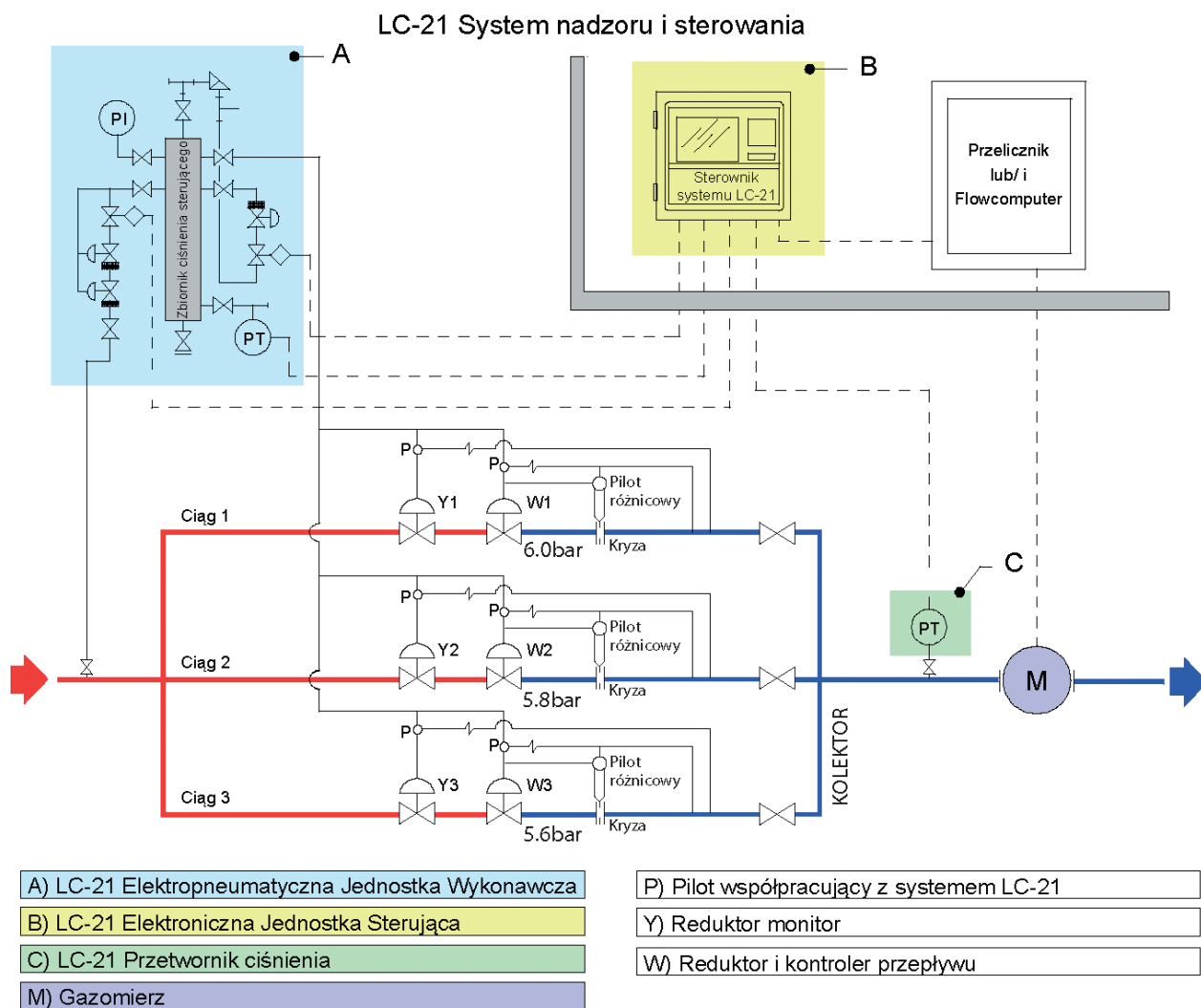
Pokazany na rys. 10 system nadzoru posiada następujące zalety:

- nie występuje obniżanie ciśnienia wylotowego (poza chwilowym w czasie włączania kolejnego ciągu)
- ograniczanie strumienia niezależnie od nastaw ciągów
- dobra klasa dokładności podziału strumienia dzięki czułości pilota równej  $1 \div 3\%$
- możliwe zwymiarowanie kryzy dla bardzo szerokiego zakresu wielkości strumienia i dowolne korygowanie wartości  $\Delta P$  bez konieczności wymiany kryzy.

#### Ograniczenie przepływu przez układ pomiarowy

W celu uniknięcia uszkodzenia gazomierza na stacji pomiarowej w/c można zastosować różne rozwiązania techniczne, a w szczególności:

- zastosowanie kryz o parametrach krytycznych

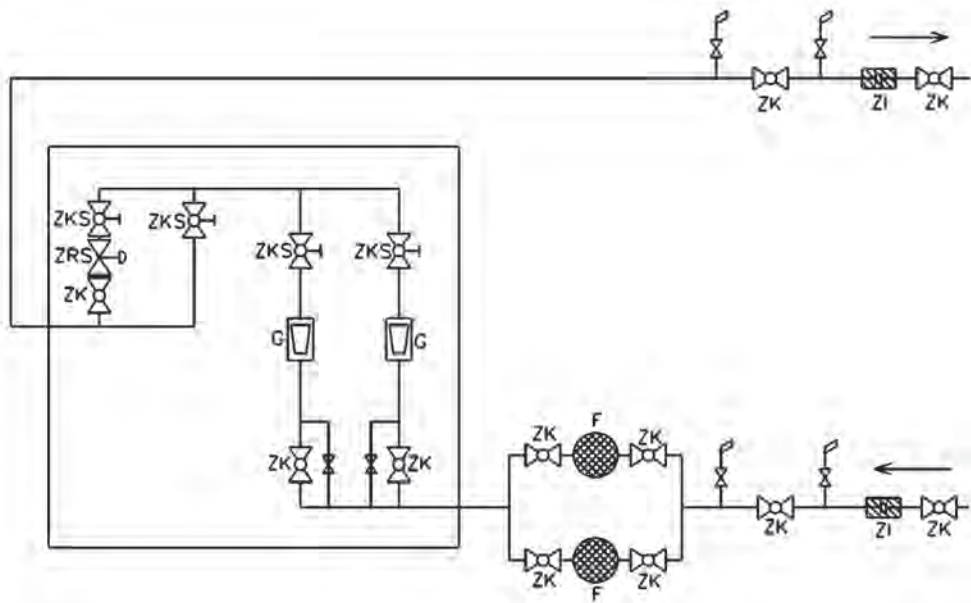


Rys. 10. Przykładowy system nadzoru typu LC-21 firmy Tartarini



- zastosowanie odpowiednio sterowanych zaworów regulacyjno-odcinających, które w przypadku obniżenia przepływu przez stację poniżej  $Q_{min}$  zamykałyby przepływ przez stację pomiarową, a stacja redukcyjna byłaby zasilana z pojemności akumulacyjnej gazociągu wysokiego ciśnienia
- zastosowanie ciągu obejściowego na układzie pomiarowym

Rozwiązanie pierwsze wiąże się z montażem urządzenia pomiarowego kryzy o parametrach krytycznych, której średnicę można wyznaczyć wg wzorów podanych w pkt 3.



Rys. 11. Układ ograniczający przepływ gazu na układzie pomiarowym wysokiego ciśnienia (F – filtr gazu; G – gazomierz; ZI – złącze izolacyjne; ZRS – zawór regulacyjny sterowany; ZKS – zawór sterowany; ZK – zawór ręczny)

Na rys. 11 przedstawiono przykładowy układ pomiarowy na wysokim ciśnieniu w punkcie wyjścia z systemu przesyłowego do dystrybucyjnego w/c, w którym zastosowano odpowiednio sterowane zawory regulacyjno-odcinające. Zawory te spełniają podwójną funkcję. Przy nierównomiernym zapotrzebowaniu na gaz układ zamyka przepływ gazu w przypadku obniżenia strumienia gazu poniżej  $Q_{min}$ . W tym czasie system dystrybucyjny w/c jest zasilany wyłącznie z pojemności akumulacyjnej gazociągu w/c. Natomiast w przypadku przekroczenia wartości dopuszczalnej mierzonego strumienia gazu układ ogranicza jego przepustowość.

Trzeci sposób wymaga budowy dodatkowego ciągu obejściowego (by-pass) na którym może być zamontowany drugi gazomierz lub zawór regulacyjny. W przypadku przekroczenia dopuszczalnego strumienia gazu otwiera się ciąg obejściowy przejmując dodatkową ilość mierzonego gazu, dzięki czemu możemy uniknąć ewentualnego uszkodzenia gazomierza.

## 6. Ograniczenie przepustowości wydmuchowego zaworu upustowego

Urządzenia redukujące powinny być tak dobrane, aby zapewnić wymaganą przepustowość stacji redukcyjnej w najbardziej niekorzystnych warunkach ciśnieniowych, jakie mogą wystąpić podczas eksploatacji obiektu (minimalne ciśnienie w gazociągu zasilającym stację gazową). Wynika stąd, iż normalnych warunkach pracy przepustowość ciągów redukcyjnych może być wielokrotnie wyższa niż projektowana.

Z drugiej strony średnicę wydmuchowego zaworu bezpieczeństwa wyznacza się dla 2%

przepustowości ciągu redukcyjnego, przy założeniu wystąpienia najkorzystniejszych warunków ciśnieniowych przed stacją (maksymalne ciśnienie w gazociągu zasilającym stację gazową). W wyniku takiego założenia, gabaryty wydmuchowego zaworu upustowego są przewymiarowane.

Dlatego, aby zminimalizować jego wymiary można zamontować za reduktorem kryzę ograniczającą o parametrach krytycznych.

### Przykład obliczeniowy:

Na stacji redukcyjnej wysokiego ciśnienia o przepustowości 38.000 m<sup>3</sup>/h został zainstalowany reduktor o przepływie osiowym. Zgodnie z dostarczoną dokumentacją techniczną przez producenta maksymalna przepustowość reduktora wynosi 162.073 m<sup>3</sup>/h. Aby uniknąć konieczności zabudowy większej ilości zaworów wydmuchowych lub jednego o dużej średnicy gniazda, spełniających warunek 2 % przepustowości ciągu redukcyjnego, należy za reduktorem zainstalować kryzę ograniczającą o przepustowości 20% większej od przepustowości stacji redukcyjnej (ze względów bezpieczeństwa) tj.

$$V_1 = 38.000 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 1,2 = 45.600 \text{ m}^3/\text{h}.$$

Po przeprowadzeniu obliczeń średnice kryzy ograniczającej przepływ wyniosą odpowiednio – dla ciśnienia za reduktorem równego:

- dla ciśnienia wylotowego  $p_2 = 0,3 \text{ MPa}$  -  $d = 173,1 \text{ mm}$
- dla ciśnienia wylotowego  $p_2 = 0,35 \text{ MPa}$  -  $d = 163,2 \text{ mm}$ .

Dzięki zastosowaniu kryzy ograniczającej na ciągu redukcyjnym wystarczy zamontować zawór wydmuchowy o przepustowości około

900 m<sup>3</sup>/h, a nie ponad 3200 m<sup>3</sup>/h, uzyskując wymierne efekty ekonomiczne i ekologiczne.

### Piśmiennictwo:

1. Andrzej Barczyński „Procesy termodynamiczne zachodzące w reduktorze gazu” - *Nowoczesne Gazownictwo str.5-8 Nr 4 (X) 2005*
2. Stanisław Ochęduszek „Termodynamika stosowana”, WNT, Warszawa 1967
3. Stanisław Ochęduszek i inni „Zbiór zadań z termodynamiki”, WNT, Warszawa 1970
4. Norma Zakładowa ZN-G-4006, czerwiec 1995 „Pomiary paliw gazowych. Gazomierze zwężkowe. Wytyczne do projektowania i wykonania”
5. Norma Zakładowa ZN-G-4009, czerwiec 1995 „Pomiary paliw gazowych. Gazomierze zwężkowe z przytarczowym szczelinowym odbiorem ciśnienia. Budowa zestawów montażowych”
6. Andrzej Barczyński: „Kryzy ograniczające stosowane na stacjach redukcyjnych wysokiego ciśnienia” - *Gaz, Woda i Technika Sanitarna Nr 12/97*

Mirosław Ambroziewicz  
EMERPOL Sp. z o.o.

Andrzej Barczyński  
WSG Sp. z o.o.

Artykuł recenzowany  
Artykuł nadesłano do redakcji: 23.06.2013  
Artykuł przyjęto do druku: 2.08.2013

Instytut Nafty i Gazu (INiG) jest instytutem badawczym, pracującym na potrzeby przemysłu naftowego i gazowniczego. INiG prowadzi badania na rzecz zrównoważonego zarządzania surowcami i paliwami węglowodorowymi oraz bezpieczeństwa energetycznego Polski. Od lat świadczy usługi dla przemysłu naftowego i gazowniczego m.in. w zakresie: oceny perspektyw poszukiwawczych ropy naftowej i gazu ziemnego, technologicznej oceny rop naftowych, kontroli jakości produktów naftowych, biokomponentów i ochrony środowiska.

W roku 2011 w INiG rozpoczęło działalność Laboratorium Wzorcujące, które od 9 sierpnia 2013 roku jest laboratorium akredytowanym przez Polskie Centrum Akredytacji (certyfikat akredytacji nr AP 152 na zgodność z wymogami normy PN-EN ISO/IEC 17025). Laboratorium posiada wdrożony System Zarządzania potwierdzony certyfikatem jakości ISO 9001:2008, wydany przez Bureau Veritas Certification Polska Sp. z o. o.

Naszymi największymi atutami są:

- wykwalifikowany i kompetentny personel posiadający ogromne doświadczenie w dziedzinie metrologii nabyte w trakcie wieloletniej pracy w akredytowanym laboratorium badawczym nr AB 041,
- wzorce pomiarowe renomowanych producentów o najwyższych dokładnościach pomiarowych, wzorcowane w wiodących laboratoriach w kraju i za granicą,
- szybkie i terminowe wykonywanie zleceń.

Szczegółowe zakresy pomiarowe oraz zdolność pomiarową CMC znajdują Państwo w zakresie akredytacji laboratorium nr AP 152 dostępnym na stronie Polskiego Centrum Akredytacji.

Kierownik Laboratorium: dr inż. Zbigniew Gacek  
 Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków  
 Telefon: 12 653-25-12 wew. 170  
 Fax: 12 653-16-65  
 E-mail: zbigniew.gacek@inig.pl  
 www.inig.pl

## AKREDYTOWANE LABORATORIUM WZORCUJĄCE INSTYTUTU NAFTY I GAZU

### TEMPERATURA

- czujniki termometrów rezystancyjnych w zakresie -40 – 660 °C,
- termoelementy i czujniki termoelektryczne w zakresie 0 – 660 °C,
- termometry elektryczne i elektroniczne w zakresie -40 – 660 °C,
- termometry szklane cieczowe w zakresie 0 – 125 °C\*,
- przetworniki temperatury wzorcowane w siedzibie laboratorium w zakresie -40 – 660 °C,
- przetworniki temperatury wzorcowane w siedzibie Klienta w zakresie -40 – 450 °C.

\* wzorcowanie termometrów szklanych cieczowych w szerszym zakresie temperaturowym jest możliwe poza zakresem akredytacji.

### WIELKOŚCI ELEKTRYCZNE

napięcie DC i AC w zakresie 0 – 1000 V, prąd DC i AC w zakresie 0 – 20 A, rezystancja DC w zakresie 0 – 20 GΩ:

- multimetry cyfrowe,
- kalibratory,
- cyfrowe mierniki napięcia,
- cyfrowe mierniki prądu,
- cyfrowe mierniki rezystancji.

### PRZEPIY W

- gazomierze miechowe w zakresie 0,016 – 160 m<sup>3</sup>/h,
- gazomierze bębnowe w zakresie 0,016 – 6,5 m<sup>3</sup>/h\*,
- gazomierze turbinowe w zakresie 0,8 – 1000 m<sup>3</sup>/h,
- gazomierze rotorowe w zakresie 0,1 – 1000 m<sup>3</sup>/h.

\* możliwość wzorcowania gazomierzy bębnowych poza zakresem akredytacji w zakresie do 17m<sup>3</sup>/h

### CIŚNIENIE (poza zakresem akredytacji)

ciśnienie abs: 0,4 – 135 bar, nadciśnienie: 0 – 134 bar:

- ciśnieniomierze elektroniczne,
- kalibratory ciśnienia,
- barometry,
- przetworniki ciśnienia,
- tory pomiaru ciśnienia.



# Wizyta prezydenta RP w Krośnie



6 września br. w Krośnie odbyło się spotkanie prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej Bronisława Komorowskiego z mieszkańcami oraz przedstawicielami władz miejskich, samorządów i reprezentantami miejscowych firm.

W trakcie spotkania w sali Centrum Dziedzictwa Szklą przedstawiciel Instytutu Nafty i Gazu, Jan Lubaś, przedstawił krótką prezentację pt. „Wkład ziemi krośnieńskiej w rozwój polskiego i światowego przemysłu naftowego”. Oprócz wątków historycznych dotyczących wkładu Ignacego Łukasiewicza i jego współpracowników w pokazanie światu w jaki sposób należy spożytkować bogactwo ziemi w postaci „oleju skalnego”, podkreślił również rolę powstałego w roku 1931 w Krośnie Instytutu Przemysłu Naftowego, działającego do chwili obecnej jako duży nowoczesny i liczący się w Europie Środkowej, Instytut Nafty i Gazu, wykonujący prace naukowo-badawcze nie tylko na terenie Polski, lecz również dla krajów ościennych, poczynając od Litwy po Bułgarię.



Fot. arch. INiG

Jan Lubaś, korzystając z obecności przedstawicieli społeczności lokalnych, poruszył aspekty związane z bezpieczeństwem wykonywania zabiegów hydraulicznego szczelinowania w formacjach łupkowych. Na przedstawionym przekroju geologicznym, obrazującym scenariusz wykonywania zabiegu hydraulicznego szczelinowania w typowych dla Polski warunkach geologicznych, wykluczył możliwość przedostania się szczelinami cieczy zabiegowych do poziomów wody pitnej.

Przedstawiciel Instytutu Nafty i Gazu mówił również o obecnym stanie prac badawczych dotyczących polskich łupków, ich właściwościach geochemicznych na tle łupków amerykańskich, wyjaśnił różnicę pomiędzy kategoriami zasobów udokumentowanych i prognostycznych oraz o uczestnictwie INiG w programie badawczym „Blue Gas – Polski

Gaz łupkowy” i celach badawczych tego programu. Podkreślił, że wobec innych właściwości polskich łupków, najważniejszym celem programu „Blue Gas” powinno być opracowanie optymalnej technologii udostępniania poziomów łupkowych w warunkach polskich oraz określenie zasobów przemysłowych gazu i ropy w polskich łupkach.

Na zakończenie wręczył prezydentowi monografię INiG pt.: „Rzeczpospolita łupkowa”, będącą studium wiedzy o gazie z formacji łupkowych oraz zaprezentował fragmenty skały łupkowej z jednego z odwiertów koncesji Wejcherowo, porównując jego strukturę z rdzeniem z największego w Polsce złoża ropy naftowej BMB.

Instytut Nafty i Gazu



Fot. arch. INiG

# Proppanty – konwencjonalne i niekonwencjonalne



**baltic ceramics**

Piotr Woźniak



**LST CAPITAL**

Dariusz Janus

## Wstęp

Myśląc o zastosowaniu proppantów, mamy na myśli zastosowanie tych materiałów wyłącznie przy eksploatacji złóż niekonwencjonalnych – w tym przede wszystkim gazu z formacji łupkowych – złóż trudniejszych do wiercenia, szczelinowania, czyli o większych kosztach wydobycia surowców niż ze złóż konwencjonalnych.

Natomiast, przyglądając się tematowi głębiej i bardziej dokładnie, zauważamy, iż proppanty znajdują zastosowanie również przy wydobyciu węglowodorów ze złóż konwencjonalnych, w domyśle, tych łatwiejszych do wydobycia. Przy okazji, warto wspomnieć w niniejszym opracowaniu o pozostałych rodzajach złóż niekonwencjonalnych – obecnie mniej popularnych w Polsce, przy eksploatacji których proppanty także znajdują zastosowanie.

Zastosowanie materiałów podsadzkowych – proppantów – podczas wydobycia ropy i gazu, ma o wiele szersze zastosowanie niż mogłoby się wydawać.

## Konwencjonalne a niekonwencjonalne – oto jest pytanie!

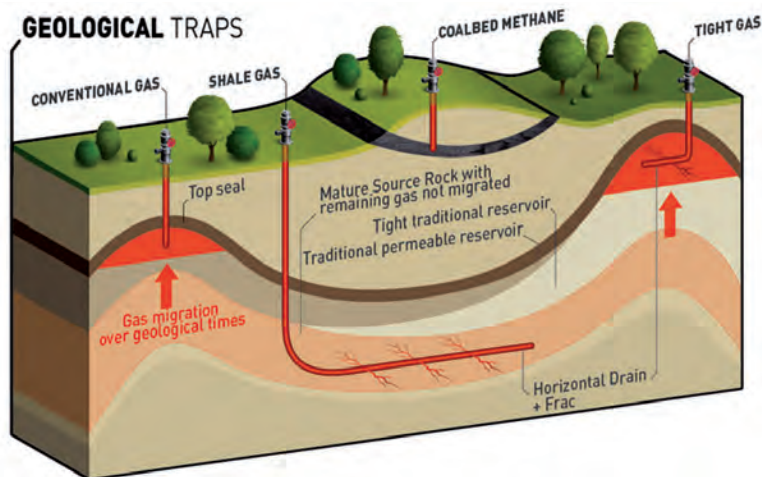
Niejednokrotnie w wielu opracowaniach, wymieniono i wyjaśniono zasadnicze różnice pomiędzy konwencjonalnymi i niekonwencjonalnymi złożami węglowodorów. Na rysunku 1, dla przypomnienia, w sposób poglądowy i schematyczny przedstawiono owe różnice.

Pierwsze, co odróżnia te złoża, to typ skały oraz często dodatkowo głębokość jego zalegania. Warunki udostępnienia gazu ze złóż występujących w skałach łupkowych wymagają oprócz standardowego odwiertu pionowego, dla wydobycia z nich gazu lub ropy, wykonania długich odwiertów poziomych.

Odwierty poziome znacząco zwiększają dostęp do pokładów surowca, czyniąc proces pozyskiwania węglowodorów bardziej opłacalnym i efektywnym. Można stwierdzić, na podstawie dostępnych danych, że wykonanie 6 – 8 odwiertów poziomych – z jednego odwiertu pionowego w tej samej lokalizacji wiertni

W tym miejscu należy znów podkreślić fakt, iż pod względem chemicznym gaz konwencjonalny jak i niekonwencjonalny praktycznie niczym się nie różnią.

Główną – nie chemiczną – różnicą jest sposób pozyskania surowca, w przypadku złoża niekonwencjonalnego trudniejszy, a w przypadku złoża konwencjonalnego w sposób łatwiejszy. Jest to związane z tym, iż poszczególne typy złóż zasadniczo różnią się budową, te konwencjonalne opuściły skałę macierzystą a te niekonwencjonalne (złoża w formacjach łupkowych) występują jeszcze w skale macierzystej i to proces szczelino-



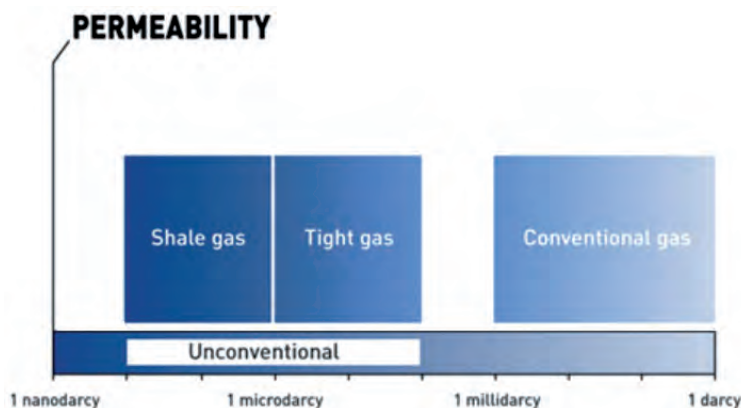
Rys. 1. Porównanie różnych źródeł gazu konwencjonalnego i niekonwencjonalnego [źródło: total.com]

niekonwencjonalnej – zapewnia dostęp do tej samej ilości surowca, co wykonanie odwiertów pionowych w 16 wiertniach konwencjonalnych. Dzięki technologii wierceń horyzontalnych, możliwe jest znaczne ograniczenie powierzchni terenów przeznaczonych pod inwestycje związane z eksploatacją gazu ziemnego.

Gas ziemny jest surowcem mineralnym występującym w skorupie ziemskiej w postaci złóż. Naturalny gaz ziemny jest mieszaniną gazów wydobywanych z głębi ziemi, której głównym składnikiem jest metan, a prócz niego, w dużo mniejszych ilościach, występują także: etan, propan, butan oraz inne gazy.

wania umożliwia pozyskanie tego surowca z takiego typu złoża. Nieco bardziej skomplikowana sytuacja towarzyszy występowaniu złóż niekonwencjonalnych tzw. gazu czy ropy związanej.

Było już o gazie, a gdzie w tym wszystkim jest miejsce na równie popularną ostatnio ropę naftową? Otóż złoża ropy naftowej często towarzyszą złożom gazu ziemnego. I czasem bywa tak, iż szukając jednego rodzaju surowca, natrafia się na drugi. Tematyce wydobycia ropy naftowej ze złóż niekonwencjonalnych, zostanie poświęcony kolejny artykuł. Biorąc pod uwagę historię i zdarzenia z nią związane, ropa naftowa była i w dalszym ciągu jest surowcem



Rys. 2. Porównanie przepuszczalności dla różnych typów źródeł gazu konwencjonalnego i niekonwencjonalnego [źródło: total.com]

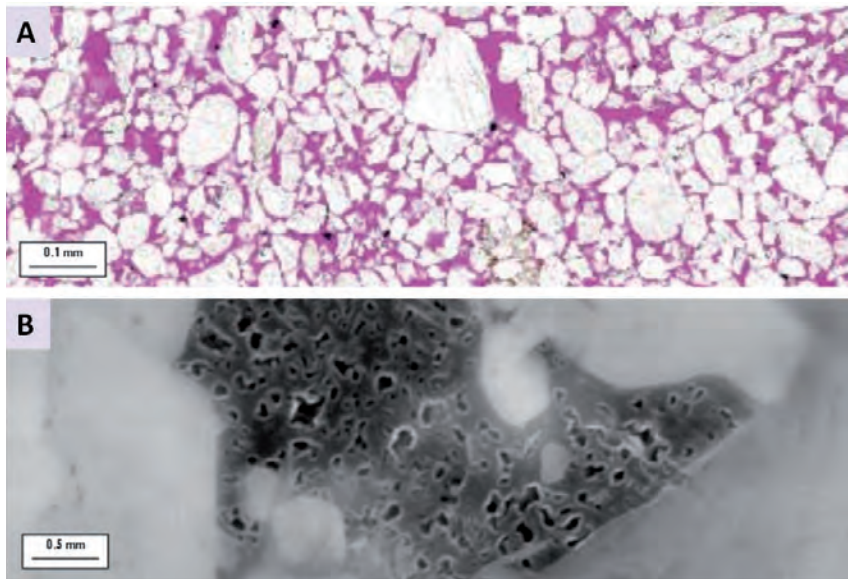
bardziej pożądanym, głównie dzięki względnie wysokiej cenie 1m<sup>3</sup> wydobytego węglowodoru.

Węglowodory uwięzione są w podziemnych formacjach skalnych (ang. reservoir rock), w obrębie tzw. skał zbiornikowych. W rzeczywistości zamiast owych skał zbiornikowych, w klasycznym rozumieniu, mamy do czynienia ze skałami o bardzo małej porowatości i przepuszczalności. Wyzwanie technologiczne polega na wydobyciu węglowodorów z tych małych i ukrytych porów – co wcale nie jest łatwe i wymaga wielu czynności przygotowawczych, trwających nawet 8 lat.

Jakość źródła węglowodorów zależy od porowatości i przepuszczalności skały. Porowatość mówi nam o pustej przestrzeni występującej pomiędzy ziarnami – czyli o przestrzeni, która zawiera wydobywane węglowodory. Idąc dalej tym tropem – bardzo porowate skały mogą zawierać dużą ilość ukrytego gazu czy ropy. Jednak to nie wystarczy, aby efektywnie wydobyć surowiec. Węglowodory muszą być w stanie umożliwiający ich przepływ – to znaczy, muszą mieć udrożnione połączenie poprzez odwiert z powierzchnią ziemi. Własność ta nazywana jest przepuszczalnością i jest określania jako zdolność skały do przesyłania lub przepływu gazu czy ropy.

Patrząc na rysunek 2, można zauważyć, iż wspólną cechą gazu z łupków i gazu zamkniętego, uwięzionych w złożach niekonwencjonalnych, jest to, że oba typy złóż mają niską przepuszczalność.

Biorąc pod uwagę skałę, to różnica w przepuszczalnościach skał będących budulcem złóż konwencjonalnego gazu – rząd wielkości jeden Darcy, a biorąc pod uwagę łupki – rząd wielkości nawet nano Darcy, to różnica wynosi 10<sup>9</sup>, co daje nam 1 000 000 000 – miliard! – razy większą przepuszczalność skał charakterystycz-



Rys. 3. Porównanie skał w powiększeniu: A) piaskowca „konwencjonalnego” i B) „niekonwencjonalnej” skały łupkowej [źródło: 2]

nych dla gazu konwencjonalnego. Może się wydawać, że wystarczy tylko zrobić odwiert pionowy i gaz sam powinien się wydobywać. Czasem się tak dzieje, ale w celu jeszcze lepszego i efektywniejszego procesu stymuluje się odwiert konwencjonalny w podobny sposób, jak w przypadku np. gazu z łupków.

Analizując parametry petrofizyczne skał w których występują złoża niekonwencjonalne, z założenia wymagają one zabiegów intensyfikacyjnych. Wizualną różnicę w budowie skał macierzystych złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych przedstawiono na rysunku 3.

Na rysunku 3, część A, można zauważyć liczne przestrzenie – oznaczone kolorem różowym – w których mogą się znajdować, lub też przemieszczać węglowodory. Natomiast w części B, mamy powiększenie skały łupkowej, w której węglowodory uwięzione są w zamkniętych po-

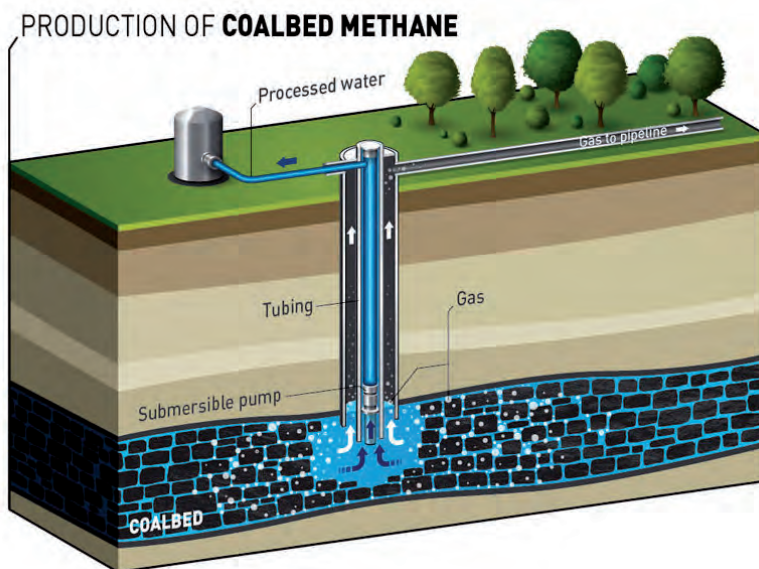
rach w przestrzeni skały macierzystej. Dlatego też w pełni uzasadnione są procesy stymulacji skał w celu efektywnego wydobycia uwięzionych w niej węglowodorów, poprzez, w skrócie mówiąc, połączenie tych porów.

Najczęściej stosowanym obecnie zabiegiem stymulującym złożę jest szczelinowanie hydrauliczne – które szerzej opisano w poprzednich częściach cyklu artykułów – z użyciem materiałów podsadzkowych tj. proppantów. Stosowanie proppantów pozwala na uzyskanie wysokich wydajności złoża, a co za tym idzie zwiększa i/lub przyspiesza wydobycie węglowodorów. Proppanty spełniają bardzo istotną rolę podczas procesu stymulacji, a mianowicie utrzymują otwartość szczelin oraz zwiększają ich szerokość, zwiększając przewodność złoża, co pozwala na swobodny przepływ wydobywanego surowca.

### Rodzaje złóż gazu niekonwencjonalnego i sposób wydobycia

W zasadzie myśląc o gazie niekonwencjonalnym, możemy wyróżnić trzy źródła jego zasobów. Są to: łupki (z ang. shale gas, SG), gaz zamknięty (z ang. tight gas, TG) oraz metan z pokładów węgla (z ang. coalbed methane, CBM) oraz hydraty gazowe, które nazywane są paliwem XXI wieku, czy też paliwem przyszłości. Według dostępnych informacji ilość węglowodorów znajdujących się w pokładach HG, znacznie przewyższa wszystkie pozostałe zasoby. Wyżej wymienione źródła węglowodorów występują zarówno pod ziemią lądów stałych, jak i pod dnem mórz i oceanów.

O gazie z łupków było już wiele, a w jaki sposób wydobywa się metan z pokładów węgla, CBM? Uproszczony proces, schematycznie został przedstawiony na rysunku 4.



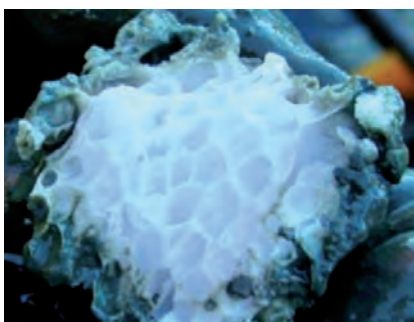
Rys. 4. Uproszczony schemat wydobycia metanu z pokładów węgla [źródło: total.com]

Zauważyć można, iż w porównaniu do wydobycia gazu z łupków jest to proces o mniej skomplikowanym przebiegu. Według znanych wyników badań, złoża CBM, są w stanie zmagazynować 2, czasem nawet ponad 3, razy więcej surowca w tej samej jednostce objętości w porównaniu z pozostałymi rodzajami złóż. Proppanty wtłaczane z płynem szczelinującym w głąb odwiertu generują powstawanie szczelin w pokładach węgla, a tym samym ułatwiają i umożliwiają uwolnienie zgromadzonego w nich metanu, podobnie jak w skałach łupkowych.

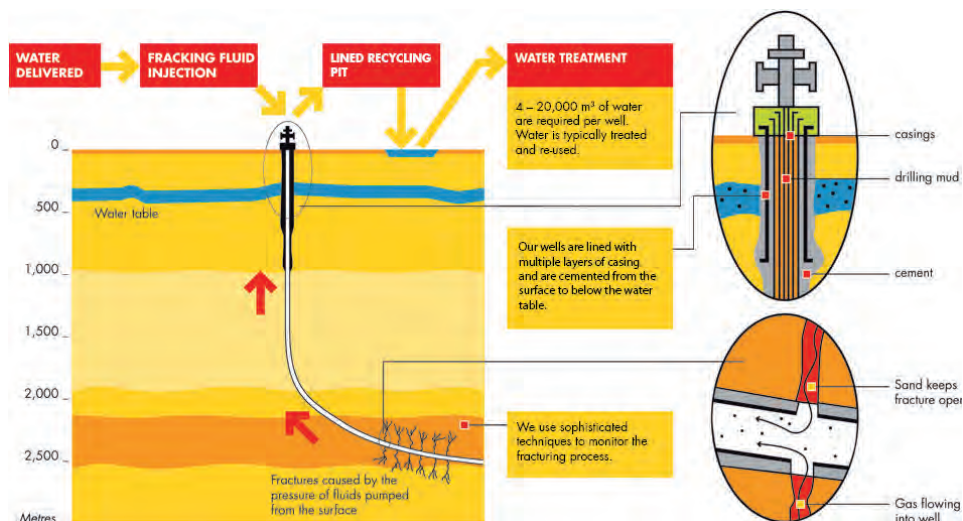
Omówiony został *shale gas*, *coalbed methane*, więc trochę miejsca należy poświęcić dla *tight gas* i hydratów gazowych. Zaczynając od tego pierwszego, mamy do czynienia z gazem uwięzionym w porach skalnych, inaczej mówiąc z gazem ściśniętym lub zaciśniętym. Trudność wydobycia *tight gas* polega na tym, iż nie wypłynie on sam na powierzchnię – tak jak ma to miejsce podczas wydobycia konwencjonalnego surowca. Zamknięty w drobnych kanałkach gaz, znajduje się pod pewnym ciśnieniem, które podczas dowiercenia się przez warstwę nieprzepuszczalną powoduje, iż gaz „ucieka” w niekontrolowany sposób. Dopiero odpowiednia stymulacja złoża z użyciem proppantów, stwarza optymalne warunki, aby wydobycie gazu było komercyjnie opłacalne.

Podobnie jak w przypadku pozostałych złóż niekonwencjonalnych – jedynym rozwiązaniem jest więc szczelinowanie z zastosowaniem proppantów, które podpierają wytworzone szczeliny, stwarzając drogę ucieczki dla wydobywanego surowca. Na rysunku 5 przedstawiono proces pozyskiwania *tight gas*, który został opisany przez jedną z firm zajmujących się pozyskiwaniem tego surowca.

Zainteresowanie związane z hydratami metanu i osiągnięcia z niego wynikające są stosunkowo nowym zagadnieniem w technologicznym świecie. Pierwsze doniesienie na temat



Rys. 6. Hydrat metanu – paliwo przyszłości [źródło: 3]



Rys. 5. Uproszczony schemat wydobycia *tight gas* [źródło: shell.com]

udanego pozyskania gazu z hydratów metanu pochodzi z 2011. Węglowodór – w postaci krystalicznego metanu – uwięziony jest w lodowej strukturze wody, dzięki takiej budowie z wyglądu przypominają lód, a w strukturze styropian. Na rysunku 6 przedstawiono zdjęcie hydratu metanu – paliwa przyszłości.

Problematycznym przy wydobyciu jest fakt, iż węglowodór jest stabilny w warunkach wysokiego ciśnienia – takiego, jakie panuje na dnie oceanów, gdzie występują naturalne złoża tego surowca – oraz w temperaturze nieprzekraczającej +18°C. W wyższej temperaturze następuje destabilizacja struktury, która w efekcie może doprowadzić do nieodwracalnych negatywnych zmian w środowisku wodnym i nie tylko. Destabilizacja złóż będzie powodowała wydostawanie się metanu i przenikanie go do oceanu. Metan jest gazem ponad 20 razy silniejszym – w zestawieniu gazów cieplarnianych – od dwutlenku węgla, więc jego obecność w atmosferze przyspieszyłaby postępowanie efektu cieplarnianego. Zanim jednak by do tego doszło, wydzielający się metan zacznie trafiać do wody, powodując jej odtlenianie co w efekcie prowadzi do powstawania bakterii siarkowych, przyczyniając się do wymierania organizmów żyjących w morzach i oceanach.

Opracowanie i przyswojenie technologii, która pozwoliłaby na bezpieczne wydobycie metanu z hydratów jest obecnie jednym z najnowszych kierunków badań nad niekonwencjonalnymi źródłami węglowodorów.

### Zastosowanie proppantów przy eksploatacji złóż konwencjonalnych

To, że proppanty stosowane są przy wydobyciu węglowodorów ze złóż konwencjonalnych już wiemy, ale czym w zasadzie różni się pozyskiwanie węglowodorów ze złóż

konwencjonalnych od pozyskiwania surowców ze złóż niekonwencjonalnych?

Punktem odniesienia będą złoża gazu z formacji łupkowych (SG), gdyż można je uznać za grupę najlepiej reprezentującą złoża niekonwencjonalne.

Po pierwsze, szczelinowanie hydrauliczne. Tutaj występują największe różnice w przypadku porównywania obu typów złóż. Otóż, zarówno w jednym, jak i w drugim przypadku szczelinowanie hydrauliczne jest wykorzystywane w celu stymulacji złoża. Jednak, w przypadku złóż konwencjonalnych nie jest to proces stosowany na tak szeroką skalę. Biorąc pod uwagę znaczne różnice w budowie geologicznej złóż, z jednej strony mamy do czynienia z porowatymi piaskowcami, a z drugiej ze zbitymi i trudno przepuszczalnymi łupkami.

Znacząca różnica dotyczy także ilości wody, która jest zużywana podczas szczelinowań – znacznie większa jej ilość potrzebna jest przy stymulacji złóż SG. Podobne różnice dotyczą ilości stosowanych składników płynu szczelinującego – większe ilości proppantów i związków chemicznych, stosowane są przy szczelinowaniu złóż SG. Gospodarka wodą jest istotnym zagadnieniem w wydobyciu, zarówno ze złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych.

Po drugie, wiercenia. Wiercenia wykonywane przy złożach gazu konwencjonalnego i SG są wykonywane w bardzo podobny sposób. Podobnie sprawa wygląda z zarurkowaniem i cementowaniem w celu zabezpieczenia odwiertu – takie same prace wykonuje się przy odwiertach konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych. Obecnie, wykonywanie odwiertów horyzontalnych jest tak samo powszechne przy eksploatacji złóż SG, jak w przypadku złóż konwencjonalnych. Dodatkowo, warto wspomnieć o tym, iż ryzyko związane z wykonywaniem odwiertów pionowych czy poziomych tj. doty-

czące np. wycieku gazu jest w obu przypadkach bardzo podobne.

Po trzecie, materiały podsadzkowe. Zarówno w przypadku złóż niekonwencjonalnych jak i konwencjonalnych stosowane są proppanty, które zwiększają przewodność złoża i poprawiają ekonomikę wydobycia z niego ropy naftowej i gazu.

Wymienione wyżej zagadnienia należą do tych najważniejszych, które zbliżają do siebie gaz niekonwencjonalny i gaz konwencjonalny. Doskonale widać, iż oba rodzaje złóż są do siebie bardzo podobne w eksploatacji. I patrząc na to porównanie, można pokusić się o dosyć odważne stwierdzenie, że jeśli mamy zagorzałych przeciwników wydobycia gazu łupkowego, to powinni oni także być przeciwni wydobyciu gazu ze złóż konwencjonalnych.

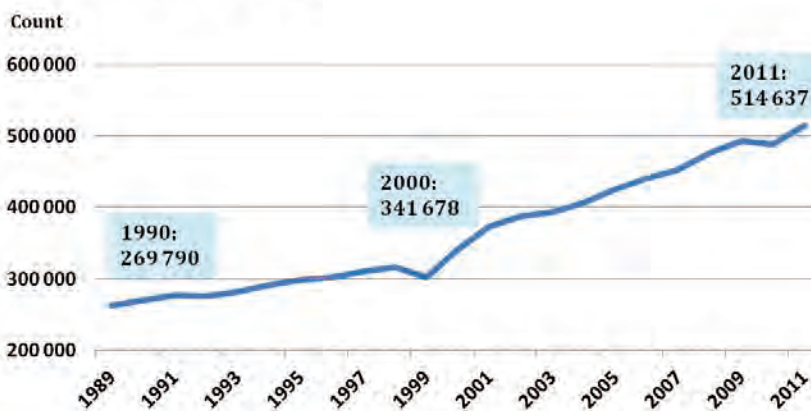
### Proppantowa rzeczywistość – zużycie proppantów podczas komercyjnych odwiertów

Ile zużywa się proppantów podczas procesu szczelinowania i jaki jest rzeczywisty skład płynu szczelinującego, można się dowiedzieć z takich serwisów jak: <http://www.ngsfacts.org/> czy bardziej znany <http://fracfocus.org/>. Zainteresowani mogą w miarę na bieżąco śledzić to co się dzieje w świecie odwiertów poszukiwawczych.

W amerykańskiej bazie znajduje się informacja na temat ponad 50 tys. odwiertów. Analiza tak dużej liczby odwiertów daje bardzo dobry pogląd na to, co dzieje się w głębi ziemi i pozwala śledzić rozwój technologiczny.

Na rysunku 7 przedstawiono wzrost liczby odwiertów gazowych wykonywanych w USA na przestrzeni kilkudziesięciu lat. Wykres przedstawia całkowitą liczbę odwiertów dla gazu konwencjonalnego oraz kondensatów gazowych, wykonanych w USA w latach 1989 – 2011.

Number of Producing Gas Wells



Rys. 7. Ilość odwiertów gazu konwencjonalnego oraz kondensatów gazowych wykonana w USA w latach 1989 - 2011 [źródło: eia.gov]

Zauważyć można, iż w miarę poznania technologii i umiejętności w jej zastosowaniu liczba odwiertów znacznie wzrasta. Porównując liczbę odwiertów z ilością wydobywanego gazu, zauważyć można, iż w pewnym momencie, przy odpowiednim rozpoznaniu złóż i technologii, liczba odwiertów przestaje rosnąć, a zaczyna wzrastać ilość pozyskiwanych węglowodorów.

Z danych dostępnych w wyżej wymienionej bazie, wybrano losowo kilka odwiertów i zestawiono w tabeli 1. Dane zawarte w tabeli dotyczą zarówno odwiertów gazowych oraz odwiertów ropy naftowej.

Z danych w powyższej tabeli wynika, iż średnia głębokość odwiertu (TVD, z ang. *true vertical depth*) z którego pozyskiwana jest ropa wynosi około 7700 stóp tj. około 2350 m i podczas szczelinowania zużywanych jest średnio 970 ton proppantów. Z danych nie wynika także żadna tendencja, która pozwoliłaby skorelować głębokość wykonywanego odwiertu z ilością proppantów,

które należy zużyć w celu ekonomicznie opłacalnego wydobycia ropy. Z całą pewnością wynika to z budowy geologicznej poszczególnych złóż, która jest charakterystyczna dla każdego ze złóż z osobna.

W tabeli 2 przedstawiono zestawienie kilkunastu, przykładowych amerykańskich odwiertów gazowych.

Na podstawie tabeli 2 można stwierdzić, iż średnia głębokość (TVD) wykonywanych amerykańskich odwiertów wynosi około 8300 stóp tj. około 2550 m i podczas szczelinowania zużywane jest średnio 1560 ton proppantów. Podobnie, jak w przypadku odwiertów ropy, nie ma ogólnej korelacji pomiędzy głębokością odwiertu, a ilością stosowanych proppantów. Porównując średnie wartości, można stwierdzić, iż w przypadku odwiertów gazowych zużywanych jest ponad 60% proppantów więcej,

Tabela 1. Przykłady wybranych amerykańskich odwiertów ropy, w których zastosowano szczelinowanie hydrauliczne (źródło: fracfocus.org)

Miejsce wydobycia	Głębokość odwiertu [ft]	Ilość proppantów [t]
Tennessee	10172	1541
North Dakota	9921	1180
Minnesota	9575	1187
Nevada	9087	1440
South Dakota	8678	1237
Oklahoma	8394	684
California	2890	243
California	2849	245
<b>Średnia</b>	<b>7701,4</b>	<b>969,6</b>

Tabela 2. Przykłady wybranych amerykańskich odwiertów gazu, w których zastosowano szczelinowanie hydrauliczne (źródło: fracfocus.org)

Miejsce wydobycia	Głębokość odwiertu [ft]	Ilość proppantów [t]
Wyoming	12909	1128
Louisiana	12554	2765
Texas	12329	2204
Texas	10456	2782
Utah	9829	148
Nebraska	8000	111
Ohio	7659	3525
West Virginia	7500	1601
Colorado	6791	370
Pennsylvania	5770	1986
Arkansas	3199	1960
Kansas	3054	161
<b>Średnia</b>	<b>8337,5</b>	<b>1561,8</b>

niż przy odwiertach ropy. W celu wyciągnięcia bardziej miarodajnych wniosków, należałoby przeanalizować każdy z odwiertów z osobna pod względem nie tylko ilości zużytych proppantów, ale także pod względem charakterystyki geologicznej.

W drugiej bazie, zawarte są jak na razie jedynie dane dotyczące polskich odwiertów, w których zastosowano szczelinowanie hydrauliczne. Analizę danych dotyczących wymienionych wyżej odwiertów i zastosowanych ilości proppantów przedstawiono w tabeli 3.

Na podstawie, wciąż niestety zbyt małej ilości wykonanych w Polsce odwiertów ze szczelinowaniem, można stwierdzić, że zapotrzebowanie na proppanty jest bardzo różne – w zależności od głębokości wykonanego odwiertu, od operatora, od jakości zastosowanego materiału itd. Analizując powyższe dane można stwierdzić, iż zużycie proppantów przy odwiertach horyzontalnych – w tabeli 3 oznaczone indeksem H – jest około 12 razy większe niż przy odwiertach pionowych.

Porównując odwierty wykonywane do wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych, przy szczelinowaniu proppanty są elementem niezbędnym, a nie jak w przypadku złóż konwencjonalnych dodatkowym „bonusem”, który po prostu znacząco poprawia efektywność odwiertu poprzez większe wydobycie surowca.

Na rysunku 8 przedstawiono wykres pokazujący jak dynamicznie od roku 2007 do roku 2010 w USA systematycznie wzrastała produkcja gazu z łupków. Jednostka bcf oznacza miliard stóp sześciennych.

Analizując przedstawione tabele, doskonale widać, że nie można dokonywać bezpośredniego przełożenia liczb na polskie warunki, chociażby ze względu na odmienne warunki geologiczne. Dane te dają wstępny pogląd na

Tabela 3. Przykłady polskich odwiertów shale gas, w których zastosowano szczelinowanie hydrauliczne (źródło: [ngsfacts.org](http://ngsfacts.org))

Miejsce wydobycia	Głębokość odwiertu [m]	Ilość proppantów [t]
Lebien LE-2H	3 052,0	1292
Strzeszewo LE-1	3 063,0	57
Lebien LE-1	3 092,0	86
Warblino LE-1H	3 149,0	604
Zwierzyniec 1	3 200,0	49,8
Krupe-1	3 799,8	224
Siennica-1	3 846,1	184

wielkość zapotrzebowania na proppanty podczas wydobycia gazu i ropy ze złóż.

Jakie są prognozy na temat udziału gazu ze złóż niekonwencjonalnych w kolejnych latach? Według licznych raportów poświęconych tematyce energetycznej udział gazu z formacji łupkowych w ogólnej ilości gazu ziemnego, będzie systematycznie wzrastał.

#### Podsumowanie

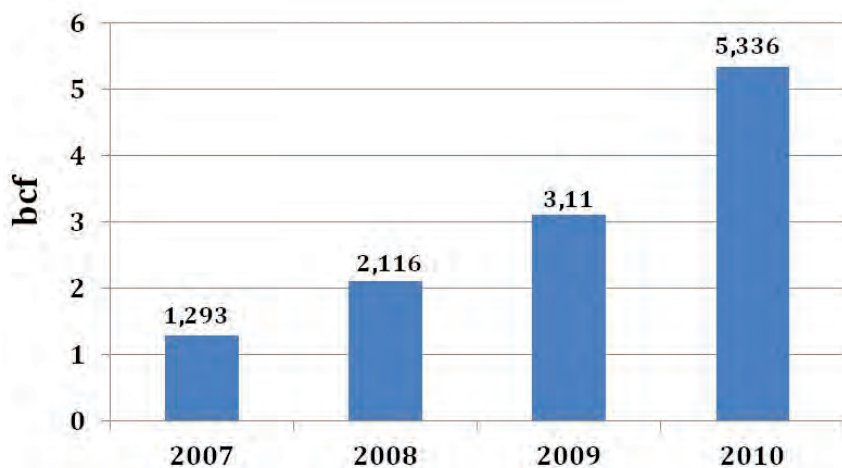
Celem niniejszego opracowania, było przedstawienie wykorzystania proppantów zarówno przy eksploatacji złóż niekonwencjonalnych, jak i konwencjonalnych.

Za tym, że warto inwestować czas i pieniądze na opracowanie i przystosowanie technologii pomocnych przy wydobyciu węglowodorów ze złóż, nie tylko konwencjonalnych, przemawia jeden z głównych faktów: 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 wątplenia 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.



Rys. 8. Produkcja gazu shale gas w USA w latach 2007 - 2010 [źródło: [eia.gov](http://eia.gov)]

#### Bibliografia

1. API, American Petroleum Institute, [www.api.org](http://www.api.org)
2. Gaz ziemny i ropa w Polsce, Podstawowe fakty, Marathon Oil, 2012
3. Сланцевый газ, который изменит Россию, ЭХО ПЛАНЕТЫ № 17. Май, 2013

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](http://www.lupkipolskie.pl)

Strona objęta honorowym  
patronatem Ministra  
Skarbu Państwa



Ministerstwo  
Skarbu  
Państwa

  
**PGNiG**  
Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

## Spór o zatłaczanie CO<sub>2</sub>



Jerzy Papuga

Uchwalona przez Sejm w lipcu br. nowelizacja prawa geologicznego i górnictwa trafiła właśnie do Senatu i choć nie odnosi się bezpośrednio do kwestii poszukiwania i eksploatacji złóż gazu i ropy naftowej, to doskonale wpisuje się w dyskusję o możliwości szczelinowania przy pomocy CO<sub>2</sub>, a przynajmniej podziemnego jego składowania w wyeksploatowanych zbiornikach pułapkowych. Rzecz jest o tyle ważna, że dotyczy paru spraw naraz – w tym pośrednio głośnego patentu naukowców z WAT. Wiadomo, że nadmierna emisja CO<sub>2</sub> wisi nad polską gospodarką jak miecz Damoklesa, a jego podziemne składowanie, mimo zachęt finansowych KE, jest na razie bardzo kosztowne. Z rządowych szacunków wynika aż 100 euro za 1 tonę, ale swego czasu europoseł Jerzy Buzek, PO, obiecywał na tego typu projekty w 2012 i 2013 roku kwotę 4,8 mld euro. Z drugiej strony redukcja tego gazu jest obowiązkowa, bez względu na koszty. Trwa więc intensywne poszukiwanie możliwości technologicznych aby CO<sub>2</sub> wykorzystać w szczelinowaniu, załatwiając przy okazji parę innych problemów. Problem gazu cieplarnianego, którego emitować do atmosfery nie można – ale zarazem krytykowanej przez ekologów technologii szczelinowania, opartej do tej pory na wodzie, piasku i małej ilości chemikaliów – a mimo to inwazyjnej.

### WAT-owska technologia w tle

W 2012 roku zespół badawczy prof. dr hab. inż. Tadeusza Niezgody z Katedry Mechaniki i Informatyki Stosowanej Wydziału Mechanicznego WAT opracował oryginalną polską metodę wydobycia gazu łupkowego z podziemnym magazynowaniem CO<sub>2</sub>. Sprawa miała swoje echa prasowe w magazynie „Forbes” i w „Naszym Dzienniku”, zainteresowanie technologią przejawiał ówczesny minister skarbu Mikołaj Budzanowski. W ramach proponowanej przez naukowców z WAT technologii czynnikiem wypierającym gaz z górotworu i powodującym pękanie skał łupkowych byłby, zamiast mieszaniny wody, piasku i chemi-

kaliów, napiętnowany za globalne ocieplenie CO<sub>2</sub>. Uczni z wojskowej uczelni zwracają uwagę, iż struktura skały łupkowej charakteryzuje się dwoma poziomami porowatości – występują w nich mikro i mezopory oraz makropory i naturalne szczeliny. Mikropory mają wielkość <2 nm, ultarpory <0,5 nm a supermikropory od 1 do 2 nm. Mezopory od 2 do 50 nm, a makropory >niż 50 nm. Jednak największą zdolność wypierania metanu i wchłaniania CO<sub>2</sub> mają mikropory, ponieważ ich wielkość jest porównywalna z wielkością przyjmowanych cząstek – stwierdzają uczni. „Mezopory oprócz znaczącego udziału w wypieraniu odgrywają także rolę głównych arterii dla gazu wchłanianego w makropory i pełnią funkcję transportową”. Zespół WAT zaznacza, iż przepływ gazu w pierwszym typie struktur jest dyfuzyjny, w drugim nosi charakter przepływu Darcy'ego i jest „zależny do przepuszczalności skały i gradientu ciśnienia”. Uczni sądzą (na przykładzie absorpcji węgla), iż CO<sub>2</sub> będzie lepiej wchłaniany przez skały łupkowe, przynajmniej na tyle, aby wyprzeć stamtąd CH<sub>4</sub>, czyli metan. Taki mechanizm, sądzą, pozwala „na znaczny wzrost efektywności wydobycia gazu łupkowego i zwiększa obszar szczelinowania do poziomu mikroporowatości skały”, gdyż wchłanianie i wypieranie gazów odbywa się na poziomie cząsteczkowym. O ile w szczelinowaniu hydraulicznym do jednego otworu podczas zabiegu wtłacza się średnio od 7,5 do 11,3 mln l płynu szczelinującego oraz od 450 do 680 ton piasku, o tyle nowa metoda w ogóle nie używa wody, piasku i nieznacznych ilości chemii. Posługując się CO<sub>2</sub>, który jest cięższy od CH<sub>4</sub>, uczni dowodzą, iż jego dostarczenie „w stanie ciekłym sprężonym i schłodzonym” spowoduje wniknięcie w skałę i „przemianę fazową pod wpływem panującej w złożu temperatury”. Równocześnie, będzie miało miejsce intensywne pękanie skał, wchłonięcie CO<sub>2</sub> i wypchnięcie gazu łupkowego. Stawia to jednak dodatkowe wyzwania, jak choćby dostarczenie CO<sub>2</sub> do wiertni. Gaz cieplarniany trzeba byłoby najpierw przechwycić, zmagazynować, dostarczyć na wiertnię i go na miejscu przechowywać. Trzeba by stworzyć całą logistykę – nie ukrywa prof. Niezgoda. Inną kwestią jest szczelinowanie CO<sub>2</sub> i piaskiem – zespół uczonych z WAT stawia pytanie, czy jest to niezbędne? Jakich metod użyć i czy wpływ takiej mieszaniny na złożę i wydobycie byłby pożądany? Wreszcie, pewnym wyzwaniem jest kontrola samego procesu, w tym zastosowanie czujników i zaworów. Konieczne byłoby także badanie tej technologii w polskich łupkach – po to choćby, aby sprawdzić prędkość procesu, jego zasięg i ekonomiczne uzasadnienie.

### Jak to się (potencjalnie) robi?

Zespół prof. Niezgody wskazuje, iż pierwszym praktycznym krokiem w zastosowaniu tej technologii byłoby przygotowanie odwiertu pionowego w złożu łupka gazowego znajdującego się pomiędzy pokładami litej skały. Z odwiertu takiego „wprowadzane są promieniowo w obwodzie odwiertu głównego, poziome odwierty małosrednicowe na kilku poziomach”. Z tym, że łupek w odwiertach umieszczonych na jednym z poziomów może być wstępnie perforowany (rozkuszony) przy użyciu różnych technik niszczenia skał, co jest możliwe, gdyż wytrzymałość na rozciąganie skały łupkowej waha się w granicach 3-18 MPa, w zależności od miejsca wydobycia, (w warunkach ciśnienia atmosferycznego). Następnie odwierty boczne zostają zamknięte przy użyciu czopów lub minizaworów sterowanych z powierzchni. Z powierzchni – stwierdzają naukowcy – poprzez odwiert główny wprowadzane będą rury o małej średnicy, izolowane lub wykonane z materiału wysokoizolacyjnego, bądź też wymagające wstępnego schłodzenia. Przez te rury zostaje wprowadzony do złoża łupków gazonośnych za pomocą pompy kriogenicznej ciekły, sprężony i schłodzony CO<sub>2</sub>, cięższy od CH<sub>4</sub>, dzięki czemu może go wyprzeć z łupków. Cały proces podawania CO<sub>2</sub> wymaga stałej kontroli temperatury i ciśnienia w odwiertach, co powoduje konieczność umieszczenia w nich zestawów odpowiednich czujników. Uczni wskazują, że wzmocni to istotnie bezpieczeństwo całego procesu. Po zakończeniu tego etapu odwierty zostają zamknięte zaworem sterowanym z powierzchni w rurze pionowej i „w złożu łupka rozpoczyna się proces rozprężania CO<sub>2</sub> oraz jego przemiany fazowej pod wpływem panującej w złożu temperatury”, co powoduje intensywne spękanie łupka, „absorpcję CO<sub>2</sub> i jednoczesną desorpcję gazu łupkowego”. Proces ten trwa zwykle około 2 tygodni. W tym czasie procesy w złożu są kontrolowane, ale „istnieje też możliwość regulacji poziomu CO<sub>2</sub> w złożu za pomocą zaworów”. Powstałe w złożu łupków gazonośnych pęknięcia umożliwiają uwolnienie gazu łupkowego wypchniętego przez cięższy CO<sub>2</sub>, odwierty boczne zostają otwarte i uwolniony gaz, będący pod wysokim ciśnieniem wydobywa się na powierzchnię poprzez odwiert pionowy. Proces odzysku gazu z odwiertu może zachodzić samoistnie lub dokonywać się podciśnieniowo – stwierdza zespół prof. Niezgody.

### Lista potencjalnych korzyści

Analizy przeprowadzone przez naukowców z WAT wykazały, że zastosowane CO<sub>2</sub> w parametrach początkowych (temperatury 20 st. C i ciśnieniu 7 MPa) tj. „w stanie termody-

namicznym zbliżonym do powszechnie sprzedawanego w butlach” umożliwi osiągnięcie wymaganego ciśnienia szczelinowania skał. Nie ma jednak żadnych wątpliwości, iż „użycie ciekłego CO<sub>2</sub> może stanowić alternatywę dla szczelinowania hydraulicznego zastępując obecnie stosowaną wodę, piasek i chemikalia”, choć pod warunkiem, że CO<sub>2</sub> o określonym stanie skupienia zostanie umieszczone w odwiercie na danej głębokości. Proponowana przez naukowców z WAT metoda pozwala na osiągnięcie wysokich wartości ciśnienia w złożu i tym samym wzrost wydobywania gazu z łupków. O ile metodami szczelinowania hydraulicznego uzyskuje się wydajność odwiertu na poziomie 15 %, to nowa metoda może podnieść wydajność do poziomu 60 %, a nawet 80 %. Węgiel lub łupki, stwierdzają uczeni, mogą zaabsorbować objętościowo dwa razy więcej CO<sub>2</sub> niż metan. „Właściwość ta może doprowadzić do otrzymania tzw. czystej energii”. Sposób nie wymaga stosowania dużych ilości wody, domieszek chemicznych i piasku do uzupełniania eksploatowanego złoża, pozwala zaś na prowadzenie procesu wydobywania w sposób w pełni kontrolowany, przy pomocy zaworów i czujników, co niweluje zagrożenie związane z „tąpnięciami i ruchami górotworu”. Istnieje ponadto możliwość wykorzystania tej metody do magazynowania gazu cieplarnianego CO<sub>2</sub> po wyeksploatowaniu złoża gazu łupkowego poprzez zamknięcie złoża gazu na stałe.

Naukowcy z WAT wskazują, iż ich technologia stosuje ciekły CO<sub>2</sub>, a więc gaz zalegający w górotworze zastępuje się emitowanym do atmosfery. Technologia szczelinowania hydraulicznego jest na tym tle bardziej inwazyjna, obciążona ponadto „ryzykiem zanieczyszczenia wód gruntowych” – które jest koronnym argumentem ekologów. „Tu tego typu zastrzeżenia byłyby wyeliminowane” – piszą specjaliści prof. Niezgody. Ponadto, obserwacja pęknięcia na poziomie dolnym jest monitorowana na poziomie wyższym, operator kontroluje procesy pęknięcia skał na poszczególnych poziomach, co umożliwia sterowanie procesem. Przy szczelinowaniu hydraulicznym obserwacja efektów następuje „globalnie dla całego obszaru szczelinowania”, toteż „lokalnie mogą wystąpić anomalie w rozwoju pęknięć w trakcie procesu” – stwierdzają uczeni z WAT. Ma to oczywiście niebagatelne znaczenie dla kontrolowania bezpieczeństwa całego procesu. Szczelinowanie przy pomocy CO<sub>2</sub> jest także bezpieczniejsze wskutek wyeliminowania „chemii”, której niewielkie zastosowanie przewiduje technologia szczelinowania hydraulicznego. „CO<sub>2</sub> w stanie ciekłym lub gazowym, ze względu na swe właściwości, nie może być nośnikiem „chemii”, a pozostaje

w złożu, bo jest mniejszy i cięższy”. Co prawda możliwe jest przemieszczanie się gazu cieplarnianego wraz z wydobywanym metanem (CH<sub>4</sub>), ale nie powinien to być proces dominujący, „można go oddzielać i zwracać do dwutlenku węgla płynącego do złoża”. Tymczasem woda pod ciśnieniem 600 atmosfer i o temperaturze od 0 do 250 st. C jest cieczą, ale przy rozprężaniu w temperaturze górotworu może przejść w migrującą parę (gaz) i jest cały czas nośnikiem chemii – wskazują uczeni z WAT. Ale najważniejsze, że wydajność odwiertu wzrasta do 60-80%, a zasięg szczelinowania do 600 m wokół odwiertu. Oznacza to „wykonanie jednego lub kilku odwiertów dla osiągnięcia ekonomicznego wydobywania” i „mniejsze zniszczenia środowiska naturalnego oraz mniejszą szkodliwość i uciążliwość wydobywania dla mieszkańców”. Cała technologia została objęta zgłoszeniem patentowym nr P.398228 i P.398274.

### Koncesjonowanie z ustawy CCS

Wiceminister środowiska Piotr Woźniak argumentował posłom i senatorom, iż nowelizacja prawa geologicznego i górniczego w zakresie CCS jest wymagana przez KE dyrektywą 2009/31/WE, której termin implementacji minął 25.06.2011 roku. „Ponieważ spóźniliśmy się z tą regulacją, Komisja Europejska wystosowała 18.07.2011 roku formalne zarzuty z wezwaniem do usunięcia uchybienia, polegającego na braku transpozycji tej dyrektywy”. Rząd chce jednak ograniczyć zakres stosowania nowych przepisów wyłącznie do „projektów demonstracyjnych”, zamieszczonych przez KE na dwóch listach: „NER300” i „Recovery plan”. Do obu tych list zgłoszono dwa polskie projekty: z Zakładów Chemicznych „Kędzierzyn” i elektrowni Bełchatów. W przypadku Kędzierzyna potencjalny beneficjent szybko wykazał tzn. trwałą nierentowność przedsięwzięcia. Bełchatów zaś trafił ostatecznie na listę 10 projektów współfinansowanych przez KE z przyznanymi 339 mln euro dotacji. „Nie byłyby to jednak blankietowo wydany pieniądz, tylko warunkowo, w miarę realizacji projektu” – poinformował Woźniak. Bełchatów podjął projekt i sfinansował badania w tej sprawie oraz przygotował ostatni 840 MW blok za sumę około 60 mln euro. „A następnie oficjalnie zawiadomił wszystkich zainteresowanych: KE, ministrów gospodarki i środowiska, że rezygnuje z projektu ze względu na prognozowaną trwałą jego nierentowność”. Tym niemniej w 2024 roku, po zebraniu doświadczeń rząd zobowiązał się do opracowania sprawozdania i przeprowadzenia analizy projektów demonstracyjnych „gdziekolwiek one będą dostępne”. Dopiero wówczas zapadnie decyzja o dalszych losach samej działalności dotyczącej podziem-

nego składowania dwutlenku węgla. Jeśli już, to będzie to działalność koncesjonowana przez ministra środowiska przy współdziałaniu „równowocnie działających wójta, burmistrza, prezydenta miasta, ministra gospodarki”. Oprócz koncesji ustawa wprowadza obowiązek zawarcia umowy użytkownika górniczego. Nowością jest obligatoryjne przedstawienie zabezpieczeń finansowych, które mają niwelować skutki, a także przeciwdziałać ewentualnym niepożądanym zjawiskom na obszarze koncesyjnym. Ustawa wprowadza także KAPS CO<sub>2</sub>, czyli Krajowy Administrator Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla. Koncesjonariusz składa CO<sub>2</sub> przez określony czas „w przewidzianej na to przestrzeni górotworu”, zobowiązując się do monitorowania tego składowiska, by po upływie okresu koncesyjnego dokonać jego zamknięcia i przez 20 lat obligatoryjnie je monitorować. „Będzie to przedsięwzięcie z natury rzeczy dość długotrwałe” – zaznaczył Woźniak – „polegające na monitorowaniu ewentualnych wycieków dwutlenku węgla – zarówno do atmosfery, jak i do górotworu poza przestrzenią składowiska”. Po 20 latach monitorowania, właściciel koncesji przekazuje odpowiedzialność za składowisko państwowemu KAPS CO<sub>2</sub>, czyli Państwowemu Instytutowi Geologicznemu. „Po przekazaniu odpowiedzialności monitoring będzie prowadziła państwowa służba geologiczna, obligatoryjnie przez okres kolejnych 30 lat”. Ustawa przewiduje okres tzw. permanentnego monitoringu, który jest „właściwie nieograniczony w czasie”. Woźniak podkreślił, iż „nie jesteśmy w stanie odpowiedzialnie określić wszystkich ryzyk wiążących się z przechowywaniem CO<sub>2</sub> w górotworze, monitoring będzie więc prowadzony w permanencji”.

### Móc gaz zacząć wypierać...

Póki co, technologia podziemnego składowania CO<sub>2</sub> (wg Ministerstwa Gospodarki) jest dość droga – może dochodzić nawet do 100 euro za 1 tonę. Ale pos. Mariusz Orion Jędrysek (PIS), z zawodu geofizyk zauważył, iż Polska ma największe doświadczenia europejskie w kwestii zatłaczania CO<sub>2</sub> i „innych kwaśnych gazów” – by wydobyć gaz. „Jest to bardzo sensowne i bezpieczne” – argumentował na posiedzeniach komisji w Sejmie i Senacie. Prof. Jędrysek od sześciu lat prowadzi badania nad CCS – szczelności, mieszania i migracją gazów. „Lada dzień będzie bronił doktorat z tego zakresu”. Zastrzegł jednak, iż nie „pozwalalby na niektóre rzeczy, jak to wynika z regulacji ustawowych”. Wiceminister Woźniak przyznał, iż są krajowe przykłady zatłoczeń CO<sub>2</sub> (EGR) do górotworu „w ramach stymulacji wydobywania gazu albo ropy”. Polska zaczęła to robić jako pierwsza

w Europie, w 1995 roku zatłoczono w Borżęcynie kilka tysięcy ton CO<sub>2</sub>, a od tamtej pory zatłacza się tam odpadowy gaz kwaśny – produkt oczyszczania eksploatowanego gazu ziemnego, zawierający 60 % CO<sub>2</sub> oraz siarkowodor. „Wtłaczany gaz kwaśny służy jednocześnie wspomaganie wydobycia gazu ziemnego zwiększając jego wydobyć”. Woźniak zastrzegł jednak, iż tego typu zatłaczanie w celu zwiększenia wydobycia gazu trzeba by kolejny raz zbadać „od strony opłacalności tego przedsięwzięcia w warunkach krajowych”.

### Świat jest dalej

Składowanie CO<sub>2</sub> w głębokich strukturach geologicznych nie jest niczym nowym, stosuje się je od dziesiątków lat, głównie do wspomaganie wydobycia ropy naftowej EOR- stwierdza prezentacja Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji „Czyste technologie węglowe”. Na pograniczu USA i Kanady w złożu Weyburn zatłoczono ponad 20 mln t CO<sub>2</sub>, otrzymując dzięki temu dodatkowe mln t ropy naftowej. W 2000 roku projekty EOR dawały 780 tys. baryłek ropy dziennie (obecnie o rząd wielkości więcej) co dawało wówczas 12 % całej produkcji w USA. Od 1996 roku na złożu Sleipner w norweskim

sektorze Morza Barentsa zatłoczono ponad 12 mln t CO<sub>2</sub> pochodzącego z oczyszczania eksploatowanego tam gazu ziemnego, podobnie, na złożu Snohvit na Morzu Barentsa i na złożu In Salah w Algierii. Zamiast uwalniać CO<sub>2</sub> do atmosfery, wtłacza się go do poziomu wodonośnego zawierającego silnie zasoloną wodę, zalegającą pod kolektorem gazonośnym. Wiceminister Woźniak skwitował, iż stymulacja wydobycia gazu poprzez CO<sub>2</sub> w tym złożu udała się dlatego, że „inwestorzy podciągnęli całe przedsięwzięcie wyżej do horyzontu solankowego, w którym nie było nigdy ani gazu, ani ropy, ale ktoś za to słono zapłacił”. To jest jedyny przypadek, o którym wiadomo, że się powiodł. „Z projektów, które myśmy prześledzili, wszystkie mają albo wielkie opóźnienie, albo wręcz przepady”. Specjaliści wskazują, iż najlepszą formą transportu CO<sub>2</sub> jest rurociąg, w którym gaz transportuje się pod ciśnieniem 80-150 bar gwarantującym „stan nadkrytyczny o wysokiej gęstości”. Za to koszty transportu, w 2010 roku obliczano „jako relatywnie skromne”: na odległość 100 km to wydatek 1 do 4 euro/1 tonę wyeliminowanego CO<sub>2</sub>. Gaz do transportu musi być jednak czysty, w USA > 95 mol% CO<sub>2</sub>. W USA istnieje już rozległa infrastruktura rurociągów

CO<sub>2</sub> sięgająca grubo ponad 3 000 km. W dekadzie 1990-2001 nie było tam żadnych wypadków śmiertelnych, zanotowano natomiast 10 incydentów związanych z transportem CO<sub>2</sub>. „Gaz ten nie wybuchą i jest niepalny, dlatego jest bezpieczny do transportu”. Światowy potencjał składowania w wyeksploatowanych (pułapkowych) złożach ropy i gazu szacowany jest na 930 Gt CO<sub>2</sub>.

### Materiały źródłowe:

1. Adam Wójcicki, „Wdrażanie CCS a energetyka odnawialna”, *Przegląd Geologiczny nr 3/2013*,
2. Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji, „Czyste technologie węglowe”, Warszawa, maj 2010 rok,
3. I Krajowa Konferencja nt. „Propozycje wdrożeń OZE na obszarze Polski”, prezentacja „Polska metoda wydobycia gazu łupkowego opracowana przez Zespół Naukowy z Wojskowej Akademii Technicznej”, Katedra Mechaniki i Informatyki Stosowanej WAT, 12.11.2012 rok.

Jerzy Papuga

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

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

Program studiów podyplomowych:

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



Politechnika Wrocławska

Centrum Kształcenia Ustawicznego



GAZOPROJEKT  
GRUPA PGNIG

Zainteresowanych prosimy o kontakt:  
e-mail: [pawel.malinowski@pwr.wroc.pl](mailto:pawel.malinowski@pwr.wroc.pl)  
lub [cku@pwr.wroc.pl](mailto:cku@pwr.wroc.pl)

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

## Rekordowa sejsmika u Łukasiewicza



Magdalena Pachocka-Kiecoń



**Rekordowo duże zdjęcie sejsmiczne realizowane na terenach o niezwykle bogatej naftowej historii – tak w skrócie można opisać projekt o nazwie Draganowa – Dukla 3D realizowany właśnie przez Geofizykę Kraków na zlecenie PGNiG SA.**

Zacznijmy od faktów geofizycznych: Draganowa – Dukla 3D jest największym z dotychczas realizowanych w Polsce projektów sejsmicznych, jeśli wziąć pod uwagę ilość kanałów aktywnych używanych do rejestracji. Rozstaw na tym terenie ma 8160 kanałów aktywnych. Co to oznacza? Otóż sygnał sejsmiczny wytwarzany przez wibratory lub ładunki wybuchowe rejestrowany jest przez blisko 100 tysięcy geofonów jednocześnie. Taki rozstaw pokrywa w danym momencie badania powierzchnię ponad 100 km kw. – Dzięki tak dużemu rozstawowi sejsmicznemu otrzymujemy dane o wiele lepszych parametrach, dlatego, że są zarejestrowane przez większą liczbę odbiorników jednocześnie. Mówiąc językiem fachowym, zwiększa się tzw. krotność zdjęcia, dzięki czemu otrzymujemy później obraz o większej rozdzielczości – tłumaczy Marcin Stefański, dyrektor ds. Produkcji w Geofizyce Kraków. – Realizacja takiego projektu nie jest prosta: rozwinięcie, a następnie przenoszenie rozstawu, a także utrzymanie go bez żadnych usterek (wynikających np. z uszkodzenia czy kradzieży fragmentu kabla) jest nie lada wyzwaniem. Jeśli do tego dodamy, że obszar badania składa się z około 70 tys. działek, których właścicieli trzeba zawiadomić i uzyskać ich zgody na wejście, to widać skalę tego przedsięwzięcia.

Ciekawa jest także lokalizacja prac – na terenach, które były kolebką przemysłu naftowego w Polsce i Europie, czyli na ziemi krośnieńskiej. Poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego na flisz karpaccim liczą już 160 lat. Pierwsza kopalnia ropy powstała w Bóbrce, koło Krosna, z inicjatywy Ignacego Łukasiewicza w 1854 roku. Także tutaj, w Chorkówce objętej terenem badań, Łuka-

siewicz miał swój dworek. Był zresztą właścicielem całej wsi. Od tamtych czasów karpacie zagłębienie roponośne było wielokrotnie przebadane przez geofizyków. W roku 2007

nastąpiło tzw. nowe otwarcie w Karpatach. Wraz z rozwojem technologii, pojawiły się bowiem nowe możliwości poszukiwawcze. Skomplikowana budowa geologiczna tego terenu wymaga badań 3D i projektowania ich pod kątem poszukiwań dla większych głębokości. Do tej pory na terenie Karpat fliszowych odkryto 18 złóż gazu ziemnego i 67 złóż ropy naftowej. Wyniki badań, które prowadzono w istniejących już otworach wiertniczych np. Draganowa 2 i Dukla 1, pokazują bardzo duży potencjał gazo- i roponośny.

Magdalena Pachocka-Kiecoń  
Rzecznik prasowy  
Geofizyka Kraków SA



Aparatura rejestrująca sygnał sejsmiczny. Fot. arch. Geofizyka Kraków SA

## System HSE Exalo Drilling S.A. podczas likwidacji otworów dla ExxonMobil



Exalo Drilling S.A. w dniach od 10 czerwca do 16 sierpnia 2013 r. wykonała na zlecenie ExxonMobil Usługi Sp. z o.o. likwidację (P&A - ang. „plug and abandon”) dwóch odwiertów poszukiwawczych za shale gas – Krupę-1 i Siennica-1. Był to jeden z najbardziej kompleksowych i wymagających pod względem technicznym i wykonawczym projektów likwidacji otworów, wykonanych dla celów rozpoznania niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce. Podsumowanie projektu miało miejsce 30 sierpnia 2013 r. podczas spotkania przedstawicieli obu firm w siedzibie ExxonMobil w Hanoverze.

Rozmowy na temat projektu likwidacji ww. odwiertów rozpoczęto jeszcze w ówczesnych Poszukiwaniach Naftowych Diament w lutym 2012 roku zaczynając od projektu technicznego. Z biegiem czasu projekt ten ewoluował. Prace nabrały odpowiedniego tempa i rozmachu z początkiem 2013 roku. Zgodnie z założeniami Exalo Drilling S.A. miało za zadanie realizację kontraktu w formule „pod klucz”, dostarczając urządzenie rekonstrukcyjne oraz liczne serwisy, w tym: serwis cięcia rur okładzinowych, klucza hydraulicznego dla celów odzyskania rur, korków cementowych, serwis płczkowy i utylizacji odpadów płczkowych, zapinania korków mechanicznych oraz serwis slickline.

Do realizacji prac została wybrana jednostka produkcji amerykańskiej – SK-575 od Service King Manufacturing, zakupiona przez Exalo Drilling S.A. (wówczas jeszcze Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o. w ramach planu inwestycyjnego na rok 2012).

Projekt od początku nacechowany był wysokimi wymaganiami w zakresie sprzętu, personelu, HSE (w tym zwłaszcza ochrony środowiska naturalnego). Na potrzeby jego realizacji ExxonMobil zwrócił się do Exalo Drilling o wynajęcie certyfikowanych prewenterów wraz z osprzętem oraz, pierwszy raz stosowanego w Polsce na pracach rekonstrukcyjno-likwidacyjnych, urządzenia do automatycznego podawania przewodu i rur do szybu (PULD – ang. „Pull Up Lay Down”). Dzięki zastosowaniu PULD wykluczona została konieczność operowania przewodem przez pracowników, a wprowadzenie szkolenia zapoznawczego dla załogi wiertni znacząco zwiększyło bezpieczeństwo prowadzonych prac. Wszystkie operacje z użyciem PULD odbywały się mechanicznie z poziomu kokpitu sterującego. Podczas realizacji prac zastosowano również specjalnie na ten cel sprowadzony z Niemiec wózek widłowy z górnym dociskiem.

Cała załoga SK-575, zgodnie ze standardami przyjętymi w Exalo Drilling, wykorzysty-

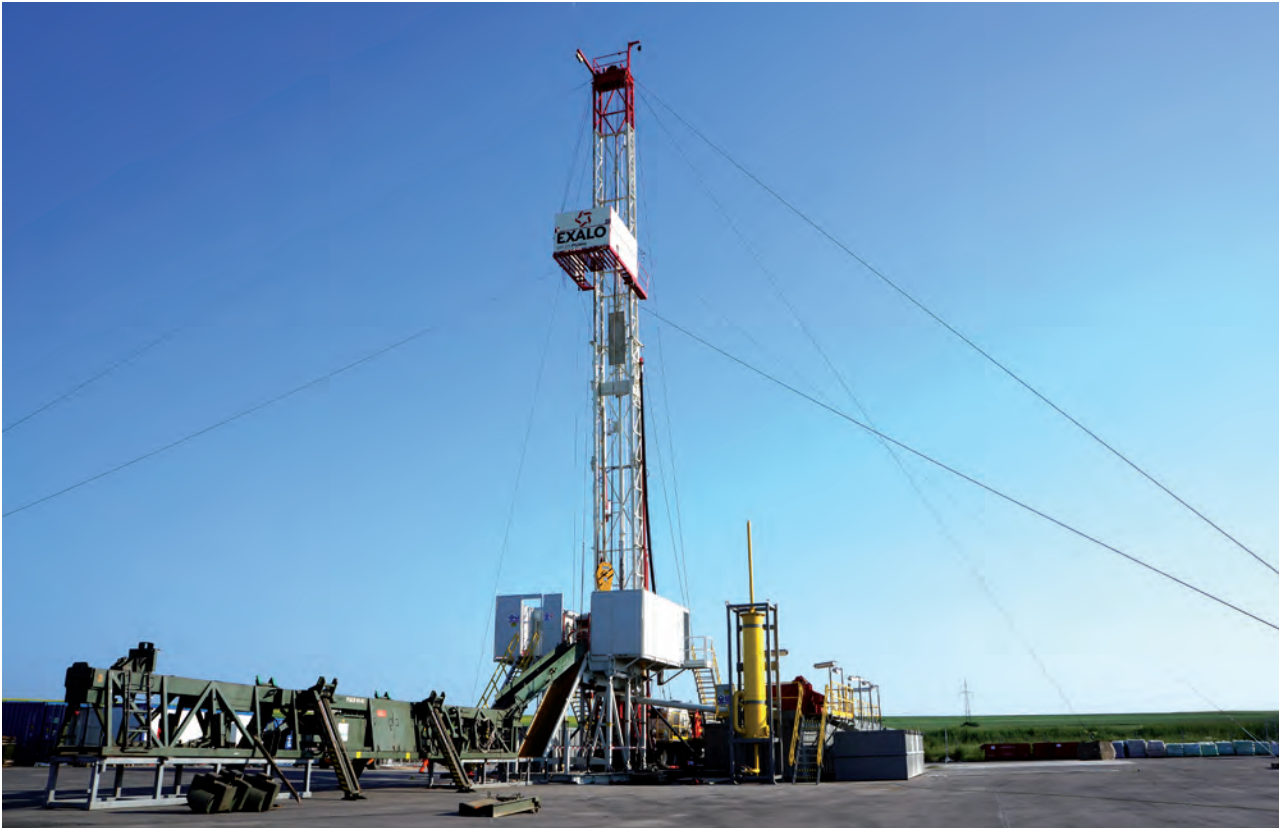
wała wysokiej klasy sprzęt ochrony osobistej, w tym rękawice o podwyższonym stopniu zabezpieczenia przed urazami mechanicznymi, tj. uderzenia, stłuczenia, zgniecenia itp. Wprowadzone rękawice doskonale sprawdzały się przy pracach montażowych, gdzie narażenie na stłuczenie lub przygniecenie dłoni jest bardzo duże. Ich przydatność malała przy pracach w narażeniu na kontakt z płuczką wiertniczą i wszelkich pracach w szybie, gdzie ze względu na chłonność materiału ww. rękawice zastępowano modelami o odpowiednich parametrach i certyfikacji. Dodatkowo warsztat mechaniczny w Zielonej Górze na potrzeby projektu przygotował narzędzie mające na celu ułatwienie przemieszczania przewodu wiertniczego na rampie oraz zwiększenie bezpieczeństwa tych operacji.

Wszystkie ww. działania miały na celu maksymalizację bezpieczeństwa prowadzonych prac, zniwelowanie zagrożeń, położenie dodatkowego nacisku na uświadamianie pracowników w zakresie grożących im niebezpieczeństw, oraz w szczególności sposób zwrócenie uwagi na bezpieczeństwo pracy rękoma.

Odbiór urządzenia na placu wiertni Krupę-1 16 czerwca poprzedzony został całodziennym szkoleniem całej załogi wiertni w zakresie bezpieczeństwa pracy, przeprowadzonym wspólnie



Maszty w górę. Fot. arch. Exalo Drilling S.A.



SK-575 w pełnej krasie. Fot. arch. Exalo Drilling S.A.

przez specjalistów ExxonMobil i Exalo Drilling. Celem szkolenia było zaznajomienie załogi z celem i programem prac, sposobem raportowania, w tym zgłaszania zdarzeń i zachowań niebezpiecznych (min. system STOP kart), zakresem odpowiedzialności i wymaganiami w zakresie BHP i HSE. Jak podkreślił w czasie swojego wystąpienia przedstawiciel ExxonMobil, Benedikt Gerhartz (Superintendent WellWork Execution (OPCW)), dla jego firmy mottem przewodnim jest zawsze bezpieczeństwo wykonywanych prac, a „...projekt zostanie uznany za zakończony sukcesem jedynie wówczas, gdy w trakcie jego realizacji nikomu nie stanie się krzywda”. Tak postawiony cel udało się osiągnąć załodze SK-575 Exalo Drilling.

W czasie 69 dni pracy przy projektach Krupę 1 i Siennica 1 nie odnotowano ani jednego wypadku. Zarejestrowano natomiast 92 karty obserwacji (w tym kilkanaście obserwacji zdarzeń i warunków potencjalnie niebezpiecznych). Duże zaangażowanie i spostrzegawczość pracowników wiertni w proces raportowania w znaczący sposób poprawiła bezpieczeństwo prowadzonych prac.

Prace na odwiercie Krupę-1 zakończono pełnym sukcesem technicznym 12 lipca 2013 r., a już 22 lipca nastąpił odbiór urządzenia na otworze Siennica-1. Podobnie jak w przypadku odwiertu Krupę-1 prace przebiegły bez większych komplikacji oraz z zerowym współczynnikiem wypadków (wskaźnik LTI – „Lost

Time Injury”, za okres ponad 2 miesiące pracy pozostał na poziomie zerowym). Demobilizacja sprzętu i załogi nastąpiła w dniach 12-16 sierpnia 2013 roku.

Uzyskane wyniki, jakość prowadzonych prac, wysoki stopień bezpieczeństwa oraz zaangażowanie wszystkich pracowników Exalo w projekt spotkało się z uznaniem kadry mangerskiej ExxonMobil, czego dowodem było zaproszenie przedstawicieli Exalo Drilling S.A. do Hanoweru w celu podjęcia rozmów na temat możliwości współpracy przy kolejnych projektach w Europie.

Doświadczenie zdobyte podczas powyższych prac dla ExxonMobil oraz fakt likwidacji przez Exalo odwiertów Łęgowo-1 dla Lane Energy Exploration i Rodele-1 dla Wisent Oil and Gas stały się namacalnym dowodem kompetencji Exalo Drilling S.A. w zakresie likwidacji odwiertów prowadzonych na wymagającym rynku zagranicznych operatorów poszukujących shale gas.

Piotr Chelmicki  
Exalo Drilling S.A.

Dział Klientów Tight Gas i Shale Gas



Prewentery już na miejscu. Fot. arch. Exalo Drilling S.A.

# Lubiatów oficjalnie otwarty



Oddział w Zielonej Górze



Dorota Mundry

*Na początku grudnia 2012 r. pozyskaliśmy pierwsze tony ropy naftowej z kopalni Lubiatów. Ponad pół roku później miało miejsce jej oficjalne otwarcie. Gośćmi uroczystości byli m.in. premier rządu Donald Tusk i minister Skarbu Państwa Włodzimierz Karpiński.*



Ośrodek Centralny Lubiatów zaprojektowany jest w sposób umożliwiający produkcję 1,3 tys. ton ropy na dobę, 30 tys. m<sup>3</sup> gazu na godzinę, 144 ton LPG z kondensatem C5+ i 120 ton siarki na dobę. Fot. Grzegorz Kujda

Dzięki uruchomieniu tej jednej z największych naszych kopalń krajowe wydobycie ropy naftowej wzrosło o około 340 tys. ton rocznie, warto więc przypomnieć od czego wszystko się zaczęło. Inwestycja związana z zagospodarowaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód i Grotów, zwana „Projektem LMG” prowadzona była przez Oddział w Zielonej Górze. Jako pierwsze odkryliśmy otworem Międzychód-4 w 2001 r. złożę gazu ziemnego Międzychód. Półtora roku później otworem Lubiatów-1 odkryliśmy złożę ropy naftowej Lubiatów. Prace dokumentacyjne trwały, w międzyczasie (czerwiec 2003 r.) otworem Grotów-1 odkryliśmy złożę ropy naftowej Grotów. W marcu 2005 r. zakończyliśmy dokumentowanie zasobów złóż.

18,8 km<sup>2</sup>, Grotów – 16,8 km<sup>2</sup>). Złoża zalegają na głębokości około 3 km, rozpoznano je pracami sejsmicznymi 2D i 3D oraz pracami wiertniczymi.

## Przed terminem

Inwestycja nazwana „Projektem LMG” to trzy zadania obejmujące budowę obiektów związanych z wykorzystaniem zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż LMG. Zadania te to: Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów, Terminal Ekspedycyjny Wierzbno, gazociąg z Ter-



Premier podkreślał, że uruchomienie kopalni i eksploatacja złóż LMG jest bardzo ważnym uzupełnieniem „mieszanki energetycznej” kraju. Fot. Sebastian Rzepiel

## Siedem milionów i siedem miliardów

Zasoby wydobywalne złóż Lubiatów, Międzychód i Grotów to 7,3 mln ton ropy naftowej oraz 7,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Złoża w całości zalegają na terenie Puszczy Noteckiej, a ich całkowita powierzchnia to ok. 59,3 km<sup>2</sup> (Lubiatów – 23,7 km<sup>2</sup>, Międzychód –



Donalda Tuska i Włodzimierza Karpińskiego oprowadzili po KRNIGZ Lubiatów gospodarze obiektu p.o. prezesa Zarządu PGNiG SA Jerzy Kurella i dyrektor Oddziału w Zielonej Górze Sławomir Kudela. Fot. Sebastian Rzepiel

## Produkty

- ropa naftowa jest przepompowywana rurociągiem DN 300 do Terminala Ekspedycyjnego Wierzbno,
- gaz ziemny jest przesyłany rurociągiem do Mieszalni Gazu w Kłodawie lub gazociągiem do Terminala Ekspedycyjnego Wierzbno, a dalej do Mieszalni Gazu w Grodzisku Wlkp.,
- siarka płynna jest odbierana z OC Lubiatów cysternami samochodowymi,
- skroplony LPG jest odbierany z OC Lubiatów cysternami samochodowymi.



minala Wierzbo do Odazotowni i Mieszalni Grodzisk. W ramach inwestycji zagospodarowaliśmy 14 odwiertów na złożach Lubiatów, Międzychód, Grotów i Sowia Góra. Umowę o generalną realizację inwestycji pod nazwą „Projekt LMG – Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe, rurociągi i inne” podpisano w sierpniu 2008 r. z konsorcjum w składzie: PBG SA, Tecnimont KT S.p.a., Thermodesign Engineering Ltd. Rok później rozpoczęła się makroniwelacja terenu przyszłego Ośrodka Centralnego. Rozruch technologiczny rozpoczął się w połowie października 2012 r. W marcu 2013 r. dokonaliśmy odbioru końcowego, potwierdzającego zgodność wszystkich wybudowanych obiektów z ustaleniami – na 20 dni przed terminem umownym.

### Uroczyste otwarcie

Oficjalna uroczystość związana z uruchomieniem KRNiGZ Lubiatów miała miejsce 29



Instalację poświęcił biskup diecezji zielonogórsko-gorzowskiej dr S. Regmunt. Fot. Sebastian Rzepiel

lipca. Gościli na niej wymienieni już premier rządu i minister Skarbu Państwa, oprócz tego wielu przedstawicieli władz wojewódzkich i samorządowych, parlamentarzysty, przedstawiciele współpracujących z nami firm,

zarząd PGNiG SA i przedstawiciele rady nadzorczej.

Dorota Mundry  
Dział Komunikacji i PR

## Piąty milion ropy



Oddział w Zielonej Górze

**Wydobycie ropy naftowej ze złoża BMB eksploatowanego przez Kopalnię Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Dębno przekroczyło w sierpniu br. pięć milionów ton.**

Największe w Polsce złożo ropy naftowej i gazu ziemnego BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo) odkryto w 1993 r. odwiertem Mostno-1. Jego zasoby wydobywalne szacowane są na poziomie 12,6 mln ton ropy naftowej i 7,65 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego towarzyszącego ropie. Przemysłowe wydobywanie kopalnia Dębno rozpoczęła w 2000 r. Obecnie eksploatuje 36 odwiertów pozyskując dziennie około 1 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, 1100 ton ropy naftowej, 60 ton LPG oraz 65 ton siarki płynnej. Odwiert, z którego przez 13 lat wydobyto najwięcej – tj. 483,5 tys. ton ropy naftowej i 323 mln m<sup>3</sup> gazu to Buszewo-4.

### Ropa, gaz, LPG i siarka

Eksploatacja złoża BMB, zawierającego duże ilości siarkowodoru, wymaga specjalistycznych technologii. Po klasycznym opomiarowaniu i rozdziale płynów złożowych przystępuje się do złożonego procesu uzdatniania gazu

ziemnego i ropy naftowej otrzymując cztery produkty gotowe do sprzedaży. Gaz handlowy o wartości opałowej 20,2 MJ/m<sup>3</sup> zasila elektrociepłownię w Gorzowie Wlkp. oraz elektrociepłownię przy Arctic Paper Kostrzyn S.A. Ropa naftowa kierowana jest do Ekspedytu Kolejowego Barnówko i stąd do krajowych rafinerii, a od 2002 r. także do odbiorców zagranicznych rurociągiem PERN „Przyjaźń”. Otrzymywany w procesie frakcjonowania węglowodorów, a następnie oczyszczany na sitach molekularnych propan-butan (LPG) sprzedawany jest do odbiorców bezpośrednich. Dodatkowym produktem, pozyskiwanym w procesie Clausa i SuperClausu jest siarka płynna, która przez Ekspedyt kierowana jest do zakładów krajowych lub sprzedawana bezpośrednio odbiorcom zagranicznym.

### Nowe instalacje

W związku z postępującą eksploatacją złoża i przekroczeniem 5 mln ton wydobytej ropy pojawiają się też nowe problemy, które wymagają podjęcia kolejnych inwestycji. W najbliższym czasie planowana jest budowa instalacji do odsalania ropy naftowej, jak również instalacji do zatłaczania wody technologicznej czy też realizacja koncepcji powrotnego zatłaczania nadmiarowego gazu do czapy gazowej. Miejmy nadzieję, że racjonalna gospodarka złożem BMB oraz realizacja planowanych inwestycji pozwolą nam w przyszłości obchodzić jubileusz wydobywania 10-milionowej tony ropy naftowej.

Anna Sedlaczek  
KRNiGZ Dębno



Od początku eksploatacji ze złoża BMB pozyskano ponad 5 mln ton ropy naftowej i 3,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Fot. Paweł Chara



Jerzy  
Zagórski

## Wniosek o przedłużenie obowiązującej Taryfy

Z uwagi na przedłużające się negocjacje w sprawie nowej Taryfy Spółka wnioskowała o przedłużenie do końca roku obecnie obowiązującej, by zachować prawne możliwości wprowadzenia do niej ewentualnych zmian, które mogą okazać się niezbędne w związku z trwającym procesem liberalizacji. W lipcu br. PGNiG SA złożyło wniosek o nową Taryfę, która miałaby wejść w życie 1 października br. (termin obowiązywania obecnej taryfy wygasł 30 września br.)



Przedłużenie do końca roku uważamy za wystarczający okres, który powinien pozwolić spółce na zakończenie procesu negocjacji nowej Taryfy. Chcemy przypomnieć, że przyszła Taryfa musi uwzględniać zmienione zasady rozliczeń wynikające z nowego rozporządzenia taryfowego.

Ponadto PGNiG SA wnioskowało również o zmianę obecnie obowiązującej Taryfy w celu dostosowania jej treści do postanowień zmienionej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej operatora przesyłowego. Wejdą one w życie 1 października br.

Negocjacje dotyczące nowej Taryfy trwają niezależnie od wniosku o zmianę obecnie obowiązującej Taryfy i o przedłużenie okresu jej obowiązywania.



## Polska dystrybucja gazu w jednej firmie

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. to nowa nazwa spółki dystrybucyjnej, która od 1 lipca 2013 roku funkcjonowała pod roboczą



Marcin  
Zachowicz

nazwą PGNiG SPV4 Sp. z o.o. Tworzy ją sześć dotychczas istniejących oddzielnie spółek gazownictwa, należących do GK PGNiG: Dolnośląska, Górnośląska, Karpacka, Mazowiecka, Pomorska i Wielkopolska. Siedzibą firmy jest Warszawa.

Spółka działa w oparciu o 6 oddziałów regionalnych zlokalizowanych w siedzibach dotychczasowych spółek gazownictwa w: Gdańsku, Poznaniu, Warszawie, Wrocławiu, Tarnowie i Zabrzu, które realizują usługę dystrybucji gazu ziemnego w dotychczasowym zakresie i na dotychczasowym obszarze swojego działania.

Formalne połączenie spółek dystrybucyjnych nastąpiło już 1 lipca 2013 r. poprzez przejęcie ich (zgodnie z art. 492 § 1 pkt. 1 Kodeksu Spółek Handlowych) przez spółkę działającą pod firmą PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. 12.09.2013 firma zmieniła nazwę na Polska Spółka Gazownictwa.

Konsolidacja spółek dystrybucyjnych wynika bezpośrednio z realizacji Krótkoterminowej strategii budowania wartości GK PGNiG na lata 2012-2014 i wiąże się z wyzwaniem, jakie niesie ze sobą dynamicznie zmieniające się otoczenie, liberalizacja rynku gazu w Polsce i pojawiająca się na nim konkurencja oraz zmieniające się potrzeby odbiorców gazu.

Zmiana modelu dystrybucji z rozproszonego na zintegrowany pozwoli na wspólne i bardziej oszczędne zakupy, dokładnie planowane inwestycje, lepiej kontrolowane finanse i ujednoczenie procedur obsługi klienta.

Zespół Prasowy PGNiG SA



## Zmarł pionier szczelinowania hydraulicznego

W wieku 94 lat zmarł w USA George P. Mitchell, pionier wydobywania gazu ziemnego metodą szczelinowania hydraulicznego. W latach 80. założył firmę Mitchell Energy & Development Corp. i rozpoczął eksploatację gazu z łupków Barnett w Teksasie z zastoso-

waniem wierceń poziomych i szczelinowania. Pomyślne rezultaty zapewniły rozwój firmy, którą w 2002 r. wykupił Devon Energy za 3,5 mld USD, a jednocześnie utorowały drogę dla szerokiego wprowadzenia tej metody do wydobywania ropy i gazu ze skał zbiornikowych o niskiej przepuszczalności. Wiadomość o śmierci G. Mitchella zamieściły nie tylko czasopisma naftowe, lecz także portale gospodarcze i finansowe.



## Nowe koncesje Lotos Petrobaltic na Bałtyku

Ministerstwo Środowiska przyznało 2 nowe koncesje Słupsk W i Słupsk E o powierzchni 2100 km<sup>2</sup> na rozpoznanie utworów kambru, ordowiku i syluru. Koncesje wydano na okres 3 lat. Do tej pory Lotos Petrobaltic posiadał 7 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie ropy naftowej i gazu ziemnego o łącznej powierzchni 7100 km<sup>2</sup> w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego.



## Gaz w wierceniu Łebień LE-2H

Przyływ gazu ziemnego z łupków ordowiku w otworze Łebień LE-2H nie jest duży, ale ważniejsze jest utrzymanie się stabilnego przyływu w ilości 8,5 tys. m<sup>3</sup>/dobę od początku rozpoczęcia pomiaru wydajności tj. od 21 lipca br. Istotny jest również fakt, że szczelinowanie wykonano metodą nieróżniącą się od standardowych operacji, bez wprowadzania nietypowych procedur. Otwór Łebień LE-2H o głębokości pomiarowej 4080 m z odcinkiem poziomym o długości 1000 m wykonano w 2011 r. Po pierwszym etapie zabiegów szczelinowania nastąpił 21-dniowy test złożowy zakończony uzyskaniem przyływu gazu w ilości 15,5 tys. m<sup>3</sup>/dobę. W br. po przygotowaniach obejmujących m. in. zatłaczanie azotu w celu wywołania produkcji w lipcu operator, którym jest firma 3Legs Resources, przystąpił do drugiego etapu szczelinowania ponownie uzyskując przyływ gazu.

Szczelinowanie wykonywano również w innych otworach na obszarze NE Polski. Firma San Leon Energy wykonała szczelinowanie w ropo- i gazonośnych kwarcytach kambryjskich w otworze Rogity-1 (koncesja Braniewo S) odwierconym do głębokości 2788 m. W następnej kolejności szczelinowanie będzie wykonane w 2 interwałach sylurskiego kompleksu łupkowego

o miąższości ok. 100 m. Pomyślnie przebiegała również operacja szczelinowania w otworze Le-wino-1G2 (koncesja Gdańsk W).



## W. Brytania obniża podatek od gazu z łupków

Jeszcze kilkanaście miesięcy temu rząd brytyjski zajmował bardzo zachowawcze stanowisko dotyczące wykorzystania gazu z łupków. Jednocześnie eksponowano potencjalne zagrożenia związane z eksploatacją tego surowca i nawet okresowo zawieszono prace poszukiwawcze prowadzone przez firmę *Cuadrilla Resources*.

Teraz, gdy Brytyjska Służba Geologiczna podała, jak duże są szacunkowe zasoby gazu z łupków, podejście rządu uległo zmianie. Zapowiedziano wprowadzenie zachęt do poszukiwania i udostępnienia tego gazu w postaci obniżenia opodatkowania dochodów z eksploatacji. Podatek od ropy i gazu konwencjonalnego wynosi 62%, tymczasem podatek od gazu z łupków wyniesie 30%. Informując o tych zmianach minister skarbu George Osborne powiedział: „Gaz z łupków jest bogactwem z ogromnym potencjałem zwiększenia ilości źródeł energii w W. Brytanii. Nowe zasady opodatkowania, które pragnę wprowadzić, będą najbardziej szczodre w skali światowej. Chcę, aby W. Brytania była liderem rewolucji w gazie z łupków, ponieważ jest to potencjał stworzenia tysięcy miejsc pracy i utrzymania niskich rachunków za energię dla milionów ludzi.”



## Przygotowania do poszukiwań gazu z łupków w Holandii

Według szacunków instytutu *TNO (Organization for Applied Scientific Research)* zasoby gazu z łupków w Holandii wynoszą 2,4-11 bln m<sup>3</sup>. Projekty wierceń poszukiwawczych gazu z łupków napotykały dotychczas na protesty mieszkańców i kontrakcję w parlamencie. Argumenty przeciwko wierceniom są takie same jak w innych krajach – ryzyko skażenia wód gruntowych, wstrząsów sejsmicznych i uwalniania metanu, ponadto ważnym niekorzystnym czynnikiem jest wysoka gęstość zaludnienia. Rząd zlecił trzem firmom konsul-

tingowym opracowanie raportu na temat zagrożeń dla środowiska i w sierpniu br. ogłoszono główne jego tezy. Autorzy stwierdzają, że niebezpieczeństwa są nieco większe niż przy wierceniach konwencjonalnych, ale możliwe do kontrolowania i zminimalizowania. Ryzyko zanieczyszczenia wody zostało ocenione jako bardzo małe, głównie z powodu zalegania formacji łupkowych na głębokości 3-4 km. Minister gospodarki Henk Kamp przewiduje, że decyzje w sprawie uruchomienia wierceń zapewne zostaną podjęte na początku przyszłego roku. Zwolennikiem poszukiwań jest premier Mark Rutte z Partii Liberalnej, przeciwnikami koalicjanci z Partii Pracy.



## Kulczyk Investments ma ropę na Ukrainie

Trzeci kolejny odwiert wykonany w obrębie koncesji Północne Makiejewskie w wschodniej Ukrainie okazał się pozytywny. Próby wykonane w otworze NM-3 zaprojektowanym jako kierunkowy do głębokości 2500 m wykazały obecność ropy. Przewiercono roponośny horyzont piaskowcowy w utworach wizenu o miąższości 30 m. Poinformowała o tym firma *Serinus Energy. Serinus Energy Inc.* z siedzibą w Calgary to następcza *Kulczyk Oil Ventures*, po zmianie nazwy w czerwcu br. *Kulczyk Investments SA* posiada w nim 51,52% akcji.



## Badania sejsmiczne na Morzu Barentsa

W obrębie koncesji Fedynskij i Centralnaja w rosyjskim sektorze Morza Barentsa rozpoczęto badania sejsmiczne obejmujące 9950 km profili sejsmicznych 2-D. Wcześniej na obszarze koncesyjnym przeprowadzono monitoring rybostanu. Jest to realizacja umowy o współpracy z kwietnia 2012 r., pomiędzy *ENI* i *Rosneftią*, w której obie firmy zobowiązały się do wspólnego wykonania rozpoznania sejsmicznego. *ENI* ma 33,3% udziałów w kon-sorcjum.



## Udział Chin w inwestycji na półwyspie Jamał

Na mocy niedawno zawartego porozumienia rosyjsko-chińskiego strona chińska będzie zaangażowana w projektach inwestycyjnych w Arktyce. Porozumienie obejmuje również długoterminowy kontrakt na dostawy skroplonego gazu ziemnego w ilości 3 mln t rocznie. Gaz będzie pochodził z budowanych przez *OAO Novatek* na półwyspie Jamał zakładów skraplania gazu ziemnego o zdolności produkcyjnej 16,5 mln t rocznie. *China National Petroleum Co.* przejmie 20% udziałów w tej inwestycji i wystąpi do chińskich instytucji finansowych o udzielenie kredytu na sfinansowanie projektu. Rozpoczęcie produkcji gazu skroplonego jest planowane na lata 2015-2016. *OAO Novatek* jest drugim po *Gazpromie* największym producentem gazu w Rosji.



## Większa produkcja ropy w Brazylii dzięki złożu Libra

Podsólne złożo ropy Libra odkryte w 2010 r., znajduje się w basenie Santos na głębokości ponad 5000 m pod dnem morskim, przy głębokości wody przekraczającej 2000 m. Zasoby wydobywalne szacowane są w granicach od 503 mln t do 2 mld t ropy. Rząd brazylijski wiąże duże nadzieje z zagospodarowaniem podsólnego złoża ropy Libra. Warunki przetargu na zagospodarowanie złoża ogłoszonego przez Narodową Agencję ds. Ropy Naftowej przewidują zapewnienie skarbowi państwa większego udziału w zyskach, nawet do 75%, i znaczniejsze uczestnictwo państwowego koncernu *Petrobras*. Agencja ocenia, że maksymalne wydobycie ze złoża Libra może osiągnąć 136 tys. t/d ropy. Obecna produkcja ropy w Brazylii wynosi ok. 270 tys. t/d. Dyrektor generalny Agencji Magda Chambriard zapowiedziała, że koncesja produkcyjna zostanie wydana na 35 lat i nie będzie odnawiana, co ma zapewnić intensywność wydobycia dostosowaną do potrzeb kraju. Nawiązała też do problemów ze złożem Tubarao Azul eksploatowanym przez prywatną firmę *OGX*. Właściciel *OGX* zamierza zamknąć złożo w przyszłym roku, natomiast Agencja odmiennie ocenia opłacalność eksploatacji złoża Tubarao Azul i będzie domagać się od *OGX* przedstawienia nowego planu inwestycyjnego lub zrzeczenia się koncesji.

Jerzy Zagórski

Źródła: *3Legs Resources, Bloomberg, FT, Hart's E&P, Lotos, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, rp.pl, San Leon, Want China Times, World Oil.*



## Geofizyka Kraków wyrusza do Gruzji

Geofizyka Kraków zarejestrowała właśnie nowy oddział zagraniczny – w gruzińskim Tbilisi. Już we wrześniu firma rozpocznie realizację pierwszego kontraktu na tym rynku.

– Gruzja jest krajem dynamicznie rozwijającym się, także w zakresie poszukiwania złóż. Dlatego właśnie uznaliśmy ją za rynek perspektywiczny dla naszej branży i podjęliśmy decyzję o wejściu – komentuje Leopold Sułkowski, prezes Zarządu Geofizyka Kraków. Oddział z siedzibą w stolicy Gruzji, Tbilisi, zarejestrowany został w sierpniu.

Pierwszym projektem realizowanym przez Geofizykę Kraków na nowym rynku będą badania sejsmiczne dla firmy VP Georgia LLC. Realizacja kontraktu obejmującego prace sejsmiczne 2D i 3D rozpocznie się w połowie września.

Magdalena Pachocka-Kiecoń  
Rzecznik prasowy  
Geofizyka Kraków SA



## LOTOS szósty w Europie Środkowo-Wschodniej

Grupa LOTOS ponownie na 6. miejscu wśród 500 największych firm Europy Środkowo-Wschodniej. O tak wysokiej pozycji w regionie zadecydowały przychody ze sprzedaży. W badanym okresie 2012 r. wyniosły aż 33,1 mld zł.

Umocnienie się LOTOSU w 2012 r. na wysokim szóstym miejscu to efekt sprawnego funkcjonowania całej organizacji, a przede wszystkim optymalne wykorzystanie instalacji rafineryjnych niedawno ukończonego Programu 10+ oraz wzrost sprzedaży, głównie paliw płynnych, co znalazło swoje odzwierciedlenie w rekordowych przychodach spółki.

Realizując strategię rozwoju spółki do 2015 r. LOTOS pokazał, że potrafi przejść przez trudny gospodarczo okres, nie zwalniając tempa. COFACE w swoim raporcie zwraca uwagę na imponujący 42,1% wzrost zysków spółki r/r.

W trzech poprzednich zestawieniach przygotowanych przez COFACE, Grupa LOTOS zajmowała odpowiednio 15., 10. i 6. miejsce.

## Krajowe spółki są w czołówce zestawienia

Warto również odnotować, że w pierwszej dziesiątce firm tegorocznego rankingu, aż 5 spółek ma swoje siedziby w Polsce. Łącznie 171 firm, czyli 34% przedsiębiorstw pochodzi z naszego kraju. Wśród innych statystyk zwraca uwagę fakt, iż 8 z 10 najwyższej umieszczonych na liście CEE Top 500 to spółki sektora naftowego lub sektora energii.

Grupa LOTOS S.A



## PKN ORLEN na drodze do nabycia spółki wydobywczej w Kanadzie

PKN ORLEN S.A. (PKN ORLEN, Koncern) za pośrednictwem swojej spółki zależnej ORLEN Upstream Sp. z o.o. (ORLEN Upstream) zawarł umowę, która rozpoczyna procedurę przejęcia notowanej na giełdzie w Toronto kanadyjskiej spółki TriOil Resources Ltd (TriOil). Koncern uzgodnił z TriOil Resources nabycie 100% akcji za łączną kwotę blisko 183,7 mln dolarów kanadyjskich (CAD) tj. 2,85 CAD za akcję. Oferta została zaakceptowana przez Radę Dyrektorów spółki TriOil i będzie rozpatrywana przez jej akcjonariuszy na Walnym Zgromadzeniu w listopadzie.

Planowana transakcja jest zgodna ze strategią PKN ORLEN i przyspiesza rozwój segmentu poszukiwań i wydobycia węglowodorów. Zawarcie umowy to pierwszy krok w kierunku zakupu kanadyjskiej spółki. Do finalizacji transakcji niezbędne jest uzyskanie zgody akcjonariuszy TriOil, którzy podejmą decyzję na Walnym Zgromadzeniu planowanym w listopadzie b.r. Wcześniej koncern przy wsparciu doradców przeprowadził szczegółowe analizy due diligence aktywów oraz sytuacji finansowej, podatkowej, prawnej, technicznej i oceny środowiskowej TriOil.

Spółka TriOil jest optymalnym celem akwizycyjnym. W przypadku jej nabycia uzyskujemy dostęp do produkujących złóż i jednocześnie dywersyfikujemy geograficznie portfel naszych aktywów. Transakcja zapewni nam również transfer know how z rozwiniętego i zaawanso-

wanego technologicznie rynku kanadyjskiego – powiedział Jacek Krawiec, prezes Zarządu PKN ORLEN. Jednocześnie ORLEN nadal pozostanie silnie zaangażowany w poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce. Właśnie zakończyliśmy ósmy odwiert i przygotowujemy się do kolejnego zabiegu szczelinowania hydraulicznego, tym razem w Berejowie na Lubelszczyźnie – dodał prezes Krawiec.

TriOil zbudowała swój portfel aktywów na obszarach, na których od wielu lat prowadzone jest wydobycie tj. głównie na terenie kanadyjskiej prowincji Alberta, gdzie prowadzi prace na trzech obszarach - Lochend, Kaybob oraz Pouce Coupe ze złożami zlokalizowanymi odpowiednio w formacjach Cardium, Dunvegan oraz Montney. Dzięki zastosowaniu technik wiercenia poziomego oraz nowych technologii wielosekcyjnego szczelinowania otworów wydobywczych TriOil uzyskała dostęp do nowych zasobów w złożach, z których wydobycie rozpoczęto w 2010 roku. Jej łączny potencjał wydobywczy wynosi ok. 20 mln baryłek ekwiwalentu ropy na poziomie kategorii rezerw udowodnionych i prawdopodobnych (określanych jako 2P).

TriOil w ostatnich latach zanotowała dynamiczny wzrost. W roku 2012 wydobycie węglowodorów wzrosło o 65% w porównaniu z rokiem 2011. Z kolei w pierwszych dwóch kwartałach 2013 r. średnie dzienne wydobycie na poziomie ok. 4 tys. baryłek ekwiwalentu ropy było dwukrotnie wyższe niż w porównywalnym okresie 2012 r. W ostatnich latach TriOil prowadziła również działania zmierzające do zwiększenia obszaru, w którym posiada udziały. Główna część działalności rozciąga się na powierzchni obejmującej ok. 3,5 tys. km<sup>2</sup>, z czego 1,1 tys. km<sup>2</sup> to obszary formacji geologicznych nasycone węglowodorami, z których prowadzone jest wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego.

Przejęcie TriOil Resources wprowadzi PKN ORLEN do grona producentów ropy naftowej i gazu ziemnego. Akwizycja rozszerzy również nasze kompetencje w zakresie prowadzenia projektów wydobywczych i umożliwi operowanie na zagranicznych rynkach. TriOil to nie tylko atrakcyjne aktywa, ale także niezwykle profesjonalny zespół fachowców, co jest istotne w osiąganiu synergii w ramach realizowanych przez nas w tej chwili projektów oraz poszukiwania dalszych możliwości rozwoju – powiedział Wiesław Prugar prezes Zarządu ORLEN Upstream.

Centrum Prasowe  
PKN ORLEN S.A.



Stanisław Szafran



Jakub Uliasz



## Kalendarium

**10.09.2013 r.** w Krakowie w biurze Zarządu Głównego SITP NiG odbyło się posiedzenie Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Łukasiewicza w Bóbrce.

**18 – 20.09.2013 r.** w Rogowie k/Łodzi w ramach VII edycji seminarium Top Gaz odbyła się konferencja „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro”. Na konferencji poruszono następującą tematykę: Wymagania instalacyjne dla gazomierzy, Fizyka pomiarów, Stosowanie MID, Pomiary transgraniczne. Nowe metody pomiaru ilości gazu. Pomiary LNG. Próba losowa gazomierzy miechowych.

**17 – 18.09.2013 r.** w Warszawie, na terenie kampusu SGGW odbył się I Kongres Towarzystw Naukowych organizowany przez PAN. Hasło przewodnie kongresu to: „Towarzystwa naukowe w Polsce – dziedzictwo, kultura, nauka, trwanie”. Celem spotkania było ukazanie i ocenienie dotychczasowego wkładu społecznego ruchu naukowego w rozwój nauki i kraju.

**19 – 21.09.2013 r.** w Bydgoszczy odbyła się XI Ogólnopolska Sesja Szkół im. Ignacego Łukasiewicza. Sesja została zorganizowana przez Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego oraz Zespół Szkół Chemicznych im. Ignacego Łukasiewicza w Bydgoszczy. Wydarzenie zostało objęte honorowym patronatem przez prezydenta miasta Bydgoszczy oraz kuratora Oświaty w Bydgoszczy, jak również patronatem naukowym przez Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy im. Jana i Jędrzeja Śniadeckich w Bydgoszczy.

**23.09.2013 r.** w Poznaniu nastąpiło uroczyste odsłonięcie pomnika Ignacego Łukasiewicza. Pomnik znajduje się na skwerze, który również nosi imię założyciela polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego.

**24.09.2013 r.** w Warszawie, w siedzibie PKN Orlen przy ulicy Białostockiej 12, miało miejsce V posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG. Na posiedzeniu uchwalono m.in. założenia do przewidywanego budżetowego SITP NiG na rok 2014 oraz przyznano odznaki honorowe członkom Stowarzyszenia.

## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

- 70 urodziny Jadwiga Piechocka z Oddziału w Pile w dniu 2.09 2013 r.
- 70 urodziny Janusz Kobyłański z Oddziału w Warszawie I w dniu 5.09 2013 r.
- 70 urodziny Danuta Kunte z Oddziału w Gdańsku w dniu 8.09 2013 r.
- 70 urodziny Eliza Mańkowska z Oddziału w Warszawie II w dniu 9.09 2013 r.
- 70 urodziny Jacek Kaysiewicz z Oddziału w Poznaniu w dniu 10.09 2013 r.
- 70 urodziny Bogumiła Kopecka z Oddziału w Sanoku w dniu 18.09 2013 r.
- 70 urodziny Ewa Statkiewicz z Oddziału w Sanoku w dniu 19.09 2013 r.
- 70 urodziny Nowak Radziśław z Oddziału w Zielonej Górze w dniu 26.09 2013 r.
- 75 Urodziny Janina Gołda z Oddziału w Sanoku w dniu 16.09 2013 r.
- 75 urodziny Józef Czekański z oddziału w Krośnie w dniu 20.09 2013 r.
- 80 urodziny Wacława Piłat z Oddziału w Krośnie w dniu 3.09 2013 r.
- 80 urodziny Marian Gawlik z Oddziału w Krakowie w dniu 8.09 2013 r.
- 80 urodziny Anna Korab z Oddziału w Warszawie II w dniu 10.09 2013 r.
- 80 urodziny Arkadiusz Kreśniakow z Oddziału w Krośnie w dniu 21.09 2013 r.

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

## 38 posiedzenie Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce

10 września 2013 r. w Biurze Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się XXXVIII posiedzenie Rady Fundacji Bóbrka. Posiedzeniu przewodniczył kol. Czesław Bugaj – prezes Rady

Fundacji. Obok spraw proceduralnych głównymi tematami posiedzenia były:

- Informacja z działalności Zarządu Fundacji Bóbrka od ostatniego posiedze-

nia Rady Fundacji w dniu 24 kwietnia 2013 r.;

- Rozpatrzenie przedstawionego przez Zarząd Fundacji trzyletniego programu

działania Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza na lata 2014-2016 oraz preliminarza wydatków utrzymania Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza na lata 2014-2016;

- Rozpatrzenie przedstawionego przez Zarząd Fundacji Bóbrka programu działania Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza na rok 2014 oraz preliminarza wydatków utrzymania Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza na rok 2014;
- Dyskusja dotycząca dalszego finansowania działalności Fundacji Bóbrka oraz wystąpienia do PGNiG S.A. i PKN ORLEN S.A. z wnioskami o zwarcie umów na finansowanie działalności Fundacji Bóbrka w latach 2014-2016;
- Udzielenie pełnomocnictwa Zarządowi Fundacji Bóbrka w sprawie wyboru audytora do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego Fundacji Bóbrka za rok 2013.

Rada Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce przyjęła do akceptującej wiadomości informację Zarządu Fundacji o działalności fundacji i funkcjonowaniu muzeum w ostatnich pięciu miesiącach bieżącego roku. Zwrócono uwagę na utrzymującą się względnie wysoką ilość turystów zwiedzających muzeum oraz dobre opinie na temat prezentowanych ekspozycji i poszczególnych eksponatów. W dyskusji członkowie Rady



Rada Fundacji i Zarząd podczas obrad. Fot. S. Szafran

z uznaniem odnieśli się do podejmowanych przez Zarząd prób pozyskania nowych partnerów do wspierania działalności muzeum. W celu sformalizowania i prawnego unormowania tego rodzaju przedsięwzięć konieczne są odpowiednie zmiany w zapisach Statutu Fundacji.

Rada Fundacji zapoznała się z projektem programu działania Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza oraz preliminarza wydatków utrzymania Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza na lata 2014-2016. Po dyskusji uznała, że przedstawiony program wymaga uzupełnień, a w preliminarzu wydatków konieczne są korekty wielkości nakładów na finansowanie poszczególnych zakresów działalności muzeum, po zdefiniowaniu docelowego kształtu jego rozwoju.

Rada Fundacji w oparciu o § 31 pkt. 3 Statutu Fundacji, zatwierdziła przedstawiony przez Zarząd Fundacji „Program działania Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza na rok 2014” oraz budżet Fundacji na rok 2014 zamykający się kwotą 1 782 000,00 zł i preliminarz wydatków utrzymania Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce na rok 2014 zamykający się kwotą 1 782 000,00 zł.

Rada Fundacji udzieliła pełnomocnictwa Zarządowi na wybór audytora do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego Fundacji Bóbrka za rok 2013.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNIg

## Spotkanie Jerzego Kurelli – wiceprezesa Zarządu, wykonującego obowiązki prezesa Zarządu PGNiG SA z przedstawicielami Zarządu Głównego SITPNIg

8 sierpnia 2013 r. w sali konferencyjnej PGNiG SA w Warszawie odbyło się spotkanie Jerzego Kurelli – wiceprezesa Zarządu, wykonującego obowiązki prezesa Zarządu PGNiG SA, z przedstawicielami Zarządu Głównego Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego kol. Stanisławem Rychlickim – wiceprezesem SITPNIg i kol. Stanisławem Szafranem – sekretarzem generalnym SITPNIg. Inicjatywa spotkania wyszła ze strony przedstawicieli Zarządu Głównego SITPNIg i została przyjaźnie przyjęta przez prezesa Jerzego Kurellę.

Podczas spotkania przedstawiciele Zarządu Głównego SITPNIg przekazali prezesowi



Jerzy Kurella

informacje na temat programu działania Stowarzyszenia, wynikach i problemach działalności w ostatnim roku oraz zamierzeniach na najbliższy czas. Rozmowa odbywała się w atmosferze przyjaźni i pełnego zrozumienia współczesnych problemów polskiego prze-

mysłu naftowego i gazowniczego. W czasie spotkania przedstawiciele Zarządu Głównego SITPNIg wręczyli prezesowi ostatnio wydany II tom „Vademecum Gazownika”, stanowiący ważny element współpracy Stowarzyszenia z przemysłem, a ponadto przekazali Uchwałę VIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Prezes z uznaniem odniósł się do działalności SITPNIg i jego dorobku oraz zadeklarował pełną współpracę PGNiG SA ze Stowarzyszeniem w ramach obowiązujących reguł prawnych i możliwości finansowych.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNIg

# Rumunia 2013



ODDZIAŁ WARSZAWA II

*Jak co roku Oddział Warszawa II przygotował interesującą wyprawę poznawczą. Tym razem wyruszyliśmy do mało znanej a interesującej Rumunii, a konkretnie w rumuńskie góry. Naszą inspiracją był słynny Drakula, a więc docelowo interesowała nas Transylwania. Po drodze przemierzaliśmy również piękne krainy geograficzne tj. Maramuresz i Bukowinę.*

Maramuresz to kraina słynąca z pięknych drewnianych domków, pięknie rzeźbionych bram, które są prawdziwymi dziełami sztuki i starych drewnianych cerkwi. Ciekawostką jest jedyny na świecie „Wesoły Cmentarz” w miejscowości Sapanta. Nagrobki są tam w większości drewniane, zdobione ludowymi motywami i tabliczkami przedstawiającymi zawód, hobby, ulubiony sposób spędzania czasu lub przyczynę śmierci pochowanych osób. W tej miejscowości znajduje się również ogromna drewniana cerkiew, ciągle w budowie, z wieżą wysokości 75 m, co czyni ją najwyższym budynkiem sakralnym w świecie.

Maramuresz to również piękne, zabytkowe, drewniane cerkwie. Przejeżdżając dolinę lży zwiedziliśmy dwie z nich, w tym jedną z XIV wieku.



Malowany klasztor w miejscowości Voronet. Fot. Jolanta Obara-Janocha

Z Maramuresz przez przełęcz Prislop dotarliśmy do Bukowiny. Ta kraina słynie z pięknych malowanych klasztorów, będących w większości zabytkami UNESCO. Pokryte freskami zarówno wewnątrz jak i na zewnętrznych ścianach, robią ogromne wrażenie. Zwiedziliśmy trzy z nich w miejscowościach Sucevita, Humor i Voronet. Każdy z nich zdobiony jest w innej kolorystyce, natomiast tematyka malowideł bardzo zbliżona.

W ramach zajęć fizycznych w miejscowości Targu Neamt wspięliśmy się na wysoką górę, na szczycie której znajdują się bardzo dobrze zachowane ruiny zamku.

W drodze do Transylwanii spotkaliśmy niezwykle twórcę natury. Jest to wąwóz Bicaz, w którym znajdują się miejsca, do których w ciągu roku ani razu nie zagląda słońce. Spacer wąwozem, w którym między skałami dochodzącymi do wysokości 400 m mieści się tylko droga i rwący górski strumień to niezapomniane przeżycie.

W Transylwanii czyli Siedmiogrodzie szukaliśmy śladów Drakuli. W Braszowie ich nie było, ale piękne miasto, wspaniale zachowana starówka, słynny Czarny Kościół, cerkiew w której brała ślub Elena, córka królowej Rumunii Marii i wspaniałe widoki na otaczające Karpaty całkowicie nam wystarczyły. Miasto jest naprawdę urocze, malowniczo położone, a Starówka pełna pubów, kawiarenek i knajpek ma specyficzny urokliwy klimat. W Braszowie dodatkową atrakcją był uroczysty wieczór rumuński w lokalu znajdującym się w Domu Hirschera podobnym do krakowskich Sukiennic. Kolażę poprzedziła degustacja win rumuńskich, a następną atrakcją były występy zespołu ludowego. Potem bawili się wszyscy ze wszystkimi.

Słynny zamek Drakuli w Branie nie ma w ogóle nic wspólnego z Drakulą. Nigdy tam nie mieszkał ani nie przebywał. Średniowieczny zamek jest przepięknie malowniczo położony i to jest jego największą atrakcją. Do 1947 roku



Uliczny handel. Fot. Jolanta Obara-Janocha



Warowny kościół w miejscowości Prejmer. Fot. Jolanta Obara-Janocha



Zamek chłopski w Rasnov. Fot. Jolanta Obara-Janocha



Dom, w którym urodził się Wład Palownik w Sighisoara. Fot. Jolanta Obara-Janocha

była to letnia siedziba królowej Marii i jej rodziny. Obecnie po latach władzy ludowej rodzina odzyskała zamek i zgodnie z ich wolą pozostał muzeum. Zamek jest bardzo ciekawy również wewnątrz, składa się z dużej ilości niedużych komnat połączonych wąziutkimi korytarzami i stromymi wąskimi schodami. Pokoje są umeblowane przepięknymi meblami z epoki, wspiane zachowanymi.

Kolejna atrakcja Transylwanii to Sighisoara, położone w samym sercu Rumunii piękne miasteczko.

Starówka otoczona murami z piękną Wieżą Zegarową nazywana jest „Perłą Transylwanii” lub Rumuńskim Carcassonne. Dopiero tu tra-

filiśmy na ślady słynnego wampira. Znajduje się tu bowiem kamienica, jedna z najstarszych w mieście, w której mieszkał niegdyś Wład Dracul, ojciec Włada Palownika będącego pierwowzorem Drakuli w powieści Brama Stokera. Tu prawdopodobnie przyszedł na świat mały Wład, ale jego dorosłe życie kojarzy się raczej z Wołoszczyzną a nie Transylwanią.

W tym rejonie Rumunii spotkaliśmy również budowle nie występujące nigdzie więcej na świecie.

Są to kościoły warowne i zamki chłopskie. Oglądany przez nas kościół warowny w miejscowości Prejmer otoczony jest murem warownym, który od wewnętrznej strony na czterech kondygnacjach mieści w sobie cele dla 270 rodzin. Na terenie warowni mieściły się również szkoła i pomieszczenia gospodarcze. Kościół został wzniesiony w XIII w przez Krzyżaków, potem był rozbudowywany, a w końcu przeszedł w ręce okolicznych mieszkańców, którzy szukali schronienia w niespokojnych czasach. Obiekt znajduje się na Liście Dziedzictwa UNESCO.

Podobną rolę spełniały zamki chłopskie. Oglądany przez nas zamek w miejscowości Rasnov został zbudowany przez Krzyżaków, a po ich odejściu zajęty przez trzy okoliczne gminy w celu obrony przed najazdami Turków i Tatarów. Wewnątrz kilku ciągów murów obronnych znajdowało się prawdziwe miasteczko ze świątynią, zabudowaniami mieszkalnymi i gospodarczymi.

Tyle w dużym skrócie ciekawych miejsc spotkanych w Rumunii. Przejechaliśmy ok. 3000 km podziwiając piękne krajobrazy. Przy każdym obiekcie atrakcyjnym dla turystów, ale też wzdłuż dróg w wioskach, znajduje się mnóstwo kolorowych targów oferujących piękne haftowane bluzki, kolorowe

chodniki, wyroby ceramiczne i inne pamiątki. Najcenniejszą jednak wartością dla wielu z nas jest zmiana postrzegania tego pięknego kraju. Rumunia to nie jest kraj Cyganów. Stanowią oni zaledwie 1,5% ludności. Spotkaliśmy dwa skrajne przykłady pozycji społecznej tych ludzi. Nad strumieniem stał tabor cygański. Nie było tam jednak kolorowych wozów a zbudowane z kartonów i innych materiałów zastępczych, obleczone folią budowle. W innym miejscu trafiliśmy na zbiorowisko pałaców królów cygańskich. Było ich kilkanaście, co jeden to bardziej ustrójony. Wielkie, kilkukondygnacyjne domy, świecące od srebra i złota, kolorowe, uduchowione, jarmarczne. Tak to wygląda.

Rumunia jest na tyle pięknym i ciekawym krajem, a jej mieszkańcy na tyle przyjaznymi i sympatycznymi ludźmi, że już w drodze powrotnej zastanawialiśmy się nad kolejną wyprawą w tamte strony.

Dużą w tym zasługą naszej opiekunki i przewodniczki Zosi Lisik z Sanoka, która poza tym, że wspaniale i interesująco przekazuje swoją wiedzę doskonale panowała nad naszą grupą. Dzięki Zosiu.

Jolanta Obara-Janocha  
SITPNiG Oddział Warszawa II



Wąwóz Bicaz. Fot. Jolanta Obara-Janocha



Fot. Jolanta Obara-Janocha



# Europejski unikat



ODDZIAŁ  
ZIELONA GÓRA



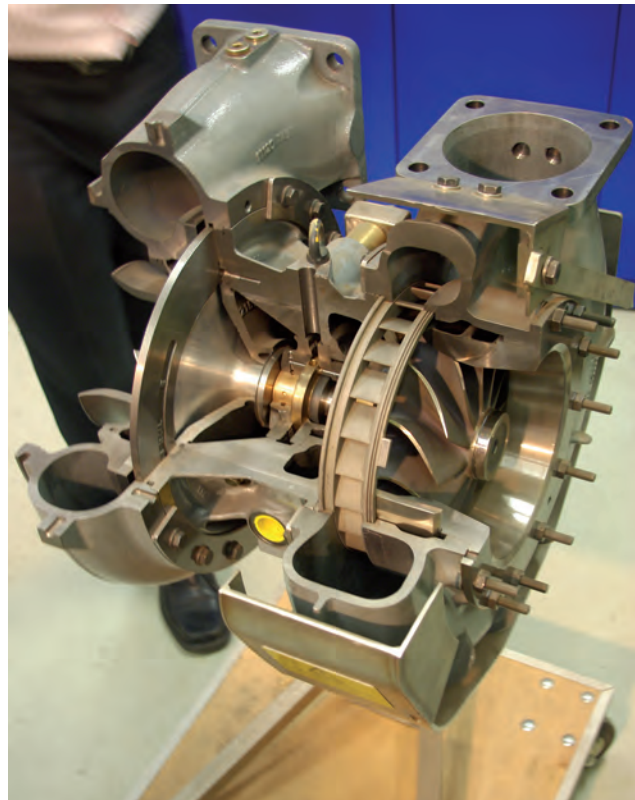
Mirosław Majchrzak

*We wrześniu Koło Ostrów Wlkp. zorganizowało wyjazd naukowo-techniczny pt. „Nowoczesne systemy ekologiczne na platformach wydobywczych Morza Bałtyckiego na podstawie Projektu Władysławowo”.*

Podczas wyjazdu zapoznaliśmy się z nowoczesnymi technologiami napraw, regeneracji i wyważania turbin pracujących zarówno w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowych lub gazowo-parowych oraz dużo mniejszych służących do doładowywania silników tłokowych, zwiedzając warsztaty firmy ABB Serwis Turbosprężarek w Gdańsku.

We Władysławowie natomiast odwiedziliśmy unikatową w skali europejskiej elektrociepłownię, która wykorzystuje gaz ziemny towarzyszący ropie naftowej wydobywanej

z podmorskiego złoża eksploatowanego przez firmę Lotos Petrobaltic. Gaz, który wcześniej był w 90% bezproduktywnie spalany – w spalarnie zainstalowanej na platformie – obecnie dostarczany jest do położonej na linii brzegowej instalacji gazociągiem o długości 82,5 km i średnicy 115 mm. Zawiera on 45% metanu i jest bardzo bogaty w ciężkie węglowodory, w tym ponad 20% propanu-butanu. Dlatego elektrociepłownia została rozbudowana o część rafinerijną – stację separacji, gdzie z „mokrego” gazu separuje się ciekłe frakcje – propan-butan oraz kondensat gazu naturalnego, stanowiące istotny finansowo element całego przedsięwzięcia. EC Władysławowo wytwarza zatem cztery produkty: energię elektryczną, ciepło, a także propan-butan (LPG) oraz kondensat gazu naturalnego (KGN).

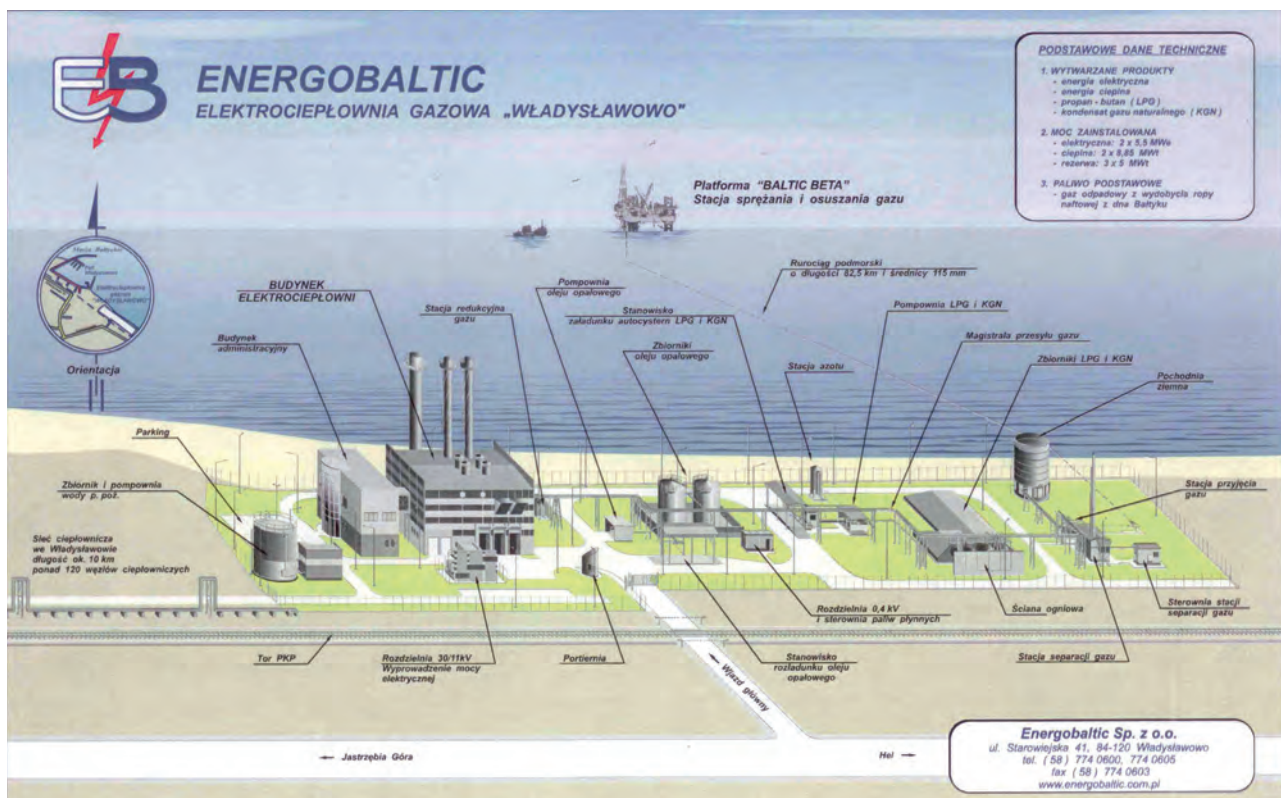


Przekrój turbosprężarki. Fot. archiwum Koła Ostrów Wlkp.

## Podmorski rurociąg

Najciekawszym elementem projektu Władysławowo jest system przesyłu gazu odpadowego z morskiej platformy wydobywającej ropę na ląd. Gaz jest transportowany rurociągiem położonym pod dnem morskim, który zo-

NASZE WSTAWIENIE



Schemat Elektrociepłowni Władysławowo

stał wykonany według najnowszej technologii amerykańskiej firmy Precision Tube Technology z Houston. Stalowe rury izolowane polietylenem, zwinięte na bębnach w odcinkach ok. 11 km (podobnie jak kable energetyczne), rozwijano z pokładu statku, łączono i układano na dnie przy użyciu precyzyjnych systemów nawigacji podwodnej.

## Maszyny i urządzenia wytwórcze

Podstawowe maszyny wytwórcze to dwie turbiny gazowe amerykańskiej firmy Rolls-Royce Corporation, pracujące w układzie skojarzonym z wytwornicą gorącej wody. Te wysokosprawne urządzenia wytwarzają w skojarzeniu energię elektryczną o mocy około 11 MWe i energię cieplną o mocy do 18 MWt. Spaliny z turbin gazowych są kierowane na dwa kotły odzyskowe o mocy nominalnej 8,85 MWe każdy do podgrzania wody w obiegu pierwotnym, który na wymiennikach płytowych przekazuje ciepło do miejskiej sieci ciepłowniczej. Dla pełnej funkcjonalności elektrociepłowni zainstalowano również trzy kotły wodne o mocy nominalnej 5 MWt każdy, które pracują jako uzupełniające lub rezerwowe dla pracy kotłów odzyskowych w przypadku postojów technologicznych platformy wydobywczej.



Gazociąg z dna Bałtyku, którym gaz ziemny transportowany jest z morskiej platformy. Fot. archiwum Koła Ostrów Wlkp.

## Dla środowiska

Inwestycja umożliwiła na terenie Nadmorskiego Parku Krajobrazowego Półwyspu Helskiego likwidację ponad 120 kotłowni węglowych i olejowych o łącznej mocy ok. 18 MWt oraz dostarczenie do sieci energetycznej kraju ok. 76 tys. MWh „czystej” energii elektrycznej rocznie oraz 16 tys. ton/rok LPG i 2 tys. ton/rok KGN.

Praca elektrociepłowni wykorzystująca 100 tys. m<sup>3</sup> gazu na dobę, dotychczas bezproduktywnie spalane, eliminuje zużycie ok. 75 tys. ton węgla rocznie (ok. 2 tysiące wagonów)!

Mirosław Majchrzak  
Przewodniczący Koła Ostrów Wlkp.



Członkowie Koła Ostrów Wlkp. odwiedzili unikatową w skali Europy elektrociepłownię. Fot. archiwum Koła Ostrów Wlkp.

# 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](http://www.pgnig.pl/zielonagora)

  
**PGNiG**  
Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

## Angażujemy przez sztukę



Jolanta Pietras

*Oddział w Zielonej Górze kontynuuje swoje działania w zakresie zaangażowania społecznego poprzez organizację kolejnych wystaw i wydarzeń w Salonie Wystaw.*

Pracownicy Oddziału i mieszkańcy Zielonej Góry mogli w kolorowy sposób zakończyć wakacje uczestnicząc w III Wystawie Kanarków i Ptaków Egzotycznych przygotowanej przez Polski Związek Kanarków i Ptaków Egzotycznych Oddział w Zielonej Górze. Wystawa cieszyła się bardzo dużym zainteresowaniem. Była okazją do obejrzenia pięknych okazów i uzyskania informacji na temat ich hodowli. Kontynuacją wystawy będzie konkurs zorganizowany przez Związek Hodowców dla dzieci i młodzieży w listopadzie br. Sponsorem nagród będzie PGNiG SA.



Oddział w Zielonej Górze

Tkanin Akademii Sztuk Pięknych w Łodzi, gdzie w 1970 r. uzyskała dyplom w pracowni prof. Mariana Jeschke.

Wystawy sponsorowane przez Oddział i prezentowane w salonie wpisane są w projekty cykliczne i długofalowe. Ich życie nie kończy się wraz ze zmianą ekspozycji. Wędrując po instytucjach i szkołach pełnią rolę edukacyjną i poznawczą. I tak na przykład wystawa fotografii Haliny Ratyńskiej „Na końcu świata. Chile, Argentyna” zawiązała do galerii Szklana Pułapka w Zielonogórskiej Palmiarni, a „Dotknięcie Ark-



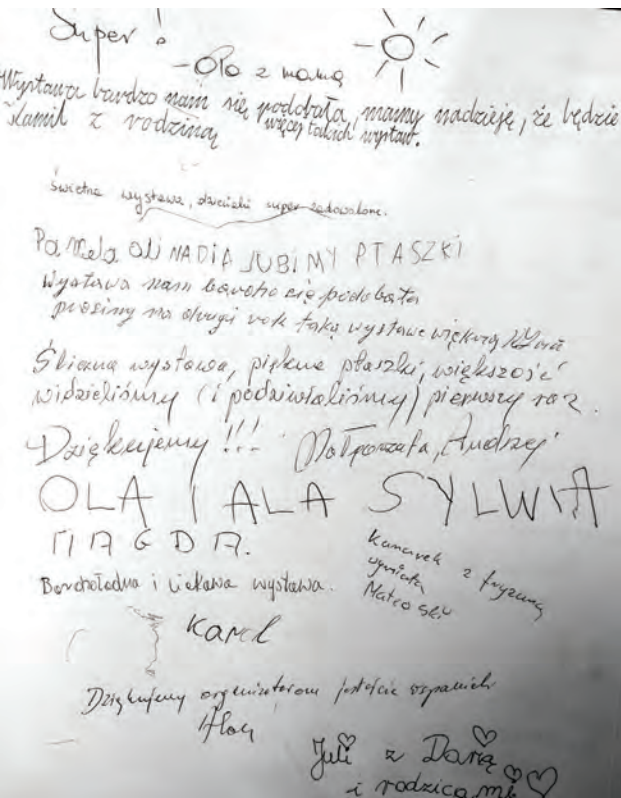
Renata Wojnarowicz podczas wernisażu opowiadała o tym, jak przyroda inspirowała jej malarską twórczość. Fot. Roman Matulewski

Winobranie w Salonie Wystaw rozpoczęła wystawa malarstwa Renaty Wojnarowicz. To artystka koloru i przestrzeni. Jej twórczość to efekt poszukiwań i poznawania świata, przede wszystkim przyrody oraz żywiołów. Namalowane obrazy są przewodnikiem po łąkach, górach i zakamarkach miejsc sentymentalnych. Renata Wojnarowicz w latach 1964 - 1970 studiowała na Wydziale Tkaniny i Wydziale Konserwacji

tyki” oglądali uczniowie Gimnazjum nr 6 w Zielonej Górze.

Zapraszamy wszystkich odwiedzających Zieloną Górę na kolejne wystawy i wernisaże.

Jolanta Pietras  
Opiekun Salonu Wystaw



Najmilszymi gośćmi wystawy kanarków i ptaków egzotycznych były dzieci, które zachwycone kolorowymi ptakami świetnie się bawiły, o czym świadczą wpisy do Kroniki Salonu Wystaw



Wystawy fotografii goszczące w Salonie Wystaw trafiają również do szkół i instytucji kulturalnych Zielonej Góry. Fot. archiwum Oddziału



# 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 m<sup>3</sup> wysokometanowego gazu ziemnego oraz blisko 50 tys. ton ropy naftowej.

# KONTROLA TRASY GAZOCIĄGU METODĄ VISIMIND



**Visimind**

ENERGIA POD KONTROLĄ

**Visimind Ltd Sp. z o.o.**

ul. Jarocka 34

10-699 Olsztyn

tel.: **+48 89 541 04 52**

fax: **+48 89 541 81 35**

e-mail: [biuro@visimind.pl](mailto:biuro@visimind.pl)

Kontakt:

**Marek Kleina**

tel. kom.: **+48 695 300 922**

[m.kleina@visimind.pl](mailto:m.kleina@visimind.pl)

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