

NR 3 (179)
marzec
2013 r.
miesięcznik
Rok XVI
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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





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.



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Nieuchronnie zbliża się wiosna, wzrasta nasza aktywność, patrząc chociażby na pojawienie się propozycji legislacyjnej w zakresie projektu rozwiązań ustawowych dotyczących opodatkowania działalności poszukiwawczo-wydobywczej węglowodorów. Ustawa ta, oczekiwana z różnymi emocjami, ma wejść w życie 1 stycznia 2015 roku. Jest ona od dłuższego czasu dyskutowana w branży i jest jednym z najważniejszych kryteriów mówiących o tym, czy poszukiwania i eksploatacja gazu i ropy z łupków będzie w Polsce opłacalna, czy nie? Nasuwa się również dodatkowe pytanie, ze względu na fakt, że taka ustawa jest potrzebna już teraz, czy nie za późno wejdzie w życie?

Na wstępie, zanim zrobię przegląd tego wydania „Wiadomości...”, wspomnę w kilku zdaniach czego dotyczy i jakie ma ona znaczenie dla inwestorów i przyszłości prac poszukiwawczych. Projekt takiej ustawy pojawił się na początku marca, z którego dość wyraźnie wynika, że inwestorzy nie będą obciążani zbyt restrykcyjnymi podatkami. Zawiera on rozwiązania mające w założeniu uwzględniać specyfikę działalności branży poszukiwawczo-wydobywczej. Ma to mieć charakter dostosowywania obciążeń do wartości poniesionych nakładów w przeszłości, w stosunku do charakteru złoża, jego niskiej rentowności w początkowej fazie, a także zmiany w podatku dochodowym dotyczącym amortyzacji odwiertów. Jednym słowem wysokość podatku od wydobywania będzie zależna od ilości wydobywanego gazu i będzie kalkulowana w zakresie: 1,5% albo 3% w zależności od tego, czy węglowodory w konkretnym złożu mają charakter niekonwencjonalny czy konwencjonalny – co można ocenić pozytywnie. Ale to nie wszystko, projekt zawiera również propozycję podatku węglowodorowego wg. stawki progresywnej (stawka rośnie od

12,5 proc. do 25 proc. zysku w przypadku, gdy wzrasta jego rentowność). Podatek węglowodorowy jest całkowicie nowym rozwiązaniem obciążającym zysk z działalności wydobywczej węglowodorów (czyli nadwyżkę przychodów z tej działalności nad wydatkami kwalifikowanymi). To jest tylko część zaproponowanych rozwiązań, ale wydaje mi się, że najważniejsza, bo związana z finansami i dlatego w skrócie ją przybliżyłem.

Wracając jednak do tego wydania i zawartej w nim treści, to kontynuację pierwszego tematu, ale w znacznie szerszym ujęciu, możecie Państwo znaleźć w wywiadzie z piosłem Piotrem Naimskim przeprowadzonym dla „Wiadomości...” przez Jerzego Papugę – dziennikarza sejmowego w rozdziale „Analizy komentarze”. Tam również swój pogląd na obecną sytuację w zakresie dywersyfikacji poszukiwań gazu/ropy z łupków, czy poprawy stymulacji wydobywania dla odkrytych już złóż wypowiada Jan Lubaś. Trzeba bardzo poważnie zastanowić się nad tym tematem i jego bardzo racjonalną propozycją.

W pierwszej części publikujemy kilka artykułów technicznych, w tym dwa recenzowane. Pierwszy z nich, którego autorem jest Marcin Szura, dotyczy zagadnień związanych z hydraulicznym szczelinowaniem górotworu, czyli metodzie pozwalającej uwolnić gaz/ropę, związane w skale o bardzo niskich porowatościach i przepuszczalnościach, w których natomiast występują naturalne szczeliny, najczęściej powiązane z naprężeniami górotworu. Zrozumienie ich rozkładu oraz ich wykorzystanie znacznie wpływa na efektywność zabiegów szczelinowania i musi być brane pod uwagę przy projektowaniu tego typu zabiegów.

Kolejny artykuł bardzo powiązany z powyższym o charakterze promocyjnym przygotowany przez Piotra Woźniaka z BALTIC CERAMICS S.A. i Dariusza Janusa z LST CAPITAL S.A. rozpoczyna cały cykl artykułów upowszechniających wiedzę, jej zakres związany z metodami hydraulicznego szczelinowania. W tej części został zaprezentowany, można rzec, słownik podstawowych informacji i terminów wprowadzających czytelnika do zagadnień, które będą stopniowo rozwijane w kolejnych numerach „Wiadomości...”.

Drugim artykułem recenzowanym jest artykuł pod tytułem „Wykorzystanie mieszaniny LPG-powietrze w sieciach dystrybucyjnych

gazu w okresie szczytowego zapotrzebowania”, który został przygotowany przez Michała Fująwę. Myślę, że znajdzie on zainteresowanie wśród szerokiego grona naszych czytelników ze względu na poruszane w tym artykule zagadnienia, czyli alternatywy w sytuacji braku lub ograniczenia dostaw gazu ziemnego. Taką alternatywą może być mieszanina LPG i powietrza zwana SNG. Artykuł pokazuje zarówno szerokie możliwości wykorzystania SNG, jak też opisuje zasadę działania i elementy składowe niezbędne do uruchomienia takiego alternatywnego źródła energii.

Tak jak wspominałem powyżej w rozdziale „Nauka i technika” są jeszcze dwa inne interesujące tematy, którymi może zainteresować się szeroka rzesza naszych czytelników, a są to: informacja o realizowanym projekcie przez INiG w zakresie dodatków do paliw stałych poprawiających ich efektywność oraz informacja o wprowadzaniu do użytku nowoczesnych rozwiązań w zakresie zaworów z elementami ceramicznymi, które przechodzą obecnie pozytywne testy na obszarze działalności PGNiG SA w Zielonej Górze.

Wspomnę jeszcze o informacji z PGNiG Oddziału w Zielonej Górze o rozpoczęciu uruchamiania największej inwestycji spółki w ostatnich latach, czyli Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiaków i zagospodarowaniu złoża Winna Góra (wspólna inwestycja PGNiG SA i FX Energy Poland) i przeglądzie krótkich informacji branżowych z ostatniego miesiąca.

W drugiej części wydania wszystkich członków i sympatyków SITPniG zachęcam do zapoznania się z aktualnymi informacjami z obszaru działalności stowarzyszenia, zawartymi w Biuletynie Informacyjnym ZG oraz innymi informacjami dotyczącymi relacji z konferencji i imprez sportowych, którym redakcja patronowała.

W tym miejscu również serdecznie dziękuję Andrzejowi Mikołajczakowi – wieloletniemu dyrektorowi ZG w Poznaniu, który przeszedł na emeryturę za długoletnią współpracę z redakcją WNiG, za jego wsparcie i merytoryczną dyskusję nad kształtem „Wiadomości...”, którą mam nadzieję nadal będzie wyrażał.

Piotr Dziadzio

NAUKA I TECHNIKA

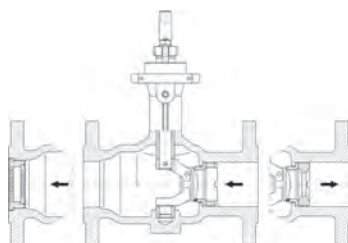
- Wybrane zagadnienia związane z projektowaniem hydraulicznego szczelinowania złóż 4
- Gaz z łupków, szczelinowanie i ceramiczne propantry cz. 1 7



- Wykorzystanie mieszaniny LPG-powietrze w sieciach dystrybucyjnych gazu w okresie szczytowego zapotrzebowania 14
- Ograniczenie problemów eksploatacyjnych związanych ze spalaniem biomasy poprzez zastosowanie nowoczesnych dodatków uszlachetniających 20



- Elementy ceramiczne w zaworach 22



ANALIZY I KOMENTARZE

- „Chcemy debaty, byleby cel był taki sam” 26



- Węglowodorowe dylematy 28

WIEŚCI Z POLSKICH FIRM

- Rozruch kopalni Lubiatów 30



- Gazowa Winna Góra 31

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA

- PGNiG i ORLEN kontynuują poszukiwania ropy naftowej w Wielkopolsce 32
- Zarząd spółki dystrybucyjnej zatwierdzony 32
- Rada Nadzorcza PGNiG SA wybrała wiceprezesów Zarządu 32
- Prognozy „World Oil” na rok 2013 33
- Tańszy gaz z Gazpromu dla Europy 33
- Węglowodory w kosmosie 34
- Shell angażuje się w gaz łupkowy na Ukrainie 34
- Wznowienie poszukiwań gazu z łupków w Rumunii 34
- Sejsmika dennana Morzu Północnym 34
- Rosną koszty gazociągu South Stream 34
- Pomyślny finał negocjacji wokół złoża Yme 34
- Rynek potrzebuje większych mocy terminalu LNG 35



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



ADRES REDAKCJI

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

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

dr inż. Stanisław Szafran – przewodniczący
mgr Wioleta Wanat

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKŁAD: 1500 egz.

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

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – KRNiGZ Lubiatów w obszarze działania PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, Instalacja odzysku siarki i jej załadunku. Fot. Magdalena Wajda

- Kalendarium 37
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 37
- Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNiG 38
- XIX edycja plebiscytu Przeglądu Technicznego „Złoty Inżynier” 38



- Posiedzenie Głównej Komisji d/s Szkolenia 41
- Posiedzenie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej Zarządu Głównego SITPNiG 42



- Weteran poznańskiego gazownictwa mgr inż. Andrzej Mikołajczak – wieloletni dyrektor Zakładu Gazowniczego w Poznaniu przeszedł na emeryturę 43



- Posiedzenie Rady Programowej „Wieku Nafty” 44



KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

- Relacja z warsztatów – Strategie zawierania umów gazowych 45



SPORT, REKREACJA W TURYSTYKA.

- Szczęśliwa „trzynastka” 46



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 Dziadzio
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

Wybrane zagadnienia związane z projektowaniem hydraulicznego szczelinowania złóż



Marcin Szura

Abstract:

One of the most important factor in creating a hydraulic fracturing design, is to recognize the stress distribution in a reservoir (in-situ stress of rock formation). In-situ stress determines basic fracture properties – fracture azimuth, fracture orientation and fracture geometry (height, length, width). In addition, with appropriate recognition of the in-situ stress, it is possible to select volumes, types and technological parameters of fracturing fluids and proppants, required to create fractures of proper geometry and conductivity. This paper reviews basic criteria for the fracturing fluids and proppant selection.

Streszczenie:

Jednym z najważniejszych czynników branych pod uwagę przy tworzeniu projektu szczelinowania hydraulicznego, jest rozpoznanie rozkładu naprężeń w warunkach złożowych (in-situ). Rozkład naprężeń ma wpływ na podstawowe parametry propagującej szczeliny – azymut i orientację szczeliny w przestrzeni oraz jej geometrię (wysokość, długość, rozwartość). Dodatkowo dzięki odpowiedniemu rozpoznaniu stanu naprężeń w warunkach złożowych (in-situ) możliwy jest właściwy dobór ilości, rodzaju a także parametrów technologicznych cieczy szczelinujących i propantów stosowanych do wytworzenia szczelin o odpowiedniej geometrii i przewodności. W artykule zostały także omówione podstawowe kryteria doboru cieczy szczelinujących i propantów.

Wstęp

Na etapie projektowania prac szczelinujących znajomość właściwości mechanicznych skały jest kluczowa przy określaniu takich parametrów jak: rozkład naprężeń w warunkach złożowych, deformacja skały oraz jej zachowanie podczas zabiegu szczelinowania, czy wreszcie określenie ostatecznej geometrii szczeliny. Mechaniczne właściwości skały brane pod uwagę

podczas projektowania prac szczelinujących to przede wszystkim:

- właściwości sprężyste skały takie jak: moduł Younga, moduł Kirchhoffa, współczynnik Poissona,
- właściwości wytrzymałościowe takie jak: wytrzymałość na ściskanie, czy rozciąganie oraz energia pęknięcia, czyli podatność materiału na pęknięcie lub złamanie, odpowiadająca energii pochłanianej w czasie powstawania pęknięcia niszczącego materiał wyrażana w J/m^3 ,
- właściwości plastyczne skały,
- poroelastyczność opisująca ściśliwość matrycy skały w porównaniu z ściśliwością całej skały w warunkach przepływu cieczy.

Jednym z istotnych czynników przy tworzeniu projektu szczelinowania hydraulicznego, jest rozpoznanie rozkładu naprężeń w warunkach złożowych (in-situ). Naprężenia nie tylko wpływają na większość aspektów zachowania szczeliny, ale także na mechaniczne właściwości skały, jak i warunki złożowe całej formacji skalnej. Rozkład naprężeń określa azymut i orientację szczeliny w przestrzeni, geometrię szczeliny (jej wysokość, długość, rozwartość) a także ciśnienie niezbędne do wywołania szczeliny o planowanej długości. Ma dodatkowo wpływ na rodzaj oraz wielkość ziaren propantu, a także rodzaj i ilość płynu szczelinującego.

Naprężenia w warunkach złożowych (in-situ), są to lokalne stany naprężeń w elemencie masy skały na określonej głębokości. Trzy główne składowe stanu naprężeń σ_x , σ_y , σ_z , wynikają przede wszystkim z:

- ciężaru nadkładu skalnego,
- ciśnienia złożowego,
- temperatury, właściwości skały oraz jej diagenety,
- z tektoniki złoża.

Do podstawowych parametrów złożowych związanych ze szczelinowaniem złoża, można zaliczyć:

- Ciśnienie zamknięcia (Closure Pressure) – ciśnienie graniczne, przy którym rozpoczyna się zamykanie szczeliny. Ciśnienie zamknięcia można także definiować jako ciśnienie wymagane do utrzymania szczeliny otwartej [1].
- Ciśnienie rozszerzania szczeliny (Fracture Extension Pressure) – ciśnienie

wymagane do rozszerzenia istniejącej szczeliny. Ciśnienie to jest większe niż ciśnienie zamknięcia i zależy od sposobu propagacji szczeliny [1].

- Instantaneous Shut-In Pressure (ISIP) – po wyłączeniu pomp i zakończeniu procesu zatłaczania następuje spadek ciśnienia w czasie, a następnie jego stabilizacja. Ciśnienie ISIP jest to ciśnienie zmierzone po wyłączeniu pomp odpowiadające punktowi przegięcia na krzywej spadku ciśnienia. Ciśnienie ISIP można także zdefiniować, jako różnicę ciśnienia w momencie zakończenia zatłaczania i oporów przepływu cieczy. Ciśnienie to jest większe od kilku do nawet kilkuset kPa od ciśnienia zamknięcia, w zależności od specyfiki zabiegu i rodzaju skały. W praktyce ciśnienie ISIP w przybliżeniu odpowiada minimalnemu naprężeniu niezbędnemu do utrzymania szczeliny otwartej [1].

Aby w sposób wiarygodny dokonać pomiaru naprężenia minimalnego w warunkach złożowych (in-situ) należy przeprowadzić odpowiednie testy polegające na zatłoczeniu cieczy do skały zbiornikowej, rozpoczęciu propagacji szczeliny oraz zmierzeniu ciśnienia ISIP. Ciśnienie ISIP w tym wypadku równe będzie wartości minimalnego naprężenia, do którego prostopadłe powstaje szczelina [2].

$$\sigma_{\min} = p_{is} \quad (1)$$

$\sigma_{\min}$ – naprężenie minimalne w warunkach in-situ

p_{is} – ciśnienie ISIP

W większości przypadków jest to naprężenie horyzontalne, a powstałe szczeliny zorientowane są w płaszczyźnie pionowej.

$$\sigma_{\min} = \sigma_{Hmin} = p_{is} \quad (2)$$

$\sigma_{\min}$ – naprężenie minimalne w warunkach in-situ

σ_{Hmin} – poziome minimalne naprężenie w warunkach in-situ

p_{is} – ciśnienie ISIP

Wpływ naprężeń in-situ i właściwości skał na geometrię szczeliny

Do wykonania akceptowalnego projektu szczelinowania, muszą zostać przeprowadzone odpowiednie obliczenia uwzględniające wysokość, szerokość oraz długość szczeliny. Dodatkowo należy określić azymut szczeliny oraz jej orientację w przestrzeni.

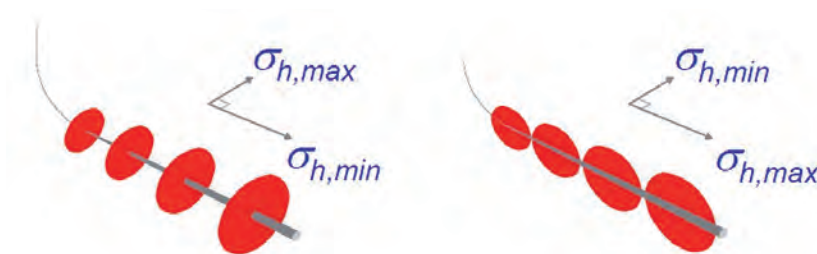
Azymut szczeliny. Badania wykazały, że niezależnie czy rozkład naprężeń jest anizotropowy, powstająca szczelina wykazuje preferowany azymut prostopadły do najmniejszych naprężeń głównych. Szczelina obiera taki kierunek propagacji, który stawia najmniejszy opór i rozszerzając się pokonuje najmniejsze naprężenia. W przypadku gdy mamy do czynienia z warunkami izotropowymi oraz trójosiowym stanem naprężeń, dominującym czynnikiem określającym orientację szczeliny oraz jej propagację w przestrzeni będzie charakterystyka skały [3].

Wysokość szczeliny. Konwencjonalne dwuwymiarowe modele propagacji szczeliny wymagają określenia wysokości szczeliny w celu obliczenia jej rozwartości i długości przy uwzględnieniu objętości cieczy oraz charakteru jej przepływu. Obecnie coraz częściej stosuje się modele trójwymiarowe (3D) lub pseudotrójwymiarowe (p3D) w których trzy główne wymiary szczeliny: wysokość, długość, rozwartość, zmieniają się niezależnie, co pozwala na modelowanie nieregularnego zespołu szczelin, których kształt jest warunkowany lokalnymi własnościami mechanicznymi i filtracyjnymi ośrodka [4].

Dane z próbnych szczelinowań, testów otworowych oraz innych źródeł wykazują, że proces propagacji szczeliny często kończy się przed osiągnięciem warstwy ograniczającej, w szczególności w przypadku niewielkich zabiegów. Na podstawie otrzymanych wyników można stwierdzić, że anizotropowość skał, naturalnie występujące w złożu szczeliny lub różnice we właściwościach łupków i skał otaczających wpływają na zatrzymanie procesu propagacji szczeliny, bądź zmianę jej orientacji w przestrzeni [1]. Na proces propagacji szczeliny oraz ewentualne utrudnienia, wpływa zatem zarówno rozkład naprężeń w formacji skalnej, jak i jej właściwości. Ważną konsekwencją tego faktu, z punktu widzenia tworzenia projektu szczelinowania, jest to, że przy określaniu wysokości szczeliny należy uwzględnić zarówno istniejący rozkład naprężeń, jak i kwestie dotyczące właściwości skały. Obecnie trwają prace nad stworzeniem zaawansowanych modeli propagacji szczeliny uwzględniających naturalnie występujące szczeliny oraz nieciągłości formacji łupkowych [5].

Dobór propantu oraz czynniki wpływające na przewodność szczelin

Celem szczelinowania hydraulicznego jest zwiększenie produktywności złoża poprzez zmianę charakteru przepływu węglowodorów w skałe zbiornikowej z przepływu radialnego skupiającego się wokół osi otworu na przepływ liniowy skupiający się wokół powstałej szczeliny, która przecina oś otworu [1]. Aby cel ten został osiągnięty przewodność szczeliny musi być znacznie



Rys. 1. Wpływ naprężeń głównych na azymut propagującej szczeliny [LaFollette, 2010]

większa od przewodności skały zbiornikowej. W przypadku złóż niekonwencjonalnych szczelinowanie hydrauliczne ma dodatkowo za zadanie „uwolnienie” gazu, bądź ropy z przestrzeni porowej skał słabo przepuszczalnych.

Zadaniem propantu jest utrzymanie ścian szczeliny w taki sposób, aby po zakończeniu zatłaczania cieczy szczelinującej i spadku ciśnienia poniżej wartości wymaganej do utrzymania szczeliny otwartej, przewodność szczeliny mogła być nadal utrzymana. Idealna sytuacja występuje, gdy propant zapewnia przewodność przepływu na tyle dużą, że wszelkie straty ciśnienia podczas etapu eksploatacji złoża mogą zostać pominięte. W praktyce taka idealna sytuacja jest niemożliwa do osiągnięcia, ponieważ dobór propantu wymaga wielu kompromisów spowodowanych względami ekonomicznymi jak i technologicznymi.

Czynniki wpływające na przewodność szczelin

Do podstawowych czynników wpływających na przewodność szczeliny podpieranej przez propant można zaliczyć:

1) **Ciężar nadkładu.** Naprężenia wywołane przez ciężar nadkładu podczas procesu zamykania szczeliny powodują destrukcję propantu zawartego w szczelinie, a także zmniejszanie jego rozmiarów poprzez rozpad na części. Wyżej wymienione negatywne zjawiska prowadzą do zmniejszenia przepuszczalności podpartej szczeliny. Dodatkowo naprężenia przenoszone przez materiał podpierający na otaczające cząstki skały, powodują ich miejscowe ściskanie, a przez to zmniejszenie porowatości i redukcję przepuszczalności. Ten ostatni efekt obserwowany jest nawet przy stosunkowo niewielkich wartościach naprężeń, gdy zjawisko kruszenia propantu jest nieistotne [1].

2) **Wielkość ziaren propantu.** Wielkość ziaren propantu ma istotny wpływ na przewodność podpartej szczeliny. Ziarna większe np. o średnicy zastępczej od 0,8 mm do 1,4 mm (12/20 mesh) zapewniają większą przewodność niż znajdujące szersze zastosowanie ziarna mniejsze o średnicy zastępczej od 0,8 mm do 0,4 mm (20/40 mesh). Wraz ze spadkiem ciśnienia w szczelinie ziarna ulegają jednak kruszeniu, a różnice w przewodności przy zastosowaniu ziaren większych w stosunku do mniejszych ma-

leją. Zależność ta wynika z faktu, że początkowo różne rozkłady ziaren w szczelinie, porowatości, i pola powierzchni styku ziaren z szczeliną stają się do siebie zbliżone. Biorąc to pod uwagę, o doborze wielkości ziaren propantu, często decydują inne czynniki niż jedynie przepuszczalność powstałej szczeliny [1].

Przy określaniu wielkości ziaren propantu, należy także wziąć pod uwagę kwestię jego transportu i umiejscowienia w szczelinie. Chociaż ziarna większe o średnicy zastępczej od 0,8 mm do 1,4 mm (12/20 mesh) zapewniają znacznie większą przewodność, niż mniejsze odpowiedniki np. o średnicy zastępczej od 0,8 mm do 0,4 mm (20/40 mesh), te drugie znacznie łatwiej jest przetransportować i umiejscowić głęboko w szczelinie. W wielu przypadkach to właśnie kwestie transportu propantu są dominującym czynnikiem przy doborze rozmiaru ziaren [1].

3) **Koncentracja propantu.** Termin koncentracja propantu odnosi się do ilości tego materiału na jednostkę powierzchni ścian szczeliny (mierzonej po jednej stronie). Powszechnie stosowaną jednostką wyrażającą koncentrację propantu jest kilogram na metr kwadratowy [kg/m²]. Z punktu widzenia projektowania zabiegu szczelinowania hydraulicznego istotne jest, że przewodność szczeliny wzrasta wraz ze wzrostem koncentracji propantu w szczelinie, dlatego też celem zabiegu jest między innymi uzyskanie maksymalnie możliwej koncentracji propantu [1].

4) **Właściwości wytrzymałościowe propantu.** Wytrzymałość propantu jest jednym z najważniejszych czynników branych pod uwagę przy projektowaniu podpieranej szczeliny. W celu określenia wytrzymałości propantu stosuje się testy wytrzymałościowe na ściskanie wprowadzone przez American Petroleum Institute (API) [6]. Testy te wykorzystują aparaturę wywierającą ciągły nacisk na pakiet ziaren propantu. Wartości uzyskane w przeprowadzanych testach zależą, poza fizycznymi właściwościami pojedynczego ziarna, od kształtu ziaren, ich rozkładu na jednostce powierzchni, rozmieszczenia w pakietach i innych czynników uwzględniających złożoność układu jakim jest pakiet ziaren testowanego materiału. Czynniki te uwzględniane są dla lepszego odwzorowania zachowania układu w warunkach złożowych niż w przypad-

ku pomiarów wytrzymałościowych przeprowadzanych dla pojedynczego ziarna [1].

5) **Kształt ziaren propanu.** Sferyczność i kulistość są właściwościami, które wpływają na zachowanie propanu w szczelinie. Ich wpływ zależy w dużym stopniu od wartości naprężeń, jakim poddawane są pakiety ziaren w szczelinie. Kształtne, sferyczne ziarno jest w stanie przenosić większe obciążenia bez uszkodzeń, niż ziarno niedoskonałe sferyczne. Dodatkowo przy większych wartościach obciążeń, ziarna o kształcie bardziej zbliżonym do idealnie sferycznego przyczyniają się do lepszej przewodności szczeliny [1].

Czynniki wpływające na dobór cieczy szczelinujących:

Ciecze szczelinujące zatłaczane są do złoża w celu stymulacji wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej. Aby uzyskać satysfakcjonujące efekty tej stymulacji, płyn szczelinujący musi spełniać pewne fizyczne i chemiczne właściwości:

- powinien być kompatybilny z materiałem budującym formację skalną,
- powinien być kompatybilny z płynami złożowymi,
- powinien być zdolny do utrzymywania propanu w stanie zawieszenia oraz jego transportu w głąb szczeliny,
- powinien być zdolny do otwierania, a następnie propagacji szczeliny o wymaganej szerokości,
- powinien posiadać właściwości pozwalające na łatwe usunięcie go z formacji skalnej,
- powinien być łatwy do przygotowania i zastosowania w warunkach prac szczelinujących,
- powinien być stabilny tzn. utrzymywać wymaganą lepkość na określonym poziomie podczas poszczególnych etapów wykonywania zabiegu szczelinowania,
- powinien być tani [1].

Pierwsza z wymienionych charakterystyk jest jednocześnie jedną z najważniejszych. Jeśli chemiczne właściwości płynu szczelinującego powodują pęcznienie naturalnie występujących w skale materiałów ilastych, co prowadzi jednocześnie do zmniejszenia przestrzeni porowej powstałych szczelin, przeprowadzony w ten sposób zabieg zakończy się niepowodzeniem. Z podobną sytuacją będziemy mieli do czynienia, gdy zatłoczony do skały zbiornikowej płyn szczelinujący powodował będzie rozpuszczanie spoiwa mineralnego łączącego ziarna skały, a przez to migrację cząstek skalnych i materiału ilastego [1].

Kolejną istotną właściwością jaką powinien posiadać płyn szczelinujący z punktu widzenia

powodzenia zabiegu jest zdolność do transportu propanu poprzez perforację, głęboko w powstałe szczeliny. W zależności od rodzaju płynu szczelinującego, może on utrzymywać ziarna propanu w stanie zawieszenia lub jak w przypadku cieczy na bazie polimerów liniowych, pozwalać na osadzanie się niewielkiej ilości cząstek w szczelinie. Aby zapewnić transport propanu a także otwarcie i propagację szczeliny, wymagane jest utrzymywanie lepkości cieczy szczelinującej na odpowiednio wysokim poziomie [1].

Istotną właściwością cieczy szczelinującej jest również jej zdolność do zmiany lepkości z wysokiej, podczas zabiegu szczelinowania, do niskiej podczas procesu „flow back”, czyli powrotu cieczy ze skały zbiornikowej do otworu, a następnie na powierzchnię. Redukcja lepkości jest niezbędna, aby ciecz mogła być z łatwością usunięta z formacji skalnej po zakończonym zabiegu. Ciecz o wysokiej lepkości, która pozostała w przestrzeni porowej skały zbiornikowej, bądź w powstałej szczelinie, może znacząco zmniejszyć produkcję węglowodorów. Redukcja lepkości następuje z reguły poprzez termalną degradację polimerów w otworach o wysokiej temperaturze złożowej lub poprzez degradację kontrolowaną przy zastosowaniu odpowiednich środków takich jak: enzymy, utleniacze czy słabe kwasy. Kontrolowana degradacja jest niezbędna, gdy chcemy utrzymać wysoką lepkość podczas trwania zabiegu oraz niską lepkość po jego zakończeniu [1].

Płyny szczelinujące o wysokiej lepkości były znane już w latach pięćdziesiątych i sześćdziesiątych dwudziestego wieku, jednak nie znalazły one wówczas szerokiego zastosowania, ponieważ w wyniku wysokich oporów przepływu, istniały spore trudności z ich zatłaczaniem do górotworu. Współczesne systemy cieczy szczelinujących pozwalają na zastosowanie cieczy o stosunkowo wysokiej lepkości, ale o podwyższonych właściwościach smarnych. W istocie, większość takich cieczy zatłaczana jest przy mniejszym ciśnieniu, niż ciecze o niższej lepkości jak woda, czy ropa naftowa [1].

Z punktu widzenia optymalizacji zabiegu szczelinowania hydraulicznego, zrozumiałą jest również naciśnięcie na jak najniższe koszty zastosowanego płynu. W większości przypadków kryterium obniżania kosztów zabiegu jest jednym z najważniejszych kryteriów przy doborze składu płynu szczelinującego. Ciecz, która spełnia wszystkie najważniejsze właściwości, lecz której sporządzenie i zastosowanie będzie wymagało wysokich nakładów finansowych, z całą pewnością nie zostanie uznana za idealny wybór. Komponenty, z których otrzymywany jest płyn szczelinujący powinny być zatem tanie i łatwo dostępne [1].

Wnioski

1) Rozpoznanie rozkładu naprężeń w warunkach złożowych (in-situ) jest jednym z najważniejszych czynników branych pod uwagę przy tworzeniu projektu szczelinowania hydraulicznego.

2) Niezależnie czy rozkład naprężeń jest anizotropowy, powstająca szczelina wykazuje preferowany azymut prostopadły do najmniejszych naprężeń głównych – propagująca szczelina obiera zatem taki kierunek propagacji, który stawia najmniejszy opór i rozszerzając się pokonuje najmniejsze naprężenia.

3) Celem szczelinowania hydraulicznego jest zwiększenie produktywności złoża poprzez zmianę charakteru przepływu węglowodorów w skale zbiornikowej z przepływu radialnego skupiającego się wokół osi otworu na przepływ linearny skupiający się wokół powstałej szczeliny, która przecina oś otworu.

Literatura:

1. Gidley J., Holditch S., Nierode D., Veatch R., *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*, Richardson TX USA, 1989r.
2. Warpinski N.R., Branagham P., Wilmer R., *In Situ Stress Measurements at U.S. DOE's Multiwell Experiment Site*, JPT Volume 37, Number 3 (March 1985).
3. Hubbert M.K., Willis D.G., *Mechanics of Hydraulic Fracturing*, AIME, 1957 r.
4. Wojnarowski Paweł, Stopa Jerzy, *Aktualne możliwości komputerowej symulacji szczelinowania hydraulicznego w złożach*, AGH Drilling, Oil, Gas 2012 vol. 29 no. 1 s. 337–345.
5. X. Weng, O. Kresse, C. Cohen, R. Wu, H. Gu, *Modeling of Hydraulic Fracture Network Propagation in Naturally Fractured Formation*, SPE Production & Operations, Volume 26, Number 4, 2011r.
6. Phillip B. Kaufman, CESI Chemical; Robert W. Anderson, Weatherford International; Mark Ziegler, Unimin Corporation; Aidner R. Neves, Sintex Minerals; Mark A. Parker, Halliburton Energy Services; Kathy Abney, Stim-Lab Inc.; Gabriel Warwick Kerr de Paiva Cortes, Mineracao Curimbaba LTDA; Sara Joyce, Badger Mining; and Glenn S. Penny, CESI Chemical, *Introducing New API/ISO Procedures for Proppant Testing*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November 2007, Anaheim, California, U.S.A.

Marcin Szura

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu,
Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii
Pracę zrealizowano w ramach badań
statutowych o numerze I.I.I.I.190.555

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 26.02.2013

Artykuł przyjęto do druku: 8.03.2013

Gaz z łupków, szczelinowanie i ceramiczne proppanty cz. 1



Piotr Woźniak

**baltic
ceramics**



Dariusz Janus

LST CAPITAL

Złoty wiek - tło ekonomiczne

W 2012 roku ukazał się raport wydany przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (z ang. IEA - International Energy Agency) pod tytułem „Złote Zasady dla Złotego Wieku Gazu” (z ang. „Golden Rules for a Golden Age of Gas”) [1]. Zespół składający się z doświadczonych ekonomistów przy współpracy z ekspertami ze środowisk naukowych i przemysłowych z całego świata stworzyli raport, którego główny przekaz dotyczy wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych – głównie z łupków, gazu zamkniętego (tzw. tight gas) oraz metanu ze złóż węgla.

Czytamy w nim między innymi, iż owy złoty wiek będzie miał miejsce w momencie, kiedy technologia pozwoli na wydobycie cennego paliwa w sposób bezpieczny dla środowiska oraz przede wszystkim w sposób opłacalny. Obecnie w wydobyciu gazu ze złóż niekonwencjonalnych prym wiodzie Ameryka Północna, która rozbudza nadzieje reszty świata na podobny rozwój wydarzeń – zwłaszcza podczas licznych doniesień o dużych złóżach np. w Europie jest to całkiem uzasadnione działanie.

Wzrost produkcji gazu przyniósłby oczywiście wiele korzyści – możliwość uniezależnienia krajów importujących paliwo, spadek cen gazu (nie tylko lokalnie, ale przede wszystkim globalnie), a także bezpieczeństwo energetyczne oraz różnorodność wykorzystywanych źródeł energii. Autorzy raportu sformułowali zestaw wytycznych – „złoty zasad”, które mają przysłużyć się podczas efektywnego i bezpiecznego dla środowiska procesu wydobycia węglowodorów. Główne hasła „złoty zasad” brzmią następująco:

- Analizuj, ujawniaj i angażuj
- Uważaj gdzie wiercisz
- Izoluj szyby i przeciwdziałaj wyciekom
- Odpowiedzialnie traktuj wodę
- Eliminuj wypuszczanie gazu do atmosfery, minimalizuj wypalanie gazu w pochodni oraz inne emisje
- Myśl szerzej
- Konsekwentnie zapewniaj wysoki poziom troski o środowisko

Autorzy przewidują, iż stosując wytyczne światowa produkcja gazu ze źródeł niekon-

KONWENCJONALNE ZŁOŻE



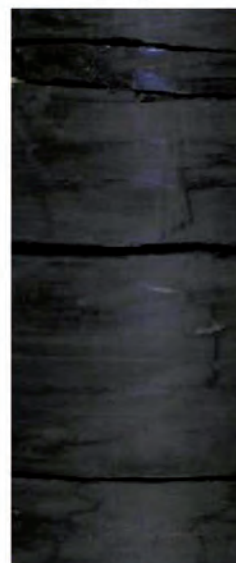
mD

TIGHT GAS



μD

ŁUPKI



nD

Rys. 1. Różnica przepuszczalności skał charakterystycznych dla paliwa ze złoża konwencjonalnego, zamkniętego oraz dla gazu łupkowego

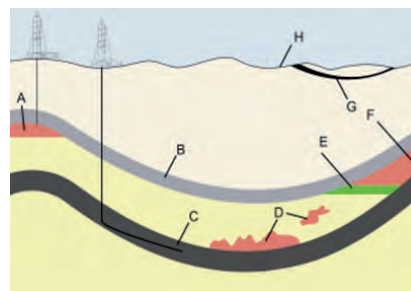
wencjonalnych osiągnie wartość 1,6 biliona m³ w roku 2035 – stanowiąc około 2/3 przyrostu produkcji gazu ogółem do 2035 roku. Udział gazu niekonwencjonalnego w produkcji gazu ogółem wzrośnie z 14% w 2012 roku do 32% w roku 2035. Autorzy przewidują, iż najwyższy wzrost będzie miał miejsce około roku 2020. Największym producentem gazu w roku 2020 według raportu zostanie Ameryka Północna, wyprzedzając obecnego lidera – Rosję. Wysokie miejsce zajmą również Chiny, Australia, Indie, Kanada oraz Indonezja. Natomiast Unia Europejska – z Polską jako liderem, ma szansę pokryć spadek produkcji gazu ze złóż konwencjonalnych właśnie wykorzystując złoża niekonwencjonalne.

Trochę o geologii – po co właściwie szczelinować?

Na rys. 1 przedstawiono różnicę przepuszczalności skał budujących poszczególne złoża gazu. Zauważyć można, iż dla złóż konwencjonalnych przepuszczalność jest rzędu 10⁻³D, dla gazu zamkniętego 10⁻⁶D, a dla gazu łupkowego 10⁻⁹D.

Przepuszczalność dostarcza nam informacji o zdolności przewodzenia materiału – jest to jeden z parametrów kluczowych przed rozpoczęciem eksploatacji każdego złoża. W przypadku złóż można ten termin odnieść do zdolności przewodzenia wydobywanego węglowodoru – im bardziej porowatą budową charakteryzuje się złożo, tym łatwiej i szybciej pozyskamy węglowodor.

Różnicę pomiędzy złożami niekonwencjonalnymi łupków gazonośnych, a pozostałymi złożami węglowodorów schematycznie pokazano na rys. 2.



Rys. 2. Położenie różnych rodzajów złóż gazu: A i F – gaz konwencjonalny, B – warstwa nieprzepuszczalna, C – złożo łupków bogatych w gaz, D – gaz piaskowy (tight gas), E – złożo ropy naftowej, G – gaz w złożach węgla, H – powierzchnia ziemi

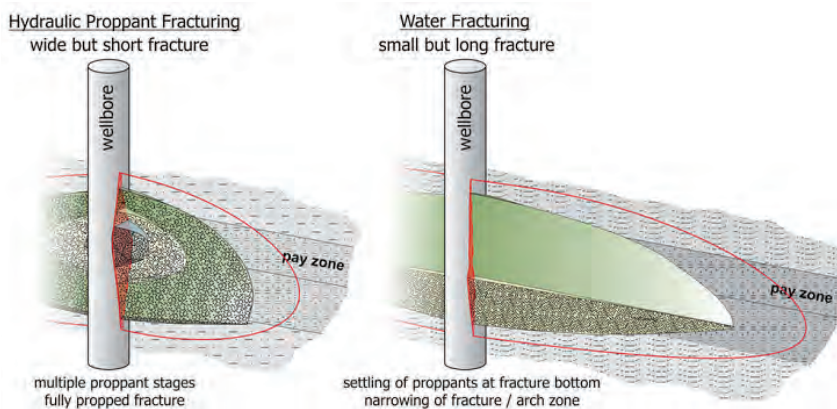
Gołym okiem widać znaczącą różnicę w głębokościach występowania poszczególnych rodzajów złóż, a także w budowie geologicznej, która im towarzyszy. Dlatego tak ważnym procesem jest stymulacja skał w celu efektywnego wydobywania zalegających w niej węglowodorów. Stymulacji dokonać można za pomocą technik chemicznych, termicznych lub hydraulicznych. Technika szczelinowania hydraulicznego pozwala na znaczne zwiększenie powierzchni wydobywania, a co za tym idzie pozwala na wzrost wydajności odwiertu.

Idąc chronologicznie, możemy wyróżnić trzy główne koncepcje szczelinowania, których zastosowanie uwarunkowane jest rodzajem i właściwościami formacji skalnych. Są to: klasyczne szczelinowanie hydrauliczne z użyciem proppantów (z ang. hydraulic proppant fracturing: HPF, 1996), szczelinowanie za pomocą płynów (z ang. water fracturing: WF, 1998 - 2000) i szczelinowanie hybrydowe (z ang. hybrid fracturing), które popularność zdobyło około 2002 roku i trwa do dzisiaj, przechodząc modyfikacje i udoskonalenia mające na celu nie tylko zwiększenie wydajności odwiertu, lecz również względy ekologiczne.

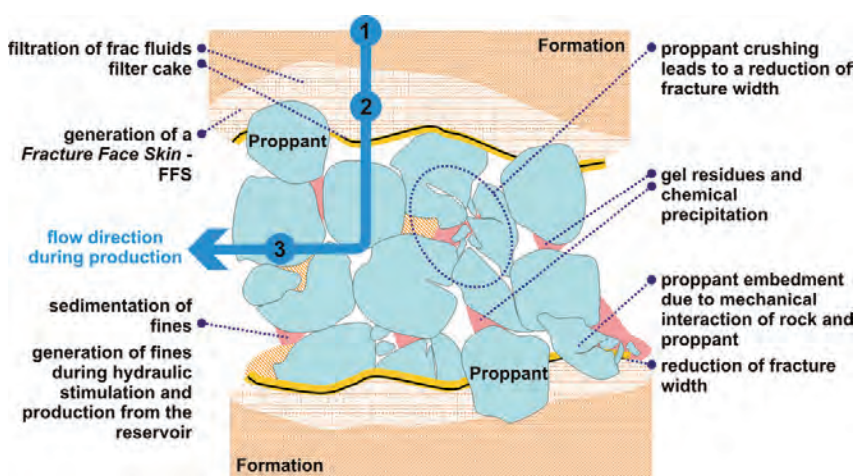
Podczas HPF stosowane są płyny o wysokiej lepkości i dużej koncentracji zawieszonych w nim proppantów, czego efektem jest powstawanie szerokiego, lecz krótkiego złamania wewnątrz skały, co schematycznie przedstawiono na rys. 3.

Metoda ta stosowana jest głównie przy formacjach charakteryzujących się przepuszczalnością rzędu 10 – 1000 mD. Pozwala na dobrą kontrolę parametrów stymulacji tj. przewodności, złamania, szerokości złamania, długości pęknięcia, która pozwala na ich optymalizację i przewidywanie [2].

Przy szczelinowaniu WF mamy do czynienia z wodą (około 500 – 1700 m³ na którą przypada od 0-20 ton proppantów), która została wzbogacona związkami chemicznymi, których głównym celem jest obniżenie tarcia (z ang. slick water). Proppanty zawieszone w płynie występują w niskiej koncentracji (lub nie występują wcale), a wpompowywane w głąb formacji skalnych pomagają w tworzeniu długich i wąskich złamań skalnych tak jak przedstawiono



Rys. 3. Hydrauliczne generowanie pęknięć w skałe [2]



Rys. 5. Mechanizmy naruszające przewodnictwo proppantów [2]

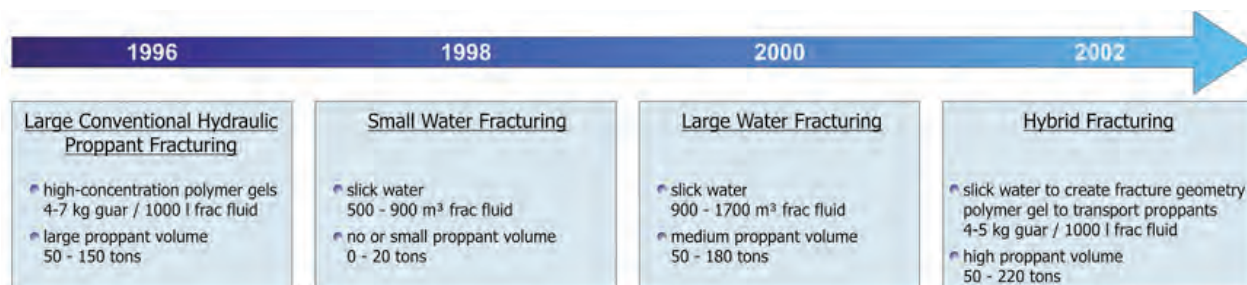
na rys. 3. Zaletą „water fracturing” w porównaniu do szczelinowania HPF i hybrydowego jest niższa cena wykonania zabiegu szczelinowania (między innymi dzięki niskiemu zużyciu proppantów). Według doniesień literaturowych szczelinowanie to można wykorzystać przy formacjach charakteryzujących się przepuszczalnością poniżej 1 mD. Bardzo ważnym aspektem przy tak niskiej przepuszczalności jest zmaksymalizowanie przepływu wydobywanych węglowodorów przez bardzo zbitą matrycę skalną.

Szczelinowanie hybrydowe to tak naprawdę połączenie opisanych powyżej metod HPF i WF w celu wysokiej stymulacji rezerwuarów skalnych przy użyciu różnego rodzaju żelów oraz wody z domieszką np. gumy guar. Zainteresowanie szczelinowaniem hybrydowym ciągle

trwa i dzięki temu mamy coraz więcej metod, które powodują poprawienie wydajności wydobywania węglowodorów.

Schematyczny opis rozwoju szczelinowania wraz z upływającym czasem pokazano na rys. 4.

O tym jak wiele czynników wpływa na efektywne wydobywanie węglowodorów z łupków mówi rys. 5. Wystarczy, że na skutek ściskania wewnątrz szczeliny proppanty ulegną częściowemu zniszczeniu w wyniku czego powstaną liczne odłamki tzw. fines, czy pomiędzy materiałem pozostaną resztki niewypłukanego płynu szczelinującego (np. żelu) i drastycznie spada (nawet o 60%!) wydajność odwiertu. Pokruszone części proppantów prowadzą do zamykania światła szczeliny, czego skutkiem jest zablokowanie przepływu węglowodoru.



Rys. 4. Ewolucja procesu szczelinowania na przykładzie pola gazowego Bossier w Teksasie [2]

Dodatkowo wpływają także negatywnie na proces „zanieczyszczenia” się proppantów w wąskich szczelinach.

Na czym dokładnie polega proces szczelinowania?

Pierwsze doniesienia na temat szczelinowania hydraulicznego pochodzą z 1947 roku, kiedy to wykonano pierwszy, eksperymentalny zabieg szczelinowania, a dwa lata później proces został opatentowany – US2664954.

Celem procesu szczelinowania jest zwiększenie wydajności wydobycia węglowodorów z odwiertu, a co za tym idzie zwiększenie wydobycia gazu i ropy łupkowej. Jest to możliwe dzięki stworzeniu korytarza szczelin, które umożliwią swobodny przepływ węglowodorów

ku powierzchni. Nieodłącznym etapem szczelinowania jest wpompowywanie do odwiertu materiałów tzw. proppantów w celu zabezpieczenia wytworzonych wcześniej szczelin przed ich zamknięciem. Przeciętną średnicę wytwarzanych szczelin można porównać do kilku ziaren piasku (około 1-2 mm).

Proces udostępniania złóż niekonwencjonalnych gazu łupkowego polega na wywierceniu otworów – najpierw pionowego, a następnie horyzontalnego w celu zwiększenia penetracji skał. Kolejnym etapem prac jest zabezpieczanie otworu od wewnątrz za pomocą stalowych rur. Dodatkowo pomiędzy rurą, a ścianą skalną umieszcza się medium izolujące – najczęściej mieszanina na bazie cementu. Działanie takie ma na celu zapobieganie nie-

kontrolowanym przeciekom gazu do poziomu wód gruntowych (do głębokości około 200 m) oraz niekontrolowanemu wydostawaniu się gazu na powierzchnię. W celu umożliwienia przepływu wydobywanego węglowodoru wykonuje się perforację orurowana horyzontalnego. Proces polega na wpuszczeniu w głąb odwiertu działka perforacyjnego, w którego skład wchodzi ładunki wybuchowe, które poprzez kontrolowaną eksplozję powodują powstanie otworów w rurze oraz skale.

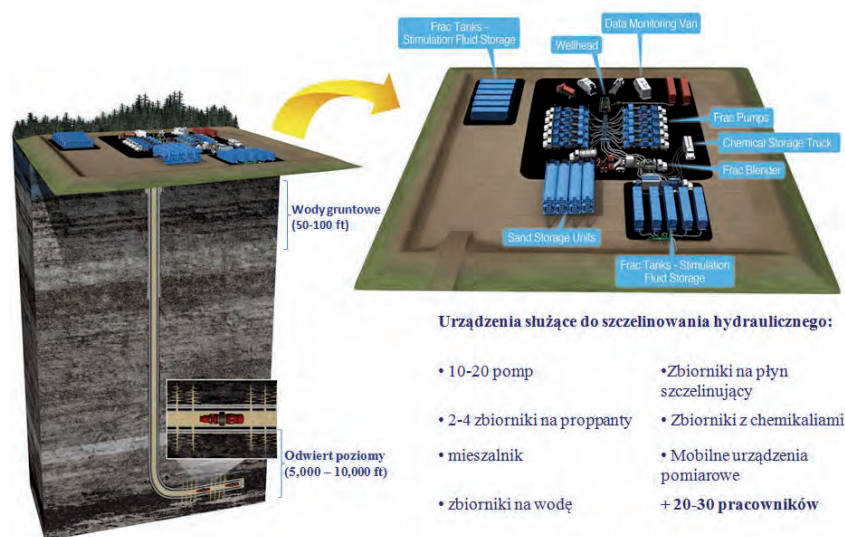
Kolejnym ważnym krokiem procesu szczelinowania hydraulicznego jest wpompowywanie pod wysokim ciśnieniem płynu szczelinującego w głąb wykonanego odwiertu. Płyn przedostaje się przez otwory powodując pękanie skał i tworzenie sieci wąskich korytarzy, przez które wydostają się węglowodory. Po skończonym procesie część zatłoczonego płynu powraca na powierzchnię, a część zostaje wewnątrz skały. W przypadku, kiedy wykonany odwiert horyzontalny jest długi, zostaje podzielony na kilka stref i każda z nich szczelinowana jest oddzielnie. Klasyczne stanowisko do szczelinowania hydraulicznego schematycznie przedstawiono na rys. 6. W standardowym wyposażeniu znajdują się pompy, zbiorniki na proppanty, zbiorniki na wodę, mieszalniki, zbiorniki na płyn szczelinujący, zbiorniki na chemikalia dodawane do płynu szczelinującego, a także mobilne urządzenia pomiarowe.

W celu ochrony wód gruntowych przed zanieczyszczeniem podczas procesu szczelinowania stosuje się dokładne orurowanie odwiertu, a także wielowarstwowe pokrywanie rur wysokiej klasy cementem w celu szczelnego zamknięcia drogi, którą mógłby się przedostać wydobywany gaz lub ciecz szczelinująca. Przykład zabezpieczenia stosowanego podczas szczelinowania hydraulicznego pokazano na rys. 7:

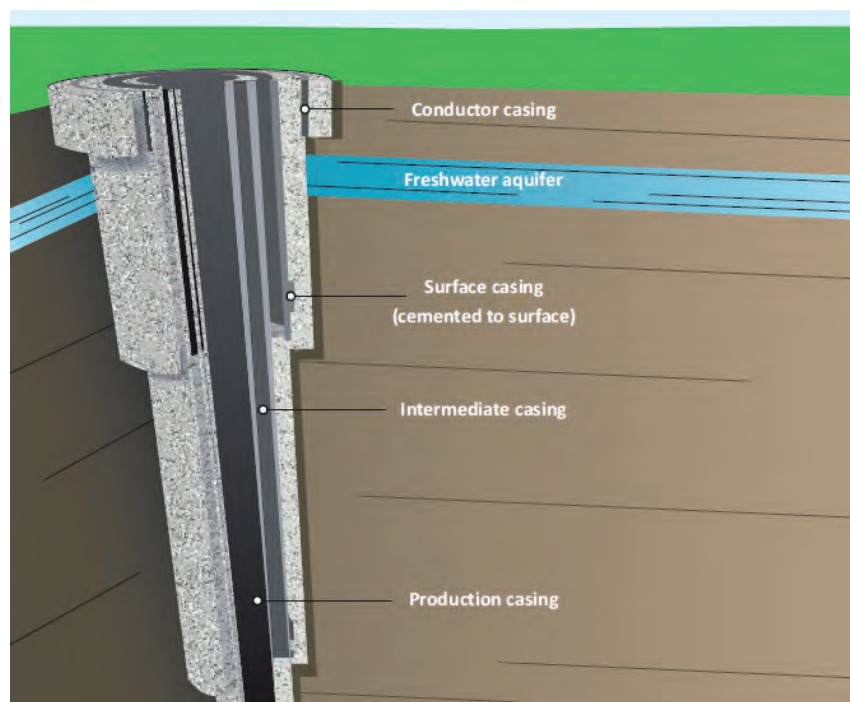
Intensywny rozwój technologiczny sprawił, że proces szczelinowania hydraulicznego stał się bardziej efektywny, opłacalny i przede wszystkim bezpieczniejszy dla otoczenia.

W ostatnim czasie coraz częściej słyszy się o tzw. bezwodnych metodach szczelinowania. Zaliczyć można do nich:

- Szczelinowanie za pomocą LPG (metoda opracowana przez firmę GasFrac, która polega na wykorzystaniu zżelowanego gazu LPG, jako alternatywy dla wody. Ogromną zaletą metody jest brak konieczności utylizacji płynu szczelinującego – gaz na skutek warunków panujących w odwiercie przybiera formę gazową i wydostaje się na powierzchnię zostawiając proppanty w szczelinach.)
- Szczelinowanie za pomocą CO₂ (metoda opracowana przez polskich naukowców z Wojskowej Akademii Technicznej, która



Rys. 6. Stanowisko do szczelinowania hydraulicznego [Chesapeake Energy]



Rys. 7. Przykład orurowania i cementowania odwiertu w celu ochrony środowiska [1]

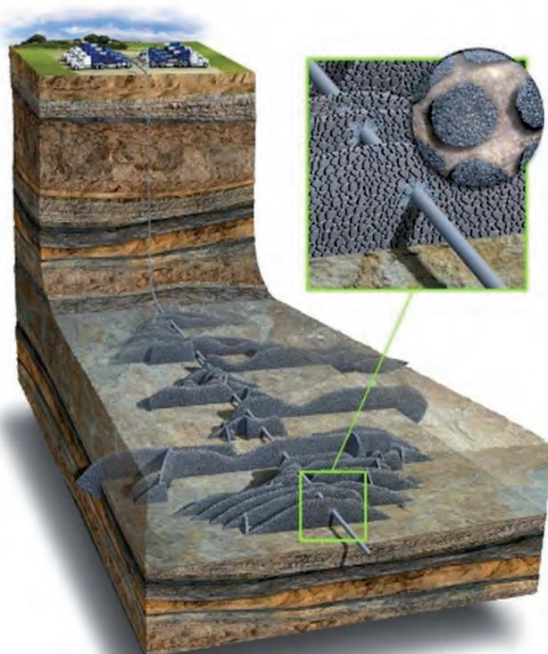
polega na wykorzystaniu ciekłego dwutlenku węgla, który na skutek temperatury panującej w złożu przechodzi w stan gazowy, a z racji tego, iż jest cięższym gazem niż metan – wypiera go i sam zostaje zmagazynowany w łupkach).

Jakie techniki szczelinowania hydraulicznego stosowane są obecnie?

Obecnie najczęściej stosuje się następujące typy szczelinowania: klasyczne szczelinowanie hybrydowe, odwrócone szczelinowanie hybrydowe i szczelinowanie „kanałowe” (z ang. channel, inaczej HiWAY). Jedną z nowości jest tzw. szczelinowanie przemienne (z ang. alternate – slug fracturing), eksperymentalna metoda, którą zaproponował zespół z University of Texas [3].

Odwrócone szczelinowanie hybrydowe (z ang. reverse hybrid fracturing) polega na tym, iż w głąb odwiertu wtłaczana jest ciecz o wysokiej lepkości, a następnie wstrzykiwana zostaje ciecz z proppantami o stosunkowo niskiej lepkości. W porównaniu z klasycznym szczelinowaniem hydraulicznym daje lepszy efekt w postaci głębiej i dalej umieszczonych proppantów.

Metoda HiWAY została opracowana przez firmę Schlumberger. Schematycznie została przedstawiona na rysunku poniżej.



Szczelinowanie za pomocą metody HiWAY polega na pulsacyjnym wtrysku cieczy szczelinującej zawierającej proppanty w głąb odwiertu. Powoduje to powstawanie serii „wysepek proppantowych”. Pomiędzy wtryskami płynu z proppantami wtryskuje się rozpuszczalne włókna,

które według Schlumbergera tworzą bardziej wydajne szczeliny dla przepływu gazu, niż przy metodzie tradycyjnej. Autorzy metody szacują, iż HiWAY potrafi zwiększyć efektywność odwiertu nawet o 20%, zmniejszyć ilość zużytej wody nawet o 60% i zmniejszyć ilość stosowanych proppantów nawet o 40%.

Eksperymentalna metoda „Alternate-Slug Fracturing” polega na wykorzystaniu cieczy o stosunkowo wysokiej lepkości i cieczy o niskiej lepkości zawierającej proppanty – podobnie jak przy odwróconym szczelinowaniu hybrydowym, ale z tą różnicą, iż obie ciecz wstrzykiwane są na przemian w głąb odwiertu. Postępowanie takie pozwala na dużo głębsze i dalsze umieszczenie proppantów w szczelinach. Bardzo ważnym parametrem jest lepkość obu cieczy, a także kontrolowanie jej podczas zabiegu szczelinowania. Ważna jest również intensywność podawania medium.

Kluczem opracowania efektywnej metody szczelinowania jest szczegółowe zrozumienie wszystkich mechanizmów, które są odpowiedzialne za mieszanie się cieczy. Dokładając warunki panujące w odwiercie, czynniki niezależne dostaniemy trudne równanie, którego rozwiązanie jest czasochłonne i pracochłonne. Ilość dostępnej literatury o tematyce dotyczącej szczelinowania pokazuje jak dużym zainteresowaniem cieszy się temat. Z każdym rokiem wiadać ogromny postęp technologiczny, który pozwala na optymistyczne patrzenie w przyszłość.

Z czego składa się płyn hydrauliczny?

Bardzo ważnym elementem składowym każdego procesu szczelinowania jest płyn szczelinujący. Głównym składnikiem płynu szczelinującego jest woda, która może być pozyskiwana w różny sposób – w zależności od specyfiki

konkretnego pola gazowego (zarówno ze źródeł podziemnych jak i naziemnych). Ilość wody, która jest wykorzystywana także zależy od konkretnego odwiertu (dla USA: 8000 – 14000 m³).

Głównym zadaniem płynu hydraulicznego jest poszerzenie wytworzonej w skale szczeliny, a także zapewnienie transportu proppantów w głąb szczeliny. Przed cieczami stawiane są liczne wymagania, które zapewnić mają bezpieczeństwo dla środowiska, a także efektywne pozyskanie węglowodorów. Dobra ciecz szczelinująca powinna spełniać następujące główne warunki:

- Być przyjazna środowisku
- Posiadać niski stopień tarcia w odwiercie
- Transportować proppanty w efektywny sposób i nie wpływać na ich przewodność
- Być łatwa do usunięcia z formacji skalnych

Skład płynu w dużej mierze zależy od producenta i od konkretnych warunków panujących w danym odwiercie. Zwykle woda razem z proppantami stanowi około 99,5 % płynu szczelinującego, a reszta to dodatki chemiczne. Ogólnie zapisać można, że:

$$\text{Płyn szczelinujący} = \text{Woda} + \text{Proppanty} + \text{Dodatki}$$

Ilość i rodzaj poszczególnych składników płynu szczelinującego dostosowywany jest nie tylko do typów skał, ale także do rodzajów używanych podczas szczelinowania proppantów. Należy dostosować lepkość płynu w taki sposób, aby w efektywny sposób mógł transportować proppanty, poprzez dobre „zawieszenie” ich w swojej masie. Dzięki temu wzrasta efektywność całego procesu. Sam płyn szczelinujący przygotowywany jest bezpośrednio przed załadowaniem do odwiertu.

Tab. 1. Typowe składniki płuczki szczelinującej

Komponenty/ Rodzaj dodatku	Przykład substancji	Zastosowanie
Kwasy	Kwas solny (HCl)	Rozpuszcza skały, inicjuje powstawanie szczelin
Reduktory tarcia	Oleje mineralne, poliakrylamid	Zmniejsza tarcie pomiędzy płynem szczelinującym a rurą w odwiercie
Substancje powierzchniowo - czynne	Izopropanol	Zwiększa lepkość płynu szczelinującego
Chlorek potasu	Chlorek potasu (KCl)	Tworzenie solanki
Substancje żelujące	Guma guar, hydroksyetylo celuloza	Umożliwia utworzenie zawiesiny proppantów w płynie szczelinującym
Inhibitor osadzania	Glikol etylenowy	Zapobiega tworzeniu się osadów w rurach
pH controller	Węglany sodu i potasu	Poprawia efektywność działania innych dodatków poprzez kontrolę pH środowiska
Inhibitor	Nadsiarczan amonu	Opóźnia proces rozpadu struktury żelowej
Substancje sieciujące	Sole boranowe	Utrzymuje odpowiednią lepkość cieczy w wysokich temperaturach
Kontrola zawartości żelaza	Kwas cytrynowy	Uniemożliwia wytrącanie związków żelaza
Inhibitory korozji	N, N-dimetylo formamid	Zapobiega korozji rur
Środki bakteriobójcze	Aldehyd glutarowy	Eliminuje bakterie

Tab. 2. Komercyjne zastosowanie w życiu codziennym niektórych ze składników

Przykład dodatku	Zastosowanie
Kwas solny(HCl)	Środek do czyszczenia basenów
Poliakrylamid	Uzdatnianie wody, nawóz
Izopropanol	Płyny do mycia szyb, dezodoranty, farby do włosów
Guma guar	Lody, pasta do zębów
Glikol etylenowy	Płyn do spryskiwaczy, środki czyszczące
Węglany sodu i potasu	Mydła, detergenty
Nadsiarczan amonu	Farby do włosów
Sole boranowe	Środki piorące, mydło, kosmetyki
Kwas cytrynowy	Dodatki do żywności, żywność, sok cytrynowy
N,N-dimetyloformamid	Syntetyczna skóra, kleje
Aldehyd glutarowy	Środki dezynfekcyjne, środki do sterylizacji sprzętu medycznego

- Gęstość właściwa (ciężar właściwy)
- Kulistość
- Sferyczność
- Rozpuszczalność w kwasach
- Mętność

Obecnie największe firmy produkujące proppanty znajdują się w Ameryce Północnej i Południowej. Są to między innymi: CARBO CERAMICS, Saint Gobain's Proppants czy Imerys. Każda z firm oferuje różne rodzaje produktu – o różnych rozmiarach, wytrzymałości i przewodności.

Podsumowanie

Postępujący rozwój stwarza możliwość opracowania coraz lepszych technologii pozy-

Czym są proppanty i do czego służą?

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

Historia stosowania proppantów sięga wczesnych lat 50. XX wieku, kiedy to jako proppanty stosowany był naturalnie występujący piasek kwarcowy i piaskowiec. Proppanty te są tanie, ale z racji swojego naturalnego pochodzenia nie można sterować ich właściwościami, przez co wydobycie węglowodorów z ich udziałem jest mało efektywne. Wiele do życzenia pozostawia także wytrzymałość piaskowych proppantów.

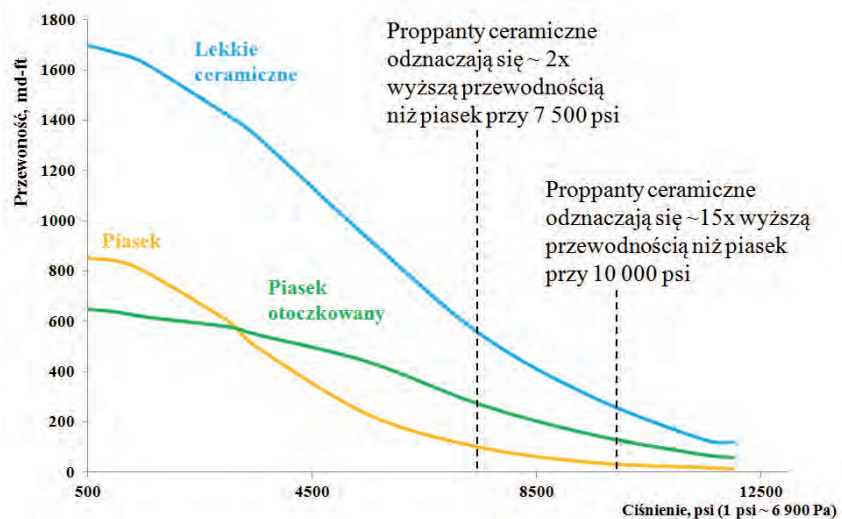
Kolejnym etapem w rozwoju proppantów było pojawienie się ceramicznych proppantów na bazie boksytów, które w porównaniu do swoich poprzedników odznaczały się wyższą wytrzymałością i kulistością, ale wyższym ciężarem co skutkowało problemem podczas transportu proppantów w głąb odwiertu. Następnym etapem było powlekanie proppantów żywicami – zarówno piasku, jak i ceramicznych na bazie boksytu. Dzięki takiemu zabiegowi zyskiwały na wytrzymałości i kulistości. Wciąż jednak nie były to proppanty „idealne” i pozostawało wiele do zrobienia.

Najmłodszym rodzajem proppantów są proppanty ceramiczne charakteryzujące się przede wszystkim niskim ciężarem właściwym przy wysokiej odporności na zgniatanie. Dokładniejszy podział proppantów przedstawiono na rys. 8.

Z punktu widzenia zastosowania proppantów bardzo ważnym parametrem jest ich przewodność. Im wyższa przewodność materiału tym większa efektywność wydobycia węglowodorów z łupków. Na rys. 9 przedstawiono porównanie przewodności różnych typów prop-



Rys. 8. Podział proppantów [źródło: opracowanie własne BALTIC CERAMICS]



Rys. 9. Porównanie przewodności różnych typów proppantów [źródło: opracowanie własne BALTIC CERAMICS]

pantów dostępnych na rynku w zależności od ciśnienia. Zauważyć można, iż najwyższą przewodnością odznaczają się proppanty ceramiczne, a najniższą piasek.

Proppanty określane są za pomocą następujących cech – każda z nich mówi o jakości proppantów:

- Wielkość ziarna
- Odporność na ścisnienie
- Przewodność

skiwania paliwa ze złóż niekonwencjonalnych. Pamiętać jednak należy, że każde złożo charakteryzować się może odmiennymi parametrami i cały problem polegać może na dopasowaniu odpowiedniego płynu szczelinującego i proppantów celem uzyskania najefektywniejszego ekonomicznie wydobycia cennego surowca.

Na przykładzie jednego z największych amerykańskich złóż – Marcellus, zauważyć można, iż po kilku latach następuje tam spadek

całkowitych kosztów szczelinowania o 53%. Analizując dalej krzywe uczenia odwiertu zauważalne są także zmiany kapitału zaangażowanego, który na przestrzeni lat 2008 – 2011 spadł o 73%. Zaobserwowano również wzrost zysku z odwiertu w latach 2008 – 2011 wysokości 67% [4].

Kluczem do wzrostu produkcji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych jest rozwój technik stymulacji – szczelinowania, a także rozwój technologii otrzymywania proppantów, które są niezbędnym składnikiem efektywnego wydobywania [5].

Podsumowując, efektywne i bezpieczne pozyskiwanie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych jest szansą na pokrycie wciąż rosnącego zapotrzebowania na energię, którą powinno się mądrze wykorzystać.

Bibliografia:

1. International Energy Agency, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas, 2012
2. Andreas Reinicke, Erik Rybacki, Sergei Stanichits, Ernst Huenges, Georg Dresen, Chemie der Erde 70 (2010) S3, 107–117
3. SPE 163851
4. Kaliski & Nagy i inni, AGH
5. SPE 163849

Piotr Woźniak
Prezes Zarządu BALTIC CERAMICS S.A.

Dariusz Janus
Prezes Zarządu LST CAPITAL S.A.

BALTIC CERAMICS S.A. jest inwestycją LST CAPITAL, skupioną na proppantach ceramicznych używanych

w szczelinowaniu hydraulicznym przy wydobywaniu gazu i ropy łupkowej.

LST CAPITAL to fundusz Advanced Material Venture, który inwestuje w innowacyjne przemysłowe projekty technologiczne o bardzo wysokim potencjale wzrostu i trwałych przewagach konkurencyjnych.

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>

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



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

Wykorzystanie mieszaniny LPG-powietrze w sieciach dystrybucyjnych gazu w okresie szczytowego zapotrzebowania



Michał Fujawa

Abstract:

This article contains presentation of Synthetic Natural Gas (SNG) which is LPG-air mixture an interchangeable with natural gas (NG). Plants of SNG are described in this article as Standby System (SS) and Peak - Shaving System (PSS). In addition possibilities of deployment the plants of SNG in Poland are indicated in case of change of Polish regulations. Diagrams of Standby System and Peak - Shaving System installations are presented and their constituents are described.

Streszczenie:

W artykule przedstawiono gaz SNG, czyli mieszaninę LPG z powietrzem spełniającą kryterium zamienności z gazem ziemnym. Omówiono systemy, w których SNG jest stosowany jako mieszanina z gazem ziemnym w celu zwiększeniu ciśnienia w sieci lub jako samodzielne paliwo gazowe w przypadku wstrzymania dostaw gazu. Wskazano także możliwe zastosowanie takich systemów w Polsce w przypadku dostosowania aktualnych przepisów do nowoczesnych technologii. Pokazano schematy oraz opisano elementy składowe instalacji tworzących i wykorzystujących syntetyczny gaz ziemny.

Wstęp

W dobie gry politycznej strategicznymi surowcami energetycznymi, może dojść do przerwania dostaw importowanego gazu. W sytuacji kryzysowej pierwszeństwo w dostawach gazu z krajowych źródeł i magazynów mają gospodarstwa komunalne, a dostawy gazu do przemysłu są ograniczane lub przerwane. Istnieją w Polsce instytucje zobowiązane prawnie do posiadania dwóch niezależnych systemów zapewniających ciepłą wodę i ogrzewanie. Przede wszystkim dotyczy to szpitali i obiektów opieki zdrowotnej, ale także przedszkoli, żłobków. W tego typu obiektach wymagane jest posiadanie alternatywnego źródła energii na wypadek zaistnienia ryzyka przerwania dostawy energii.

Konieczność ta wiąże się z posiadaniem dużej kotłowni, w której zamontowane są urządzenia grzewcze dla dwóch różnych paliw oraz ich zbiorniki lub magazyny. Koszt instalacji grzewczej może wzrosnąć, w tym przypadku, nawet o 100%. Równoległe z instalacją na gaz ziemny mogą być zainstalowane np. urządzenia na olej napędowy, olej opałowy lub na gaz płynny wraz z osobnymi zbiornikami i urządzeniami. Rozwiązaniem powyższych problemów byłoby stworzenie paliwa zamiennego za gaz ziemny, z możliwością zastosowania zarówno jako dodatek do gazu będącego w sieci dystrybucyjnej, ale także zdolnego do pełnego zastąpienia gazu ziemnego w przypadku całkowitego wstrzymania dostaw gazu.

Możliwości wykorzystania mieszanin LPG-powietrze

Rozwój przemysłu i wzrost zużycia gazu ziemnego przez odbiorców komunalnych sprawił, że na całym świecie wzrosło zainteresowanie zastosowaniem gazów zamiennych za gaz ziemny, zarówno jako mieszanin gazów palnych jak i jako mieszanin gazów płynnych z powietrzem. Na świecie coraz częściej stosowany jest w tym celu gaz SNG (z j. ang. Synthetic Natural Gas), czyli mieszanina LPG z powietrzem. Przeprowadzone analizy ekonomiczne dowodzą, że zapewnienie wymienności paliwa gazowego kosztowałoby mniej niż zwiększenie przepustowości gazociągów dla dostarczenia tej samej ilości gazu ziemnego. Ponadto systemy i instalacje SNG, można by uznać za inwestycje poprawiające bezpieczeństwo i elastyczność dostaw gazu. [2]

Skrót SNG może oznaczać kilka form alternatywnego paliwa gazowego, zwykle pod tym terminem określa się paliwa pochodzące z odgazowania węgla, ale może on również dotyczyć mieszaniny propanu lub LPG z powietrzem. Takie mieszaniny mogą zastąpić gaz ziemny bez konieczności regulowania palników przemysłowych. Najprostszą i zarazem coraz częściej stosowaną w świecie formą gazu SNG jest mieszanina propan-powietrze. [8]

SNG, jako mieszanina gazu płynnego i powietrza jest tak mieszana, aby spełniała kryterium zamienności z gazem ziemnym. Mieszanina taka może zostać dodana do strumienia gazu ziemnego w chwilach szczytowego zapotrze-

bowania. Metoda taka znana pod nazwą PSS (z j. ang. Peak Shaving System), zwiększa niezawodność i bezpieczeństwo w realizacji dostaw paliwa gazowego do odbiorców.

Do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz stosuje się mieszaninę zawierającą około 75% gazu ziemnego i 25% mieszaniny gazowego propanu i powietrza (LPG-air). Takie rozwiązanie jest możliwe przez spełnienie kryterium zamienności paliw gazowych, które oparte jest głównie na liczbie Wobbego. Mieszanina propanu z powietrzem, a także propan-butan z powietrzem są utworzone przez wymieszanie odparowującego gazu płynnego z powietrzem za pomocą miksera LPG, zwykle w stosunku ok. 45% powietrza i ok. 55% gazu (LPG lub propan). [2,10] Po wymieszanu powstaje jednorodna mieszanina, która może zostać wykorzystana przeważnie w 25% jako dodatek do strumienia gazu.

Wiele procesów przemysłowych musi przebiegać w sposób ciągły, a przerwa w dostawie gazu niezależnie czy jest spowodowana awarią czy wstrzymaniem importu gazu, powoduje zatrzymanie produkcji i generuje znaczne straty finansowe. Rozwiązaniem dla takiego przedsiębiorstwa może być właśnie instalacja SNG, która po uruchomieniu zastąpi całkowicie gaz ziemny bez konieczności ingerencji w urządzenia gazowe. System taki można z powodzeniem zastosować także w obiektach zobowiązanych do zapewnienia alternatywnego źródła zasilania ciepłej wody użytkowej i centralnego ogrzewania. Do stworzenia takiej instalacji wystarczy zamontować dodatkowy osprzęt tzn.: zbiornik na gaz płynny wraz z oporządzeniem, parownik i mikser LPG. Dodatkowym atutem jest możliwość zainstalowania zbiornika podziemnego, niezajmującego dodatkowej powierzchni i nie szpecącego otoczenia. Przyłączenie do instalacji może zostać wykonane przed budynkiem, bezpośrednio za reduktorem i licznikiem gazu. System taki w Stanach Zjednoczonych nosi nazwę Standby System (SS), czyli pozostający w gotowości.

Zastosowanie gazu SNG zarówno jako systemu rezerwowego (SS), jak i systemu wspomagającego w szczytowym zapotrzebowaniu (PSS) jest w Polsce aktualnie niemożliwe. Polskie przepisy nie zezwalają na obecność tlenu w gazociągach, który obecny jest w około 21% w powietrzu i po stworzeniu mieszaniny par LPG z powietrzem znalazłby się w sieci gazu ziemnego. Powszechne stosowanie tej metody na świecie, w krajach wysoko rozwiniętych jak Stany Zjednoczone oraz najprężniej rozwijających się jak Chiny, powinno wskazywać drogę rozwoju gazownictwa w Polsce, (przepisy nie powinny blokować wprowadzania nowoczesnych rozwiązań technicznych).

Metoda pokrywania szczytowego zapotrzebowania gazu (Peak Shaving)

Jak wspomniano powyżej mieszanina propan-powietrze może być stosowana w chwilach szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny. Instalacja SNG, której schemat działania pokazano na rysunku 1., może zostać włączona w czasie największego poboru gazu z sieci i rozpocząć tworzenie gazu SNG. Metoda Peak Shaving działa w następujący sposób:

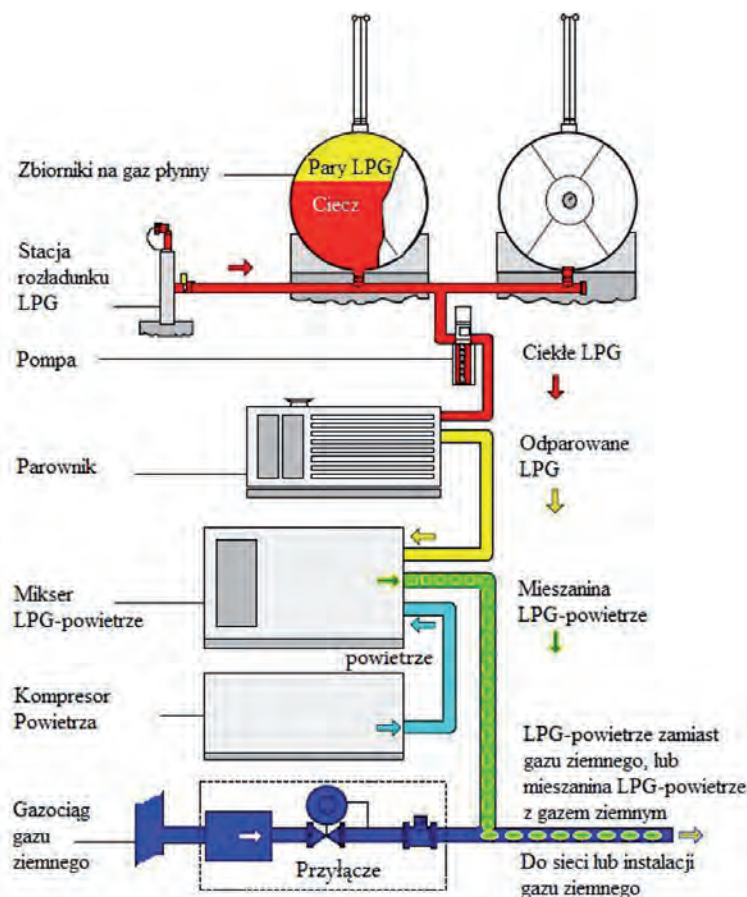
- Gaz jest pobierany ze zbiorników w fazie ciekłej, a w razie potrzeby ciśnienie podnosi się za pomocą pompy.
- Ciecz trafia do parownika, gdzie jest odparowywana przez podgrzewanie.
- Pary LPG trafiają do miksera, który tworzy mieszaninę LPG - powietrze. Mieszanina ta trafia do systemu dystrybucyjnego gazu.

W opisywanej metodzie tworzony jest gaz SNG zamienny z gazem rozprowadzanym w sieci dystrybucyjnej. Mieszanina LPG-powietrze jest dodawana przeważnie w 25% jako dodatek do strumienia gazu w celu podwyższenia ilości rozprowadzanego gazu w sieci. W przypadku tworzenia mieszaniny propanu z powietrzem jako górną granicę dodawania SNG do gazu ziemnego firma Standby Systems Inc. podaje 50%. [8] Jest to spowodowane gęstością względną, która przy mieszaninie gazu ziemnego i SNG na bazie propanu jeszcze jest mniejsza niż 1. Metoda Peak Shaving wymaga najczęściej budowy instalacji SNG o dużych rozmiarach, której zadaniem jest wspomaganie pracy sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego.

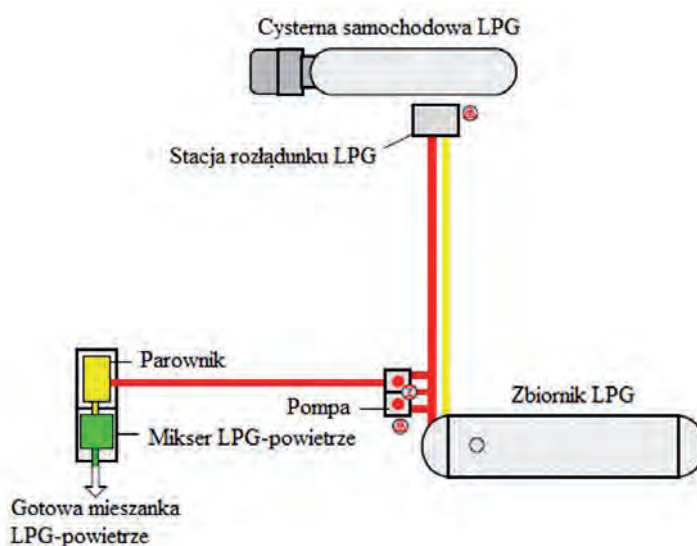
Rezerwowy system gazu (Standby System)

Standby System jest określeniem pojawiającym się w anglojęzycznej literaturze technicznej, oznaczającym instalacje tworzące gaz SNG, w przypadku braku dostaw gazu ziemnego z sieci. W praktyce przemysłowej metoda nie różni się niczym od przedstawionej powyżej metody Peak Shaving, a tworzone paliwo gazowe jest wymienne z gazem ziemnym, a więc może zasilać te same urządzenia. Przy projektowaniu instalacji uwzględnia się jednak nie spadek ciśnienia w sieci ale całkowity brak gazu. Na rysunku 2. przedstawiono schemat małej instalacji SNG, która może być zastosowana w systemie rezerwowym.

Instalacja tego typu mogłaby być zastosowana w wielu placówkach ochrony zdrowia, szpitalach, żłobkach i przedszkolach, które są obowiązane posiadać dodatkowe źródło centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej. Rezerwowy system gazu SNG korzysta z tych samych urządzeń gazowych, co zmniejsza koszt-



Rys. 1. Schemat działania instalacji Peak Shaving, [http://standby.com/propane/pdf/pps_oww_e4.pdf].



Rys. 2. Schemat małej instalacji SNG, [http://standby.com/propane/pdf/pps_oww_e4.pdf].

ty inwestycyjne i nie wymaga dodatkowej powierzchni kotłowni.

Elementy składowe instalacji SNG

Wielkość instalacji Peak Shaving i jej konfiguracja, ilość elementów zależą od kilku czynników. Należą do nich:

- maksymalny i minimalny strumień objętościowy (na godzinę lub dobę) gazu oraz ciśnienie gazu ziemnego w sieci

dystrybucyjnej,

- docelowe zapotrzebowanie gazu lub jego ciśnienie,
- specyficzne wymagania dotyczące jakości gazu (np. wartość liczby Wobbego),
- zapotrzebowanie na gaz płynny.

Wielkość zapotrzebowania na gaz płynny i ilość zbiorników może zależeć od:

- przewidywanego czasu pracy instalacji SNG,

- ilości i wielkości zbiorników na gaz oraz wolnej przestrzeni wymaganej przy budowie instalacji,
- możliwości dostaw gazu płynnego (cysterny drogowe, kolejowe) – logistyka dostaw.

Na lokalizację i rozmieszczenie elementów instalacji SNG mają wpływ także przepisy, określające między innymi minimalne odległości usytuowania zbiorników na gaz płynny od zabudowań i innych obiektów.

Na rysunku 2. pokazano schemat małej instalacji SNG, zawierającej: zbiornik, pompę LPG, stację rozładunkową, parownik oraz mikser. Na rysunku 3. przedstawiono schemat dużej instalacji stosowanej w systemie Peak Shaving, która zawiera dodatkowe elementy, takie jak: kompresory, dodatkowe zbiorniki. Poniżej omówiono elementy składowe instalacji SNG.

Zbiorniki LPG

Większość budowanych obecnie instalacji Peak Shaving wykonywanych jest ze stali (niechlodzone, ciśnieniowe zbiorniki magazynowe). Jest dostępna szeroka gama wielkości zbiorników, które obecnie są budowane zgodnie z normami ASME i dostosowane do ciśnienia roboczego, co najmniej 250 psig (naddciśnienie 17,2 bar).

Zbiorniki te podobne są w konstrukcji do dużych zbiorników LNG i działają w pobliżu ciśnienia atmosferycznego, oferując bardzo dużą pojemność. Aby umożliwić rozszerzenie płynnego LPG oraz jego odparowanie, zbiorniki nie są wypełniane w 100%. W temperaturze 15,5°C (60°F), maksymalne wypełnienie zbiorników wynosi około 85%. [8] Schemat zbiornika dla propanu pokazano na rysunku 4. Wymagane wyposażenie zbiornika to: zawory bezpieczeństwa, nanometr, termometr, wskaźnik poziomu cieczy. Zdalne lub automatyczne sterowanie zaworami jest często wymagane w celu zapewnienia odpowiedniej kontroli instalacji i bezpieczeństwa publicznego. W niektórych instalacjach może być wymagane zainstalowanie dodatkowo ochrony przeciwpożarowej, np. zraszacz wodny.

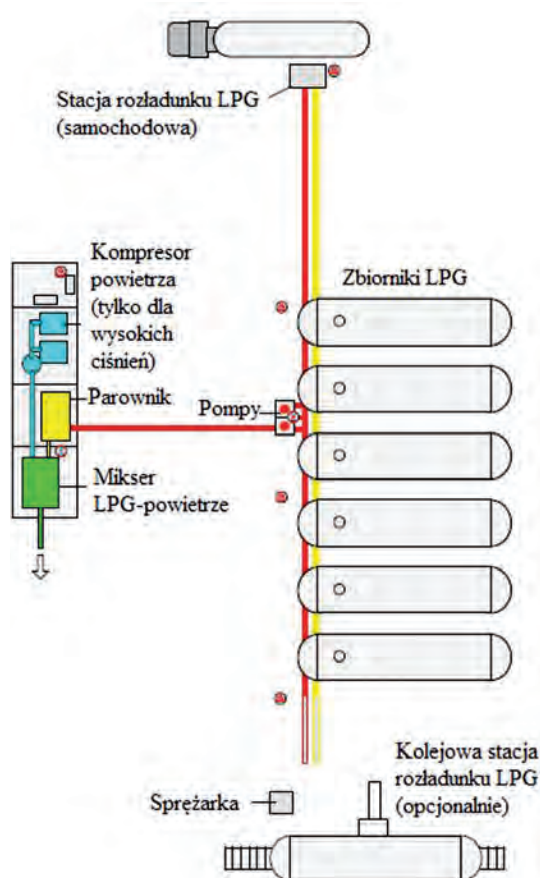
Stacje rozładunkowe gazu płynnego

Gaz płynny jest zwykle dostarczany za pomocą cystern samochodowych, a w przypadku bardzo dużych instalacji także kolejowych. Wszystkie instalacje są wyposażane w stanowiska rozładunkowe dla cystern samochodowych, a opcjonalnie może zostać zastosowane stanowisko dla cystern kolejowych. Schemat stacji rozładunkowej gazu płynnego przedstawiono na rysunku 5.

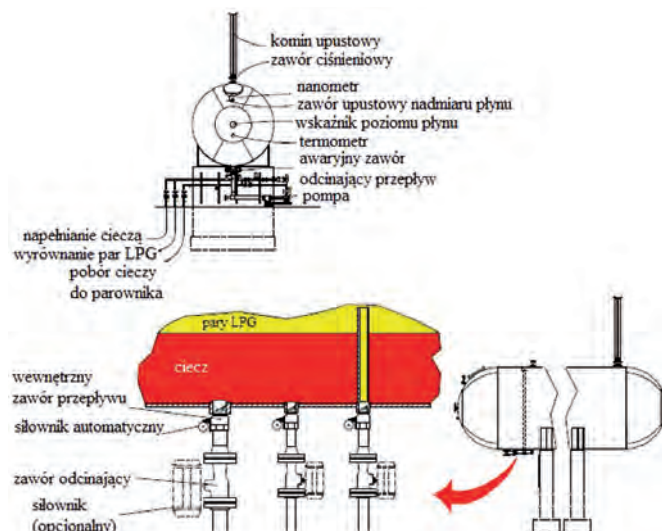
Lokalizacja i budowa stacji przeładunkowych paliw są ważnymi czynnikami projektu. Na stacji przeładunkowej wymagane są zawory awaryjne, aby umożliwić szybkie zamknięcie instalacji po wystąpieniu stanu zagrożenia. Odbiorca LPG jest również zobowiązany do ochrony rurociągów instalacji po zakończeniu przeładunku. Ciężarówki posiadają zwykle pompy służące do rozładunku gazu do zbiorników magazynowych. Rozładunek cystern kolejowych wymaga zastosowania sprężarki do przetłoczenia gazu płynnego, a we wtórnym cyklu do odzyskania pozostałych par propanu.

Pompy

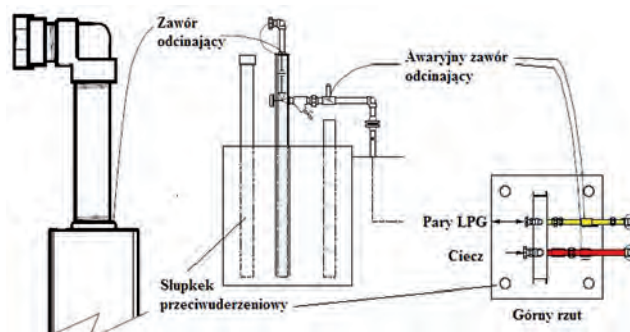
Ciśnienie propanu w zbiorniku zależy od temperatury otoczenia i dlatego w celu zapewnienia odpowiedniej ilości gazu dostarczanej z parownika do mieszania w instalacjach Peak Shaving stosuje się pompy. Dostępny jest szeroki wybór tych urządzeń, które mogą być wyposażone dodatkowo w automatyczne uruchamianie, kontrolę pracy i eliminację par LPG. Pompowanie cieczy w warunkach termodynamicznych zbliżonych do punktu wrzenia gazu wymaga szczególnej uwagi i kontroli zarówno pompy jak i orurowania. Skuteczna eliminacja par jest bardzo ważna. Schemat pompy pokazano na rysunku 6.



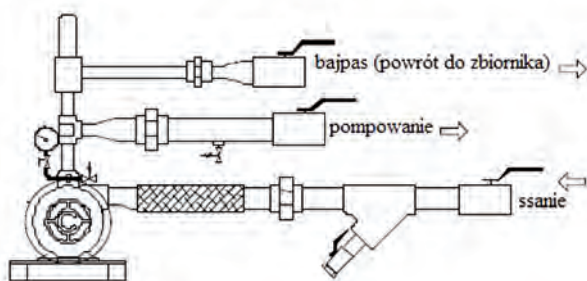
Rys. 3. Schemat dużej instalacji typu Peak Shaving, [http://standby.com/propane/pdf/pps_oww_e4.pdf.]



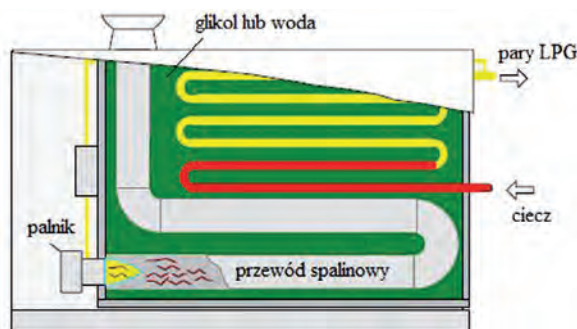
Rys. 4. Przykładowy schemat zbiornika LPG (propanu), [http://standby.com/propane/pdf/pps_oww_e4.pdf].



Rys. 5. Schemat stacji rozładunku gazu płynnego, [http://standby.com/propane/pdf/pps_oww_e4.pdf].



Rys. 6. Schemat pompy LPG, [http://standby.com/propane/pdf/pps_oww_e4.pdf].



Rys. 7. Schemat parownika podgrzewanego w sposób bezpośredni, [http://standby.com/propane/pdf/pps_oww_e4.pdf].

W niektórych systemach Peak Shaving, jest wykorzystywana naturalna poduszka gazowa par LPG w zbiornikach w celu utrzymania odpowiedniego ciśnienia. Wytworzenie się w górnej części zbiornika lotnej frakcji LPG jest rzeczą naturalną, gdyż zbiorniki są napełniane maksymalnie do 85% objętości, tworząc miejsce dla parującego gazu. Nowe instalacje nie wykorzystują tego zjawiska, stosując zautomatyzowane pompy sprzężone z systemem sterującym i monitorującym pracę wszystkich urządzeń.

Parowniki

Parowniki stosowane są do ogrzewania gazu płynnego, tworząc potrzebne ilości odparowanego gazu, który posłuży do mieszania z powietrzem. Parowniki są dostępne w szerokim zakresie wydajności, od kilkunastu do kilku tysięcy litrów na godzinę.

W najprostszym typie parownika, ciepło uzyskuje się spalając w palniku gaz ziemny lub LPG. Ten typ urządzeń nosi nazwę waterbath, ponieważ ciepło jest przenoszone za pomocą wody lub glikolu, a wymiana ciepła odbywa się między przepływającym w rurach LPG, a otaczającą go podgrzaną cieczą, schemat działania pokazano na rysunku 7.

Kolejny typ parownika pozwala na zmniejszenie jego rozmiarów poprzez zastosowanie oddzielnego źródła ciepła wytwarzanego z energii elektrycznej lub spalania gazu. Ogrzewanie LPG następuje także przez wymianę ciepła z wodą lub glikolem. Schemat parownika z zewnętrznym źródłem ciepła pokazano na rysunku 8., natomiast parownika podgrzewanego w sposób pośredni na rysunku 9.

Odpowiedni projekt orurowania oraz kontrola ciśnienia par może zapewnić bezpieczną i niezawodną pracę parownika. Parametry termodynamiczne LPG, czyli przede wszystkim ciśnienie, a także temperatura powinny być odpowiednio dobrane, aby uniknąć kondensacji w niskich temperaturach otoczenia.

Miksery

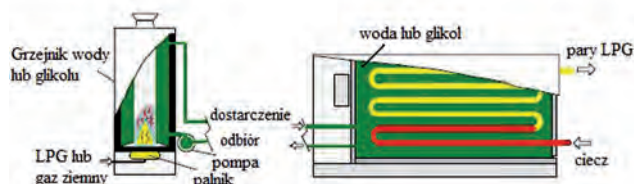
Odparowany gaz płynny nie jest wymienny z gazem ziemnym wysokometanowym, dlatego w czasie szczytowego zapotrzebowania nie jest możliwe wtłoczenie samego LPG do gazociągu, ani zastąpienie paliwa gazowego w przypadku awarii sieci. O ile w Stanach Zjednoczonych niewielkie ilości nierozcieńczonego propanu lub LPG mogą być wtryskiwane do strumienia gazu ziemnego, to metoda Peak Shaving najczęściej polega na wprowadzeniu do sieci dystrybucyjnej gazu propan-powietrze (LPG - powietrze). Sercem instalacji SNG, a jednocześnie jedynym elementem niestosowanym w polskim przemyśle gazu płynnego jest mikser LPG - powietrze. Mieszanina propan-powietrze (lub LPG - powietrza) jest tworzona przez zmieszanie około 55% propanu i 45% powietrza, zmniejszając w ten sposób wartość opałową, która zarówno dla propanu i butanu jest znacznie wyższa niż dla metanu (główny składnik gazu ziemnego). Mieszanina jest wtryskiwana do systemu gazu ziemnego jako częściowy dodatek do strumienia gazu, zwykle ok. 25%. Prawidłowa mieszanina w metodzie Peak Shaving powinna spełniać przede wszystkim kryteria wymienności z gazem ziemnym. Istnieje kilka rodzajów mikserów, a wybór urządzenia determinuje konfigurację systemu. Idea mieszania najczęściej oparta jest

na zwężce Venturiego lub na zastosowaniu tłoka. [7,8,10]

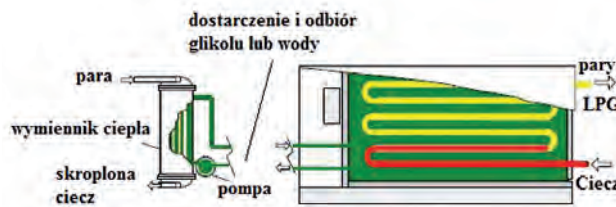
W mikserach wykorzystujących zwężkę Venturiego, których schemat pokazany jest na rysunku 10., pary LPG przepływają przez urządzenie, gdzie zgodnie z prawem Bernoulliego następuje wzrost prędkości płynu i spadek ciśnienia. Powoduje to zassanie powietrza na skutek powstałego podciśnienia. Wymagane jest, aby ciśnienie powietrza było wyższe niż ciśnienie gazu na zwężce, co może się wiązać z koniecznością zastosowania kompresora. Ciśnienie par LPG przed zwężką nie powinno być zbyt niskie, co wymaga doboru odpowiedniego parownika i ewentualnie pompy LPG. Mieszanina po wyjściu z miksera nie ma dużego ciśnienia co może być wadą w niektórych systemach SNG i determinować wybór innego typu mieszania.

Buduje się również miksery działające w oparciu o sprężone powietrze. Inny typ mikserów to tzw. przewody równoległe. W skład takich urządzeń wchodzi różnorodny mechanizm kontroli (np. przepływu masy) dla ciągu ze sprężonym powietrzem i odparowanym gazem płynnym. Na końcu, w pełni zautomatyzowany system zapewnia bardzo dokładną kontrolę jakości i składu gazu w zmiennych warunkach procesu, mikser typu „przewody równoległe” pokazano na rysunku 11.

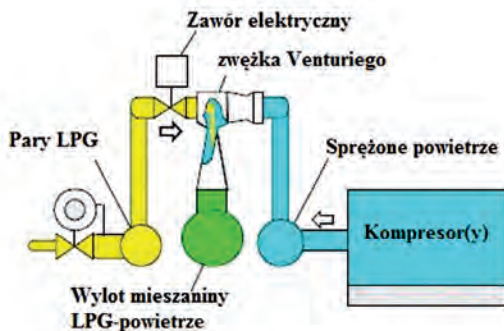
Mieszanina LPG - powietrze powinna charakteryzować się taką samą liczbą Wobbe'go jak gaz ziemny. Należy jednak pamiętać, iż niekoniecznie po dodaniu jej do strumienia gazu lub całkowitym zastąpieniu gazu ziemnego, spalanie będzie prawidłowe. Do zapewnienia wysokiej wydajności i minimalnego wpływu na środowisko, ważne jest jak przebiega proces spalania, po dostarczeniu nowego paliwa. Liczba Wobbe'go jest uzależniona



Rys. 8. Schemat parownika z zewnętrznym źródłem ciepła, [http://standby.com/propane/pdf/pps_oww_e4.pdf].



Rys. 9. Schemat parownika podgrzewanego w sposób pośredni, [http://standby.com/propane/pdf/pps_oww_e4.pdf].



Rys. 10. Schemat miksera LPG na bazie zwężki Venturiego, [http://standby.com/propane/pdf/pps_ovw_e4.pdf].

na od gęstości względnej gazu i ciepła spalania. Przez utrzymanie jej stałej wartości przy wymianie lub łączeniu strumieni paliw gazowych, uznaje się za spełniony warunek wymienności. Jednak w niektórych urządzeniach proces spalania po wprowadzeniu SNG może przebiegać w sposób nieprawidłowy (niestabilny płomień, tworzenie się sadzy, odrywanie lub przeskakowanie płomienia do wnętrza palnika itp.).

Bezpieczeństwo instalacji SNG

Wewnątrz i wokół obiektów SNG należy zapewnić odpowiedni poziom bezpieczeństwa. Gaz płynny jest cięższy od powietrza, przez co po uwolnieniu się ze zbiornika może gromadzić się w zagłębieniach. LPG z powietrzem tworzy mieszaninę wybuchową, dlatego cała instalacja powinna być właściwie chroniona na wypadek pożaru lub wybuchu. Istotna jest ilość uwolnionego przypadkowo gazu oraz czas trwania takiej awarii.

Ważne jest, aby dostarczany gaz płynny był odpowiednio nawoniony. Instalacje SNG wyposażane są ponadto w automatyczny system kontroli, błyskawicznie odcinający przepływ gazu w razie awarii. Instalacje posiadają zwykle zawory odcinające wszystkie wloty i połączenia związane z przepływem paliw oraz urządzenia technologiczne. Zdalne i automatyczne zamknięcie tych zaworów gwarantuje zabezpieczenie systemu. Blokada generowana z głównego systemu sterowania, miejscowe zamknięcie mocy, alarmy punktowo-odcinające i tym podobne rozwiązania zapewniają kontrolowane, bezpieczne zamknięcie systemu w przypadku wystąpienia stanu zagrożenia. Systemy detekcji gazu oraz wykrywania pożaru są także zainstalowane w celu monitorowania krytycznych obszarów instalacji. Wykrywanie może być zintegrowane w ramach systemu alarmowego i automatycznego zamknięcia układu. Dobrze zaprojektowany system zawiera przynajmniej podstawową integrację sprzętu operacyjnego i podsystemów. Dlatego też projekt techniczny powinien z jednej strony dążyć do maksymalnego uproszczenia instalacji systemu, a z drugiej strony do zwiększania niezawodności i bezpieczeństwa jej pracy.

Nawet w mniejszych instalacjach Peak Shaving, stosuje się prosty do zastosowania elektroniczny system kontroli całego procesu technologicznego. Poczynając od inteligentnych nadajników sprzężonych ze sterownikami komputerów, dobrze wykonany system kontroli może zapewnić większą dokładność i bezpieczeństwo, automatyczną kontrolę jakości gazu, kompleksowe monitorowanie, zaprogramowanie procedur zatrzymania i uruchomienia procesów, zdalnego sterowania i wiele innych.

Jest też możliwe połączenie urządzeń pomiarowych systemu Peak Shaving z siecią gazu ziemnego. Umożliwia to automatyczne równoważenie dostaw paliwa do odbiorców. Integracja z systemami SCADA i innymi lokalnymi lub wielokierunkowymi sieciami kontroli jest również możliwa. W nowoczesnym gazownictwie, gdzie kontrola jakości, parametrów i rozkładu ciśnień gazu odbywa się w czasie rzeczywistym, a odbiorcy zarówno indywidualni jak i biznesowi przywykli do bezproblemowych dostaw energii, zastosowanie inteligentnego systemu Peak Shaving, w pełni kompatybilnego z siecią gazową, z pewnością będzie dodatkowym atutem dla operatorów sieci dystrybucyjnej.

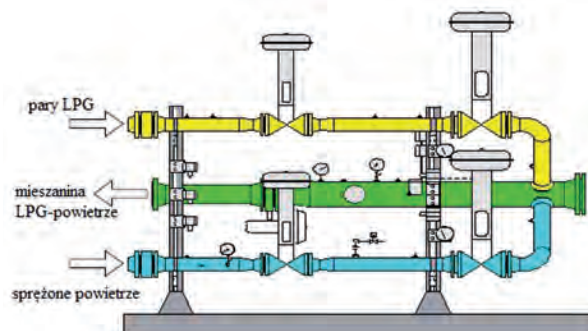
Wnioski

Systemy typu Peak-Shaving mogą być stosowane do podnoszenia ciśnienia gazu w sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego w chwilach szczytowego poboru. Przeważnie dodawane jest 25% mieszaniny LPG-powietrze do strumienia gazu.

Zastosowanie w instytucjach oraz przemyśle, instalacji SNG zapewniłoby rezerwowe źródło paliwa gazowego na wypadek braku w sieci gazu ziemnego. Dużą zaletą byłaby oszczędność miejsca i kosztów, spowodowana wykorzystaniem tych samych urządzeń gazowych.

Zmiana przepisów i norm ograniczających zawartość tlenu do 0,2% w gazociągach dystrybucyjnych i przesyłowych, pozwoliłaby na stosowanie gazu SNG wymiennego z gazem ziemnym i budowę systemów typu Peak Shaving.

W branży gazu płynnego w Polsce są stosowane zbiorniki, parowniki, pompy, sprężarki



Rys. 11. Mikser LPG typu „przewody równoległe”, [http://standby.com/propane/pdf/pps_ovw_e4.pdf].

i inne urządzenia potrzebne do budowy instalacji SNG. Jedynym urządzeniem, niestosowanym na terytorium naszego kraju jest mikser LPG-powietrze dostosowany do tworzenia gazu SNG.

Miksery LPG-powietrze są na świecie oferowane przez wielu producentów, o różnych parametrach i gabarytach, oparte na różnych sposobach działania. Pozwalają na płynne zmiany składu gazu lub tworzenie mieszaniny o stałym składzie. Do instalacji zastępujących gaz ziemny wystarczą miksery oparte na zwężce Venturiego, gdzie niskie ciśnienie powstającej mieszaniny jest wskazane. W systemach Peak Shaving miksery powinny tworzyć mieszaniny o wysokim ciśnieniu, które mogą być dodane do gazociągu, zaletą urządzenia będzie także możliwość płynnej zmiany składu mieszaniny i zdalne sterowanie. Dobranie i sprowadzenie takich urządzeń do Polski nie stanowi większego problemu.

Literatura

- [1] Eaton G. D.: „Peak Shaving with Synthetic Natural Gas”, Ely Energy 2005.
- [2] Łaciak M.: „Analiza możliwości zamienności i zmian jakościowych gazów w aspekcie bezpiecznego użytkowania i wspomagania zasilania sieci gazu ziemnego z zastosowaniem równoważnych mieszanin gazowych”, Wiertnictwo Nafta Gaz, tom 28, zeszyt 1-2, Kraków 2011,
- [3] Łaciak M.: „Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych”, Tarbonus, Kraków-Tarnobrzeg 2010,
- [4] Łaciak M. i in.: „Energetyka gazowa”, Tarbonus, Kraków-Tarnobrzeg 2011,
- [5] Łaciak M. i in.: „Instalacje i sieci gazowe dla praktyków”, Verlag Dashöfer, Warszawa 2008
- [6] <http://www.peakshaving.com/>
- [7] <http://www.standby.com>
- [8] http://standby.com/propane/pdf/pps_ovw_e4.pdf
- [9] <http://www.algas-sdi.com/>
- [10] <http://www.altenergy.com/>

Michał Fujawa
doktorant na Politechnice
Świętokrzyskiej, Katedra Sieci
i Instalacji Sanitarnych.

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 28.02.2013

Artykuł przyjęto do druku: 18.03.2013

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

Ograniczenie problemów eksploatacyjnych związanych ze spalaniem biomasy poprzez zastosowanie nowoczesnych dodatków uszlachetniających



Instytut Nafty i Gazu w Krakowie we współpracy z przedsiębiorcą zajmującym się m.in. wytwarzaniem biomasy na cele energetyczne realizuje projekt badawczo-rozwojowy INNOTECH w ramach ścieżki programowej In-Tech zatytułowany „Opracowanie pakietu dodatków wielofunkcyjnych do stałych paliw biogenych i sposobu wprowadzenia go do paliw”. Faza badawcza projektu realizowana jest od marca 2012 r., jej zakończenie planowane jest na lipiec 2014 r., natomiast faza przygotowań do wdrożenia będzie realizowana od marca 2014 r. do lutego 2015 r.

Ze względu na specyficzne parametry jakościowe komponentów biogenych wchodzących w skład paliw stałych, takie jak stosunkowo duża wilgotność, zawartość pierwiastków metalicznych oraz wieloskładnikowość, stosowanie ich wiąże się z określonymi problemami w trakcie składowania i eksploatacji: tworzenie w procesie spalania popiołów przyklejających się i przywierających do powierzchni komory



Fot. arch. INiG

spalania i układu odprowadzającego spaliny, odkładanie się złożeń w komorach spalania i kanałach gazów spalinowych kotłów energetycznych, prowadzące do pogarszania wymiany ciepła oraz do niepożądanych procesów korozyjnych, biologicznej degradacji masy paliwa spowodowanej procesami fermentacji i gnicia. Problemom tym można zapobiegać poprzez wprowadzenie do tego typu paliw pakietów dodatków uszlachetniających, poprawiających ich parametry użytkowe.

Przedmiotem realizowanego projektu jest opracowanie technologii wytwarzania wielofunkcyjnego pakietu dodatków do paliw stałych zawierających komponenty biogenne. Uszlachetnienie biopaliw stałych w/w pakietem zapewni poprawę procesu spalania paliwa, modyfikację popiołów powstających z niego w procesie spalania oraz ochronę przed biologiczną degradacją i odporność na działanie mikroorganizmów.

W skład wielofunkcyjnego pakietu dodatków wchodził będzie modyfikator spalania, dodawany celem zwiększenia wydajności i poprawy procesu spalania i modyfikator temperatury mięknięcia popiołów, zapobiegający tworzeniu się w procesie spalania popiołów przyklejających się i przywierających do powierzchni komory spalania i układu odprowadzającego spaliny oraz biocyd zapobiegający biologicznej degradacji paliwa.

Wdrożenie do praktyki przemysłowej paliw stałych zawierających komponenty biogenne uszlachetnione opracowanym wielofunkcyjnym pakietem dodatków, pozwala wyeliminować znane problemy eksploatacyjne oraz ograniczyć straty związane z korozją wysokotemperaturową elementów kotłów, przebiegającą w trakcie spalania paliw zawierających biomasę, jak również ograniczyć straty spowodowane procesami gnicia biomasy.

Najbardziej perspektywicznym kierunkiem zastosowania stałych paliw biogenych uszlachetnionych przedmiotowym pakietem jest



Fot. arch. INiG

wykorzystanie ich do zasilania kotłów ciepłowniczych wytwarzających energię oraz w piecach cementowych, co nie wyklucza stosowania takiego paliwa również w mniejszych jednostkach np. w instalacjach komunalnych czy też piecach domowych. Uszlachetnione wielofunkcyjnym pakietem dodatków paliwo może być również z powodzeniem stosowane w kotłach energetycznych wszelkiego typu i współspalane z różnymi paliwami stałymi.

Grażyna Żak

Zakład Dodatków i Nowych
Technologii Chemicznych INiG
zak@inig.pl



Fot. arch. INiG

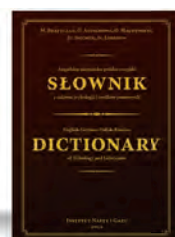
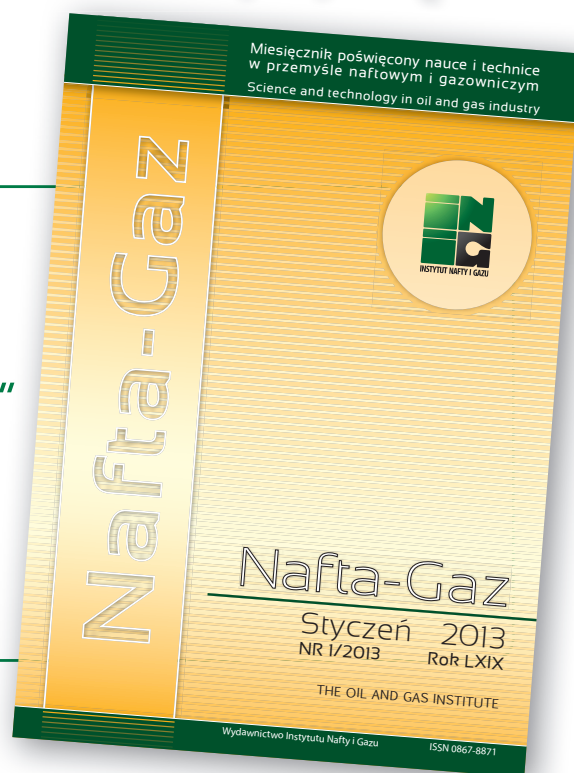


Fot. arch. INiG

Wiedza w zasięgu Twojej ręki

Wydawnictwa:

- » miesięcznik „Nafta-Gaz”
- » monografie „Prace Naukowe INiG”
- » raport roczny „Rynek Polskiej Nafty i Gazu”
- » unikalne słowniki branżowe



do nabycia w Redakcji Instytutu Nafty i Gazu

Elementy ceramiczne w zaworach



Oddział w Zielonej Górze

W zaworach regulacyjnych występuje szereg zjawisk, które działają destrukcyjnie na elementy wewnętrzne zaworów doprowadzając do ich przedwczesnego zużycia, a nawet awaryjnego uszkodzenia. Zakłóca to proces technologiczny i niejednokrotnie jest przyczyną dużych strat.

Przyczynami tych zjawisk są najczęściej kawitacja, flashing i erozja.

Kawitacja polega na miejscowym odparowaniu cieczy w wyniku spadku ciśnienia poniżej wartości ciśnienia parowania p_v . Występuje to najczęściej w strefie „vena contracta”, miejscu największej prędkości przepływu i największego spadku ciśnienia. W cieczy tworzą się pęcherze pary, która wraz ze wzrostem ciśnienia na wypływie zaworu ulega implozji. Zjawisko to charakteryzuje się nagłymi przyspieszeniami i uderzeniami mieszaniny dwufazowej: ciecz – para. Wyzwalająca się energia wywołuje naciśki powierzchniowe niejednokrotnie rzędu 700 MPa, co prowadzi do uszkodzenia elementów

Fig. 3. Zawór BR 33

wewnętrznych zaworu. Ponadto kawitacja powoduje drgania i wibracje, wzrost poziomu hałasu i zmniejszenie współczynnika przepływu zaworu.

Zjawisko flashingu polega na stopniowym odparowywaniu cieczy w wyniku spadku ciśnienia za zaworem poniżej wartości ciśnienia parowania p_v .

W cieczy tworzy się mieszanina dwufazowa cieczy i pary, rośnie objętość i prędkość przepływu. Nieodparowane cząstki cieczy uderzają z dużą energią o powierzchnie elementów wewnętrznych zaworu powodując ich zużycie w wyniku erozji.

Problem erozji i zużycia ściernego jest jeszcze bardziej intensywny w przypadkach, gdy medium zawiera cząstki stałe. Jeżeli dodatkowo w zaworze występują duże ciśnienia i prędkości przepływu to trwałość standardowych elementów zaworu można szacować w godzinach.

Metody zapobiegania tym niekorzystnym zjawiskom można podzielić na trzy grupy:

- konstrukcja zaworu,
- instalacja zaworu,
- materiały konstrukcyjne.

Konstrukcję zaworów przystosowanych do pracy w trudnych warunkach rozwijają od lat Zakłady Automatyki „POLNA” S.A. Zawory z wielootworowymi strukturami dławiącymi jak grzyby, klatki, płyty, z elementami wielostopniowymi, ograniczają lub eliminują problemy związane z hałasem, kawitacją, flashingiem czy przepływem dławionym. Wymienione konstrukcje sprawdziły się i znalazły uznanie odbiorców.

Ważną rolę odgrywa instalacja zaworu, wybór między zaworem przelotowym a kątowym, określenie korzystnego dla danej aplikacji kierunku przepływu. Bardzo duże znaczenie dla trwałości i niezawodności wyrobu ma właści-

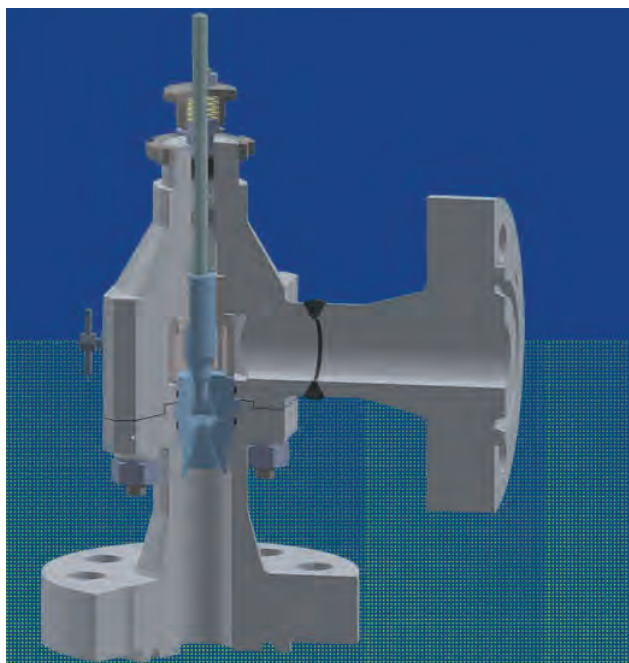
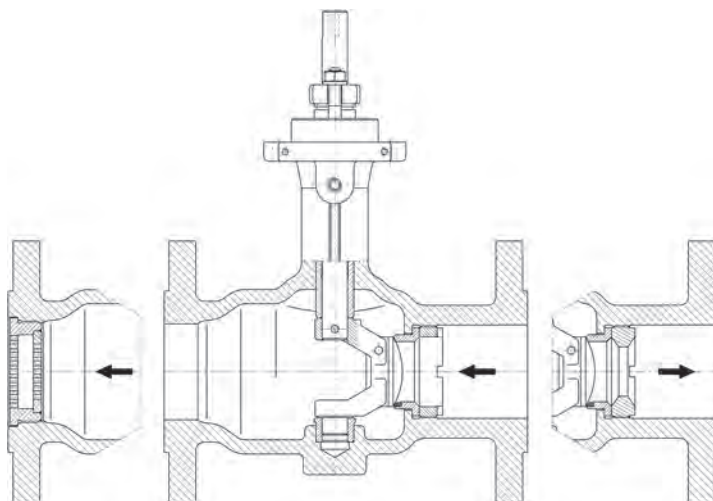


Fig. 1. Zawór Z1A-C2

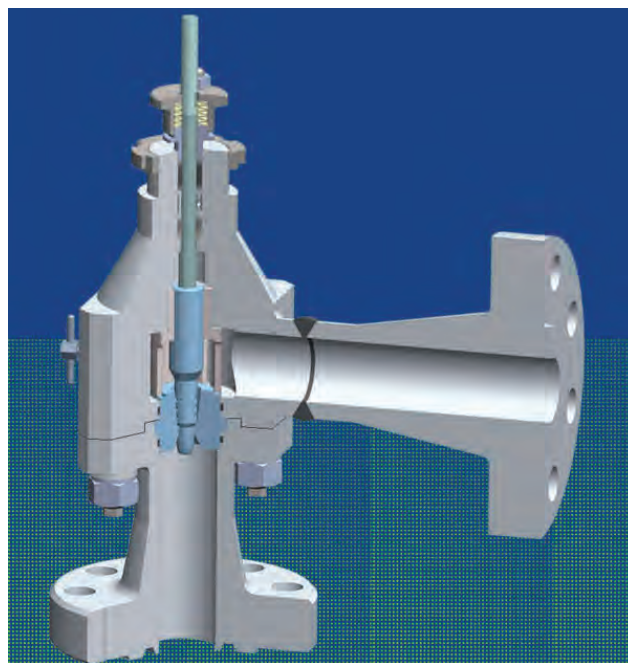


Fig. 2. Zawór Z1A-C1

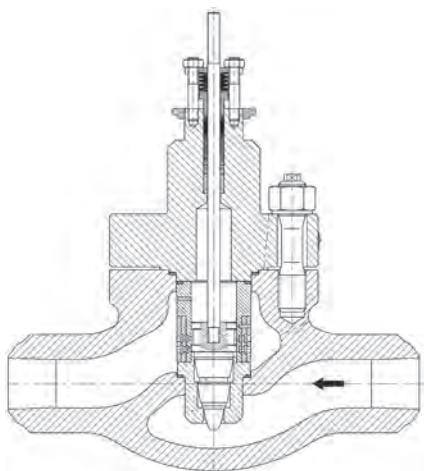


Fig. 4. Zawór obejściowy pompy

wy dobór materiałów konstrukcyjnych i sposobów podwyższania ich własności.

Co i jak poprawić?

W praktyce stosowane są następujące metody poprawy własności mechanicznych elementów zaworu:

- ulepszenie cieplne w zakresie twardości 35...55 HRC, w zależności od rodzaju i funkcji części,
- stelliteowanie (stellite nr 6) faz lub powierzchni gniazd, grzybów, tulejek prowadzących, trzpień; twardość ok. 40 HRC,
- elementy wykonywane z pełnego stelliteu (grzyby, gniazda) lub z tytanu (trzpień),
- azotowanie (CrN) kąpielowe lub gazowe, twardość 900 HV, grubość warstwy utwardzonej ok. 0,1 mm,
- powłoki nakładane na wewnętrzne powierzchnie korpusu, pasta BELZONA 1590,
- elementy wykonywane z ceramiki.

Ceramika jest tworzywem, które ze względu na swoje wyjątkowe własności mechaniczne i chemiczne coraz powszechniej zaczyna być stosowana w nowoczesnych konstrukcjach maszyn i urządzeń, w tym w zaworach regulacyjnych. Elementy ceramiczne formowane są z granulatu tlenku cyrkonu (ZrO_2) metodą spiekania w temperaturze 1500...2200°C. Uzyskany w ten sposób półfabrykat wymaga obróbki wykańczającej za pomocą szlifowania ścierniwem diamentowym.

Ceramikę ZrO_2 cechuje doskonała odporność chemiczna na większość stosowanych w przepływach mediów z wyjątkiem roztworów kwasu siarkowego i fluorowego.

Specyficzne własności ceramiki powodują, że części te rzadko wykonywane są tylko z ceramiki. Najczęściej są to kompozyty metalowo-ceramiczne. Łączenie obu składników odbywa się za pomocą klejenia lub połączeń mechanicznych. Do właściwego zastosowania elementów

z ceramiki niezbędne są informacje na temat parametrów pracy: temperatury, środowiska chemicznego, obciążenia z uwzględnieniem oddziaływań dynamicznych.

Zastosowanie ceramiki dzięki jej własnościom mechanicznym i chemicznym powoduje przeciętnie 8...10-krotne zwiększenie trwałości i czasu użytkowania części w porównaniu z elementami wykonanymi tradycyjną technologią.

Poniżej przedstawiamy kilka rozwiązań konstrukcyjnych zaworów z wykorzystaniem elementów z ceramiki.

Konstrukcja fig. 1 rozwiązuje problem regulacji przepływu gazu o spadku ciśnienia do 400 bar. Elementy ceramiczne stanowią: grzyb, gniazdo i tuleja dławiąca (kryza). Zastosowanie tulei pozwala na ograniczenie prędkości przepływu i ponad dwukrotne obniżenie poziomu hałasu. Kierunek przepływu – nad grzyb (FTC) powoduje, że struga gazu kierowana jest do prostego odcinka rurociągu co obniża erozyjne działanie medium szczególnie przy spodziewanej zawartości w nim cząstek stałych.

Zawór fig. 2 ma konstrukcję antykawitacyjną. Elementy ceramiczne stanowią: grzyb i gniazdo. Odpowiednio ukształtowane grzyb i gniazdo powodują wielostopniowy spadek ciśnienia na zaworze w celu ograniczenia zagrożenia kawitacją. Kierunek przepływu – pod grzyb (FTO). Tuleja wewnątrz komory wypływu wykonana jest z pełnego stelliteu dla ochrony przed erozją powierzchni korpusu.

Elementy ceramiczne w zaworach fig. 3 stanowią grzyb i gniazdo, a stosowane są głównie w przypadku spodziewanej erozji zawieradła. Przy przepływie gazu korzystniejszy jest przepływ nad grzyb (FTC). Możliwe jest zastosowanie tulei dławiącej (kryzy) na wypływie w celu obniżenia prędkości przepływu i poziomu hałasu. Zawory z grzybem obrotowym charakteryzują się małym współczynnikiem odzysku ciśnienia stąd niskie wartości krytycznych spadków ciśnienia, przy których pojawia się kawitacja. Zastosowanie elementów dławiących na wypływie przy kierunku przepływu pod grzyb (FTO) znacznie poprawia odporność zaworu na kawitację.

Zawór fig. 4 stosowany jest do cieczy przy spadku ciśnienia rzędu 200 bar. Elementy ceramiczne stanowią wielostopniowy grzyb i gniazdo. Dodatkowa redukcja ciśnienia następuje w zespole trzech kłatek dławiących z promieniowym rozmieszczeniem otworów przepływowych. Zawór może być stosowany w układach obejściowych (by-pass) pomp.

Na Winnej Górze...

Zawór fig. 1 oznaczony symbolem Z1A-C2 przeznaczony został dla Ośrodka Produkcyjnego Winna Góra. Pracuje w układzie separacji i re-



Fig. 5. Uszkodzenia elementów wewnętrznych zaworów

dukcji ciśnienia, w którym to gaz z odwiertu Winna Góra 1 jest przesyłany pod pełnym ciśnieniem głowicowym (25 MPa) z wydajnością 50 Nm³/min do separatora I stopnia. Tam zostaje odseparowana woda złożowa. Następnie gaz ziemny kierowany jest do podgrzewacza liniowego w celu podgrzania go przed redukcją. Wychodzący strumień gazu o ciśnieniu 24,83 MPa i temperaturze +30°C poddawany jest redukcji ciśnienia na zaworze Z1A-C2 do wartości 6,3 MPa, w wyniku czego schładza się do temperatury -5 °C i następuje dalsze wydzielenie wody złożowej ze strumienia gazu w separatorze II stopnia oraz jego osuszenie.

...i kopalni Dębno

Zawory fig. 2 i fig. 3 zostały zainstalowane w KRNIGZ Dębno, podlegającej PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze. Pracują one w najtrudniejszych warunkach, jakie występują w kopalni przy eksploatacji płynu złożowego będącego mieszaniną ropy naftowej, towarzyszącego jej gazu oraz wody złożowej. Często domieszką do wyżej przedstawionego składu są cząstki stałe stanowiące elementy skały macierzystej jak i pozostałości płuczki wiertniczej i cieczy zabiegowych.

Płyn złożowy wypływa z odwiertu eksploatacyjnego pod ciśnieniem od 250 do 430 barg i temperaturze od 30 do 60 °C w zależności od wydajności ropy, ilości towarzyszącego jej gazu i wody złożowej jak również od stanu technicznego samego odwiertu. Na instalacji przyodwiertowej zostaje on podgrzany do 65 °C i poddany redukcji ciśnienia do około 70 barg (Δp do 360 bar). Za redukcję ciśnienia z jednoczesną kontrolą przepływu odpowiadają kątowe zawory firmy Willis Cooper model M2 lub Fisher model DA wykonane w klasie 10000 wg API 6A zgodnie z normą NACE MR 0175. Zawory te są częścią systemu bezpieczeństwa instalacji i pełnią dodatkowo funkcję zaworu szybkiego zamykania.

Problemy z eksploatacją tego typu zaworów polegały na szybkim zużywaniu się elementów wewnętrznych, w wyniku czego nie mogły one spełniać swojej podstawowej roli jako zawory szybkiego odcięcia. Dochodziło też do rozszczelnienia korpusu zaworu, co z uwagi na obecność siarkowodoru stanowiło niebezpieczeństwo dla ludzi i środowiska. Zużycie wewnętrznych elementów było wynikiem działania praktycznie wszystkich możliwych niekorzystnych zjawisk jakie występują w zaworach. Ze względu na zanieczyszczenia stałe, parafinę i kryształki soli, które w skuteczny sposób zaklejają struktury dławiące o małych przekrojach, zastosowanie klasycznych wykonawców antykawitacyjnych było przeciwnie skuteczne, gdyż doprowadziłyby w krótkim okresie do zablokowania przepływu przez zawór.

Jednak ceramika

Skuteczną metodą mogącą sprostać postawionym przed zaworem wymaganiom,

Od 4 grudnia 2012 roku zawór oznaczony symbolem Z1A-C1 jest testowany na odwiercie Barnówko-13k pracującym przy parametrach:

$p_1 = 259$ barg, $T_1 = 39$ °C, $p_2 = 71$ barg, Q ropa = 50 ton/dobę,

Q gaz = 17500 Nm³/dobę, Q solanka = 400 l/dobę.

Po miesiącu ciągłej eksploatacji przeprowadzono z wynikiem pozytywnym polowe testy szczelności, co jest optymistyczną prognozą przyszłości tych rozwiązań.

było zastosowanie w nim ceramiki – materiału całkowicie odpornego na zużycie mechaniczne grzyba i gniazda, jak również szerokich kanałów przepływowych odpornych na zanieczyszczenia. Istotną zaletą tego rozwiązania jest minimalna ilość elementów wewnętrznych, co czyni zawór niezwykle prostym w obsłudze i naprawie. Decydując się na ceramikę braliśmy pod uwagę również jej walory chemiczne. Wysokie ciśnienie parcjale H₂S (powyżej 1000 kPa) w gazie zgodnie z normą ISO 15156 nie pozwala na użycie stali ulepszanych cieplnie, a stelliteowanie nie sprawdziło się w dotychczasowych wykonaniach zaworów, patrz fig. 5.

Zastosowanie przepływu w kierunku FTO wymuszone przez istniejącą instalację, posiada zalety związane z możliwością płynnej regulacji przy niewielkim otwarciu zaworu (brak zjawiska odrywania grzyba od gniazda przy otwieraniu i uderzania grzyba o gniazdo przy zamykaniu). Dodatkowo w zaworach o przepływie FTO uszczelnienie trzpienia występuje po stronie niskiego ciśnienia.

Zaworami, w których występują w kopalni duże problemy są zawory z grzybem

obrotowym. Zawór 1", CL600 odpowiada za odpuszczanie wody złożowej z separatorów testowych w Ośrodku Centralnym Barnówko. Separator grawitacyjny poziomy pracujący przy ciśnieniu 66 barg i temperaturze do 60 °C rozdziela płyn złożowy na trzy frakcje: gaz, ropę i wodę złożową. Woda złożowa z separatora jest odpuszczana do innego zbiornika pracującego pod ciśnieniem 3 barg ($\Delta p = 63$ bar) w celu jej uzdatnienia. Ze względu na niewielką ilość wody na większości separatorów testowych odpuszczanie odbywa się w sposób okresowy. Aby zapobiec przedostaniu się ropy do układu uzdatniania wody złożowej, zawór odpuszczający musi wykazywać się 100% szczelnością zamknięcia.

Mimo zastosowania pełnego stellitu na elementy gniazda jak i grzyba, a w późniejszym okresie stali 1.4125 ulepszonej cieplnie do 55 HRC, nie udało się wydłużyć trwałości elementów wewnętrznych zaworu powyżej trzech miesięcy.

Mając na uwadze powyższe problemy jak i zwiększone wymagania użytkownik w porozumieniu z producentem zdecydował się na zastosowanie ceramiki na grzyby i gniazda zaworu. Zastosowanie ceramiki ze względu na jej specyficzne własności mechaniczne wymagało wprowadzenia pewnych zmian konstrukcyjnych w skojarzeniu „grzyb-gniazdo”, w miejscu mocowania grzyba jak i w uszczelnieniu grzyba z gniazdem. Próby techniczne i badania eksploatacyjne powyższego rozwiązania rozpoczęły się w 2013 r.

Przedstawione argumenty techniczne oraz doświadczenia eksploatacyjne wykazują, że zawory regulacyjne z ceramicznymi elementami wewnętrznymi stanowią korzystną i zasługującą na rozpowszechnienie tendencję w rozwoju tej grupy wyrobów.

Stanisław Jamroz
Zakłady Automatyki „POLNA” SA,
Przemysław

Krzysztof Mróz
zastępca kierownika KRNIGZ Dębno



Automatyk KRNIGZ Dębno Kazimierz Kozłowski w trakcie konfiguracji ustawnika zaworu Z1A-C1. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Źródło czystej energii



Gaz ziemny to czyste i ekologiczne paliwo.
Pozyskujemy ten surowiec na terenie pięciu województw
północno-zachodniej Polski. Nasze roczne wydobycie gazu
zaspokaja 20% krajowego zapotrzebowania.

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



PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

„Chcemy debaty, byleby cel był taki sam”

Z posłem Piotrem Naimskim, PiS, Komisja Gospodarki Sejmu RP, rozmawia Jerzy Papuga



Jerzy Papuga

– Panie pośle, od ponad roku trwają w rządzie prace nad tzw. dużym trójpakiem energetycznym, czyli łącznie ustawami: o odnawialnych źródłach energii, prawie energetycznym i prawie gazowym. Tymczasem w Sejmie całkiem sprawnie postępują prace nad nowelizacją ustawy prawo energetyczne, która kształtuje również sytuację branży gazowej. Jakie są relacje pomiędzy tzw. dużym a małym trójpakiem? Co powoduje, że prace idą dwutorowo?

– Nie potrafię tego wyjaśnić, pytanie powinno być skierowane nie do mnie, lecz do rządu. Sam je zresztą swego czasu w debacie sejmowej nad projektem nowelizacji ustawy Prawo energetyczne zadawałem i nie dostałem żadnej odpowiedzi. Może jedynie poza tym, że obecna nowelizacja – dokonywana z inicjatywy poselskiej – służy szybkiej implementacji dyrektyw unijnych i zmniejszeniu zagrożenia karami finansowymi ze strony KE. Jednak prawdziwą przyczyną jest brak zgody w rządzie co do ostatecznego kształtu tzw. dużego trójpaku. Przenosi się to do Sejmu, bo doprawdy trudno cokolwiek przeprowadzić w procesie legislacyjnym, skoro ministerstwa spierają się w Sejmie o zasadnicze – w ich rozumieniu – sprawy. Dowód? Na ostatnim posiedzeniu podkomisji nadzwyczajnej ds. tzw. małego trójpaku doszło do sporu między Ministerstwem Skarbu Państwa a Ministerstwem Gospodarki co do ilości gazu, jaka ma trafiać na rynek za pośrednictwem obrotu giełdowego. Projekt, po pracach w podkomisji, został mimo to odesłany do Komisji Gospodarki, bez rozstrzygnięcia tej ważnej – według faktycznych jego autorów – kwestii. Okazuje się, że nawet w małej nowelizacji politycy koalicji nie mogą uniknąć dzielących ich problemów. Jeśli do porozumienia nie dojdzie, to śmiem twierdzić, że tej nowelizacji nie będzie.

– Jednak w pracach legislacyjnych nad tzw. małym trójpakiem znajdujemy się już w takim punkcie, że czeka go II i III czytanie w Sejmie, co oznacza, że chyba jednak zostanie uchwalony. Czyli tzw. duży trójpak pójdzie do kosza?

– Tego nie wiem, i obawiam się, że rząd też nie wie. Trzeba by pytać premiera Piechocińskiego, wiceministra Tomczykiewicza i premiera Tuska, choć z deklaracji, jakie słyszymy z trybuny sejmowej wynika, że prace nad tzw. dużym trójpakiem będą w rządzie kontynuowane. Posłowie PO podają styczeń 2014 roku jako datę wejścia w życie nowych ustaw. Rok temu ówczesny minister Gospodarki i wicepremier Waldemar Pawlak twierdził, że rząd ma już wszystkie projekty gotowe. I co? Nic.



Piotr Naimski. Fot. wikipedia.pl

– Jakie mogą być przyczyny tych perturbacji?

– Można by klasycznie stwierdzić, że jak nie wiadomo, o co chodzi, to zwykle chodzi o pieniądze. I nie jest to raczej dalekie od prawdy, bo np. w ustawie o OZE trwa zażarta rywalizacja o zapisy na temat poziomów dofinansowania pomiędzy różnymi częściami sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce. Ci, co chcą inwestować w farmy wiatrowe walczą z inwestorami zainteresowanymi rozwojem fotowoltaiki, a dochodzą jeszcze do tego interesy producentów biomasy.

Jest to wyjątkowo ostry spór bynajmniej nie o to, która technologia jest bardziej wydajna, opłacalna i potrzebna polskiej gospodarce, ale właśnie o dopłaty, a konkretnie o wyrwanie ich z publicznej kasy. Toczy się to jednak w wielkiej „koalicyjnej rodzinie”, i dlatego szefowie PO nie chcą nikogo urazić – po prostu nie podejmują decyzji. Blokują to oczywiście cały proces legislacyjny, bo ustawy z tzw. dużego trójpaku są wobec siebie komplementarne, trzeba je rozpatrywać łącznie.

– Które z przepisów gazowych, zawartych w nowelizacji prawa energetycznego, obecnie debatowanej w komisji Gospodarki, uznałby Pan za szczególnie istotne dla rynku gazu?

– Mamy do czynienia z pewną grą pozorów. Wiele osób uważa liberalizację rynku gazowego za ważny problem, gdyż pod tym hasłem wprowadza się zapisy nakazujące sprzedaż gazu za pośrednictwem giełdy. Nadal zresztą nie ma decyzji czy będzie to 30 % czy aż 70 % sprzedaży. Dodatkowo proponuje się bardzo krótki harmonogram dostosowania w przepisach przejściowych. Tymczasem warto zwrócić uwagę, że ustawowo-biurokratyczny nakaz obrotu przez giełdę nie zliberalizuje wcale rynku. Dotyczy bowiem w głównej mierze faktycznego monopolisty i nie prowadzi do żadnej liberalizacji, ale do wyjęcia

spod regulacji URE znacznej części wolumenu gazu sprzedawanego przez PGNiG. W rezultacie może to spowodować zwiększenie ceny gazu na rynku. Moim zdaniem, nie można przeprowadzać liberalizacji rynku przy monopolu dostawcy – mówimy już o tym od wielu lat. Zawsze stałem na stanowisku, że najpierw trzeba mieć zróżnicowane źródła zaopatrzenia polskiego rynku w gaz, a dopiero potem przeprowadzać jego liberalizację. Ta proponowana obecnie, przy de facto obowiązującym monopolu, wzmacnia tylko jego władzę i czyni go jeszcze silniejszym. Niby

wszyscy to rozumieją ale propozycje legislacyjne prowadzą do osłabienia PGNiG-owi ostatnich lat przed rzeczywistym zdywersyfikowaniem dostaw gazu na polski rynek.

– Może jednak nie jest tak źle, przecież wielką szansą na dywersyfikację dostaw jest uruchomienie terminalu dla gazu skroplonego w Świnoujściu...

– Owszem, mówimy docelowo o 5 mld m³ gazu ze Świnoujścia, co będzie ilością istotną dla polskiego rynku. Jeżeli dostawy zostaną uruchomione, to dopiero wtedy będziemy mogli mówić o początku rzeczywistej konkurencji i liberalizacji rynku gazu w Polsce. Niestety termin ukończenia tej inwestycji jest zagrożony. Oficjalnie mówi się o kilku miesiącach opóźnienia, nieoficjalnie nawet o roku. To oczywiście wpłynie na oddalenie procesu liberalizacji rynku.

– Nie wspominając o krajowych złożach, konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, które czekają na inaugurację...

– Prace nad tzw. małym trójpakiem nie dotyczą bezpośrednio kwestii eksploatacji konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce ani generalnie eksploatacji złóż węglowodorów. To jest przedmiot innej legislacji. Jest jednakowoż w projekcie nowelizacji prawa energetycznego istotny przepis, który może ułatwiać proces uruchamiania nowych krajowych źródeł gazu. To przepis dotyczący uelastycznienia kontraktów długoterminowych dla dużych odbiorców. Czyli obrazowo tego, że jak chcę zmienić dostawcę, to nie muszę wypowiadać od razu całego kontraktu długoterminowego i szukać następnie dostawcy np. na 1 mld gazu, tylko najpierw mogę znaleźć dostawcę na mniejszą ilość i zrezygnować tylko z części kontraktu długoterminowego. Taki uelastyczniający przepis sprzyjałby niewątpliwie poszukiwaniu i eksploatacji krajowych złóż, bo będzie to proces rozłożony w czasie. Nie możemy początkowo liczyć skokowo od razu na miliardy metrów sześciennych, a jedynie dziesiątki, a później setki milionów, by po paru latach dojść do maksymalnych wielkości. Jednak od samego początku nawet niewielkie ilości surowca powinny wpływać do polskiego systemu konkurując z dotychczasowym dostawcą.

– Od 1,5 roku w Lasce Marszałkowskiej znajduje się projekt Prawa i Sprawiedliwości dotyczący eksploatacji węglowodorów. Na jesieni ub. roku rząd przedstawił założenia do ustawy węglowodorowej, dzisiaj znamy założenia do ustawy nowelizującej prawo geologiczne i górnicze. Wydaje się, że przestrzeń legislacyjna dla eksploatacji złóż niekonwencjonalnych została już zarysowana?

– Mam nadzieję, że dzisiaj opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska projekt nowelizacji prawa geologicznego i górniczego, po konsultacjach społecznych szybko

trafi do Sejmu. Czekaliśmy przecież na ten projekt bardzo długo, za długo. Prace nad ustawą opóźniały spory między koordynatorem projektu a Ministerstwami Skarbu Państwa, Finansów i KPRM. Będziemy z uwagą analizować projekt rządowy. Wydaje mi się, że cel nadrzędny, jakim jest uruchomienie nowego sektora gospodarki, można osiągnąć wieloma drogami, projekt Ministerstwa Środowiska wskazuje jedną z nich. Czytając założenia do rządowego projektu można przypuszczać, że w Sejmie możliwa będzie dyskusja w oparciu o obydwa projekty – PiS i rządowy. Chcemy takiej debaty, grunt, żeby cel nadrzędny był taki sam. Warto przy tym zauważyć, że projekt dzisiaj opublikowany dotyczy kwestii regulacyjnych i kontrolnych, dotyka opłat eksploatacyjnych, reguluje prawo dotyczące udzielania koncesji etc., ale kwestie podatkowe pozostawia do rozstrzygnięcia w zapowiadanej ustawie o podatkach od węglowodorów, przygotowywanej przez Ministra Finansów. Tego drugiego projektu nadal nie ma!

– A jaki to jest cel nadrzędny?

– Po pierwsze, żeby Polska zbudowała w najbliższych latach nowy, prężny sektor gospodarczy, a państwo sprawowało nad tym procesem gospodarczym silną kontrolę. Państwo musi wiedzieć, kto otrzymuje koncesję poszukiwawczą a następnie wydobywczą i na jakich zasadach ją użytkuje. Po drugie, państwo powinno wiedzieć, jak zmienia się status właścicielski koncesjonariuszy. Po trzecie, trzeba zapewnić, by sprawowało kontrolę nad bezpieczeństwem w czasie i po zakończeniu eksploatacji. To jest z grubsza oczywiście. Chodzi jednak także, o to, aby państwo miało kontrolę i udział w sferze finansowej tego wielkiego przedsięwzięcia.

– Poprzez podatki...

– ... często w dyskusjach na ten temat pada argument, iż to podatki są w istocie najważniejsze. Tymczasem pierwszorzędne są dzisiaj kwestie regulacyjne, tryb przyznawania koncesji, ich rozliczanie itp. Dla przykładu, w tej chwili państwo nie ma żadnego wpływu na to, jak zmienia się skład właścicielski w spółkach, które uzyskały koncesje. Spółka z jakimiś tam, określonymi właścicielami, występuje o koncesję i otrzymuje ją, a następnie na zasadzie normalnego obrotu handlowego większość udziałów sprzedaje kolejnej spółce. Wprawdzie nie ma możliwości handlu koncesjami, ale nie ma też niestety żadnej kontroli nad zbywaniem udziałów w spółkach je posiadających. Jest to sytuacja skrajnie niekorzystna dla państwa i między innymi ten problem powinien być szybko rozwiązany. Jeśli zaś chodzi o kwestie finansowe, to strona rządowa optuje za systemem podatkowym i minister Finansów przejął za te sprawy pełną odpowiedzialność. W projekcie Prawa i Sprawiedliwości jest koncepcja opłat wynikających z każdorazowo zawieranych z konce-

sjonariuszem umów cywilno-prawnych.

– Czym te podejścia różnią się?

– Nasze podejście jest moim zdaniem lepsze, bardziej elastyczne, pełniej może uwzględnić warunki każdej koncesji, związane np. z procesem inwestycyjnym, rodzajem złoża etc. Podatki są bardziej sztywne i przez to mocniej podatne na zmiany administracyjne. Ustawa o daninach od wydobywania węglowodorów ustali ich wysokość, ale powinna także, moim zdaniem, umożliwić inwestorom częściowe zwolnienia podatkowe albo ulgi inwestycyjne. To jest do pomyślenia, może być przedmiotem rozmów i konsultacji rządu z opozycją.

– Jakie bariery należałoby znieść, żeby proces inwestycyjny w poszukiwaniu i eksploatację źródeł niekonwencjonalnych przyspieszyć, żeby sektor energetyczny w Polsce łatwiej modernizować i rozbudowywać?

– Warto może zacząć od pozytywnego stwierdzenia: prawo chroniące środowisko jest w Polsce na bardzo dobrym poziomie, co między innymi wykazał audyt KE. Tu chyba nie trzeba żadnych istotnych zmian. Za to wielką barierą są kłopoty z realizacją inwestycji liniowych. Rurociągi, energetyczne sieci przesyłowe wymagają wielkich inwestycji a te są najczęściej opóźniane w długotrwałych procedurach wywłaszczeniowych, administracyjnych czy przetargowych. Od dawna mówi się o konieczności ustawowego uregulowania procedur dla tych inwestycji i niestety nie widać w tej sprawie determinacji rządu. Inwestycje w eksploatację gazu ze złóż łupkowych wymagają także rozbudowy sieci przesyłowej. Oczywiście, najważniejsze są regulacje prawne bezpośrednio niezbędne dla uruchomienia eksploatacji ze złóż łupkowych.

– Czytamy w prasie doniesienia z PE i KE to tam koncentrują się wysiłki, aby wprowadzić różne obostrzenia, związane z poszukiwaniem i eksploatacją gazu łupkowego.

– W Europie trwa spór o gaz łupkowy. Mamy do czynienia z silnym lobbieniem przeciwko jego eksploatacji a co za tym idzie przeciwko stworzeniu nowego sektora wydobywczego w Europie. Na szczęście te złoża są ulokowane nie tylko w Polsce, ale w kilku jeszcze krajach. Nie jesteśmy w tym boju sami. Obawa Gazpromu przed uruchomieniem nowych złóż, jest oczywista i widoczna gołym okiem. Szczególnie w Europie Środkowej rosyjski dostawca obawia się podważenia swojego monopolu. Przeciwny otwarciu złóż niekonwencjonalnych jest także sektor energetyki jądrowej we Francji i odnawialnych źródeł energii w Niemczech. W tym nieprzyjnym nam lobbingu, także na arenie instytucji UE, wykorzystywane są często bałamutne pseudoargumenty mające budzić obawy o rzekome skażenie środowiska, wód powierzchniowych i gruntowych, powietrza. Opowiada się, że eksploatacja może być

nieefektywna ekonomicznie i przez to niemożliwa do zrealizowania. Pojawiają się, a nawet mnożą organizacje przedstawiające niepokojące ekspertyzy, krok w krok podążając za tym przeróżne inicjatywy zaostreżające kryteria wydobywania, także w PE. To są działania, które wymagają z naszej strony bacznej obserwacji i szeroko zakrojonej akcji informacyjnej. Polscy europosłowie w PE występują w tych kwestiach bardzo często, broniąc naszego punktu widzenia. Pamiętać też trzeba, że UE na poziomie traktatowym gwarantuje swoim członkom swobodę eksploatacji złóż i rozkładu mixu energetycznego. To nie podlega żadnym regulacjom unijnym, ale oczywiście można sobie wyobrazić, że KE będzie inicjowała projekty nowelizacji dyrektyw, dotyczących ochrony środowiska, wody, jakości powietrza, prowadzenia inwestycji itd. Nowelizacje te, nie dotycząc bezpośrednio eksploatacji złóż łupkowych, mogą w rezultacie obniżyć efektywność ekonomiczną przedsięwzięć wydobywczych do tego stopnia, że stanie się to nieopłacalne. Trzeba się temu bacznie przyglądać, bo niekorzystne zapisy mogą znaleźć się w całym niespodziewanych miejscach.

– Jaka powinna być rola PGNiG na rynku gazowym? Czy powinien zajmować się wszystkim na rynku gazu?

– Możemy czytać kolejne wersje planów rozwoju PGNiG, ale wydaje mi się, że spółka unika otwartego zmierzania się z rzeczywistością i nad-

ciągającymi kłopotami. Zarząd, rada nadzorcza i właściciel powinni określić, jaki ma być jej zakres działania i struktura w sytuacji, kiedy dojdzie do liberalizacji rynku gazu w Polsce. Trzeba sobie jasno powiedzieć, że pełna liberalizacja rynku gazu w Polsce, diametralnie zmieni pozycję tej spółki. To wymaga jednak dalszej dyskusji.

– Ale przyzna Pan, że dość sensowne jest postawienie na dostęp do własnych złóż, krajowych jak i zagranicznych w rejonach, gdzie można bez ryzyka prowadzić poszukiwania i eksploatację?

– PGNiG ma w Polsce rozpoznanych i przygotowanych do wydobywania ok. 30 mld m³ gazu, może po nie sięgać. Pytanie, dlaczego robi to tak powoli?

– Z sygnałów prasowych wynika, że rząd porządkuje sytuację w spółce, szykując się niejako do wielkiego skoku inwestycyjnego. Chce inwestować w złoża w Polsce i na szelfie norweskim, konsoliduje działające za granicą spółki zależne...

– Inwestycje na szelfie norweskim są opłacalne i strategicznie trafne. Pierwszy gaz ze złoża zakupionego przez PGNiG w 2007 roku został już sprzedany. Jednak przede wszystkim chodzi o to, ażeby zacząć proces inwestycyjny w Polsce. I to jest główny postulat na dzisiaj.

– Co stanie się w momencie, kiedy wszelkie instrumentarium potrzebne dla eksplo-

atacji węglowodorów i rynku gazu zostanie stworzone, a zacznie się regularna wojna cenowa, choćby pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a Federacją Rosyjską. Skoro mają ruszyć do Europy statki z amerykańskim skroplonym gazem, którego cena będzie zdecydowanie niższa, to Rosjanie chyba nie utrzymają swoich dotychczasowych stawek i też je obniżą. I kto wówczas zainwestuje w łupki, skoro przestanie być to opłacalne ekonomicznie?

– Taki scenariusz może mieć miejsce, bo przecież liberalizacja rynku gazu musi nastąpić. Ma to swoje pozytywne strony, bo pozwoli Polsce wydobyć się spod reżimu długoterminowego, kosztownego kontraktu z Gazpromem, z drugiej strony inwestorzy zainteresowani eksploatacją gazu w Polsce będą musieli brać to pod uwagę...

– I rząd też...

– Owszem, rząd też, szczególnie w pierwszych etapach procesu inwestycyjnego, jak wiadomo najbardziej kosztownych. Jest potrzeba zapisania w planowanej legislacji możliwości odłożenia należności na rzecz państwa. Wydaje się to możliwe do zrobienia. Jednak dobrze byłoby, aby dyskusja dotyczyła już projektów leżących na stole i uwzględnienia wszystkich głosów w dyskusji.

– Dziękuję za rozmowę,

15 lutego 2013 roku
rozmawiał Jerzy Papuga

Węglowodorowe dylematy



Jan Lubaś

Sukcesy rozwoju w Stanach Zjednoczonych wydobywania węglowodorów z formacji łupkowych, a przede wszystkim prognozy US Energy Information Agency dotyczące ogromnych zasobów tego surowca w Polsce rozpoczęły wielką dyskusję zwolenników i przeciwników gazu z łupków. Nie bardzo zwracano uwagę na fakt, że górnictwo naftowe podobnie jak każda inna dziedzina nauki, to obszar bardzo specjalistycznej wiedzy. To dlatego właśnie pojawiło się tak wiele błędnych ocen i wyobrażeń.

Zasoby

Szczególnie dużo emocji i nieporozumień związanych jest z kwestią zasobów. Często

w różnych środowiskach opiniotwórczych dyskutując o wielkościach zasobów nie rozróżnia się podstawowych pojęć, chociażby kategorii zasobów udokumentowanych i prognostycznych. Te ostatnie, a do takiej kategorii należy w chwili obecnej zaliczyć zasoby gazu w polskich formacjach łupkowych, zostały określone wstępnie, szacunkowymi metodami geologicznymi. W literaturze przedmiotu uważa się, że zasoby prognostyczne określa się zwykle z 25% stopniem pewności. Zupełnie przeciwnym pojęciem jest kategoria zasobów udokumentowanych, to złoża węglowodorów, potwierdzone wcześniej wykonanymi odwiertami, o znanych rozmiarach i właściwościach fizyczno-chemicznych surowca i blisko 100% stopniu pewności. Nie jest zatem właściwe porównywanie zasobów gazu ziemnego w złożach konwencjonalnych, udokumentowanych do chwili obecnej w Polsce z zasobami prognostycznymi (szacunkowymi) w formacjach łupkowych i wyrokowanie, że jednych jest mniej lub więcej od drugich. To nie są dwie tożsame wielkości wzajemnie porównywalne. Na obecnym etapie jest jeszcze zbyt wcześnie, aby na podstawie określonych przez różne jednostki amerykańskie lub polskie zasobów prognostycznych móc odpowiedzialnie budować scenariusze rozwoju np. polskiej gospodarki i energetyki

Rodzaje łupków

Formacje łupkowe stanowią ośrodek skalny o bardzo zróżnicowanych właściwościach geochemicznych, geomechanicznych czy mineralogicznych. Różne są właściwości łupków i różne głębokości ich zalegania. Wyróżnikiem pozytywnych właściwości jest: nasycenie gazem, zasobność w substancję organiczną (TOC), typ występującego kerogenu, niska zawartość substancji ilastych, wysoka krzemionki. Te ostatnie decydują o kruchości, a więc podatności skały na zabiegi hydraulicznego szczelinowania. Bez ich zastosowania nie jest możliwe uwolnienie zgromadzonych w łupkach zasobów gazu. Zadanie nie jest proste, gdyż w Polsce mamy do czynienia z formacjami łupków zalegających na znacznie większych głębokościach i o innych właściwościach petrofizycznych. Proste skopiowanie do warunków występujących w Polsce np. technologii szczelinowania efektywnych w innych krajach nie zawsze daje pożądane rezultaty, o czym świadczą chociażby doświadczenia firmy Exxon Mobil. Konieczne jest zatem przeprowadzenie szeroko zakrojonych badań, szczególnie nad rozwojem efektywnych technologii udostępniania, naprzeciw temu wychodzi duży projekt badawczy pod nazwą Blue Gas.

Wszelkie proponowane nowe technologie udostępniania, ostatnio czytaliśmy o propo-

cjach zastosowania do tych celów CO₂, powinny przejść szczegółowe badania, przede wszystkim w warunkach otworopodobnych (ciśnienie kilkuset bar i temperatura sięgająca 100 °C), na symulacyjnych modelach formacji, a następnie bezpośrednio w warunkach złożowych. Sama idea i pomysł to jednak stanowczo zbyt mało. Jest to szczególnie istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa, gdyż tylko stosowanie najlepszych procedur i sprawdzonych technologii może być jego gwarancją.

Koszty

Korzystając z dotychczasowych doświadczeń amerykańskiego górnictwa naftowego należy podkreślić względnie niedużą wielkość tzw. całkowitego szacunkowego wydobycia gazu z pojedynczego odwiertu z formacji łupkowych w odniesieniu do złóż konwencjonalnych. Są to zwykle wartości od kilku do kilkunastu razy mniejsze dla odwiertów wykonanych w łupkach. Dlatego mając na uwadze znacznie większą w warunkach polskich głębokość zalegania formacji łupkowych, czynnikiem decydującym o efektywności przedsięwzięcia będzie znaczne obniżenie kosztów wykonywania odwiertów eksploatacyjnych. Należałoby również rozpatrzyć możliwości uproszczenia ich konstrukcji i np. sposobów cementowania. Prostsze muszą być również systemy zagospodarowania złóż, najlepiej z wykorzystaniem mobilnych rozwiązań modułowych. Niezmiennie istotnym jest bardzo dokładne i rzetelne przygotowanie lokalizacji przyszłych odwiertów poszukiwawczych, szczególnie ważnym jest wykonanie wszystkich niezbędnych prac geofizycznych, łącznie z sejsmiką 3-D. Presja czasu i zapotrzebowanie na sukces mogą źle wpłynąć na dokładność wykonania prac przygotowawczych. Zgodnie z zasadą dobrych praktyk wszystkie prace udostępniające wykonane we wcześniejszych odwiertach poszukiwawczych powinny być poddane dokładnej analizie, w której należy znaleźć odpowiedź na szereg pytań, oto tylko kilka z nich:

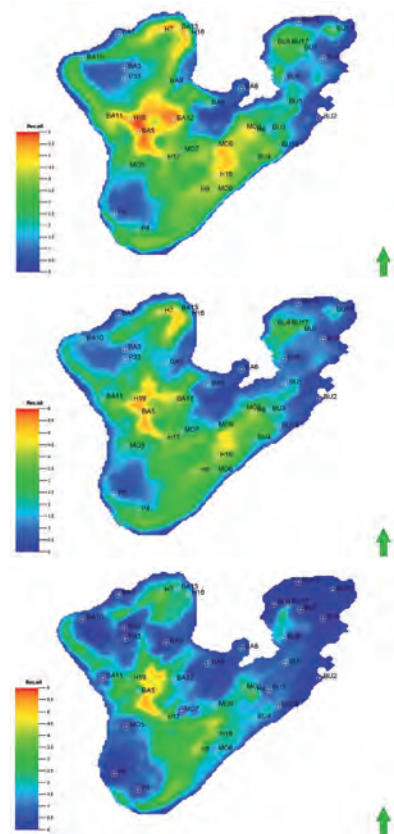
- czy właściwie zaprojektowano trajektorię odcinka poziomego uwzględniając warunki geomechaniczne i facjalne,
- czy lokalizacja interwałów udostępniania w formacjach geologicznych była prawidłowa,
- czy zaproponowany sposób uzbrojenia odwiertu spełnił wymagania związane z wykonaniem zabiegów
- czy wybrany sposób i technologia udostępnienia złoża okazała się skuteczna i efektywna i czy może wnieść wkład w proces ustalania zasobów gazu
- czy uzyskane efekty przeprowadzonych prac są zadowalające oraz czy któryś z etapów lub działań można było wykonać lepiej?

Wykonanie takich analiz dla każdego ukończonego odwiertu powinno pozwolić na systematyczny postęp i doskonalenie metod udostępniania. Efektem oceny uzyskanych doświadczeń powinny być wnioski zawarte w Raporcie sporządzonym dla danego odwiertu przyczyniające się do coraz większej skuteczności wykonanych zabiegów szczelinowania

Złoża konwencjonalne

Realizując bardzo ambitny i potrzebny program poszukiwania węglowodorów w złożach niekonwencjonalnych nie można nie doceniać dotychczas odkrytych, kosztem ogromnych nakładów konwencjonalnych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego. Eksploatacja tych złóż jest racjonalna i efektywna szczególnie wówczas, gdy wdrożone zostaną odpowiednie dla istniejących warunków złożowych metody wspomaganie wydobycia. Zastosowanie jedynie tzw. pierwszych metod eksploatacji wykorzystujących tylko energię złoża pozwala uzyskać niewielki stopień sčerpania pierwotnych zasobów geologicznych ropy naftowej, średnio w warunkach polskich na poziomie 20-25 %. Dopiero wdrożenie metod wspomagających tzw. metod wtórnych i trzecich wykorzystujących wypieranie ropy energią i mediami zewnętrznymi może w efekcie pozwolić na efektywne i zgodne z zasadami sztuki górniczej sčerpanie odkrytych zasobów. W przypadku konwencjonalnych złóż gazu ziemnego zastosowanie metod wspomagających nie jest tak istotne, gdyż stopień sčerpania pierwotnych zasobów geologicznych metodami pierwszymi osiąga wartość do 80-90 %. Zastosowanie zaawansowanych metod eksploatacji w złożach ropy jest szczególnie istotne, gdyż dotyczy już udokumentowanych zasobów geologicznych, których wielkość w skali kraju jest całkiem pokaźna, na poziomie przekraczającym 100 mln ton ropy. W przypadku udokumentowanych zasobów gazu ze złóż konwencjonalnych, których zasoby przekraczają 100 mld nm³ istotnym jest w chwili obecnej zagospodarowanie ok. 30 mld nm³ gazu zalegających w trudniejszych warunkach geologicznych i lokalnych. Są to zwykle złoża gazu zaazotowanego o niekorzystnym składzie chemicznym zgromadzonego gazu, jednak pomimo tego ich eksploatacja powinna być łatwiejsza i efektywniejsza od złóż niekonwencjonalnych.

Polskie Górnictwo Naftowe dysponuje szeregiem pozytywnych przykładów ze złóż ropy naftowej, gdzie w latach ubiegłych z powodzeniem wdrażano technologie wspomaganie wydobycia z wykorzystaniem procesów zatłaczania wody, gazu ziemnego, powietrza. Stosowano również bardzo nowoczesne jak na ówczesny okres metody wspomaganie z zastosowaniem procesów mikrobiologicznych. W ostatnich latach opracowano w ramach współpracy z Polskim Górnictwem Naftowym nowe procesy. Badania wykonano na



Rys. 1 Na pierwszym modelu pokazano stopień odropienia złoża po zakończeniu jego eksploatacji z wykorzystaniem energii złoża (tzw. metody pierwsze), na kolejnym po zakończeniu procesu zatłaczania wody zabiegowej o zmodyfikowany składzie chemicznym i na trzecim po zakończeniu zatłaczania CO₂ (kolor czerwony początkowa, niebieski reszkowa zawartość ropy w skale złożowej)

fizycznych modelach złoża oraz z wykorzystaniem metod symulacji komputerowej. Powinny one znaleźć zastosowanie na nowo odkrytych złożach na Niżu Polskim jak również na starszych w Karpatach. Są to szczególnie procesy zatłaczania wody o odpowiednio zmodyfikowanym składzie chemicznym oraz CO₂.

Ich pełne wdrożenie pozwoliłoby blisko dwukrotnie zwiększyć stopień sčerpania udokumentowanych zasobów ropy. Jest to szczególnie istotne, gdyż zwiększenie wydobycia w tym wypadku można osiągnąć wykorzystując istniejącą infrastrukturę węglową i napowierzchniową, co ma znaczący wpływ na końcowe wskaźniki ekonomiczne.

Na załączonych rysunkach pokazano przykład wybranego złoża, na którym przy pomocy symulacji komputerowej pokazano efekty wspomaganie wydobycia oraz rosnące wskaźniki odropienia.

W interesie polskiej gospodarki jest zatem żmudne i konsekwentne poszukiwanie złóż węglowodorów w formacjach łupkowych z równoczesną troską o niezaniechanie poszukiwania i właściwej eksploatacji złóż konwencjonalnych ropy i gazu.

Jan Lubaś

Rozruch kopalni Lubiatów



Dorota Mundry



Oddział w Zielonej Górze

Budowa Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów – jednej z największych inwestycji spółki w ostatnich latach – dobiega końca. Dzięki nowej instalacji znacznie wzrośnie krajowe wydobycie ropy naftowej, oprócz tego w kolejnych latach Oddział w Zielonej Górze zwiększy wydobycie gazu ziemnego.

Zakończono odbiór techniczny obiektu i próbę gwarancyjną instalacji, trwa rozruch. „Pierwszą ropę” pozyskaliśmy na początku grudnia. Zlokalizowana w Puszczy Noteckiej kopalnia Lubiatów będzie drugą z największych

kopalń PGNiG SA, po oddalonej o około 100 km KRNiGZ Dębno.

Kopalnia została wybudowana w ramach realizacji dużego projektu inwestycyjnego („Projekt LMG), w którego skład weszły trzy duże zadania. Ich celem była budowa obiektów związanych z wykorzystaniem zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż Lubiatów, Międzychód, Grotów. Obiekty te to Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów, Terminal Ekspedycyjny Wierzbo i gazociąg z Terminala Wierzbo do Odazotowni



Zapotrzebowanie szczytowe na moc elektryczną dla kopalni wynosi 8.1 MW. Moc taką produkowana jest w agregatach elektrycznych z silnikami spalinowymi gazowymi o mocy 3.25 MW każdy. W trakcie pracy kopalni produkcję energii elektrycznej zapewniają 3 agregaty. Czwarty agregat stanowi rezerwę ruchową. Fot. Sebastian Rzepiel



Najwyższym elementem instalacji Ośrodka Centralnego Lubiatów jest komin instalacji odzysku siarki o wysokości 60 m. Fot. Magdalena Wajda



Kierownika kopalni Krzysztofa Marciniaka czeka nie lada wyzwanie. Zarządzanie jednym z największych tego typu obiektów w Polsce to ciężka praca i ogromna odpowiedzialność. Fot. Sebastian Rzepiel



Ośrodek Centralny zajmuje powierzchnię 14 ha. Fot. Sebastian Rzepiel



Zbiorniki to bardzo ważny element Ośrodka Centralnego. Fot. Magdalena Wajda

i Mieszalni Grodzisk. W ramach inwestycji zagospodarowano 14 odwiertów na złożach Lubiatów, Międzychód, Grotów i Sowia Góra. Podczas procesu technologicznego w instalacji KRNiGZ Lubiatów będziemy pozyskiwać

ropę naftową (powyżej 1 000 ton/dobę), gaz ziemny, LPG i płynną siarkę.

Ciekawostką jest fakt, że na terenie ośrodka centralnego kopalni Lubiatów znajduje się elektrociepłownia produkująca energię ciepłą

w postaci pary oraz energię elektryczną na potrzeby kopalni.

Dorota Mundry
Dział Komunikacji i PR
Oddział w Zielonej Górze

Gazowa Winna Góra

Dobiega końca kolejna wspólna inwestycja PGNiG SA i FX Energy Poland – zagospodarowanie złoża Winna Góra.

Złoże gazu ziemnego Winna Góra leży w obrębie koncesji poszukiwawczej Kórnik-Środa Wlkp., na której od wielu lat trwają prace poszukiwawcze prowadzone przez obie spółki. W latach 2006 – 2007 wykonano otwór poszukiwawczy Winna Góra-1. Odwiertem tym

stwierdzono przemysłowy przypływ gazu ziemnego z poziomu czerwonego spągowca i potwierdzono istnienie złoża. Gaz ziemny zaazotowany w złożu zawiera średnio 79,71% obj. metanu, 0,22% obj. etanu i 19,04 % obj. azotu.

Inwestycja

Zadanie inwestycyjne związane z zagospodarowaniem złoża Winna Góra obejmowało budowę kilku obiektów:

- gazociągu ekspedycyjnego DN 150 z Ośrodka Produkcyjnego Winna Góra do KGZ Radlin II o długości 12.778,6 m,
- Ośrodka Produkcyjnego Winna Góra

205 mln m³ gazu ziemnego to wydobywalne zasoby gazu ziemnego w obrębie złoża Winna Góra

(zagospodarowanie odwiertu WG-1), na którym zlokalizowano obiekty technologiczne i obiekty pomocnicze umożliwiające eksploatację gazu ziemnego z odwiertu,

- węzła przyłączeniowego na OG Radlin II.

OP Winna Góra organizacyjnie podlega KGZ Radlin. Gaz z ośrodka po redukcji ciśnienia przesyłany jest gazociągami DN 150 PN 8,4 MPa do instalacji KGZ Radlin II, gdzie poddawany jest procesom osuszania i odręcania. Następnie kierowany jest na KGZ Radlin I, tam po przejściu przez układ pomiarowo – rozliczeniowy przesyłany jest do gazociągu, którego operatorem jest Gaz – System. Z odwiertu Winna Góra-1 pozyskujemy 1,8 tys. m³ gazu ziemnego na godzinę, co pozwoliłoby zasilać przez godzinę całe miasto Jarocin.

W lutym 2013 r. zakończono rozruch i 72-godzinny test technologiczny. Wykonawca wystąpił 19 lutego z wnioskiem do OUG Poznań o uzyskanie pozwolenia na użytkowanie. Planowany odbiór końcowy zrealizowanych obiektów to marzec br.

Bogumiła Orlicka
Dział Projektów Górniczych
Oddział w Zielonej Górze



Na terenie OP Winna Góra zlokalizowano kontener technologiczny, po jego prawej stronie – układ podgrzewacza liniowego, po lewej – zbiorniki inhibitora korozji, metanolu i wody złożowej, na pierwszym planie głowica odwiertu Winna Góra-1. Fot. Bogumiła Orlicka

Jerzy
Zagórski

PGNiG i ORLEN kontynuują poszukiwania ropy naftowej w Wielkopolsce

Rozpoczyna się wiercenie w okolicach miejscowości Sieraków, na geologicznym obszarze Niecki Szczecińskiej. Prowadzone działania rozpoznawcze mają na celu pozyskanie danych złożowych, potwierdzających obecność ropy naftowej w tym rejonie. Projekt jest realizowany wspólnie przez PGNiG i PKN ORLEN.



Prace na terenie miejscowości Sieraków prowadzone są na podstawie wydanej przez Ministerstwo Środowiska koncesji „Wronki”. Struktura Sieraków jest położona w sąsiedztwie największych dotychczasowych złóż ropy naftowej i gazu odkrytych w Polsce: – Lubiatów - Międzychód – Grotów. Głębokość otworu pionowego Sieraków-3 jest planowana na 3320 m. Wiercenie zostanie zrealizowane przy użyciu urządzenia Bentec Euro Rig 450T, należącego do firmy Exalo Drilling S.A. z Grupy Kapitałowej PGNiG.

Jeżeli prace potwierdzą akumulację węglowodorów w ilościach przemysłowych, projekt będzie kontynuowany, poprzez przygotowanie planu zagospodarowania złoża, uwzględniającego przyłączenie odwiertów do istniejącej już instalacji w obrębie kopalni ropy i gazu ziemnego LMG (Lubiatów - Międzychód – Grotów). Następnym etapem będzie wykonanie kolejnych odwiertów eksploatacyjnych oraz wybudowanie instalacji napowierzchniowej.

PGNiG posiada 51% udziałów w projekcie "Sieraków" natomiast 49% udziałów posiada ORLEN Upstream. Udziały obejmują zarówno koszty jak i przyszłe dochody uzyskane ze sprzedaży wydobytej ropy naftowej i gazu ziemnego.

Marcin
Zachowicz

Zarząd spółki dystrybucyjnej zatwierdzony

Zarząd PGNiG SA zatwierdził skład Zarządu Spółki SPV4, której zadaniem będzie konsolidacja sześciu spółek dystrybucyjnych. Łącznie na cztery stanowiska w Zarządzie SPV 4 złożono 17 aplikacji. Konkurs miał charakter wewnętrzny.

Funkcję prezesa 1 marca 2013 roku obejmie Adam Kielak, dotychczasowy prezes Pomorskiej Spółki Gazownictwa. Wiceprezesem ds. technicznych będzie Andrzej Dębogórski, (aktualnie pełni on stanowisko dyrektora Oddziału Zakład Gazowniczy w Gdańsku w PSG), wiceprezesem ds. strategii i rozwoju został Andrzej Pęcherek (obecny prezes Karpackiej Spółki Gazownictwa), a wiceprezesem ds. finansowych Łukasz Hadyś, (aktualnie wiceprezes KSG ds. finansowych).

Wybór Zarządu spółki SPV 4 jest związany z rozpoczętym procesem restrukturyzacji w 6 spółkach dystrybucyjnych (Pomorska, Wielkopolska, Dolnośląska, Górnoszląska, Karpacka, Mazowiecka). Docelowo powstanie jedna spółka dystrybucyjna z siedzibą w Warszawie, natomiast spółki gazownictwa zostaną przekształcone w oddziały regionalne.

Celem konsolidacji jest dostosowanie spółki do nowych warunków na liberalizującym się rynku gazu i pojawiającej się konkurencji. Dlatego planowane jest m.in. ujednolicenie procedur, systemów informatycznych, co przełoży się na sprawniejsze funkcjonowanie i efektywniejszą obsługę klientów. Zakończenie procesu konsolidacji planowane jest we wrześniu. Każdy etap działań będzie konsultowany ze stroną społeczną, m.in. ze związkami zawodowymi. Spółka nie przewiduje zwolnień grupowych. Pracownicy będą wykonywać swoje obowiązki w dotychczasowych miejscach pracy.

Połączenie spółek powinno również przyczynić się do optymalizacji kosztów działalności dystrybucji, a tym samym zwiększenia zysków skonsolidowanej spółki, obniżenia kosztów

przesyłu dla klientów PGNiG, a także zwiększenia przychodów gmin z tytułu podatku dochodowego.



Rada Nadzorcza PGNiG SA wybrała wiceprezesów Zarządu

Rada Nadzorcza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, w ramach postępowania konkursowego, podjęła 27 lutego br. uchwałę o wyborze Krzysztofa Bociana na stanowisko wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania oraz Jacka Murawskiego na stanowisko wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych. W procesie wyboru kandydatów Radę Nadzorczą SA wspierała renomowana firma doradcza Amrop, specjalizująca się w rekrutacji na wyższe stanowiska kierownicze.

Nowo wybrani wiceprezesi rozpoczną pracę w PGNiG SA od 1 kwietnia 2013 roku. Ich kadencja, tak jak pozostałych członków Zarządu PGNiG SA, zakończy się 13 marca 2014 roku.

Decyzja Rady Nadzorczej o rozpisaniu konkursu na stanowisko wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania miała ścisły związek z realizacją strategicznego celu PGNiG SA, jakim jest wzrost wydobywania 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, który w ostatnich miesiącach nadzorował pan Mirosław Szkaluba, wiceprezes Zarządu PGNiG SA ds. IT i Zakupów. Efektem tych działań jest m.in. 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, tak jak było to do maja 2012 roku.

O stanowisko wiceprezesa Zarządu PGNiG SA ds. Poszukiwań i Wydobywania rywalizowało 4 kandydatów.

Natomiast rozpisanie konkursu na stanowisko wiceprezesa ds. Finansowych miało związek z zaplanowanym objęciem od 1 kwietnia 2013 roku funkcji prezesa/dyrektora generalnego PGNiG Norway przez Sławomira Hinca, obecnego wiceprezesa ds. Finansowych.

O stanowisko wiceprezesa ds. Finansowych ubiegało się 6 kandydatów.

Krzysztof Bocian jest absolwentem Stanford University, gdzie uzyskał tytuł Master of Business Administration (MBA) in General Management oraz dyplom Public Management Program (PMP) in Government. Studiował na Vienna University of Economics oraz WSB-NLU.

Posiada międzynarodowe doświadczenie we wszystkich obszarach sektora oil & gas: upstream, midstream oraz downstream. W czasie swojej kariery był zaangażowany w projekty energetyczne na czterech kontynentach. Od 2008 roku związany jest z Chevron Corporation – pracował w obszarze Upstream & Gas w Stanach Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii i ostatnio w Polsce. W zakres jego odpowiedzialności wchodziła strategia, planowanie, rozwój oraz restrukturyzacja aktywów, początkowo w centrali firmy w Kalifornii, a następnie w biurach w Houston i w Londynie. Od 2010 roku zajmował się komercjalizacją oraz rozwojem projektów shale gas w Europie, pracując w biurach w Londynie i w Warszawie. W latach 2003-2006 pracował w PKN ORLEN S.A. - odpowiadał za projekty strategii, restrukturyzacji oraz rozwoju biznesu.

Jest członkiem Rady Fundacji im. Lesława A. Pagi oraz założycielem Akademii Liderów Rynku Kapitałowego.

Jacek Murawski jest absolwentem Szkoły Głównej Handlowej na kierunku finanse i rachunkowość oraz studiów podyplomowych z zakresu zarządzania wartością firmy. Uzyskał dyplom EMBA Helsinki School of Economics. Uczestnik wielu szkoleń i kursów z obszaru finansów, zarządzania, marketingu, IT w tym organizowanych przez INSEAD, Ashridge Management Centre, Management Center Europe, France Telecom University i wielu innych.

W ciągu ponad 20-letniej kariery zawodowej pełnił czołowe stanowiska w wielu spółkach. W okresie 1990 - 1995 odpowiadał za finanse w Bantex Poland sp. z o.o. W latach 1995 – 2001 był kontrolerem finansowym i Członkiem Zarządu w Polskich Książkach Telefonicznych sp. z o.o., a także głównym księgowym w Polkomtel S.A., następnie dyrektorem ds. finansowych w Tchibo Warszawa sp. z o.o.

W latach 2001 – 2007 odpowiadał za finanse i administrację, jako członek Zarządu ds. finansowych PTK Centertel sp. z o.o., operatora sieci Orange. W okresie 2007 – 2008 pełnił funkcję prezesa Zarządu Wirtualnej Polska S.A., czołowego polskiego portalu internetowego.

W latach 2006-2007 był również wiceprezydentem Pracodawców RP. W kolejnych latach zaangażowany był w działalność inwestycyjną i doradczą na terenie Polski i regionu Europy Centralnej jako Investment Partner w funduszu MCI Management S.A., wiodącej polskiej spółki

Venture Capital. W tym okresie zasiadał w Radach Nadzorczych, Zarządach oraz jako Interim CFO w spółkach portfelowych grupy, zarówno w Polsce jak i w Czechach.

Joanna Zakrzewska
Rzecznik prasowy PGNiG SA



Prognozy „World Oil” na rok 2013

Sytuacja gospodarcza na świecie i liczba politycznych punktów zapalnych powodują, że trudno się pokusić się o podanie przybliżonych cen ropy w 2013 r. Eksperti przypuszczają jedynie, że utrzymają się one raczej na względnie wysokim poziomie. Zespół redakcji „World Oil” składa się prawie w całości z przedstawicieli przemysłu amerykańskiego, toteż ich opinie koncentrują się zwykle na zagadnieniach z USA, co najwyżej obejmują Amerykę Północną. Tym razem jest inaczej, bo William Pike niemal całą swoją wypowiedź poświęca problemom Rosji. Uważa on, że stagnacja w produkcji ropy i gazu przy jednoczesnym rosnącym zapotrzebowaniu wewnętrznym stwarza poważne zagrożenia. Prezydent Putin wyznacza przemysłowi priorytety w rodzaju zagospodarowania złóż wschodniej Syberii, ale zakres trudności przy zagospodarowaniu jest ogromny, o czym świadczy choćby przykład kolejnych opóźnień w udostępnieniu zasobów na Morzu Barentsa (Sztokmanowskoje). Z kolei Doug Nester, który dotychczas zajmował się Zatoką Meksykańską, a teraz pracuje w Iraku, zwraca uwagę na zmiany zachodzące na Bliskim Wschodzie. Rośnie zapotrzebowanie na gaz ziemny, przede wszystkim dla elektrowni, ale także dla przemysłu. Otwiera się pole dla potencjalnych kontraktów dla firm zagranicznych w zakresie technologii ograniczenia spalania gazu w pochodniach oraz usług serwisowych przy rekonstrukcji odwiertów. Również plany Arabii Saudyjskiej, Turcji, Iraku i innych państw tego regionu dotyczące gazu z łupków wiążą się z transferem technologii. Prof. Alexander Kemp z uniwersytetu w Aberdeen spodziewa się wzrostu nakładów na inwestycje złożowe na szelfie brytyjskim, ale inne wskaźniki nie są zachęcające. Wydobycie ropy i gazu ostro spada, platformy wiertnicze są przestarzałe i kończy się okres ich eksploatacji – 15% ma ponad 40 lat, 33% ponad 30 lat. Z tym obrazem kontrastuje ocena sytuacji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przedstawiona przez Sveina Tollefsena ze Statoilu. Przypominając sukcesy Statoilu w intensyfikacji wydobycia uważa, że przedłuży to

okres eksploatacji wielu dojrzałych złóż, a nowe odkrycia ze znacznymi zasobami, rozszerzanie rozpoznania na północ i nowe możliwości sejsmiki sprawiają, że norweski przemysł naftowy ma bardzo dobre perspektywy.

Eksperti nadal akcentują znaczenie zasobów niekonwencjonalnych, przede wszystkim ropy i gazu z łupków. Nie jest to już tylko problem USA, niemal we wszystkich regionach świata trwają badania lub choćby przygotowania do nich. Co więcej, nawet na zasobnym w konwencjonalną ropę Bliskim Wschodzie rozpoczęto szacunki zasobów gazu z łupków i przygotowywane są projekty rozpoznania. Dotychczasowe doświadczenia pokazują, jak wiele jest różnic w warunkach geologicznych złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych i jak odmienne podejście metodyczne przy wierceniu i dowiercaniu otworu należy stosować. Jest to jednocześnie szansa dla firm amerykańskich, które wdrożyły technologie stosowane w eksploatacji gazu z łupków. Mocno podkreśla się znaczenie przemysłu naftowego dla gospodarki amerykańskiej, m. in. w zmniejszaniu bezrobocia, co potwierdza się już zresztą w stanach wydobywających najwięcej gazu z łupków i metanu z pokładów węgla, gdzie liczba miejsc pracy od roku 2010 zwiększyła się o 8%. Zhamowanie spadku wydobycia gazu, a następnie jego wzrost, umożliwi przejście z węgla na gaz w przemyśle, w tym także w przemyśle stalowym, co poprawi konkurencyjność. Rola ropy naftowej i gazu ziemnego w gospodarce jest zbyt mało eksponowana i zadaniem menedżerów naftowych powinno być zdobycie zrozumienia i poparcia ze strony tej części społeczeństwa, która nie jest związana bezpośrednio z branżą. Akcje ekologów i antyglobalistów przeciw wydobyciu paliw kopalnych nie napotykają przeciwwagi w postaci merytorycznej kampanii wyjaśniającej i edukacyjnej prowadzonej przez przemysł.



Tańszy gaz z Gazpromu dla Europy

Dziennik „Izwestia” w artykule „Macedonia i Polska płacą Gazpromowi najwięcej w Europie” opublikował dane o cenach gazu w I półroczu 2012 r. dla 21 państw (bez Litwy, Łotwy i Estonii). Średnia cena gazu od Gazpromu w Europie wynosiła 413,1 USD, ale 5 importerów płaciło ponad 500 USD. Były to: Macedonia (564,3 USD), Polska (525,5 USD), Bośnia i Hercegowina (515,2 USD), Czechy (503,1 USD) i Bułgaria (501 USD). Z kolei najmniej płaciła W. Brytania (313,4 USD), Holandia (371,4 USD), Niemcy (379,3 USD), Finlandia (384,8 USD),

Węgry (390,8 USD) Francja (393,7 USD) i Austria (397,4 USD). W Macedonii i Bośni 100% dostaw pochodzi z *Gazpromu*, w Bułgarii 90%, natomiast w Wielkiej Brytanii gaz rosyjski stanowi 10%. Dotychczas informacje o cenach gazu płaconych przez kraje europejskie za surowiec dostarczany przez *Gazprom* i związanych z tym dysproporcjach pochodziły ze źródeł nieoficjalnych, często z zachodnich przecieków dziennikarskich. Nie ujawniał ich *Gazprom*, również Komisja Europejska nie uzyskała takich danych od importerów. Sporadycznie ceny były upublicznione. Niekiedy, przy okazji konfliktów takich jak Ukraina-Rosja, dowiadaliśmy się, że cena płacona *Gazpromowi* w ub. roku wzrosła z 416 do 432 USD za 1000 m³.

Ważną wiadomością są przewidywane niższe cen gazu. Obniżki zaczęły się już w styczniu 2012 r. i korektę cen uzyskały kolejno *GDF*, *Wingas*, *ENI*, *E.ON*, słowacki *SPP*, austriacki *Centrex* i inne. W br. spodziewane jest zmniejszenie cen gazu rzędu 14%, ale skala zniżek jest bardzo zróżnicowana, od 27% dla Polski, 26% dla Czech i 25% dla Szwajcarii do 2% dla Węgier. W dalszym ciągu najdroższy gaz będzie miała Macedonia – 497,5 USD, ponieważ obniżka wyniesie 12%. Obiektywnie nie ma mocnych przesłanek do obniżki cen, bo w Europie cena według transakcji spot kształtuje około 342 USD za 1000 m³, ceny ropy są stabilne, ale znaczniejsi odbiorcy prowadzą intensywne pertraktacje na rzecz niższych cen, ponadto swój wpływ ma rozpoczęcie przez Komisję Europejską postępowania w sprawie stosowania przez *Gazprom* praktyk monopolistycznych. Nie bez znaczenia jest także konieczność ustępstw wobec państw zaangażowanych w projekt South Stream.



Węglowodory w kosmosie

Astronom Viviana Guzman z Instytutu Maxa Plancka wykryła ogromną chmurę węglowodorów w mgławicy Koński Łeb w gwiazdozbiórze Oriona. Węglowodory powstały prawdopodobnie przez rozpad zawierających węgiel wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych tworzących się w czasie śmierci gwiazd. Istnieje teoria, że takie cząsteczki mogły być pierwszymi związkami organicznymi, które dały początek życiu. V. Guzman twierdzi, że mgławica zawiera 200 razy więcej węglowodorów niż całkowita ilość wody istniejąca na Ziemi. Niestety, ta wiadomość pozostanie tylko interesującą ciekawostką, bo węglowodory znajdują się w odległości 1300 lat świetlnych od nas.



Shell angażuje się w gaz łupkowy na Ukrainie

Według danych amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej zasoby gazu w łupkach na Ukrainie wynoszą 1,2 bln m³, według źródeł ukraińskich są o wiele większe. Rząd ukraiński dąży do zmniejszenia uzależnienia od *Gazpromu*, bo w ub. roku import gazu z Rosji wyniósł 32,5 mld m³. Krokiem w dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych byłoby udostępnienie złóż gazu niekonwencjonalnego. W czasie Światowego Forum Ekonomicznego w Davos prezydent W. Janukowycz wraz z dyrektorem generalnym *Shella* podpisali umowę dotyczącą eksploatacji gazu z łupków. Wartość tego kontraktu wynosi 10 mld USD. *Shell* uzyskał już na Ukrainie koncesję produkcyjną Juziwska, z której spodziewa się osiągnąć wydobycie 10 do 20 mld m³ gazu rocznie przy nakładach rzędu 410 mln USD w pierwszej fazie. Koncesję produkcyjną Oleska na zachodniej Ukrainie przyznano również *Chevronowi*.



Wznowienie poszukiwań gazu z łupków w Rumunii

Rząd premiera Victora Ponty po przedłożeniu przez *Chevron* dodatkowych certyfikatów i rozmowach z lokalnymi władzami cofnął zakaz wierceń w poszukiwaniu gazu z łupków. Jest to zmiana stanowiska, bo w ub. roku Rumunia przyłączyła się do stanowiska Francji i wstrzymała prace, zanim się jeszcze na dobre zaczęły. Zmusiło to koncern *Chevron* do zawieszenia w kwietniu ub. roku prac poszukiwawczych w obrębie koncesji Barlad w okręgu Vaslui we wschodniej Rumunii.



Sejsmika dennana Morzu Północnym

Statoil podpisał kontrakt o wartości 160 mln USD na instalację umieszczonego na dnie morskim systemu rejestracji sejsmicznych na złożach Snorre i Grane na Morzu Północnym. Odbiór sygnałów sejsmicznych na dnie jest korzystniejszy od pomiarów kablami hydrofo-

nowymi na powierzchni morza ze względu na eliminację wpływu falowania, wiatru, prądów itp. Denne kable hydrofonowe dzięki śledzeniu zmian warunków złożowych pozwalają na lepszą kontrolę eksploatacji. Nowy system stałego monitoringu złoża (*PRM-Permanent Reservoir Monitoring*) umożliwi wydobycie dodatkowo 4 mln t ropy z wymienionych wyżej złóż. Całość monitoringu obejmować będzie 660 km kabli ułożonych na głębokości 130 m na obszarze 240 km². Dostawcą kabli sejsmicznych, systemów zasilania i układów sterowania będzie *Geospace Technologies*, natomiast wykonawcą robót podwodnych *Reef Subsea Norway* i *Deep Ocean*.



Rosną koszty gazociągu South Stream

Według danych *Gazpromu* koszt gazociągu Nord Stream wyniósł 23 mld USD. Nakłady na planowany gazociąg South Stream (odcinek przez Morze Czarne i część lądową z Bułgarii do Chorwacji i Włoch) wyniosą 38,4 mld USD. Ponieważ jednak gaz ziemny, który ma zasilać gazociąg South Stream będzie pochodził ze złóż na półwyspie Jamał, wymaga to nowych inwestycji w sieci krajowej, których koszt *Gazprom* ocenił na 16,9 mld USD. Analityk *East European Gas Analysis*, Michaił Korczemkin uważa, że ze względu na konieczność budowy dodatkowych rurociągów i tłoczni koszt przekroczy 65 mld USD. Udział *Gazpromu* wyniesie 40 mld USD, natomiast resztę pokryją partnerzy konsorcjum związanego do budowy gazociągu tj. *ENI*, *EDF* i *Wintershall*.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Gazprom*, *Hart's E&P*, *Izwiestia*, *Offshore*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *oilru.com*, *OPEC*, *Rigzone*, *World Oil*.



Pomyślny finał negocjacji wokół złoża Yme

Talisman Energy (operator złoża Yme) i SBM Offshore (właściciel platformy wydobywczej) ogłosiły 12 marca br. informację o zawarciu porozumienia w sprawie usunięcia wadliwej platformy ze złoża Yme. Dla

spółki LOTOS E&P Norge, która jest inicjatorem i jedną z głównych sił napędowych tego porozumienia, a jednocześnie 20-procentowym udziałowcem koncesji, oznacza to zakończenie negocjacji i oczekiwany od dłuższego czasu powrót do działań technicznych, docelowo związanych z uruchomieniem produkcji lub sprzedaży udziałów, co stanowi właściwy krok w kierunku odzyskania wszystkich zainwestowanych w ten projekt środków. Część nakładów zostanie odzyskana w wyniku wykorzystania obowiązującej na szelfie norweskim tarczy podatkowej.

Zgodnie z zapisami porozumienia SBM Offshore, zapłacił członkom konsorcjum kwotę 470 mln USD. Talisman Energy działając w imieniu udziałowców koncesji, zobowiązał się do wykonania niezbędnych prac przygotowawczych na platformie i usunięcia jej ze złoża. Z kolei do SBM Offshore będzie należało przetransportowanie platformy do portu oraz jej utylizacja. Jednocześnie udziałowcy konsorcjum przejmą prawo własności do elementów podwodnej infrastruktury na złożu Yme, dostarczonej przez SBM Offshore (zbiornik, keson, etc.). Każda ze stron poniesie koszty uzgodnionego porozumieniem zakresu realizowanych prac.

Porozumienie zostało zawarte za zgodą wszystkich udziałowców koncesji Yme, w tym LOTOS E&P Norge. Łączne udokumentowane zasoby ropy naftowej przypadające w udziale spółce LOTOS E&P Norge wynoszą 12,95 mln baryłek. Według średniorocznych cen z 2012 roku stanowi to wartość ok. 1,45 mld USD, czyli ok. 4,6 mld złotych. LOTOS, m.in. dzięki zawarciu porozumienia, odzyska możliwość alternatywnego zagospodarowania złoża lub rynkowej sprzedaży swoich udziałów w koncesji Yme.

Negocjacje między stronami zostały rozpoczęte w czerwcu 2012 w Gdańsku z inicjatywy Grupy LOTOS. Osiągnięcie porozumienia było możliwe dzięki poprawnej współpracy i zaangażowaniu wszystkich partnerów licencji, dzięki działaniom inicjowanym przez menedżerów Grupy LOTOS odpowiedzialnych za realizację projektu oraz doradców prawnych i finansowych spółki.

W zakresie dalszej ekspansji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym LOTOS planuje w tym roku zakup udziałów w koncesjach wydobywczych, co pozwoli m.in. uruchomić tzw. tarczę podatkową i uzyskać zwrot pozostałej części kapitału zainwestowanego w Yme.

LOTOS to drugi największy producent węgłowodorów w Polsce i jedyna krajowa firma, która wydobywa ropę naftową i gaz ziemny na Morzu Bałtyckim. Koncern oprócz Polski działa również w Norwegii i na Litwie, gdzie poprzez spółkę LOTOS Geonafta, jest największym pro-

ducentem ropy naftowej w tym kraju. Łączne zasoby ropy naftowej dla koncesji, którymi zarządza LOTOS, wynoszą ponad 51 mln baryłek.

Rozwój segmentu poszukiwań i wydobywania jest priorytetem strategii LOTOSU. Dzięki realizacji tego celu spółka wzmocni swoją pozycję rynkową, zwiększy wartość dla akcjonariuszy oraz umocni bezpieczeństwo energetyczne Polski.

Przy realizacji krajowych projektów poszukiwawczo-wydobywczych LOTOS współpracuje m.in. z PGNiG i CalEnergy.

Biurowo Komunikacji,
Grupa LOTOS S.A.,



Rynek potrzebuje większych mocy terminalu LNG

Wyniki badania rynku przeprowadzonego na przełomie 2012 i 2013 roku przez spółkę Polskie LNG wskazują na znaczne zapotrzebowanie na zwiększenie mocy regazyfikacji, jak również inne usługi, które mogłyby być świadczone przez terminal LNG w Świnoujściu. Ujawniony potencjał rynku już dzisiaj uzasadnia rozbudowę terminalu o trzeci zbiornik. W 2020 r. zapotrzebowanie na usługi, wraz z już zarezerwowaną mocą regazyfikacji, osiągnie poziom bliski maksymalnych możliwości terminalu po jego ewentualnej rozbudowie.

Celem badania rynku (ang. market screening) było ustalenie zapotrzebowania podmiotów potencjalnie zainteresowanych rynkiem LNG na rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu w tym zwiększenie mocy regazyfikacji i świadczenie dodatkowych usług. Usługi te polegałyby głównie na przeładunku LNG na cysterny samochodowe i cysterny kolejowe, bunkrowaniu statków paliwem LNG, przeładunku LNG na mniejsze jednostki pływające oraz usługę magazynowania LNG w terminalu w latach 2015-2029.

„Wyniki badania są dla terminalu LNG obiecujące. Rynek wysłał nam jasny komunikat, że powinniśmy kontynuować prace, które pozwolą nam na podjęcie decyzji o rozbudowie terminalu LNG. Zapotrzebowanie na usługi związane z LNG już na tym etapie jest na tyle duże, że może przekroczyć możliwości terminalu LNG nawet po ewentualnej rozbudowie. Co więcej rynek jest nie tylko zainteresowany zwiększeniem mocy regazyfikacji, lecz

także potencjalnymi usługami dodatkowymi, głównie przeładunkiem na cysterny samochodowe oraz przeładunkiem na mniejsze jednostki. Wyniki badania są wyrazem tego jak dynamicznie zmienia się rynek handlu LNG i jego potencjalne możliwości wykorzystania” – powiedział Rafał Wardziński, prezes Zarządu Polskie LNG S.A.

W badaniu rynku, które zostało przeprowadzone w dniach 20.11.2012 r. – 11.01.2013 r., wzięły udział 22 podmioty polskie oraz zagraniczne. Uczestnicy badania rynku to m.in. firmy zajmujące się obrotem gazem oraz obrotem energią. Dodatkowo kilka podmiotów zagranicznych, w tym z Niemiec i Szwecji, nie wzięło formalnego udziału w badaniu, jednakże wyraziło swoje zainteresowanie wykorzystaniem możliwości terminalu w Świnoujściu.

Wyniki badania rynku są jednoznacznym sygnałem, że podmiotom potencjalnie zainteresowanym korzystaniem z terminalu LNG zależy na zwiększeniu mocy regazyfikacji. Już w 2015 r. zapotrzebowanie podmiotów krajowych może przekroczyć możliwości terminalu (moc regazyfikacji 570 tys. Nm³/h). Zapotrzebowanie zgłoszone w badaniu w 2020 r. włączając zarezerwowaną obecnie mocą regazyfikacji osiąga poziom około 800 tys. Nm³/h, bliski maksymalnych możliwości regazyfikacji w terminalu po jego rozbudowie (860 tys. Nm³/h). Przy obecnych możliwościach terminalu istnieje możliwość importu 5 mld m³ gazu ziemnego, zaś po rozbudowie instalacji w tym budowie trzeciego zbiornika na LNG możliwość importu zwiększy się do 7,5 mld m³ gazu ziemnego. Polska zużywa rocznie ponad 14 mld m³ gazu.

Decyzja o ewentualnej rozbudowie terminalu LNG zostanie podjęta jeszcze w 2013 roku. Spółka Polskie LNG na obecnym etapie będzie kontynuowała, związane z ewentualną rozbudową terminalu, analizy ekonomiczne, prawne i techniczne. Przed podjęciem wiążącej decyzji biznesowej konieczne jest zwłaszcza ustalenie opłacalności finansowej projektu w stosunku do poniesionych kosztów oraz prawne i technologiczne możliwości jego wykonania. Po przeprowadzeniu powyższych analiz możliwe będzie podjęcie właściwych decyzji inwestycyjnych w zakresie rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu i wprowadzaniu nowych funkcjonalności.

Polskie LNG S.A.





ZDOBĄDŹ NOWY ZAWÓD

TECHNIK GAZOWNICTWA

w 4-letnim Technikum

(na podbudowie gimnazjum)

3-letnim Technikum Uzupełniającym Zaocznym

(dla absolwentów zasadniczych szkół zawodowych)

na Kursie Kwalifikacyjnym

patronat:


MAZOWIECKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Zespół Szkół

Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi

ul. Kilińskiego 159/163, 90-315 Łódź

tel. 42 674 02 75, 278 72 89

tel. kom. 662 078 983

zsp3@szkoly.lodz.pl

Sekretariat czynny

w dni robocze 8:00 – 16:00

z wyjątkiem środy,

www.zsp3.com



Stanisław Szafran



Wioleta Wanat



Kalendarium

1.03. 2013 r. w Krakowie w Biurze Zarządu Głównego SITP NiG odbyło się posiedzenie Głównej Komisji ds. Szkolenia Zarządu Głównego SITP NiG. Podczas posiedzenia Komisja przeanalizowała dotychczasowe formy i zakresy szkoleń prowadzone przez OSiR oraz Oddziały SITP NiG. Komisja omówiła kierunki programowe działalności szkoleniowej.

4.03.2013 r. w Warszawie w Domu Technika NOT ogłoszono wyniki organizowanego przez redakcję najstarszego polskiego czasopisma "Przeglądu Technicznego" i Naczelnej Organizacji Technicznej XX plebiscytu o tytuł "Złoty Inżynier 2012".

5.03.2013 r. w Krakowie w Biurze Zarządu Głównego SITP NiG odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej, podczas którego po analizie dokumentów przedstawionych przez Zarząd Główny przyjęto stanowisko w sprawie działalności SITP NiG w 2012 r.

6.03.2013 r. Główna Komisja ds. Pomocy Koleżeńskiej pozytywnie zaopiniowała wniosek o przyznanie zapomogi dla kol. Edwarda Torzyńskiego z Oddziału SITP NiG w Łodzi w wysokości 1500,- zł. Wniosek został zatwierdzony do wypłaty przez sekretarza generalnego SITP NiG.

15.03. 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.

20.03.2013 r. w Czerwionce-Leszczynach odbyło się posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG podczas którego:

1. Przyjęto protokół z III zebrania Zarządu Głównego SITP NiG 18 grudnia 2012 r.;
2. Sekretarz generalny poinformował o:
 - realizacji uchwał i postanowień III posiedzenia Zarządu Głównego SITP NiG z dnia 18 grudnia 2012 r.;
 - działalności SITP NiG od 18 grudnia 2012 r.;
3. Zatwierdzono:
 - sprawozdanie Zarządu Głównego z działalności SITP NiG w 2012 r.;
 - sprawozdanie z działalności merytorycznej i organizacyjnej,
 - sprawozdanie finansowe,
4. Przedstawiono stanowisko Głównej Komisji Rewizyjnej w sprawie działalności SITP NiG w 2012 r.,
5. Zatwierdzono sprawozdania Zarządu Głównego z działalności SITP NiG w 2012 r.
6. Przyjęto projekt budżetu SITP NiG na 2013 r.
7. Zatwierdzono budżet SITP NiG na rok 2013,
8. Dokonano skreśleń z listy członków wspierających SITP NiG,
9. Podjęto uchwały w sprawie ustalenia wysokości składki członków zwyczajnych SITP NiG na rok 2013 – uzupełnienie uchwały Zarządu Głównego nr 6/XXXVIII
10. Podjęto uchwały w sprawie uzupełnienia składu organów doradczych Zarządu Głównego SITP NiG na kadencję 2012-2016.

21.03.2013 r. w Czerwionce-Leszczynach odbyło się posiedzenie Komitetu Redakcyjnego „Vademecum Gazownika”. Omówiono stan realizacji tomu I i II dzieła.

20-22.03.2013 r. w Czerwionce-Leszczynach odbyło się XI Sympozjum SITP NiG pod hasłem: „Strategia współpracy SITP NiG z przemysłem naftowym i gazowniczym działającym na zliberalizowanym rynku energetycznym Europy”. Tematem wiodącym były: "Kierunki działalności SITP NiG w zmieniających się warunkach strukturalnych, środowiskowych i formalno-prawnych przemysłu".

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Andrzej Pyzik
z Oddziału SITP NiG w Tarnowie
w dniu 06.03.2013 r.

70 urodziny Danuta Bielewicz
z Oddziału SITP NiG w Krakowie
w dniu 13.03.2013 r.

70 urodziny Kazimierz Biały
z Oddziału SITP NiG w Gdańsku
w dniu 18.03.2013 r.

70 urodziny Kazimierz Wojciechowski
z Oddziału SITP NiG w Pile
w dniu 24.03.2013 r.

75 urodziny Ryszarda Zadarko
z Oddziału SITP NiG w Sanoku
w dniu 9.03.2013 r.

75 urodziny Józef Piaskowski
z Oddziału SITP NiG w Poznaniu
w dniu 11.03.2013 r.

75 urodziny Leszek Piechocki
z Oddziału SITP NiG w Pile
w dniu 18.03.2013 r.

80 urodziny Janina Sozańska
z Oddziału SITP NiG w Krośnie
w dniu 12.03.2013 r.

80 urodziny Tadeusz Wawszkiewicz
z Oddziału SITP NiG w Sanoku
w dniu 13.03.2013 r.

85 urodziny Stanisław Jasiński
z Oddziału SITP NiG w Poznaniu
w dniu 12.03.2013 r.

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

Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNiG

5 marca 2013 r. odbyło się w Krakowie posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNiG, która działając w oparciu o § 40 Statutu SITPNiG, § 4 Regulaminu GKR oraz § 10 ust. 4 i 5 Regulaminu Gospodarki Finansowej SITPNiG, przeanalizowała całokształt pracy stowarzyszenia w roku 2012, a w szczególności Zarządu Głównego oraz jego organów doradczych i agend, a także Oddziałów SITPNiG. Zebraniu przewodniczył kol. Stanisław Józefczyk. Główna Komisja Rewizyjna po przeanalizowaniu przedłożonych przez Zarząd Główny SITPNiG dokumentów oraz na podstawie protokołów kontroli przeprowadzonych przez zespół kontrolny GKR w poszczególnych sferach działalności stowarzyszenia, sformułowała swoje stanowisko na temat całokształtu działalności SITPNiG w 2012 r., w którym przedstawiła pozytywne elementy w działalności poszczególnych ogniw organizacyjnych, organów doradczych i agend stowarzyszenia, a także negatywne zjawiska obserwowane w ubiegłym roku w niektórych sferach pracy SITPNiG.

W syntetycznym ujęciu, przyjęta przez GKR jednogłośnie ocena działalności Stowarzyszenia w roku 2012 eksponuje następujące stwierdzenia:

1. Działalność stowarzyszenia była zgod-



Główna Komisja Rewizyjna SITPNiG podczas obrad. Fot. S. Szafran

na ze Statutem i uwzględniała uchwały XXXVIII Walnego Zjazdu Delegatów oraz uchwał zebrań sprawozdawczo-wyborczych Oddziałów SITPNiG.

2. Przyjęte na rok 2012 podstawowe zadania programowe zostały wykonane.
3. Prowadzona działalność finansowa była zgodna ze statutem, Ustawą o rachunkowości i regulaminami obowiązującymi w stowarzyszeniu.

Główna Komisja Rewizyjna zapoznała się z projektem Budżetu SITPNiG na 2013 r. i po dyskusji uznała, że przyjęte założenia i wielkości kwot budżetowych umożliwiają realizację poszczególnych zadań określonych zatwierdzonym planem.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG

XIX edycja plebiscytu Przeglądu Technicznego „Złoty Inżynier”

4 marca 2013 r. w Warszawskim Domu Technika NOT odbyło się podsumowanie XIX edycji plebiscytu „Złoty Inżynier 2012” czytelników „Przeglądu Technicznego”. Uroczystość odbyła się z udziałem znakomitych gości, wśród których byli m.in. podsekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta RP Maciej Klimczak, podsekre-

tarz stanu w Ministerstwie Gospodarki Grażyna Henclewska, podsekretarz stanu w Ministerstwie Nauki i Szkolnictwa Wyższego Marek Ratajczak, prezes Urzędu Patentowego RP Alicja Adamczak, prezes Urzędu Dozoru Technicznego Marek Walczak, prezes Polskiego Komitetu Normalizacji Tomasz Schweitzer, prezes Polskie-

go Centrum Badań i Rozwoju Wojciech Henrykowski, wiceprezes Polskiej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości Dariusz Szewczyk, prezes Krajowej Izby Gospodarczej Andrzej Arendarski, przewodniczący Rady Narodowego Centrum Badań i Rozwoju Jerzy Kącki, prezes Akademii Inżynierskiej w Polsce i zarazem przewodniczący Rady Głównej Instytutów Badawczych Leszek Rafalski, honorowy prezes Polskiej Izby Inżynierów Budownictwa Zbigniew Grabowski oraz rektorzy, przedstawiciele PAN, członkowie władz Federacji i Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych, Terenowych Jednostek Organizacyjnych, zarząd wydawnictwa SIGMA NOT, dyrekcja Muzeum Techniki NOT oraz przedstawiciele wielu instytucji, uczelni, firm i środowisk technicznych.

Podobnie jak wiele innych środowisk społeczno-zawodowych, środowisko techniczne wyróżnia swoich najwybitniejszych przedstawicieli. Wyróżnienia w czterech stopniach („wyróżniony inżynier”, „srebrny inżynier”, „złoty inżynier” i „diamentowy inżynier”) otrzymują



Statuetki i dyplomy dla laureatów. Fot. S. Szafran



Uroczystość otwiera Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT, Redaktor Naczelna Przeglądu Technicznego. Fot. S. Szafran



Dyplom i statuetkę Złotego Inżyniera odbiera prof. Jan Lubaś. Fot. S. Szafran

wybitni inżynierowie, twórcy techniki, wynalazcy i organizatorzy życia gospodarczego kraju w sześciu kategoriach: High-Tech, Zarządzanie, Menedżer, Ekologia, Nauka i Jakość. W kategorii Młody Inżynier wyróżniani też są młodzi adepci sztuki inżynierskiej. Szczególnym wyróżnieniem jest tytuł Honorowy Złoty Inżynier dla inżynierów, którzy mimo technicznego wykształcenia zdobywają uznanie na zupełnie innym polu działalności zawodowej.

W XIX edycji plebiscytu tytuł „Złotego Inżyniera” wyróżnienia w poszczególnych stopniach i kategoriach zdobyli:

DIAMENTOWY INŻYNIER

- dr hab. inż. Antoni Świątek – prezes Zarządu, dyrektor naczelny Instytutu Badań i Rozwoju Motoryzacji BOSMAL Sp. z o.o. w Bielsku-Białej, „Złoty Inżynier 2008”, dokonał prywatyzacji dużego jbr-u metodą akcjonariatu pracowniczego. Obecnie w miejsce dawnego OBR Samochodów Małolitrażowych BOSMAL funkcjonuje

w Bielsku Białej Instytut Badań i Rozwoju Motoryzacji BOSMAL Sp. z o.o.

ZŁOTY INŻYNIER – kategoria High-Tech:

- inż. Maciej Asłanowicz – współtwórca i współwłaściciel FERRO-TERM Sp. z o.o. w Łodzi, odlewnik, do niedawna prezes Stowarzyszenia Odlewników Polskich. Zrealizował 20 projektów w ramach Centrum Innowacji NOT.

ZŁOTY INŻYNIER – kategoria Jakość:

- mgr inż. Andrzej Babczyński – prezes Zarządu – dyrektor naczelny Przedsiębiorstwa Wodociągów i Kanalizacji Okręgu Częstochowskiego SA w Częstochowie, absolwent Politechniki Częstochowskiej.

ZŁOTY INŻYNIER – kategoria Zarządzanie:

- mgr inż. Tomasz Hoffmann – dyrektor PNO CONSULTANTS Sp. z o.o. w Warszawie, chemik, absolwent Politechniki Warszawskiej.

ZŁOTY INŻYNIER – kategoria Menadżer:

- mgr inż. Andrzej Kulpa – twórca i właściciel, wiceprezes Zarządu ECOENERGIA Sp.

z o.o. w Warszawie, absolwent Politechniki Wrocławskiej, wynalazca i racjonalizator

ZŁOTY INŻYNIER – kategoria Ekologia:

- inż. Lucjan Kurowski – twórca i współwłaściciel Gospodarstwa Szkółkarskiego Lucjan i Grzegorz Kurowscy w Końskowoli, absolwent lubelskiej WSR, twórca prywatnego muzeum rolnictwa i geologii, autor poradników i podręczników.

ZŁOTY INŻYNIER – kategoria Nauka:

- prof. dr hab. inż. Jan Lubaś – zastępca dyrektora Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie, kierownik Oddziału ING w Krośnie, górnik naftowy, absolwent Wydziału Wiertniczo-Naftowego AGH, autor wielu technologii umożliwiających maksymalne szczypanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

SREBRNY INŻYNIER – kategoria Ekologia:

- mgr inż. Zbigniew Gryzlo – nadleśniczy w Nadleśnictwie Nawojowa, RDLP w Krakowie, absolwent krakowskiej Akademii Rolniczej, prowadzi reintrodukcję głuszcza.



Uczestnicy i goście uroczystości. Fot. S. Szafran

SREBRNY INŻYNIER – kategoria Jakość:

- inż. Bogusław Jarzębski – projektant, pełnomocnik ds. jakości w biurze projektowym firmy METALBUD Sp. z o.o. w Rawie Mazowieckiej, wytwarzającej maszyny dla przemysłu mięsnego.

SREBRNY INŻYNIER – kategoria Ekologia:

- prof. dr hab. inż. Marek Mrówczyński – wieloletni dyrektor naczelny Instytutu Ochrony Roślin – Państwowego Instytutu Badawczego w Poznaniu, absolwent poznańskiej Akademii Rolniczej.

SREBRNY INŻYNIER – kategoria High-Tech:

- mgr inż. Marek Oparka – dyrektor realizacji inwestycji INVESTGAS SA w Warszawie Grupa PGNiG SA, absolwent bydgoskiej Akademii Techniczno-Rolniczej, buduje podziemne magazyny gazu w kavernach solnych na Kujawach oraz na Pomorzu.

SREBRNY INŻYNIER – kategoria Menadżer:

- dr inż. Tadeusz Rzepecki – prezes Zarządu Wodociągów Tarnowskie SA w Tarnowie, fizyk, absolwent Uniwersytetu Śląskiego, doktorat na Politechnice Krakowskiej, prezes Izby „Wodociągi Polskie”.

SREBRNY INŻYNIER – kategoria Zarządzanie:

- dr inż. Stanisław Zajęczkowski – zastępca dyrektora Biura Urządzania Lasu i Geodezji Leśnej w Sękocinie k. Warszawy, absolwent SGGW, tworzy bank danych o wszystkich polskich lasach.

WYRÓŻNIONY – kategoria Ekologia:

- mgr inż. Mirosław Angielczyk – twórca i właściciel firmy „DAR NATURY” i Ziołowego Ogrodu Botanicznego w Korycinach, absolwent SGGW. Stworzył pierwszy w Polsce Ziołowy Ogród Botaniczny i nowoczesne Centrum Edukacji Ekologicznej w Korycinach.

WYRÓŻNIONY – kategoria Nauka:

- prof. dr hab. Zygmunt Kowalski – dziekan Wydziału Chemii Politechniki Krakowskiej w Krakowie, były dyrektor Instytutu Szkła i Ceramiki, kieruje Katedrą Technologii Organicznej i Biotechnologii Środowiska Politechniki Krakowskiej.

WYRÓŻNIONY – kategoria High-Tech:

- inż. Andrzej Muszyński – dyrektor ds. współpracy z nauką, w firmie BIN Sp. z o.o. w Aleksandrowie Kujawskim, absolwent Politechniki Warszawskiej.

WYRÓŻNIONY – kategoria Jakość:

- inż. Wojciech Naumowicz – projektant turbin energetycznych, pracownik serwisu w Elblągu ALSTOM POWER Sp. z o.o. w Warszawie, absolwent Politechniki Warszawskiej.

WYRÓŻNIONY – kategoria Zarządzanie:

- Jacek Nowak – technik pszczelarstwa, współwłaściciel Przedsiębiorstwa Pasieka BARC im. ks. dr. H. Ostacha w Kamiennej k. Nowego Sącza, absolwent SGGW.

WYRÓŻNIONY – kategoria Menadżer:

- mgr inż. Janusz Paździora – menedżer rynku spożywczego na Europę Wschodnią w AIR PRODUCT Sp. z o.o. w Warszawie, kieruje oddziałem w Kędzierzynie-Koźlu, absolwent Wydziału Inżynierii Sanitarnej Politechniki Śląskiej.

WYRÓŻNIONY – kategoria Młody inżynier:

- mgr inż. Mariusz Feledyn – mechanik i informatyk, inżynier serwisu maszyn pakujących TETRA PAK POLAND Sp. z o.o. w Warszawie, absolwent Politechniki Lubelskiej.

WYRÓŻNIONY – kategoria Młody inżynier:

- mgr Elżbieta Stefaniak – kierownik Działu Marketingu w Polskim Centrum Badań

i Certyfikacji SA w Warszawie; absolwentka prywatnej Wyższej Szkoły Biznesu i Administracji, jest najmłodszą w historii laureatką indywidualnej Polskiej Nagrody Jakości im. prof. Edwarda Kindlarskiego w kategorii promocja.

WYRÓŻNIONY – kategoria Młody inżynier:

- mgr inż. Marcin Szarański – zastępca głównego technologa w Fabryce Narzędzi KUŻNIA SA w Sułkowicach k. Krakowa, absolwent AGH.

WYRÓŻNIONA – kategoria Młody inżynier:

- inż. Ilona Szłapa, kierownik Galwanizerni w Fabryce Śrub BISPOL Grupa ASMET w Bielesku-Białej, absolwentka Wydziału Chemii Politechniki Wrocławskiej, odebrała Polską Nagrodę Jakości dla firm za 2012 rok.

HONOROWI INŻYNIEROWIE PRZEGLĄDU TECHNICZNEGO

Od 2003 r. redakcja przyznaje tytuł „Honorowego Złotego Inżyniera”. Otrzymują go osoby, które skończyły studia inżynierskie, ale powszechne uznanie zdobyły na zupełnie innym polu. W XIX edycji plebiscytu tytuł ten otrzymują:

HONOROWY INŻYNIER PT:

- inż. Włodzimierz Czerwiński – poligraf, ksiądz prałat, proboszcz Parafii św. Trójcy w Warszawie.

HONOROWY INŻYNIER PT:

- mgr inż. Olgierd Dziekoński – architekt, sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta RP.

Wszystkim laureatom serdecznie gratulujemy zaszczytnych tytułów!!!

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP NiG



Laureaci plebiscytu Przeglądu Technicznego „Złoty Inżynier 2012” Fot. S. Szafran

Posiedzenie Głównej Komisji d/s Szkolenia

28 lutego 2013 r. odbyło się w Krakowie posiedzenie Głównej Komisji d/s Szkolenia Zarządu Głównego SITPNIg. Zebraniu przewodniczył kol. Andrzej Graseła. Przedmiotem posiedzenia było:

- ukonstytuowanie się komisji,
- omówienie zasad pracy komisji w nowej kadencji oraz kierunków nowelizacji regulaminów,
- analiza zakresu działalności szkoleniowej w SITPNIg oraz ocena możliwości rozwoju tematyki, zakresu, form i stopni edukacyjnych,
- możliwości zdobywania tytułu zawodowego Inżyniera Europejskiego oraz Europejskiej Legitymacji Zawodowej,
- przyjęcie planu pracy na rok 2013,
- sprawy bieżące i wniesione.

Posiedzenie otworzył kol. Stanisław Szafran – sekretarz generalny SITPNIg, który powitał członków komisji i poinformował, że Zarząd Główny SITPNIg uchwałą nr 5/XXXVIII z dnia 7 listopada 2012 r. powołał skład komisji oraz jej na przewodniczącego kol. Andrzeja Grasełę. Kol. S. Szafran wręczył nominacje przewodniczącemu i członkom komisji, życząc owocnej pracy i satysfakcji z prowadzonej działalności. Kol. Andrzej Graseła przewodniczący komisji poprosił, aby funkcję zastępcy przewodniczącego przyjął kol. Zbigniew Gmiński, a sekretarza kol. Grzegorz Bazan. Propozycja została przyjęta jednomyślnie. Następnie obecny na posiedzeniu kol. Jacek Traple – dyrektor Ośrodka Szkolenia i Rzecznostwa omówił dotychczasową działalność szkoleniową prowadzoną przez SITPNIg (w tym OSiR) na różnych szczeblach i poziomach. W dyskusji wskazano na konieczność doskonalenia działalności szkoleniowo-kursowej oraz poszukiwania dalszych możliwości w pozyskiwaniu zleceń.

W dalszej części posiedzenia kol. Stanisław Szafran stwierdził, że konieczna jest dbałość o pracę komisji kwalifikacyjnych nadających uprawnienia zawodowe, gdyż wielu pracowników przemysłu może być zainteresowanych uzyskaniem uprawnień zawodowych. Bardzo interesującą jest sprawa możliwości uzyskiwania tytułów inżyniera europejskiego (nadawanego przez FEANI) oraz europejskiej legitymacji zawodowej (rejestrowanej przez FEANI).

FEANI (European Federation of National Engineering Associations) została utworzona w 1951 r. z siedzibą w Brukseli (do maja 1997 r. – w Paryżu).

Federacja zrzeszająca zawodowe stowarzyszenia inżynierów, aktualnie z 31 krajów,

po jednym z każdego kraju. Narodowe organizacje członkowskie (Członkowie Narodowi) stanowią tzw. Narodowe Komitety FEANI. Kraje członkowskie FEANI: Austria, Belgia, Bułgaria, Chorwacja (2008 - Członek Tymczasowy), Cypr, Czechy (1995), Dania, Estonia, Francja (ponowne przystąpienie 2007), Finlandia, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Islandia, Luksemburg, Malta, Niemcy, Norwegia (ponowne przystąpienie 2008), Polska (1992), Portugalia, Rosja (2008), Rumunia (1995), Serbia (2007), Słowacja (1995), Słowenia (1995), Szwajcaria, Szwecja, Węgry (1990), Wielka Brytania, Włochy.

FEANI posiada status konsultatywny UNESCO, UNIDO i Rady Europy; ściśle współpracuje z Komisją Europejską (organ wykonawczy Unii Europejskiej) w sprawach dot. zawodu inżyniera oraz uznawania dyplomów dla celów akademickich i zawodowych.

Celem FEANI jest:

1. umacnianie zawodowej tożsamości inżynierów w Europie przez:
 - zabezpieczanie, ochronę i promowanie zawodowych interesów inżynierów,
 - sprzyjanie większej jedności między inżynierami europejskimi,
 - podnoszenie rangi zawodu inżyniera w społeczeństwie oraz jego odpowiedzialności wobec społeczeństwa;
2. ułatwianie wzajemnego uznawania kwalifikacji zawodowych inżynierów europejskich oraz ochrony ich tytułów;
3. sprzyjanie swobodnemu przepływowi inżynierów w Europie i świecie;

4. dążenie do zapewnienia wysokiego poziomu kształcenia inżynierów i ich praktyki zawodowej oraz ich regularny przegląd.

Polskim Członkiem Narodowym FEANI jest od września 1992 r. Federacja Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych – FSNT NOT – reprezentująca wszystkie organizacje inżynierskie w kraju.

Członkostwo FSNT NOT w FEANI:

- stanowi dowód uznania dla federacji i jej pozycji zarówno w polskim jak i europejskim środowisku inżynierskim,
- stwarza polskim inżynierom możliwość ubiegania się o tytuł INŻYNIERA EUROPEJSKIEGO,
- umożliwiło polskim uczelniom technicznym uznanie na równi z uczelniami zachodnioeuropejskimi, dowodem czego jest ich włączenie do INDEKSU FEANI. Dzięki niemu polskie tytuły "magister inżynier" i "inżynier" są uznawane w Europie na równi z niemieckimi, czy też brytyjskimi "Master of Science" i "Bachelor of Science". Dzięki tym tytułom ("mgr inż." i "inż.") polscy inżynierowie stają się już po ukończeniu uczelni technicznej potencjalnymi kandydatami do tytułu "INŻYNIER EUROPEJSKI".

FEANI prowadzi rejestry

1. Pierwszy rejestr inżynierów, tzw. "Rejestr zawodów z wyższym wykształceniem technicznym" FEANI opracowała w 1970 r. i funkcjonował on do roku 1987.
2. W 1987 r. w/w rejestr zastąpiono nowym "Rejestr Inżynierów Europejskich".



Członkowie komisji podczas obrad. Fot. S. Szafran

skich", zwanym REJESTREM FEANI, ustanawiając jednocześnie tytuł INŻYNIER EUROPEJSKI - EUR ING.

Cele Rejestru FEANI

1. ułatwianie przepływu inżynierów czynnych zawodowo wewnątrz i na zewnątrz Wspólnoty FEANI,
2. stworzenie ram dla wzajemnego uznawania kwalifikacji inżynierów - gwarancji ich kompetencji i umiejętności,
3. dostarczanie przyszłym pracodawcom danych o inżynierach.

Tytuł INŻYNIER EUROPEJSKI - EUR ING jest powszechnie honorowaną, gwarancją profesjonalizmu, który zastępuje w praktyce nostryfikację dyplomu. Aby uzyskać taki tytuł, trzeba

sprostać określonym wymaganiom, czyli mieć co najmniej 2-letnie doświadczenie inżynierskie, dobrze władać językiem angielskim, francuskim lub niemieckim, być członkiem stowarzyszenia inżynierskiego, preferowane jest również posiadanie specjalizacji zawodowej.

Polska jest jednym z dziewięciu europejskich krajów (Chorwacja, Czechy, Holandia, Irlandia, Luksemburg, Niemcy, Polska, Portugalia oraz Słowenia), które jako pierwsze zaczęły wydawać inżynierom europejską legitymację zawodową. Legitymacja zawodowa ma ułatwić poruszanie się na rynku europejskim każdemu inżynierowi, ma ułatwić rozmowę z pracodawcą i przy dobrej woli tego ostatniego powinna wystarczyć do zatrudnienia. Ma obowiązywać prosta zasada: inżynierskie kwalifikacje zawodowe uzyskane na

polskich uczelniach po uzyskaniu europejskiej legitymacji zawodowej mają być uznawane w całej Europie. Pracodawcy otrzymują gwarancję, że przyjmują inżyniera z wyraźnie określonymi kwalifikacjami oraz jednoznacznie określoną praktyką zawodową. Wszystkie podstawowe informacje kwalifikacjach zawodowych zawiera legitymacja, zaś informacje rozszerzone znajdują się albo w narodowej jednostce macierzystej, czyli w NOT, albo w FEANI w Brukseli. Koszt uzyskania dyplomu inżyniera europejskiego wynosi obecnie 140 €, natomiast europejskiej legitymacji zawodowej – 100 zł.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg

Posiedzenie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej Zarządu Głównego SITPNIg

28 lutego 2013 r. odbyło się w Krakowie posiedzenie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej Zarządu Głównego SITPNIg. Zebraniu przewodniczył kol. Marek Dobryniwski. W posiedzeniu komisji uczestniczył kol. Ryszard Ryba – skarbnik Zarządu Głównego. Przedmiotem posiedzenia było:

- ocena wykonania planu finansowego SITPNIg za 2012 r.,
- zaopiniowanie projektu budżetu stowarzyszenia na 2013 r.,
- sprawy bieżące i wniesione.

Komisja przeanalizowała przedłożony przez sekretarza generalnego i Biuro Zarządu Głównego SITPNIg projekt sprawozdania finansowego SITPNIg za rok 2012. W dyskusji członkowie komisji stwierdzili, że przedłożone sprawozdanie dobrze opisuje sytuację finansową sto-

sokości 80374,03 zł. Po dyskusji komisja pozytywnie oceniła realizację planu finansowego SITPNIg w minionym roku.

Komisja szczegółowo przeanalizowała przedłożony przez sekretarza generalnego i Biuro Zarządu Głównego SITPNIg projekt budżetu



Członkowie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej ZG SITPNIg podczas obrad. Fot. S. Szafran

warzyszenia, a dokumenty wskazują, że gospodarka finansowa na wszystkich szczeblach dyspozycyjnych prowadzona była prawidłowo, zgodnie z zatwierdzonym planem finansowym. Rok 2012 zakończył się dodatnim saldem w wy-

stowarzyszenia na rok 2013. W związku z zachodzącymi w Grupie Kapitałowej PGNIg SA procesami konsolidacyjnymi komisja uznała, że istnieje konieczność weryfikacji przyjętego w grudniu 2012 r. przewidywanego budżetowego SITPNIg na rok 2013 oraz drastycznego ograniczenia niektórych zakresów działalności stowarzyszenia. W dyskusji członkowie komisji zwracali uwagę na przewidywane znaczne zmniejszenie wielkości wpływów do budżetu stowarzyszenia, wynikające zarówno ze zmniejszenia się liczby członków wspierających, jak również ze względu na możliwy spadek sprzedaży w prowadzonej działalności gospodarczej SITPNIg. Komisja pozytywnie zaopiniowała przedłożony budżet SITPNIg na rok 2013.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg



Członkowie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej ZG SITPNIg podczas obrad. Fot. S. Szafran

Weteran poznańskiego gazownictwa mgr inż. Andrzej Mikołajczak – wieloletni dyrektor Zakładu Gazowniczego w Poznaniu przeszedł na emeryturę

22 lutego 2013 r. w poznańskim centrum innowacji, designu i kreatywności „Concordia Design” odbyło się seminarium nt. „Wpływ zmian rodzaju gazu na rozwój Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa”. Organizatorem seminarium był Zarząd Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Podczas seminarium wygłoszono dwa referaty wprowadzające:

- Janusz Śniedziewski – „Doświadczenia Zakładu Gazowniczego w Poznaniu z przedstawienia urządzeń na terenie Wielkopolski”;
- Andrzej Barczyński – „Dalsze zmiany rodzaju gazu na rynek Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa”.

W seminarium uczestniczyło ponad 90 osób reprezentujących firmy gazownicze, władze samorządowe i stowarzyszeniowe.

Spotkanie tak liczego grona środowiska gazowniczego było okazją do uroczystego po-



Referaty prezentują kol. kol. Janusz Śniedziewski i Andrzej Barczyński. Fot. S. Szafran



Seminarium otworzył kol. Zdzisław Kowalski – prezes Zarządu WSG. Fot. S. Szafran



Podziękowanie za współpracę i serdeczne życzenia dla nowo wykreowanego emeryta składają: kol. Jarosław Stasiak – prezes Common SA i kol. Arkadiusz Chmielewski – prezes Metrix SA. Fot. S. Szafran

żegnania przechodzącego na emeryturę zasłużonego weterana poznańskiego gazownictwa mgr inż. Andrzeja Mikołajczaka – wieloletniego dyrektora Zakładu Gazowniczego w Poznaniu.

Na wstępie kol. Ewa Chwiałkowska-Szwajorek przedstawiła ponad 46-letnią działalność kol. Andrzeja Mikołajczaka w Zakładzie Gazowniczym w Poznaniu, a prezes Zarządu WSG kol. Zdzisław Kowalski wręczył Mu Honorową Szpadę Górniczą przyznaną przez panią prezes Zarządu PGNiG SA Grażynę Piotrowską-Oliwę. W atmosferze serdecznej przyjaźni uczestnicy uroczystości dziękowali kol. Andrzejowi Mikołajczakowi za dotychczasową współpracę i składali życzenia na następny czas. Naszemu drogiemu Przyjacielowi, prezesowi Oddziału SITPNiG w Poznaniu życzymy dobrego zdrowia i zadowolenia z dalszej pracy twórczej oraz stowarzyszeniowej.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Życzenia na czas emerytalny i podziękowania za wiele lat wspólnej pracy składa kol. Andrzejowi grono przyjaciół i współpracowników. Fot. S. Szafran

Posiedzenie Rady Programowej „Wiek Nafty”

15 lutego 2013 r. oboło się w siedzibie Zarządu Głównego SITPNiG w Krakowie posiedzenie Rady Programowej „Wiek Nafty”. Obradom przewodniczył prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący Rady.

Posiedzenie otworzył kol. Stanisław Szafran – sekretarz generalny SITPNiG, który powitał członków komisji i poinformował, że w ubiegłej kadencji nastąpiły zmiany kryteriów punktacji czasopism, wymagające m.in. kształtowania poziomu merytorycznego czasopisma przez Rady Programowe powołane wyłącznie do określonego tytułu. Zarząd Główny SITPNiG uchwałą nr 5 z dnia 7 listopada 2012 r. powierzył sprawy poziomu merytorycznego pism stowarzyszeniowych zespołom Rad Programowych „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” i „Wiek Nafty” pod przewodnictwem prof. dr hab. inż. Stanisława Nagy’a. Obecne posiedzenie Rady Programowej „Wiek Nafty” było pierwszym w nowej kadencji, zamykało działalność poprzedniego okresu i otwierało nowy rozdział pracy pisma. Przedmiotem posiedzenia było:

- podziękowanie za kierowanie Komitetem Redakcyjnym „Wiek Nafty” prof. dr hab. inż. Józefowi Raczkowskiemu,
- wręczenie nominacji nowo powołanemu przewodniczącemu Komitetu Redakcyjnego „Wiek Nafty”,
- zaopiniowanie składu Komitetu Redakcyjnego „Wiek Nafty” na nową kadencję,
- omówienie problemów merytorycznych i organizacyjnych czasopisma,
- przyjęcie programu działania Rady Programowej w nowej kadencji,
- przyjęcie planu pracy Rady Programowej i Komitetu Redakcyjnego na rok 2013.

W związku z zakończeniem pracy w INiG i przejściem na emeryturę oraz wynikającymi stąd problemami osobistymi prof. dr hab. inż. Józef Raczkowski – dotychczasowy redaktor naczelny „Wiek Nafty” poprosił o zwolnienie go z obowiązku kierowania Komitetem Redakcyjnym pisma w nowej kadencji. Kol. Stanisław Szafran – sekretarz generalny imienia Zarządu Głównego SITPNiG serdecznie podziękował prof. dr hab. inż. Józefowi Raczkowskiemu za przewodniczenie Komitetowi Redakcyjnemu „Wiek Nafty” przez dwie ostatnie kadencje, wyrażając przekonanie, że będzie nadal aktywnie współpracował z redakcją i przekazywał swoje doświadczenia nowemu zespołowi redakcyjnemu. Podziękowanie za dotychczasową

współpracę złożyli również: Bohdan Gocz – prezes Zarządu Fundacji Bóbrka i Barbara Olejarz – dyrektor Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce.

Decyzją Zarządu Głównego SITPNiG na przewodniczącego Komitetu Redakcyjnego „Wiek Nafty” w nowej kadencji został powołany kol. prof. dr hab. inż. Jan Lubaś – dotychczasowy redaktor działowy „Wiek Nafty”. W imieniu Zarządu Głównego SITPNiG nominację na przewodniczącego Komitetu Redakcyjnego wręczył kol. prof. Janowi Lubasiowi sekretarz generalny – kol. Stanisław Szafran.

Na wniosek kol. prof. Jana Lubasia Rada Programowa zaopiniowała pozytywnie skład osobowy Redakcji „Wiek Nafty”, który zostanie zatwierdzony na najbliższym posiedzeniu Zarządu Głównego SITPNiG.



Kol. Stanisław Szafran – sekretarz generalny dziękuje prof. dr hab. inż. Józefowi Raczkowskiemu za wieloletnie sprawowanie funkcji redaktora naczelnego „Wiek Nafty”. Fot. W. Wanat



Rada Programowa „Wiek Nafty” podczas obrad. Fot. W. Wanat

W dyskusji członkowie Rady Programowej uznali za konieczne utrzymywanie dotychczasowych kierunków merytorycznych pisma. Podstawowym problemem jest jednak pozyskanie autorów dla opracowywania artykułów właściwych dla profilu programowego „Wiek Nafty”. Rada Programowa przyjęła program kadencyjny pisma, uznając za potrzebne jego weryfikowanie w miarę zmieniających się okoliczności. Rada przyjęła plan działalności Komitetu Redakcyjnego na rok 2013, w którym zobowiązuje zespół redakcyjny do wydania czterech numerów pisma z wyeksponowaniem doniosłego jubileuszu 160-lecia narodzin polskiego i światowego przemysłu naftowego.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG

Relacja z warsztatów — Strategie zawierania umów gazowych

20-21 lutego 2013, hotel Hyatt Regency, Warszawa

Proces liberalizacji rynku gazu wciąż rodzi więcej pytań, niż daje odpowiedzi. Stąd warsztaty, dotyczące różnego rodzaju umów na rynku gazu i strategii ich zawierania, w przeważającej większości przybrały formę ożywionej dyskusji. Prelegenci dzielnie starali się odpowiedzieć na wszystkie pytania, a uczestnicy wspólnie z nimi próbowali znaleźć najlepsze rozwiązania dla każdego przypadku.

Tematyka spotkania obejmowała kwestie prawne, organizacyjne i finansowe związane z różnymi rodzajami umów, z którymi styka się branża gazowo-energetyczna, a także zagadnienia dotyczące cenotwórczych warunków umowy sprzedażowej oraz handlu gazem na Towarowej Giełdzie Energii.

Swoją wiedzę i doświadczeniem podzielił się ze słuchaczami m.in. Jan Winter, były szef biura PGNiG, a obecnie konsultant Instytutu Studiów Energetycznych. Wraz z Danielem Borkowskim z kancelarii Legal Partner wskazali czynniki, które decydują o poziomie cen gazu, a także omówili standard umowy upowszechniany przez European Federation of Energy Traders. Znajomość tego modelu przyda się, gdy na rynku pojawią alternatywni do PGNiG dostawcy błękitnego surowca. Z kolei Hubert Morryson-Kowalski z kancelarii Sołtyński Kawecki Szlęzak radził jak z prawniczych puzzli ułożyć satysfakcjonującą umowę ramową, a Karol Orzechowski z kancelarii Pietrzyk Orzechowski Wójtowicz wskazał różnice pomiędzy umową sprzedażową a umową kompleksową.

Nowe prawo gazowe, a w bliższej perspektywie mały trójpak energetyczny oraz decyzje

prezesa URE mające realny wpływ na uwolnienie rynku, to wydarzenia, na które branża czeka z niecierpliwością. Mądrością jest już teraz zdobywać wiedzę na temat zmian i być gotowym, gdy rynek wreszcie będzie zliberalizowany.

Raz jeszcze dziękując prelegentom i słuchaczom za wspólny czas, pozostaję z nadzieją na wspólne spotkanie w przyszłości.

Trio Conferences



Uczestnicy warsztatów. Fot. arch. Trio Conferences



Uczestnicy warsztatów. Fot. arch. Trio Conferences



Fot. arch. Trio Conferences



Fot. arch. Trio Conferences

Szczęśliwa „trzynastka”



Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji przy PGNiG S.A.

XIII Międzynarodowe Mistrzostwa w Narciarstwie Alpejskim Branży Gazowniczej i Naftowej o Puchar Prezesa PGNiG w Wiśle, 17-20.01.2013

Organizując trzynaste z kolei zawody, do tego w roku 2013, można by mieć odrobinę niepewności i wątpliwości czy szczęście i tym razem będzie z nami. Tymczasem organizatorzy ze Stowarzyszenia Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejszyk” zaryzykowali. Poszli na całość i... wygrali.

Przed wszystkim zaryzykowali zmianą lokalizacji zawodów. Po trzech udanych latach, kiedy zawody odbywały się na dobrze już znanych trasach Ryterskiego Raju, odkryli zupełnie nowe, ale bardzo atrakcyjne miejsce.

Beskid Sądecki został zamieniony na Beskid Śląski. Ryto na Wisłę, a Hotel Perła Południa na Hotel Stok. I co bardzo ważne, mini stacja narciarska Kiczera była także, tuż przy hotelu. I to z trasą niemal równie wymagającą jak w Ryttrze.

Jak zwykle, w przeddzień zawodów odbyło się losowanie numerów startowych. Samo w sobie przyniosło ono sporo emocji, ale jak się okazało, wcale nie decydowało o kolejności startu w dniu zawodów. Decydujące znaczenie miały: odwaga i determinacja, które każdy musiał znaleźć w sobie sam. I jak już znalazł, wtedy rzucał się w dół stoku, pomiędzy tyczki slalomu.

Gospodarze stacji, na potrzeby zawodów, oddali stok narciarski w całości, więc ustawiający trasę slalomu Przemek Nowak mógł „zaszaleć”. I na 600 metrach długości trasy, przy różnicy poziomów 160 m, zmieścił 17 szybkich bramek.

Na liście startowej, zgłoszonych do zawodów było blisko 200 osób, co przy dwóch przejazdach konkursowych, oznaczało niemal 400 przejazdów tej samej trasy. O ostatecznej kolejności decydował lepszy z dwóch przejazdów i w kilku przypadkach miało to bardzo duże znaczenie, bo choć warunki do jazdy w drugiej próbie były obiektywnie gorsze, to wielu startującym udało się znacznie poprawić wynik z przejazdu pierwszego.

Taki zaskakujący i miły dla siebie skok z piątej pozycji po pierwszym przejeździe, zanotowała Małgorzata Włodarczyk (Górnośląska Spółka Gazownictwa Zabrze) – kat. Kobiety Grupa I,

która po świetnej jeździe w przejeździe drugim, zajęła ostatecznie miejsce drugie.

Na pierwsze miejsce w ostatecznej klasyfikacji wskoczył z kolei, trzeci po pierwszym przejeździe Jan Pezda (GAZ-SYSTEM SA Warszawa), w kat. Mężczyźni Grupa II.

Awans z drugiego na pierwsze miejsce zanotowała także Agnieszka Rygier (Dolnośląska Spółka Gazownictwa Wrocław), klasyfikowana w kategorii VIP Kobiety.

Należy także zauważyć i szczególnie pod-

upadek Tomasza Kowalczyka (INTERTRADING SYSTEMS TECHNOLOGY Warszawa) w I przejeździe. Ale choć zawodnik ten musiał skorzystać z pomocy ratownika GOPR, to mimo bólu stanął na starcie do przejazdu drugiego, ukończył go i został sklasyfikowany. A jak się później okazało kontuzja barku wymagała zabiegu szpitalnego.

Wielkie brawa za odwagę, hart ducha i wytrzymałość ciała!

Coś dla ciała, coś dla ducha

Rywalizacja sportowa była głównym celem spotkania się pracowników branży gazowniczej i naftowej w Wiśle. Ale nie brakowało także innych wrażeń. Emocji niemal równych zawodom



Fot. Kamil Pastusiak / kampus-sport.eu

kreślić wyniki uzyskane przez Urszulę Gawlik (PGNiG SA O/Geologii Eksploatacji Warszawa), która od kilku lat nie znajduje lepszej od siebie w kategorii Kobiety Grupa II oraz podobnie, najlepszego w kategorii Mężczyźni VIP Bartłomieja Kowalskiego (INNSOFT Warszawa). Oboje, jako jedyni obronili tytuły mistrzowskie wywalczone w roku 2012. W latach 2010 i 2011 zresztą także...

Z kolei prawdziwym „wejściem smoka” okazał się udział Szymona Dobrzyńskiego z centrali PGNiG, który w swoim pierwszym starcie w mistrzostwach branży gazowniczej i naftowej, wskoczył od razu na drugie miejsce na podium.

Choć trasa slalomu była bardzo szybka, to upadków nie zanotowano zbyt dużo. Najgroźniej wyglądał i najdalej idące konsekwencje miał

narciarskim, dostarczyła licytacja przedmiotów dostarczonych przez zaprzyjaźnione z „Alpejszym” osoby i firmy. Między innymi przez Fundację Byłych Żołnierzy Jednostek Specjalnych „Grom”.

Licytacji, z której całkowity wpływ przekazany został dla Fundacji Anny Dymnej „Mimo Wszystko”. Fundacji, której działalność Stowarzyszenie „Alpejszyk” wspomaga od kilku już lat.

Podobnie, na rzecz Fundacji „Mimo Wszystko” przekazane zostały środki uzyskane z wpisowego za udział w zawodach.

Za strawę duchową należy uznać występ Kabaretu „Rak”, spotkanie z kapelą góralską podczas jednego z długich wieczorów oraz oprawę muzyczną gali końcowej, którą zapewnił Zespół „Fobos”.

Poniżej skrócone wyniki XIII Mistrzostw



Fot. Kamil Pastusiak / kamps-sport.eu



Fot. Kamil Pastusiak / kamps-sport.eu

w Narciarstwie Alpejskim Branży Gazowniczej i Naftowej o Puchar Prezesa PGNiG. Pełne dostępne są na stronie: www.alpejczyk.pl

Kategoria Kobiety Grupa II

1. Urszula Gawlik (PGNiG SA O/Geologii Eksploatacji Warszawa) – 39,85 sek.
2. Agnieszka Wolan Adamczyk (KSG Tarnów) – 50,40 sek.
3. Alicja Krepa (Dolnośląska Spółka Gazownictwa Wrocław) – 52,21 sek.
4. Małgorzata Szewczyk-Zdebska (PGNiG SA Karpacki Oddział Obrotu Gazem Tarnów) – 54,09 sek.
5. Renata Stępień (PGNiG SA Karpacki Oddział Obrotu Gazem Tarnów) – 55,29 sek.
6. Jolanta Kosiniak (KSG Tarnów) – 55,84 sek.

Kobiety Grupa I

1. Agnieszka Kępa Dziadowiec (KSG Tarnów) – 39,36 sek.
2. Małgorzata Włodarczyk (Górnoląska Spółka Gazownictwa Zabrze) – 40,99 sek.
3. Anna Derezińska (Mazowiecka Spółka Gazownictwa Warszawa) – 41,58 sek.
4. Magdalena Krzanowska (PGNiG SA w Warszawie Oddział w Sanoku) – 41,78 sek.
5. Anna Kopeć-Kąkol (KSG Tarnów) – 42,00 sek.
6. Katarzyna Buryło (GAZ-SYSTEM SA Warszawa) – 43,29 sek.

Kobiety Grupa VIP

1. Agnieszka Rygier (Dolnośląska Spółka Gazownictwa Wrocław) – 43,13 sek.
2. Elżbieta Kramek (GAZ-SYSTEM SA Warszawa) – 44,47 sek.
3. Ewa Król (PGNiG SA w Warszawie Oddział w Sanoku) – 45,99 sek.
4. Aneta Bernecka (GAZ&Oil Management Elbląg) – 48,09 sek.
5. Elżbieta Siekierska (Mazowiecka Spółka Gazownictwa Warszawa) – 49,68 sek.
6. Magdalena Lewandowska (ML GAZ PROJECT Warszawa) – 51,86 sek.

Kategoria Mężczyźni Grupa VIP

1. Bartłomiej Kowalski (INNSOFT Warszawa) – 31,34 sek.
2. Szymon Dobrzyński (PGNiG SA Warszawa) – 32,12 sek.
3. Kazimierz Frej (ANTICOR Wieliczka) – 33,21 sek.
4. Rafał Kawa (PGNiG SA Karpacki Oddział Obrotu Gazem Tarnów) – 35,51 sek.
5. Wojciech Skibiński (Zrzeszenie Artystów Scen Polskich) – 36,11 sek.
6. Jacek Mańdziuk (Mazowiecka Spółka Gazownictwa Warszawa) – 36,20 sek.

Mężczyźni Grupa II

1. Jan Pezda (GAZ-SYSTEM Warszawa) – 32,89 sek.
2. Artur Warzyński (EuRoPol SA w Warszawie) – 33,50 sek.
3. Aleksy Bartoszewicz (PGNiG TERMIKA SA Warszawa) – 33,88 sek.
4. Erwin Szwał (PGNiG SA w Warszawie Oddział w Sanoku) – 34,00 sek.
5. Grzegorz Gruszczyński (PGNiG TERMIKA SA Warszawa) – 34,30 sek.
6. Krzysztof Łyczko (PGNiG SA O/Geologii Eksploatacji Warszawa) – 34,76 sek.
6. Sławomir Piotrowski (Mazowiecka Spółka Gazownictwa Warszawa) – 34,76 sek.

Mężczyźni Grupa I

1. Bartłomiej Cieśla (PGNiG SA Karpacki Oddział Obrotu Gazem Tarnów) – 31,98 sek.
2. Paweł Tarapacki (PGNiG SA w Warszawie Oddział w Sanoku) – 32,48 sek.
3. Paweł Szubert (KSG Tarnów) – 33,07 sek.
4. Maciej Lorenc (PGNiG SA O/Geologii Eksploatacji Warszawa) – 35,07 sek.
5. Paweł Morawiec (PGNiG SA w Warszawie Oddział w Sanoku) – 35,10 sek.
6. Damian Smoroński (PGNiG SA Karpacki Oddział Obrotu Gazem Tarnów) – 35,20 sek.

Klasyfikacja drużynowa

1. Karpacka Spółka Gazownicza Tarnów

2. PGNiG SA Karpacki Oddział Obrotu Gazem Tarnów
3. PGNiG SA w Warszawie Oddział w Sanoku
4. GAZ-SYSTEM SA Warszawa
5. PGNiG SA O/Geologii Eksploatacji Warszawa
6. PGNiG TERMIKA SA Warszawa

Zawody w Wiśle zostały zorganizowane przez Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk” przy PGNiG w Warszawie dzięki wsparciu sponsorów: PGNiG SA, Dolnośląska Spółka Gazownictwa Wrocław, Górnośląska Spółka Gazownictwa Zabrze, Karpacka Spółka Gazownictwa Tarnów, Mazowiecka Spółka Gazownictwa Warszawa, Wielkopolska Spółka Gazownictwa Poznań, Ferox (Katowice), ASE (Gdańsk), Gaz&Oil Project Management (Elbląg), Unitol (Warszawa), MTM Novum (Lublin), Integrotech (Łódź), Anticor (Wieliczka), DG Dar-Gaz (Warszawa), Gaz Technika (Katowice), Energy Solutions (Tarnów), Firma Handlowa „JONPOL” (Przemysły), TG Plus (Warszawa), ZWD Bielecki (Jarosław), Atos (Warszawa), Emerpol (Warszawa), INNSOFT (Warszawa).

Patronatem medialnym zawody objęły: „Przegląd Gazowniczy”, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”, „Karpacki Gaz” oraz portal internetowy www.cire.pl

rk



Fot. Kamil Pastusiak / kamps-sport.eu

lupkipolskie.pl

rzetelne źródło informacji
o gazie z łupków w Polsce

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



Chcesz wiedzieć więcej?
Odwiedź www.lupkipolskie.pl

Strona objęta honorowym
patronatem Ministra
Skarbu Państwa



Ministerstwo
Skarbu
Państwa


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA