

NR 2 (178)
luty
2013 r.
miesięcznik
Rok XVI
ISSN-1505-523X

15,75 zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



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,
stałe monitorujemy pracę kopalń i minimalizujemy nasz
wpływ na otoczenie.

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



PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Właśnie trzymacie Państwo w ręku, kolejny w tym roku numer „Wiadomości...”, którego zawartość pokrótce omówię. Nie jestem w stanie, w tym wprowadzeniu scharakteryzować wszystkich wiadomości, które wypełniają to wydanie, ale postaram się wspomnieć o głównych i najciekawszych treściach, tym samym polecając je Wam, Szanowni Czytelnicy.

Zaczynam od „Nauki i techniki”, gdzie publikujemy dwa recenzowane artykuły, warte wprowadzenia.

Pierwszy z nich pt. „Płuczka wiertnicza zawierająca gaz koloidalny w świetle badań laboratoryjnych”, został przygotowany przez Sławomira Błaża, a dotyczy możliwości zastosowania, nowoczesnego typu płuczki wiertniczej do przewiercania warstw przepuszczalnych o niskim ciśnieniu złożowym. Płuczka taka w swoim składzie zawiera gaz koloidalny (pęcherzyki powietrza) i posiada właściwości, które mogą wpływać na ograniczenie uszkodzenia złoża i obniżenie filtracji. Może być stosowana zatem do przewiercania skał porowatych, a także przy wierceniach w szcerpanych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego i do przewiercania szczelinowatych skał węglanowych, gdzie występują problemy związane z jej zanikami. Stanowi ona zatem tańszą alternatywę dla wiercenia underbalance.

Drugi recenzowany artykuł został przygotowany przez Małgorzatę Uliasz i Marcina Rzepkę, a zatytułowany jest „Ciecze i mieszaniny do wypełniania likwidowanych odwiertów”. Bardzo istotny temat, szczególnie obecnie, gdy ogromny nacisk kładziemy na ochronę środowiska i bezpieczeństwo, czyli jednym słowem, tak należy wypełnić, i taką mieszaniną, aby całkowicie wyeliminować wpływy odwiertu na warunki powierzchniowe. Bardzo istotną kwestią prezentowaną w tym artykule jest przegląd tych środków, mieszanin w zależności od problemów podstawowych i do-

datkowych, jakie występują w odwiertach. Są to np. ciśnienia złożowe, rozszczelnienia rur okładzinowych, izolacja przewierconych poziomów wodonośnych, roponośnych i gazonośnych, aby uniemożliwić migrację płynów złożowych pomiędzy poszczególnymi poziomami oraz ich wpływ na powierzchnię lub do odwiertu.

W tym miejscu wspomnę jeszcze krótko o promocyjnym artykule poświęconym nowoczesnym sposobom wiercenia otworów za pomocą młotka węglanego i płuczki powietrznej, jaką promuje Atlas Copco. W artykule tym opisano ich doświadczenia w tym zakresie, również przy pracach wiertniczych w poszukiwaniu gazu z łupków oraz to, że chcą się tymi doświadczeniami podzielić z Polakami.

W kolejnym rozdziale „Analizy, komentarze” publikujemy bardzo interesujący i możliwy, że dla wielu czytelników nowy i zaskakujący tekst, dotyczący Turcji i jej znaczenia w globalnym rynku gazu, o czym zresztą bardzo szczegółowo pisaliśmy już kilka lat temu na naszych łamach. Tym razem autorem tego artykułu jest Marcin Sienkiewicz – nasz stały współpracownik.

W tej techniczno-informacyjnej części naszego czasopisma zwrócę jeszcze uwagę na dwie istotne informacje biznesowe zawarte w rozdziale „Wieści z polskich firm”. Pierwsza to prezentacja Zarządu i strategii nowo powstałej firmy w Grupie Kapitałowej PGNiG – Exalo Drilling S.A. Powstała ona w wyniku konsolidacji pięciu dotychczas samodzielnie funkcjonujących spółek. Druga to informacja o przyjęciu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa do prestiżowego grona firm – członków Koalicji na rzecz odpowiedzialnego biznesu. Do tej informacji dodam, że „Koalicja...” to zrzesza firmy, które promują i przestrzegają najwyższych standardów odpowiedzialnego biznesu. Gratuluję!

Sporo ciekawych informacji zawiera również kolejny rozdział „Krótkie wieści z kraju i ze świata, w którym na uwagę, oprócz innych, zasługuje krótka, statystyczna informacja wraz z komentarzem o ilości wierconych otworów na świecie w ostatnich trzech latach.

Druga część „Wiadomości...” poświęcona jest działalności stowarzyszenia, które rozpoczyna Biuletyn Informacyjny ZG. Znaleźć w nim można informacje o bieżącej działalności SITPNiG na forum zewnętrznym, głównie w obrębie Federacji SNT NOT, i wewnętrznym związanym z działalnością Zarządu Głównego

jak i np. Oddziału SITPNiG w Zielonej Górze. To wydanie kończymy rozdziałami „Witryną wydawniczą” i „Kultura”, w pierwszym prezentujemy cztery nowe, ciekawe pozycje wydawnicze. O jednej tj. „90 lat dziejów Naftometu...” wspomnę tylko tyle, że jest unikatową pozycją dokumentującą historię polskiego przemysłu naftowego, którą nie tylko warto, ale trzeba przeczytać. W drugim zamieszczamy informację o jubileuszu 10-lecia salonu wystaw zielonogórskiego Oddziału PGNiG SA i o jego bieżącej działalności.

Piotr Dziadzio

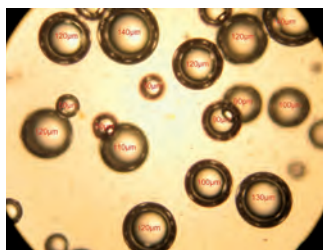


***Nowa spółka
w Grupie Kapitałowej
PGNiG S.A.***

Więcej na stronie 28

NAUKA I TECHNIKA.

- Płuczka wiertnicza zawierająca gaz koloidalny w świetle badań laboratoryjnych 4



- Ciecze i mieszaniny do wypełniania likwidowanych odwiertów 8
- Normy Europejskie mające status Normy Polskiej 16
- Amerykańskie doświadczenie dostarcza nowej wiedzy – delegacja polskiej spółki wiertniczej w wyjątkowej podróży 20



ANALIZY I KOMENTARZE.

- Turcja – węzeł handlu gazem między Azją a Europą 23



WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Exalo Drilling S.A. – nowa firma w GK PGNiG S.A. 28



- Odpowiedzialność doceniona 29



KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG rozpoczęło wydobywanie gazu konwencjonalnego w Wielkopolsce 30
- Sławomir Hinc prezesem PGNiG Norway AS 30
- Będą konkursy na stanowiska członków Zarządu PGNiG SA 30
- Cuadrilla Resources wchodzi do Polski 30
- Rekordowe dochody OPEC 30
- Wiercenia na świecie w 2012 r. 31
- Odkrycia na Morzu Północnym 31
- Wznowienie poszukiwań gazu z łupków w W. Brytanii 32
- Nowe centrum obliczeniowe British Petroleum 32
- Dobry rok LOTOSU. Na celowniku dalszy rozwój segmentu upstream 32
- Litewska ropa dla LOTOSU 33
- GAZ-SYSTEM S.A. zrealizował najdłuższy w Polsce horyzontalny przewiert kierunkowy (HDD) pod rzeką Wisłą 33



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

**ADRES REDAKCJI**

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

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

dr inż. Stanisław Szafran – przewodniczący
mgr Wioleta Wanat

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

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. – Wiertnica RD20. Fot. arch. Atlas Copco Polska Sp. z o.o.

- Kalendarium 35
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 35
- Posiedzenie Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT 35
- Spotkanie konsultacyjne Zarządu Głównego FSNT NOT z prezesami Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych 37
- XIV posiedzenie Komitetu Redakcyjnego Vademecum Gazownika 38



- Posiedzenie Głównej Komisji d/s Współpracy z EAGE 38
- Posiedzenie Komitetu Naukowo-Technicznego d/s Rafineryjnych i Dystrybucji Produktów Naftowych 39
- „DZIEŃ DYPLOMANTA 2013” na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH 40



- FSNT NOT Krajowym Liderem Innowacyjności i Rozwoju 41
- Posiedzenie Głównej Komisji d/s Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITPniG 41



- Podsumowanie roku w Zielonej Górze 42

**WITRYNA WYDAWNICZA.**

- „90 lat dziejów Naftometu – Historia Zakładu Urzędzeń Naftowych w Krośnie” 43



- „Poradnik inwestycyjny” 44
- „Monografia podziemnych magazynów gazu w Polsce” 44
- Książka, którą warto przeczytać! 44

KULTURA W KULTURA.

- Na ścieżce podróżniczej III str. okł.

**RADA PROGRAMOWA WNiG**

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 Działio
Zastępca redaktora naczelnego – dr inż. Krystian Liszka
Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy tematyczni:

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

Płuczka wiertnicza zawierająca gaz koloidalny w świetle badań laboratoryjnych



Sławomir Błaż

Abstract:

This paper presents results of laboratory tests on selection suitable chemicals to generate and stabilize colloidal gas in drilling muds. Colloidal gas contained in drilling mud, also called as microspheres, microfoam or aphones, takes the form of tight composed spherical air bubbles with size between 10 to 100 μm . Specially designed air microbubbles give specific rheological properties to drilling muds (high values of viscosity at low shear rates), can reduce productive zone damage and decrease filtration. The main property of aphones is ability to block rock pores and ease of removal them by reservoir fluids. Drilling muds containing colloidal gas can be used for drilling porous rock formations and depleted oil and gas reservoirs. They are cheaper alternative to underbalance drilling. These drilling muds can also be used for drilling in fissured carbonate rocks where fluid loss can occur.

Streszczenie:

W artykule przedstawiono wyniki badań laboratoryjnych nad doбором składu płuczki ze szczególnym uwzględnieniem polimerów charakteryzujących się odpowiednim profilem reologicznym oraz rodzaju i koncentracji związków powierzchniowo czynnych zdolnych do wytworzenia mikropęcherzyków powietrza w płuczkach wiertniczych. Koloidalny gaz zawarty w płuczkach często określany jako mikrosfery, mikropiany lub afrony, składa się ze ściśle ułożonych kulistych pęcherzyków powietrza o rozmiarach rzędu 10 - 100 μm . Specjalnie zaprojektowane mikropęcherzyki powietrza nadają płuczkom wiertniczym specyficzne właściwości reologiczne (wysokie wartości lepkości przy niskich szybkościach ścinania), mogą wpływać na ograniczenie uszkodzenia złoża i obniżenie filtracji. Podstawową właściwością afronów jest możliwość blokowania porów skał i łatwość ich usuwania przez płyny złożowe. Płuczki zawierające nierozpuszczalny gaz koloidalny mogą być stosowane do przewiercania formacji skał porowatych, a także w szcerpanych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego, stanowią one tańszą alternatywę dla wiercenia underbalance. [1,2,3,6,8].

rające nierozpuszczalny gaz koloidalny mogą być stosowane do przewiercania formacji skał porowatych, a także w szcerpanych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego, stanowią one tańszą alternatywę dla wiercenia underbalance. Płuczki te mogą również znaleźć zastosowanie do przewiercania szczelinowatych skał węglanowych gdzie występują problemy związane z jej zanikami.

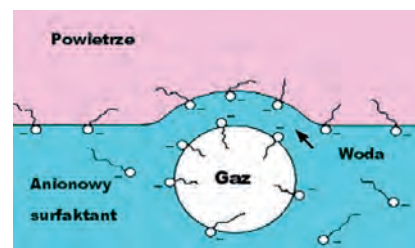
Wprowadzenie

Wiercenie otworów w strefach o niskim ciśnieniu złożowym i w warstwach szcerpanych za pomocą technologii i płuczek wiertniczych stosowanych przy wierceniu konwencjonalnym jest niezmiernie trudne, w niektórych przypadkach praktycznie niemożliwe ze względu na gęstość cieczy wymaganą do zapewnienia stateczności ścian otworu, przekraczającą gradient ciśnienia szczelinowania. Gęstość płuczki powinna być utrzymywana powyżej ciśnienia złożowego, jednak przewaga musi być na tyle niska, by nie przekroczyć ciśnienia szczelinowania formacji. Zastosowanie niewłaściwych płuczek wiertniczych o wyższej gęstości może prowadzić do dużych strat cieczy wiertniczych, niekiedy utraty obiegu i zwiększenia czasu przestoju. Gradienty ciśnień złożowych w horyzontach częściowo szcerpanych mogą osiągać wartości nawet 0,003 MPa/m. W takim przypadku do przewiercania formacji najczęściej są stosowane płuczki pianowe lub aeryzowane. Wysokie koszty aplikacji w/w płuczek zmuszają operatorów wiercenia do poszukiwania nowych alternatywnych systemów płuczkowych. Gdy gradienty ciśnień złożowych zawierają się w przedziale od 0,007- 0,009 MPa/m skutecznym rozwiązaniem w bezawaryjnym wierceniu otworów może okazać się perspektywa zastosowania płuczek wiertniczych zawierających specjalnie zaprojektowane mikropęcherzyki powietrza określanych jako afrony, mikropiany lub mikrosfery. Podstawowymi ich cechami są unikatowe właściwości reologiczne wynikające z obecności odpornych na ciśnienie mikropęcherzyków powietrza stabilizowanych za pomocą filmu polimerowego z odpowiednio dobranymi surfaktantami. Płuczki zawierające gaz koloidalny mogą być stosowane do przewiercania formacji skał mikroporowatych, a także w szcerpanych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego,

stanowią one tańszą alternatywę dla wiercenia underbalance. [1,2,3,6,8].

Struktura i właściwości nierozpuszczalnego gazu koloidalnego w płuczkach wiertniczych

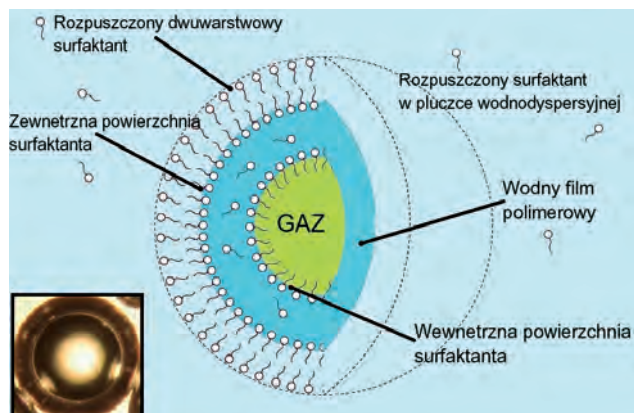
Afrony po raz pierwszy zostały opisane przez Sebba w 1987 r. jako unikatowe mikrosfery o niezwykłych właściwościach. Struktura afronu przedstawiona jeszcze przez Sebba zakłada, że składa się on z gazowego rdzenia (powietrza) i warstwy ochronnej. Kluczem do wysokiej stabilności afronów jest ich powłoka ochronna, która chroni rdzeń powietrza. W przeciwieństwie do konwencjonalnych pęcherzyków powietrza, które są stabilizowane przez monowarstwowy surfaktant (rys.1), uważa się, że powłoka afronów składa się z dużo bardziej rozbudowanej powierzchni trójwarstwowej.



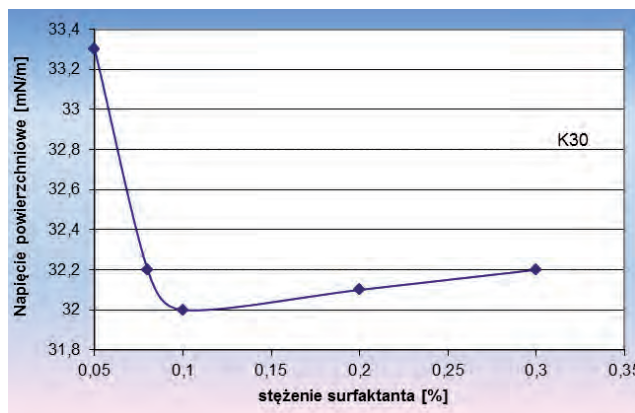
Rys.1. Struktura konwencjonalnego pęcherzyka powietrza [8]

Ta trójwarstwowa powierzchnia składa się z wewnętrznej powierzchni surfaktanta oddzielonej filmem polimerowym o wysokiej lepkości i zewnętrznej dwuwarstwowej powłoki środków powierzchniowo czynnych (rys.2). Warstwa wewnętrzna zawiera środek powierzchniowo czynny, którego hydrofobowa część jest ukierunkowana do rdzenia powietrza, a część hydrofilowa zorientowana w kierunku warstwy wodnej. Natomiast dwuwarstwowa zewnętrzna powłoka surfaktanta jest hydrofilowa, dzięki czemu struktura afronu jest zgodna z charakterem hydrofilowym płuczki wodnodispersyjnej [8].

Afrony w płuczce wiertniczej mogą spełniać rolę materiału uszczelniającego. Jak w przypadku każdego materiału uszczelniającego, najważniejszą cechą jest ich zdolność do uszczelniania stref zaniku poprzez odpowiedni dobór rozmiaru i zawartości mikropęcherzyków powietrza. W praktyce afrony są generowane w płuczkach wiertniczych poprzez dodatek środków powierzchniowo czynnych za pomocą konwencjonalnego sprzętu do mieszania. Zawartość afronów w płuczce wiertniczej wynosi na ogół od 12 do 15% obj. powietrza i określana jest poprzez pomiar gęstości cieczy. W warunkach otoczenia, średnie rozmiary afronów wynoszą od 10 -100 μm . Rozmiar afronów jest funkcją energii ścinania wprowadzanej do systemu, rodzaju środka powierzchniowo czynnego



Rys.2. Struktura afronu w płuczce wiertniczej wodnodispersyjnej [8]



Rys. 3. Wartości napięcia powierzchniowego roztworu w zależności od zawartości K30

i jego koncentracji. Częstość zderzeń mikropęcherzyków powietrza ze sobą jest odwrotnie proporcjonalna do lepkości cieczy wyjściowej. Zwiększenie lepkości cieczy, w której występują afiony zapobiega koalescencji mikropęcherzyków powietrza [1,3,5,8].

Badania nad opracowaniem składu płuczki zawierającej nierozpuszczalny gaz koloidalny

Przy opracowywaniu składu płuczki zawierającej nierozpuszczalny gaz koloidalny szczególną uwagę zwracano na właściwy dobór środków powierzchniowo czynnych. Odpowiedni dobór surfaktantów ułatwia właściwe rozproszenie powietrza i utworzenie w fazie wodnej mikropęcherzyków o określonej wielkości. Natomiast trwałość wytworzonego układu uzależniona jest od działania dwóch rodzajów sił. Jest to siła napięcia powierzchniowego, która działa

w kierunku koalescencji mikropęcherzyków powietrza oraz siła kohezji błonki powierzchniowej, utworzonej przez odpowiedni surfaktant, który przeciwdziała koalescencji. Stabilność mikropęcherzyków w roztworze uzależniona jest, więc w dużym stopniu od rodzaju zastosowanego surfaktanta, który na powierzchni granicznej tworzy stan równowagi, tzw. film ochronny.

Środki powierzchniowo czynne do generowania afionów muszą być zgodne ze składem płuczki oraz kompatybilne z poszczególnymi jej składnikami. Ustalenie optymalnego stężenia środków powierzchniowo czynnych generujących afiony ma decydujące znaczenie dla ilości tworzonych afionów i ich rozmiarów. Zbyt duży dodatek może spowodować pienienie się płuczek lub nadmierne obniżenie jej gęstości, natomiast zbyt mała ilość środka w układzie może okazać się niewystarczająca, by wytworzyć w płuczce optymalną ilość afionów będących w stanie uszczelnić strefę zaniku.

Ogólnie przyjmuje się, że optymalne stężenie środków powierzchniowo czynnych, powinno być mniejsze niż krytyczne stężenie micelarne. Na podstawie przeprowadzonych badań laboratoryjnych napięcia powierzchniowego ustalono, że stężenie substancji powierzchniowo czynnej do generowania afionów powinno wynosić od 0,08 % do ok. 0,1% obj. (rys.3)

Generowanie afionów w płuczce wiertniczej prowadzono za pomocą mieszadła mechanicznego z prędkością mieszania 2000 obr./min. przez okres 6 min. Zawartość afionów określana była poprzez analizę gęstości płuczki, a stabilność oznaczano poprzez czas potrzebny do rozkładu połowy ilości afionów tzw. „czas połowicznego rozpadu afionów”. Po wygenerowaniu afionów w płuczce wiertniczej określano jej gęstość „ ρ_1 ” i na jej podstawie wyliczano zawartość afionów w płuczce „ A_{f1} ”. Następnie płuczkę poddano oddziaływaniu temperatury 50°C w piecu obrotowym „rolen

Tablica 1. Właściwości płuczek wiertniczych zawierających gaz koloidalny

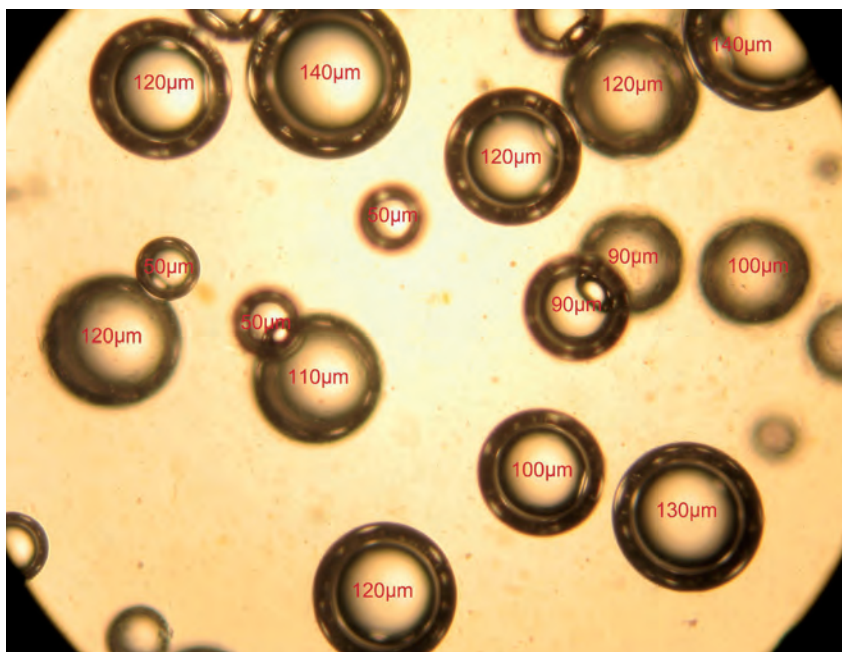
Nr płuczki	Płuczka [%]		Gęstość [kg/m ³]	Lepkość [mPa s]		Granica płynięcia [Pa]	Lepkość LSRV przy 0,06s ⁻¹ [mPas]	Zawartość afionów w płuczce [%]	Połowiczny czas rozpadu afionów [h]
			η_{pl}	η_{pl}	η_s	τ_y			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	Biocyd	0,1	1035	27	58	29,6	103000	0	-
	Na ₂ CO ₃	0,8							
	Biopolimer	1,0							
	CMC LV	1,0							
	Skrobia	0,3							
	Inhibitor jonowy	5,0							
	Środek do regulacji pH	0,5							
2	Płuczka 1 + RL	0,3	ρ_1 -990 ρ_2 -1030	25	56	29,6	91000	$A_{f1}=4,3$ $A_{f2}=0,5$	7
3	Płuczka 1 + Mieszanina generująca A	0,3	ρ_1 -880 ρ_2 -890	31	66,5	34,4	120800	$A_{f1}=15$ $A_{f2}=14$	250
4	Płuczka 1 + Mieszanina generująca B	0,3	ρ_1 -870 ρ_2 -885	31	68,5	35,9	121000	$A_{f1}=16$ $A_{f2}=14,5$	175
5	Płuczka 1 + Mieszanina generująca A + Mieszanina stabilizująca	0,3 0,15	ρ_1 -865 ρ_2 -870	30	66,5	34,9	91800	$A_{f1}=16,5$ $A_{f2}=16$	545

oven” przez okres 24 godz. w warunkach dynamicznych. Po upływie określonego czasu ponownie przeprowadzano pomiar gęstości „ ρ_2 ” celem określenia zawartości afonów „ A_{12} ”. Na podstawie przeprowadzonego testu obliczano czas połowicznego rozpadu afonów. W tablicy 1 przedstawiono wyniki badań efektywności tworzenia afonów w płuczkach wiertniczych w zależności od rodzaju zastosowanego zestawu środków do generowania afonów oraz dla porównania właściwości płuczki potasowo-polimerowej z dodatkiem środka powierzchniowo czynnego RL.

Mieszanina generująca afony „A” umożliwiła wytworzenie afonów w płuczce do poziomu ok. 15% o przybliżonych wymiarach od 20 do 200 μm i obniżeniu jej gęstości do ok. 880 kg/m^3 . Wygenerowane afony charakteryzują się dużą stabilnością, połowiczny czas rozpadu wynosił ok. 250 godz. (tabl. 1, poz. 3). Dodatek do płuczki mieszaniny generującej afony „B” wpływa na obniżenie gęstości płuczki z wartości 1035 do 870 kg/m^3 . W wyniku powstania w strukturze płuczki 16% afonów o czasie połowicznego rozpadu ok. 175 godz. (tabl. 1, poz. 4), lepkość plastyczna płuczki ulega zwiększeniu z 27 do 31 mPas, a granica płynięcia z wartości 29,6 do 35,9 Pa. Wymiary wytworzonych mikropęcherzyków powietrza widzialne w obrazie mikroskopowym zawierały się od 20 do 180 μm . Dla porównania płuczka z dodatkiem 0,1% środka powierzchniowo czynnego RL zawierała ok. 4% pęcherzyków powietrza, których połowiczny czas rozpadu wynosił ok. 7 godz. (tabl. 1, poz. 2).

W kolejnym etapie przeprowadzano badania nad zwiększeniem stabilności wygenerowanych afonów w płuczkach wiertniczych. Przeprowadzone badania wykazały, że zwiększenie trwałości afonów w płuczce jest możliwe poprzez wprowadzenie do płuczki mieszaniny stabilizującej. Dodatek do płuczki w/w mieszaniny wpływa na zwiększanie ilości powstałych afonów do 16,5% (tabl. 1, poz. 5) oraz zwiększenie ich stabilności z 250 do nawet 545 godz. (czas połowicznego rozpadu afonów). Wytworzenie powłoki ochronnej wokół mikropęcherzyków powietrza wpływa także na niewielkie zmniejszenie ich rozmiarów nie powodując przy tym znaczących zmian właściwości reologicznych płuczki. Lepkość plastyczna płuczki ulega zmniejszeniu z 31 do 30 mPas, a granica płynięcia zwiększa swą wartość do 34,9 Pa (tabl. 1, poz. 5). Zakres wielkości wytworzonych mikropęcherzyków powietrza widzialny w obrazie mikroskopowym wynosił od 50 do 140 μm (fot 1).

Bardzo ważnym czynnikiem decydującym o trwałości afonów w płuczce wiertniczej jest także lepkość płuczki przy niskich szybkościach



Fot. 1. Obraz mikroskopowy płuczki zawierającej afony przy powiększeniu 100 krotnym

ścianienia LSRV. Uwzględniając wyniki badań ustalono, że zwiększenie lepkości roztworu przy niskich szybkościach ścinania wpływa na zwiększenie stabilności afonów w płuczce. Optymalne stężenie polimeru w celu podniesienia wartości lepkości przy niskich szybkościach ścinania LSRV może być określona przez badania laboratoryjne. W przedstawionych badaniach do

płuczek stosowano biopolimer z grupy polisacharydów wytwarzany przez działanie bakterii *Xanthomonas Compestris* XCD.

Dodatek biopolimeru wpływa na zwiększenie lepkości powłoki ochronnej wokół afonów co zabezpiecza pęcherzyki powietrza przed koalescencją, zwiększając tym samym ich stabilność w czasie. Na podstawie otrzymanych



Fot. 2. Płuczka zawierająca gaz koloidalny na powierzchni rdzenia piaskowca

wyników ustalono, że minimalne stężenie biopolimeru do nadania płuczce żądanej lepkości przy niskich szybkościach ścinania LSRV powinno wynosić od 7 kg/m³ do ok. 12 kg/m³.

Płuczki zawierające afiony powinny posiadać pH w zakresie od ok. 7,0 do 11, korzystnie od 9 do 11. Wartość pH można regulować przez dodanie do płuczki zasady, takiej jak np. KOH, NaOH, MgO lub innej. Przeprowadzone badania potwierdzają, że afiony mogą być generowane zarówno w wodzie słodkiej lub zasolonej.

Reasumując płuczka wiertnicza zawierająca afiony łączy wykorzystanie polimerów nadającej płuczce wysokie wartości lepkości przy niskich szybkościach ścinania LSRV ze środkami powierzchniowo czynnymi w celu utworzenia afionów. Tylko tak zaprojektowany skład płuczki może być stabilny na działanie czynników zewnętrznych.

Podsumowanie

- Na podstawie przeprowadzonych badań doboru środków powierzchniowo czynnych opracowano skład mieszaniny do generowania afionów (gazu koloidalnego) oraz kompozycje środków do stabilizowania wytworzonych mikropęcherzyków powietrza w płuczkach wiertniczych.
- Określono optymalne ilości środków powierzchniowo czynnych do generowania afionów oraz ustalono, że do zapewnienia odpowiedniej stabilności układu, lepkość płuczki przy niskich szybkościach ścinania

LSRV, powinna wynosić powyżej 50000 mPas, obniżenie tej wartości może spowodować znaczny spadek ilości afionów w płuczce.

- Gaz koloidalny jest włączany do systemu płuczkowego za pomocą mieszadeł mechanicznych, które dostarczają powietrze do poziomu podyktowanego stężeniem środków powierzchniowo czynnych zawartych w płuczce.
- W wyniku kompleksowych badań laboratoryjnych opracowano skład płuczki do przewiercania warstw przepuszczalnych o niskim ciśnieniu złożowym zawierającej od 11 do 18% obj. afionów, o średnich rozmiarach od 10 do 200 µm i o połowicznym czasie rozpadu od 250 do 500 godz.
- Opracowane płuczki charakteryzują się znacznie wyższymi wartościami lepkości przy niskich szybkościach ścinania LSRV niż tradycyjne płuczki oraz obniżoną gęstością od 850 do 910 kg/m³, ponadto nie tworzą mocnych żeli.

Literatura

1. Belkin A., O'Connor I., Fosdick T., Growcock F. B. - *How aphron drilling fluids*. SPE 96145, 2005.
2. Growcock F. Simon G.A., Guzman J., Paiuk B. - *Applications of novel aphron drilling fluids*, AADE-04-DF-HO-18, Houston, Texas, 2004.
3. Growcock F., Belkin A., Irving M., O'Connor B. - *Recent advances in aphron drilling-fluid*

technology, June 2007 SPE Drilling & Completion.

4. Growcock F., Belkin B.A., Fosdick M., O'Connor I. B., Brookey T. - *Recent advances in aphron drilling fluids*, IADC/SPE 97982, 2006.
5. Hoff T., O'Connor R., Growcock F. - *Drilling fluid selection to minimize formation invasion - a new test method*. AADE-05-NTCE-73, Houston, Texas, 2005.
6. Huelke R., Rea A. - *Aphrons Technology - A workover solution*, Zadar, Croatia, 2003.
7. MacPhail, W.F., Cooper R.C., Brookey T. - *Adopting aphron fluid technology for completion and workover applications*, SPE 112439, 2008.
8. Nediljka Gaurina-Međimurec, Borivoje Pašić - *Aphron-based drilling fluids: solution for low pressure reservoirs*, Rudarsko-geološko-naftni zbornik Vol. 21 str. 65-72, Zagrzeb, 2009.

Sławomir Błaż

Instytut Nafty i Gazu w Krakowie,
Oddział Krosno

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 23.01.2013

Artykuł przyjęto do druku: 4.02.2013

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

Ciecze i mieszaniny do wypełniania likwidowanych odwiertów



Małgorzata Uliasz



Marcin Rzepka

Abstrakt

Requirements and technological properties of liquids and mixtures for filling abandoned wells, in depleted oil and gas reservoirs are presented in this publication. For laboratory evaluation of tested compositions the mud materials, binding materials, chemical agents and used drilling muds were used. The selection of composition and properties of liquids and mixtures was adjusted for geologic and reservoir conditions existing in wells drilled in the area of Polish Carpathian Foreland. Liquids and mixtures developed, may be successfully used in field conditions, effectively isolating drilled water and oil bearing strata.

Streszczenie

W artykule przedstawiono, w oparciu o wyniki badań laboratoryjnych, wymagania i właściwości technologiczne cieczy i mieszanin do wypełniania likwidowanych odwiertów znajdujących się na szcerpanych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej. Do badań laboratoryjnych nad opracowaniem ich składów zastosowano materiały płuczkowe i wiążące, środki chemiczne, a także zużyte płuczki wiertnicze. Dobór składu oraz właściwości cieczy i mieszanin ustalono dla warunków geologiczno-złożowych występujących w odwiertach znajdujących się na obszarze przedgórza Karpat. Opracowane ciecze i mieszaniny z powodzeniem mogą być stosowane w warunkach przemysłowych efektywnie izolując przewiercone poziomy wodonośne i roponośne.

Wprowadzenie

Likwidacja odwiertów to ostatni etap prac wiertniczych, których celem jest wyeliminowanie wpływu wyrobiska górniczego (odwiertu) na warunki powierzchniowe. Wykonane prace muszą zapewnić szczelną izolację przewierconych poziomów wodonośnych, roponośnych i gazonośnych oraz właściwą ochronę środowiska. Dla spełnienia tych warunków odwiert należy wypełnić materiałami uniemożliwiającymi migrację płynów złożowych pomiędzy poszczególnymi poziomami oraz ich wypływ na powierzchnię lub do odwiertu. Materiały i środki użyte do sporządzania cieczy i miesza-

nin do likwidacji odwiertu oraz sposób jego likwidacji muszą być dostosowane do istniejących warunków geologicznych, złożowych i technicznych.

Każdą likwidację odwiertu przeprowadza się zgodnie z obowiązującą Ustawą – Prawo Geologiczne i Górnicze, w oparciu o przygotowany projekt likwidacji, w którym uwzględnia się lokalizację odwiertu, warunki geologiczne i złożowe, kryteria kwalifikujące odwiert do likwidacji ze względu na ich stan techniczny, sposób wykonania zabiegu, zagrożenie dla środowiska i wymogi jakim musi odpowiadać dany odwiert. Najczęściej zabiegi likwidacji odwiertów przeprowadza się wówczas, gdy [3, 5, 11]:

- po zakończeniu wiercenia otwór nie zostanie przekazany do eksploatacji,
- odwiert zostanie wyłączony z eksploatacji ze względu na szcerpanie złoża lub małe, nieopłacalne wydobywanie,
- stwierdzona zostanie nieskuteczna wcześniejsza likwidacja odwiertu,
- występuje zagrożenie dla środowiska wynikające ze złego stanu technicznego odwiertu,
- odnaleziony zostanie stary niezarejestrowany odwiert bez dokumentacji technicznej.

Warunkiem prawidłowo przeprowadzonej likwidacji odwiertu jest zabezpieczenie przed pionową migracją płynów złożowych wokół odwiertu i w samym odwiercie. W przypadku wystąpienia szkodliwego dla środowiska naruszenia stosunków wodnych, ropnych i gazowych lub stwierdzenia możliwości ich wystąpienia należy najpierw przeprowadzić rekonstrukcję odwiertu, a następnie jego likwidację.

Do likwidacji odwiertów w interwałach orurowanych z zacementowaną przestrzenią pozarurową stosowane są zarówno korki, jak też pakery z materiałów trwałych, a rury wypełnia się cieczą o odpowiednio dobranym składzie i gęstości gwarantującej nadwyżkę ciśnienia hydrostatycznego nad ciśnieniem złożowym. Zatłoczona ciecz powinna spełniać również funkcje uszczelniające w przypadku rozszczelnienia się rur okładzinowych. Interwały, w których podczas wiercenia otworu lub

eksploatacji bituminów wystąpiły awarie lub komplikacje często wymagają dodatkowego uszczelnienia odcinków poprzez wykonanie korków cementowych. Do likwidacji odwiertów z odkrytymi warstwami solnymi wykorzystywane są zaczyny cementowe sporządzane na bazie solanek o pełnym nasyceniu.

Podczas likwidacji nieorurowanych odcinków odwiertu udostępniających strefy chłonne o znacznie obniżonym ciśnieniu złożowym w porównaniu z ciśnieniem hydrostatycznym cieczy, stosowane są materiały uszczelniające o różnych rozmiarach i kształtach, które dodawane są najczęściej do zaczynu cementowego lub płuczki wiertniczej. Zastosowanie różnych materiałów, ich kształtów i rozmiarów ogranicza ucieczki stosowanych cieczy w strefę chłonną i wpływa na efektywność jej doszczelnienia.

Jak wskazują doświadczenia przemysłowe, trwałe zlikwidowanie wypływów płynów złożowych, a szczególnie z płytko zalegających poziomów gazonośnych występujących na obszarze południowej Polski, jest przedsięwzięciem wymagającym szczególnego podejścia do zagadnienia tak ze względu na zagrożenie ludzi jak i otaczające środowisko. Problem dotyczy głównie zjawiska ekshalacji gazu, które można niekiedy obserwować w znacznej odległości od zlikwidowanego odwiertu, ale także wycieku substancji ropopochodnych wokół niektórych starych odwiertów. Dlatego ważną rolę, oprócz prawidłowo wykonanego zabiegu, odgrywa dobór do danych warunków geologiczno-technicznych, odpowiedniego składu cieczy lub mieszanin zatłaczanych do likwidowanych odwiertów. Ma to duże znaczenie ze względu na wymagania zachowania w bardzo długim okresie, stabilnych właściwości technologicznych sporządzonych cieczy i mieszanin celem zapewnienia szczelności odcinków odwiertu i ograniczenia ekshalacji gazu.

Zagadnienie doboru składu oraz właściwości cieczy i mieszanin dla warunków złożowych występujących w odwiertach znajdujących się na przedgórzu Karpat i w Karpatach, w ostatnich kilku latach stanowiło przedmiot szeregu badań laboratoryjnych realizowanych w INiG. Na podstawie tych badań opracowano nowe ich składy oraz zmodyfikowano składy stosowane w warunkach przemysłowych. W artykule przedstawiono wybrane składy cieczy i mieszanin, do sporządzania których jako podstawowych składników zastosowano odpowiednie bentonity pęczniące, materiały wiążące i zużyte płuczki wiertnicze.

Rodzaje i wymagania cieczy oraz mieszanin do likwidacji odwiertów

Likwidacja wgłębna odwiertu, która wykonywana jest przed demontażem uzbrojenia napowierzchniowego i wycięciem rur okładzinowych, polega na zapinaniu korków i pakerów, specjalistycznym cementowaniu w złożach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wypełnieniu odcinków odwiertu odpowiednią cieczą lub mieszaniną. Ich zadaniem jest przede wszystkim zrównoważenie ciśnienia złożowego oraz uszczelnienie przewierconych poziomów wodonośnych, roponośnych i gazonośnych. Ponadto, każda zatłoczona do odwiertu ciecz lub mieszanina musi charakteryzować się właściwościami, które w warunkach otworowych, w długim okresie nie będą ulegać pogorszeniu i powodować obniżenia ich zdolności uszczelniających.

Najczęściej w warunkach otworowych stosowane są płuczki wiertnicze na osnowie bentonitu, pasty bentonitowe oraz mieszaniny zawierające materiały wiążące i uszczelniające. Rodzaj zastosowanej cieczy zależy od stanu technicznego likwidowanego odwiertu i warunków złożowych. Przygotowane do zatłoczenia ciecze muszą posiadać gęstość gwarantującą nadwyżkę ciśnienia hydrostatycznego nad ciśnieniem złożowym o wartości od 0,2 do 1,0 MPa (w zależności od warunków geologiczno-technicznych) na każde 1000 m głębokości odwiertu oraz wykazywać odporność na procesy starzenia w warunkach temperatur panujących w zlikwidowanych odwiertach [12]. W związku z tym:

- powinny posiadać wysokie wartości parametrów reologicznych i charakteryzować się właściwościami tiksotropowymi,
- nie mogą być podatne na powstawanie odstoju wody, tj. ulegać rozwarstwieniu na frakcję wodną i stałą,
- nie powinny być toksyczne,
- nie mogą powodować korozji rur,
- nie powinny ulegać działaniu enzymów bakteryjnych, tj. nie zawierać środków organicznych łatwo ulegających biodegradacji, a tym samym zmianie swoich właściwości.

Podstawowymi składnikami cieczy do likwidacji stanowiących płuczki wiertnicze są: bentonit – il zawierający duże ilości montmorylonitu, środki podwyższające wartość pH, które mają również wpływ na ich parametry reologiczno-strukturalne oraz w razie konieczności materiały obciążające do regulacji gęstości. Płuczki bentonitowe najczęściej sporządzane są na osnowie 6 ÷ 8%-owej zawiesziny koloidalnej bentonitu Specjal z Żębca posiadającego właściwości pęczniące, z dodatkiem NaOH do uzyskania wartości pH ok. 11. Natomiast ich gęstość,

która zależy od wartości ciśnienia złożowego, regulowana jest dodatkiem materiału obciążającego, najczęściej barytu. Obróbka płuczki NaOH powoduje nie tylko wzrost wartości pH płuczki dla ograniczenia ich biodegradacji i ochrony rur przed korozją, ale wpływa także na regulację parametrów reologiczno-strukturalnych. Używanie takich właściwości płuczek jest konieczne ze względu na pozostawienie ich na długi czas w odwiercie. Niejednokrotnie do likwidowanych odcinków odwiertu zamiast płuczek bentonitowych zatłaczane są pasty bentonitowe stanowiące zagęszczone suspensje bentonitu pęczniącego bez dodatku aktywatorów.

Innym rodzajem cieczy do wypełniania likwidowanych odwiertów sporządzanych na osnowie zawiesziny koloidalnej bentonitu mogą być tzw. mieszaniny wypełniające, których skład i właściwości ustalone zostały w oparciu o badania laboratoryjne [4]. Do ich sporządzania, oprócz bentonitu, wykorzystano określone ilości pozostałości poeksploatacyjnych (szlam zawierający wodę, mułki, bentonit, zaczyn cementowy, związki węglowodorowe i in.) oraz środki do regulacji parametrów reologiczno-strukturalnych i wartości pH, jak NaOH, cement, lateks. W wyniku przeprowadzonych badań laboratoryjnych, które polegały na łączeniu 4 – 5% zawiesziny bentonitowej ze szlamem w stosunku 3 : 1 lub 1 : 1 i obróbki cementem oraz lateksem, opracowano składy mieszanin charakteryzujące się odpowiednimi właściwościami reologiczno-strukturalnymi, spełniającymi wymagania cieczy do likwidacji odwiertów. Jednorodność i stabilność otrzymanych mieszanin stwierdzona po ok. 3 miesięcznym ich przechowywaniu w temperaturze otoczenia i ok. 120 godz. wygrzewania w temperaturze 40°C, wykazała możliwość ich stosowania w likwidowanych odwiertach na obszarze przedgórze Karpat. W związku z tym, że pozostałości poeksploatacyjne traktowane są jako odpady wiertnicze zawierające w swoim składzie substancje ropopochodne, opracowane mieszaniny zaproponowane zostały do stosowania tylko w orurowanych, szczelnych odcinkach odwiertu.

W warunkach laboratoryjnych w INiG opracowano również składy wiążących mieszanin uszczelniających, stosując jako podstawowe składniki cement portlandzki z dodatkiem 10 – 40% ilitu o niskich właściwościach koloidalnych oraz środki chemiczne aktywizujące proces wiązania, regulujące właściwości reologiczno-strukturalne i przyspieszające ich pęcznienie [2]. Zastosowany ilit zawierający ok. 62,5% SiO₂ pełnił rolę wypełniacza dla zaczynu cementowego oraz uczestniczył w reakcji chemicznej z cementem, tworząc jednorodne mieszaniny wiążące zarabiane na wodzie słodkiej i solan-

ce złożowej pochodzącej z odwiertu, z rejonu przedgórze Karpat. Przeprowadzone w warunkach otworopodobnych badania laboratoryjne nad opracowaniem składów wiążących mieszanin cementowo-ilitowych wykazały, że mogą być one stosowane w miejsce płuczek bentonitowych jako materiał wypełniający i uszczelniający wybrane odcinki likwidowanego odwiertu nie ulegający sedimentacji i rozkładowi. Potwierdza to utworzony cementowo – ilitowy kamień charakteryzujący się niską wytrzymałością mechaniczną na ściskanie (co jest korzystne w przypadku konieczności ponownego udostępnienia zlikwidowanych horyzontów), brakiem przepuszczalności dla gazu i dodatnim wzrostem objętości.

W przypadku gdy likwidowane odwierty udostępniają strefy chłonne o znacznie obniżonych ciśnieniach w porównaniu z ciśnieniem hydrostatycznym zatłaczanej cieczy, należy najpierw udrożnić odwiert i doprowadzić do stabilizacji ciśnień [3, 5]. Zabiegi te wykonywane są z wykorzystaniem mieszanin uszczelniających sporządzanych na bazie zaczynu cementowego, płuczki wiertniczej lub płuczki wiertniczej i zaczynu cementowego, zawierających materiały uszczelniające, czyli blokatory tzw. sztywne i elastyczne o różnych kształtach i wymiarach stosowane do ucieczek płuczki. Mogą to być np. trociny, włókno szklane, płatki celofanowe, blokatory węglanowe, łupki orzechowe, muszki. Zadaniem tych uszczelniających jest ograniczenie zaników cieczy w strefę chłonną w wyniku utworzenia przez blokatory sztywne o dużych wymiarach, struktury, szkieletu o odpowiedniej wytrzymałości i uszczelnienie jej przez blokatory elastyczne. Rodzaj zastosowanych blokatorów zależy od intensywności zaników cieczy i rodzaju skały chłonnej (porowata, szczelinowata). Przy małych zanikach płuczki, blokatory te mogą stanowić składniki zaczynu cementowego stosowanego przy wykonywaniu korków cementowych w strefach chłonnych. W przypadku wystąpienia większych zaników, w strefę chłonną wytypowane blokatory zatłaczane są wraz z płuczką przed wykonaniem korków cementowych. Natomiast intensywne zaniki płuczki likwidowane są poprzez dodatek blokatorów zarówno do płuczki jak i zaczynu cementowego.

Podczas likwidacji odwiertów może również wystąpić konieczność uszczelnienia przestrzeni międzyrurowej wypełnionej solanką, do której dostęp jest ograniczony. Dla takich przypadków opracowany został specjalny zaczyn cementowy, tzw. podwodny o opóźnionym początku wiązania (ok. 10 godzin), który nie miesza się z solanką. Zaczyn ten zatłaczany jest od góry do przestrzeni pierścieniowej i jako ciecz o wyższej gęstości powoduje wypieranie solanki [3].

Składy cieczy i mieszanin do likwidacji odwiertów w świetle badań laboratoryjnych

Likwidacja odwiertu powinna być przeprowadzona w sposób zapewniający:

- szczelną izolację przewierconych poziomów wodonośnych, roponośnych i gazonośnych,
- właściwą ochronę środowiska.

W związku z tym celem badań laboratoryjnych było ustalenie takich składów cieczy i mieszanin do wypełniania likwidowanych odwiertów, aby w warunkach złożowych spełniały stawiane im wymagania. Dlatego przy opracowywaniu ich składów uwzględnione zostały przede wszystkim środki, które w ograniczonym stopniu podlegają procesom starzenia w czasie, zapewniając równocześnie prawie niezmienną wartość parametrów technologicznych i trwałość sporządzonych cieczy i mieszanin.

Ciecze do likwidacji odwiertów

Podstawowe składniki cieczy do likwidacji stanowiły bentonity z Żębca o nazwie handlowej 11S i Specjal, które modyfikowane są bez udziału związków organicznych i charakteryzują się właściwościami pęczniającymi ze względu na zawartość 65 – 75% montmorylonitu [6]. Pozostałe środki użyte w składach sporządzonych cieczy, takie jak wodorotlenki sodu i wapnia, szkło wodne sodowe, lateks, cement, siarczan glinu oraz baryt zastosowane zostały głównie w celu podwyższenia stabilności i trwałości zawiesin w czasie oraz zwiększenia ich gęstości.

Do badań nad opracowaniem składów cieczy, w pierwszej kolejności wykorzystane zostały 5, 6, 7 i 8%-owe zawiesiny koloidalne w/w bentonitów, które obrabiano NaOH lub $\text{Ca}(\text{OH})_2$, a następnie sezonowano je w temperaturze pokojowej przez okres ok. 13 – 15 dni. Na podstawie otrzymanych wyników badań i prowadzonych obserwacji do dalszych badań wytypowano zawiesiny bentonitu Specjal obrabione NaOH, do których wprowadzano w różnych ilościach siarczan glinu, lateks, cement oraz szkło wodne sodowe.

Próby dodawania do zawiesin bentonitowych $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ wraz z NaOH powodowały wzrost ich parametrów reologicznych, głównie lepkości pozornej i granicy płynięcia. Wielkość wzrostu tych parametrów, aż do stanu silnego żelowania zawiesin, zależała od ilości bentonitu i NaOH. Podczas sezonowania zawiesin w temperaturze 40 i 60°C stwierdzono, że zwiększona reaktywność $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ w podwyższonych temperaturach sprzyjała powolnemu procesowi koagulacji układu woda-bentonit powodując pogorszenie stabilności cieczy. Brakiem stabilności w czasie charakteryzowały się rów-

nież ciecze sporządzone z dodatkiem cementu i lateksu, których właściwości strukturalne po 6 dniowym starzeniu w temperaturze 40 i 60°C uległy znacznemu pogorszeniu, wykazując dużą tendencję do odstoju wody. W miarę wzrostu ich gęstości obserwowano dalsze zwiększanie się ilości wody na powierzchni danej zawiesiny i pienienie.

W związku z brakiem możliwości otrzymywania jednorodnych i trwałych suspensji cieczy z dodatkiem $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, cementu i lateksu, środki te zostały wycofane z dalszych badań. Środkiem, z udziałem którego cieczy na osnowie bentonitu o różnej gęstości (1,03 – 1,3 kg/dm³) charakteryzowały się stabilnością suspensji w warunkach otworopodobnych, było szkło wodne sodowe dodawane w ilości 3 i 4%.

Ciecze zawierające bentonit i wodorotlenki

Przeprowadzone badania wstępne wykazały, że dla podwyższenia wartości pH, a przede wszystkim właściwości strukturalnych zawiesin bentonitowych konieczna jest obróbka odpowiednim wodorotlenkiem lecz w ilości, która nie będzie powodowała silnego gęstnienia zawiesiny uniemożliwiającej jej przetłaczalność [10]. Na podstawie tych badań ustalono, że dodatek NaOH w ilości 0,1 – 0,4% we wszystkich sporządzonych zawiesinach bentonitowych powodował wzrost ich lepkości, a w największym stopniu – granicy płynięcia. Wartości tych parametrów zależały od koncentracji bentonitu, a szczególnie od ilości NaOH, którego większe stężenie miało wpływ na żelowanie i gęstnienie zawiesiny. Znacznie silniejsze żelowanie zawiesin stwierdzono po obróbce $\text{Ca}(\text{OH})_2$ w ilości 0,04 ÷ 0,06%. Dalsze zwiększanie stężenia $\text{Ca}(\text{OH})_2$ do 0,1% uniemożliwiało pomiar parametrów reologicznych zawiesin bentonitowych. Wyniki badań otrzymane po 15 dniach sezonowania tych zawiesin w temperaturze otoczenia wykazały, że spośród zastosowanych wodorotlenków dodatek NaOH w ilości 0,2% zapewniał utrzymywanie pH w zakresie wartości od ok. 9,8 do 10 oraz stabilnych parametrów reologiczno-strukturalnych sporządzonych zawiesin.

W celu określenia trwałości zawiesin koloidalnych w warunkach otworowych, wytypowane ciecze o stężeniu 6 ÷ 8% bentonitu z dodatkiem 0,2% NaOH i obciążone barytem do gęstości 1,03, 1,2 i 1,3 kg/dm³ poddane zostały działaniu temperatury. Wybrane wyniki przeprowadzonych badań przedstawiono w tablicy 1.

Po 6 dniowym okresie sezonowania tych cieczy w temperaturze 20, 40 i 60°C stwierdzono poprawę parametrów reologiczno-strukturalnych i obniżenie wartości pH. Korzystne zmiany właściwości reologiczno-strukturalnych zawiesin wygrzewanych w temperaturze 40 i 60°C wskazywały, że zatłoczone do odwier-

tu powinny zachować stabilność w długim okresie. W dwóch tylko przypadkach zaobserwowano ślady wody na powierzchni mogące świadczyć o ich podatności do odstoju wody, tj. w 6% zawieszynie bentonitowej o gęstości 1,2 kg/dm³ po wygrzaniu w temperaturze 40°C oraz w 7% zawieszynie o gęstości 1,3 kg/dm³ po wygrzaniu w temperaturze 60°C. Przeprowadzone badania wykazały również obniżenie pH zawiesin do wartości poniżej 10. Zakres obniżenia wartości pH można jednak uznać za bezpieczny, ze względu na brak w sporządzonych cieczach składników organicznych ulegających biodegradacji.

Ciecze sporządzone na osnowie bentonitu z dodatkiem szkła wodnego sodowego

Kolejne próby poprawy struktury wewnętrznej zawiesin zawierających różne ilości bentonitu przeprowadzone zostały poprzez ich obróbkę szkłem wodnym sodowym – R145 [10]. Właściwości fizykochemiczne szkła wodnego jako nieorganicznego inhibitora hydratacji skał ilasto-lupowych, szeroko poznane zostały w technologii płuczek wiertniczych, z udziałem, którego opracowane zostały płuczki o wysokiej zdolności do zapobiegania hydratacji skał ilasto-lupowych [1, 9]. Szkło wodne znane jest również jako środek budujący strukturę płuczki umożliwiając jej obciążanie do $\rho > 2,0$ kg/dm³ bez objawów wypadania materiałów obciążających (baryt, blokator węglanowy) oraz podwyższający wartość pH, której wielkość zależy od stosunku dwutlenku krzemu do tlenu sodowego lub potasowego ($\text{Np} = \text{SiO}_2 : \text{Na}_2\text{O}$). Właściwości strukturotwórcze szkła wodnego wykorzystywane są także do sporządzania szybkowiążących past bentonitowych stosowanych przy likwidacji ucieczek płuczki oraz w technologii zaczynów cementowych jako środek przyspieszający wiązanie. Ponadto szkło wodne, które uznawane jest za środek bezpieczny ekologicznie, znajduje zastosowanie m.in. w gospodarce wodnej i ściekowej do oczyszczania ścieków z toksycznych metali oraz uzdatniania wody przeznaczonej do picia. Takie właściwości szkła wodnego jak również stosunkowo niska cena (ok. 0,70 zł/kg) zadecydowały o jego wykorzystaniu do badań nad opracowaniem cieczy do likwidacji odwiertów.

Otrzymane wyniki badań, a także prowadzone obserwacje podczas ich sporządzania i sezonowania w temperaturze otoczenia przez 13 dni wskazywały, że dla uzyskania stabilnych suspensji tych cieczy nie ulegających rozwarstwieniu w czasie, koncentracja szkła wodnego powinna wynosić 3 – 4%. Ustalona ilość szkła w zawieszynie koloidalnej bentonitu zapewniała zarówno wzrost parametrów reologicznych jak i wartości pH.

Tablica 1. Właściwości zawiesin bentonitowych o różnej gęstości po starzeniu ich w różnych temperaturach

Lp.	Skład zawiesiny		Gęstość	Lepkość		Granica płynięcia	Wytrzymał. struktural.	Filtracja	pH	Uwagi
		[%]		[kg/dm³]	[mPa s]	[lbf/100ft²]/ [Pa]	[lbf/100ft²]	[cm³]		
			ρ	η _{pl}	η _s	τ _y	I/II			
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
1	Bentonit SPECJAL NaOH	6 0,2	1,03	17	23,5	13/6,2	2/18	5,2	10,4	
2	Zawiesina 1 po 6 dniach – temp.pokojowa			20	28,5	17/8,1	2/	12,0	9,8	bez odstoju wody
3	Zawiesina 1 po 6 dniach – 40°C			19	24,5	11/5,3	1/5	12,4	9,9	bez odstoju wody
4	Zawiesina 1 + baryt		1,20	20	26	12/5,7	2/29	12,0	10,2	
5	Zawiesina 4 po 6 dniach – temp.pokojowa			21	28	14/6,7	2/19	12,8	9,8	bez odstoju wody
6	Zawiesina 4 po 6 dniach – 40°C			25	33	16/7,6	2/12	12,8	9,6	śląd wody na powierzchni zawiesiny
7	Zawiesina 1 + baryt		1,30	21	27	12/5,7	2/29	12,4	10,0	
8	Zawiesina 7 po 6 dniach – temp.pokojowa			26	33,5	15/7,2	2/24	12,6	9,8	bez odstoju wody
9	Zawiesina 7 po 6 dniach – 60°C			29	38	18/8,6	2/13	11,4	9,3	bez odstoju wody
10	Bentonit SPECJAL NaOH	7 0,2	1,035	19	25,5	13/6,2	2/32	10,4	10,4	
11	Zawiesina 10 po 6 dniach – temp.pokojowa			23	31,5	17/8,1	2/30	11,2	9,8	bez odstoju wody
12	Zawiesina 10 po 6 dniach – 40°C			23	30,5	15/7,2	2/7	12,2	9,9	bez odstoju wody
13	Zawiesina 10 + baryt		1,20	23	32,5	19/9,1	4/38	11,2	10,1	
14	Zawiesina 13 po 6 dniach – temp.pokojowa			27	35	16/7,6	3/30	11,6	9,7	bez odstoju wody
15	Zawiesina 13 po 6 dniach – 40°C			31	42,5	23/11,0	3/24	9,6	9,6	bez odstoju wody
16	Zawiesina 10 + baryt		1,30	26	35	18/8,6	5/43	7,6	10,0	
17	Zawiesina 16 po 6 dniach – temp.pokojowa			27	34	14/6,7	2/32	10,0	9,7	bez odstoju wody
18	Zawiesina 16 po 6 dniach – 60°C			31	41	20/9,6	2/14	10,0	9,2	śląd wody na powierzchni zawiesiny
19	Bentonit SPECJAL NaOH	8 0,2	1,04	25	35,5	21/10,0	4/48	7,6	10,2	
20	Zawiesina 19 po 6 dniach – temp.pokojowa			30	42	24/11,5	3/32	8,8	9,7	bez odstoju wody
21	Zawiesina 19 po 6 dniach – 40°C			36	53,5	35/16,7	4/18	10,0	9,8	bez odstoju wody
22	Zawiesina 19 + baryt		1,20	31	47	32/15,3	11/59	8,8	10,1	
23	Zawiesina 22 po 6 dniach – temp.pokojowa			40	56	32/15,3	7/49	9,9	10,4	bez odstoju wody
24	Zawiesina 22 po 6 dniach – 40°C			38	55,5	35/16,7	5/31	10,0	9,6	bez odstoju wody
25	Zawiesina 19 + baryt		1,30	34	49	30/14,4	10/58	8,4	10,0	
26	Zawiesina 25 po 6 dniach – temp.pokojowa			63	46,5	3/1,4	7/48	9,6	9,7	bez odstoju wody
27	Zawiesina 25 po 6 dniach – 60°C			41	56	30/14,4	4/24	9,2	9,3	bez odstoju wody

Tablica 2. Właściwości cieczy zawierających szkło wodne sodowe po starzeniu ich w różnych temperaturach

Lp.	Skład cieczy [%]		Gęstość [kg/dm³]	Lepkość		Granica płynięcia [lbf/100ft²]/ [Pa]	Wytrzymał. struktural. [lbf/100ft²]	Filtracja [cm³]	pH	Uwagi
				ρ	η _{pl} η _s					
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
1	Bentonit SPECJAL R-145	64	1,05	12	18,5	13/6,2	10/14	16,8	11,8	
2	Zawiesina 1 po 6 dniach – temp.pokojowa			12	22	20/9,6	20/35	18,0	11,8	śląd wody przy ścianie naczynia na powierzchni min. warstewka wody
3	Zawiesina 1 po 6 dniach – 40°C			12	16,5	9/4,3	9/14	18,4	11,8	
4	Zawiesina 1 + baryt		1,20	14	23,5	19/9,1	20/23	17,2	11,8	
5	Zawiesina 4 po 6 dniach – temp.pokojowa			18	27,5	19/9,1	19/39	16,8	11,8	śląd wody na powierzchni zawiesiny
6	Zawiesina 4 po 6 dniach – 40°C			15	25	20/9,6	20/37	17,6	11,7	na powierzchni min. warstewka wody
7	Zawiesina 1 + baryt		1,30	20	30,5	21/10,0	9/37	16,4	11,8	
8	Zawiesina 7 po 6 dniach – temp.pokojowa			19	29,5	21/10,0	25/43	16,4	11,8	na powierzchni warstewka wody
9	Zawiesina 7 po 6 dniach – 60°C			17	25	16/7,6	23/37	16,6	11,6	bez odstoju wody
10	Bentonit SPECJAL R-145	73	1,05	18	26	16/7,6	6/7	14,4	11,7	
11	Zawiesina 10 po 6 dniach – temp.pokojowa			20	40	40/19,1	47/41	16,8	11,7	bez odstoju wody
12	Zawiesina 10 po 6 dniach – 40°C			16	30,5	29/13,9	34/55	16,4	11,6	śląd wody na powierzchni zawiesiny
13	Zawiesina 10 + baryt		1,20	24	61,5	15/7,2	3/5	14,4	11,7	
14	Zawiesina 13 po 6 dniach – temp.pokojowa			23	38	30/14,4	43/57	15,6	11,6	bez odstoju wody
15	Zawiesina 13 po 6 dniach – 40°C			19	29,5	21/10	27/43	15,6	11,6	śląd wody na powierzchni zawiesiny
16	Zawiesina 10 + baryt		1,30	24	29	10/9,6	1/3	14,0	11,8	
17	Zawiesina 16 po 6 dniach – temp.pokojowa			25	42,5	35/16,7	46/68	16,0	11,6	bez odstoju wody
18	Zawiesina 16 po 6 dniach – 60°C			21	32	22/10,5	38/62	14,0	11,6	bez odstoju wody
19	Bentonit SPECJAL R-145	83	1,05	26	41	30/14,4	17/70	13,2	11,7	
20	Zawiesina 19 po 6 dniach – temp.pokojowa			24	47	46/22,0	71/40	14,0	11,6	bez odstoju wody
21	Zawiesina 19 po 6 dniach – 40°C			15	34,5	39/18,7	42/62	14,4	11,6	bez odstoju wody
22	Zawiesina 19 + baryt		1,20	30	36	12/5,7	2/4	11,2	11,7	
23	Zawiesina 22 po 6 dniach – temp.pokojowa			28	41,5	27/12,9	36/57	12,4	11,7	bez odstoju wody
24	Zawiesina 22 po 6 dniach – 40°C			30	55,5	51/24,4	75/42	14,4	11,6	bez odstoju wody
25	Zawiesina 19 + baryt		1,30	33	40,5	15/7,2	2/6	11,6	11,7	
26	Zawiesina 25 po 6 dniach – temp.pokojowa			25	53,5	57/27,3	75/48	12,8	11,7	bez odstoju wody
27	Zawiesina 25 po 6 dniach – 60°C			28	40	24/11,5	44/54	12,0	11,6	bez odstoju wody

Kolejne próby dotyczyły określenia w warunkach otworopodobnych, stabilności parametrów reologiczno-strukturalnych cieczy do likwidacji odwiertów o różnych gęstościach zawierających 6, 7 i 8% bentonitu oraz szkło wodne sodowe w ilości 3 i 4%. Wybrane wyniki badań przedstawione zostały w tablicy 2.

Pozytywnym objawem obróbki zawieszin bentonitowych szkieł wodnym była ich wysoka wartość pH, powyżej 11, która nie uległa zmianie po okresie sezonowania. Natomiast efektywność działania szkła wodnego jako środka strukturotwórczego w podwyższonych temperaturach zależała zarówno od ilości bentonitu jak i barytu.

Jak wykazały badania, wartości granicy płynięcia i wytrzymałości strukturalnej, po okresie starzenia w temperaturze, w miarę zwiększania ilości bentonitu oraz gęstości cieczy ulegały znacznemu podwyższeniu w stosunku do wartości parametrów wyjściowych. Ciecze, u których stwierdzono taką zależność wielkości parametrów, charakteryzowały się dużą stabilnością suspensji w wyniku powstawania trwałej struktury wewnętrznej. Utworzenie takiej struktury w bardzo dużym stopniu zapobiegało powstawaniu odstoju wody na powierzchni cieczy.

Spośród przebadanych cieczy z dodatkiem szkła wodnego, największą stabilnością i brakiem odstoju wody charakteryzowały się ciecze sporządzone na osnowie 7% zawiesziny bentonitu zawierające 3% szkła o gęstości 1,3 kg/dm³ oraz 8% zawiesziny z dodatkiem 3% szkła o gęstości 1,05 – 1,3 kg/dm³.

Mieszanki uszczelniające do likwidacji odwiertów

Podstawowym składnikiem mieszanin uszczelniających były zużyte płuczki wiertnicze – bentonitowa i polimerowe sporządzone na osnowie PHPA oraz związków aminowych, które po odpowiednim przygotowaniu stanowiły ciecz zarobową.

Zamiana płuczki wiertniczej na tworzywo uszczelniające jest obszarem zainteresowania wielu zagranicznych firm wiertniczych na świecie. Wprowadzenie mielonych żużli, cementów popiołowych lub hutniczych (jako czynnika wiążącego) do mieszaniny płuczki i wody, pozwala uzyskać trwałą masę uszczelniającą, odporną na działanie środowiska otworu wiertniczego przez szereg lat.

W INiG opracowano metodę pozwalającą na wykorzystanie zużytej płuczki otworowej do sporządzania mieszanin uszczelniających polegającą na [8]:

- ustaleniu rodzaju i składu używanej do wiercenia płuczki wiertniczej,
- przygotowaniu cieczy zarobowej, którą

stanowi zużyta płuczka otworowa rozcieńczona odpowiednią ilością wody (opracowano składy mieszanin płuczkowych rozcieńczanych wodą w stosunku 1:1 tj. ciecz zarobowa składała się w 50% z płuczki i w 50% z wody wodociągowej),

- obróbce cieczy zarobowej odpowiednimi środkami chemicznymi (odpieniacz, upłynniacz, aktywator wiązania),
- sporządzeniu mieszaniny wiążącej, poprzez zmieszanie przygotowanej cieczy zarobowej z odpowiednią ilością cementu wieloskładnikowego lub popiołowego bądź środka zestalającego; przykładowo do 500 cm³ cieczy zarobowej (250 cm³ wody oraz 250 cm³ płuczki) wprowadzono w zależności od rodzaju płuczki od 200 do 500 g spoiwa wiążącego.

Zastosowane do sporządzania mieszanin uszczelniających płuczki wiertnicze pochodziły z aktualnie realizowanych na przedgórzu Karpat otworów. Pobierano je bezpośrednio po zakończeniu wiercenia otworu lub odcinka danego otworu. Były to:

- płuczka bentonitowa z otworu R-1K, z głębokości 200m, (gęstość 1,24 kg/dm³, lepkość plastyczna 17,0 mPa·s, granica płynięcia 8,7 Pa),
- płuczka polimerowa, której podstawowym składnikiem był poliakryloamid częściowo hydrolizowany (PHPA) z otworu R-1K, z głębokości 1200 m, (gęstość 1,21 kg/dm³, lepkość plastyczna 26,0 mPa·s, granica płynięcia 8,3 Pa),
- płuczka polimerowa zawierająca zestaw związków aminowych stanowiących podstawowy składnik z otworu S-1, z głębokości 800 m, (gęstość 1,50 kg/dm³, lepkość plastyczna 68,0 mPa·s, granica płynięcia 25,8 Pa).

Mieszanki cementowo-płuczkowe

Badania laboratoryjne, mające na celu opracowanie mieszanin uszczelniających na osnowie zużytych płuczek do likwidowania odwiertów na obszarze przedgórza Karpat wykonywano 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”.

Po sporządzeniu w warunkach laboratoryjnych mieszanin cementowo – płuczkowych wykonywano dla nich badania parametrów reologicznych oraz określano gęstość i odstój wody. Za pomocą aparatu Vicat’a oznaczano czas początku i końca wiązania. Obserwowano też odstój wody i trwałość sedymentacyjną. Mieszanki uszczelniające poddawane były badaniu na sedymentację przy pomocy pokazanego na fot. 3 aparatu (cylindra miarowego wyposażonego w dwie zasuwki). Badanie na wspomnianym aparacie polegało na tym, że do cylindra wlewano gotową mieszaninę uszczelniającą i pozostawiano ją na 2 godziny w spoczynku. Po upływie wyznaczonego czasu zamykano przegrody, dzielące cylinder na 3 mniejsze części. Po rozebraniu stanowiska badano gęstość mieszaniny z każdej jego części. Jeśli nie stwierdzono różnicy w gęstości mieszaniny z górnej, środkowej i dolnej części kolumny pomiarowej (lub różnica w gęstościach była niewielka np. 0,01 kg/dm³) oznaczało to, że mieszanina nie wykazuje sedymentacji. Następnie z wybranych mieszanin sporządzono kamienie uszczelniające. Po utwardzeniu próbek wykonywano oznaczenia wytrzymałości na ściskanie.

Przy opracowywaniu receptur kierowano się wymaganiami, jakie powinna spełniać mieszanina uszczelniająca zatłaczana do odwiertu.



Fot. 1. Mieszanki cementowo – płuczkowe po sezonowaniu w temperaturach 20, 40 i 60°C



Fot. 2. Próbką stwardniałej mieszaniny po wyciągnięciu z pierścienia Vicat'a.



Fot. 3. Aparat do badań sedymentacji mieszaniny uszczelniającej

W związku z tym badania nad doбором ilości stosowanych materiałów prowadzono pod kątem uzyskania parametrów reologicznych umożliwiających dobrą przetłaczalność mieszaniny oraz odpowiedniego dla warunków otworowych czasu początku i końca wiązania po wtłoczeniu jej do odwiertu.

W wyniku badań laboratoryjnych opracowano ramowe receptury mieszanin uszczelniających, które mogą mieć zastosowanie przy likwidacji odwiertów (tablica 3).

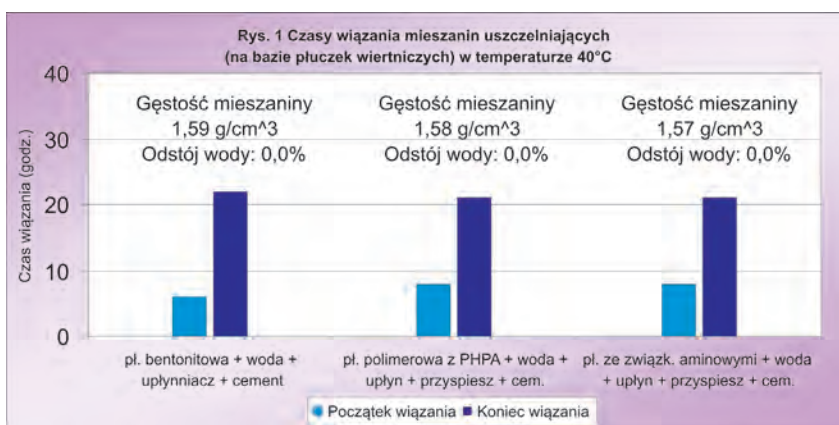
W tablicy 4 zestawiono materiały potrzebne do sporządzenia mieszaniny uszczelniającej i oszacowano koszt sporządzenia 1 m³.

Podsumowanie

Przedstawione składy oraz właściwości cieczy i mieszanin do wypełniania likwidowanych odwiertów, w połączeniu z odpowiednio dobraną techniką likwidacji, powinny zapewnić

Tablica 3. Ramowe receptury mieszanin uszczelniających

Mieszaniny na bazie płuczki bentonitowej:	- w temperaturze od 20 do 40°C. Ramowy skład to: płuczka – ok. 250 cm³, woda – ok. 250 cm³, upłynniacz – ok. 1,5 – 3 g, cement hutniczy – od 300 do 450 g. - w temperaturze ok. 60°C: Ramowy skład to: płuczka – ok. 250 cm³, woda – ok. 250 cm³, upłynniacz – ok. 1,5 g, przyspieszacz wiązania – ok. 10 g i cement hutniczy – od 200 do 350 g.
Mieszaniny na bazie płuczki polimerowej, której podstawowym składnikiem był poliakryloamid częściowo hydrolizowany (PHPA)	- w temperaturze od 20 – 40°C: Ramowy skład to: płuczka – ok. 250 cm³, woda – ok. 250 cm³, upłynniacz – ok. 2 - 3 g, przyspieszacz wiązania – ok. 10 - 20 g, cement popiołowy – od 350 do 500 g. - w temperaturze ok. 60°C: Ramowy skład to: płuczka – ok. 250 cm³, woda – ok. 250 cm³, upłynniacz – ok. 3 g, przyspieszacz wiązania – ok. 20 g, cement popiołowy - ok. 300 g.
Mieszaniny na bazie płuczki polimerowej zawierającej zestaw związków aminowych	w temperaturze od 20 do 60°C: Ramowy skład to: płuczka – 250 cm³, woda - 250 cm³, upłynniacz – 3 g, przyspieszacz wiązania – ok. 10g, cement popiołowy – od 300 do 400 g.



Rys. 1. Czasy wiązania przykładowych mieszanin uszczelniających w temperaturze 40°C

Tablica 4. Przykładowy koszt sporządzenia 1 m³ mieszaniny uszczelniającej

Materiał	Ilość materiałów stosowana w badaniach w laboratorium (kg, dm ³)	Ilość materiałów potrzebna do uzyskania 1 m ³ mieszaniny uszczelniającej (kg, dm ³)	Cena materiałów potrzebnych na wykonanie 1 m ³ mieszaniny uszczelniającej
Zużyta płuczka	0,2500	około 430	– (odpad)
Woda	0,2500	około 430	około 3 zł
Upłynniacz	0,0015	około 5	około 170 zł
Przyspieszacz	0,0100	około 17	około 32 zł
Cement	0,3500	około 600	około 300 zł
SUMA około			505 zł/m³

efektywną izolację przewierconych poziomów.

Spośród zastosowanych do badań środków chemicznych i materiałów wiążących, wyselekcjonowane zostały takie, które pozwalały na opracowanie cieczy i mieszanin o właściwościach zapewniających przede wszystkim zapobieganie migracjom płynów złożowych pomiędzy poszczególnymi poziomami oraz ich wpływom na powierzchnię wpływając pośrednio na ochronę środowiska, równowagę ciśnień

hydrostatycznych i złożowych oraz uszczelnianie odcinków odwiertu w przypadku rozszczelnienia się rur okładzinowych.

W świetle uzyskanych wyników badań laboratoryjnych uwzględniających warunki złożowe, opracowane:

Ciecze do likwidacji odwiertów na podstawie bentonitu o silnych właściwościach pęczniejących z dodatkiem NaOH i szkła wodnego sodowego:

- posiadały wysokie wartości parametrów strukturalnych, lecz w zakresie wielkości umożliwiającej ich przetłaczalność, które z upływem czasu i działania temperatury ulegały podwyższeniu zapewniając stabilność suspensji;
- wykazywały charakterystyczne właściwości tiksotropowe na skutek zachodzących zmian w strukturze wewnętrznej;
- w miarę upływu czasu nie ulegały rozwarstwianiu tworząc stabilne i jednorodne suspensje;
- w miarę upływu czasu nie wykazywały tendencji do odstoju wody;
- charakteryzowały się wysoką wartością pH, która powinna zapobiegać korozji osprzętu;
- jako układ środków nieorganicznych odpornych na działanie temperatury i enzymów nie powinny stanowić źródła rozwoju bakterii, a tym samym podlegać procesom biodegradacji i starzenia;

Mieszanimy cementowo-płuczkowe na osnowie zużytych płuczek otworowych:

- charakteryzowały się właściwościami reologicznymi umożliwiającymi ich dobre przetłaczanie (ich konsystencja pozwala na sprawne wykonanie zabiegu zatłoczenia do otworu), czasem gęstnienia ponad 6 godzin oraz zerowym lub minimalnym odstojem wody;
- nie wykazywały tendencji do sedymentacji, co sprawia, że przestrzeń likwidowanego odwiertu będzie wypełniana w sposób równomierny przez spoiwo wiążące, a wiązanie będzie następować na całym odcinku uszczelnianego odwiertu, (początek wiązania mieszanin sporządzonych z rozrzedzonej płuczki następował po około 8 godzinach a koniec wiązania po ok. 24 godzinach);
- po związaniu tworzyły kamień uszczelniający o niskiej wytrzymałości co jest spowodowane tym, iż ciecz zarobowa stanowiła aż około 140 – 160% masy spoiwa wiążącego (główną rolą opracowanych mieszanin nie jest jednak uzyskanie wysokiej wytrzymałości kamienia lecz to, aby skutecznie wypełniły przestrzeń w likwidowanym odwiercie i związały w warunkach otworowych);
- mogą być z powodzeniem zastosowane przy likwidacji wyeksploatowanych odwiertów ze względu na parametry mechaniczne kamienia uszczelniającego, łatwość sporządzania ich w warunkach terenowych (oprócz rozcieńczonej wodą płuczki i spoiwa wiążącego mieszaniny te zawierają jeden lub dwa składniki), niski koszt sporządzenia (1 m³ – kosztuje ok. 500 zł), a także

zagospodarowanie znacznej ilości zużytej płuczki wiertniczej co ma duże znaczenie dla ochrony środowiska.

Literatura

1. Chudoba J., Uliasz M., Zima G. – Płuczka wiertnicza z dodatkiem szkła wodnego o różnych modułach. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna nt. „Nowe Metody i Technologie w Geologii Naftowej, Wiertnictwie, Eksploatacji Otworowej i Gazownictwie. AGH, Kraków, 29-30 czerwiec 2000. Tom I s. 59 – 61.
2. Guzik J., Kątna Z.: Mieszanimy wiążące do uszczelniania likwidowanych odwiertów. Nafta-Gaz nr 11/2006, s. 594 – 601.
3. Herman Z., Bujok P.: Zasady likwidacji odwiertów. Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2004 nt. Efektywne Technologie Poszukiwania i Eksploatacji Złóż Węglowodorów. Zakopane 16 – 19.09. 2004 Nafta-Gaz nr 9, s. 486 – 494.
4. Herman Z., Chudoba J., Uliasz M., Steliga T.: Badanie pozostałości poeksploatacyjnych w aspekcie zastosowania ich jako mieszaniny do wypełniania likwidowanych odwiertów. Dokumentacja INiG, 2004, praca niepubl.
5. Herman Z., Pudło J.: Techniki usuwania wyposażania napowierzchniowego odwiertów gazowych. Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2004 nt. Efektywne Technologie Poszukiwania i Eksploatacji Złóż Węglowodorów. Zakopane 16 – 19.09.2004 Prace nr 130, s. 361 – 367.
6. Materiały informacyjne Zakładów Górniczo-Metalowych Zębice: strona internetowa: www.zebiec.com.pl
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2002 z późniejszymi zmianami w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (Dz. U. Nr 109, poz. 961).
8. Rzepka M. i zespół: Opracowanie mieszanin uszczelniających do likwidowania otworów wiertniczych. Dokumentacja INiG, 2009, praca niepubl.
9. Uliasz M.: Ciecze wiertnicze zawierające różne rodzaje inhibitorów hydratacji skał ilasto-lupkowych w świetle badań laboratoryjnych i prób przemysłowych. 3 Międzynarodowa Konferencja nt. Special Methods of Deposit Utilization. Ostrawa, 6 – 7 października 2005.
10. Uliasz M. i zespół: Badania laboratoryjne nad opracowaniem cieczy do likwidacji odwiertów. Dokumentacja INiG, 2006, praca niepubl.
11. Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. Nr 163, poz. 981).
12. Wytyczne wykonywania likwidacji otworów i odwiertów. Warszawa, 2006

Małgorzata Uliasz

Marcin Rzepka

Instytut Nafty i Gazu w Krakowie,
Oddział Krosno

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 30.01.2013

Artykuł przyjęto do druku: 8.02.2013

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

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

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

Normy Europejskie mające status Normy Polskiej

przetłumaczone i opracowane przez Komitety Techniczne Polskiego Komitetu Normalizacyjnego,
których Sekretariaty prowadzi Instytut Nafty i Gazu

KT 31 ds. Górnictwa Nafty i Gazu

Przewodniczący: prof. nzw. dr hab. inż. Jan Lubaś – Instytut Nafty i Gazu – Kraków, Zastępca: mgr inż. Zenon Michota – Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. – Warszawa, Sekretarz: mgr inż. Andrzej Król – Instytut Nafty i Gazu – Kraków, email: andrzej.krol@inig.pl, Konsultant KT: mgr inż. Zbigniew Radecki tel.: 32 359 79 64, Umiejscowienie sekretariatu: Instytut Nafty i Gazu, 31-503 Kraków Ul. Lubicz 25 A, tel.: 12 421 06 86 fax: 12 430 38 85

Zakres tematyczny: Maszyny i urządzenia wiertnicze i eksploatacyjne, wiercenie otworów poszukiwawczych i eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego, zagospodarowanie złóż węglowodorów, wyposażenie odwiertów eksploatacyjnych, podziemne magazynowanie gazu w złożach szcherpanych, w strukturach zawadnionych i kawernach solnych, geofizyka wiertnicza i poszukiwawcza.

1.	PN-EN 10414-1:2012	Przemysł naftowy i gazowniczy – Badania polowe płynów wiertniczych – Część 1: Płyny na bazie wody
2.	PN-EN ISO 10426-6:2012	Przemysł naftowy i gazowniczy – Cementy i materiały do cementowania otworów – Część 6: Metody określania statycznej wytrzymałości strukturalnej zaczynów cementowych
3.	PN-EN ISO 13680:2012	Przemysł naftowy i gazowniczy – Rury bez szwu ze stopów odpornych na korozję, stosowane jako rury okładzinowe, wydobywcze i jako materiał wyjściowy do wytwarzania złązek – Warunki techniczne dostawy
4.	PN-EN 13942:2012	Przemysł naftowy i gazowniczy – Systemy rurociągów przesyłowych – Zawory instalowane na rurociągach
5.	PN-EN ISO 14691:2012	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy – Sprzęgła podatne do mechanicznych układów przenoszenia mocy – Zastosowania ogólne
6.	PN-EN ISO 15663:2012	Przemysł naftowy i gazowniczy – Ocena całościowych kosztów przedsięwzięcia – Część 1: Metodologia
7.	PN-EN 21809-2:2012	Przemysł naftowy i gazowniczy – Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych lub podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych – Część 2: Nakładane termicznie powłoki epoksydowe

KT 222 ds. Przetworów Naftowych i Cieczy Eksploatacyjnych

Przewodniczący: dr inż. Wiesław Górski – Instytut Nafty i Gazu – Kraków, Zastępca: dr inż. Ludwik Kossowicz – Instytut Nafty i Gazu – Kraków, Sekretarz: mgr inż. Zofia Błaszkiwicz – Instytut Nafty i Gazu – Kraków, email: blaszkiewicz@inig.pl, Konsultant KT: mgr inż. Magdalena Wienczatek tel.: 22 556 75 19, Umiejscowienie sekretariatu: Instytut Nafty i Gazu, 31-429 Kraków Ul. Łukasiewicza 1, tel.: 012 61 77 528 fax: 012 61 77 522 Zakres tematyczny: Przetwory naftowe i ciecze eksploatacyjne (terminologia, klasyfikacja, metody badań, przepisy odbioru, pakowanie, znakowanie, przechowywanie i transport), biopaliwa płynne

Podkomitet ds. Paliw Płynnych

1.	PKN-CEN/TS 15293:2012	Paliwa do pojazdów samochodowych – Paliwo etanolowe (E85) do pojazdów samochodowych – Wymagania i metody badań
2.	PN-EN 15376:2012	Paliwa do pojazdów samochodowych – Etanol jako komponent benzyny silnikowej – Wymagania i metody badań
3.	PN-EN 15938:2012	Paliwa do pojazdów samochodowych – Etanol jako komponent paliw silnikowych i paliwo etanolowe (E85) do pojazdów samochodowych – Oznaczanie przewodności elektrycznej
4.	PN-EN 16135:2012	Paliwa do pojazdów samochodowych – Oznaczanie zawartości manganu w bezołowiowej benzynie silnikowej – Metoda płomieniowej atomowej spektrometrii absorpcyjnej (FAAS)
5.	PN-EN 16136:2012	Paliwa do pojazdów samochodowych – Oznaczanie zawartości manganu w bezołowiowej benzynie silnikowej – Metoda optycznej spektrometrii emisyjnej plazmy indukcyjnie sprzężonej (ICP OES)
6.	PN-EN ISO 3405:2012	Przetwory naftowe – Oznaczanie składu frakcyjnego metodą destylacji pod ciśnieniem atmosferycznym
7.	PN-EN ISO 20846:2012	Przetwory naftowe – Oznaczanie zawartości siarki w paliwach do pojazdów samochodowych – Metoda fluorescencji w nadfiolecie
8.	PN-EN ISO 20884:2012	Przetwory naftowe – Oznaczanie zawartości siarki w paliwach do pojazdów samochodowych – Rentgenowska spektrometria fluorescencyjna z dyspersją fali
9.	PN-EN ISO 22854:2012	Ciekłe przetwory naftowe – Oznaczanie zawartości grup węglowodorów i związków tlenowych w benzynie do silników samochodowych – Metoda wielowymiarowej chromatografii gazowej

10.	PN-ISO 4512:2012	Ropa naftowa i ciekłe przetwory naftowe – Urządzenia do pomiaru poziomu cieczy w zbiornikach magazynowych – Metody ręczne
11.	PN-ISO 12156-2:2012	Olej napędowy – Ocena smarności z zastosowaniem aparatu o ruchu posuwisto-zwrotnym wysokiej częstotliwości (HFRR) – Część 2: Wartość graniczna

KT 222 ds. Przetworów Naftowych i Cieczy Eksploatacyjnych

Podkomitet ds. Olejów Smarowych

1.	PN-EN ISO 6743-4:2012	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) – Klasyfikacja – Część 4: Grupa H (Układy hydrauliczne)
2.	PN-ISO 2977:2012	Przetwory naftowe i rozpuszczalniki węglowodorowe – Oznaczanie punktu anilinowego i mieszanego punktu anilinowego
3.	PN-ISO 3771:2012	Przetwory naftowe – Oznaczanie liczby zasadowej – Metoda potencjometrycznego miareczkowania kwasem nadchlorowym
4.	PN-ISO 6244:2012	Woski naftowe i petrolatum – Oznaczanie temperatury kroplenia
5.	PN-ISO 6615:2012	Przetwory naftowe – Oznaczanie pozostałości po koksowaniu – Metoda Conradsona
6.	PN-ISO 6743-12:2012	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) – Klasyfikacja – Część 12: Grupa Q (Ciekłe nośniki ciepła)
7.	PN-ISO 6743-14:2012	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) – Klasyfikacja – Część 14: Grupa U (Obróbka cieplna)
8.	PN-ISO 7624:2012	Przetwory naftowe i środki smarowe – Inhibitowane mineralne oleje turbinowe – Oznaczanie odporności na utlenianie
9.	PN-ISO 11158:2012	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) – Grupa H (układy hydrauliczne) – Wymagania dla olejów kategorii HH, HL, HM, HV i HG
10.	PN-ISO 12924:2012	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) – Grupa X (Smary) – Wymagania
11.	PN-ISO 13357-1:2012	Przetwory naftowe – Oznaczanie filtrowalności olejów smarowych – Część 1: Procedura dla olejów w obecności wody
12.	PN-ISO 13357-2:2012	Przetwory naftowe – Oznaczanie filtrowalności olejów smarowych – Część 2: Procedura dla olejów pozbawionych wody
13.	PN-ISO 15380:2012	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) – Grupa H (Układy hydrauliczne) – Wymagania dla kategorii HETG, HEPG, HEES i HEPR
14.	PN-ISO 19378:2012	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) – Środki smarowe do obrabiarek – Kategorie i wymagania

KT 222 ds. Przetworów Naftowych i Cieczy Eksploatacyjnych

Podkomitet ds. Olejów Smarowych

1.	PN-EN 1430:2012	Asfalty i lepiszcza asfaltowe – Oznaczanie polarności cząstek w emulsjach asfaltowych
2.	PN-EN 13074-1:2012	Asfalty i lepiszcza asfaltowe – Odzyskiwanie lepiszcza z emulsji asfaltowych lub asfaltów upłynnionych lub fluksowanych – Część 1: Odzyskiwanie metodą odparowania
3.	PN-EN 13074-2:2012	Asfalty i lepiszcza asfaltowe – Odzyskiwanie lepiszcza z emulsji asfaltowych lub asfaltów upłynnionych lub fluksowanych – Część 2: Stabilizacja po odzyskaniu metodą odparowania
4.	PN-EN 13301:2012	Asfalty i lepiszcza asfaltowe – Oznaczanie skłonności asfaltów do palenia
5.	PN-EN 13398:2012	Asfalty i lepiszcza asfaltowe – Oznaczanie nawrotu sprężystego asfaltów modyfikowanych
6.	PN-EN 13399:2012	Asfalty i lepiszcza asfaltowe – Oznaczanie stabilności podczas magazynowania asfaltów modyfikowanych
7.	PN-EN 13632:2012	Asfalty i lepiszcza asfaltowe – Wzrokowa ocena zdyspergowania polimeru w asfaltach modyfikowanych polimerami
8.	PN-EN 13702:2012	Asfalty i lepiszcza asfaltowe – Oznaczanie lepkości dynamicznej asfaltów modyfikowanych metodą stożek i płytka
9.	PN-EN 14733 + A1:2012	Asfalty i lepiszcza asfaltowe – Zakładowa kontrola produkcji emulsji asfaltowych, asfaltów fluksowanych i asfaltów upłynnionych

KT 277 ds. Gazownictwa

Przewodniczący: prof. nzw. dr inż. Andrzej Froński – Instytut Nafty i Gazu – Kraków, Zastępca: dr inż. Zdzisław Gebhardt – Instytut Nafty i Gazu – Kraków, Sekretarz: mgr inż. Andrzej Król – Instytut Nafty i Gazu – Kraków, email: andrzej.krol@inig.pl, Konsultant KT: mgr inż. Bohdan Mularski tel.: 22 556 76 33, Umiejscowienie sekretariatu: Instytut Nafty i Gazu, 31-503 Kraków Ul. Lubicz 25 A, tel.: 12 421 06 86 fax: 12 430 38 85
Zakres tematyczny: Systemy przesyłania i rozprowadzania gazu ziemnego, obiekty technologiczne (magazyny, tłocznie, stacje gazowe), ocena jakości gazu ziemnego, odbiorniki gazowe (ogrzewacze, kotły, podgrzewacze, kuchnie, suszarki, zmywarki, promienniki wraz z ich wyposażeniem i armaturą), gazowy sprzęt turystyczny (z wyłączeniem butli) oraz systemy łączności przyrządów pomiarowych i zdalne odczytywanie wyników pomiarów.

Podkomitet ds. Pomiarów i Oceny Jakości Paliw Gazowych

1.	PN-EN ISO 6145-5:2012	Analiza gazu – Sporządzanie gazowych mieszanin wzorcowych z zastosowaniem dynamicznych metod objętościowych – Część 5: Kapilarne urządzenia do wzorcowania
2.	PN-EN ISO 6145-7:2012	Analiza gazu – Sporządzanie gazowych mieszanin wzorcowych z zastosowaniem dynamicznych metod objętościowych – Część 7: Termiczne regulatory strumienia masy
3.	PN-EN ISO 6145-9:2012	Analiza gazu – Sporządzanie gazowych mieszanin wzorcowych z zastosowaniem dynamicznych metod objętościowych – Część 9: Metoda nasyceniowa
4.	PN ISO 8943:2012	Schłodzone lekkie węglowodory płynne – Pobieranie próbek skroplonego gazu ziemnego – Metody ciągłe i okresowe
5.	PKN ISO/TR 11150:2012	Gaz ziemny – Temperatura punktu rosy węglowodorów i zawartość węglowodorów
6.	PKN ISO/TR 12148:2012	Gaz ziemny – Wzorcowanie przyrządów z chłodzonym lustrem do wyznaczania temperatury punktu rosy węglowodorów (tworzenie się cieczy)
7.	PN ISO 15970:2012	Gaz ziemny – Pomiary właściwości – Właściwości objętościowe: gęstość, ciśnienie, temperatura i współczynnik ścisłości
8.	PKN ISO/TS 16922:2012	Gaz ziemny – Wytyczne nawaniania gazów
9.	PN ISO 23874:2012	Gaz ziemny – Wymagania dotyczące metody chromatografii gazowej stosowanej do obliczania punktu rosy węglowodorów

KT 277 ds. Gazownictwa

Podkomitet ds. Dystrybucji Paliw Gazowych

1.	PN-EN 969:2012	Rury, kształtki i wyposażenie z żeliwa sferoidalnego oraz ich połączenia do budowy gazociągów – Wymagania i metody badań
----	----------------	--

KT 277 ds. Gazownictwa

Podkomitet ds. Użytkowania Gazu

1.	PN-EN 125:2012	Urządzenia nadzoru płomienia do odbiorników spalających paliwa gazowe – Termoelektromagnetyczne urządzenia nadzoru płomienia
2.	PN-EN 416:2012	Gazowe jednopalnikowe promienniki niskotemperaturowe do stosowania w pomieszczeniach niemieszkalnych – Część 1: Bezpieczeństwo
3.	PN ISO 419-1:2012	Gazowe promienniki wysokotemperaturowe do stosowania w pomieszczeniach niemieszkalnych – Część 1: Bezpieczeństwo
4.	PN-EN 419-2:2012	Gazowe promienniki wysokotemperaturowe do stosowania w pomieszczeniach niemieszkalnych – Część 2: Racjonalne zużycie energii
5.	PN-EN 437+A1:2012	Gazy do badań – Ciśnienia próbne – Kategorie urządzeń
6.	PN-EN 15417:2012	Kotły centralnego ogrzewania opalane gazem – Specjalne wymagania dotyczące kotłów kondensacyjnych o znamionowym obciążeniu cieplnym większym niż 70 kW lecz nieprzekraczającym 1 000 kW

Sekretarz Komitetów Technicznych Andrzej Król



Błękitne Paliwo

Odpowiedzialnie i Niezawodnie

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

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

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

Amerykańskie doświadczenie dostarcza nowej wiedzy — delegacja polskiej spółki wiertniczej w wyjątkowej podróży



Wyzwania, przed którymi staje spółka poszukująca gaz lub ropę, rzadko są tak unikalne, żeby nikt wcześniej nie doświadczył niczego podobnego. Firmy, które zostają partnerami globalnych producentów, takich jak Atlas Copco, dochodzą do wniosku, że nie tylko współpracują z oferującym pełne wsparcie partnerem, ale także, że przynależą do globalnej sieci wsparcia.

Polska firma Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A., w skrócie Nafta Kraków, już od kilku lat zajmuje się poszukiwaniem znaczących zasobów gazów łupkowych znajdujących się w kraju. W raporcie z marca 2012 Państwowy Instytut Geologiczny ocenia wielkość możliwych do eksploatacji zasobów na 1,9 trylion metrów sześciennych, co jest porównywalne z rezerwami dostępnymi w Stanach Zjednoczonych.

Stworzona w oparciu o Przedsiębiorstwo Państwowe, założona w Krakowie w 1946 roku, PNiG Kraków jest jedną z pięciu spółek, należących do Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. Choć spółka pracowała i pracuje obecnie na wielu rynkach zagranicznych m. in. w Europie, Azji i Afryce, PNiG Kraków do marca 2011 roku nie prowadziła wierceń w poszukiwaniu złóż gazu z łupków na terenie Polski. Pierwszym otworem, wykonywanym przez krakowską Naftę w poszukiwaniu gazu z łupków był otwór Lubycza Królewska 1 na Lubelszczyźnie.

Dotychczas Polska była całkowicie zależna od dostaw gazu ziemnego z Rosji, największego na świecie eksportera tego surowca. Dzięki pozyskaniu własnych zasobów Polska stałaby się niezależna energetycznie, a także byłaby w stanie zapewnić innym krajom europejskim pewne dostawy relatywnie czystego paliwa kopalnego w konkurencyjnych cenach, co byłoby źródłem znaczących przychodów.

Pomimo iż ta obiecująca prognoza jest źródłem żywego zainteresowania i swoistej dumy, firmy operatorskie w Polsce działają ostrożnie, aby upewnić się, że powstanie najbezpieczniejszy i najbardziej wydajny program produkcji. Właśnie z tego powodu polskie centrum obsługi klienta Atlas Copco w Raszynie rozpoczęło poszukiwania, w celu nawiązania komunikacji po-

między wykonawcami „Projektów łupkowych” (m. in. PNiG Kraków S.A), a spółkami amerykańskimi, posiadającymi praktyczne doświadczenia, które mogłyby stanowić model nowoczesnego wydobycia gazów łupkowych. Ponieważ Atlas Copco jest globalnym producentem obecnym w ponad 200 krajach, była to jedynie kwestia podjęcia decyzji, którą spółkę wybrać.

Nawiązano zatem kontakt z Joshem Marcusem, który pracuje w biurze marketingu centrum badawczo-rozwojowego narzędzi systemu dolnego młotka Atlas Copco USA w Roanoke w stanie Wirginia. Marcus miał nadzieję, że firma Southwestern Energy Company, która

specjalizuje się w pozyskiwaniu i produkcji ropy i gazu ziemnego ze źródeł niekonwencjonalnych, będzie zainteresowana zorganizowaniem wizyty dla polskiej delegacji. Spółka Southwestern Energy osiągnęła niebywały sukces w obszarze wydobycia gazu łupkowego Fayetteville w stanie Arkansas.

W kwietniu inżynierowie Nafty Kraków, specjaliści w dziedzinie wiertnictwa, Marek Siola i Andrzej Gaska, wraz z czterema przedstawicielami Atlas Copco Polska udali się do siedziby Southwestern Energy w Conway w Arkansas. Spółka Southwestern zaprezentowała przedstawicielom pełen opis swoich działań, odpowie-



Fot. arch. Atlas Copco Polska Sp. z o.o.



Dział naftowy firmy Luby's Equipment Services w Heber Springs, Arkansas, utrzymuje należące do Southwestern Energy koronki, młotki i narzędzia w doskonałym stanie. Młotek Atlas Copco TD 85 z koronką 8,875 cala wkrótce wykona pionową część otworu w zbitych i twardych wapieniach do głębokości, gdzie rozpocznie się budowanie kąta otworu horyzontalnego, powyżej złoża łupków. Przed powrotem do Little Rock polska delegacja odwiedziła firmę Luby's, gdzie obserwowała techników kontrolujących elementy młotów i przywracających im pełną sprawność oraz szykujących je do szybkiego powrotu do pracy w Southwestern Energy. Fot. arch. Atlas Copco Polska Sp. z o.o.

działa na ich pytania, a także zorganizowała lancz z prawdziwą południową kuchnią, prezentując charakterystyczną dla stanu Arkansas gościnność.

Southwestern Energy i obszar wydobywania Fayetteville

Jim Tully, kierownik odwiertów w Southwestern opisał, jak firma została założona jako spółka gazownicza, a własne odwierty rozpoczęła we wczesnych latach czterdziestych dwudziestego wieku, aby zwiększyć dostawy gazu dla swoich klientów.

Podążając za, jak określił to Tully, „właściwym przywództwem”, pod koniec lat dziewięćdziesiątych dział eksploracji i produkcji, SEECO i SEPCO, stały się znane w branży. Na początku dwudziestego pierwszego wieku, poszukując źródeł zdecydowanie większych objętości gazu niż możliwe do pozyskania z innych formacji skalnych, spółka po raz pierwszy dostrzegła potencjał i ekonomiczne uzasadnienie eksploatacji złóż gazu łupkowego, które rozciągają się na dużym obszarze w północnej i centralnej części stanu Arkansas.

Marek Siola zadał Tully'emu jedno z najważniejszych pytań, które nasuwają się w związku poszukiwaniem tego surowca. Czy odwierty w poszukiwaniu gazu z łupków przy wykorzystaniu technologii młotkowej z użyciem powietrza i możliwości tworzenia się, w tym przypadku, mieszaniny wybuchowej, stanowiącej realne zagrożenie, są bezpieczne?

Tully odpowiedział: „Tutaj warunki są dobre do odwiertów z użyciem powietrza dzięki temu, że gaz w basenie Arkoma jest suchy, bez cięż-

kich składników węglowodorowych”.

Kiedy Marek Siola dopytywał się o ewentualne zagrożenia erupcyjne lub możliwość przypowierzchniowych eksplozji, które mogą mieć miejsce w przypadku odwiertów z zastosowaniem powietrza jako napędu dolnego młotka i jednocześnie medium oczyszczającego otwór ze zwiercin, Tully odpowiedział, że nie zna warunków geologicznych ani składu węglowodorów w Polsce, ale wierzenie z napędem powietrznym może być w Polsce dopuszczalną opcją. Powiedział również, że posiada pewne doświadczenie w kwestii pożarów w otworach w zachodniej części basenu Arkoma oraz w zachodnim Teksasie.

„Jest to nie tyle zagrożenie bezpieczeństwa, ale dodatkowy koszt, zwłaszcza jeśli występuje często, gdyż wiąże się z wymianą znajdujących się w otworze elementów wyposażenia w głębokiego lub potencjalnej likwidacji całości lub części odwiertu. W szczególnych przypadkach, gdy nie można użyć powietrza, istnieje możliwość stosowania warstwy ochronnej azotu lub nawet wierzenie przy użyciu azotu, co całkowicie eliminuje możliwość powstania eksplozji i jest w pełni bezpieczne” – zasugerował Tully.

Marcus, który posiada wiedzę o tamtejszych odwiertach, podał więcej szczegółów „Wywiercono tam przy pomocy powietrza kilka 22-calowych otworów przez spekany wapień stosując hydrocyklon i polimery, tak jak robimy to w Teksasie. Oba otwory były bardzo udane”.

Andrzej Majczyzna, manager branżowy ds. narzędzi wierniczych Atlas Copco w Polsce, zapytał raz jeszcze, aby się upewnić: „Czy nie boicie się wiercić w poszukiwaniu gazu przy po-

mocy powietrza?”. Wierzenie powietrzne stanowi całkowicie nową metodę wierzenia w poszukiwaniu gazu i ropy, które w przyszłości również w Polsce może być zastosowane. PNiG Kraków jest pierwszą firmą naftową w Polsce, która zastosowała technologię młotkową. Michał Góralski z centrum obsługi klienta Atlas Copco Poland powiedział Tully'emu: „Właśnie dlatego ta wizyta jest dla nas ważna – chcemy się uczyć”.

Tully odpowiedział, że nawet w niektórych częściach formacji łupków ilastych Barnett w Teksasie część wierzenia wykonuje się przy użyciu powietrza.

Techniki służące ograniczeniu kosztów

Dyskusja zeszła wreszcie na temat kosztów wykonania otworu. Marek Siola oszacował, że wykonanie jednego odwiertu o głębokości 12 000 stóp (3660 m) kosztuje około kilkunastu milionów USD. Uczestniczący w rozmowach Amerykanie zgodnie zareagowali gestami zdzi-



Deck Travis, nadzorujący obszar odwiertów Southwestern Energy, pokazuje inżynierom z PNiG Kraków jeden z młotków Atlas Copco QL 120 z koronką 12,45 cala używanym do wierzenia pierwszych 1000 stóp pionowego odcinka odwiertu. Po odwierceniu odcinka pionowego przy użyciu technologii młotkowej, otwory zostają zatłoczone płuczką bentonitową i oczekują na przybycie konwencjonalnej wiertnicy, która wykona poziomy odcinek do końcowej głębokości 6000 stóp (1828 m) i zarurowaniem kolumną eksploatacyjną 51/2 cala (140 mm). Fot. arch. Atlas Copco Polska Sp. z o.o.

wienia. Tully opowiedział o technikach, jakich amerykańskie firmy, w tym Southwestern Energy, używają w celu ograniczenia kosztów.

Tully powiedział, że największym kosztem związanym z wykonaniem odwiertu w obszarze Fayetteville jest szczelinowanie hydrauliczne, a nie wiercenie. Odwiert w części horyzontalnej o długości 5000 stóp może wymagać do 13-15 cykli szczelinowań lub 13-15 pojedynczych szczelinowań.

Southwestern ograniczyło koszty szczelinowania hydraulicznego przez zakup zakładu dostarczającego piasek. Southwestern jest również w trakcie zakupu wyposażenia do pompowania oraz szkolenia własnych zespołów szczelinujących, które będą działać pod nadzorem spółki zależnej De-Soto Field Services. Powiedział również, że prawie cała ciecz używana w tym procesie jest odzyskiwana z poszczególnych miejsc w wykonanych w tym celu zbiornikach. W celu ograniczenia kosztów gromadzona jest również woda deszczowa, wykorzystywana podczas zabiegów szczelinowania. „Do pracy potrzeba dużo wody i dużo piasku”.

W celu intensyfikacji produkcji Southwestern ciągle prowadzi badania w obszarze Fayetteville, które powodują generowanie znaczących kosztów związanych z użyciem geofizycznych sond profilujących w otworach i pobieraniem rdzeni do badania formacji skalnych w obrębie odwiertu.

„Odwierty badawcze wiele kosztują, ale uzyskujemy dzięki nim wiele cennych informacji” – powiedział Tully. Przedstawił również środki, jakie stosuje Southwestern, aby ograniczyć te koszty, takie jak rdzeniowanie: „Rdzeniowanie wrzutowe jest o wiele szybsze niż konwencjonalne i właśnie dlatego je stosujemy. Jeden z pracowników wymyślił, żeby do rdzeniowania używać systemu wrzutowego, co zapewniło nam duże oszczędności i wzbudziło duże zainteresowanie wśród innych użytkowników”.

Jeśli chodzi o samo wiercenie, Tully zapowiedział, że Southwestern może pokazać coś, co nazywają „konceptą wiercenia wstępnego” potocznie zwanego przedwiertem. Konceptcja polega na użyciu mniejszej wiertnicy, bardzo wydajnej podczas wiercenia powietrzem, w celu wywiercenia górnej, pionowej części otworu, zazwyczaj do głębokości rozpoczęcia budowania kąta, gdzie zaczyna się kierunkowa część otworu. Tak odwiercony otwór wiertniczy jest następnie zatłaczany płuczką bentonitową, a następnie montuje się konwencjonalne urządzenie wiertnicze. Przy pomocy tego urządzenia wykonuje się zbaczanie a następnie horyzontalny odcinek otworu.

Tully powiedział, że złoża w obszarze wydobywania Fayetteville leżą „w niecce dobrej do



Inżynierowie PNIG Kraków i kierownicy branżowi Atlas Copco z Polski dowiadują się, jak parametry pracy każdej wiertnicy należącej do Southwestern Energy są zdalnie monitorowane przez inżynierów w czasie rzeczywistym przez 24 godziny, 7 dni w tygodniu. To zaledwie jeden zestaw monitorów w pomieszczeniu kontrolnym. Fot. arch. Atlas Copco Polska Sp. z o.o.

wiercenia powietrznego, z twardą skałą, zwiążą i bez nadmiernej ilości wody. Postęp podczas wiercenia powietrznego jest o wiele większy niż podczas wiercenia z płuczką bentonitową”.

Powiedział również, że wie, iż istnieją firmy, które używają młotka kierunkowego do sterowania narzędzia wierzącego w otworach kierunkowych, ale Southwestern nie robi tego, choć być może będzie stosować tę metodę w przyszłości.

Po zwiedzeniu pomieszczenia technicznego, gdzie na monitorach zawieszonych na dwóch ścianach wyświetlają się w czasie rzeczywistym dane pracy wszystkich urządzeń na polu gazowym, grupa przygotowała się do odwiedzenia czterech lokalizacji wiertniczych. Na dwóch z nich pracują wiertnice Atlas Copco RD20, które wykonują tzw. przedwierty tj. otwory pod kolumny rur okładzinowych wstępną i prowadnikową, do głębokości, na której następuje zmiana kierunku otworu. Dwa pozostałe urządzenia to urządzenia konwencjonalne, służące do wiercenia kierunkowej i horyzontalnej części otworu i końcowego zarurowania kolumną eksploatacyjną.

Deck Travis, nadzorujący obszar wiercenia dla spółki Southwestern, który oprowadzał delegację, powiedział, że jego firma jest pod wrażeniem wydajności pracy firmy Pense Bros. Drilling Company, a także jakością pracy wykonanej podczas wiercenia tzw. przedwiertów (część pionowa przy użyciu technologii młotkowej). Firma Pense wykorzystuje do pracy wiertnice Atlas Copco RD20. Wiertnice te zostały wybrane ze względu na moc i szybkość, a także na unikalny system posuwu, który przenosi obciążenia na cylinder, a nie na wieżę. Dzięki temu, wieża może być lekką konstrukcją kratownicową. Sta-

bilną podstawę dla wiercenia zapewniają cztery punkty podparcia. Wiertnice oparte na konstrukcji wspornikowej nie zapewniają tak dobrego podparcia. Southwestern także posiada dwa urządzenia RD20.

Wiertnica RD20 jest także ceniona za mobilność. Travis powiedział, że firma Pense jest w stanie przemieścić urządzenie RD20 „od otworu do otworu w granicach jednego pad-u w ciągu czterech godzin, a od lokalizacji do lokalizacji pomiędzy padami zaledwie w sześć godzin”, choć jeśli lokalizacje byłyby położone w dużej odległości od siebie, potrzebny byłby dodatkowy czas na przejazd urządzenia.

Po obejrzeniu pracy wiertnic RD20 przygotowujących otwory dla urządzeń konwencjonalnych, grupa odwiedziła lokalizację, gdzie odbywa się drugi etap wiercenia, w którym wykorzystuje się należące do Southwestern konwencjonalne urządzenia wiertnicze. Urządzenia te prowadzą wiercenia metodą obrotową przy wykorzystaniu technologii wierceń kierunkowych (horyzontalnych) i zastosowaniem płuczki olejowej. Całkowity czas wiercenia otworów o długości do 6000 stóp wynosi ok. 10 dni, w tym 3 dni wierce się przedwiert a pozostałe 7 dni odcinek kierunkowy i horyzontalny.

Po zakończeniu wizytacji urządzeń wiertniczych kiedy delegacja żegnała się z pracownikami biura Southwestern Energy, Andrzej Majczyna podziękował w imieniu swoich rodaków, mówiąc swoim charakterystycznie łagodnym, ale stanowczym głosem: „Dziękuję. Dokładnie po to przyjechalismy”.

Atlas Copco Polska Sp. z o.o.

Turcja — węzeł handlu gazem między Azją a Europą



Marcin Sienkiewicz

Turcja uznawana jest za jedno z najszybciej rozwijających się gospodarczo państw na świecie. W przeciwieństwie do wielu państw należących do Unii Europejskiej, które od 2008 r. zmagają się z poważnymi problemami ekonomicznymi, gospodarka Turcji po wyhamowaniu rozwoju w 2009 r., w roku 2010 wzrosła o 6,8 %, a w 2011 r. o 7,5 %¹. Takie wyniki plasują Turcję na 16 pozycji listy największych gospodarek świata z PKB wynoszącym 773 mld USD. Istotnym bodźcem stymulującym koniunkturę w Turcji jest popyt wewnętrzny, w dużej mierze generowany przez konsumpcję indywidualną. Ma to swoje odbicie m.in. w wielkości sprzedaży tureckiej branży motoryzacyjnej, która w 2011 r. znalazła nabywców na 864 440 samochodów osobowych i dostawczych (wzrost sprzedaży o 16,4% do roku 2010). Wzrost produkcji o 17% w 2011 r. nastąpił także w energochłonnej gałęzi przemysłu jakim jest sektor żelaza i stali². Bardzo istotną rolę odgrywają również szybko rosnące inwestycje w majątek trwały. Kraj ten budzi bowiem coraz większe zainteresowanie zagranicznych inwestorów, którzy w 2010 i 2011 r. zainwestowali łącznie 20,4 mld USD. Sprzyjającym czynnikiem dla dalszego rozwoju gospodarczego są także korzystne tendencje demograficzne. Populacja Turcji, która w 2011 r. wyniosła 74,7 mln osób, charakteryzuje się wysokim przyrostem naturalnym oraz korzystną strukturą wiekową — średnia wieku 29,7 lat i duży udział osób w wieku przedprodukcyjnym i produkcyjnym. Dynamiczny rozwój gospodarczy w połączeniu z korzystnymi tendencjami demograficznymi skutkuje oczywiście znaczącym wzrostem zapotrzebowania na energię i paliwa, który utrzymuje się nieprzerwanie (z wyjątkiem 2009 r.) od początku lat 80. XX wieku. Między 2006 r. a 2011 r. konsumpcja energii wzrosła z 92 mln toe do 126 mln toe. Prognozy tureckiego rządu zakładają natomiast, że do 2020 r. zużycie sięgnie 220 mln toe³. Jednocześnie władze tureckie w sektorze energetycznym dostrzegają najpoważniejsze bariery wzrostu dla ich kraju. Turcja w zakresie pozyskiwania surowców energetycznych jest

bowiem samowystarczalna jedynie w zakresie węgla kamiennego i brunatnego. W przypadku ropy naftowej i gazu ziemnego, których udział w bilansie energii pierwotnej sięga łącznie 57 %, uzależnienie od importu przekracza odpowiednio 95% i 98%. Wartość sprowadzonych w 2011 r. ropy naftowej i gazu ziemnego sięgnęła ok. 50 mld dolarów amerykańskich. Perspektywy w tym zakresie nie rysują się dla Turcji optymistycznie, gdyż wg szacunków Ministerstwa Energii i Zasobów Naturalnych RT w 2013 r. koszt importu w tej kategorii może przekroczyć nawet 60 mld USD⁴. Wydatki na import surowców energetycznych stały się główną przyczyną ujemnego bilansu handlu zagranicznego Turcji. W konsekwencji takiej sytuacji jednym z głównych problemów ekonomicznych tego państwa stał się deficyt na rachunku bieżącym, który w listopadzie 2011 r. zbliżył się do poziomu 10% PKB⁵. Tak wysokie uzależnienie od importu gazu ziemnego i ropy rodzi nie tylko koszty ekonomiczne ale także ryzyko polityczne. Turcja posiada bowiem szczególne położenie geopolityczne. Państwo to znajduje się między Europą a Azją, Bałkanami a Bliskim Wschodem, Morzem Czarnym i Śródziemnym kontrolując połączenie między nimi (cieśniny Bosfor i Dardanele). Graniczy także na północnym wschodzie z obszarem postsowieckim — Gruzją i Armenią, z Iranem — przeciwnikiem Stanów Zjednoczonych, Irakiem — niestabilnym wewnętrznie sojusznikiem Stanów Zjednoczonych oraz Syrią — trawionym przez wojnę domową sojusznikiem Federacji Rosyjskiej. W takiej sytuacji priorytetem w polityce energetycznej Turcji stało się zarówno bezpieczeństwo dostaw surowców energetycznych jak i aktywne wpływianie na przebieg handlu gazem i ropą w swoim otoczeniu międzynarodowym.

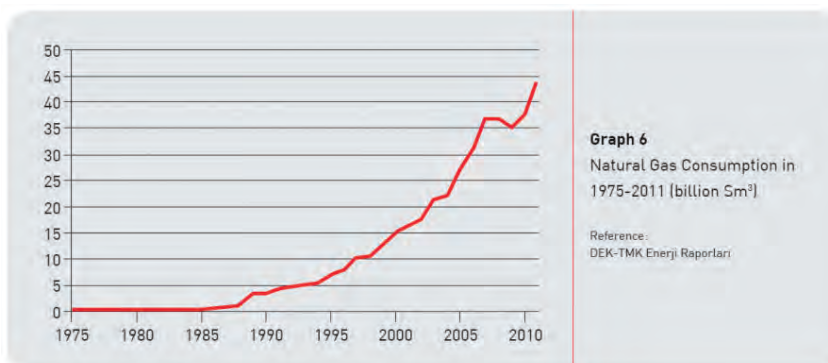
Polityka Turcji wobec gazu ziemnego

W ramach rządu tureckiego odpowiedzialność za realizację polityki energetycznej przejęło Ministerstwo Energetyki Zasobów Naturalnych. Cele tureckiej polityki wobec gazu ziemnego zawarte zostały w dokumentach rządowych „Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper” przyjętym w 2009 r. oraz w „The Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources Strategic Plan (2010-2014) Za priorytety tej polityki uznano:

- **Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu na krajowy rynek.** Turcja ten cel chce osiągnąć przede wszystkim poprzez dywersyfikację dostaw oraz większe zróżnicowanie struktury importu. Starania władz tureckich w tym zakresie koncentrują się na rozwinięciu współpracy z sąsiednimi krajami posiadającymi surowiec jak i odleglejszymi dostawcami posiadającymi możliwość sprzedaży gazu skroplonego.
- **Zmniejszenie stopnia uzależnienia od importu.** W tym przypadku podejmowane działania zmierzają do zwiększenia wykorzystania rodzimych zasobów gazu, a także pozostałych surowców energetycznych przy jednoczesnym podniesieniu efektywności energetycznej. Istotną rolę w tej polityce mają odegrać odnawialne źródła energii, których udział w bilansie produkcji energii ma sięgnąć 30% w 2023 r.
- **Stworzenie wolnego i konkurencyjnego rynku gazu** poprzez reformy strukturalne powiązane z jego dostosowaniem do prawa UE w tym zakresie. W tym przypadku rząd turecki zmierza m.in. do zwiększenia udziału w sektorze gazowym podmiotów prywatnych, zarówno w segmencie dostaw jak i dystrybucji.
- **Uzyskanie kluczowej roli w transporcie i handlu gazem między Azją a Europą**⁶.

Turecki rynek gazu ziemnego

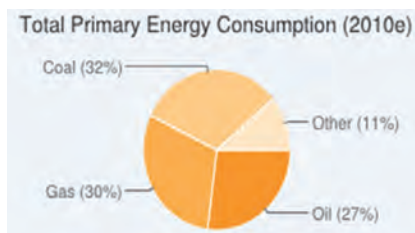
W rankingu światowych konsumentów gazu ziemnego sporządzonym przez BP Turcja



Dynamika konsumpcji gazu ziemnego w Turcji w latach 1975-2010. Źródło: Republic of Turkey Energy Market Regulatory, Natural gas market. Sector report 2011, s. 27, www.emra.org.tr

zajęła 24 miejsce z 1,2% udziałem w światowej konsumpcji tego surowca⁷. W 2010 r. kraj ten zużył 38,119 mld m³ gazu, o 3 mld m³ więcej niż w roku poprzednim⁸. Turecki rynek gazu ziemnego opiera się przede wszystkim na zewnętrznych dostawach, które pokrywają ok. 98% zapotrzebowania. Według danych zamieszczonych w raporcie International Energy Agency Turcja zajmowała 7 miejsce na liście światowych importerów gazu⁹. Własne wydobycie prowadzone jest na 14 złożach, z których największe Marmara Kuzey znajduje się pod dnem Morza Marmara. W 2010 r. z krajowych złóż pozyskano 682 mln m³ a 2011 r. 760 mln m³ gazu. Tureckie rezerwy gazu ziemnego szacowano łącznie na 218 mld m³¹⁰.

Gaz ziemny w tureckim bilansie energii pierwotnej zajmuje drugie po węglu kamiennym miejsce z 30% udziałem w konsumpcji. W strukturze zużycia gazu pierwsze miejsce w 2010 r. zajmowała produkcja energii elektrycznej i ciepłej, która odpowiadała za 57% całego zużycia. Szeroko rozumiany sektor energetyczny wykorzystuje także gaz ziemny przy wydobyciu węgla i ropy oraz produkcji rafinerijnej i koksowniczej co łącznie odpowiada za 4% konsumpcji. Gospodarstwa domowe odpowiadały natomiast za 22% całkowitej konsumpcji, a pozostałe gałęzie przemysłu za 15%¹¹.



Struktura konsumpcji energii pierwotnej w Turcji w 2010 r.
Źródło: www.energydelta.org

Największym przedsiębiorstwem działającym na tureckim rynku gazu jest założona w 1974 r. przez rząd na mocy dekrety Nr 7/7871 Petroleum Pipeline Corporation - BOTAS. Pierwotnym zadaniem przedsiębiorstwa było transportowanie irackiej ropy do terminalu morskiego w Ceyhan. Ze względu na potrzebę różnicowania źródeł pozyskiwania energii i paliw oraz rosnące zapotrzebowanie Turcji na gaz ziemny, od 1987 koncern rozszerzył swoją działalność o transport i handel gazem ziemnym. BOTAS między 1990 a 2005 r. posiadał ustawowo zagwarantowany monopol w zakresie importu, dystrybucji, sprzedaży i ustalania cen gazu na krajowym rynku. Obecnie spółka koncentruje się przede wszystkim na handlu i transporcie ropy naftowej i gazu ziemnego. BOTAS jest także operatorem rurociągów przesyłowych o łącznej długości 11 593 km (dane za 2010 r.). Firma posiada także możliwości pozyskiwania

gazu skroplonego dzięki terminalowi LNG Marmara Ereğlisi o zdolności przeładunkowej 8,2 mld m³ rocznie (oddany do użytku w 1994 r.)¹².

Rządowe plany, jak już wyżej wspomniano, zmierzają do większego zróżnicowania krajowej branży gazowniczej i wprowadzenia mechanizmu konkurencji. Realizacja rządowego programu ma doprowadzić do przejścia przez niezależne prywatne firmy około 80% hurtowego rynku gazu. W związku z tym rozpoczęto proces prywatyzacji sieci przesyłu oraz dystrybucji, jednak w przypadku gazu ziemnego znaczna część zorganizowanych w 2011 r. przetargów została anulowana z powodu niewypłacalności zwyciężskich podmiotów. Pomimo rozpoczętego jeszcze w 2005 r. programu liberalizacji rynku gazu w dalszym ciągu turecki sektor gazowy zdominowany jest przez państwową spółkę BOTAS posiadającą 90% udziału w handlu hurtowym¹³. We wrześniu 2012 r. Ministerstwo Energetyki i Zasobów Naturalnych przedstawiło projekt ustawy zakładający podział koncernu BOTAS na trzy odrębne podmioty: grupę zajmującą się handlem LNG, operatora przesyłu gazu i operatora magazynów gazu. Segment eksportu i importu docelowo ma być domeną firm prywatnych. W tym zakresie odnotować można już pewien postęp. BOTAS w 2010 r. przekazał prywatnym firmom prawa do przejścia 4 mld m³ gazu ze swojego kontraktu z Rosją. Natomiast w 2011 r. kilka prywatnych tureckich firm podpisało z Gazpromem długoterminowe kontrakty na dostawy gazu: Akfel (2,25 mld m³ gazu rocznie na okres 30 lat), Bosphorus (1,75 mld m³ gazu rocznie na okres 30 lat), Kibar (1 mld m³ gazu rocznie na okres 30 lat) oraz Bati Hatti (1 mld m³ na okres 23 lat)¹⁴.

Handel gazem z Rosją

Turecki import gazu ziemnego opiera się dużej mierze na kontraktach długoterminowych, których historia sięga jeszcze lat 80. XX

wieku. We wrześniu 1984 r. zawarty został pierwszy 25 letni kontrakt na dostawy 6 mld m³ rocznie ze Związku Sowieckiego. Dostawy realizowane były przez Soyuzgaz Esport oddanym do użytku w 1987 r., przebiegającym przez terytorium Rumunii i Bułgarii gazociągiem – Russian Gas West (o długości 842 kilometry). Po rozpadzie Związku Sowieckiego dostawy surowca były w dalszym ciągu realizowane przez Federację Rosyjską. Transport rosyjskiego gazu ziemnego odbywa się także przez biegnący po dnie Morza Czarnego rurociąg Błękitny Potok. Budowa tego połączenia przesyłowego była konsekwencją zawartych 15 grudnia 1997 roku w Ankarze, podczas wizyty rosyjskiego premiera Wiktora Czernomyrdina, porozumień o współpracy w sektorze energetycznym i o dostawach rosyjskiego gazu ziemnego do Turcji przez Morze Czarne. Dostawy miały natomiast wynosić 16 mld m³ rosyjskiego gazu ziemnego rocznie przez kolejne 25 lat. Liczący 1213 km długości rurociąg zbudowany został przez Gazprom przy udziale włoskiego koncernu ENI (koszt t przedsięwzięcia wyniósł 3,2 miliarda dolarów). Inwestycja została oddana do użytku w grudniu 2002 r. W dużej mierze dzięki wymienionym wyżej połączeniom przesyłowym, Rosja uzyskała i do chwili obecnej utrzymuje najsilniejszą pozycję w zaopatrzeniu tureckiego rynku w gaz. Jej udział tureckim imporcie w 2011 r. sięgnął 58%¹⁵.

Jednak dominacja rosyjskiego Gazpromu w handlu gazem ziemnym zaczęła być postrzegana w ostatnich latach, jako poważny problem dla rynku gazu i całej gospodarki tureckiej. Jak już wyżej wspomniano import gazu ziemnego, a także ropy naftowej stanowi dla tureckiej gospodarki znaczące obciążenie finansowe. Dostarczany transportem przesyłowym w ramach długookresowych kontraktów gaz rosyjski stał się za drogi dla tureckich odbiorców. Pierwszy spór z Gazpromem o cenę gazu wybuchł w mar-

Struktura i wielkość importu gazu ziemnego do Turcji w latach 2006 -2010

Państwo dostawca	2006 r.	2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.	Udział
Azerbejdżan	-	1,258	4,580	4,960	4,521	11,89 %
Iran	5,594	6,054	4,113	5,252	7,766	20,42 %
Rosja	19,316	22,752	22,962	19,473	17,575	46,21 %
Algieria	4,130	4,205	4,148	4,487	3,907	10,27 %
Egipt	-	-	-	-	0,270	0,71 %
Nigeria	1,100	1,396	1,017	0,903	1,189	3,13 %
Katar	-	-	-	-	1,845	4,85 %
Trinidad i Tobago	-	-	-	-	0,240	0,63 %
Pozostali	0,76	1,425	0,333	0,781	0,724	1,90 %
Razem	30,219	35,832	37,153	35,856	38,037	100%

Źródło: www.energydelta.org

cu 2003 r. Brak pozytywnej reakcji strony rosyjskiej na wnioski o obniżenie ceny zmusił turecki BOTAS do wstrzymania importu rosyjskiego gazu na 6 miesięcy. Między 2009 r. a 2011 r. cena gazu kupowanego przez Turcję z Rosji zwiększyła się 39% do ok. 250 USD/1000 m³¹⁶. W kwietniu, a następnie październiku 2012 r. turecki koncern BOTAS podniósł dla krajowych odbiorców ceny gazu. Podwyżki miały pokryć zwiększające się koszty importu oraz poprawić wynik finansowy koncernu, który w 2011 r. poniósł stratę w wysokości 1,324 mld lirów tureckich¹⁷. Niekorzystną sytuację ekonomiczną koncernu pogłębiał, paradoksalnie, rosnący popyt gazu na krajowym rynku. Spadające temperatury przyczyniły się na terenie całego kraju do skokowego zwiększenia poboru gazu, którego zapotrzebowanie dzienne osiągnęło 10 stycznia 2013 rekordowy poziom 187 mln m³ (w styczniu 2012 r. średnie zużycie sięgnęło poziomu 170 mln m³ dziennie). Zmusiło to turecki koncern do zwiększenia importu gazu z Rosji.

Dywersyfikacja dostaw gazu

Turcja rozwijając współpracę energetyczną ze Związkiem Sowieckim a następnie Rosją, starała się jednocześnie uzyskać dostęp do alternatywnych źródeł dostaw gazu ziemnego. Pierwszy większy kontrakt zawarto w 1988 r. z Algirią, w ramach którego miały być realizowane dostawy gazu skroplonego (LNG) drogą morską. W następnych latach pozyskano kolejnych kontrahentów takich jak Nigeria, Iran czy Turkmenistan.

Szczególnie intensywna współpraca energetyczna rozwija się z bliskim etnicznie i kulturowo Azerbejdżanem. Pierwszą inwestycją



Podpisanie umowy o gazociąg Trans-Anatolia, prezydent Azerbejdżanu İlham Aliyev i premier Turcji Tayyip Erdoğan

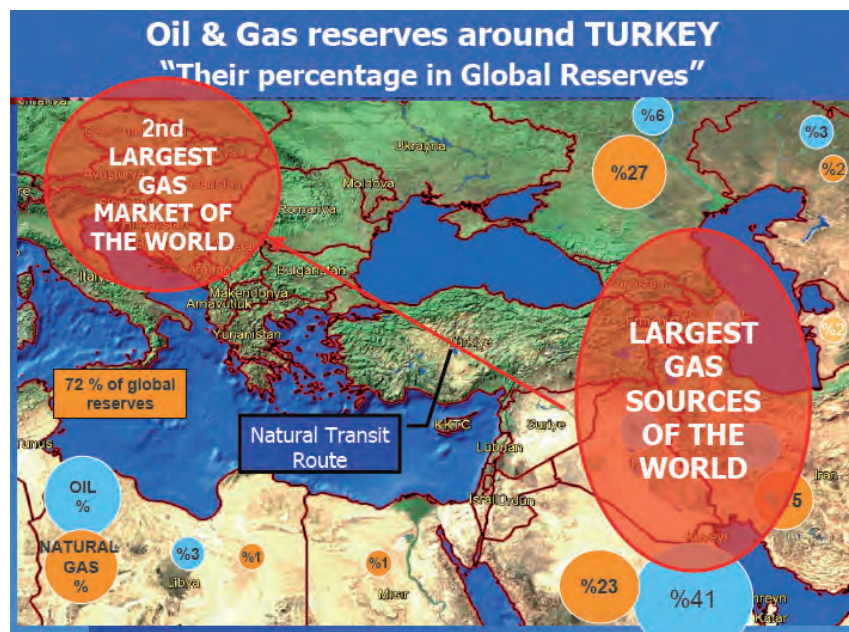
infrastrukturalną umożliwiającą przesył gazu z Azerbejdżanu do Turcji i dalej na rynki europejskie jest gazociąg Baku-Tbilisi-Erzurum (BTE). Uruchomiony 3 lipca 2007 r. rurociąg umożliwia, przez terytorium Gruzji, transport gazu ziemnego z kaspjskiego złoża Shah Deniz. Docelowo połączeniem tym ma być dostarczane na rynek turecki 6,6 mld m³ gazu rocznie.

Drugą magistralą przesyłową łączącą Turcję z Azerbejdżanem ma być rurociąg Trans-Anatolia. Umowę o jego budowie przedstawiciele obu państw podpisali w Stambule 26 czerwca 2012 r. Planowany gazociąg o długości 2000 km ma posiadać przepustowość 16 mld m³, z których 6 mld m³ ma trafiać na wewnętrzny rynek turecki. Pozostała ilość gazu pochodzącego ze złoża Shah Deniz II na szelfie Morza Kaspjskiego ma docierać na rynek europejski. Początek budowy zaplanowano na 2014 rok, a jej zakończenie na rok 2016 r. Trans-Anatolia traktowany jest jako projekt rozwojowy, którego możliwości przesyłowe będzie można powiększyć do 23 mld m³

w 2023 roku oraz 31 mld m³ w 2026 r. Projekt nie wyklucza dodania w przyszłości kolejnych złóż gazu, także z Turkmenistanu i osiągnięcia przepustowości do 60 mld m³ rocznie¹⁸.

Współpraca w zakresie transportu gazu ziemnego prowadzona jest także z Grecją, pomimo powtarzających się często napięć politycznych między obu państwami. Kooperacja z Grecją, a także Włochami, ma umożliwić realizację, popieraną przez Turcję, unijnej koncepcji Południowego Korytarza Gazowego. W jej ramach realizowany jest projekt gazociągu Turcja-Grecja-Włochy (ITGI) o docelowej przepustowości 11,8 mld m³ gazu rocznie, którego dostawy zapewnić ma Azerbejdżan. Na podstawie podpisanych w 2003 i 2007 umów międzypaństwowych i korporacyjnych (BOTAS – grecki koncern DEPA) zbudowano w 2007 r. interkonektor (ITG) o przepustowości 11,5 mld m³ gazu rocznie, łączący systemy przesyłowe Turcji i Grecji. Do wspomnianego rurociągu dostęp uzyskać ma także Bułgaria dzięki planowanemu interkonektorowi, który połączyć ma bułgarską Starą Zagorę i greckie Komotini.

Partnerem Turcji w zakresie dostaw gazu ziemnego jest także Iran. W 2001 roku z Iranu ruszyły pierwsze dostawy gazu ziemnego oddanym do użytku rurociągiem Tabriz – Ankara. Budowa liczącego 2577 km długości rurociągu rozpoczęła w roku 1996 po podpisaniu kontraktu gazowego między rządami Turcji i Iranu. Współpraca z tym państwem obciążona jest jednak wieloma ryzykami. Jedno z nich wynika z napiętych stosunków amerykańsko – irańskich. Stany Zjednoczone, które są sojusznikiem Turcji prowadzą wobec Iranu konsekwentną politykę izolacji gospodarczej i dyplomatycznej. W grudniu 2011 r. USA wprowadziły nowe sankcje wobec Iranu obejmujące m.in. zakaz importu ropy i produktów ropopochodnych. W ślad za administracją amerykańską poszła także Unia Europejska, wprowadzając 23 stycznia 2012 r. embargo na dostawy ropy naftowej z Iranu. Pomimo tej międzynarodowej



Geoenergetyczne położenie Turcji. Źródło: www.enerji.gov.tr

presji turecki minister energetyki i zasobów naturalnych Taner Yildiz oświadczył: „Turcja będzie nadal kupować ropę i gaz ziemny z Iranu, mimo nałożonego na kraj embargo”¹⁹. Utrzymanie dobrych stosunków z Iranem nie oznacza jednak dla władz tureckich rezygnacji z osiągnięcia swoich interesów w relacjach z tym krajem. Przedmiotem sporu stała się cena irańskiego gazu. W styczniu 2012 r. wspomniany wyżej minister Taner Yildiz oświadczył, że władze tureckie przeprowadziły „(...) kompleksowe badania, które wykazały, że cena, jaką płacimy za irański gaz jest zbyt wysoka”. Jednocześnie zapowiedział oddanie sprawy wysokości ceny gazu kupowanego od Iranu do Międzynarodowego Trybunału Arbitrażowego²⁰. Import gazu realizowany gazociągami Tabriz – Ankara narażony jest także na ryzyko wystąpienia przerwania dostaw. Wynika ono przede wszystkim z problemów Iranu w zabezpieczeniu odpowiednich ilości zakontraktowanego surowca. Do wstrzymania transportu gazu z Iranu doszło w styczniu 2007 r. i na początku 2008 r., kiedy dostawy zostały zmniejszone o 75%. Przyczyną tych problemów było zwiększenie zapotrzebowania na gaz na irańskim rynku na krajowym oraz wstrzymanie dostaw z Turkmenistanu²¹. Transport gazu zagrożony jest także przez ataki oddziałów zbrojnych separatystycznej Partii Pracujących Kurdystanu. W sierpniu 2010 r. w wyniku ataku bombowego na odcinek gazociągu przebiegający przez turecką prowincję Agri, nastąpił wyciek gazu i w konsekwencji wstrzymanie jego przesyłu²².

Na tle tureckich doświadczeń z gazociągami najbezpieczniejszy wydaje się transport morski. Aktualnie Turcja kupuje gaz skroplony sprowadzany drogą morską na podstawie kontraktów podpisanych przez BOTAS z Algierią na 4 mld m³ rocznie i Nigerią na 1,2 mld m³ oraz mniejszych kontraktów z Katar, Egiptem i Norwegią. Dostawy realizowane są przez wspomniany wyżej terminal Marmara Ereğlisi w Tekirdag oraz Aliaga w Izmirze o zdolności przeładunkowej 6 mld m³.

Projekty nowych rurociągów

Turcję jako kluczowy kraj tranzytowy obejmują plany budowy nowych gazociągów mających wzmocnić bezpieczeństwo dostaw gazu na rynki europejskie.

Projektem, który ma już długą historię jest gazociąg NABUCCO. Jego powstanie umożliwiłoby transport surowca z Azerbejdżanu bądź Iranu, przez terytorium Turcji, Bułgarii, Rumunii i Węgier do Austrii gdzie dotrzeć ma do HABA gazowego w Baumgarten. Budowę rurociągu ma zajmować się powołane w 2004 r. międzynarodowe konsorcjum Nabucco Gas Pipeline International GmbH, którego udziałowcem jest



System transportu gazu ziemnego w Turcji. Źródło: The Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, www.enerji.gov.tr



Terminal LNG Marmara Ereğlisi. Źródło: www.tmg.org.tr

m.in. BOTAS. Pomimo podpisanej w lipcu 2009 r. umowy między Austrią, Bułgarią, Rumunią, Turcją i Węgrami w sprawie budowy rurociągu o długości 3 300 km i rocznej przepustowości 31 mld m, nie przystąpiono jeszcze do realizacji tego projektu.

Zbliżonym, ale jednak konkurencyjnym do NABUCCO projektem jest zgłoszona w 2011 r. przez koncern BP koncepcja budowy połączenia przesyłowego South East European Pipeline. Proponowane połączenie miało umożliwić dostawy 10 mld m³ gazu rocznie do Europy z należących do Azerbejdżanu kaspijskich złóż Shah Deniz. Atutem tego projektu ma być wykorzystanie istniejącej infrastruktury przesyłowej w państwach objętych projektem, która po wybudowaniu odpowiedniej ilości interkonektorów umożliwiłaby transport gazu z Azerbejdżanu.²³

Kolejny brany pod uwagę przez Turcję projekt to rurociąg umożliwiający transport gazu z Iraku. Pomysł zbudowania rurociągu narodził się jeszcze w latach 90. Ubiegłego wieku. W 1996 r. wykonane zostały analizy wykonalności projektu i podpisane odpowiednie porozumienia międzyrządowe o wspólnej inwestycji.

Napięcie polityczne narastające wokół Iraku (konflikt z USA) oraz sankcje ONZ zahamowały realizację tego projektu. Zmiana sytuacji politycznej Iraku umożliwiła powrót do rozmów na temat połączenia przesyłowego Irak – Turcja. W październiku 2008 r. między Turkish Petroleum Corporation, BOTAS i Shell Energy Europe B.V. podpisane zostało memorandum obejmujące współpracę w zakresie eksploatacji złóż i transportu gazu²⁴. Od tego czasu nie rozpoczęto jednak prac nad realizacją tego projektu.

Turcja „węzłem transportowym” w dostawach gazu z Azji do Europy

Turecką politykę wobec gazu ziemnego należy postrzegać w szerszej perspektywie, uwzględniającej politykę zagraniczną tego państwa. Na charakter tej polityki i jej cele wpływa zarówno pamięć imperialnej przeszłości jak i chęć potwierdzenia przez współczesną Turcję statusu regionalnego mocarstwa. Podstawowym celem Turcji jest zbudowanie bezpiecznego, stabilnego i przyjaznego otoczenia międzynarodowego na obszarze obejmującym dawne Imperium Osmańskie. Podstawowym

sposobem oddziaływania na otoczenie międzynarodowe ma być przede wszystkim wykorzystanie instrumentów z katalogu *soft power*. Prężnie rozwijająca się turecka gospodarka ma pełnić rolę magnesu przyciągającego partnerów międzynarodowych do współpracy oraz generować zasoby finansowe umożliwiające skuteczne oddziaływanie Turcji na innych polach. W tym kontekście rola gazu, ale także i ropy naftowej ma zasadnicze znaczenie.

Turcja wykorzystując swoje położenie geograficzne, w sąsiedztwie krajów posiadających 73% światowych potwierdzonych rezerw ropy i 72% rezerw gazu, dąży do uzyskania roli „naturalnego mostu energetycznego” między producentami z Bliskiego Wschodu i basenu Morza Kaspijskiego, a konsumentami w Europie²⁵. Nie chodzi tu jednak o pasywne podejście sprawdzające się do czerpania korzyści finansowych z tranzytu. Celem strategicznym tureckiej polityki zagranicznej i energetycznej jest bowiem uzyskanie statusu „węzła transportowego” dla dostaw gazu ziemnego z Azji i Afryki Północnej do Europy. Rząd turecki przewiduje, że do roku 2020 Turcja osiągnie zdolności tranzytowe do 104 mld m³ gazu rocznie. Uzyskanie takich zdolności transportowych umożliwi Turcji skuteczne oddziaływanie na otoczenie międzynarodowe wychodzące daleko poza sektor gazu ziemnego. Dążenie do utrzymania dobrych stosunków z sąsiadami nie oznacza bowiem w przypadku Turcji ustępstw kosztem własnych interesów narodowych. Zasada ta ujawnia się m.in. w relacjach z największym dostawcą gazu – Rosją. Dotychczasowy model handlu gazem z tym państwem został uznany za niedogodny dla Turcji. Rząd turecki nie dąży jednak do eliminacji Gazpromu z rynku, ale do zmiany reguł, na których opierać mają się dostawy gazu, a tym samym poprawy własnej pozycji.

Przypisy:

- 1 Ministerstwo Gospodarki, Turcja. Informacja o stosunkach gospodarczych z Polską, październik 2012 r., www.mg.gov.pl
- 2 Turcja, „Biuletyn Informacyjny Wydziału Promocji Handlu i Inwestycji Ambasady RP w Ankarze”, nr.2/2012, luty 2012 r., nr s.6, www.ankara.trade.gov.pl
- 3 Ministry of Foreign Affairs, Turkey's energy strategy, januar 2009, s.9



Turcja jako węzeł handlu gazem. Źródło: www.mfa.gov.tr

- 4 Ambasada RP w Ankarze, Turcja – energia 2012, 08.01.2013 r., <http://ankara.trade.gov.pl/pl/aktualnosci/article/a,32697.html>
- 5 Ibinem
- 6 The Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper, R. Osikowicz, Ranking 50 największych producentów i konsumentów gazu ziemnego, 02.07.2011 r., www.energetyka.inzynieria.com
- 7 Energy Delta Institute, Country gas profiles. Turkey, www.energydelta.org
- 8 International Energy Agency, 2012 Key Word Energy Statistic, s. 13., www.iea.org
- 9 Republic of Turkey Energy Market Regulatory, Natural gas market. Sector report 2011, s. 27, www.emra.org.tr
- 10 www.energydelta.org
- 11 www.botas.gov.tr
- 12 ICIS, Pace of Turkish gas market liberalisation slow, 06.04.2009 r., <http://www.icis.com/heren/articles/2009/04/06/9310813/interview-pace-of-turkish-gas-market-liberalisation-slow.html>
- 13 Turcy wolą algierskie LNG od rosyjskiego gazu, 13.01.2013 r., Centrum Analiz Energetycznych Wyższej Szkoły Europejskiej, <http://www.caewse.pl/122/turcy-wola-algierskie-lng-od-rosyjskiego-gazu/211/v399/>
- 14 Republic of Turkey Energy Market Regulatory, Natural gas market. Sector report 2011, s. 32, www.emra.org.tr
- 15 Wojna Turcji z Gazpromem, „Rzeczpospolita”, 02.10.2011 r., <http://www.ekono-mia24.pl/arttykul/726289.html>
- 16 Por energy policy, pricing model cost BOTAS dearly, „Oil & Gas Bulletin”, 03.08.2012 r., s.2., www.petform.org.tr
- 17 Rozpoczęcie projektu gazociągu Trans Anatolia, http://www.polandturkey.com/pl/polecamy-takze/rozpoczecie-projektu-gazociagu-trans-anatolia_3,257.html
- 18 Turkey not to halt Iran oil trade, 31.01.2012 r., <http://www.presstv.ir/detail/224162.html>
- 19 Turkey prepares to sue Iran over 'too high' gas prices, 18.01.2012 r., http://www.turkishnews.com/en/content/2012/01/18/turkey-prepares-to-sue-iran-over-too-high-gas-prices/#11901560408951&60362::resize_frame/61-200
- 20 Iran zmniejszył dostawy gazu do Turcji o 75 proc, 02.01.2008 r., „Puls Biznesu”.
- 21 Separatysty wysadzili część gazociągu, 25.08.2010 r., <http://konflikty.wp.pl/kat,1020383,title,Separatysty-wysadzili-czesc-gazociagu,wid,12603065,wiadomosc.html>
- 22 www.eia.gov
- 23 The Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources 2009 Annual Report, April 2009 r., s.35., www.enerji.gov.tr
- 24 The Republic of Turkey Ministry Foreign Affairs, Turkey's Energy Strategy, January 2009, s.2, www.mfa.gov.tr

Dr Marcin Sienkiewicz
Instytut Studiów Międzynarodowych
Uniwersytet Wrocławski

Exalo Drilling S.A. — nowa firma w GK PGNiG S.A.

Exalo Drilling S.A. to nowa spółka w portfelu Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. Powstała w wyniku konsolidacji pięciu spółek wierniczo-serwisowych: Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A., Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A., Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A., Poszukiwania Naftowe „Diamant” Sp. z o.o. oraz Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. Konsolidacja aktywów z tego sektora to kolejny etap restrukturyzacji całej grupy PGNiG S.A. oraz odpowiedź na wyzwania jakie stoją przed przemysłem wydobywczym w najbliższych latach.

Strategicznym celem Exalo jest bycie liderem usług wierniczo-serwisowych dla firm poszukujących i eksploatujących złoża ropy i gazu w Polsce oraz znaczącym graczem w Europie i na świecie. Dzięki połączonemu potencjałowi spółka już dziś obecna jest na wielu europejskich i światowych rynkach, m.in. na Ukrainie, w Rosji, Kazachstanie, Pakistanie, Indiach, Ugandzie, Egipcie, Mozambiku i wielu innych.

W ciągu kilku najbliższych lat firma będzie dążyła do zdecydowanego zwiększenia przychodów z działalności podstawowej, przy jednoczesnej, wyraźnej poprawie poziomu marży i zysków. Priorytetem stanie się powiększenie parku urządzeń wierniczych, szczególnie urządzeń ciężkich. Celem jest również lepsze wykorzystanie mocy produkcyjnych, tak by większość zasobów była w ciągłym ruchu. Z kolei struktura przychodów ma się opierać na dominującej pozycji w Polsce oraz jeszcze silniejszej obecności na rynkach zagranicznych.

Zarząd Exalo Drilling S.A.

Piotr Truszkowski — prezes Zarządu. Ukończył Szkołę Główną Handlową w Warszawie. Do 2012 roku jako prezes Zarządu Energomontaż-Północ TSIL zarządzał największym w Polsce laboratorium spawalniczym oraz specjalistycznym centrum szkoleniowym. Do 2005 roku związany z DuPont Europe, Middle East & Africa, gdzie był odpowiedzialny za projekty w zakresie audytu wewnętrznego oraz systemów kontroli i oceny ryzyka. Posiada duże doświadczenie w projektach restrukturyzacyjnych i konsolidacyjnych, m.in. współtworzył strategię i brał udział w procesie pozyskiwania finansowania zewnętrznego dla Energomontaż-Północ S.A. Jest laureatem „Gazeli Biznesu 2010”.



Martin Balawajder — wiceprezes Zarządu ds. Finansowych. Ukończył brytyjską uczelnię London School of Economics. Siedem lat pracował w firmie PriceWaterhouse (Anglia i Warszawa). Jest członkiem Instytutu Biegłych Rewidentów Księgowych w Anglii i Walii



(dyplomy ACA oraz FCA). Był członkiem Zarządu, dyrektorem rynku pierwotnego w Robert Fleming

Polska S.A. (obecnie JP Morgan). Posiada duże doświadczenie w dziedzinach fuzji i przejęć oraz rynku pierwotnego. Pracował przy jednym z największych projektów pozyskiwania finansowania w polskim sektorze energetycznym. Był również członkiem Zarządu i dyrektorem finansów strategicznych w grupie CD Project.

Henryk Dytko — wiceprezes Zarządu ds. Operacji. Jest inżynierem mechanikiem. Wykształcenie odebrał na Politechnice Poznańskiej — jest laureatem nagrody im. prof.



Tychowskiego. Od 1968 roku związany z wiernictwem w spółkach z grupy PGNiG. Ma wieloletnie doświadczenie wiernicze na różnych stanowiskach — realizował prace w kraju oraz na rynkach światowych: w Indiach, Arabii Saudyjskiej oraz w Katarze. Od 2003 roku zasiadał w Zarządzie PNiG NAFTA S.A., najpierw jako dyrektor ds. Technicznych, a od 2010 do 2013 jako prezes Zarządu.

Exalo to doświadczenie i bogata historia

Exalo powstało w wyniku konsolidacji pięciu doświadczonych i nowoczesnych firm wierniczo-serwisowych z portfela grupy PGNiG S.A. Poniżej krótki opis ich dotychczasowej działalności.

PNiG Jasło S.A. zostało utworzone w 1953 roku. W ciągu 60 lat działalności PNiG Jasło S.A. wykonało tysiące otworów wierniczych — wśród nich dwa najgłębsze w Polsce otwory badawcze (Kuzmina-1 o głębokości 7.541 m oraz Paszowa-1 o głębokości 7.210 m). Dotychczasowa działalność firmy przyczyniła się do odkrycia ponad 70 złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (w tym największego w Polsce złoża gazu ziemnego Przemyśl-Jaksmance) oraz złóż wielu innych surowców mineralnych. Oprócz działalności na terenie Polski, spółka z powodzeniem realizowała projekty wiernicze za granicą: w Libii, Niemczech, Rosji, na Słowacji i Ukrainie. Oprócz wierceń naftowo-gazowych, PNiG Jasło było także regionalnym liderem w segmencie wierceń geotermalnych. Do tej pory Spółka zrealizowała kilkanaście projektów geotermalnych w Polsce, Niemczech i na Słowacji.

PNiG NAFTA S.A. powstało w 1956 roku. W ciągu blisko 60 lat działalności stała się jedną z najbardziej zasłużonych firm dla polskiego przemysłu naftowego. Jest m.in. odkrywcą blisko 100 złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze całej Polski, największych w Europie złóż miedzi (Lubińskie Zagłębienie Miedziowe 1957-1959), największego w Polsce złoża węgla brunatnego (Bełchatów 1961) oraz wykonawcą pierwszych w Polsce wierceń kierunkowych (1973). Działalność firmy obejmowała całe spektrum prac wierniczych i rekonstrukcyjnych,



Exalo w liczbach:

- Blisko 70 lat doświadczeń
- Obecność w ostatnich latach na ponad 20 rynkach
- 54 urządzenia wierniczo-rekonstrukcyjne
- 92 Klientów w Polsce i za granicą (stan na koniec 2012)
- 264 projekty zrealizowane i w toku (stan na koniec 2012)
- 82 wykonane i trwające odwierty (2012)
- Około 3,8 tys. pracowników
- Ponad 1 mld zł przychodów (2011)

wykonanych zarówno w Polsce, jak i za granicą na przykład w Egipcie, Indiach czy na Słowacji.

PN „Diamant” Sp. z o.o. powstało w 1968 roku. Spółka oferowała kompleksowe rozwiązania serwisowe w otworach wierniczych, począwszy od projektu technicznego i uzyskania stosowanych pozwoleń, przygotowania placu wiertni, dróg dojazdowych, mobilizacji i transportu urządzeń wierniczych i rekonstrukcyjnych, poprzez serwisy wierceń i rekonstrukcji. Oferowała również liczne serwisy podtrzymywania rur okładzinowych, cementacyjne, zbrojenie odwiertów, wywoływanie, testowanie i oprobrowanie, aż po likwidację odwiertów, demobilizację sprzętu i urządzeń, likwidację terenu wiertni i rekultywację ziemi. W okresie 45 lat działalności spółka odwierciła około 1000 otworów geologiczno-poszukiwawczych, rozpoznawczych i eksploatacyjnych.

ZRG Krosno Sp. z o.o. to spadkobierca bogatej historii związanej z przemysłem naftowym w regionie podkarpackim, gdzie ponad 150 lat temu za sprawą Ignacego Łukasiewicza rozpoczęły się poszukiwania ropy i gazu. Do tej pory firma zajmowała się specjalistycznym serwisem górnictwa otworowego, oferującym szeroką gamę usług serwisowych dla górnictwa naftowego, górnictwa węglowego i surowców stałych oraz eksploatacji wód geotermalnych i leczniczych. Dysponując specjalistycznym sprzętem technicznym oraz wykwalifikowaną i doświadczoną kadrą pracowników, kooperowała ze światowymi serwisami naftowymi, zarówno w zakresie wdrażania nowoczesnych technologii i sprzętu, jak i szkolenia specjalistów.

PNiG Kraków S.A. powstało w 1946 roku. To najbardziej międzynarodowa spółka wierniczo-serwisowa w grupie PGNiG S.A. Firma miała swoje oddziały w Kazachstanie, Pakistanie i Ugandzie. Prace poszukiwawcze prowadziła na rynkach: Europy, Azji i Afryki. Jako doświadczona firma kontraktorska realizowała szeroki zakres prac oraz serwisów wierniczych związanych z poszukiwaniem i udostępnianiem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Od lat współpracowała z najbardziej znanymi i wymagającymi światowymi operatorami.

Biuro Prasowe Exalo Drilling S.A.

Odpowiedzialność doceniona



4 lata realizowania strategii zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu oraz liczne projekty zrealizowane w tej dziedzinie zaowocowały przyjęciem 18 stycznia br. Mazowieckiej Spółki Gazownictwa do prestiżowego grona firm – członków Koalicji na rzecz odpowiedzialnego biznesu. Koalicja zrzesza przedsiębiorstwa, które wykazują się przestrzeganiem najwyższych standardów odpowiedzialnego biznesu.

Koalicja na rzecz odpowiedzialnego biznesu powstała z inicjatywy Pracodawców RP oraz największych polskich przedsiębiorstw w odpowiedzi na współczesne wyzwania społeczne, środowiskowe i gospodarcze. Głównym założeniem tego projektu, jest pomoc we wdrażaniu zasad odpowiedzialnego biznesu zainteresowanym przedsiębiorcom, edukacja z tego zakresu oraz upowszechnianie i rozwijanie narzędzi i standardów CR (ang. corporate responsibility).

Koalicja zrzesza obecnie ponad pięćdziesiąt firm, które zadeklarowały zgodność działań z zasadami Kodeksu Odpowiedzialnego Biznesu – narzędzia integrującego najważniejsze międzynarodowe standardy CR. Wśród nowych członków w Koalicji znalazły się m.in.: BGŻ SA, Coca Cola Poland Services sp. z o.o., Mazo-



Emilia Tomalska, rzecznik prasowy Mazowieckiej Spółki Gazownictwa odbiera certyfikat. Fot. arch. MSG

wiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Rekopol Organizacja Odzysku SA, Skanmed Multimedis sp. z o.o., Grupa Walk, Wielkopolska Spółka Gazownictwa.

Mazowiecka Spółka Gazownictwa realizuje swoją strategię odpowiedzialnego biznesu od 2009 roku. Działania z nią powiązane dotyczą przede wszystkim rozwoju miejsca pracy, ochro-

ny środowiska, bezpieczeństwa i jakości świadczonych usług oraz wspierania społeczności lokalnych z obszaru działalności spółki.

Jakub Witośławski
Mazowiecka Spółka Gazownictwa

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.



Jerzy
Zagórski

PGNiG rozpoczęło wydobycie gazu konwencjonalnego w Wielkopolsce

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA rozpoczęło wydobycie gazu ziemnego ze złoża Winna Góra w okolicy Poznania. Wydobycie wyniesie ok. 15 mln m sześć. gazu rocznie przez pierwsze dwa, trzy lata.



Zasoby wydobywalne złoża to ok. 200 mln m sześć., ale jest ono położone stosunkowo blisko złóż eksploatowanych, co znacząco obniżyło koszty jego zagospodarowania. Wydobywany gaz przesyłany jest do kopalni gazu Radlin znajdującej się ok. 10 km od złoża Winna Góra.

Złoże znajduje się na koncesji Kórnik-Środa Wielkopolska. PGNiG jest właścicielem koncesji oraz operatorem i posiada 51% udziałów. Pozostałe 49% udziałów należy do spółki FX Energy.

Również na koncesji Kórnik-Środa Wielkopolska PGNiG rozpoczęło w styczniu wiercenie otworu poszukiwawczego gazu ziemnego Mieczewo-1K, którego głębokość sięga w tej chwili ok. 1958 m. Wiercenie otworu potrwa jeszcze ok. 2-2,5 miesiąca. Planowana głębokość otworu to 3360 m.

Potencjalne zasoby wydobywalne złoża są szacowane na ok 500-600 mln m sześć. Jeśli odwiert potwierdzi szacunki, wydobycie mogłoby rozpocząć się w dwa, trzy lata od zakończenia wiercenia.



Sławomir Hinc prezesem PGNiG Norway AS

PGNiG SA, zgodnie z wcześniejszymi zapowiedziami, będzie konsolidować dzia-

Marcin
Zachowicz

łalność poszukiwawczo-wydobywczą na rynkach międzynarodowych. Kluczową rolę w tym procesie odegra PGNiG Norway AS. Spółką pokieruje dr Sławomir Hinc, wiceprezes PGNiG SA ds. finansowych i inwestycji, obecny członek Rady Dyrektorów PGNiG Norway AS.

W związku z nowymi obowiązkami dr Sławomir Hinc złożył 22 stycznia 2013 roku rezygnację z funkcji pełnionej w Zarządzie PGNiG SA ze skutkiem na 31 marca 2013 roku.

Działalność międzynarodowa w obszarze upstreamu jest niezwykle ważna w kontekście priorytetowego celu strategii rozwoju PGNiG SA, jakim jest zwiększenie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z własnych złóż. Jego realizacja zależeć będzie m.in. od wzrostu wydobycia węglowodorów również poza granicami Polski.

Objęcie przez dr. Sławomira Hinc stanowiska prezesa (dyrektora generalnego) PGNiG Norway AS i powierzenie funkcji wiceprezesa (zastępcy dyrektora generalnego) Geirowi Kvael, dotychczasowemu dyrektorowi generalnemu PGNiG Norway AS, zapewni sprawne przeprowadzenie procesów konsolidacji działalności na rynkach międzynarodowych (Egipt, Libia, Pakistan), optymalizacji kosztów oraz zintensyfikowanie działań, które przełożą się na wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej.



Będą konkursy na stanowiska członków Zarządu PGNiG SA

Rada Nadzorcza PGNiG SA rozpoczyna postępowanie konkursowe dotyczące wyboru członków Zarządu PGNiG SA: wiceprezesa ds. Finansowych oraz wiceprezesa ds. Poszukiwań i Wydobycia. W procesie wyboru kandydatów Radę Nadzorczą SA będzie wspierać firma doradcza specjalizująca się w rekrutacji na wyższe stanowiska kierownicze.

Pierwsze postępowanie kwalifikacyjne będzie dotyczyć stanowiska wiceprezesa Zarządu PGNiG SA ds. Finansowych w związku z zapla-

nowanym objęciem od 1 kwietnia 2013 roku przez dr. Sławomira Hinc funkcji prezesa (dyrektora generalnego) PGNiG Norway i rezygnacją z dotychczas pełnionej funkcji w Zarządzie PGNiG SA.

Natomiast drugie postępowanie konkursowe będzie dotyczyło stanowiska wiceprezesa Zarządu PGNiG SA do spraw Poszukiwań i Wydobycia. Ma to ścisły związek z realizacją strategicznego celu PGNiG SA, jakim jest wzrost wydobycia krajowego gazu ziemnego i ropy naftowej zarówno ze złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych.

W ciągu ostatnich miesięcy Zarząd PGNiG SA z powodzeniem przeprowadził proces reorganizacji pionu poszukiwawczo-wydobywczego w PGNiG SA, którego efektem jest powołanie Oddziału Geologii i Eksploatacji. Zarząd PGNiG SA przygotował również ambitny program prac poszukiwawczych. Jego skuteczna realizacja wymaga maksymalnego zaangażowania się członka Zarządu PGNiG SA, który będzie odpowiadał wyłącznie za obszar poszukiwawczo-wydobywczy.

Joanna Zakrzewska
Rzecznik prasowy PGNiG SA



Cuadrilla Resources wchodzi do Polski

W listopadzie 2011 r. Ministerstwo Środowiska przyznało brytyjskiej firmie *Cuadrilla Resources* koncesję poszukiwawczą Pionki o powierzchni 827 km². W br. *Cuadrilla* planuje wykonanie 150 km profili sejsmicznych 2-D. *Cuadrilla Resources Ltd.* z siedzibą w Lichfield w hrabstwie Staffordshire wykonuje wiercenia i badania sejsmiczne i prowadzi poszukiwania w W. Brytanii, Holandii i na Węgrzech. Przyznanie nowej koncesji potwierdza, że zainteresowanie Polską nie zmniejszyło się po wycofaniu się w ub. roku koncernu *Exxon/Mobil*.



Rekordowe dochody OPEC

W 2012 r. cena ropy West Texas Intermediate utrzymywała się w granicach 80-95 USD za baryłkę, cena ropy Brent oscylowała w okolicach 100 USD, nic więc dziwnego, że dochody kartelu przekroczyły 1 bln USD. Dochody rozkła-

dają się nierównomiernie, bo wskutek sankcji USA i Unii Europejskiej zyski Iranu znacznie się zmniejszyły. Minister ds. ropy naftowej Arabii Saudyjskiej Al. Naimi powiedział, że jego kraj „dołoży starań, aby ceny ropy utrzymywały się na poziomie zbliżonym do 100 USD/baryłkę, co pomoże gospodarce światowej”. Z kolei Międzynarodowy Fundusz Walutowy uważa, że dla zrównoważenia budżetu Arabii Saudyjskiej i Zjednoczonych Emiratów Arabskich odpowiednia jest cena 80 USD/baryłkę.

Na posiedzeniu 12 grudnia 2012 r. w Wiedniu 162 konferencja OPEC nie zmieniła limitów wydobycia ropy naftowej i postanowiła utrzymać wydobycie na poziomie 4,08 mln t/d. Powtórzono argumentację, że spodziewany niewielki przyrost zapotrzebowania na ropę zostanie pokryty przez producentów spoza OPEC. Termin następnej konferencji wyznaczono na 31 maja 2013 r.



Wiercenia na świecie w 2012 r.

Porównanie danych dotyczących wierceń z poszczególnych regionów świata dość dobrze pokazuje różnice w intensywności poszukiwań i eksploatacji. Prognoza na rok 2012 przewidywała wykonanie 105350 wierceń, co stanowi 2,2-procentowy wzrost (tab. 1). Ilość wierceń zwiększyła się najbardziej w Afryce, gdzie rozpoznanie obejmuje coraz to nowe strefy. Jednocześnie niestabilna sytuacja wewnętrzna, jak np. w Libii i Sudanie, powoduje znaczne fluktuacje ilości wierceń. Na drugim krańcu pod względem aktywności wiertniczej znajduje się zachodnia Europa, gdzie kolejny rok liczba wierceń zmniejsza się i gdyby nie Morze Północne, spadek byłby jeszcze większy. W Europie środkowo-wschodniej wzrost przekracza 6%. Na uwagę zasługuje obecność w tabeli Albanii z pokaźną liczbą wierceń i metrażem. Na Bliskim Wschodzie zaznaczająca się w statystykach intensyfikacja wydobycia ropy spowodowała też zwiększenie ilości wierceń, szczególnie w Omanie, Arabii Saudyjskiej i Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Potentatem w ilości wierceń jest nadal USA – w 2011 r. wykonano tam 43% ogólnej liczby otworów i 43% metrażu. Drugie miejsce zajmują Chiny, wykonano tam 24560 otworów, czyli 23%, a trzecie Kanada 12%. Rozpoznanie obejmuje coraz głębsze baseny roponośne, o czym świadczy wzrost średniej głębokości otworów – w 2007 r. było to 1943 m, w 2011 r. 2246 m. Najpłytsze otwory są wiercone w Indonezji – 1114 m, najgłębsze w Norwegii – 4152 m.

Tabela 1

Kraj	2010		2011		2012 (prognoza)	Zmiana 2011:2012 w %
	Ilość otworów	Metraż	Ilość otworów	Metraż	Ilość otwo- rów	
Kanada	12343	19073418	12518	26103524	12328	98,5
Meksyk	1161	2909434	1046	2630271,6	1082	103,4
USA	39899	81063694	45089	101390806	46262	102,6
Pozostałe	40	94815,05	31	41134,589	32	103,2
Ameryka Północna	53443	103141553	56684	130165736	59704	105,3
Argentyna	1377	2628461,1	1297	2466313	1277	98,5
Brazylia	783	1535811,9	679	1462815,1	874	128,7
Ekwador	184	545689,54	196	576498,72	174	88,8
Kolumbia	112	221894,4	126	250975,37	130	103,2
Peru	223	326739,2	242	376184,16	225	93,0
Wenezuela	890	1573377,6	1054	2088184,8	1013	96,1
Pozostałe	232	214534,09	248	302596,6	281	113,3
Ameryka Południowa	3801	7046507,8	3842	7523567,7	3974	103,4
Holandia	58	167796,97	56	169428,87	45	80,4
Norwegia	182	788209,14	180	747426,9	185	102,8
W. Brytania	213	620658,14	188	527182,08	190	101,1
Pozostałe	132	303703,02	153	807470,67	117	76,5
Europa Zachodnia	585	1880367,3	577	1763828,5	537	93,1
Albania	54	117999,97	87	190000,13	101	116,1
Kraje b. ZSRR	1054	1928455,6	1130	1862711,7	1152	101,9
Polska	21	44420,028	31	64355,777	32	103,2
Rosja	6668	17226103	7364	18742001	7880	107,0
Rumunia	141	408279,6	142	411824,42	145	102,1
Pozostałe	46	96517,968	47	98391,878	56	119,1
Europa Wschodnia	7984	19821776	8801	21369284	9366	106,4
Algieria	235	637565,4	285	768783,32	299	104,9
Angola	118	323697,6	104	284278,43	136	130,8
Egipt	550	1258824	650	1490456,8	709	109,1
Libia	200	402336	32	64159,181	79	246,9
Nigeria	96	262469,38	96	260274,82	105	109,4
Sudan	135	255734,82	85	163246,31	54	63,5
Pozostałe	208	461468,72	180	371847,47	241	133,9
Afryka	1542	3602095,9	1432	3403046,3	1623	113,3
Arabia Saudyjska	405	1006192	408	1001085,1	470	115,2
Iran	116	255629,66	139	318363,6	150	107,9
Jemen	150	294894	120	245059,2	115	95,8
Kuwejt	230	574852,8	355	882403,62	350	98,6
Oman	565	1560240,7	535	1468753,5	660	123,4
Syria	114	261125,21	123	281178	80	65,0
Turcja	206	323055,08	170	297949,01	171	100,6
ZEA	182	495114,07	270	735058,73	301	111,5
Pozostałe	262	626706,6	479	1095913	452	94,4
Bliski Wschód	2230	5397810,2	2599	6325763,7	2749	105,8
Chiny	23604	53594154	24560	55620148	24800	101,0
Indie	563	1328554	456	1079526	523	114,7
Indonezja	951	1043513,3	930	1036060,9	852	91,6
Malezja	100	216408	80	171907,2	104	130,0
Tajlandia	472	1522817,4	575	1805178	596	103,7
Pozostałe	308	741719,83	246	541445,81	229	93,1
Daleki Wschód	25998	58447166	26847	60254266	27104	101,0
Australia	176	494999,77	205	571728,6	235	114,6
Pozostałe	57	120649,9	52	111675,67	58	111,5
Australia i Oceania	233	615649,67	257	683404,27	293	114,0
Razem świat	95816	199952926	103039	231488896	105350	102,2

W 2001 r. na świecie odwiercono 76310 otworów, w 2011 r. było to 103039 otworów o łącznym metrażu 231 488 tys. mb, a więc o 35% więcej.



Odkrycia na Morzu Północnym

Na NW od Bergen odkryto złożę Garantiana o zasobach wydobywalnych 3,4-10,2 mln t ropy. Nawiercono dolnojurską formację Cook o dobrych własnościach zbiornikowych i w próbach produkcyjnych uzyskano przypływ 585 t/d ropy przez zwężkę 28/64". Następnie wy-

konano boczne odgałęzienie w celu określenia kontaktu ropa-woda. Głębokość morza w tym miejscu wynosi 384 m. Jest to pierwsze wiercenie w obrębie koncesji PL 554 i operator, którym jest *Total E&P Norge*, planuje już następne.

W sektorze holenderskim *Wintershall* odkrył akumulację węglowodorów o zasobach wydobywalnych co najmniej 4 mln t ropy. Otworem F17-10 stwierdzono w stropie wydobywalnego na głębokości 1490 m horyzont roponośny o znacznej miąższości. Wykonano już test produkcyjny w celu potwierdzenia wydajności. Odkrycie znajduje się w rejonie Wysp Zachodniofryzyskich, ok. 120 km na północ od Den Helder.



Wznowienie poszukiwań gazu z łupków w W. Brytanii

W maju 2011 r., w W. Brytanii zawieszono stosowanie szczelinowania hydraulicznego i wstrzymano poszukiwania. Teraz Departament Energii i Zmian Klimatu (*DECC-Department of Energy and Climate Change*) ogłosił wyniki szczegółowych badań zespołu ekspertów, którzy doszli do wniosku, że można skutecznie kontrolować przebieg szczelinowania. Jednocześnie wprowadzono bardziej restrykcyjne regulacje, które zmniejszą ryzyko szkód i zagrożeń. Do sprawowania nadzoru nad tą metodą poszukiwań powołano Urząd ds. Niekonwencjonalnej Ropy i Gazu. Sekretarz stanu E. Davey podkreślił znaczenie gazu z łupków jako potencjalnego źródła energii poprawiającego bezpieczeństwo energetyczne kraju, a w przyszłości mogącego zredukować zależność od importu gazu ziemnego. Nowe przepisy zostały uznane przez Agencję Środowiska za wystarczające w obecnej fazie prac.

Zarządzenie *DECC* zostało z zadowoleniem przyjęte przez brytyjski przemysł naftowy, który przeżywa trudny okres w związku ze spadającym wydobyciem i polityką fiskalną. Odbija się to także na sytuacji producentów sprzętu wiertniczego, którzy mają coraz mniej zamówień. Liczącą się w branży grupa *OGN* podaje, że w ostatnich 2 latach tylko 7% nowych urządzeń na Morzu Północnym pochodziło z W. Brytanii. Powołując się na zapowiedzi premiera Davida Camerona o popieraniu rozwoju przemysłu brytyjskiego, szef *OGN* prowadzi lobbing na rzecz preferowania krajowych producentów w dostawach dla operatorów pracujących na Morzu Północnym. Jeśli takiego wsparcia nie będzie, branża będzie się kurczyć. Jako przykład podał zagospodarowanie przez *Statoil* ogrom-

nego złoża ciężkiej ropy *Mariner* w sektorze brytyjskim. W niedawno przeprowadzonym przetargu *OGN* nie uzyskał żadnych zamówień, a łączne nakłady *Statoilu* w tej inwestycji osiągną 7 mld USD.



Nowe centrum obliczeniowe British Petroleum

Przetwarzanie rejestracji sejsmiki morskiej z szerokim azymutem czy odwzorowanie struktur podsolnych wymaga zwiększonej mocy obliczeniowej. Obecny ośrodek IT w Westlake Campus o zdolności obliczeniowej 1,227 petaflops osiągnął maksimum swoich możliwości i nie spełnia wymagań koncernu w zakresie przetwarzania i zarządzania danymi geologicznymi i sejsmicznymi. W połowie 2013 r. zostanie uruchomione w Houston nowe centrum *BP* z superkomputerem składającym się z 67000 procesorów, który będzie pracował z szybkością 2 petaflops i zostanie wyposażony w pamięć dyskową o pojemności 23,5 petabajtów, co stanowi równoważnik 147000 iPodów z pamięcią 160 GB. Ośrodek będzie obsługiwał wszystkie projekty poszukiwawcze *BP* na świecie. Koszt inwestycji wyniesie 100 mln USD.

Projekt geofizyczne obejmujące morskie zdjęcia sejsmiczne 3-D wymagają instalowania na statkach sejsmicznych superkomputerów zdolnych do przetwarzania dużych ilości danych. Alternatywnym rozwiązaniem jest transmisja danych do lądowych ośrodków obliczeniowych. W ub. roku firma *WesternGeco* uruchomiła szybką satelitarną transmisję danych sejsmicznych ze statku „*WesternGeco Patriot*” pracującego na Atlantyku u wybrzeży Brazylii do ośrodka w Houston. Wykonując zdjęcie sejsmiczne 3-D z rejestracją 7 kablami hydrofonowymi po 240 kanałów każdy uzyskiwano od 17 GB do 192 GB danych dziennie, średnio 93 GB na dobę z próbkowaniem 2 ms. Zastosowano system łączności *Seismic Star* opracowany przez firmę *Space Data International*. Nieskompresowane dane były przesyłane z prędkością 311 mbps (2 gigabity/min) za pośrednictwem satelity do ośrodka NASA w White Sands, co trwało 52 min., a statą światłowodem z prędkością 45 mbps do centrum obliczeniowego w Houston. Wkrótce będzie możliwe zwiększenie prędkości transmisji do 466 mbps, a następnie do 622 mbps. Satelitarna transmisja danych sejsmicznych redukuje czas od momentu rejestracji do otrzymania sekcji z ostateczną migracją głębo-

kościową przed sumowaniem o 34 dni, co jest ogromną zaletą dla zleceniodawcy i przyspiesza wydatnie cykl interpretacji geofizyczno-geologicznej.

Jerzy Zagórski

Źródła: *DECC, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Rigzone, World Oil*



Dobry rok LOTOSU. Na celowniku dalszy rozwój segmentu upstream

Zgodnie z szacunkowymi wynikami LOTOS wypracował po IV kw. 2012 r. blisko 936 mln zł zysku netto. Oznacza to wzrost o 44 proc. r/r. Spółka przewiduje, że przychody ze sprzedaży osiągnęły poziom 33,1 mld zł i były o 13 proc. wyższe niż w 2011 r.

Według szacunkowych danych za IV kw. ub.r., wynika że w analizowanym okresie przychody LOTOSU ze sprzedaży wyniosły ponad 8,3 mld zł, zysk operacyjny ok. 173 mln zł, a zysk netto blisko 242 mln zł. Na wyniki miał wpływ m.in. rekordowy poziom przerobu ropy naftowej w gdańskiej rafinerii, który osiągnął w 2012 r. prawie 9,7 mln ton (o 5,6% więcej niż w 2011 r.), wynikająca z tego większa sprzedaż paliw płynnych i innych produktów naftowych oraz wyższy o 15,1% r/r poziom wydobycia ropy naftowej, który po czterech kwartałach ub.r. wyniósł ponad 262 tys. ton.

— Analizując szacunki ubiegłorocznych wyników widać wyraźnie pozytywny wpływ Programu 10+ — podkreśla Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A. — Gdyby nie budowa nowych instalacji, gdańska rafineria nie byłaby dziś w stanie sprostać rosnącej konkurencji. To potwierdza, że mamy mocny fundament do intensywnej realizacji naszej strategii.

W 2012 r. LOTOS konsekwentnie realizował plan inwestycji i rozwoju. Ekonomiczna sieć stacji paliw LOTOS Optima podwoiła liczbę swoich placówek i była najszybciej rozwijającą się siecią detaliczną na polskim rynku. Od początku tego roku pod szyldem LOTOSU działa 401 stacji, w tym 101 obiektów LOTOS Optima.

Grupa LOTOS zawarła kilka ważnych dla rozwoju spółki umów. W listopadzie ub.r. podpisano porozumienie z Grupą Azoty. Koncerny postanowiły wspólnie przygotować wstępne studium wykonalności dla dwóch projektów inwestycyjnych: instalacji krakingu parowego i produkcji polietylenu oraz kompleksu instalacji aromatów. Pozytywne wyniki studium wykonalności pozwo-

lą na rozpoczęcie prac projektowych nad wybranym wariantem. Głównym odbiorcą produktów z nowych instalacji ma być Grupa Azoty.

W tym samym miesiącu sfinalizowano umowę dotyczącą przejścia przez LOTOS Geonaftę pełnej kontroli nad spółką Manifolds. Dzięki tej akwizycji LOTOS Geonafta pozyska ze złóż na Litwie nawet o ok. 30 tys. ton ropy naftowej więcej w skali roku.

We wrześniu ub.r. LOTOS zawarł z PGNiG umowę dotyczącą współpracy w zakresie poszukiwań i wydobywania gazu ziemnego oraz ropy naftowej ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, a także współpracy handlowej. PGNiG i LOTOS będą w 2013 r. współpracować na 4 wybranych koncesjach, zlokalizowanych na Pomorzu. Porozumienie zakłada możliwość pozyskania przez LOTOS udziałów w każdej z nich.

W październiku 2012 r. LOTOS Petrobaltic i CalEnergy Resources Poland uzgodniły zasady wspólnego zagospodarowania położonych na Morzu Bałtyckim złóż gazowych B4 i B6. W sumie do wydobywania są tam nawet 4 mld m3 gazu. Umowa przewiduje współpracę LOTOS Petrobaltic z CalEnergy Resources prowadzoną w formule spółki celowej, w której udział w zysku i kosztach będzie kształtował się na poziomie 51% dla LOTOS Petrobaltic oraz 49% dla CalEnergy Resources.

– W minionym roku LOTOS zainicjował szereg ciekawych projektów biznesowych. Kilka z nich wejdzie w fazę realizacji w ciągu najbliższych dwunastu miesięcy – mówi prezes Paweł Olechnowicz – Priorytetem pozostaje dla nas dalszy dynamiczny rozwój segmentu upstream. Nawiazaliśmy w tym celu współpracę z konkretnymi partnerami biznesowymi, negocjujemy realizację kolejnych projektów, o których już niebawem poinformujemy.

Od 1 stycznia 2013 r. LOTOS Tank dostarcza paliwo lotnicze bezpośrednio do przewoźników operujących na Lotnisku Chopina w Warszawie.



Litewska ropa dla LOTOSU

Należąca do LOTOS Petrobaltic spółka LOTOS Geonafta będzie dostarczać ropę naftową gdańskiej rafinerii. Właśnie zawarto w tej sprawie pięcioletnią umowę o wartości 822 mln zł.

LOTOS Geonafta wydobywa na Litwie ok. 100 tys. ton ropy naftowej rocznie. I w tej ilości surowiec będzie dostarczany do Gdańska.

– To kontrakt, który zapewnia LOTOS Geonaftie stały odbiór wydobywanego przez spółkę surowca – mówi Zbigniew Paszkowicz, wiceprezes ds. poszukiwań i wydobywania Grupy LOTOS S.A. – A dla gdańskiej rafinerii jest to kolejne

źródło dostaw ropy naftowej i dalsza dywersyfikacja. Istotne jest też to, że dostawy realizujemy również w ramach Grupy Kapitałowej LOTOS, optymalizując koszty pozyskiwania surowca.

LOTOS stale dywersyfikuje dostawy ropy naftowej do gdańskiej rafinerii. Surowiec trafia do Gdańska nie tylko rurociągiem „Przyjaźń”, ale również drogą morską, przez Naftoport.

– Wykorzystujemy naszą nadmorską lokalizację – podkreśla Maciej Szozda, wiceprezes i dyrektor ds. handlu Grupy LOTOS S.A. – W ten sposób sprowadzamy surowiec wydobywany m.in. na Morzu Północnym czy Bliskim Wschodzie. Zmieniamy również strukturę dostaw, coraz częściej korzystając z tzw. kontraktów spotowych, co pozytywnie wpływa na nasze wyniki finansowe i strukturę produktów.

LOTOS Petrobaltic S.A. jest fundamentem pionu poszukiwań i eksploatacji złóż ropy naftowej w Grupie Kapitałowej LOTOS. Spółka ma wyłączną koncesję na poszukiwania i eksploatację złóż węglowodorów na polskim obszarze morskim obejmującym około 29 tysięcy km².

Koncesje LOTOS Petrobaltic na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopalin obejmują 7 obszarów o łącznej powierzchni ponad 7 100 km², leżących we wschodniej części obszaru morskiego RP. Spółka ma też koncesję na wydobywanie kopalin ze złóż B3, B4, B6 i B8. Aktualnie eksploatowane jest złożo ropy naftowej B3, a na złożu B8 prowadzone są przygotowania do eksploatacji.

LOTOS Petrobaltic stworzył własną Grupę Kapitałową, zrzeszającą kilka spółek zależnych. LOTOS Exploration & Production Norge AS ma zapewnić Grupie Kapitałowej LOTOS dostęp do ropy naftowej znajdującej się pod norweskim szelfem Morza Północnego i Morza Norweskiego. AB LOTOS Geonafta działa w litewskim sektorze naftowym. Energobaltic Sp. z o.o. zajmuje się zagospodarowaniem gazu odpadowego towarzyszącego ropie naftowej wydobywanej spod dna Morza Bałtyckiego. Pozostałe spółki prowadzą działalność w obszarze transportu morskiego.

Biurowo Informacji
Grupa LOTOS S.A.



GAZ-SYSTEM S.A. zrealizował najdłuższy w Polsce horyzontalny przewiert kierunkowy (HDD) pod rzeką Wisłą

W dniach 29-30 stycznia 2013 r. spółka GAZ-SYSTEM S.A. w związku z budową gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Rem-

belszczyzna-Gustorzyn przeprowadziła finalne prace związane z przewiertem horyzontalnego wiercenia kierunkowego (HDD) pod rzeką Wisłą o długości 1339 metrów. Jest to jedno z najdłuższych i najbardziej skomplikowanych technologicznie przekroczeń metodą HDD w Polsce.

W trakcie budowy gazociągu relacji Rembelszczyzna-Gustorzyn o średnicy 700 mm i długości 176 km, na terenie województw mazowieckiego i kujawsko-pomorskiego zaplanowano w sumie 19 tego rodzaju przewiertów o łącznej długości około 8300 metrów między innymi pod drogami, torami kolejowymi, rzekami, kanałami oraz zbiornikami wodnymi.

Wykonanie przewiertu HDD pod rzeką Wisłą rozpoczęto już we wrześniu 2012 roku i podzielono na trzy etapy, wykorzystując do tego celu najwyższej klasy sprzęt.

W pierwszej fazie wykonano tzw. przewiert pilotażowy. Zadaniem tego etapu było przewiercenie się pod przeszkodą, narzędziami wiertniczymi zgodnie z wcześniej zaprojektowaną osią przewiertu. Doświadczeni operatorzy systemów nawigacji, we współpracy z operatorami wiertnic, ustalili wyjście z przewiertem pilotażowym z dokładnością kilkunastu centymetrów.

Po wykonaniu otworu pilotażowego (osiągnięciu punktu końcowego przewiertu), zostało zdemontowane narzędzie wiertnicze a na jego miejsce został zamontowany osprzęt służący do powiększenia średnicy otworu. Wiercenie zostało wykonane na głębokości przekraczającej 42 m w zmiennych warunkach geologicznych.

Rozwiercanie otworu pod Wisłą zostało zrealizowane w dwóch przejściach. W pierwszym przejściu zastosowano osprzęt typu rolkowego o średnicy 500 mm, natomiast w drugim powiększanie otworu postępowało w układzie czterech narzędzi.

Finalnie przygotowany osprzęt wraz z rurą przewodową, przeciągnięto przez otwór 30.01.2013 roku kończąc tym samym prace.

„Na trasie budowy gazociągu Rembelszczyzna-Gustorzyn w szczególnie trudnych warunkach geologicznych zrealizowaliśmy jedno z najdłuższych tego typu przekroczeń rzeki w Europie, wykonane metodą HDD. Nasz zespół we współpracy z doświadczonym wykonawcą po 30 godzinach pomyślnie zakończył to skomplikowane przedsięwzięcie.

Za nami bardzo ważny etap realizacji budowy gazociągu wysokiego ciśnienia, który docelowo pozwoli na przesył zwiększonych ilości gazu do północno-wschodniej i centralnej Polski” – podsumowuje Henryk Oracz, kierownik Projektu GAZ-SYSTEM S.A.

Małgorzata Polkowska,
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



Naturalny przepływ energii

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

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



DOLNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Stanisław Szafran



Wioleta Wanat



Kalendarium

1.02.2013 r. w Warszawie nastąpiło połączenie 5 spółek wiertniczych (Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A., Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A., Poszukiwania Nafty i Gazu Nafta Sp. z o.o. w Pile, Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o. oraz Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.). W wyniku konsolidacji powstała nowa spółka o nazwie PGNiG Poszukiwania S.A.

3.02.2013 r. w Warszawie na zaproszenie prezesa Federacji FSNT – NOT w Warszawskim Domu Technika odbyło się spotkanie konsultacyjne prezesów Stowarzyszeń Naukowo – Technicznych z Zarządem Głównym FSNT – NOT.

4.02.2013 r. w Warszawie odbyło się posiedzenie Rady Krajowej FSNT – NOT.

9.02.2013 r. w Krośnie odbyła się promocja VI tomu książki „Krosno. Studia z dziejów miasta i regionu” wydanej dzięki staraniom Stowarzyszenia Miłośników Ziemi Krosieńskiej.

12.02.2013 r. w Warszawie odbyło się posiedzenie Komitetu Redakcyjnego „Vademecum Gazownika”. Omówiono stan realizacji projektu oraz przyjęto terminarz przekazania do druku kolejnych tomów Vademecum.

15.02.2013 r. w Zakładzie Gazowniczym w Krakowie odbyło się posiedzenie Komitetu Organizacyjnego VIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Podczas spotkania omówiono dotychczas wykonane prace oraz wyznaczono zadania na najbliższy okres.

15.02.2013 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się pierwsze posiedzenie nowo powołanej Rady Programowej Wieku Nafty oraz Komitetu Redakcyjnego Wieku Nafty.

22.02.2013 r. w Poznaniu odbyło się pożegnanie przechodzącego na emeryturę kol. Andrzeja Mikołajczaka – dyrektora Zakładu Gazowniczego w Poznaniu.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Andrzej Zięba z Oddziału SITP NiG w Sanoku w dniu 16.02.2013 r.

70 urodziny Kazimiera Rutkowska z Oddziału SITP NiG w Poznaniu w dniu 22.02.2013 r.

70 urodziny Stanisław Szolkowski z Oddziału SITP NiG w Poznaniu w dniu 27.02.2013 r.

80 urodziny Adolf Węgrzyn z Oddziału SITP NiG w Krośnie w dniu 2.02.2013 r.

80 urodziny Barbara Kupczyk z Oddziału SITP NiG w Poznaniu w dniu 3.02.2013 r.

80 urodziny Jan Rażny z Oddziału SITP NiG w Warszawie II w dniu 7.02.2013 r.

80 urodziny Zenon Rohloff z Oddziału SITP NiG w Poznaniu w dniu 16.02.2013 r.

80 urodziny Kazimierz Szczurek z Oddziału SITP NiG w Krośnie w dniu 24.02.2013 r.

85 urodziny Władysław Moryc z Oddziału SITP NiG w Krakowie w dniu 18.02.2013 r.

85 urodziny Ryszard Bidziński z Oddziału SITP NiG w Czechowicach w dniu 28.02.2013 r.

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

Posiedzenie Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT

4 lutego 2013 r. w Warszawskim Domu Technika odbyło się posiedzenie Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT. Było to pierwsze posiedzenie Rady Krajowej FSNT NOT w XXIV kadencji przypadającej na lata 2012 – 2016. Obradom przewodniczyło prezydium w składzie: Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT oraz Michał Szota – (SPWiR) i Wiktor Piwkowski (PZITB).

Głównymi tematami obrad Rady Krajowej było:

1. Przyjęcie protokołu nr 10/XXIII z posiedzenia Rady Krajowej 10 grudnia 2012 r.;
2. Informacja o pracach Zarządu Głównego FSNT NOT w okresie od 10.XII.2012 do 4.II.2013 r.;
3. Zatwierdzenie wniosków i zaleceń zebranych przez Komisję Wnioskową podczas Sprawozdawczo-Wyborczego posiedzenia Rady Krajowej 10.12.2012 r.;

nych przez Komisję Wnioskową podczas Sprawozdawczo-Wyborczego posiedzenia Rady Krajowej 10.12.2012 r.;

4. Kierunki programowe na kadencję lat 2012 – 2016;
5. Budżet Zarządu Głównego FSNT-NOT na rok 2013 r.:
 - a) informacja o zakładanym wykonaniu budżetu za rok 2012 i budżecie na 2013 r.;
 - b) podjęcie uchwał w sprawie: opłaty organizacyjnej i majątkowej wnoszonej przez TJO w 2013 r.;
 - c) przyjęcia budżetu Zarządu Głównego FSNT-NOT na 2013 r.;
6. Uchwała w sprawie działalności Komitetów Naukowo-Technicznych FSNT-NOT w ka-

dencji 2012 – 2016;

7. Informacja dot. funkcjonowania spółki OPT ;
8. Sprawy wnoszone przez SNT;
9. Sprawy wnoszone przez TJO.

Po przeprowadzeniu spraw proceduralnych (powołanie Prezydium obrad, zatwierdzenie porządku obrad, powołanie komisji mandatu i skrutacyjnej, informacja o zmianach w składzie Rady Krajowej i stwierdzenie prawomocności zebrania) Rada Krajowa przyjęła do akceptacji informację dotyczącą funkcjonowania Ośrodka Postępu Technicznego NOT Sp. z o.o. przedstawioną przez wiceprezesa Stefana Góralczyka.

Rada Krajowa przyjęła przygotowane przez Komisję Wnioskową powołaną podczas sprawozdawczo-wyborczego posiedzenia Rady 10 grudnia ubr. wnioski ogólne oraz wnioski dotyczące spraw gospodarczych i organizacyjnych.

Rada Krajowa przyjęła „Kierunki programowe FSNT NOT w XXIV kadencji na lata 2012-2016”, stanowiące wytyczne działalności Zarządu Głównego, a także wszystkich organów i gremiów statutowych oraz ogniw organizacyjnych FSNT-NOT.

Przyjęcie budżetu FSNT-NOT na 2013 rok było najważniejszą decyzją Rady Krajowej, która



Prezydium obrad I posiedzenia XXIV kadencji Rady Krajowej FSNT NOT (od lewej): kol. kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT oraz Michał Szota – (SPWiR) i Wiktor Piwkowski (PZITB). Fot. S. Szafran

po dyskusji zatwierdziła budżet w zakresie działalności własnej Zarządu Głównego FSNT NOT obejmujący:

- po stronie przychodów – 6 076,5 tys. zł,
- po stronie wydatków – 6 076,5 tys. zł.



Przewodniczący Komisji Mandatowej stwierdza prawomocność obrad, a kol. Wiesław Blaschke – prezes SITG zgłasza poprawki do protokołu z poprzedniego posiedzenia Rady Krajowej FSNT NOT. Fot. S. Szafran



Sala obrad podczas posiedzenia Rady Krajowej FSNT NOT. Fot. S. Szafran

Rada Krajowa postanowiła kontynuować działalność dotychczas istniejących Komitetów Naukowo-Technicznych FSNT-NOT tj.:

1. Komitetu Naukowo-Technicznego FSNT-NOT Gospodarki Energetycznej,
2. Komitetu Naukowo-Technicznego FSNT-NOT Doskonalenia Kadr,
3. Komitetu Naukowo-Technicznego FSNT-NOT Polityki Techniczno-Gospodarczej (włączając w jego zakres działania problematykę Unii Europejskiej);

- oraz postanowiła powołać:
1. Komitet Naukowo-Techniczny FSNT-NOT Normalizacji, Jakości i Certyfikacji,
 2. Komitet Naukowo-Techniczny FSNT-NOT Ergonomii, Ochrony Pracy i Techniki.

Kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT omawiając kierunki działalności federacji w rozpoczynającej się kadencji zapowiedziała zwołanie XXV Kongresu Techników Polskich w 2015 r. Kongres skieruje przesłanie do młodych inżynierów i określi ich rolę w cywilizacyjnym rozwoju Polski i Unii Europejskiej. Szczególną uwagę zwróciła na II Światowy Zjazd Inżynierów Polskich organizowany w czerwcu bieżącego roku w Warszawie.

W dyskusji podnoszono zagadnienia: modelu funkcjonowania FSNT NOT, systemowego rozwiązania finansowania Muzeum Techniki NOT, nowelizacji Statutu FSNT NOT oraz nowelizacji ustawy o stowarzyszeniach.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG

Spotkanie konsultacyjne Zarządu Głównego FSNT NOT z prezesami Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych

3 lutego 2013 r. odbyło się w sali im. Ignacego Łukasiewicza Warszawskiego Domu Technika spotkanie konsultacyjne Zarządu Głównego FSNT NOT z prezesami Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych zrzeszonych w Federacji.

Głównymi tematami spotkania były sprawy dotyczące:

- założen programu kadencyjnego Federacji na lata 2012 - 2016 – podział zadań wśród członków Zarządu Głównego;
- najważniejsze problemy ruchu stowarzyszeniowego:
 - merytoryczne,
 - ekonomiczno-finansowe;
- Europejska Karta Zawodowa Inżyniera i organizacja posiedzenia FEANI w 2014 r.;
- program TECHNIKA dla szkół gimnazjalnych;
- sprawy SNT do Zarządu Głównego FSNT NOT.



Kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT otwiera spotkanie konsultacyjne z prezesami SNT Fot. S. Szafran



Prezesi i przedstawiciele SNT podczas spotkania. Fot. S. Szafran



Spotkania liderów stowarzyszeń naukowo-technicznych z Zarządem Głównym FSNT NOT na początku każdego roku mają wieloletnią tradycję. Grono osób najmocniej związanych z naukowo-technicznym ruchem stowarzyszeniowym w Polsce podsumowuje miniony rok i nakreśla ramy kierunków programowych nowego roku i dalszych lat kadencji. W tym roku akcentem szczególnym było spotkanie z nowo wybranym Zarządem Głównym FSNT i wymiana poglądów nt. funkcjonowania SNT w zmieniających się warunkach gospodarczych i politycznych kraju. Ważnymi tematami poruszonymi na spotkaniu były również: kolejny II Światowy Zjazd Inżynierów Polskich oraz XXV Kongres Techników Polskich planowany na 2015 r.

Uczestnicy spotkania uznali za niezwykle ważne postulaty założycieli stowarzyszeń naukowo-technicznych związane zarówno z integracją środowiska inżynierów i techników w celu służenia krajowi, jak i budowanie więzi koleżeńskich.

W spotkaniu wzięło udział 20 prezesów Stowarzyszeń N-T lub ich upoważnionych przedstawicieli. W dyskusji akcentowano potrzebę ściślejszej współpracy i współdziałania całego ruchu stowarzyszeniowego dla realizacji wspólnych celów środowiska technicznego oraz budowy jego prestiżu w życiu publicznym.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Kol. Aleksander Kopeć – honorowy prezes FSNT NOT w chwili po odebraniu gratulacji z okazji ukończenia 80 lat. Fot. S. Szafran

XIV posiedzenie Komitetu Redakcyjnego „Vademecum Gazownika”

12 lutego 2013 r. w sali konferencyjnej Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Warszawie odbyło się XIV posiedzenie Komitetu Redakcyjnego „Vademecum Gazownika”.

W spotkaniu uczestniczyli:

- Kazimierz Nowak – przewodniczący Komitetu Redakcyjnego,

- Adam Matkowski – redaktor naczelny, redaktor tomu IV,
- Stanisław Szafran – redaktor wydawniczy,
- Andrzej Barczyński – redaktor tomu II,
- Andrzej Froński – redaktor tomu III,
- Robert Piotrowski – sekretarz.

Głównym tematem spotkania było omówienie

stanu zaawansowania prac nad realizacją „Vademecum Gazownika”. Komitet Redakcyjny przyjął informację kol. Stanisława Szafrana o wysyłce zadeklarowanych ilości egzemplarzy tomu III i IV dzieła do sponsorów i egzemplarzy autorskich do poszczególnych autorów. Pozostała część nakładu pozostaje w magazynie SITPniG i będzie rozprowadzana do zainteresowanych w miarę składanych zamówień. Stan prac redakcyjnych nad opracowaniem tomu I wskazuje, że I dekadzie marca tom zostanie przekazany do składania i można oczekiwać druku w maju br. Według deklaracji redaktora tomu II prace redakcyjne wraz adyustacją i korektą zostaną zakończone do 15 kwietnia br., a następnie po złożeniu i drugiej korekcie, w III dekadzie maja br. tom zostanie przekazany do druku. Można oczekiwać, że całość prac wydawniczych „Vademecum Gazownika” zostanie ukończona do końca czerwca br. Po tym terminie wydane dzieło będzie udostępnione dla zainteresowanych.



Komitet Redakcyjny Vademecum Gazownika podczas obrad (od prawej): Andrzej Barczyński, Adam Matkowski, Kazimierz Nowak, Andrzej Froński i Stanisław Szafran. Fot. R. Piotrowski

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG

Posiedzenie Głównej Komisji d/s Współpracy z EAGE

31 stycznia 2013 r. w sali konferencyjnej Geofizyki Kraków S.A. odbyło się pierwsze w bieżącej kadencji posiedzenie Głównej Komisji Zarządu Głównego SITPniG ds. Współpracy z EAGE.

Na posiedzenie został zaproszony Zarząd Polskiego Oddziału Lokalnego (Local Chapter Poland) utworzony w 2009 r. Posiedzeniu przewodniczył kol. Leopold Sułkowski – przewodniczący komisji. Przedmiotem posiedzenia było:

1. ukonstytuowanie się Komisji;
2. omówienie zasad działalności komisji i współpracy z EAGE;
3. omówienie sprawozdania z działalności komisji w roku 2012;
4. przyjęcie ramowego programu działalności komisji w kadencji 2012 - 2016;
5. zatwierdzenie planu pracy komisji na rok 2013;
6. sprawy różne.

Na wniosek kol. Leopolda Sułkowskiego – przewodniczącego komisji, na zastępcę przewodniczącego komitetu został wybrany kol. Jerzy Stopa, a sekretarzem kol. Jan Wójcik.

Oficjalna współpraca SITPniG z EAGE została zainicjowana w 2004 r. Została ona za-

inicjowana przez liczne grono członków Stowarzyszenia uczestniczących w pracy EAGE w roli członków zwyczajnych. Na początku 2004 r. Zarząd Główny SITPniG wystąpił do władz naczelnych EAGE z deklaracją przystąpienia do współpracy w charakterze członka stowarzyszonego. W lipcu 2004 r. został uroczystie podpisany akt o współpracy i nadany SITPniG certyfikat członka stowarzyszonego EAGE.

W roku 2010 podczas 72 Konferencji EAGE w Barcelonie podsumowano dotychczasową współpracę SITPniG z EAGE, a następnie podpisano porozumienie o stowarzyszeniu na dalsze lata, przewidujące określone obowiązki prawa stowarzyszeń.

Spotkania przedstawicieli SITPniG i EAGE odbywają się podczas dorocznych konferencji EAGE. Na wystawach towarzyszących w/w konferencjom SITPniG ma swoje stoisko, na którym prezentowana jest działalność SITPniG oraz historia stowarzyszenia i polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego.

W efekcie rozwijającej się współpracy powstał pomysł powołania w Polsce oddziału EAGE i w następstwie tego 25 marca 2009 r. w Krakowie zostało zorganizowane zebranie



37 członków EAGE, którzy utworzyli grupę inicjatywną w celu powołania Sekcji Polskiej EAGE (Local Chapter Poland). Zebrani wybrali Zarząd, Komisję Rewizyjną i wystosowali pismo do władz naczelnych EAGE o powołanie Local Chapter Poland. Petycja została zaakceptowana i na dorocznym spotkaniu EAGE 10 czerwca 2009 r. w Amsterdamie odbyła się uroczystość afiliacji EAGE Poland oraz wręczenie certyfikatu.

30 czerwca 2009 Stowarzyszenie zostało wpisane do Rejestru Stowarzyszeń w Sądzie Rejonowym dla Krakowa Śródmieścia.

W skład Zarządu Sekcji Polskiej EAGE wchodzi:

- Jan Wójcik – prezes (Geofizyka Kraków SA);
- Leopold Sułkowski – wiceprezes (Geofizyka Kraków SA);
- Anna Poszytek – sekretarz (Uniwersytet Warszawski);
- Jadwiga Jarzyna – członek (AGH);
- Kamila Wawrzyniak – członek (AGH).

W skład Komisji Rewizyjnej weszli:

- Urszula Nebelska – przewodnicząca (Geofizyka Kraków SA)
- Dagmara Krawiec – zastępca przewodniczącej (Orlen Upstream Sp. z o.o.);
- Elżbieta Synowiec – sekretarz (PGNIG SA).

Powołanie Sekcji Polskiej EAGE pozwoliło na dalsze rozwinięcie współpracy na nowych płaszczyznach – EAGE Education Tur (EET), Distinguished Lecturer Programme (DLP).

Współpraca SITPNiG z EAGE rozwija się

coraz szerzej, co jest naturalną konsekwencją otwarcia naszego kraju na Europę. Pozwala na zapoznanie się z najnowszymi światowymi osiągnięciami w przemyśle nafty i gazu, jak i na poznanie ludzi w nim pracujących. Pozwala też na zaprezentowanie historii naszego przemysłu oraz najnowszych jego osiągnięć.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG

Posiedzenie Komitetu Naukowo-Technicznego d/s Rafineryjnych i Dystrybucji Produktów Naftowych

29 stycznia 2013 r. odbyło się w siedzibie Zarządu Głównego SITPNiG w Krakowie pierwsze w bieżącej kadencji posiedzenie Komitetu Naukowo-Technicznego d/s Rafineryjnych i Dystrybucji Produktów Naftowych. Posiedzeniu przewodniczył kol. Czesław Bugaj. Przedmiotem posiedzenia było:

1. ukonstytuowanie się komitetu;
2. omówienie zasad działalności Komitetu Naukowo-Technicznego ds. Rafineryjnych i Dystrybucji Produktów Naftowych;
3. przyjęcie ramowego programu działalności komitetu w kadencji 2012 - 2016;
4. zatwierdzenie planu pracy komitetu na rok 2013;
5. omówienie tematyki referatów z obszaru rafineryjnego na VIII Polski Kongres Naftowców i Gazowników w Bóbrce;
6. dyskusja na temat zwiększenia aktywności specjalistów z branży rafineryjnej w prezentowaniu artykułów w czasopiśmie stowarzyszeniowych;
7. propozycja sposobu komunikowania się i wymiany informacji członków komitetu;
8. sprawy różne.

Na wniosek kol. Czesława Bugaja – przewodniczącego Komitetu, na zastępcę przewodniczącego Komitetu został wybrany kol. Jan Biedroń, a sekretarzem kol. Beata Altkom.

Kol. Czesław Bugaj omawiając zasady działalności komitetu stwierdził, że zakres i problematykę działalności wyraża obowiązujący regulamin komitetu oraz inicjatywa i aktywność członków. Program działalności komitetu na bieżącą kadencję powinien obejmować:

- działania na rzecz polskiego segmentu rafineryjnego i dystrybucji produktów naftowych;
- promocja Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce;
- opracowywanie i wygłaszanie referatów na kongresach i konferencjach naukowo-technicznych, ze szczególnym uwzględnieniem tematyki związanej z segmentem rafineryjnym i tematyką paliw płynnych;
- współpraca ze stowarzyszeniami i instytucjami w zakresie opiniowania aktów prawnych związanych tematycznie z produktami naftowymi;

- przygotowywanie stanowisk w sprawach istotnych dla przemysłu naftowego;
- popularyzowanie innowacyjnych rozwiązań polskich inżynierów naftowców i rafinerów;
- publikowanie materiałów dotyczących branży naftowej w czasopiśmie branżowych w tym szczególnie w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych” i „Wiek Nafty”.

Członkowie komitetu uznali za celowe organizowanie posiedzeń plenarnych komitetu w zależności od potrzeby opracowania stawianych tematów, a w bieżącej działalności przyjmuje się kontakt mailowy lub w systemie telekonferencji.

Członkowie Komitetu z uznaniem przyjęli informację kol. Ludwika Kossowicza o wydaniu drugiego z serii słowników czterojęzycznego słownika „produktów smarowych” oraz zapowiedź opracowania i wydania „słownika naftowego”.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Kol. Czesław Bugaj – przewodniczący komitetu przedstawia program działania komitetu na kadencję 2012 - 2016. Fot. W. Wanat



Uczestnicy posiedzenia podczas obrad. Fot. W. Wanat

„DZIEŃ DYPLOMANTA 2013” na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH

25 stycznia 2013 r. odbyło się w auli AGH uroczyste dyplomatorium, na którym po złożeniu przepisanej Statutem AGH „ślubowania” zostały wręczone dyplomy ukończenia studiów absolwentom Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH kończących studia w 2012 r. Na uroczystość przybyło liczne grono przedstawicieli przemysłu, instytucji naukowych, dydaktycznych i organizacji pozarządowych. Przemówienia pożegnalne do absolwentów Wydziału wygłosili: prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – dziekan Wydziału, prof. dr hab. inż. Andrzej Tytko – prorektor AGH, przedstawiciel przemysłu i samorządu studentów. Prodziekan Wydziału dr inż. Jan Ziąja przyjął od absolwentów ślubowanie następującej treści:

„Ślubuję uroczysto, że jako absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie będę:

- wykorzystywał zdobytą w czasie studiów wiedzę dla rozwoju nauki, gospodarki i kultury narodowej;
- wzbogacał nadal swoją wiedzę ogólną i zawodową;
- dbał o należyty autorytet w kraju i za granicą oraz kultywował Jej tradycję;
- poczuwał się do więzi z kolegami studentami, absolwentami i pracownikami naszej Almae Matris.”

Podczas uroczystości dr inż. Stanisław Szafran – kanclerz Kapituły Honorowej Szpady SITP-NiG oficjalnie ogłosił wyniki VII edycji Konkursu



Dyplomy ukończenia studiów podyplomowych odbierają: Mirosław Dobrut – prezes Europolgas SA i Ryszard Ryba – dyrektor Gaz-System SA Oddział w Tarnowie. Fot. S. Szafran



o Honorową Szpadę SITP-NiG na najlepszego absolwenta Wydziału WNiG w roku 2012. Do Konkursu było nominowanych 10 absolwentów spełniających wymagające warunki przed zgłoszonymi do rywalizacji uczestnikami. W wyniku postępowania konkursowego najlepszym absolwentem Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH został mgr inż. Jacek Hendel uzyskując Honorową Szpadę SITP-NiG. Pozostałym absolwentom nominowanym do konkursu zostały wręczone dyplomy wyróżnienia z określeniem lokaty ukończenia studiów. Szczegóły Konkursu o Honorową Szpadę SITP-NiG podano na stronie www.sitpnig.pl w informacji z dnia 13 grudnia 2012 r. o rozstrzygnięciu VII edycji konkursu.

W toku uroczystości 26 osobom zostały wręczone dyplomy ukończenia Studium Podyplomowego zorganizowanego na Wydziale WNiG w 2012 r. na temat: „Polski przemysł energetyczny w perspektywie do 2030 roku”.

Uroczystość była też okazją do wręczenia zasłużonym osobom współpracującym z Wydziałem Medali „Za Zasługi dla Wydziału WNiG AGH”.

Uroczystości „Dnia Dyplomanta na WNiG 2013” zostały zakończone wieczornym spotkaniem koleżeńskim przy kuflu piwa.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP-NiG



Kanclerz Kapituły dr inż. Stanisław Szafran – sekretarz generalny SITP-NiG w asyście prof. dr hab. inż. Andrzeja Tytko – prorektora AGH i prof. dr hab. inż. Andrzeja Gonet – dziekana Wydziału wręcza Honorową Szpadę SITP-NiG najlepszemu absolwentowi Wydziału z rocznika 2012. Fot. T. Zawiliński



Odniesienie Medalem „Za zasługi dla Wydziału”. Fot. S. Szafran

FSNT NOT Krajowym Liderem Innowacyjności i Rozwoju

24 stycznia w sali głównej Notowań Giełdy Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie odbyła się uroczystość podsumowania konkursu „Krajowi Liderzy Innowacji i Rozwoju”. W tegorocznym konkursie laur „KRAJOWEGO LIDERA INNOWACYJNOŚCI I ROZWOJU” uzyskała Federacja Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT. Organizatorem konkursu jest Fundacja Innowacji i Rozwoju. Konkurs jest organizowany od 5 lat dla firm, samorządów i organizacji pozarządowych w 10 kategoriach: „Innowacyjna firma”, „Innowacyjny produkt”, „Innowacyjna usługa”, „Innowacyjny projekt unijny – firmy”, „Inspirująca firma”, „Dynamicznie rozwijająca się firma”, „Innowacyjna gmina”, „Innowacyjny projekt unijny – gminy”, „Innowacyjna organizacja” i „Innowacyjny projekt unijny – organizacje”.

W konkursie uczestniczą firmy duże, małe i mikro, samorządy oraz organizacje pozarządowe. W podsumowanej edycji wzięło udział prawie 1000 podmiotów.

Odbierając z rąk Kapituły Konkursu pamiątkową statuetkę oraz dyplom Lidera prezes FSNT NOT Ewa Mańkiewicz-Cudny, w krótkim wystąpieniu podkreśliła znaczenie dla postępu gospodarczego oraz podnoszenia standardów cywilizacyjnego rozwoju takich przedsięwzięć ruchu stowarzyszeniowego jak organizowany dla dzieci i młodzieży konkurs „Młody Innowator” oraz przyznawane innowacyjnym firmom nagrody „Mistrz Techniki NOT”, „Dźwignia” i inne.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg



Posiedzenie Głównej Komisji d/s Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITPNIg

11 stycznia 2013 r. w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce odbyło się pierwsze w nowej kadencji posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITPNIg. Posiedzeniu przewodniczył kol. Janusz Pudło – przewodniczący komisji. Głównymi tematami posiedzenia były:

1. wybór Prezydium Komisji,
2. omówienie zasad i programu pracy komisji w kadencji 2012 – 2016,
3. przyjęcie planu pracy komisji na rok 2013
4. omówienie zasad współpracy z krajowymi muzeami branży naftowej i gazowniczej oraz wspierania ich działalności,
5. omówienie współpracy z redakcjami czasopism stowarzyszeniowych – kwartalnika „Wiek Nafty” i miesięcznika „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”.

Komisja uznała za stosowne organizowanie zebrań dwa razy w roku, zgodnie z przyjętym planem merytorycznym.

Komisja przedyskutowała i przyjęła program działalności na całą kadencję oraz plan pracy na rok 2013.

Głównymi kierunkami działalności komisji w kadencji lat 2012 - 2016 będą:

- współpraca i wspomaganie bieżącej działalności Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce oraz innych krajowych mu-

zeów naftowych i gazowniczych;

- inicjowanie, monitorowanie i koordynacja rocznic historycznych, jubileuszy (w szczególności Jubileuszu 160-lecia narodzin przemysłu naftowego) oraz wspieranie działań poszczególnych firm i Oddziałów SITPNIg w tym zakresie;
- opiniowanie projektów tworzenia zbiorów muzealnych oraz ich ekspozycji stałych i czasowych;
- inicjowanie tworzenia ekspozycji rocznicowych w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce;
- pozyskiwanie artykułów do Wiek Nafty;
- gromadzenie materiałów pamiątkarskich i publikacji wydawanych z okazji jubile-

uszy firm i instytucji branżowych;

- gromadzenie biogramów naftowców i gazowników oraz inicjowanie konkursu na wspomnienia i pamiątki ludzi „nafty i gazu”;
- sprawowanie opieki nad pomnikami, tablicami pamiątkowymi i grobami zasłużonych naftowców i gazowników – opiniowanie wniosków o renowację monumentów;
- współpraca ze szkołami noszącymi imię Ignacego Łukasiewicza w zakresie propagowania wiedzy o historii przemysłu naftowego i gazowniczego.

Podczas posiedzenia komisja uczestniczyła w przekazaniu daru w postaci 5 obrazów o tematyce naftowej, którymi Zarząd Zakładu Poszukiwań Nafty i Gazu w Krakowie postanowił wzbogacić zbiory Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg



Członkowie Komisji obok przekazanego w darze portretu Władysława Długosza. Fot. W. Wanat

Podsumowanie roku w Zielonej Górze



Magdalena Wajda

Członkowie zielonogórskiego Oddziału spotkali się 8 lutego, by podsumować miniony rok działalności stowarzyszeniowej.

Stowarzyszenie cieszy się niesłabnącym zainteresowaniem, liczba członków naszego Oddziału wzrosła o 24 osoby i wynosi obecnie 1167, co plasuje go w gronie najliczniejszych oddziałów SITP NiG.

Szkolimy się

Miniony rok był bogaty w różne formy szkoleniowe i wyjazdy naukowo-techniczne, zarówno krajowe jak i zagraniczne, m.in. na



Koła zielonogórskiego SITP NiG zorganizowały w ubiegłym roku wiele wyjazdów szkoleniowych, m.in. do jednej z kopalń Jastrzębskiej Spółki Węglowej. Fot. arch. SITP NiG



W ramach działań promujących postać I. Łukasiewicza Oddział Zielona Góra zorganizował II konkurs wiedzy o patronie dla szkół z rejonu działania Oddziału noszących imię pioniera przemysłu naftowego. Fot. Joanna Wasilewska

takie obiekty jak KPMG Mogilno, kopalnię węgla kamiennego „Pniówek”, PMG Wierchowice i Bonikowo. Członkowie kół odwiedzili Albanię, Chorwację, Norwegię. Na Ośrodku Kopalń Grodzisk Wlkp. odbył się pokaz armatury firmy Parker Hannifin oraz rozwiązań przemysłowych firmy Emerson Process Management. Aktywnie działała grupa rzeczoznawców pod przewodnictwem Zbigniewa Gmińskiego.

Kontynuowaliśmy współpracę ze szkołami i uczelniami, organizując drugą edycję konkursu wiedzy o Ignacym Łukasiewiczu dla szkół podstawowych i gimnazjów z rejonu działania Oddziału oraz pobyt studentów AGH na naszych obiektach.

Stowarzyszenie integruje

Nie zapominaliśmy także o roli integracyjnej stowarzyszenia, która nabiera szczególnego znaczenia w obecnej chwili zmian organizacyjnych w spółce PGNiG. Niezależnie od tego, gdzie pracujemy, spotykamy się na zawodach sportowych, spotkaniach koleżeńskich, Karczmie Piwnej i Combrze Babskim,

tradycyjnie współorganizowanych przez Stowarzyszenie.

Docenieni

Spotkanie podsumowujące było okazją do złożenia podziękowań aktywnym działaczom stowarzyszenia. Ich działania zostały docenione przez Zarząd Główny, który nadał im złote i srebrne odznaki honorowe SITP NiG. Wręczyli je prezes Oddziału Zielona Góra Sławomir Kudela i Marek Dobryniewski, członek Zarządu Głównego.

Magdalena Wajda
Sekretarz Koła Zielona Góra



Złote Odznaki Honorowe SITP NiG otrzymali: Zofia Marciniak, Halina Sakowska-Hassa, Grzegorz Kowalski, Henryk Pisarek, Mirosław Majchrzak, Maria Baszyńska, Iwona Kacpura, Jarosław Cierpka, Iwona Bruczyńska i nieobecni na spotkaniu: Marek Frankowski, Andrzej Łasko. Fot. Magdalena Wajda

„90 lat dziejów Naftometu — Historia Zakładu Urządzeń Naftowych w Krośnie”

Niedawno od Józefa Zuzaka otrzymałem bardzo pięknie wydaną i bardzo interesującą, nową pozycję wydawniczą pt. „90 lat dziejów Naftometu – Historia Zakładu Urządzeń Naftowych w Krośnie”.

Monografia, bo taki charakter posiada ta książka, jest pierwszym wydawnictwem ujmującym kompleksowo 90-letnią historię zakładu – z ukazaniem jego szczególnej roli w rozwoju polskiego przemysłu naftowego.

szary w krośnieńskim, w których występowały złoża ropy i gazu.

Część druga przedstawia historię budowy fabryki, zmiany organizacyjne firmy, kolejne etapy rozbudowy, rozwój usług remontowych i produkcji urządzeń i narzędzi oraz wskaźniki obrazujące etapy działalności Naftometu. Zawarte zostały także informacje o ruchu wynalazczości i trudnym okresie wdrażania gospodarki rynkowej.

W trzeciej części zamieszczone zostały notki biograficzne dyrektorów, kadry kierowniczej



w tę część monografii ducha, aby publikacja była nie tylko opisem rozwoju – ale by oddawała klimat pracy w Zakładzie.

Książka zamyka historyczny okres 90 letnich dziejów firmy pod nazwą Zakład Urządzeń Naftowych „Naftomet”.

Prace nad publikacją realizował zespół w składzie: przewodniczący – Józef Zuzak, członkowie – Sławomir Duran, Marzena Nawrocka.

Sponsorem głównym wydawnictwa jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie oraz PGNiG Technologie O/Naftomet w Krośnie. Wydawcą jest „Ruthenus” – Rafał Barski w Krośnie.

Książka zawiera 340 stron w formacie B 4 (320 x 240mm.)

Będzie dostępna w PGNiG Technologie O/Naftomet w Krośnie, w wydawnictwie Ruthenus, a także w księgarniach.

Piotr Dziadzio



Powstała jako praca zbiorowa z inicjatywy i pod redakcją Józefa Zuzaka, byłego dyrektora Naftometu.

Dzieje Naftometu wpisane zostały w historię polskiego przemysłu naftowego w zakresie rozwoju techniki wiertniczej i eksploatacyjnej, w kilku okresach „geo-politycznych” i własnościowych, od 1853 roku.

Monografia została poświęcona pamięci ludzi, którzy talentem i pracą tworzyli historię zakładu, a tym samym budowali w Polsce przemysł naftowy, o których nie wolno nam zapomnieć.

Składa się z 5 części tematycznie i chronologicznie powiązanych ze sobą.

Część pierwsza obejmuje zarys historii przemysłu naftowego, biografie twórcy i pionierów polskiej nafty, rozwój techniki wiertniczej i eksploatacyjnej, spółki i koncerny naftowe ze szczególnym uwzględnieniem spółki TEPEGE - twórcy Fabryki Maszyn i Urządzeń Wiertniczych w Krośnie, a także historię miasta Krosna i ob-

i pracowników produkcyjnych. Tam również zostały opisane tragiczne losy pracowników i ich rodzin, które brały udział w konspiracji – między innymi Jasia i Stasia synów dyrektora Jana Magury.

Część czwarta poświęcona jest historii i teraźniejszości stowarzyszeń i organizacji społecznych, związków zawodowych i samorządowi firmy. Opisana została również działalność w sferze socjalnej, służby zdrowia, turystyki, kultury i sportu, a także działalność na rzecz mieszkańców regionu. Zamieszczone zostały opisy i fotografie ze spotkań kierownictwa z jubilatami, odznaczenia pracowników, a także wizyty najwyższych władz państwowych, resortowych i partyjnych. Barwnie zostały opisane tradycje górniczej Barbórki – karczmę piwnej.

Rozdział piąty jak klamrą spinają wspomnienia pracowników. Są to okruciny, wspomnień, każde napisane w innym stylu, z różną wrażliwością i różnie zapamiętanymi osobistymi przeżyciami. Autorzy tych wspomnień tchnęli



Józef Zuzak wręcza monografię Grażynie Piotrowskiej-Oliwie prezes PGNiG S.A. Fot. Łukasz Zajdel

„Poradnik inwestycyjny”

Niedawno staraniem Oddziału SITPniG Warszawa II, ukazały się dwie pozycje wydawnicze. Obie bardzo mnie zainteresowały i postanowiłem napisać kilka słów na ich temat, tym samym podzielić się moją opinią o nich z naszymi Czytelnikami. Pierwsza, bardzo użyteczna z punktu widzenia realizacji inwestycji w branży poszukiwawczo-eksploatacyjnej i praktyczna zarówno z punktu widzenia jej codziennego użycia jak też zawartości. Pozycją tą jest „Poradnik inwestycyjny”. Na pierwszy rzut oka tytuł jak każdy inny - nic niemówiący, jednak zaglądając do środka łatwo zauważyć, że jest to zbiór podstawowych informacji, kroków inwestycyjnych w branży górnictwa ropy i gazu. Całość to zgrabnie zebrane najnowsze informacje wraz z przykładami opartymi na obowiązujących przepisach zarówno prawnych jak i wewnętrznych PGNiG. Cztery rozdziały obejmują, można by rzec wszystkie zagadnienia od wykonania planu otworu wiert-

niczego oraz zagospodarowania odkrytego złoża wraz z budową infrastruktury pozwalającej na wydobycie węglowodorów ze złoża. Jeden z rozdziałów szczególnie mi się spodobał, jest nim ostatni w tej książce pt. „Bariera formalno-prawne występujące w procesie przygotowania inwestycji” – czyli zwrócenie uwagi na naszą rzeczywistość. Autorami tej pracy zbiorowej jest zespół specjalistów z PGNiG Oddziałów w Zielonej Górze, Sanoku i Centrali Spółki, koordynowany przez SITPniG Oddział Warszawa II. Pozycja ma 322 strony, formatu B5, co czyni ją bardzo poręczną w użyciu. Na zakończenie całkowicie podzielam opinię o tej pozycji samych autorów, którzy piszą o niej cyt. „Poradnik inwestycyjny” nie jest poradnikiem czysto techniczno-technologicznym, ale jest podzieleniem się wieloletnim doświadczeniem autorów w zakresie pełnego przygotowania przedsięwzięcia inwestycyjnego w procesie zagospodarowania złóż węglowodorów oraz trudnej realizacji prac inwestycyjnych w tym obszarze.

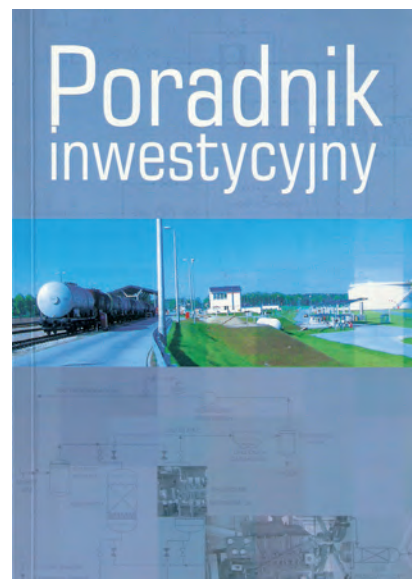
„Monografia podziemnych magazynów gazu w Polsce”

„Monografia podziemnych magazynów gazu w Polsce” jest pozycją wydawniczą systematyzującą informacje dotyczące aktualnego stanu wiedzy o podziemnych magazynach gazu w naszym kraju. Ostatnie lata zaowocowały dużymi nakładami inwestycyjnymi w obszarze magazynowania gazu, co znalazło swoje odzwierciedlenie w zwiększaniu potencjału magazynowania gazu w Polsce. Na temat tych inwestycji realizowanych przez Oddziały w Zielonej Górze i Sanoku na łamach „Wiadomości...” publikowaliśmy wiele informacji. Pozycja wydawnicza, którą tutaj charakteryzuję, oprócz informacji na temat występowania krajowych podziemnych magazynów gazu, charakterystyki geologicznej utworów, w których zostały założone i ich technicznych parametrów, pozwala czytelnikowi zapoznać się z rozwojem PMG na świecie oraz ich stanem obecnym.

Książka ma 304 strony i powstała dzięki środkom z funduszy przyznanych Polsce przez UE w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko. Składa się z kilku bardzo logicznie ułożonych części wraz z podsumowaniem, w którym zawarty jest długoterminowy opis strategii rozwoju w Polsce PMG i PGNiG.

Autorami tej książki, podobnie jak opisanej powyżej jest cały zespół specjalistów z Investgaz SA, PGNiG Oddziałów w Sanoku i Zielonej Górze oraz Centrali Spółki, koordynowany przez SITPniG Oddział Warszawa II.

Obydwie pozycje zostały wzbogacone szeregiem kolorowych zdjęć i schematów oraz posiadają bogatą literaturę źródłową. Ich wydawcą jest Oficyna Wydawnicza ASPRA-JR. Są do dostania w Oddziale SITPniG - Warszawa II, po złożeniu zamówienia. Cena każdej pozycji to



100 zł netto. Adres: SITPniG Oddział Warszawa II, 01-224 Warszawa, ul. M. Kasprzaka 25, tel. (22) 691 85 40 - Biuro Oddziału fax (22) 589 40 61, email: sitpnig.waw@wp.pl

Piotr Dziadzio

Książka, którą warto przeczytać!

23 stycznia 2013 r. odbyło się w Muzeum Techniki w Warszawie (Pałac Kultury i Nauki, Pl. Defilad 1) spotkanie z autorem książki „Orzeł bielszy niż gołębia” Konradem T. Lewandowskim. Książka Konrada T. Lewandowskiego to utrzymana w klimatach steampunkowych opowieść o alternatywnych losach powstania styczniowego. Ignacy Łukasiewicz – wynalazca

lampy naftowej, konstruuje „lądowe lokomobile”, w których czynnikiem roboczym i jednocześnie paliwem jest nafta. Użycie czołgów w walce zmienia losy powstania, Polakom udaje się odzyskać niepodległość. W kraju panuje euforia, rząd powstańczy nawiązuje współpracę z naukowcami, wśród których poja-



wia się James Maxwell czy Daniel Tesla, młodszy brat Nicoli. Szczęście z odzyskania niepodległości burzy wiadomość o skonstytuowaniu czołgów przez zaborcę. Rosjanie szykują odwet. Jak potoczą się dalsze losy powstańców?

Książka ukazała się nakładem Narodowego Centrum Kultury w ramach obchodów 150 rocznicy wybuchu powstania styczniowego.

Wersję papierową książki można zamówić w e-księgarni, e-book w iBookstore.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG

Na ścieżce podróżniczej



Oddział w Zielonej Górze



Jolanta Pietras

Salon Wystaw zielonogórskiego Oddziału PGNiG SA może pochwalić się jubileuszem 10-lecia działalności oraz wieloletnią współpracą z instytucjami i ciekawymi ludźmi z różnych środowisk. Od wielu lat realizujemy w ten sposób ideę Strategii Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu, zanim jeszcze powstał dokument pod taką nazwą.

Czas ten przyniósł wiele projektów edukacyjnych i wychowawczych związanych z poznawaniem kultur całego świata, które były realizowane cyklicznie z Zespołem Szkół Specjalnych nr 1 w Zielonej Górze w ramach programu „Otwarte działania twórcze”, a także z dr hab. Haliną Ratyńską, profesorem Uniwersytetu Kazimierza Wielkiego w Bydgoszczy. O projektach tych mogli Państwo przeczytać w poprzednich numerach „WNIg”.

W 2012 r. odbyła się kolejna kolorowa odsłona „Otwartych działań twórczych”, w programie których znalazły się warsztaty artystyczne, wycieczki, happening w Zielonej Górze oraz wystawa podsumowująca w Salonie Wystaw Oddziału. Tym razem uczniowie szkół poznali



W Salonie Wystaw młodzi artyści prezentowali swoje prace plastyczne dotyczące Danii i postaci z baśni H.Ch. Andersena. Fot. Magdalena Wajda



Tematem konkursu plastycznego dla szkół była biżuteria i przedmioty użytku codziennego plemienia Mentawajów, inspiracją dla prac była przesłana do szkół prezentacja z wyprawy na Sumatrę. Fot. Jolanta Pietras



Współorganizatorem konkursu było LO nr 1 w Zielonej Górze, prace wykonali uczniowie Zespołu Szkół Specjalnych nr 1 oraz gimnazjum nr 1, 2 i 6 nagrodzeni podczas wernisażu w Salonie Wystaw. Fot. Michał Burkowski



Na ósmy happening „Otwartych działań twórczych”, wspieranych od 10 lat przez PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, zostali zaproszeni nie tylko uczestnicy warsztatów, ale i mieszkańcy miasta. Fot. Magdalena Wajda

kraj Wikingów i baśni H.Ch. Andersena – Danię.

Wyprawa Haliny Ratyńskiej i Romana Matulewskiego na Sumatrę zaowocowała wystawą fotograficzną „Tajemnicze plemię Mentawajów”, którą można było obejrzeć w Salonie Wystaw. Na wystawę i do udziału w konkursie plastycznym pt. „Sumatra – kultura i życie codzienne Mentawajów” zostały zaproszone zielonogórskie szkoły. Oddział był fundatorem nagród w konkursie, które wręczyliśmy 31 stycznia br. Młodzież wysłuchała także prezentacji pani Haliny, która opowiedziała o podróży na wyspę Siberut. Uczestnicy wyprawy mieszkali przez 7 dni z plemieniem Mentawajów, ludem, który żyje w zgodzie z naturą głęboko w lesie tropikalnym i ma znikomy kontakt z wytworami naszej cywilizacji.

Jolanta Pietras
Opiekun Salonu Wystaw
Dział Komunikacji i PR

GSG firma z przyszłością

Nowe technologie
Nowoczesne zarządzanie



Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
41-800 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11
tel. 32 398 50 00, fax 32 271 78 01
e-mail: biuro@gsgaz.pl
www.gsgaz.pl


GÓRNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA