

NR 2 (214)  
luty  
2016 r.  
miesięcznik  
Rok XIX  
ISSN-1505-523X

15,75 zł w tym 5% VAT

# wiadomości

## NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



**Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy** oferuje wyspospecjalistyczne szkolenia z zakresu branży paliwowej i gazowniczej. Nasza oferta skierowana jest zarówno do firm i instytucji publicznych, jak i do osób prywatnych zainteresowanych rozwojem i stałym podnoszeniem kwalifikacji oraz zdobywaniem wiedzy eksperckiej.

#### Zapewniamy:

- wykwalifikowaną i doświadczoną kadrę trenerską,
- programy szkoleń dopasowane do indywidualnych potrzeb,
- warsztaty uwzględniające aktualny stan prawny,
- zaświadczenia potwierdzające zdobytą wiedzę,
- sale szkoleniowe wyposażone w nowoczesny sprzęt komputerowy i multimedialny, komfortowe warunki sprzyjające zdobywaniu wiedzy.

#### Udział w szkoleniach pozwoli Państwu na:

- podniesienie kwalifikacji zawodowych,
- zweryfikowanie posiadanej wiedzy,
- zapoznanie się z innowacyjnymi metodami i technologiami,
- wymianę doświadczeń.

Organizujemy szkolenia **otwarte** oraz **zamknięte – stacjonarne i wyjazdowe**. Każde szkolenie poprzedza wnikliwa analiza potrzeb szkoleniowych uczestników, co pozwala na dopasowanie programu i formy szkolenia do jego odbiorców.

Nowoczesne, w pełni wyposażone sale szkoleniowe zlokalizowane są w centrum zabytkowego Krakowa.

## TEMATYKA SZKOLEŃ

### GAZOWNICTWO

- Gospodarowanie odpadami wydobywczymi z branży górnictwa nafty i gazu
- Jak promować gaz ziemny w działach obsługi klienta zakładów gazowniczych
- Metodyka szacowania niepewności pomiaru gazu w stacjach gazowych
- Nielegalny pobór gazu – metody wykrywania oraz przeciwdziałania w obszarze pomiarów u indywidualnych odbiorców
- Nierozliczone ilości gazu związane z pomiarami
- Normy zharmonizowane z dyrektywą 2009/142/WE – badania kontrolne urządzeń gazowych
- Ocena jakości paliw węglowodorowych
- Pobieranie próbek paliw gazowych
- Podstawowe problemy analityczne i interpretacyjne w zakresie oceny jakości gazu ziemnego
- Pomiary intensywności zapachu gazu metodami odometrycznymi
- Szkolenie specjalistyczne z zakresu budowy i użytkowania rurociągów z poliolefin przy zastosowaniu technologii łączenia metodą zgrzewania doczołowego i elektrooporowego
- Wybrane problemy techniczne i interpretacyjne w analizach on-line stężenia THT w gazie
- Wymagania techniczne dotyczące instalacji na paliwa gazowe – okresowe kontrole stanu technicznego instalacji gazowych w budynkach mieszkalnych i użyteczności publicznej
- Zapewnienie jakości wyników badań laboratoryjnych, wykorzystywanych do oceny jakości paliw gazowych
- Zmiany w przepisach metrologicznych dotyczących przyrządów pomiarowych – prawna kontrola metrologiczna a system oceny zgodności (Dyrektywa MID)

### TECHNOLOGIA NAFTY

- Dystrybucja paliw
- Kontrola dostaw i monitorowanie jakości paliw w systemie dystrybucji
- Metody zabezpieczania śladów przy fałszowaniu paliw płynnych i nielegalnym odbarwianiu oleju opałowego
- Monitoring jakości paliw w łańcuchu logistycznym dostaw
- Pobieranie próbek paliw płynnych zgodnie z wymogami norm PN-EN ISO 3170 oraz PN-EN 14275
- Pobieranie próbek produktów i półproduktów spirytusowych ze zbiorników stacjonarnych i opakowań jednostkowych, zgodnie z wytycznymi normy PN-A-79528-1 oraz PN-A-79527
- Praktyczne wykorzystanie tablic alkoholometrycznych, zawartych w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki

### SYSTEM KZR INIG

- Zasady Systemu KZR INiG
- Certyfikacja biokomponentów na zgodność z kryteriami zrównoważonego rozwoju
- Doskonalenie audytowania w ramach Systemu KZR INIG
- Warsztaty z obliczania emisji GHG

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Finansów z dnia 20.12.2013 r. w sprawie zwolnień od podatku od towarów i usług oraz warunków stosowania tych zwolnień (§3 ust. 1 pkt. 13), usługi w zakresie szkoleń świadczone przez instytuty badawcze są zwolnione od podatku VAT.



### KONTAKT

INSTYTUT NAFTY I GAZU – Państwowy Instytut Badawczy  
Dział Marketingu i Szkoleń  
ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków  
tel. 12 61 77 523 fax: 12 61 77 518  
e-mail: marketing@inig.pl



Piotr Dziadzio  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

Utrzymująca się na rynkach światowych niska cena ropy naftowej oraz rosnące jej zasoby np. w USA oraz fakt, że na rynek światowy trafia coraz więcej ropy z Iranu, zmusza do zadania pytania, co dalej z ceną za baryłkę ropy. Czy cena ta pozostanie na dzisiejszym poziomie i jak długo (ok. 33 UDS, a na giełdzie w Nowym Jorku jest poniżej 30 USD), czy może nadal będzie spadać. Pojawiło się dość ponure stwierdzenie w branży, że baryłka ropy kosztuje mniej niż metalowa beczka (sama baryłka na ropę).

Spadek ceny ropy naftowej nie sprzyja przemysłowi naftowemu a nawet systematycznie obniża jego potencjał. Branża hamuje i taka sytuacja może się utrzymać nawet przez kilka następnych lat. Brytyjski przemysł mówi wyraźnie o tym, że zagrożone są „tysiące, jeśli nie dziesiątki tysięcy miejsc pracy”. Wyraźnym przesłaniem w kierunku rządu brytyjskiego jest wezwanie do obniżki podatków, aby umożliwić funkcjonowanie branży w okresie spadku koniunktury. To jest ważny punkt, również w przypadku innych krajów, w tym również Polski.

Nie najlepiej wygląda sytuacja w takich krajach jak: Arabia Saudyjska, gdzie spadek cen ropy naftowej może spowodować zahamowanie rozwoju tej gospodarki i powstanie ogromnego deficytu budżetowego, czy np. w Kazachstanie, Brazylii, czy Wenezueli, gdzie wyraźnie również widoczny jest spadek cen ropy naftowej i rosnący kryzys. Kryzys w Chinach i mniejsza konsumpcja węglowodorów oraz mocny dolar i trwający stale konflikt na Bliskim Wschodzie też nie wprowadza w optymizm – szczególnie Rosję, głównego eksportera ropy naftowej do Chin.

W takiej sytuacji określana, jako tania „ropa z łupków”, również staje się całkowicie

nieopłacalna. Nieopłacalne w szerokim zakresie stają się również poszukiwania szeroko rozumianych złóż niekonwencjonalnych. Nie znaczący to jednak, że nie powinno się nadal angażować w poszukiwanie samych złóż w formacjach łupkowych, czy też metod umożliwiających zarówno odkrywanie, jak i ich udostępnianie.

Nadzieja zatem w pracach ukierunkowanych na długofalową strategię poszukiwawczą, która pozwoli na udokumentowanie nowych zasobów węglowodorów na kolejne lata, zarówno konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych. Poprawa koniunktury umożliwi ich zagospodarowanie i eksploatację.

Niewątpliwie takie działania obserwujemy w Polsce, chociażby poprzez aktywność PGNiG, które, jak czytamy w komunikacie, potwierdziło odwiertem Dargosław-1 odkrycie złoża gazu ziemnego w miejscowości Siemidarżno na koncesji Trzebiatów w woj. zachodniopomorskim. Jak podaje komunikat, zasoby złoża gazu ziemnego zaazotowanego szacowane są pomiędzy 0,5 do 1 mld m<sup>3</sup>. Daje to zarówno motywację do dalszych prac poszukiwawczych w tym rejonie, jak i wskazuje, że węglowodory tam występują.

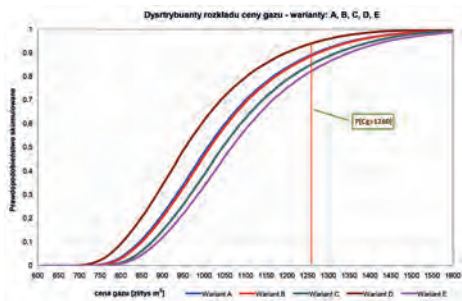
Trudno jest przewidzieć kolejne wydarzenia gospodarcze, czy polityczne na świecie, ale wydaje się z punktu widzenia chociażby Polski, że takie działania, jak nieprzerwane prace poszukiwawcze nawet w okresie dekoniunktury, czy rozbudowa i kolejne etapy testów terminalu LNG, jak i wzrost wydobywania ze złóż LOTOS-u w perspektywie będzie korzystne dla naszej gospodarki.

*Frédéric Dubralis*

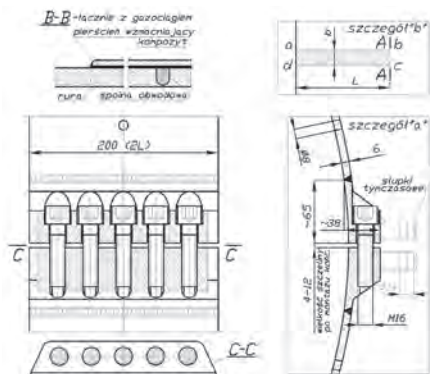


**NAUKA I TECHNIKA.**

- Szacowanie ryzyka inwestycyjnego udostępniania złóż gazu w formacjach mułowcowych 4



- Projektowanie i budowa elastycznych gazowych sieci przesyłowych wysokiego ciśnienia 9



- Kryteria doboru złoża do zatłaczania gazu kwaśnego lub sekwestracji ditlenku węgla 18



**WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.**

- Pomagamy 21



**KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU W ZE ŚWIATA.**

- Rada Nadzorcza powołała nowy Zarząd PGNiG SA 22
- PGNiG potwierdziło odkrycie złoża gazowego w Zachodniopomorskiem 22
- Rekord wydobycia ropy w Rosji 22
- Nie będzie wspólnych zakupów gazu w Unii 22
- Skarga Ukrainy do Komisji Europejskiej 22
- Mniej odkryć na Morzu Północnym 23
- Odwołanie przetargu na budowę gazociągu „Siła Syberii” 23
- Rozstaw sejsmiki morskiej o powierzchni 17,6 km<sup>2</sup> 23
- Spór o rurociąg Keystone XL 23
- Eko-EFRA 24
- LOTOS zwiększa wydobycie ropy naftowej 25
- Spółka LOTOS Serwis wykona prace modernizacyjne dla Projektu EFRA 25
- Zmiany w Zarządzie PKN ORLEN 25
- ORLEN uruchamia prace na nowych aktywach w Polsce 26
- Konkurs crowdsourcingowy PKN ORLEN wkracza w finałową fazę 27
- Druga dostawa LNG na rozruch terminalu LNG w Świnoujściu 27
- CEEP: Unijny pakiet zimowy to szansa na rozbudowę infrastruktury i zwiększenie dostaw LNG do Europy 28
- GAZ-SYSTEM S.A. podpisał umowę na budowę gazociągu Czeszów-Wierzchowice 28

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

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

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

**SKŁAD DTP:** Konrad Korona  
**DRUK:** Drukarnia Aplus s.c. Gorlice

Wersja pierwotna (referencyjna)

**NAKLAD:** 1500 egz.

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

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

**FOTO OKŁADKA:**  
str. I okł. – KRNiGZ Zielin. Fot. Paweł Chara

- Kalendarium 29
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 29
- Posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa ZG SITPniG 29



- VIII posiedzenie Prezydium Zarządu Głównego SITPniG 31



- Noworoczne spotkanie Oddziału SITPniG w Krakowie 32



- Dyplomatorium absolwentów Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH 33

- Dyplomatorium absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH 34



## KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

- Konferencja FORGAZ 2016 35



## WITRYNA W WYDAWNICZA.

- Z Sanoka i Mielca do Zielonej Góry 36



### RADA PROGRAMOWA WNiG

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący  
 prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – z-ca przewodniczącego

#### Członkowie:

Urszula Furtak  
 Andrzej Koźlecki  
 Jacek Marczyk  
 Maciej Nowakowski  
 Stanisław Rychlicki  
 Łukasz Ryś  
 Jan Sęp  
 Jerzy Stopa  
 Stanisław Szafran  
 Zygmunt Śliwiński  
 Magdalena Wajda

### RADA NAUKOWA

prof. dr hab. inż. Kazimierz Twardowski (AGH) – przewodniczący  
 prof. dr hab. inż. Petr Bujok (Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava) – członek  
 prof. dr hab. inż. Stefan Miska (University of Tulsa) – członek

### ZESPÓŁ REDAKCYJNY

Redaktor naczelny – dr Piotr Dziadzio  
 Zastępca redaktora naczelnego – dr inż. Krystian Liszka  
 Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski  
 Sekretarz redakcji – Konrad Korona

### Redaktorzy tematyczni:

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

# Szacowanie ryzyka inwestycyjnego udostępniania złóż gazu w formacjach mułowcowych



Tadeusz Kwilosz



Bogdan Filar

## Estimating the investment risk in unconventional Miocene mudstones gas production

### Abstract

This paper presents a method of estimation of the risk related to Miocene mudstones gas reserves investment. The probability of exceedance of the maximum market natural gas price was a measure of investment risk. The projected price of gas was given in the form of a probability distribution of the random variable dependent on other parameters of the model. The results, for the sample investment project were obtained by using Monte Carlo simulation method.

### Streszczenie

W niniejszej pracy zaprezentowano metodę szacowania ryzyka inwestycji udostępnienia i eksploatacji złoża gazu zlokalizowanych w partiach łupkowo-mułowcowych utworów mioceenu. Jako miarę ryzyka inwestycyjnego przyjęto prawdopodobieństwo przekroczenia, z góry zadanej, maksymalnej rynkowej ceny gazu. Prognozowaną cenę gazu podano w postaci rozkładu prawdopodobieństwa zmiennej losowej zależnej od innych parametrów modelu. Wyniki, dla przykładowego zagadnienia prowadzenia inwestycji, uzyskano przy użyciu metody Monte Carlo.

### 1. Wprowadzenie

Ostatnie lata wskazują, że poszukiwanie i odkrycie tradycyjnych złóż gazu ziemnego staje się coraz trudniejsze i wymaga zaangażowania coraz większych środków materialnych czy też ludzkich. Coraz większą uwagę przykuwa idea

poszukiwania gazu niekonwencjonalnego na obszarze dobrze rozpoznanego i zasobnego w złoża gazu zapadliska przedkarpacciego. Jak wiadomo utwory zapadliska głównie zbudowane są głównie przez mioceńskie utwory molasowe pochodzące z niszczenia wynurzających się Karpat. Reprezentowane są przez łupki, mułowce, piaskowce i zlepieńce oraz utwory ewaporatowe w niższej części profilu. Dotychczasowe poszukiwania koncentrowały się zasadniczo na utworach piaskowcowych mioceenu, w których odkryto niemal wszystkie złoża gazu. Mniejszą uwagę zwracano na partie łupkowo-mułowcowe znajdujące się między seriami piaskowcowymi. Partie te były również niekiedy opróbowane, ale ze względu na słabe wyniki opróbowania, takie jak np.: brak przyływu, ślady gazu lub słabe przyływy gazu, zarzucone do szczegółowego rozpoznania. Dokonany w ostatnich latach postęp technologii wiercenia otworów horyzontalnych oraz zastosowanie w nich metod hydraulicznego szczelinowania umożliwia jak wykazują dane amerykańskie eksploatację gazu uwięzionego w skałach o znacznie gorszych parametrach niż ilasto-mułowcowe skały.

Udostępnienie i eksploatacja każdego złoża związana jest z ryzykiem inwestycyjnym. Szczególnego znaczenia nabiera ten problem w przypadku prowadzenia inwestycji związanych z eksploatacją gazu ziemnego w strukturach geologicznych o gorszych parametrach petrofizycznych skał. Kluczową kwestią dla każdego inwestora – pragnącego zainwestować środki finansowe w eksploatację złoża tego typu – będzie ocena opłacalności takiej inwestycji związana z tym zagadnieniem ocena ryzyka zrealizowania inwestycji.

Klasycznym podejściem, związanym z oceną ryzyka inwestycyjnego, jest analiza strumieni finansowych służąca do obliczenia ocze-

kiwanej wartości zdyskontowanej netto NPV (Net Present Value). NPV bilansuje urealniane w czasie nakłady inwestycyjne ze zdyskontowanymi przychodami. W takim przypadku, miarą ryzyka inwestycyjnego jest wartość oczekiwana ( $E(NPV)$ ) i odchylenie standardowe ( $\delta(NPV)$ )[1].

Dla potrzeb tego opracowania wybrano autorskie podejście do zdefiniowania miary ryzyka inwestycji jako prawdopodobieństwa przekroczenia, w zbilansowanym przedsięwzięciu, z góry zadanej maksymalnej jednostkowej ceny gazu osiągniętej w trakcie przebiegu całego procesu związanego z udostępnieniem i eksploatacją złoża gazu typu shale gas. Cena jednostkowa gazu wyznaczana jest w postaci rozkładu prawdopodobieństwa zmiennej losowej. Głównym założeniem do wyliczenia tej wielkości jest zdyskontowanie inwestycji w z góry zadany okresie czasu. Zaproponowany model wyliczania ryzyka inwestycji jest zgodny, co do zasady, z propozycjami innych autorów [2]. Opracowany model obliczeniowy zastosowano do przypadku udostępnienia i szcerpania jednym odwiertem horyzontalnym strefy drenażu obejmującej strukturę geologiczną przykładowego złoża gazu. Wszystkie dane dotyczące parametrów złożowych są zbieżne z odpowiadającymi im wielkościami publikowanymi przez autorów badających złoża tego typu w Polsce [3]. Uzyskane wyniki zaprezentowano w postaci wyliczonych wartości, tabel i wykresów.

### 2. Model obliczania wydajności odbioru gazu z odwiertu horyzontalnego

Wydajność odwiertów horyzontalnych zależy od wielu parametrów. Do najważniejszych z nich można zaliczyć: warunki złożowe przed i po wykonaniu zabiegów intensyfikacyjnych (w tym hydraulicznego szczelinowania), rodzaj i parametry techniczne zabiegów intensyfikacyjnych, techniczne wyposażenie odwiertu oraz długości odcinka horyzontalnego. Największe trudności, związane z obliczeniem „teoretycznej” wydajności odwiertu horyzontalnego (przed jego odwierceniem), powodowane są niedostatecznym rozpoznaniem struktur geologicznych, będących przedmiotem udostępnienia i eksploatacji. Obliczenia wydajności wykonane dla złóż tego typu mogą być obciążone dużym błędem.

W literaturze spotkać można wiele różnych metod, służących do obliczenia wydajności projektowanych odwiertów horyzontalnych. Na użytek tego opracowania zastosowano metodę zaproponowaną przez Joshi [4]. Metoda ta wykorzystuje teorię radialnego przepływu gazu do odwiertu pionowego, przy założeniu „efektyw-

nego" promienia odwiertu ( $r'_w$ ). Idea odwiertu pionowego z dopływem gazu z jego strefy drenażu jest, w tym przypadku, związana z teoretycznym modelem odwierceniowym przepływ gazu za pośrednictwem szczelin do poziomego odcinka odwiertu horyzontalnego. Efektywny promień odwiertu, jest to wielkość teoretyczna, dzięki której można obliczyć wydajności odwiertu horyzontalnego, którą można obliczyć korzystając z poniższego wzoru:

$$r'_w = \frac{r_e * (L/2)}{a * [1 + \sqrt{1 - [L/(2 * a)]^2 * [h/(2 * r_w)]^{h/L}}]}$$

gdzie:

$$a = L/2 * [0,5 + \sqrt{0,25 + (2 * r_e / L)^4}]^{0,5}$$

- L – długość odcinka horyzontalnego,
- $r_e$  – promień drenażu odwiertu,
- h – miąższość efektywna złoża,
- $r_w$  – rzeczywisty promień odwiertu horyzontalnego.

Z istoty tego modelu wynika, że efektywny promień odwiertu, jako wielkość teoretyczna, uwzględnia obszar drenażu oraz promień rzeczywistego odwiertu horyzontalnego. Wydajność odwiertu horyzontalnego, przy wyżej sformułowanych założeniach, można obliczyć, sumując wydajność gazu pochodzącego z matrycy,  $q_m$  z wydajnością gazu pochodzącego ze szczelin,  $q_s$ , za pomocą wzoru:

$$q = q_m + q_s$$

gdzie:

$$q_m = \frac{2 * \pi * k * h}{\mu * z * T * (\ln(\frac{r_e}{r'_w}) - \frac{3}{4} + s)} * (p_z^2 - p_r^2)$$

- k – przepuszczalność skały złożowej,
- T – temperatura złożowa,
- z – współczynnik ściśliwości gazu,
- s – współczynnik skin-efektu,
- $p_z$  – średnie ciśnienie złożowe,
- $p_r$  – ciśnienie ruchowe.

oraz

$$q_s = n * \frac{2 * \pi * k' * h'}{\mu * z * T * (\ln(\frac{r_e}{r'_w}) - \frac{3}{4} + s)} * (p_z^2 - p_r^2)$$

gdzie:

$$r'_e = \frac{L}{2 * n}$$

- k' – przepuszczalność efektywna szczelin,
- h' – zasięg szczelin,
- n – liczba sekcji szczelinujących,
- pozostałe oznaczenia – jak wyżej.

### 3. Modele wyznaczania ryzyka inwestycji związanej z rozwiercaniem i eksploatacją złoża gazu

Większość autorów opracowań analizy finansowej ocenia ryzyko inwestycji jako prawdopodobieństwo uzyskania NPV = 0 w zadanym okresie dyskontowania projektu. Sama wartość NPV – jako różnica pomiędzy zdyskontowanymi przepływami pieniężnymi a nakładami początkowymi – nie niesie żadnej bezpośredniej informacji o podstawowych wielkościach ekonomicznych takich jak: koszty, ceny jednostkowe, przychody itp., które odpowiadają za wyliczony poziom ryzyka. W związku z tym zaproponowano metodę, w której miarą ryzyka inwestycji jest prawdopodobieństwo przekroczenia, krytycznej dla rentowności inwestycji, rzeczywistej wielkości ekonomicznej ponad założoną wartość graniczną. Wartością tą jest, w tym przypadku, cena gazu,  $C_{g,max}$  za jaką można sprzedać wydobyty, w trakcie trwania inwestycji, surowiec.

W zaproponowanym modelu założono, że NPV = 0 i z tego równania wyliczono, dla jakich wielkości  $C_g$  równanie to jest spełnione. Badaną wielkość wyliczono w postaci rozkładu prawdopodobieństwa zmiennej losowej. Ryzyko inwestycji zdefiniowano jako prawdopodobieństwo przekroczenia z góry zadanej wartości progowej – ceny gazu, po jakiej zawierane są umowy długoterminowe na rynku europejskim. Zmiennymi losowymi tego modelu są (w obrębie parametrów ekonomicznych): jednostkowy koszt eksploatacji złoża [zł/m<sup>3</sup>], stopa dyskontowa [-] oraz (w grupie parametrów złożowych): przepuszczalność efektywna szczelin [mD], porowatość złoża [-] i średnie początkowe ciśnienie złożowe [MPa]. Opisany wyżej model ma tę przewagę nad bezpośrednim analizowaniem NPV, że wiąże ryzyko z wymierną kosztową wielkością ekonomiczną.

Wadą tego modelu jest fakt, że wskaźnik kosztów (w tym przypadku cena gazu) jest tylko wskaźnikiem i nie bardzo wiadomo, jaką przyjąć wartość graniczną. Można dokonać analizy takiego wskaźnika dla inwestycji na terenie UE, ale należy się spodziewać znacznego zróżnicowania w poszczególnych krajach wspólnoty.

Konstruując opisany model, przyjęto następujące założenia:

- a) inwestycja realizowana jest ze środków własnych firmy (bez kredytu),
- b) wszystkie zmienne losowe opisane są rozkładami trójkątnymi,
- c) wszystkie zmienne losowe modelu są, ze swej natury, niezależne.

Podstawowym równaniem modelu jest:

$$NPV = 0,$$

czyli:

$$\sum_{t=1}^n CF_t \frac{1}{(1+k)^t} = 0,$$

gdzie:

- $CF_t$  – strumień pieniężny w kolejnych latach inwestycji, w tym ujemne wartości w pierwszych latach ponoszenia nakładów inwestycyjnych,
- k – stopa dyskontowa [-],
- n – liczba lat eksploatacji wraz z latami inwestycji.

$$CF_t = ZON_t - NI_t - dKO_t + Am_t$$

gdzie:

- $ZON_t$  – zysk operacyjny netto ze sprzedaży gazu w roku t [tys. zł],
- $NI_t$  – nakłady inwestycyjne w roku t [tys. zł],
- $dKO_t$  – przyrost kapitału obrotowego w roku t [tys. zł],
- $Am_t$  – odpis amortyzacyjny w roku t.

$$ZON_t = Qg_t * C_g - KO_t - PO_t,$$

gdzie:

- $Qg_t$  – wydobycie gazu w roku  $t$  [tys.m<sup>3</sup>],
- $C_g$  – cena gazu [zł/tys.m<sup>3</sup>],
- $KO_t$  – koszty operacyjne w roku  $t$  [tys. zł],
- $PO_t$  – przyrost kapitału obrotowego w roku  $t$  [tys. zł],

Rozwiązując równanie zasadnicze ze względu na  $C_g$ , otrzymujemy:

$$C_g = \frac{\sum_{t=1}^n (KO_t + NI_t + dKO_t - Am_t) \frac{1}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n Qg_t * \frac{1}{(1+k)^t}}$$

Traktując  $C_g$  jako funkcję zmiennych podlegających rozkładowi losowemu, ostatecznie otrzymujemy:

$$C_g(J_k, k, k_s, f_i, p_z) = \frac{\sum_{t=1}^n (KO_t + NI_t + dKO_t - Am_t) \frac{1}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n Qg_t * \frac{1}{(1+k)^t}}$$

gdzie:

- $J_k$  – jednostkowe koszty eksploatacji [zł/tys.m<sup>3</sup>],
- $k$  – stopa dyskontowa [%],
- $k_s$  – przepuszczalność efektywna szczelin [Md],
- $f_i$  – porowatość skały złożowej [%],
- $p_z$  – średnie początkowe ciśnienie złożowe [MPa].

W celu wyznaczenia empirycznego rozkładu prawdopodobieństwa zmiennej losowej  $C_g$  użyto metody Monte Carlo. Jako miarę ryzyka inwestycji związanej z udostępnieniem i eksploatacją złoża gazu przyjęto prawdopodobieństwo przekroczenia, uzyskanej w trakcie realizacji całej inwestycji, ceny sprzedaży gazu  $C_g$ , zadanej granicznej wartości,  $C_{g,max}$  i zdefiniowano ją jako funkcję  $R$  tej wartości granicznej:

$$R(C_{g,max}) = P[C_g > C_{g,max}].$$

#### 4. Przykład zastosowania metody

W celu przetestowania zaproponowanej metody dokonano pewnych uproszczeń. Założono, że eksploatacja złoża odbywa się przy użyciu jednego odwiertu horyzontalnego. Jeżeli założymy, że potrafimy oszacować koszty wykonania inwestycji w przeliczeniu na jeden odwiert, to możemy łatwo uogólnić metodę do eksploatacji przy pomocy wielu odwiertów. Założenie to nie jest do końca prawdziwe, gdyż koszty jednostkowe zależne są od liczby odwiertów (maleją wraz ze wzrostem liczby odwiertów) [5]. Dotyczy to kosztów koncesji, budowy infrastruktury, pracy itp. Zastosowane uproszczenie wydaje się uprawomocnione, zważywszy na fakt, że nie można precyzyjnie oszacować wspomnianych wcześniej kosztów, a zwłaszcza wpływu liczby odwiertów na ich zmianę. Opracowaną metodę przetestowano na danych przykładowych charakterystycznych dla złóż gazu zlokalizowanych utworach miocenu występujących na terenie Polski. Analizie poddano pięć wariantów zrealizowania i rozliczenia inwestycji:

- wariant zasadniczy A, w którym założono 25 letni okres prowadzenia inwestycji, w tym 23 letni okres eksploatacji,

- wariant B, w którym zmniejszono (w stosunku do wariantu A) łączną liczbę lat prowadzenia inwestycji, skracając liczbę lat eksploatacji złoża z 23 do 18,
- wariant C, w którym zmniejszono (w stosunku do wariantu A) łączną liczbę lat prowadzenia inwestycji, skracając liczbę lat eksploatacji złoża z 23 do 13,
- wariant D, w którym zmniejszono (w stosunku do wariantu A) łączną wartość inwestycji z 42 614 tys. zł do 38 314 tys. zł,
- wariant E, w którym zwiększono (w stosunku do wariantu A) łączną wartość inwestycji z 42 614 tys. zł do 46 814 tys. zł,

Dane dla wariantu A

Tabela 1. Parametry złożowe

Nazwa parametru	Wartość
przepuszczalność skały złożowej [mD]	0,15
miąższość efektywna złoża [m]	200
temperatura złożowa [K]	325
porowatość [-]	0,07
promień strefy drenażu [m]	155
długość odcinka horyzontalnego [m]	560
współczynnik skin efektu	0,5
zasięg szczelin [m]	80
średnica odwiertu [m]	0,12
objętość porów [mln m <sup>3</sup> ]	3,216
nasycenie gazem [-]	0,7
średnie początkowe ciśnienie złożowe [MPa]	12,0
ciśnienie ruchowe [MPa]	7,0
przepuszczalność efektywna szczelin [mD]	5
liczba sekcji szczelinujących [sztuk]	4

Tabela 2. Parametry ekonomiczne

rok rozpoczęcia eksploatacji	3
okres prowadzenia inwestycji [lata]	25
nakłady ponoszone są w ciągu [lata]	3
podatek dochodowy [%]	19%
stopa dyskontowa [%/rok]	9.5%
jednostkowy koszt eksploatacji [zł/tys.m <sup>3</sup> ]	100
opłata eksploatacyjna [zł/tys.m <sup>3</sup> ]	5.89
roczna stopa inflacji [%]	2.5%
1 USD	3.60 zł

Tabela 3. Parametry rozkładów zmiennych losowych modelu

Zmienna	Jednostka	Min.	Najbardziej prawdopodobna	Max
jednostkowy koszt eksploatacji	[zł/tys.m <sup>3</sup> ]	80	100	120
stopa dyskontowa	[%]	0.1	0.125	0.15
przepuszczalność efektywna szczelin	[mD]	3.5	5	6.5
Porowatość	[-]	0.01	0.03	0.05
średnie początkowe ciśnienie złożowe	[MPa]	20	25	30

W celu uzyskania statystycznego rozkładu zmiennej losowej, którą jest cena gazu, wykonano 50 000 realizacji metody Monte Carlo dla każdego wariantu.



## 5. Uzyskane wyniki

W celu oceny uzyskanych wyników należało przyjąć graniczną wartość ceny gazu,  $C_{g,max}$  dla której obliczane będzie ryzyko inwestycji. Założono, że graniczna cena gazu jest równa 350 USD/tys. m<sup>3</sup>. Przy założeniu, że średnia cena USD za ostatnie trzy lata wynosiła 3.6 zł/USD. Zatem  $C_{g,max} = 1260$  zł/tys. m<sup>3</sup>.

Jak już wspomniano, obliczeń dokonano dla pięciu wariantów prowadzonej inwestycji. Uzyskane wyniki pokazano w Tabeli 4.

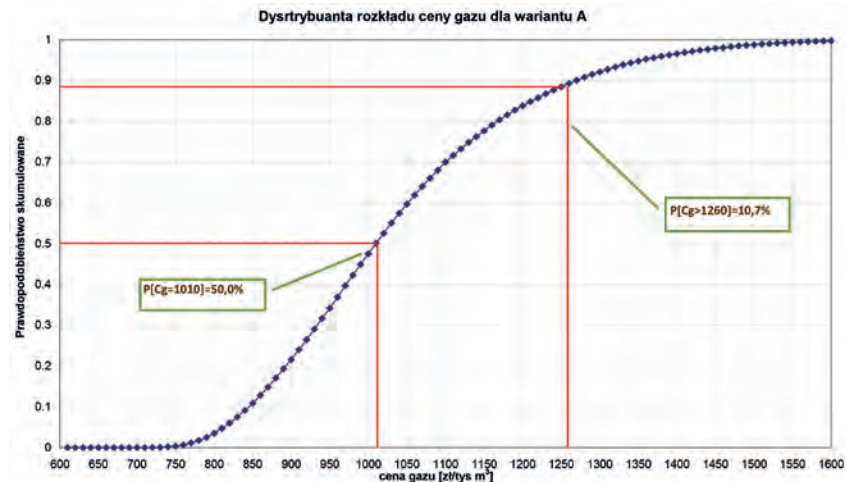
Dystrybuantę rozkładu zmiennej losowej – ceny gazu – dla wariantu A oraz dla wszystkich rozpatrywanych wariantów pokazano na Rysunkach 1. i 2., a histogram eksperymentalny dla tego rozkładu pokazano na Rysunku 3.

Z wykonanych wyliczeń wynika:

1. W przypadku wariantu zasadniczego A, wartość wyliczonej funkcji ryzyka jest równa 10,7%, co oznacza, że prawdopodobieństwo przekroczenia założonej granicznej ceny gazu równej 1260 zł jest równe 0.107. Wartością najbardziej prawdopodobną jest cena usługi równa 1 025 zł/tys. m<sup>3</sup>.
2. W przypadku wariantu B, w którym skrócono czas wydobycia o 5 lat wartości: wyliczonej funkcji ryzyka i najbardziej prawdopodobnej ceny gazu zwiększyły się nieznacznie do 11.2% oraz do 1015 zł/tys. m<sup>3</sup>, co wynika z faktu, że w końcowych latach eksploatacji tempo wydobycia gazu znacznie spada i nie ma to większego wpływu na wyniki ekonomiczne.
3. W przypadku wariantu C, w którym skrócono czas wydobycia o 10 lat, można zaobserwować znacznie większy efekt zmian badanych parametrów w stosunku do wariantu C. Obserwowane wartości: wyliczonej funkcji ryzyka i najbardziej prawdopodobnej ceny gazu zwiększyły się do 14.8% oraz do 1045 zł/tys. m<sup>3</sup>.
4. W przypadku wariantu D, w którym zmniejszono nakłady inwestycyjne o 10% i za-

Tabela 4. Wyniki analizy ryzyka inwestycyjnego

Wariant	Opis	Najbardziej prawdopodobna cena gazu [zł]	Wartość ryzyka wykonania inwestycji
A	25 lat prowadzenia inwestycji	1010	10.70%
B	20 lat prowadzenia inwestycji	1015	11.20%
C	15 lat prowadzenia inwestycji	1045	14.80%
D	jak w wariacie A oraz koszty inwestycji pomniejszone o 10%	955	5.90%
E	jak w wariacie A oraz koszty inwestycji powiększone o 10%	1070	17.60%



Rysunek 1. Dystrybuanta rozkładu ceny gazu

- obserwowano znaczący spadek wartości: wyliczonej funkcji ryzyka do 5.9% oraz najbardziej prawdopodobnej ceny gazu do 995 zł/tys. m<sup>3</sup>.
5. W przypadku wariantu E, w którym zwiększono nakłady inwestycyjne o 10%, zaobserwowano znaczący wzrost wartości: wyliczonej funkcji ryzyka do 17.6% i najbardziej prawdopodobnej ceny gazu do 1070 zł/tys. m<sup>3</sup>.

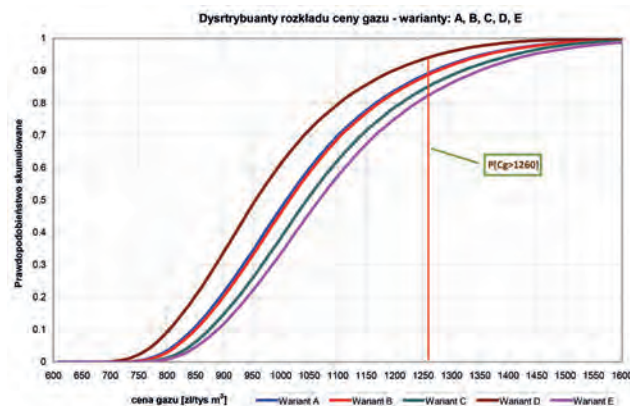
czania miary ryzyka inwestycji związanej z eksploatacją złóż gazu.

Ocena uzyskanych wartości zależy od poziomu akceptowalności (awersji) ryzyka inwestycji. Dla dużych inwestycji w sektorze energetycznym przyjmuje się, że akceptowalne ryzyko powinno być mniejsze niż 30% [2]. Z tego punktu widzenia, wyliczone wartości ryzyka dla wszystkich zaprezentowanych wariantów mieszczą się w przywołanej granicy.

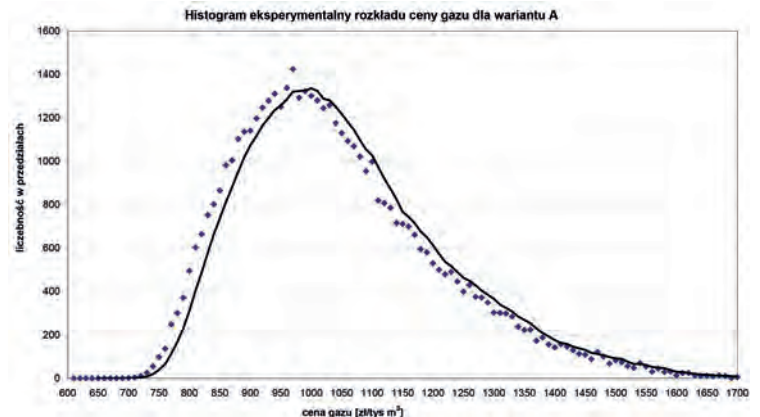
Dodatkowym efektem – oprócz oszacowania ryzyka inwestycji – jest wyznaczenie najbardziej prawdopodobnej ceny gazu, dla której

## 6. Wnioski

Zaprezentowane opracowanie jest jedną z propozycji definiowania i praktycznego wyli-



Rysunek 2. Dystrybuanta rozkładu ceny gazu dla wszystkich rozpatrywanych wariantów



Rysunek 3. Histogram eksperymentalny dla rozkładu ceny gazu – wariant A

inwestycja będzie opłacalna.

Zaproponowana metoda jest prosta w zastosowaniu i daje możliwość szybkiego sprawdzenia różnych scenariuszy zrealizowania inwestycji.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt.: *Szacowanie ryzyka inwestycyjnego udostępnienia i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu – praca INiG na zlecenie MNiSW; nr archiwalny: DK-4100-29/2015, nr zlecenia: 0029/KK/15/01.*

## 7. Literatura

[1] Komisja Europejska Dyrekcja Generalna ds. Polityki Regionalnej, „Przewodnik do analizy kosztów i korzyści projektów inwestycyjnych – Raport końcowy”, Materiały MRR, Warszawa 2008.

[2] Paliński A.: „Ocena ryzyka finansowego budowy podziemnego magazynu gazu z wykorzystaniem symulacji Monte Carlo”, Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2008, Zakopane, 15-18.09.2008., Prace Instytutu Nafty i Gazu; ISSN 0209-0724., 2008 nr 150 wyd. konf. s. 1045–1050.

[3] Szott W., Gołąbek A.: „Symulacje procesu eksploatacji złóż gazu ziemnego w formacjach łupkowych (shale gas), Nafta-Gaz nr 12, 2012, s. 923 – 936.

[4] Kelkar M.: „Natural gas production engineering”, ISBN 978-1-59370-017-1, Tulsa Oklahoma, p. 228 – 253.

[5] Ciechanowska M., Matyasik I., Such P., Karsza P., Lubaś J.: „Uwarunkowania rozwoju wydobycia gazu z polskich formacji łupkowych”, Nafta-Gaz nr 1, 2013, s. 7 – 17.

Tadeusz Kwilosz  
Bogdan Filar  
Instytut Nafty i Gazu O/Krosno

Artykuł recenzowany  
Artykuł nadesłano do redakcji: 31.12.2015 r.  
Artykuł przyjęto do druku: 13.01.2016 r.

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

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

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84  
<http://www.wnig.pl> e-mail: [prenumerata@wnig.pl](mailto:prenumerata@wnig.pl)

**E-wydanie**  
<http://wnig.pl/e-wydanie>

# Projektowanie i budowa elastycznych gazowych sieci przesyłowych wysokiego ciśnienia



Maciej Hirszt

## Design and construction of flexible gas transmission pipelines

### Summary:

The article presents a summary of the basic elements associated with the longitudinal flexibility of the gas transmission pipelines presented in earlier publications [1], [2], [3]. Issues related to this topic requires further improvement and refinement. The following part of the study shows the structures, calculation methods and technology for assembling reinforcements on peripheral welded pipe connections through development of bipartite rings. This solution allows to connect pipes without local weakness and thereby gain the longitudinal flexibility of the pipeline.

### Streszczenie:

W artykule przedstawiono zestawienie podstawowych elementów związanych z elastycznością wzdłużną gazowej sieci przesyłowej, zaprezentowanych we wcześniejszych publikacjach [1], [2], [3]. Zagadnienia związane z tym tematem wymagają dalszego rozwinięcia i uszczegółowienia. W dalszej części opracowania pokazano konstrukcje, metody obliczeń oraz technologię montażu wzmocnień na spawanych obwodowych połączeniach rur, przy wykorzystaniu dwudzielnych pierścieni. Takie rozwiązanie umożliwia uzyskanie połączeń obwodowych rur bez miejscowego osłabienia, i dzięki temu uzyskanie elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego.

### Wprowadzenie

Przedstawione opracowanie jest dalszą częścią problematyki dotyczącej projektowania i budowy elastycznej gazowej sieci przesyłowej, które to zagadnienia w zakresie podstawowych treści zostały omówione w opracowaniach [1], [2], [3]. Wymagają one dalszego rozwinięcia i uzupełnienia, co będzie nadal czynione.

Ponieważ opisana problematyka spotkała się z krytyką, która nie została jednak podtrzy-

mana w oficjalnej polemice, w pierwszej części niniejszego opracowania dokonano zestawienia głównych elementów ww. publikacji, celem umożliwienia prowadzenia racjonalnej dyskusji. Jest to istotne, gdyż omawiane zagadnienia i pokazane rozwiązania są wręcz podstawowe w zakresie zwiększania bezpieczeństwa eksploatacji sieci przesyłowej i w związku z tym powinny być stosowane lub spotkać się z krytyczną oceną.

W drugiej części przedstawiono kolejne zagadnienia związane z omawianym tematem, dotyczące konstrukcji wzmocnień spoin obwodowych i zasad ich projektowania.

### I. Elastyczne sieci gazowe – główne elementy zagadnienia

Jak już pisano powyżej w czasie opiniowania opracowań [1], [2], [3] (przed oddaniem do druku) pojawiały się uwagi i wątpliwości, co do diagnozy przedstawionego stanu rzeczy jak również proponowanych rozwiązań.

Ponieważ jednak przedstawiane uwagi uznano za nietrafne lub mało merytoryczne, większości z nich nie uwzględniono w opublikowanych opracowaniach. Uwagi te nie zostały zgłoszone, w ramach publicznej polemiki, jaka była proponowana (po publikacji ww. opracowań). Jednak uważa się za konieczne choćby częściowe odniesienie się do nich.

Tak więc w nawiązaniu do treści otrzymanych opinii to m. innymi w jednej z nich

głównym zarzutem było stwierdzenie, iż przedstawione w opracowaniach tezy podważają istniejące normy (zarówno krajowe jak i europejskie), dotyczące budowy, prób technicznych a także eksploatacji gazociągów i sugerują konieczność ich drastycznej zmiany.

Po dłuższym zastanowieniu sformułowano wnioski, że „zarzut” ten jest w dużej mierze słuszny, gdyż zaproponowane rozwiązania, dotyczące projektowania i budowy gazowej sieci przesyłowej mimo swej prostoty i oczywistości są nowością nie tylko w skali krajowej, ale najprawdopodobniej również w skali światowej i rzeczywiście w pewnym sensie podważają istniejące unormowania, lub inaczej, pokazują, że przepisy dotyczące projektowania i budowy sieci przesyłowej wymagają istotnego uzupełnienia.

W nawiązaniu do przedstawionych w publikacjach [1], [2], [3] treści uważa się, że podstawową słabością istniejącego stanu techniki w zakresie projektowania i budowy gazociągów, jest to, że aktualne przepisy nie uwzględniają praktycznych aspektów eksploatacji podziemnej sieci przesyłowej, wpływających na awaryjność pracy, tj. nie uwzględniają, zmiennych (w całym okresie eksploatacji) warunków posadowienia gazociągów w gruncie a także odporności gazociągu na występowanie dodatkowych (zewnętrznych) obciążeń. Koncentrują się na naprężeniach obwodowych pochodzących od ciśnienia wewnętrznego transportowanego gazu, natomiast małą wagę przywiązują do naprężeń wzdłużnych, których ponadnormatywne wartości, powstające z różnych, niekiedy trudnych do jednoznacznego określenia powodów, są częstą przyczyną występowania awarii. Awarie takie powstają zwykle w miejscach, gdzie oprócz występowania ponadnormatywnych naprężeń



Budowa gazociągu w terenie nawodnionym z zastosowaniem obciążników pierścieniowych [4]

przewód gazowy posiada tzw. „słabe miejsca” (wady materiałowe, spawalnicze ... itp.), które najczęściej występują na spoinach obwodowych łączących poszczególne rury.

Ponadto prawie wszystkie zaistniałe zdarzenia awaryjne, w wyniku których następowało zerwanie ciągłości materiału (pęknięcia rurociągu) pokazują rzeczywisty stan kruchości wzdłużnej przewodów gazowych tzn. pęknięcia takie występują bez odpowiedniego wydłużenia (rury), jakie powinno nastąpić przed zerwaniem ciągłości materiału.

Argumentację dotyczącą diagnozy stanu istniejącego wraz z propozycją zmian istniejących uregulowań pokazano w oparciu o praktyczną obserwację i analizę awarii sieci przesyłowej, dlatego też uważa się, że proponowane zmiany mają uzasadnienie merytoryczne a pokazane rozwiązania dotyczące zarówno projektowania jak i wykonania gazociągów przesyłowych będą zwiększać stopień niezawodności pracy.

Najistotniejsze braki zarówno w dawnych jak również w istniejących uregulowaniach związane są z tym, że mimo używania do budowy gazociągów rur i elementów kształtowych o wysokiej ciągliwości aktualne normatywy zarówno krajowe jak i światowe, dopuszczają budowę kruchych sieci gazowych a stan elastyczności wzdłużnej może zaistnieć tylko w przypadkowy sposób.

Biorąc pod uwagę rzeczywiste (często zmienne) warunki eksploatacji sieci przesyłowej oraz istniejące przepisy dotyczące budowy gazociągów uważa się, że zagadnienie kruchości (elastyczności wzdłużnej sieci gazowej) jest wręcz podstawowym problemem umożliwiającym zwiększenie bezpieczeństwa pracy sieci gazowej, który pozostał do rozwiązania.

Przedstawione zagadnienia i pokazane rozwiązania są stosunkowo proste, dlatego to, że nie były dotychczas brane pod uwagę może jedynie budzić pewne zdziwienie. Ponadto rozwiązania te zgodne są z aktualnymi, światowymi tendencjami w budownictwie tj. projektowaniem i realizacją elastycznych konstrukcji budowlanych, co dla gazociągów przesyłowych z uwagi na mogące wystąpić w stanach awaryjnych poważne zagrożenia, obejmujące duże obszary otoczenia, ma istotne znaczenie.

Celem uporządkowania całej tematyki i ułatwienia merytorycznej polemiki zestawiono główne elementy (tezy), omawianych zagadnień, łącznie z krótkim uzasadnieniem, aby w ten sposób określić obszar ewentualnego sporu tj.:

#### Teza 1

W czasie wieloletniej eksploatacji podziemnej sieci gazowej na niektórych odcinkach występują trudno przewidywalne obciąże-



Transport rur na placu budowy gazociągu [4]

nia (zewnętrzne) powodujące powstawanie w przewodzie gazowym naprężeń. Dodatkowym zagadnieniem wpływającym na trudności z określeniem rzeczywistych obciążeń i naprężeń przewodu gazowego jest to, że współpraca gazociągu z ośrodkiem, w jakim jest posadowiony (grunt) nie ma charakteru stałego i nawet tam gdzie nie występują zmiany (przemieszczenia) widoczne „gołym okiem”, często w przewodzie gazowym obserwuje się duże naprężenia wzdłużne, których pochodzenie w wielu przypadkach jest trudne do jednoznacznego zdiagnozowania. W zasadzie wszystkie dodatkowe obciążenia, jakie oddziałują na przewód gazowy powodują wzrost naprężeń osiowych (wzdłużnych), a nie mają wpływu na wielkość naprężeń obwodowych przewodu gazowego.

Uzasadnienie: Występowanie bardzo dużych naprężeń wzdłużnych (często z trudnych do jednoznacznego określenia przyczyn) jest potwierdzone praktycznie, w czasie prac na sieci przesyłowej, np. przy przecięciu gazociągu, gdy obserwuje się przemieszczenia jego końcówek.

#### Teza 2

Większość awarii podziemnych gazociągów przesyłowych powstaje na skutek przekroczenia wytrzymałości wzdłużnej przewodu gazowego.

Uzasadnienie: W czasie przeszło 36-letniej praktyki zawodowej autorowi tylko raz udało się zaobserwować awarię gazociągu na skutek przekroczenia wytrzymałości obwodowej. Miało to miejsce w sytuacji, gdy do gazociągu kopalnianego wprowadzono paliwo gazowe wprost z odwiertu, o ciśnieniu przeszło dwu, trzykrotnie większym od maksymalnego roboczego, dla którego ten gazociąg został wykonany. Natomiast awarie związane z wytrzymałością wzdłużną (poprzeczne pęknięcia) są najczęściej obserwowanym stanem awaryjnym występującym w eks-

ploatacji gazociągów przesyłowych i świadczą zarówno o występowaniu potężnych naprężeń wzdłużnych jak i o tym, że spoiny obwodowe są zwykle „słabymi miejscami” sieci przesyłowej.

W twierdzeniu tym pominięto awarie spowodowane niewykrytymi wadami materiałowymi rur a także przypadki, gdy na gazociągu obserwuje się silne ogniska korozji i położenie linii pęknięcia przewodu gazowego zależy głównie od tego jak głębokie są wżery i jak ułożony jest „szew” wżerów korozyjnych.

#### Teza 3

Awarie przewodów gazowych, przy przekroczeniu jego wytrzymałości, obserwowane są bez widocznego wydłużenia przewodu rurowego a także pocienienia grubości ścianki rury (np. w przypadku zginania), co znaczy, że uwiadcniają stan kruchości wzdłużnej przewodu rurowego.

Uzasadnienie: Analizując stany awaryjne, jakie występowały na sieci przesyłowej można stwierdzić, że praktycznie nie są znane przypadki, gdy przed zaistnieniem awarii nastąpiło widoczne wydłużenie materiału rury, jakie powinno wystąpić przed przekroczeniem naprężeń doraźnych (niszczących). Nawet w szeroko badanym przypadku katastrofy budowlanej, jaki zaistniał na gazociągu DN 500 w Jankowie Przygodzkim nie można znaleźć informacji na temat zaistniałych odkształceń plastycznych rury tj. wydłużenia i ewentualnego pocienienia zewnętrznej ścianki (przy zginaniu), co prowadzi do wniosku, że w miejscu, w którym doszło do awarii przewód gazowy posiadał cechy kruchości.

#### Teza 4

Główną przyczyną braku elastyczności wzdłużnej istniejącej sieci przesyłowej jest słaba jakość wykonanych spoin obwodowych

łączących poszczególne rury, o rzeczywistym współczynniku złącza spawanego  $Z < 1$ , co dla „starych” gazociągów było niestety powszechne, i związane m. innymi z tym, że badaniom nieniszczącym podawano jedynie 10% wszystkich spoin obwodowych. Teza ta jest oczywista i nie wymaga uzasadnienia.

#### Teza 5

Należy domniemywać, że z uwagi na parametry aktualnie stosowanych rur walcowanych termomechanicznie lub ulepszanych cieplnie (typu M, lub Q) budowane gazociągi (podobnie jak „stare”) również mogą być eksploatowane w stanie kruchości wzdłużnej.

Uzasadnienie: Stosowanie do budowy gazociągów rur z materiałów o zwiększonej wytrzymałości uzyskiwanej podczas dodatkowej obróbki (typu M, lub Q) powoduje, że można wykonywać gazociągi z rur o mniejszej masie (mniejszej grubości ścianki). W procesie spawania (lub wygrzewania) cechy zwiększonej wytrzymałości materiału rur mogą zanikać (np. przy wyżarzaniu normalizującym spoin) albo ulegać osłabieniu. Powoduje to, że mimo pełnego badania spoin, co powinno gwarantować wykonanie spoin bez wad, podobnie jak w „starych” gazociągach mogą one być powodem kruchości wzdłużnej przewodu gazowego.

Dodatkowym czynnikiem utrudniającym wykonanie spoin obwodowych bez osłabienia jest to, że wykonywane są one w warunkach polowych w różnych, często zmiennych warunkach atmosferycznych, w przymusowych pozycjach spawania. Zagadnienie to jest bardzo istotne, ponieważ w przypadku wykonania spoiny obwodowej nawet z niewielkim osłabieniem, o rzeczywistym współczynniku złącza spawanego  $Z=0,9$ , przewód gazowy wykonany z materiału, dla którego  $Re/Rm=0,9$  eksploatowany jest w strefie kruchości bezwzględnej, określonej w opracowaniu [2].

#### Teza 6

Ciśnieniowe próby wytrzymałościowe gazociągów podziemnych nie dają praktycznie żadnych istotnych informacji dotyczących wytrzymałości wzdłużnej przewodu gazowego.

Uzasadnienie: Teza ta jest oczywista z punktu działania praw fizyki, które mówią, że ciśnienie wewnętrzne oddziałuje prostopadle na ścianki naczynia (rury) powodując powstawanie w przewodzie rurowym naprężeń obwodowych, natomiast naprężenia wzdłużne powstają w wyniku różnic wielkości powierzchni, na które działa ciśnienie (na łukach), przy zmianie kierunku trasy, a także na powierzchni (umownych) dennic na początku i końcu gazociągu. Maksymalna wielkość naprężeń wzdłużnych pochodzących od ciśnienia wewnętrznego nie

przekracza połowy wielkości naprężeń obwodowych.

Wśród operatorów i eksploatorów sieci przesyłowej nie ma praktycznej świadomości, że po wykonaniu ciśnieniowej próby wytrzymałości, z uwagi na opisane powyżej zależności, a także dodatkowo, przy uwzględnieniu tego, że zasypany gazociąg nie ma możliwości swobodnego przemieszczania się w gruncie (utwierdzenie linowe) w pewnych przypadkach w czasie prób naprężenia wzdłużne mogą być na niewielkim bądź nawet na zerowym poziomie. W związku z tym po próbach ciśnieniowych nie wiadomo jaka jest rzeczywista wytrzymałość wzdłużna przewodu gazowego i gazociąg może posiadać niewykryte wady, które mogą ujawnić się w trakcie eksploatacji.

#### Teza 7

Aktualne normatywy dotyczące projektowania i budowy sieci przesyłowej nie zajmują się w żaden sposób elastycznością wzdłużną przewodu gazowego.

Uzasadnienie: Nie są znane (autorowi) jakiegokolwiek przepisy i unormowania (zarówno krajowe jak i zagraniczne), które umożliwiałyby i precyzowały wymagania dotyczące budowy elastycznych, gazowych sieci przesyłowych.

#### Teza 8

Zgodnie z istniejącymi wymaganiami podstawowym parametrem określającym stan bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowej jest

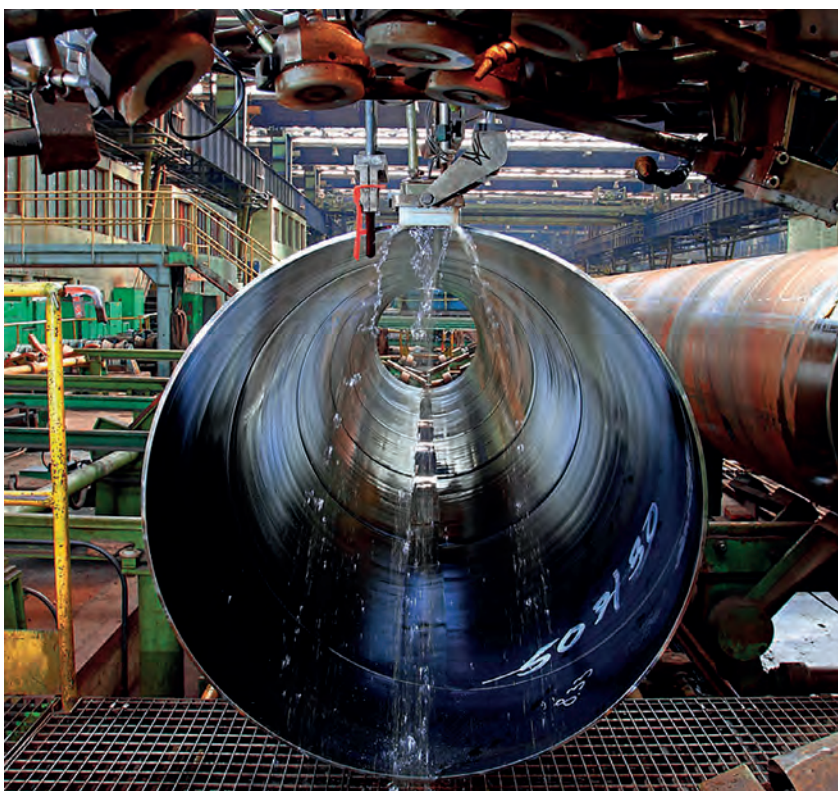
wielkość dopuszczalnych naprężeń obwodowych (określona przez tzw. współczynnik projektowy), co jest istotnym kryterium, ale tylko w pewnym (niewystarczającym) stopniu wpływa na niezawodność pracy.

Uzasadnienie:

A. Jak już powiedziano wcześniej awarie sieci gazowej spowodowane przekroczeniem granicznej wartości naprężeń obwodowych są rzadkością, nawet w przypadkach, gdy gazociągi wykonane są przy wysokich współczynnikach projektowych tzn. niskich współczynnikach bezpieczeństwa,

B. Wytrzymałość gazociągu na naprężenia obwodowe w sposób jednoznaczny sprawdzana jest w czasie prób wytrzymałościowych (najlepiej specjalnych). Próby te możemy powtarzać w czasie eksploatacji gazociągu, nawet po wielu latach (przy chwilowym wyłączeniu z ruchu) i nawet przeprowadzać tzw. rehabilitację przewodu gazowego,

C. Zmiany temperatury pracy a także wszelkie zmiany geometryczne trasy (linii) gazociągu spowodowane np. osuwiskami, uszkodzonymi górnictwem, wypłynięciem gazociągu w terenie nawodnionym ...itp., nie powodują wzrostu naprężeń obwodowych, ale powodują wzrost (zmianę) naprężeń wzdłużnych. Wielkość wzrostu (zmiany) tych naprężeń zależy od różnic temperatur pracy a także od wielkości geometrycznych przesunięć gazociągu i nie ma żadnego związku z przyjętymi współczynnikami projektowymi dla konkretnego przewodu gazowego



Produkcja rur w hucie (ze szwem spiralnym) [4]

D. Wzrost wytrzymałości obwodowej przewodu gazowego poprzez zmniejszenie współczynnika projektowego istotny jest również z tego powodu, że na ogół automatycznie pociąga za sobą wzrost wytrzymałości wzdłużnej.

**Teza 9**

Poszczególne elementy sieci przesyłowej (rury, elementy kształtowe) są wykonywane z ciągliwych elementów, która to jednak cecha z uwagi na brak odpowiednich wymogów praktycznie nie przekłada się na uzyskiwanie elastyczności wzdłużnej przewodów gazowych.

Uzasadnienie: Materiały użyte do budowy gazociągów przesyłowych charakteryzują się m. innymi dużą ciągliwością (wydłużeniem względnym rzędu 20%). I tak np. w czasie wykonywania kolan giętych (na zimno) na ogół bez większych problemów (zwłaszcza dla rur o mniejszych średnicach) możemy wykonać łuki o promieniu 5D, a w niektórych przypadkach nawet o promieniu 3D. Co prawda w takich sytuacjach często obserwuje się pocienienie grubości ścianki po zewnętrznej stronie łuku, lub deformacje (pofałdowania) po stronie wewnętrznej a także owalizację przekroju poprzecznego rury, jednak praktycznie nie obserwuje się pęknięć (mikropęknięć) materiału lub wręcz przerwania ciągłości rury podanej takiemu procesowi. Możliwość wykonywania takich elementów świadczy o rzeczywistej bardzo dużej elastyczności (ciągliwości) rur przeznaczonych do budowy gazociągów. Jak już powiedziano powyżej taki stan praktycznie nie występuje na istniejącej i budowanej sieci gazowej, dla której prawie wszystkie obserwowane awarie (pęknięcia gazociągów) zachodziły w stanie kruchym (bez widocznego wydłużenia).

**Teza 10**

Istnieją stosunkowo proste sposoby projektowania i budowy elastycznych przewodów gazowych.

Uzasadnienie: Jak pokazano (w dalszej części) budowa elastycznych sieci gazowych jest możliwa i powoduje tylko nieznaczny wzrost nakładów inwestycyjnych. Ponadto w przypadku konieczności zmniejszenia kosztów budowy gazociągów podwyższone warunki wykonania (z zachowaniem elastyczności wzdłużnej), mogą dotyczyć (do uznania operatora sieci) tylko niektórych lokalizacji np. na terenach potencjalnych osuwisk, szkód górniczych, a także na terenach zurbanizowanych, gdzie ewentualne awarie mogłyby stwarzać duże zagrożenie dla otoczenia.

**Teza 11**

Odpowiednia wytrzymałość i elastyczności wzdłużna przewodu gazowego jest podstawowym czynnikiem umożliwiającym zwiększenie

niezawodność eksploatacji sieci przesyłowej.

Uzasadnienie: Praktyczna eksploatacja sieci przesyłowej pokazuje, że najczęstszą przyczyną powstawania awarii jest występowanie dodatkowych naprężeń wzdłużnych, związanych zwykle ze zmianami otoczenia (przemieszczeniem się gruntu), w którym posadowiony jest gazociąg (samoistnych lub pod wpływem zewnętrznych czynników). Takie zjawiska mogą powodować przekroczenie wytrzymałości (osiowej) przewodu gazowego (przyczyna pierwotna) natomiast brak elastyczności uniemożliwia zaistnienie istotnych przemieszczeń (wydłużeń) przewodu gazowego, przy zachowaniu jego integralności (wtórna przyczyna powstawania awarii).

Elastyczność wzdłużna umożliwia rozłożenie miejscowych (dodatkowych) obciążeń na dłuższym odcinku przewodu rurowego, co powoduje zmniejszenie maksymalnych naprężeń w przewodzie gazowym. W takich przypadkach elastyczność wzdłużna może nie dopuszczać do przekroczenia naprężeń doraźnych (niszczących) i zaistnienia stanów awaryjnych, co umożliwia dalszą eksploatację sieci przesyłowej.

**Teza 12**

W przypadku, gdy zachodzi konieczność uzyskania elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego do budowy gazociągów (zwłaszcza o większych średnicach) najlepiej stosować rury ze szwem wzdłużnym.

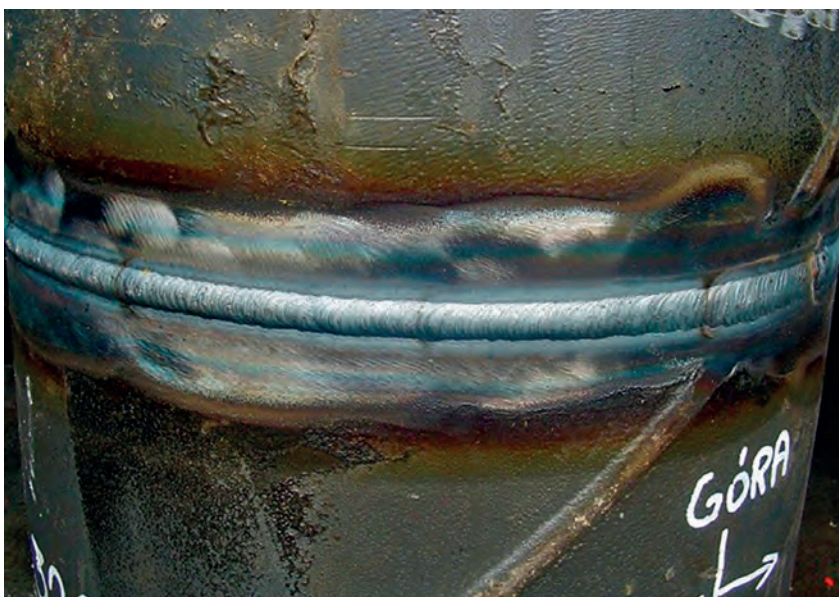
Uzasadnienie: W przypadku, gdy przewody gazowe wykonane są z rur ze szwem i posiadają złącza spawane wykonane z rzeczywistym współczynnikiem  $Z=1$ , to nie ma znaczenia czy zastosowano rury ze szwem spiralnym czy wzdłużnym. Inaczej jest, gdy współczynnik złącz spawanych „Z” jest mniejszy niż 1. Rury

ze szwem wzdłużnym, mimo tego, że spoiny wzdłużne mogą być wykonane z osłabieniem ( $Z < 1$ ), posiadają (w kierunku wzdłużnym) pełną wytrzymałość i ciągliwość, wynikającą wprost z właściwości materiału rury, czyli blachy, z której zwijana jest rura, ponieważ spoina wzdłużna nie jest obciążona naprężeniami osiowymi, natomiast spoiny obwodowe łączące poszczególne rury można wzmocnić i w ten sposób uzyskać elastyczność wzdłużną całego przewodu gazowego. W przypadku rur ze szwem spiralnym, gdy spoina łącząca poszczególne segmenty taśmy (blachy) zwijanej spiralnie wykonana jest z rzeczywistym współczynnikiem  $Z < 1$ , uzyskanie elastyczności wzdłużnej jest utrudnione, gdyż nie ma możliwości wzmocnienia tych spoin, a uwzględniając dwukierunkowy stan obciążenia tj. jednocześnie występowanie naprężeń obwodowych i osiowych, kierunek obciążenia wypadkowego w pewnych przypadkach może być w najniekorzystniejszym położeniu tj. prostopadle do linii śrubowej spoiny (zwiniętej blachy).

Osobnym problemem jest stosowanie rur bez szwu, co teoretycznie byłoby najkorzystniejszym rozwiązaniem, jednak należy zwrócić uwagę na to, iż koszt zakupu takich rur (zwłaszcza o dużych średnicach) jest zwykle większy niż rur ze szwem a ponadto rury bez szwu posiadają większe tolerancje wykonania w zakresie grubości ścianki, co niekorzystnie wpływa na możliwość wykonania rur o jednakowej wytrzymałości, a to z kolei utrudnia zaistnienie elastyczności wzdłużnej na dłuższym odcinku gazociągu.

**Teza 13 (zalecenie)**

Należy w trybie pilnym uzyskać dane lub przeprowadzić badania w zakresie wyszczególnionym w opracowaniu [3] pkt. III.1., celem



Spoina obwodowa przewodu rurowego z widocznymi strefami oddziaływania wysokiej temperatury [4]

uzyskania informacji umożliwiających racjonalne projektowanie i budowę gazowej sieci przesyłowej.

Uzasadnienie: Brak informacji dotyczących istotnych parametrów technologicznych rur a także wykonywanych spoin, może utrudniać stosowanie prawidłowych rozwiązań, a przez to decydować o bezpiecznej eksploatacji sieci gazowej.

#### Reasumując:

Główną konkluzją przedstawionych publikacji jest, to, że skoro wiemy, iż gazociągi podziemne w całym swoim cyklu użytkowania pracują w zmiennych warunkach posadowienia i obciążenia, to należy projektować i budować gazociągi dostosowane do takich rzeczywistych warunków eksploatacji. Dlatego też zamiast kruchych trzeba budować elastyczne przewody gazowe, które następnym pokoleniom zapewnią bezpieczną eksploatację gazowej sieci przesyłowej na znacznie wyższym niż dotychczas poziomie. Działania takie powinny być podjęte również z tego powodu, że są proste w realizacji i nie wymagają istotnych nakładów finansowych.

W procedurach dotyczących budowy i eksploatacji sieci przesyłowej unormowania dotyczące wytrzymałości obwodowej gazociągów, są na odpowiednim poziomie zwłaszcza, gdy weryfikacja występuje poprzez wykonywanie prób specjalnych. Również podobna sytuacja jest w zakresie unormowań dotyczących odporności sieci przesyłowej na korozję, a także badań stanu izolacji istniejących gazociągów. Tak więc, problemy dotyczące wytrzymałości i elastyczności wzdłużnej, jak również badań i pomiarów naprężeń wzdłużnych (p. opracowanie [3]), są jednymi z ostatnich istotnych kwestii, które powinny być rozwiązane i przyjęte do praktycznego stosowania.

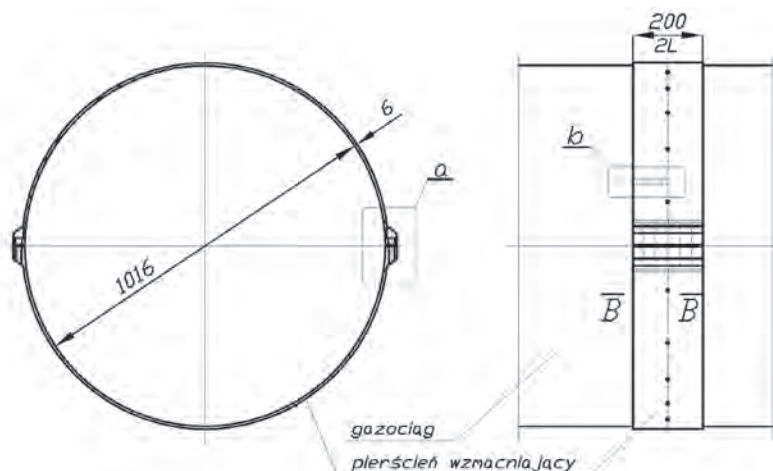
## II. Wzmocnienia spoin obwodowych. Wymagania i zasady projektowania.

### Przykłady konstrukcyjne

#### 1. Założenia ogólne

Jak już powiedziano głównym elementem, który pozwala na uzyskanie elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego jest wykonywanie spoin obwodowych, łączących poszczególne rury, bez osłabienia, co dla aktualnie stosowanych rur do budowy gazociągów często nie jest możliwe.

Dlatego też, aby uzyskać stan elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego należy zwiększyć wytrzymałość (osiową) gazociągu w miejscach wykonania spoin obwodowych poprzez zabudowę odpowiednich wzmocnień (pierścieni).



Rys. 1.A. Pierścieni wzmocniający – widok ogólny – podziałka 1x

W opracowaniu [2] pokazano dwa typy wzmocnień tj. pierścieni spawany i pierścieni montowany do rury za pomocą preparatów kompozytowych. Po wstępnej analizie stwierdzono, że konstrukcję z pierścieniem spawanym do rury należy odrzucić ze względu na to, iż nawet w przypadku stosowania niewielkich prądów spawania i pomimo umiejscowienia spoin na powierzchni zewnętrznej rury, mogą one powodować miejscowe osłabienie materiału (rury).

Dlatego też do dalszego rozważania przyjęto rozwiązanie, w którym pierścień wzmocniający łączony jest z rurą za pomocą preparatów kompozytowych.

Montaż wzmocnień powinien być realizowany po wykonaniu spoin obwodowych oraz przeprowadzeniu badań, przed izolacją antykorozyjną i położeniem gazociągu w wykopie.

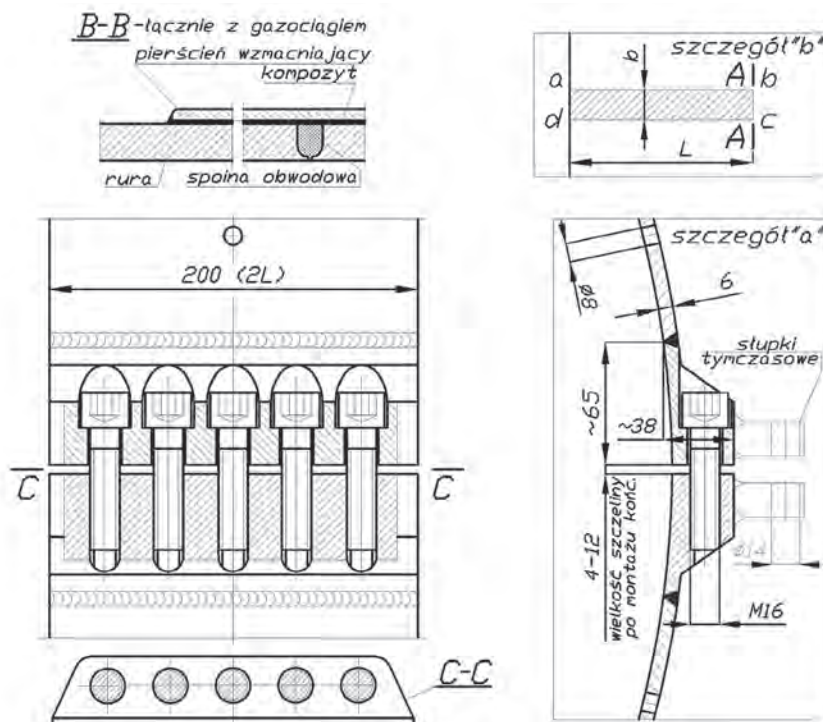
#### 2. Wymagania dla pierścieni wzmocniających

Na przedstawionych rysunkach 1.A i 1.B pokazano rozwiązania konstrukcyjne wzmocnienia, którego głównym elementem jest dwudzielny pierścień montowany na warstwie kompozytu naniesionej na powierzchnię rury.

Pierścienie wzmocniające powinny charakteryzować się odpowiednimi parametrami wytrzymałościowymi a ich konstrukcja powinna zagwarantować precyzyjny i łatwy montaż.

Ogólne wymagania dla pierścieni wzmocniających przedstawiono poniżej tj.:

1. Pierścień wzmocniający powinien być dwudzielny i składać się z dwóch połówek, na których powierzchnię wewnętrzną naniesiono odpowiednią warstwę kompozytu. Półpierścienie powinny być skręcane śrubami i montowane na gazociągu, w miejscu



Rys. 1.B. Pierścieni wzmocniający – szczegóły – podziałka 5x

- połączenia dwóch rur spoiną obwodową.
- Pierścień wzmacniający powinien posiadać odpowiednią wytrzymałość o wartości kompensującej osłabienie wytrzymałości wzdłużnej gazociągu związanej z rzeczywistym współczynnikiem spoiny obwodowej ( $Z < 1$ ).
- Mimo tego, że głównym zadaniem pierścienia wzmacniającego jest wzrost wytrzymałości wzdłużnej przewodu gazowego połączenie śrubowe łączące dwa półpierścienie powinno być tak projektowane, aby wzmacniać przewód gazowy, również w zakresie naprężeń obwodowych. Taka konstrukcja umożliwi odpowiednie napięcie pierścienia i ścisłe przyleganie kompozytu do powierzchni rury i pierścienia.
- Wytrzymałość na ścinanie warstwy kompozytu łączącego pierścień wzmacniający z rurą (a-b-c-d) powinna być w przybliżeniu równa wytrzymałości pierścienia (jego przekroju poprzecznego A-A) na rozrywanie (szczegół „b” rys. nr 1.B).
- Technologię nakładania kompozytu na pierścień lub rurę, ewentualnie na pierścień i rurę należy uzgodnić z dostawcą (kompozytu) i sprawdzić w praktyce.
- Trwałość kompozytu (zachowanie parametrów wytrzymałościowych) powinna odpowiadać przewidywanemu czasowi eksploatacji gazociągu.

### 3. Obliczenia wytrzymałościowe

Obliczenia wzmocnienia spoin obwodowych gazociągu przeprowadza się, przy założeniu, że wzmocnienie powinno w pełni kompensować osłabienie wytrzymałości wzdłużnej przewodu rurowego związane z wykonaniem spoiny obwodowej o przewidywanym współczynnikiem  $Z < 1$ , a nawet posiadać pewne nadwyżki wytrzymałości tak, aby była pewność, że w przypadku wystąpienia naprężeń doraźnych (niszczących) przerwanie ciągłości rury nastąpi w jej litej części. Obliczenia wytrzymałościowe przeprowadzono dla pierścienia wg rys. nr 1.A i 1.B.

Zgodnie z warunkami określonymi w pkt. II.2. pierścień wzmacniający powinien posiadać odpowiednią wytrzymałość (na rozciąganie w kierunku osiowym). Jednocześnie aby w pełni wykorzystać wytrzymałość pierścienia wzmacniającego, połączenie pierścienia z rurą za pomocą warstwy kompozytu powinno posiadać wytrzymałość (na ścinanie) o podobnej wielkości. Stan taki można uzyskać poprzez stosowanie kompozytu o odpowiedniej wytrzymałości i pierścieni wzmacniających o tak obliczonej szerokości, aby „ściana” warstwa kompozytu (na połączeniu pierścienia z rurą) posiadała odpowiednią wielkość powierzchni.

Stosowanie kompozytów o większej wytrzymałości na ścinanie umożliwia zabudowę pierścieni wzmacniających o mniejszej szerokości.

Grubość pierścienia wzmacniającego oblicza się w zależności od grubości ścianki rury, założonego współczynnika złącza spawanego spoiny obwodowej „Z”, parametrów wytrzymałościowych ( $R_e$ ) materiału pierścienia jak i materiału rury, jak również przyjętego współczynnika bezpieczeństwa, wg poniższych wzorów:

$$g_p = k * g_r \frac{R_{er}}{R_{ep}}$$

$$k = X * (1 - Z)$$

gdzie:

- $g_p$  – grubość pierścienia wzmacniającego (blachy)
- $g_r$  – grubość (nominalna) ścianki rury
- $R_{er}$  – granica plastyczności materiału rury
- $R_{ep}$  – granica plastyczności materiału pierścienia wzmacniającego
- $k$  – współczynnik wytrzymałościowy
- $X$  – współczynnik bezpieczeństwa
- $Z$  – współczynnik złącza spawanego spoiny obwodowej

Graniczną szerokość pierścienia wzmacniającego należy wyznaczyć przy założeniu, że wytrzymałość na rozrywanie w przekroju prostokątnym do jego osi (przekrój A-A szczegół „b” rys. nr 1.B) jest równa wytrzymałości na ścinanie warstwy kompozytu łączącego wewnętrzną powierzchnię pierścienia z zewnętrzną powierzchnią rury. Powierzchnia ścinana liczona jest po jednej stronie od jego osi tzn. ma szerokość połowy pierścienia wzmacniającego (pow. a-b-c-d -szczegół „b” rys. nr 1.B).

Stan równowagi wytrzymałościowej powierzchni rozrywanej (pierścienia) i ścinanej (kompozyt) obrazuje poniższe równanie

$$R_{ep} * g_p * b = R_{tk} * L * b$$

Z czego wynika, że wymagana szerokość (połowy) pierścienia powinna wynosić

$$L = \frac{R_{ep} * g_p}{R_{tk}}$$

gdzie:

- $g_p$  – grubość pierścienia wzmacniającego (blachy)
- $R_{tk}$  – wytrzymałość kompozytu (na ścinanie)
- $R_{ep}$  – granica plastyczności materiału pierścienia wzmacniającego
- $b$  – szerokość (jednostkowa) rozpatrywanego połączenia
- $L$  – szerokość połowy pierścienia wzmacniającego

Uwaga: przyjęty w obliczeniach współczynnik złącza spawanego „Z” powinien być dobrany wstępnie, przy uwzględnieniu materiału oraz grubości ścianki rur a także przyjętej technologii spawania (WPS), a następnie powinien być potwierdzony praktycznie, poprzez wykonanie i porównanie wyników prób wytrzymałościowych złącza spawanego (spoiny obwodowej) i materiału rodzimego rury, dla którego próbkę do badań uzyskano w niewielkiej odległości od złącza obwodowego, ale poza strefą wpływu ciepła a także oddziaływania wysokiej temperatury przy ewentualnym podgrzewaniu wstępnym lub wyjarzaniu odprężającym.

### 4. Przykład obliczeniowy

Na rys. nr 1.A i 1.B pokazano wzmocnienie spoin obwodowych gazociągu o średnicy DN 1000 (DZ=1016mm) i grubości ścianki  $g=20$  mm, wykonanego z materiału L485MB. Dla tego materiału opracowano technologię spawania i założono, że minimalny (rzeczywisty) współczynnik obwodowego złącza spawanego będzie nie mniejszy niż 0,9 ( $Z \geq 0,9$ )

Pierścień wzmacniający zaprojektowano z materiału S355 lub P355 tj. zwiniętej blachy o minimalnej granicy plastyczności  $R_e$  ok. 355 MPa.

Założono, że wzmocnienie powinno zwiększać wytrzymałość wzdłużną połączenia dwóch sąsiednich rur (spoiną obwodową) o co najmniej 20%, co dla przyjętego współczynnika  $Z$  daje dodatkowo pewien „zapas” wytrzymałości, określony przez współczynnik bezpieczeństwa  $X=2$ .

Grubość (blachy) pierścienia wzmacniającego obliczono ze wzorów

$$g_p = k * g_r \frac{R_{er}}{R_{ep}}$$

$$k = X * (1 - Z)$$

czyli

$$g_p = (X * (1 - Z)) * g_r \frac{R_{er}}{R_{ep}}$$

gdzie:

- $g_p$  – grubość pierścienia wzmacniającego (blachy)
- $g_r = 20$  mm – grubość rury (nominalna lub rzeczywista)
- $R_{er} = 485$  MPa – granica plastyczności materiału rury
- $R_{ep} = 355$  MPa – granica plastyczności materiału pierścienia wzmacniającego
- $X = 2$  – współczynnik bezpieczeństwa
- $Z = 0,9$  – współczynnik złącza spawanego spoiny obwodowej



tak więc:

$$g_p = (2 * (1 - 0,9)) * 20 \frac{485}{355} = 5,46 \text{ mm}$$

Przyjęto nominalną grubość blachy pierścienia  $g_p = 6 \text{ mm}$

Uwaga: przyjęty współczynnik bezpieczeństwa  $X=2$  wydaje się wartością bardzo dużą, jednak odnosi się on do nadmiaru związanego z osłabieniem wytrzymałości wzdłużnej i dla rozpatrywanego przypadku wytrzymałość wzdłużna (całego połączenia) będzie tylko o 10% większa niż wytrzymałość rury (w miejscach poza spoiną obwodową).

**Obliczenie szerokości (połowy) pierścienia wzmacniającego**

Obliczenia szerokości pierścienia wzmacniającego dokonano w zależności od wytrzymałości kompozytu (na ścinanie  $R_{tk}$ ) oraz grubości i wielkości granicy plastyczności  $R_e$  pierścienia.

$$L = \frac{R_{ep} * g_p}{R_{tk}}$$

czyli

$$L = \frac{355 * 6}{25} = 85,2 \text{ mm}$$

dla przyjętej wytrzymałości kompozytu (na ścinanie)  $R_{tk} = 25 \text{ MPa}$  całkowita (minimalna) szerokość pierścienia powinna wynosić  $2 * L = 170,4 \text{ mm}$ . Przyjęto szerokość pierścienia  $2L = 200 \text{ mm}$ .

Dla tak obliczonych i przyjętych parametrów pierścienia i kompozytu molekularnego, przy uwzględnieniu współczynnika bezpieczeństwa  $X=2$  wzmocnienie zwiększa wytrzymałość połączenia o przeszło 20%, czyli spoina obwodowa (wraz ze wzmocnieniem) nie będzie słabym miejscem nawet, gdy rzeczywisty współczynnik spoiny obwodowej jest na poziomie  $Z=0,8$  i w takim przypadku również zostanie zachowana elastyczność wzdłużna przewodu gazowego.

Uwaga: przyjęcie do analizy wytrzymałościowej parametru  $R_e$  jest wstępne, gdyż być może bardziej odpowiadające rzeczywistym warunkom byłoby przyjęcie parametru  $R_m$  (wytrzymałość max.). Sprawę tę będzie można rozstrzygnąć po uzyskaniu szczegółowych danych dotyczących charakterystyk wytrzymałościowych preparatów kompozytowych (molekularnych). Ponadto należy zwrócić uwagę, że obliczenia przeprowadzono dla minimalnych parametrów  $R_e$  i  $R_m$  (określonych w normie na rury) i należy traktować je jako wstępne. Obliczenia te powinny podlegać weryfikacji po

zakupie rur i otrzymaniu informacji dotyczących rzeczywistych parametrów  $R_e$  i  $R_m$ .

## 5. Wstępny dobór materiałów

Na pierścien dobrano wstępnie blachę z materiału S355 lub P355. Materiały te powinny być w stanie normalizowanym „N”, ponieważ do ukształtowanej na walcarkach blachy półpierścieni przyspawane są końcówki wykonane np. z materiału P355 (odkudka) i spoina pomiędzy nimi powinna być wykonana z współczynnikiem złącza spawanego  $Z=1$ .

Śruby imbusowe łączące dwie połowki pierścienia powinny posiadać sumaryczną wytrzymałość na rozciąganie zbliżoną do wytrzymałości przekroju osiowego pierścienia (wzdłuż rury) tak, aby nie być tzw. „słabym miejscem”, co jednak nie ma tak istotnego znaczenia, gdyż pierścien wzmacniający montujemy na spoinie obwodowej, aby przede wszystkim zwiększyć wytrzymałość wzdłużną przewodu gazowego. Wzrost wytrzymałości obwodowej (w tym miejscu) jest niejako „przy okazji” i praktycznie nie wpływa na polepszenie parametrów eksploatacyjnych gazociągu. Dla omawianego przykładu wzmocnienia spoiny obwodowej gazociągu DN 1000 do połączeń półpierścieni dobrano śruby imbusowe M16 kl. 10.9 (5 szt.). Z uwagi na dużą różnicę wytrzymałości śrub ( $R_e=900 \text{ MPa}$ ) czynna długość wkręcenia śruby do gwintowanej końcówki ( $R_e=355 \text{ MPa}$ ) nie powinna być mniejsza niż  $2D$ , gdzie wielkość  $D$  jest średnicą nominalną śruby.

Osobnym problemem jest dobór odpowiedniego preparatu kompozytowego. W grę wchodzi tu wiele czynników takich jak m. innymi wytrzymałość (na ścinanie), szybkość wiązania (czas aplikacji), a także koszt zakupu, gdyż są to drogie preparaty.

Właściwy dobór kompozytu powinien uwzględniać również odporność na starzenie, gdyż preparat powinien zachowywać swoje parametry przez cały okres eksploatacji gazociągu.

Ponieważ kluczowym parametrem kompozytu gwarantującym jego przydatność jest wytrzymałość na ścinanie, który to parametr ma stosunkowo małą wartość, należy (w porozumieniu z producentem) opracować technologię wykonywania takich połączeń, w której będą uwzględnione m. innymi sposoby przygotowania powierzchni (np. piaskowanie) a także ewentualnie stosowanie dodatkowych taśm wzmacniających np. z włókna szklanego lub siatki metalowej. Można także rozważać wygrzewanie połączenia w wyższych temperaturach, co zwiększa wytrzymałość kompozytu.

Elementy te na pewno wpływają korzystnie na jakość wzmocnienia, jednak należy pamiętać, że utrudniają wykonanie i zwiększają koszty realizacji. Szczegółowe opracowanie technologii i przyjęcie jej do stosowania powinno uwzględniać polepszenie parametrów wytrzymałościowych, przy minimalizacji kosztów realizacji.

Wstępnie dobrano do ewentualnego (alternatywnego) stosowania metaliczne preparaty kompozytowe:

- f-my BELZONA – Belzona 1111, dla którego  $R_{tk} = 88,9 \text{ MPa}$ ,  $R_{ck} = 25 \text{ MPa (N/mm}^2)$
- f-my CHESTER MOLECULAR – Chester Metal Super, dla którego  $R_{ck} = 146 \text{ MPa}$ ,  $R_{tk} = 24,8 \text{ MPa (N/mm}^2)$
- f-my HENKEL LOCTITE – Loctite EA 3472, dla którego  $R_{ck} = 70 \text{ MPa}$ ,  $R_{tk} = 25 \text{ MPa (N/mm}^2)$

gdzie:

- $R_{ck}$  – wytrzymałość kompozytu na ścinanie
- $R_{tk}$  – wytrzymałość kompozytu na rozrywanie
- $R_{tk}$  – wytrzymałość kompozytu na ścinanie



Rura do budowy gazociągu, ze szwem wzdłużnym i wewnętrzną powłoką epoksydową [4]

Dobór kompozytu wraz z konstrukcją wzmocnienia a także technologią wykonania i przygotowania powierzchni powinny być potwierdzone doświadczalnie poprzez wykonanie prób wytrzymałościowych na próbkach odpowiadających materiałowo i konstrukcyjnie projektowanemu wzmocnieniu. Zaprojektowane wzmocnienie należy uznać za poprawne, jeżeli w każdym przypadku zerwanie ciągłości próbki wytrzymałościowej nastąpi poza obszarem wzmocnienia, dopiero po wydłużeniu całkowitym niewzmocnionej części próbki.

## 6. Oprzyrządowanie

Aby prawidłowo i szybko wykonywać montaż pierścieni na orurowaniu należy wykonać odpowiednie oprzyrządowanie tak, aby całość operacji wykonać w odpowiednio krótkim czasie, który nie może przekroczyć długości czasu wykonania aplikacji (wiązania kompozytu) określonego przez producenta.

Konstrukcje takiego oprzyrządowania nie są tematem niniejszego opracowania. Na rysunkach pierścieni wzmocniających pokazano jedynie zamontowane słupki tymczasowe do ściągów wstępnych, które po montażu pierścienia powinny być usunięte (odcięte).

## 7. Harmonogram robót

Poniżej przedstawia się wstępny harmonogram czynności koniecznych do sprawnego przeprowadzania montażu. Harmonogram ten jak również sposób realizacji jego poszczególnych elementów należy weryfikować i udoskonalać po zdobyciu praktycznej wiedzy i doświadczenia w czasie realizacji takich robót.

Harmonogram działań:

1. Pomiar rzeczywistej średnicy rur w miejscu montażu wzmocnienia i dobór (wykonanie) odpowiednich półpierścieni.
2. Szlifowanie lica spoiny, tak, aby wysokość lica nie wznosiła się powyżej 0,5÷1 mm ponad powierzchnie łącznych rur.
3. Trasowanie lokalizacji pierścienia.
4. Zamontowanie oprzyrządowania (na rurze) do podwieszenia (stabilizacji) dwóch połówek pierścienia.
5. Dokonanie wstępnego montażu pierścienia dwudzielnego (na sucho – bez kompozytu), przy wykorzystaniu ściągów wstępnych oraz śrub imbusowych do montażu końcowego. Uwaga: nie należy dopuszczać do powstawania luzu pomiędzy pierścieniem a rurą (po całkowitym wkręceniu śrub imbusowych) W przypadku braku pełnego przylegania pierścienia do rury, za pomocą szcelinomierza ustalić miejsca, w których należy rozprowadzić grubszą warstwę kompozytu.
6. Ewentualne dopasowanie połówek pier-

ścienia do konkretnej lokalizacji.

7. Czyszczenie powierzchni styku pierścienia i rury (np. piaskowanie).
8. Dokładne wymieszanie przygotowanej ilości kompozytu (preparaty dwuskładnikowe) i naniesienie cienkiej warstwy (np. 1÷3 mm) na powierzchnię rury (lub pierścienia). Uwaga: technologię nanoszenia kompozytu na poszczególne elementy połączenia (na rurę lub jednocześnie na rurę i na pierścień) należy uzgodnić z dostawcą (kompozytu) i sprawdzić w praktyce.
9. Dokonanie montażu końcowego pierścienia, w pierwszej kolejności za pomocą ściągów wstępnych a następnie za pomocą śrub docelowych (imbusowych). Śruby należy skręcać obliczonym momentem dokręcania, za pomocą klucza dynamometrycznego. Prawidłowość wykonania montażu powinna być potwierdzona poprzez wypływki kompozytu na krawędziach pierścienia a także otworach kontrolnych (w środkowej części pierścienia).
10. Po dokonaniu montażu należy usunąć nadmiar wypływki (kompozytu) przy zachowaniu kąta lica wypływki z powierzchnią rury ok. 30° (p. rysunek nr 1B przekrój B-B).
11. Odcięcie słupków do montażu wstępnego oraz demontaż oprzyrządowania centrującego.
12. Przeprowadzenie (ewentualne) wygrzewania wykonanego połączenia wg technologii uzgodnionej z producentem kompozytu.
13. Zaizolowanie połączenia (np. rękawami termokurczliwymi).

## 8. Koszty realizacji

Aby budować elastyczne sieci przesyłowe konieczne jest spełnienie dwóch głównych wa-

runków tj.:

- należy stosować do budowy sieci przesyłowej rury, które ustawione są w ciąg tak, aby różnice wytrzymałości wzdłużnej sąsiednich rur były jak najmniejsze (kalibracja wg opracowania [2]).
- wykonywać połączenia obwodowe ze współczynnikiem złącza  $Z \geq 1$ .

Wziąwszy powyższe pod uwagę, dokonano wstępnej analizy kosztów, jakie należy ponieść, aby wykonać przewód gazowy z zachowaniem elastyczności wzdłużnej.

Analizę wykonano dla gazociągu DN 1000 (DZ=1016) budowanego z rur ze szwem wzdłużnym o grubości ścianki  $g=20\text{mm}$ , z materiału o granicy plastyczności  $Re=485\text{MPa}$  (p. rys nr 1.A i 1.B).

Założono, że koszt jednostkowy wykonania dwóch półpierścieni wynosi 30 zł/kg konstrukcji (produkcja seryjna, co najmniej kilkaset szt.), grubość warstwy kompozytu 1÷3 mm tj. średnia warstwa 2mm. Ponadto zakup preparatu przeprowadzony jest dla większej ilości (możliwe znaczne upusty), a pracochłonność montażu pierścienia wynosi 8 roboczogodzin, przy koszcie jednej roboczogodziny, w wysokości 50 zł. Przyjęto:

- koszty wykonania dwóch półpierścieni o masie ok. 40 kg – 1200 zł
- koszty zakupu preparatu molekularnego o masie ok. 3÷4 kg – 1200 zł
- koszty robocizny (w terenie) – 8 roboczogodzin – 400 zł

Razem koszt wykonania wzmocnienia wynosi 2800 zł, co wydaje się wielkością przyjętą z dużym zapasem.

Przyjęto, że do budowy gazociągu będą wykorzystywane rury o długości 14m, a koszt



Budowa gazociągu w terenie leśnym [4]

wykonania 1 mb gazociągu DN 1000 wynosi 4000 zł. Dla takich warunków koszt wzmocnienia w przeliczeniu na 1 mb gazociągu (przy powyższych założeniach) wynosi 200 zł.

W związku z tym koszt 1 mb gazociągu wraz z pierścieniami wzmocniającymi wynosi 4200 zł, co jest wzrostem kosztów wykonania o ok. 5%.

Do tego kosztu trzeba dodać zwiększone koszty zakupu rur związane z ich kalibracją. Koszt ten na tym etapie jest niemożliwy do oszacowania, jednak nie wydaje się, aby była to istotna wielkość. Dla rur ze szwem kalibracja, czyli dobór rur z uwzględnieniem ich wytrzymałości wzdłużnej powinien być prosty w realizacji, gdyż parametry geometryczne (grubość ścianki) i wytrzymałościowe rur ( $R_e$  i  $R_m$ ) są zbieżne z parametrami półproduktu (blachy), z której zwijana jest rura i badaniom można poddać blachę, a nie rurę. W związku z tym nie wchodzi

w grę żadne dodatkowe badania, ewentualnie tylko ich zwiększenie (zagęszczenie pomiarów).

Tak więc przyjmując (z dużym zapasem), że koszty związane z kalibracją rur będą wynosiły ok. 2% całkowitych kosztów budowy gazociągu, to wzrost kosztów budowy z zachowaniem elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego będzie zwiększony o ok. 7% wartości początkowej.

Przy założeniu, że elastyczność wzdłużną należy uzyskać na połowie długości trasy gazociągu dodatkowe koszty budowy (dla całego gazociągu) będą również mniejsze o połowę.

#### Bibliografia:

1. Maciej Hirsz – *Awarie gazociągów przesyłowych. Obciążenia gazociągów, stan naprężenia w przewodzie gazowym w warunkach rzeczywistej eksploatacji. Wiadomości Naftowe i Gazownicze nr 5, maj 2015 r.*

2. Maciej Hirsz – *Awarie gazociągów przesyłowych w aspekcie elastyczności (kruchości) wzdłużnej przewodów gazowych.. Wiadomości Naftowe i Gazownicze nr 8, sierpień 2015 r.*
3. Maciej Hirsz – *Awarie gazociągów przesyłowych. Badania gazociągów. Działania mające na celu zwiększenie bezpieczeństwa eksploatacji sieci przesyłowej. Wiadomości Naftowe i Gazownicze nr 9, wrzesień 2015 r.*
4. *Pliki cyfrowe (zdjęcia) uzyskane poprzez przeglądarki internetowe (Google. Opera, Firefox).*

Maciej Hirsz

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 2.02.2016 r.

Artykuł przyjęto do druku: 14.02.2016 r.

## KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA



ŚRODKI SMAROWE  
2 0 1 6

### NOWOCZESNE ŚRODKI SMAROWE DO SPECJALISTYCZNYCH ZASTOSOWAŃ W URZĄDZENIACH PRZEMYSŁOWYCH, TRANSPORCIE I KOMUNIKACJI

Hotel Krynica\*\*\*\*, Krynica-Zdrój  
11-13 maja 2016 r.

#### ADRESACI KONFERENCJI

- producenci środków smarowych, olejów bazowych, dodatków do olejów, smarów i cieczy technologicznych
- dystrybutorzy komponentów do środków smarowych
- pracownicy działów B+R
- kadra zarządzająca gospodarką smarową
- przedstawiciele uczelni i instytutów badawczych
- producenci i dostawcy sprzętu laboratoryjnego
- użytkownicy środków smarowych

#### Kontakt

INSTYTUT NAFTY I GAZU – Państwowy Instytut Badawczy

Joanna Oleksik  
Tel. 12 61 77 495  
Fax: 12 61 77 518

www.srodkismarowe2016.inig.pl  
e-mail: srodkismarowe2016@inig.pl



#### Organizatorzy



**CEC POLSKA**  
Stowarzyszenie Współpracy Przemysłu Naftowego i Samochodowego

#### Partner Technologiczny Konferencji:



#### Patroni medialni



Kilka lat temu nawiązaliśmy kontakt na płaszczyźnie publikacji z kanadyjskimi inżynierami, którzy mieli okazję współpracować z naszym Oddziałem podczas realizacji projektów inwestycyjnych związanych z zagospodarowaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na zachodzie Polski. W wyniku naszych kontaktów na łamach czasopism wydawanych przez Oddział w Zielonej Górze - „Szejk” oraz „Biuletyn Techniczny” ukazało się kilka artykułów poruszających tematykę m.in. procesów osuszania i odsiarczania gazu ziemnego. W „Biuletynie Technicznym” nr 2/2015 J. Carroll i E. Grynia przekazują wiedzę związaną z doбором złoża do zatłaczania zbędnych gazów, a my dzielimy się tym artykułem z czytelnikami „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych”.

Dorota Mundry, Dział Komunikacji i PR, PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



## Kryteria doboru złoża do zatłaczania gazu kwaśnego lub sekwestracji ditlenku węgla



John J. Carroll



Eugeniusz Grynia

Gaz kwaśny jest produktem ubocznym uzdatniania zasiarzonego gazu ziemnego do gazu handlowego i jest zasadniczo mieszaniną siarkowodoru i ditlenku węgla. Ditlenek węgla, pochodzący głównie ze spalania paliw kopalnych, jest odpowiedzialny za globalną zmianę klimatu. Jedną z metod usuwania zarówno gazu kwaśnego jak i antropogenicznego ditlenku węgla jest ich sprężanie i zatłaczanie do podziemnej formacji geologicznej. Technologia ta w przypadku ditlenku węgla nazywa się wychwytywaniem i sekwestracją CO<sub>2</sub> (CCS, ang. *Carbon Capture and Storage*).

Ponieważ zatłaczanie ma na celu pozbycie się gazu, ważne jest, aby pozostał on w formacji, do której został zatłoczony. Dlatego złożo wybrane do tego celu powinno zapewniać zatrzymanie gazu. W niniejszym artykule przedstawiono wytyczne doboru złoża do zatłaczania niepożądanego gazu. Owe wytyczne obejmują magazynowanie, oddziaływanie ze złożem i uwarunkowania przepływu.

### Od początku

Zatłaczanie gazu kwaśnego (AGI, ang. *Acid Gas Injection*) zaczyna się już od wydobycia surowego gazu ziemnego zawierającego siarkowodor lub ditlenek węgla lub obydwa gazy. Składniki te należy usunąć z gazu ziemnego, aby uzyskać gaz o wymaganej specyfikacji. Usunięte składniki, będące produktem ubocznym procesu uzdatniania, nazywa się gazem kwaśnym. Taki gaz kwaśny spręży

się, przesyła rurociągiem do odwiertu i zatłacza do podziemnej formacji geologicznej, zwykle w celu pozbycia się go, ale czasami w celu utrzymania ciśnienia lub intensyfikacji wydobycia ropy naftowej (EOR, ang. *Enhanced Oil Recovery*).

Wychwytywanie i sekwestracja CO<sub>2</sub> (CCS) jest bliźniaczą siostrą zatłaczania gazu kwaśnego do złoża (AGI). Typowy projekt CCS obejmuje usuwanie (wychwytywanie) ditlenku węgla ze spalin, sprężanie i przesył do odwiertu zatłaczającego. Należy zwrócić uwagę, że wiele elementów składających się na CCS jest takich samych jak w przypadku AGI.

AGI jest technologią dosyć dojrzałą. Jej pierwsze zastosowanie miało miejsce w 1989 r. Obecnie na świecie działa ponad 150 instalacji AGI. Natomiast CCS jest technologią rozwijającą się. Działa tylko kilka instalacji, z których większość to instalacje doświadczalne.

Pierwszym etapem projektu AGI lub CCS jest znalezienie odpowiedniego złoża – takiego, które będzie mogło zatrzymać w sobie zatłoczony płyn. Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie kryteriów doboru odpowiedniego złoża.

### Magazynowanie

Zasadniczo magazynowanie oznacza, że zatłoczony płyn pozostanie w złożu, do którego go skierowano. Można wyróżnić cztery ważne aspekty magazynowania: 1. objętość złoża, 2. skała stropowa, 3. inne odwierty penetrujące strefę zatłaczania i 4. cement do rur okładzino-

wych. Każdy z tych elementów został omówiony poniżej.

### Objętość złoża

Złożo do zatłaczania jest porowatą skałą, piaskowcem lub skałą węglanową (wapień, dolomit itd). Gutierrez i Hunter (2015) opisują podstawowy model radialny, który można wykorzystać do obliczenia pojemności złoża do zatłaczania. Mimo swej prostoty umożliwia on dobre oszacowanie pojemności.

Zgodnie ze schematem przedstawionym na rys. 1 objętość skały złożowej wynosi:

$$V_{\text{rock}} = \pi r^2 h \quad (1)$$

gdzie:

$V_{\text{rock}}$  – objętość skały złożowej  
 $r$  – promień złoża  
 $h$  – średnia miąższość złoża

Jednak zatłaczany płyn może zajmować jedynie objętość porów. Średnią porowatość złoża uzyskuje się na podstawie pomiarów laboratoryjnych, wykresów rejestratorów i innych metod, a często na podstawie kombinacji powyższych metod. Efektywną porowatość skały uzyskuje się po wprowadzeniu poprawki na nasycenie wodą:

$$\Phi_{\text{eff}} = \Phi_{\text{meas}} (1 - S_w) \quad (2)$$

gdzie:

$\Phi_{\text{eff}}$  – porowatość efektywna  
 $\Phi_{\text{meas}}$  – porowatość zmierzona  
 $S_w$  – nasycenie wodą

Tak więc objętość złoża, którą można wykorzystać do zatłaczania płynów przedstawia wzór:

$$V_{\text{eff}} = (\pi r^2 h) \Phi_{\text{eff}} \quad (3)$$

Trzeba pamiętać, że jest to objętość rzeczywista, podczas gdy objętość gazu zatłaczanego podaje się dla warunków standardowych czy normalnych. Znając temperaturę i ciśnienie panujące w złożu można przeliczyć objętość w warunkach rzeczywistych na objętość w wa-

runkach normalnych i w ten sposób oszacować pojemność złoża.

### Skala stropowa

Najlepiej byłoby, gdyby skala stropowa stanowiła nieprzepuszczalną barierę. W rzeczywistości jest ona nadzwyczaj mało przepuszczalna ( $10^{-9}$  Darcy) i nakłada się na strefę zatłaczania. Skala stropowa zapobiega przemieszczaniu się zatłoczonych płynów do płytszych formacji albo co byłoby jeszcze gorsze – na powierzchnię. Skala stropowa jest zazwyczaj skalą łupkową, ale może to być inna nieprzepuszczalna formacja. Jeśli w formacji, czy to zawierającej węglowodory, czy wodonośnej, nie zmienia się ciśnienie, to jest to dowód na to, że skala stropowa jest nieprzepuszczalna.

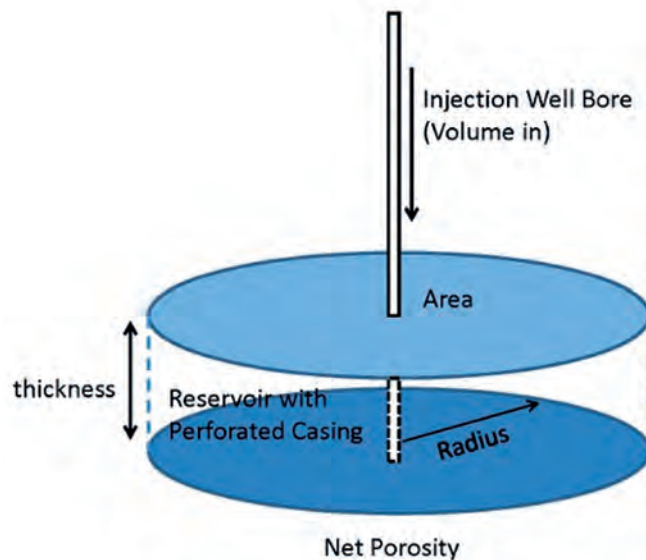
### Inne odwierty

Innym możliwym problemem związanym z utrzymaniem gazu w formacji geologicznej są odwierty penetrujące strefę zatłaczania gazu. Aby dane złoże nadawało się do zatłaczania gazu, należy sprawdzić, czy żaden z odwiertów penetrujących strefę (w tym odwierty zlikwidowane) nie będzie powodował przeciekania zatłoczonego płynu do innych formacji lub na powierzchnię. Dotyczy to również cementowania wszystkich tych odwiertów, co jest tematem następnego punktu. Dla istniejących odwiertów pomiary stanu zamocowania rur okładzinowych (CBL, ang. *Cement Bond Logs*) są wykorzystywane do oceny integralności mechanicznej i jakości cementowego spoiwa. Pomiary CBL należy uzyskać dla wszystkich odwiertów. Jeśli ich brak lub są wątpliwej jakości, pomiary sondą CBL należy wykonać ponownie. W przypadku odwiertów zlikwidowanych należy potwierdzić zarówno integralność cementu użytego do ich likwidacji, jak i samego odwiertu.

### Cement

Niezależnie od tego, czy odwiert zatłaczający jest nowy czy stary, należy upewnić się, czy cement użyty w odwiercie nie jest podatny na uszkodzenie przez ditlenek węgla. (Jacquemet et al., 2011). W przypadku nowych odwiertów wystarczy dobrać odpowiedni cement, ale – jak wspomniano wcześniej – w przypadku istniejących odwiertów może to nie być takie proste. Reaktywność chemiczna cementu wobec płynów – zatłaczanego gazu kwaśnego i solanki złożowej – występująca w okresie geologicznego składowania tych płynów – może spowodować zmiany parametrów cementu. Reakcje chemiczne mogą zmienić właściwości cementu, takie jak po-

Rys. 1. Podstawowy model radialny złoża [w oparciu o publikację Gutierrez i Huntera (2015)]



rowatość, przepuszczalność i wytrzymałość mechaniczną. Tak więc właściwości cementu mające wpływ na zatrzymywanie płynów w złożu mogą ulec degradacji, tworząc ścieżki, którymi owe płyny mogą przedostać się na powierzchnię.

### Wzajemne oddziaływanie (interakcja)

Poza możliwymi reakcjami cementu znajdującego się w odwiercie, istnieje prawdopodobieństwo, że zatłoczony płyn będzie oddziaływał na płyn, który już pierwotnie był w złożu lub na samą skalę złożową. Jest mało prawdopodobne, aby gaz kwaśny reagował z węglowodarami w złożu, ale w wodzie mogą być obecne składniki powodujące problemy. Na przykład, jeśli w wodzie jest duża zawartość żelaza, może to powodować wytrącanie się siarczków żelaza i zatykanie otworów w orurowaniu odwiertu. Należy przeprowadzić badania laboratoryjne mające na celu oszacowanie skali tych oddziaływań.

Nie wszystkie jednak oddziaływania są szkodliwe. Mineralizacja jest pożytecznym mechanizmem magazynowania ditlenku węgla, pod warunkiem, że nie utrudnia dalszego zatłaczania. Poza tym, ponieważ  $H_2S$  i  $CO_2$  tworzą słabe kwasy, gdy rozpuszczają się w wodzie, mogą one w rzeczywistości poprawić możliwości zatłaczania płynów przez rozpuszczenie części skał, szczególnie w pobliżu odwiertu.

### Kilka uwag na temat przepływu

Przepływ płynu zatłaczanego do złoża podlega prawu Darcy'ego (Craft i Hawkins, 1991). Dla przepływu promieniowego (radialnego) w układzie współrzędnych walcowych (to zna-

czy oddającą geometrię odwiertu zatłaczającego), prawo Darcy'ego przedstawia wzór:

$$Q = C_r \frac{k h}{B_G \mu} \left( \frac{\Delta P}{\ln[r_e / r_w]} \right) \quad (4)$$

gdzie:

- Q – natężenie przepływu zatłaczanego płynu
- $C_r$  – przelicznik, którego wartość liczbową zależy od wyboru jednostek miar pozostałych wielkości ujętych w równaniu
- k – przepuszczalność skały
- h – miąższość złoża
- $B_G$  – współczynnik objętości formacji
- $\mu$  – lepkość płynu
- $\Delta P$  – spadek ciśnienia
- $r_e$  – promień granicy formacji wyznaczonej przez odległości między odwiertami
- $r_w$  – promień odwiertu

Równanie powyższe zakłada, że właściwości fizyczne płynów są stałe.

Ponieważ gaz kwaśny jest w stanie gazowym pod niskim ciśnieniem, zwykle wyraża się natężenie jego przepływu w jednostkach objętości (na jednostkę czasu):  $Nm^3/d$  lub MSCFD (tysiącach standardowych stóp sześciennych na dzień). Zanim jednak zatłaczany płyn dotrze do złoża, zwiększa on swoją gęstość do względnie wysokiej wartości, zwykle między 600 i 800  $kg/m^3$ . Lepkość tego płynu jest względnie niska, około 0,01 do 0,2 cP.

Przyjmując, że wartość Q wyrażona jest w MSCFD, k w mD (miliDarcy), h w stopach (ft),  $B_G$  w bbl[act]/SCF,  $\mu$  w cP, a  $\Delta P$  w psi, wówczas wartość  $C_r$  wyniesie  $7,082 \times 10^{-6}$ .



Głowica odwiertu do zatłaczania gazu kwaśnego, Rycroft w północnej Albercie. Fot. John Carroll

Równanie (4) można przekształcić tak, aby można było obliczyć spadek ciśnienia:

$$\Delta P = Q \frac{B_G \mu}{C_f k h} \ln[r_e / r_w] \quad (5)$$

Zatłaczanie płynów do ciśnienia większego niż ciśnienie szczelinowania jest zapewne nieuzasadnione, a w niektórych przypadkach zabronione prawem.

Jeśli spadek ciśnienia wywołany przepływem przez media porowate jest czynnikiem limitującym zatłaczanie, wówczas potrzebny być może więcej niż jeden odwiert zatłaczający. Z równania (5) wynika, że zmniejszenie przepływu o połowę (dwa odwierty) powoduje zmniejszenie spadku ciśnienia na złożu o połowę. Należy zwrócić uwagę, że nie oznacza to spadku ciśnienia o połowę w głowicy odwiertu, ponieważ wzór odnosi się do przepływu przez złożo.

#### Ponowne zatłaczanie do złoża

Złożem, które wydaje się być oczywistym zbiornikiem dla zatłaczanego gazu kwaśnego, jest złożo produkcyjne. Dlaczego nie zwracać gazu kwaśnego do strefy, z której został on

wydobyty? Jest kilka zalet takiego podejścia, ale są również wady. Po pierwsze, jasne jest, że złożo ma wystarczającą objętość do przyjęcia zatłaczanego płynu, ponieważ ten płyn stanowi jedynie ułamek wydobytego gazu ziemnego. Po drugie, nie powinno być obaw co do szczelności skały stropowej, ponieważ utrzymywała ona gaz w złożu przez okres geologiczny. Z drugiej strony zatłaczanie gazu kwaśnego z powrotem do złoża produkcyjnego spowoduje zwiększenie zasiarczenia płynu złożowego. Oznacza to, że stężenie  $H_2S$  i  $CO_2$  w wydobywanym gazie ziemnym będzie się zwiększać.

#### Podsumowując

CCS i AGI są technologiami wykorzystywanymi do pozbywania się strumieni niepożądanych płynów. Dobór złoża do magazynowania ditlenku węgla lub gazu kwaśnego jest pierwszym etapem opracowania pomyslnie zrealizowanego projektu. Omówiono szczegółowo kryteria doboru złoża do zatłaczania kwaśnych gazów. Trzy główne czynniki, które należy brać pod uwagę, to magazynowanie, wzajemne oddziaływanie złoża i zatłaczanego materiału oraz przepływ płynu. Po dokonaniu wyboru złoża pozostaje zaprojektowanie procesu, jego ocena i na koniec instalacja urządzeń.

#### Literatura

1. Craft, B.C. i Hawkins, M.F., *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, (1991)
2. Jacquemet, N., Pironon, J., Lagneau, V., i Saint-Marc, J., "Well Cement Aging in Various  $H_2S$ - $CO_2$  Fluids at High Pressure and High Temperature: Experiments and Modelling", w *Carbon Dioxide Sequestration and Related Technologies*, Wu, Carroll, i Du (ed.), strony 423-435, Scrivener Publishing, Salem, MA, (2011)
3. Gutierrez, A.A. i Hunter, J.C., *Review and Testing of Radial Simulations of Plume Expansion and Confirmation of Acid Gas Containment Associated with Acid Gas Injection in an Underpressured Clastic Carbonate Reservoir*, w *Acid Gas Extraction for Disposal and Related Topics*, Wu, Carroll, i Zhu (ed.), Scrivener Publishing, Salem, MA, (2015)

John J. Carroll  
Eugeniusz Grynia  
Gas Liquids Engineering,  
Calgary, Alberta, Kanada

Przedruk z: „Biuletyn Techniczny”  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze,  
nr 2/2015 (grudzień 2015), str. 14-15

# Pomagamy



*„Warto jest pomagać” - to zdanie jest mottem jednego z zielonogórskich stowarzyszeń, które wspieramy. Według jego założycieli „dobro zawsze powraca”. Jesteśmy o tym przekonani, więc staramy się w naszym Oddziale promować angażowanie się w różnego typu inicjatywy związane z pomocą innym.*

Wśród naszych pracowników jest wielu „naturalnych liderów” takiego działania, którym bliskie są aktywność, kontakt, wolontariat, poświęcanie czasu innym. Te osoby są często pomysłodawcami i koordynatorami wydarzeń, które przekładają się na realną pomoc.

Akcje prowadzone przez nas w 2015 roku dotyczyły przede wszystkim wsparcia osób w trudnej sytuacji życiowej związanej najczęściej z chorobami lub kłopotami ekonomicznymi i rodzinnymi. Prowadziliśmy zbiórki środków higieny osobistej, przyborów szkolnych, słodczy, gier i książek, nakrętek na rzecz lokalnej społeczności, włączyliśmy się m.in. w ogólnopolskie akcje „Szlachetna Paczka”, „Torby Caritas” i „Ciuch w Ruch”.

Nasi pracownicy w bezpośrednim kontakcie z dziećmi z domu dziecka, szkół specjalnych, organizowali im zajęcia sportowe, zbierali sprzęt



W ramach akcji „WIELKANOC na sportowo” wychowankowie Domu Dziecka nr 1 w Świebodzinie otrzymali od pracowników Oddziału odzież i sprzęt sportowy. Fot. archiwum Oddziału



„Rozkręcamy nakrętki dla Julii” to akcja, która trwała przez cały rok, zbieramy plastikowe nakrętki, które przekazujemy rodzicom chorej na zespół Retta Julii Borsuk. Dzięki nim rodzicom dziewczynki udało się do tej pory dofinansować rehabilitację oraz zakup wózka. Fot. Michał Burkowski

sportowy, wspierali przy pracach remontowych, organizacji kiermaszy świątecznych. Angażowaliśmy się również w idee honorowego krwiodawstwa, a członkowie naszego klubu HDK PCK „Nafta” wraz z tymi, którzy poza klubem włączyli się w organizowane przez nas zbiórki krwi,

oddali część siebie i przekazali w minionym roku ponad 51 litrów krwi innym.

Wsparcie drugiego człowieka to często tylko poświęcony mu czas, a poczucie satysfakcji związane z takim działaniem potrafi być bezcenne.

Dorota Mundry  
Dział Komunikacji i PR  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



W Zespole Szkół Specjalnych nr 1 w Zielonej Górze w czerwcu odbyła się akcja wolontariatu pracowniczego „Szkolna Ławeczka”. Angażując się w nią pomogliśmy odrestaurować meble, które zostały wykorzystane w salkach dydaktycznych szkoły. Fot. Jolanta Pietras



Podczas „Dnia Sportu” zorganizowanego przez wolontariuszy w maju, wychowankowie Domu Dziecka nr 1 w Świebodzinie wzięli udział w zawodach sportowych. Fot. archiwum Oddziału



Jerzy  
Zagórski

## Rada Nadzorcza powołała nowy Zarząd PGNiG SA

Rada Nadzorcza PGNiG SA podczas posiedzenia 10 lutego 2016 roku zakończyła postępowanie kwalifikacyjne kandydatów do Zarządu Spółki.



Decyzją Rady Nadzorczej 11 lutego 2016 roku na wspólną kadencję, która upływa 30 grudnia 2016 roku, powołano:

- Piotra Woźniaka – prezesa Zarządu PGNiG,
- Macieja Woźniaka – wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych,
- Bogusława Marca – wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych,
- Janusza Kowalskiego – wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych,
- Łukasza Kroplewskiego – wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju.

Ponadto Waldemar Wójcik, wybrany 3 kwietnia 2014 roku przez pracowników spółki, nadal pełni funkcję wiceprezesa Zarządu, a zatem Zarząd PGNiG liczy obecnie 6 osób.

Zarząd i Rada Nadzorcza przyjęli także rezygnację Piotra Woźniaka z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG z dniem 10 lutego 2016 roku. Jednocześnie Maciej Woźniak, Bogusław Marzec i Janusz Kowalski wypowiedzieli prokury z dniem 10 lutego 2016 roku.

## PGNiG potwierdziło odkrycie złoża gazowego w Zachodniopomorskiem

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA potwierdziło odwiertem Dargosław-1 odkrycie złoża gazu ziemnego w miejscowości

Siemidarzno w powiecie gryfickim w woj. zachodniopomorskim

Odkryte zasoby złoża zaazotowanego gazu ziemnego szacuje się na 0,5 do 1 mld m<sup>3</sup>, a prawdopodobny roczny przypływ to ok. 25 mln m<sup>3</sup>. Dokładniejsze dane na temat zasobów oraz wydajności z otworu Dargosław-1 będą znane po zakończeniu wszystkich badań i analiz. Informacje uzyskane przy okazji wiercenia otworu pozwalają mieć nadzieję na występowanie także złoża ropy naftowej w tym rejonie.

Odwiert Dargosław-1, wykonywany w ramach koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Trzebiatów, zlokalizowany jest w miejscowości Siemidarzno, gmina Trzebiatów, w powiecie gryfickim. Odwiert osiągnął głębokość 2878 metrów. Prace wiertnicze prowadziła firma Exalo Drilling S.A.

Okryte odwiertem Dargosław-1 nowe złożo gazu ziemnego pozwoli na utrzymanie stabilnych dostaw gazu dla rejonu Koszalina i Kołobrzegu. Rejon ten zasilany jest w gaz ziemny właśnie z okolicznych złoża. Odkrycie złoża pozwala z optymizmem myśleć o zwiększeniu wydobycia na obszarze Pomorza Środkowego. W tym celu spółka planuje wykonanie nowych badań sejsmicznych 3D.

Prace poszukiwawcze w tej części Polski prowadzone są od lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku. W latach siedemdziesiątych, w sąsiedztwie omawianego otworu, odkryto złożo gazu ziemnego: Gorzysław N, Gorzysław S oraz Trzebusz, a także złożo ropy naftowej (Gorzysław, Petrykozy). Złoża te występują w bardzo skomplikowanej strefie geologicznej w skałach karbonu i permu. Na dalsze poszukiwania węglowodorów w tej strefie pozwoliły dopiero niedawno wykonane najnowszymi metodami badania sejsmiczne 3D, które dały możliwość na zaprojektowanie nowego otworu Dargosław-1.

Departament Komunikacji  
PGNiG SA

## Rekord wydobycia ropy w Rosji

Kolejne informacje z ub. roku o bardzo wysokiej produkcji ropy w Rosji znalazły potwierdzenie w komunikacie podsumowującym rok 2015. Ostateczny wynik to 534,08 mln t ropy naftowej i kondensatu – o 1,4% więcej niż w 2014 r. Jednak ze względu na trudną sytuację finansową firm naftowych plany zagospodarowania

nowych złoża są odkładane na dalsze lata, dlatego też Aleksiej Teksler, pierwszy zastępca ministra energetyki ostrzega, że w 2017 r. wydobycie może się zmniejszyć o 10 mln t. Wydobycie gazu ziemnego było niższe o 1% i wyniosło 635,35 mld m<sup>3</sup>.

## Nie będzie wspólnych zakupów gazu w Unii

Polska inicjatywa wspólnych zakupów gazu od początku nie spotkała się z szerokim poparciem, aczkolwiek w strategii energetycznej Unii w zakresie bezpieczeństwa dostaw na pierwszym miejscu znajduje się dywersyfikacja źródeł energii. Nasza propozycja wiązała się m. in. z potrzebą wzmocnienia pozycji Unii w imporcie gazu ziemnego. Jednak informacje o przygotowaniu do spotkania w Brukseli 10 lutego br., na którym ma być rozpatrywany projekt dokumentu o regulacjach dotyczących bezpieczeństwa gazowego wskazują, że Komisja Europejska nie poparła tego rozwiązania. Mówił o tym Stefan Moser, szef działu bezpieczeństwa dostaw energii w Dyrektoracie Generalnym ds. Energii. Nie będzie propozycji centralnej agencji zakupów gazu, ani scentralizowanego systemu. O wolumenach gazu, warunkach i kierunkach zakupów ma decydować rynek, a rolą komisji jest pilnowanie, aby zachowane były zasady konkurencyjności obowiązujące w Unii. Pozytywnym elementem są przewidziane we wspomnianym wyżej dokumencie zmiany w planowaniu reakcji na zagrożenia kryzysowe w dostawach – planowanie będzie przeniesione z poziomu krajowego na poziom regionalny.

## Skarga Ukrainy do Komisji Europejskiej

W 2006 r. z inicjatywy Unii Europejskiej powołano Wspólnotę Energetyczną – organizację mającą wspierać rozszerzenie unijnego rynku energii na Europę południowo-wschodnią. Do Wspólnoty należą: Ukraina, Mołdawia, Serbia, Bośnia i Hercegowina, Czarnogóra, Albania, Macedonia i Kosowo. Teraz ukraińska spółka *Naftohaz* skierowała do Komisji Europejskiej za pośrednictwem sekretariatu Wspólnoty skargę



w sprawie rosyjskich planów budowy gazociągu Nord Stream 2 jako naruszających zasady i przepisy obowiązujące w Unii. Powołano się także na wypowiedź wiceprzewodniczącego Komisji ds. unii energetycznej Maroša Šefčoviča, który uważa projekt za niekorzystny dla interesów Unii Europejskiej.



## Mniej odkryć na Morzu Północnym

Spadek wydobycia ropy i gazu w Europie zachodniej obserwowany od kilku lat pogłębia się, co więcej w najważniejszym rejonie dostarczającym większość ropy i gazu nowo odkryte akumulacje węglowodorów są nieliczne. Wiercenia wykonane w drugim półroczu ub. roku nie zwiększyły w sposób istotny stanu zasobów. Akumulację lekkiej ropy o zasobach 860 tys. – 2,5 mln t ropy w utworach górnej i środkowej jury odkryto otworem w obrębie bloku 248 w pobliżu złoża Vega Sør odwierconym przez *Wintershall*. Na skłonie złoża Visund wykonano wiercenie 34/8-16S o głębokości 3830 m, w którym w utworach środkowego triasu stwierdzono obecność interwału o dość dobrych własnościach zbiornikowych o miąższości 40 m z ropą, gazem i kondensatem. Wstępnie oszacowane zasoby wynoszą od 340 tys. t do 940 tys. t ropy. Operator, którym jest *Statoil*, określił akumulację jako niewielką i zdecydował o likwidacji otworu. W rejonie złoża Edvard Grieg na Norweskim Szelfie Kontynentalnym odwiercono otwór poszukiwawczy Rolvsnes o głębokości 2096 m, w którym ropę odkryto w porowatym podłożu granitowym. Interwał roponośny o miąższości 30 m został opróbowany próbnikiem złoża i uzyskano przyływ 36 t/d ropy przez zwężkę 36/64". Tu również operator (*Lundin Norge*) podjął decyzję o likwidacji otworu. Podobnie było w przypadku odkrycia gazu na bloku 708, gdzie horyzont złożowy o miąższości 40 m w utworach węglanowych górnego permu był zawodniony, a własności zbiornikowe słabe. Nieco lepsze warunki stwierdzono w podścielających utworach permokarbons, ale ilości gazu według oceny operatora (także *Lundin Norge*) nie mają znaczenia przemysłowego. Odwiert o głębokości 3184 m (przy głębokości wody 288 m) został zlikwidowany. Jeszcze mniej zachęcające dla firmy *Lundin* były wyniki wiercenia na strukturze Ørnen. W utworach górnego permu nie było gazu, w węglanowych utworach permokarbons tylko ślady gazu i ostatecznie odwiert uznano za negatywny i zlikwidowano. Już w br., w styczniu, *Lundin* zakończył wiercenie Lorry na Morzu Norwe-

skim. Otwór o głębokości 3224 m miał zbadać wyklinowania w utworach górnej jury, ale nie stwierdzono w nich żadnych objawów węglowodorów i odwiert zlikwidowano. Również w styczniu Suncor Energy Norge zakończył wiercenie otworu poszukiwawczego 25/10-14S w pobliżu złoża Balder z zadaniem zbadania perspektywności utworów paleocenu i dolnej jury. Odwiert o głębokości pomiarowej 2474 m i głębokości pionowej 2374 m przewiercił dwa kompleksy piaskowcowe o miąższości 22 i 63 m o dobrych własnościach zbiornikowych, jednak bez objawów węglowodorów.

Jedynie znaczniejsze odkrycie nastąpiło w październiku ub. roku w środkowej części Morza Północnego w sektorze brytyjskim. Wiercenia wykonane przez koncern *Apache* na obiektach strukturalnych Beryl, Forties i Seagull potwierdzają zasoby wydobywalne od 6,8 do 9,5 mln t równoważnika ropy naftowej. W otworze Seagull przewiercono perspektywiczny kompleks piaskowców triasowych o miąższości 332 m, z horyzontem roponośnym o miąższości netto 205 m. Uzyskano z niego przyływ 1183 t/d ropy i 452 tys. m<sup>3</sup>/d gazu.



## Odwołanie przetargu na budowę gazociągu „Siła Syberii”

Wiadomość w dzienniku „Kommersant” z 30 grudnia ub. roku, że *Gazprom* zrezygnował z kontraktu ze *Strojtransgazem* na budowę czterech odcinków gazociągu „Siła Syberii” była dużym zaskoczeniem. Przyczyną była interwencja Federalnej Służby Antymonopolowej, ponieważ *Gazprom* wybrał jako wykonawcę spółkę *Strojtransgaz* z pominięciem procedury przetargowej. Wartość kontraktu na budowę 822 km gazociągu wynosi 162,7 mld rubli, czyli 2,17 mld dolarów. Pismo Federalnej Służby Antymonopolowej do *Gazpromu* z wyciszeniem przepisów antymonopolowych, które zostały naruszone, pozostało bez odpowiedzi. Wobec tego szef Służby Igor Artemiew zapowiedział złożenie skargi do prezydenta W. Putina. Ostatecznie *Gazprom* odwołał przetarg. Oznacza to kolejne opóźnienie w realizacji priorytetowej inwestycji w relacjach rosyjsko-chińskich, jaką jest gazociąg „Siła Syberii”. W kontrakcie z Chinami zapowiedziano rozpoczęcie dostaw gazu już w 2017 r.



## Rozstaw sejsmiki morskiej o powierzchni 17,6 km<sup>2</sup>

W 2013 r. w Birmie rozpoczęto eksploatację dużego złoża gazu Shwe w Zatoce Bengalskiej. We wrześniu ub. roku *Shell* rozpoczął poszukiwania w obrębie trzech bloków koncesyjnych zlokalizowanych w basenach Rakhine i Tanintharyi, w pobliżu złoża Shwe, w tym wykonanie zdjęcia sejsmicznego 3-D o powierzchni 10000 km<sup>2</sup>. Jest to rejon głębokowodny, głębokość wody zmienia się od 1800 do 2700 m. Badania rozpoczęły się w październiku ub. roku. Niedawno wykonawca, którym jest firma *Polarcus* z Dubaju poinformował o osiągnięciu rekordowej wydajności 190 km<sup>2</sup> dziennie. Rozstaw pomiarowy 10 streamerów w odległości 200 m ma szerokość 1800 m i pokrywa powierzchnię 17,6 km<sup>2</sup>. Jest to największa konfiguracja sejsmiczna holowana przez jeden statek i jednocześnie największy ruchomy obiekt na kuli ziemskiej. Rejestracje wykonuje statek „Polarcus Amani”, który wszedł do służby w 2012 r. i może holować do 14 streamerów.



## Spór o rurociąg Keystone XL

W ub. roku Departament Stanu stwierdził, że rurociąg Keystone XL nie będzie służył narodowym interesom USA i nie wyraził zgody na rozpoczęcie budowy. Stanowisko to poparł prezydent Barack Obama i 6 listopada 2015 r. wydał decyzję wstrzymującą inwestycję. Projekt Keystone XL powstał w 2008 r., jako przedłużenie rurociągu Keystone transportującego ropę z Kanady do terminalu naftowego Patoka w stanie Illinois. Nowe połączenie do rafinerii w Netherland w Teksasie o długości 1879 km i średnicy 915 mm zaprojektowano ze zdolnością przesyłową 112,8 tys. t ropy dziennie. Decyzja prezydenta została skrytykowana przez szefa Amerykańskiego Instytutu Naftowego jako niewłaściwe postępowanie wobec najbliższego sojusznika i potencjalną utratę tysięcy miejsc pracy, szczególnie w momencie zniesienia zakazu eksportu ropy z Iranu, co spowoduje pojawienie się na rynku dodatkowych, dużych ilości ropy.

Główny projektant i inwestor Keystone XL tj. *TransCanada Corp.* postanowił podjąć kroki prawne i 6 stycznia br. złożył w sądzie okręgowym w Houston pozew argumentując, że decyzja była arbitralna i nieuzasadniona w świetle § 6 Północnoamerykańskiego Układu o Wolnym Handlu (*NAFTA*). Nie uwzględniono

merytorycznych walorów projektu, był to natomiast symboliczny gest administracji obliczony na zdobycie przychylności opinii międzynarodowej w rywalizacji o pozycję lidera w powstrzymywaniu zmian klimatycznych. Oprócz zastrzeżeń prawnych *TransCanada* przedstawia w pozwie również roszczenia finansowe. Koszty prac projektowych i przygotowawczych, jak również straty wynikające z wstrzymania realizacji projektu *TransCanada* ocenia na przekraczające kwotę 15 mld dolarów. Przypomina, że podpisując układ NAFTA rząd USA zobowiązał się zapewnić wszystkim inwestorom kanadyjskim ochronę głównych inwestycji, w tym ochronę przed wywłaszczeniem bez odszkodowania, co wynika z art. 1102, 1103, 1105 i 1110 układu.

Jerzy Zagórski

*Źródła: Biznes Alert, cire.pl, Hart's E&P, Kommersant, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, plats.com, Reuters, Scandinavian Oil and Gas, vedomosti.ru, World Oil.*



## Eko-EFRA

Grupa LOTOS dzięki realizacji Projektu EFRA zaprzestanie produkcji ciężkiego oleju opałowego (COO) powstającego w procesie przerobu ropy naftowej. Dzięki nowym instalacjom rafineria w Gdańsku zamiast oleju opałowego wyprodukuje więcej paliw motorowych spełniających wszystkie normy ekologiczne

oraz koks. W przyszłej instalacji koksowania zostaną zastosowane unikatowe, rzadko spotykane na świecie, rozwiązania proekologiczne, które sprawią, że jego produkcja będzie w maksymalnym stopniu bezpieczna dla środowiska.

Inżynierowie z LOTOSU przeanalizowali różne rozwiązania stosowane obecnie w instalacjach opóźnionego koksowania (DCU) w rafineriach w Europie. Dokonano wyboru takich technologii i zastosowań, które docelowo po realizacji Projektu EFRA, czyli wybudowaniu ciągu nowych instalacji pozwolą produkować więcej wysoko marżowych paliw, ale i zagwarantują spełnianie coraz wyższych wymogów ochrony środowiska przez rafinerię. Kluczowym zadaniem było precyzyjne techniczne opisanie docelowego modelu instalacji opóźnionego koksowania i powiązania z nią procesu produkcji i transportu koksu.

– Instalacja koksowania różni się istotnie od pozostałych instalacji rafineryjnych. Jej produktem będzie powstający w specjalnym reaktorze koks, czyli ciało stałe, którego odeślanie będzie wymagało okresowego otwierania zasuw izolujących zawartość reaktora od środowiska. A to wiąże się z wydostawaniem się różnych gazów do atmosfery – wyjaśnia Tadeusz Wróbel, kierownik Zespołu Branżowo-Technicznego w Biurze Wsparcia Inżynierskiego Projektu EFRA.

W typowych rozwiązaniach, stosowanych w instalacjach DCU na świecie, rozdrobniony przez wiertło wodne koks wysypywany jest z reaktora koksowania wraz z wodą (o temperaturze kilkudziesięciu stopni) do otwartego betonowego basenu. Tam jest schładzany przez częściowe odparowanie wody, ale równocześnie do środowiska uwalniają się węglowodory, którymi koks jest nasycony. Aby przyspieszyć odwadnianie, koks w basenie jest

przesypywany za pomocą czerpaka suwnicy. Następnie ta sama suwnica przenosi go do kruszarki, skąd jest transportowany taśmociągami. Takie metody mogą negatywnie oddziaływać na środowisko. Dlatego inżynierowie z LOTOSU zdecydowali, że w rafinerii w Gdańsku zastosowane będą inne, zdecydowanie bardziej ekologiczne rozwiązania dotyczące procesu produkcji i transportu koksu.

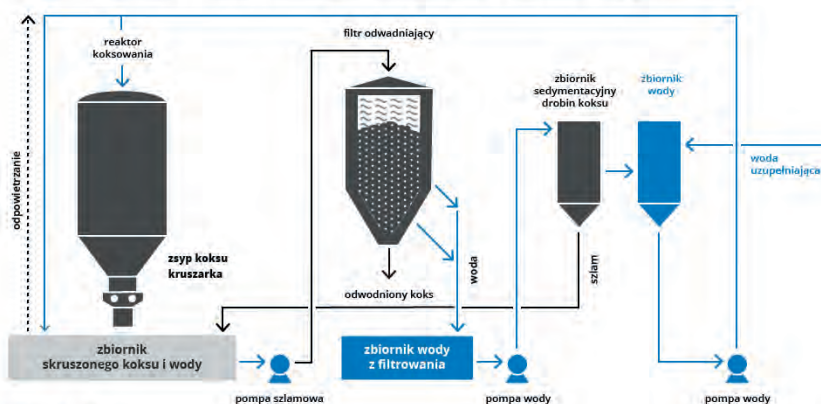
– Naszą ambicją jest, aby po uruchomieniu instalacji koksowania nie zwiększyło się oddziaływanie rafinerii na środowisko, i to zarówno, jeśli chodzi o zanieczyszczenie powietrza, jak i komfort naszych sąsiadów. Dlatego zdecydowaliśmy się na dwa rozwiązania idące dalej niż wymagania przepisów ochrony środowiska. Wykorzystujemy technologię niemieckiej firmy Triplan, funkcjonującą jedynie w niemieckiej rafinerii Miro i udoskonalanej tam przez 20 lat – podkreśla Tadeusz Wróbel

Inżynierowie z LOTOSU postanowili, bardziej niż w typowych instalacjach opóźnionego koksowania obniżyć ciśnienie przed otwarciem reaktora DCU, aby maksymalnie odciągnąć lotne węglowodory, jeszcze przed procesem cięcia koksu. W tym celu zainstalowana zostanie pompa próżniowa, znacznie wydajniejsza, niż rekomendował to licencjodawca. Pozwoli to docelowo na ograniczenie ulatniania się pary wodnej i lotnych węglowodorów. W dalszej fazie procesu, zamiast otwartego zbiornika do rozładunku i odwadniania koksu zastosowany będzie zamknięty, hermetyczny system. Dzięki temu wszystkie procesy związane z wyładunkiem, przemieszczaniem, magazynowaniem, załadunkiem i wywozem koksu z rafinerii odbywać się będą w sposób ponadstandardowo bezpieczny dla środowiska.

– Cieszy fakt, że w swoich inwestycyjnych działaniach patrzymy szeroko na technologiczne możliwości, tzn. nie opieramy się tylko na wiedzy i rozwiązaniach konkretnego licencjodawcy. Wykorzystujemy doświadczenia i nowinki techniczne innych producentów, którzy technologię DCU stosują od lat. Dążąc do wprowadzania ponadstandardowych rozwiązań minimalizujemy oddziaływanie na środowisko, poprawiamy warunki pracy w rafinerii i dbamy o komfort naszych sąsiadów – mówi Mieczysław Broniszewski, szef Biura Ochrony Środowiska w Grupie LOTOS.

Zadbano także o ekologiczny wywóz koksu z rafinerii. Kiedy ciężarówka będzie już napełniona koksem, jej koła i podwozie zostaną umyte i wysuszone. Po zamknięciu plan-deki pojazd będzie mógł wyruszyć w trasę, docelowo do terminalu węglowego w Porcie Północnym. O wyborze transportu ciężarów-

## Schemat technologiczny systemu Triplan



EFRA  
EFERYWNA RAFINARJA

#ProjektEFRA @GrupaLOTOS

kami zdecydował odbiorca koksu, holenderska firma Oxbow Energy Solutions, z którą LOTOS Asfalt podpisał 10-letnią umowę. Ciężarówka nie będą jeździć nocą, aby ograniczyć ewentualne uciążliwości związane z ich przejazdem.



## LOTOS zwiększa wydobycie ropy naftowej

Łączne wydobycie spółek LOTOS Petrobaltic, LOTOS Norge i LOTOS Geonafta, które operują w Polsce, Norwegii i na Litwie, przekroczyło w lutym br. pierwszy milion baryłek.

– Dzięki uruchomieniu wstępnego wydobycia na bałtyckim złożu B8 oraz stabilnej produkcji ze złoża B3, wydobyciu ze złóż litewskich i akwizycjom w Norwegii, LOTOS zwiększył dzienne wydobycie węglowodorów do poziomu blisko 30 tys. baryłek ekwiwalentu ropy naftowej na dobę (boe/d) – komentuje Zbigniew Paszkowicz, wiceprezes Zarządu Grupy LOTOS S.A. ds. poszukiwań i wydobycia, prezes Zarządu LOTOS Petrobaltic.

Działania te pozwoliły spółce osiągnąć pierwszy milion baryłek w rekordowo krótkim czasie. Dla porównania w 2013 r. milionową baryłkę wydobyto pod koniec lipca, a w 2014 i 2015 r. – w marcu.

Warto podkreślić, że ropa naftowa wydobywana na Litwie oraz na Bałtyku trafia do Naftoportu, skąd rurociągami kierowana jest do rafinerii Grupy LOTOS w Gdańsku.

### Morze Bałtyckie

Produkcja na złożu B3 trwa nieprzerwanie od 1992 r. Wydobycie prowadzone jest przez platformę Baltic Beta. Obecna wielkość wydobycia na B3 wynosi ok. 3 tys. boe/d.

30 września 2015 r. uruchomiono produkcję na złożu B8, prowadzoną z platformy LOTOS Petrobaltic. Wydobycie z 6 odwiertów produkcyjnych na tym złożu to ok. 3,5 tys. boe/d.

### Morze Północne

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym spółka LOTOS Norge ma udziały w złożach produkcyjnych należących do pakietu Heimdal oraz pakietu aktywów na polu Sleipner. Finalizacja obu transakcji nastąpiła 30 grudnia – odpowiednio w 2013 r. (Heimdal) i w 2015 r. (Sleipner). Obecna wielkość produkcji przypadająca na LOTOS Norge wynosi ponad 22 tys. boe/d – 6,3 tys. boe/d z pakietu Heimdal i 16 tys. boe/d z pól gazowych należących do pakietu Sleipner.

### Litwa

Wydobycie LOTOS Geonafta to około 1,2 tys. boe/d.



## Spółka LOTOS Serwis wykona prace modernizacyjne dla Projektu EFRA

Grupa LOTOS i spółka LOTOS Asfalt podpisały umowę z LOTOS Serwis na wykonanie szeregu prac modernizacyjnych przy istniejących instalacjach rafineryjnych, które docelowo będą połączone z powstającym kompleksem Projektu EFRA. Budowa instalacji opóźnionego koksovania wymaga unowocześnień lub wymiany na nowe szeregu obecnie działających instalacji. Dlatego prace powierzone zostały spółce mającej największe doświadczenie w realizacji prac modernizacyjnych w sektorze rafineryjnym.

Porozumienie przewiduje, że specjaliści z LOTOS Serwis przeprowadzą modernizację i przebudowę konstrukcji stalowych istniejących estakad i muld o łącznej wadze 280 ton. Na tych zmodernizowanych konstrukcjach w następnym etapie zostaną zamontowane rurociągi międzyobiektowe łączące istniejące instalacje rafineryjne z nowo budowanym kompleksem Projektu EFRA. LOTOS Serwis ocenia, że przy pracach modernizacyjnych zatrudnionych będzie około 110 odpowiednio przygotowanych wykonawców.

– Dla nas istotne jest to, że realizując prace na rzecz Grupy LOTOS możemy dobrze wykorzystać także potencjał naszych byłych pracowników z oddziałów południowych, którzy pracują teraz w spółkach REM Serwis w Jaśle i w Czechowicach. EFRA to kluczowy projekt dla LOTOSU i dlatego musimy bazować na pracy najbardziej kompetentnych wykonawców, którzy znają specyfikę rafinerii i mają doskonale opanowaną znajomość stosowanych tutaj rozwiązań, szczególnie, że wykonywane prace będą odbywały się na pracujących instalacjach – podkreśla Andrzej Małczyński, dyrektor ds. Sprzedaży LOTOS Serwis.

Prace modernizacyjne mają zakończyć się we wrześniu tego roku.

Biuro Komunikacji  
Grupa LOTOS S.A.



## Zmiany w Zarządzie PKN ORLEN

Rada Nadzorcza PKN ORLEN powołała 8.02.2016 r. Mirosława Kochalskiego na stanowisko wiceprezesa Zarządu oraz Zbigniewa Leszczyńskiego na stanowisko członka Zarządu Koncernu. Jednocześnie z pełnienia dotychczasowej funkcji odwołany został Marek Podstawa, członek Zarządu ds. Sprzedaży.



### Mirosław Kochalski

#### Wysztalcenie:

- 2000 – 2001 – SGH w Warszawie „Zarządzanie wartością firmy” (studia podyplomowe)
- 1992 – 1994 – Krajowa Szkoła Administracji Publicznej (stacjonarne studia podyplomowe)
- 1984 – 1989 – Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu – mgr historii

#### Odbyte kursy i szkolenia:

- Egzamin dla członków Rad Nadzorczych z udziałem Skarbu Państwa
- Odpowiedzialność cywilna i karna członków zarządu i rad nadzorczych
- Obowiązki informacyjne spółek publicznych. Raporty bieżące, poufność informacji w publicznym obrocie papierami wartościowymi
- Szkolenie strategiczne kadry administracji rządowej
- Private Sector Contracting for Public Services – Washington D.C.

**Doświadczenie zawodowe:**

**Sektor prywatny:**

- 12/2015 – obecnie – PKN ORLEN S.A., doradca prezesa Zarządu
- 02/2010 – 06/2010 – Managing Director Coifer Impex SRL w Bukareszcie
- 2006 – 2008 – prezes Zarządu Ciech S.A.
- 1999 – 2002 – PKN ORLEN S.A., dyrektor Biura Dostaw i Zakupów Pozapaliwowych

**Sektor publiczny:**

- 2012 – 2015 – dyrektor Centrum Personalizacji Dokumentów Ministerstwa Spraw Wewnętrznych
- 2003 – 2006 – Samorząd Miasta Stołecznego Warszawy:
  - 1/2005 – 07/2006 – p.o. prezydenta m.st. Warszawy/sekretarz miasta/zastępca prezydenta m.st. Warszawy
  - 2003 – 2005 – Dyrektor Biura Zamówień Publicznych
- 1995 – 1999: Urząd Zamówień Publicznych:
  - 1997 – 1999 – dyrektor generalny
  - 1996 – 1997 – dyrektor Zespołu Szkoleń i Promocji
  - 1995 – dyrektor Biuletynu Zamówień Publicznych
- 1994 – Urząd Rady Ministrów - główny specjalista

**Rady Nadzorcze i organy doradcze:**

- 2007 – 2008 – przewodniczący Rady Nadzorczej Narodowego Centrum Sportu Spółka z o.o.
- 2007 – 2008 – przewodniczący Rady Nadzorczej Zakładów Chemicznych Organika Sarzyna
- 2006 – 2008 – członek Rady Nadzorczej Gdańskich Zakładów Nawozów Fosforowych „Fosfory”
- 2006 – 2008 – przewodniczący Rady Nadzorczej IZCH Soda-Mątwy S.A.
- 2006 – 2008 – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej JZS Janikosoda S.A.
- 2004 – 2008 – członek Rady Zamówień Publicznych przy Prezesie Urzędu Zamówień Publicznych
- 2004 – 2007 – przewodniczący Rady Nadzorczej Miejskiego Przedsiębiorstwa Wodociągów i Kanalizacji w m.st. Warszawa S.A.
- 2001 – 2002 – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej ORLEN Budonaft sp. z o.o.

**Zbigniew Leszczyński**

**Wykształcenie:**

- 09/2006 – 06/2007 – Wyższa Szkoła Przedsiębiorczości i Zarządzania im. Leona Koźmińskiego, Zarządzanie projektami (studia podyplomowe)
- 09/2005 – 06/2006 – Uniwersytet Miko-



łaja Kopernika w Toruniu, Projektowanie i eksploatacja sieci komputerowych (studia podyplomowe)

- 09/2003 – 06/2004 – Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Zarządzanie spółką na rynku Unii Europejskiej (studia podyplomowe)
- 09/2001 – 06/2003 – Uniwersytet Warszawski, Rachunkowość i finanse (studia magisterskie)

**Kursy, szkolenia i certyfikaty:**

- 11/2010 – Public relations firmy i współpraca z mediami
- 10/2007 – Zarządzanie zmianą
- 07/2007 – Zarządzanie projektami
- 09/2005 – Doskonalenie komunikacji wewnętrznej
- 04/2004 – Uprawnienia członka rad nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa

**Doświadczenie zawodowe:**

- 12/2014 – obecnie – prezes Zarządu Wodociągi i Kanalizacja w Opolu Sp. z o.o.
- 07/2014 – obecnie – wiceprezes Zarządu Fundacji Warsaw Institute (ekspert w zakresie nafty, górnictwa, gazu i energetyki)
- 11/2013 – 12/2014 – właściciel firmy LVL Zbigniew Leszczyński (działalność gospodarcza w zakresie doradztwa, nadzoru, prowadzenia projektów)
- 04/2013 – 10/2013 – Kompania Węglowa S.A., dyrektor Pionu ds. Sprzedaży i Marketingu
- 02/2012 – 04/2013 – właściciel firmy LVL Zbigniew Leszczyński
- 07/2010 – 01/2011 – prezes Zarządu Wisła Płock S.A.
- 01/2009 – 07/2010 – PKN ORLEN S.A., kierownik Działu Kanałów Dystrybucji i Administracji Sprzedaży
- 04/2008 – 01/2009 – prezes Zarządu Ry-nex Sp. z o.o.

- 06/2007 – 04/2008 – ORLEN – PetroCentrum Sp. z o.o., kierownik Działu Administracji Sprzedaży i Informatyki
- 01/2001 – 05/2007 – ORLEN PetroCentrum Sp. z o.o., kierownik Działu Rozliczania Stacji Paliw

**Rady Nadzorcze i organy doradcze:**

- 05/2013 – 09/2013 – Gliwicki Zakład Usług Górniczych Sp. z o.o., Członek Rady Nadzorczej
- 10/2010 – 03/2011 – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej Płocki Zakład Opieki Zdrowotnej Sp. z o.o.
- 07/2006 – 06/2008 – sekretarz Rady Nadzorczej Miejskie Towarzystwo Budownictwa Społecznego Sp. z o.o.
- 07/2005 – 07/2006 – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej Agencja Rewitalizacji Starówki Sp. z o.o.



**ORLEN uruchamia prace na nowych aktywach w Polsce**

PKN ORLEN kontynuuje poszukiwania złóż węglowodorów w Polsce, poszerzając ich zakres o nabyte w 2015 roku aktywa węglowodorowe. Trwają przygotowania do akwizycji danych sejsmicznych 3D na koncesji Lublin, rozpoczęto także wiercenie otworu poszukiwawczego Bajerze-1K, zlokalizowanego na koncesji Unisław-Gronowo w województwie kujawsko-pomorskim, wchodzącej w skład wspólnego, dla 4 koncesji, obszaru „Edge”.

Prace wiertnicze w gminie Kijewo Królewskie rozpoczęły się 1 lutego br. Odwiert Bajerre-1K zlokalizowany jest na terenie koncesji Unisław-Gronowo (nr 51/2008/p) znajdującej się w obrębie powiatu chełmińskiego (województwo kujawsko-pomorskie). Planowana całkowita długość otworu (TMD), wraz z odcinkiem kierunkowym o długości około 1350 m, to 4077 m.

Decyzja o lokalizacji odwiertu została podjęta na podstawie analizy danych otworowych z wcześniej odwierconych otworów oraz wykonanych zdjęć 2D i 3D, które zostały skompletowane na drodze wieloetapowego reprocessingu archiwalnych danych sejsmicznych. W obszarze koncesji Chojnice-Wilcze, położonej w pobliżu koncesji, na której zaplanowano w tym roku wiercenie, odkryto w 2013 r. złożo Tuchola, którego rezerwy 2P szacowane są na 272 mln Nm<sup>3</sup> gazu ziemnego\*. Analiza laboratoryjna próbek rdzenia, uzyskanych z perspektywicznych

warstw skalnych, pozwoli na podjęcie decyzji o ewentualnych dalszych pracach w ramach badanego obszaru.

PKN ORLEN kontynuuje także poszukiwania złóż węgłowodorów na Lubelszczyźnie. Do końca kwietnia, na terenie części powiatów lubelskiego, łęczyńskiego, świdnickiego i krasnostawskiego (obszary w większości w obrębie koncesji Lublin nr 27/2007/p), planowane jest wykonanie badań sejsmicznych 3D, obejmujących obszar około 450 km<sup>2</sup>. Zdjęcie sejsmiczne zostanie wykonane łącznie na terenie 14 gmin. Na podstawie otrzymanych i przetworzonych danych zostanie podjęta decyzja o kontynuacji poszukiwań w tym rejonie.

W 2016 roku PKN ORLEN planuje kontynuację prac poszukiwawczych, rozpoznawczych i wydobywczych, prowadzonych obecnie w Polsce na obszarze 29 koncesji\*\*, położonych w obrębie 8 województw. Od początku roku trwa integracja nabytych, w ostatnim czasie, aktywów z dotychczasowym portfelem projektów ORLEN Upstream. Sytuacja na globalnym rynku oil&gas wpływa na działalność segmentu upstream w koncernie, który w odpowiedzi na niskie ceny ropy naftowej systematycznie dywersyfikuje i optymalizuje portfolio projektów poszukiwawczo-wydobywczych.

\* w przeliczeniu na gaz handlowy, wg raportu RPS Energy za 2015 rok

\*\* udział koncernu wynosi: w 14 koncesjach 100%; w 1 koncesji 51%, oraz w 14 koncesjach 49%



## Konkurs crowdsourcingowy PKN ORLEN wkracza w finałową fazę

PKN ORLEN wyłonił sześć najlepszych rozwiązań mających na celu zwiększenie efektywności energetycznej procesów produkcyjnych w rafinerii. Do elitarnego grona finalistów zakwalifikowali się pomysłodawcy z Polski, Wielkiej Brytanii, Francji, Niemiec, USA oraz Indii.

Inicjatywa PKN ORLEN, pomimo złożoności problemu, cieszyła się dużym zainteresowaniem wśród innowatorów z całego świata. Nadesłane projekty charakteryzują się dużą różnorodnością rozwiązań, które pozwalają na wykorzystanie ciepła odpadowego z kolumny destylacji do produkcji m.in. energii elektrycznej, wody lodowej i pary. Wyróżnione rozwiązania obejmują szeroki zakres technologii zarówno już istniejących, jak i takich, które znajdują się obecnie w fazie R&D. Spośród ponad 20 zgłoszeń kon-

kursowych eksperci PKN ORLEN wybrali sześć, których autorzy w marcowych finałach będą walczyć o trzy równorzędne nagrody, po 10 000 Euro każda oraz możliwość realizacji projektów pilotażowych oraz dalszej współpracy z PKN ORLEN. Ogłoszenie zwycięzców planowane jest na przełomie marca i kwietnia br.

PKN ORLEN wykorzystał formułę cieszącą się dużą popularnością na świecie podejścia crowdsourcing'owego. Przygotowane we współpracy z NineSigma nowoczesne narzędzia konkursowe oraz kanały komunikacji, umożliwiły dotarcie do pomysłodawców na całym świecie. Uczestnicy mieli unikalną możliwość odnalezienia oraz bieżącej weryfikacji wszystkich informacji na temat projektu, a także bezpośredniej wymiany wiedzy z ekspertami PKN ORLEN oraz NineSigma poprzez stronę internetową, portal NineSights, Webinaria czy też media społecznościowe takie jak Twitter czy Facebook.

PKN ORLEN aktywnie angażuje się w projekty ukierunkowane na rozwój innowacji, a podejmowane inicjatywy w tym zakresie mają na celu dalszą budowę wartości Grupy ORLEN. Jednocześnie PKN ORLEN od lat inicjuje projekty badawczo-rozwojowe, przy współpracy między innymi z uczelniami i instytutami naukowymi w Polsce.

„Obecnie realizujemy szereg projektów innowacyjnych w wielu obszarach działalności koncernu. Współpraca z uczelniami, instytutami badawczymi czy też projekty crowdsourcing'owe pozwalają nam sięgać do szerszego grona ekspertów i przyspieszyć proces poszukiwania pożądanych rozwiązań w takich obszarach jak np. poprawa efektywności energetycznej procesów produkcyjnych. Wysoki poziom merytoryczny i zgodność nadesłanych koncepcji z naszymi założeniami udowadniają, że obraliśmy właściwy kierunek” – powiedział Andrzej Kozłowski dyrektor wykonawczy PKN ORLEN ds. Strategii i Zarządzania Projektami.

Celem konkursu jest znalezienie najbardziej optymalnego rozwiązania technologicznego pozwalającego na efektywny odzysk i zagospodarowanie niskotemperaturowego ciepła z kolumny destylacji. Wdrożenie optymalnej technologii pozwoli nie tylko wygenerować oszczędności ale będzie miało również wymiar proekologiczny w postaci zmniejszonego zużycia energii na instalacji oraz ograniczenia emisji ciepła do atmosfery. W ramach projektu koncern nawiązał współpracę z firmą NineSigma, która prowadziła podobne konkursy dla takich firm jak BASF, GE czy Siemens - liderów w zakresie rozwoju innowacyjnych technologii przemysłowych.

Centrum Prasowe  
PKN Orlen



## Druga dostawa LNG na rozruch terminalu LNG w Świnoujściu

8 lutego 2016 roku przyplłynął do Świnoujścia statek Al Nuaman z drugim transportem skroplonego gazu ziemnego (LNG) na rozruch terminalu LNG w Świnoujściu.



Fot. Polskie LNG S.A.

Statek dostarczył 210 tys. m sześć. skroplonego gazu ziemnego, co odpowiada około 130 mln m sześć. gazu w stanie naturalnym. Gaz będzie wykorzystany w celu dalszego rozruchu instalacji. Rozładunek statku będzie trwał 3 dni.

Dostawcą surowca jest Qatargas Operating Company Limited. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA pośredniczy w dostawie w ramach umowy z Polskim LNG S.A., które jest odbiorcą surowca przeznaczonego do uruchomienia instalacji. Gaz po regazyfikacji zostanie przesłany do krajowego systemu przesyłowego a następnie trafi do odbiorców w naszym kraju.

Pierwsza dostawa skroplonego gazu ziemnego na rozruch terminalu została zrealizowana 11 grudnia 2015 r. Rozładunek statku trwał 8 dni.

7 stycznia 2016 r. rozpoczęto testy systemu regazyfikacji oraz wysyłki gazu ziemnego, pochodzącego z pierwszej dostawy, z terminalu LNG w Świnoujściu do krajowego systemu przesyłowego. Ilości odbieranego gazu są zgodne z harmonogramem przekazany przez generalnego wykonawcę terminalu LNG. Od 8 stycznia 2016 r., równolegle z wysyłką gazu do sieci, rozpoczął się etap regulacji i testowania poszczególnych ustawień terminalu LNG, w tym optymalizacja oraz stabilizacja procesu regazyfikacji.

Po zakończeniu wszystkich prób eksploatacyjnych i uzyskaniu pozwolenia na użytkowanie oraz komisijnym odebraniu terminalu LNG od generalnego wykonawcy – infrastruktura będzie gotowa na przyjmowanie dostaw komercyjnych.

Terminal LNG w Świnoujściu został zaprojektowany do odbioru, regazyfikacji i dostarcza-

nia nawet 5 mld m sześć. gazu rocznie do polskiej sieci przesyłowej. Wybudowane zostały: nowy falochron o długości ok. 3 km, nabrzeże wraz z systemem cumowniczym umożliwiającym rozładunek metanowców o ładowności od 120 tys. m sześć. LNG (w przypadku statków konwencjonalnych) do 217 tys. m sześć. (w przypadku statków typu Q-flex), dwa kriogeniczne zbiorniki gazu (każdy o pojemności 160 tys. m sześć.), instalacje do regazyfikacji oraz gazociąg Świnoujście - Szczecin o długości 85 km łączący terminal LNG z polskim systemem przesyłowym. Terminal LNG w Świnoujściu jest jedyną tej wielkości instalacją w Europie Północnej i Środkowo - Wschodniej.

Polskie LNG S.A.



## CEEP: Unijny pakiet zimowy to szansa na rozbudowę infrastruktury i zwiększenie dostaw LNG do Europy

Komisja Europejska zaprezentowała we wtorek propozycje nowych regulacji mających wzmocnić bezpieczeństwo Wspólnoty w obszarze energii. Bruksela chce m.in. położyć większy nacisk na rozbudowę infrastruktury w oparciu o działania koordynowane na szczeblu unijnym i regionalnym. To krok w dobrą stronę – przekonują eksperci Central Europe Energy Partners (CEEP).

Nowe regulacje mają zwiększyć bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i gazu, określić strategię dotyczącą transportu i magazynowania LNG, wzmocnić pozycję instytucji unijnych w procesie zawierania umów gazowych przez kraje członkowskie oraz zdefiniować wyzwania związane z produkcją ciepła i chłodu. Zdaniem Marcina Bodio, dyrektora zarządzającego CEEP, tzw. pakiet zimowy jest reakcją na wyzwania makroekonomiczne i geopolityczne, przed jakimi stoi aktualnie Unia Europejska. Odpowiedzią Wspólnoty jest przede wszystkim dywersyfikacja dostaw strategicznych surowców, przede wszystkim LNG, i zwiększenie transparentności w relacjach między ich dostawcami a konsumentami na europejskim rynku.



Marcin Bodio

– Propozycje nowych regulacji zmierzają w dobrym kierunku. Kluczowe jest uznanie roli, jaką odgrywa infrastruktura przesyłowa – czyli terminale, gazociągi i ropociągi, a także systemy przesyłu energii elektrycznej. To szczególnie ważne w kontekście nowej strategii dotyczącej dostaw i magazynowania LNG, o stworzenie której aktywnie zabiegaliśmy w Brukseli. Wspólnym celem instytucji unijnych i organizacji branżowych, takich jak CEEP, jest zapewnienie wszystkim krajom członkowskim UE równych szans na dostawy LNG. W Europie Centralnej wymaga to nadania właściwego priorytetu projektom infrastrukturalnym, w efekcie których – obok już zrealizowanych – powstaną nowe obiekty do odbioru i przechowywania LNG, a także interkonektory i rewersy – zaznacza Marcin Bodio.

Propozycje Komisji Europejskiej wpisują się w zaprezentowane przed rokiem założenia Unii Energii, w szczególności w integrację krajowych rynków energii. Celem jest zwiększenie bezpieczeństwa dostaw strategicznych surowców oraz niwelowanie różnic w cenach wynikających m.in. z odmiennego traktowania krajów członkowskich przez dominujących dostawców ropy i gazu. Kluczowe jest także konsekwentne łączenie systemów energii w Europie. O ile zachodnia część Europy z powodzeniem integruje się od ponad pół wieku, o tyle kraje członkowskie, które przystąpiły do UE po 2004 roku, nie posiadają wystarczających połączeń infrastrukturalnych nie tylko z zachodnią częścią kontynentu, ale też na strategicznej osi północ-południe.

– W pakiecie zimowym Unia Europejska stawia na rozwój zintegrowanych korytarzy. To krok w dobrą stronę, bo bezpieczeństwo dostaw strategicznych surowców energetycznych wymaga holistycznego podejścia do infrastruktury, tak na poziomie regionalnym, jak i europejskim. Aby zapewnić swobodny przepływ surowców w całej Europie musimy działać wspólnie, a nie jako 28 osobnych systemów energii. To pozwoli na unifikację potencjałów Europy Zachodniej, Centralnej i Wschodniej. Kluczowa w tym planie jest reali-

zacja Korytarza Północ-Południe, którego zadaniem jest integracja najważniejszych elementów infrastruktury – m.in. istniejących i planowanych terminali LNG – od Bałtyku, przez Adriatyk, po Morze Czarne – dodaje Marcin Bodio.

Przyjęcie głównych zapisów tzw. pakietu zimowego oznaczać będzie istotną zmianę dla europejskich producentów i konsumentów energii. Bez zmian pozostanie jednak kluczowy aspekt determinujący działalność sektora energii i przemysłu energochłonnego, jakim jest system handlu emisjami. Dotyczy to przede wszystkim mechanizmu tzw. rezerwy stabilności rynkowej (MSR), który zakłada utrzymywanie wysokich cen jednostek emisji CO<sub>2</sub>. Mechanizm ten ma obowiązywać w Unii Europejskiej od 2019 roku. Zdaniem ekspertów może to doprowadzić do dalszego obniżenia konkurencyjności europejskiej gospodarki na tle takich państw, jak Stany Zjednoczone, Kanada czy Australia, w których poziom emisji jest dwukrotnie większy niż w krajach Wspólnoty.

Jan Jujeczka  
CEEP



## GAZ-SYSTEM S.A. podpisał umowę na budowę gazociągu Czeszów-Wierzchowice

5 lutego 2016 r. GAZ-SYSTEM S.A. podpisał umowę na wykonanie robót budowlano-montażowych dla gazociągu relacji Czeszów-Wierzchowice o średnicy 1000 mm i długości 14 km. Umowa została zawarta z wybranym w drodze publicznego postępowania przetargowego wykonawcą PGNiG Technologie S.A. Kontrakt ma wartość 49,9 mln zł netto.

Budowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Czeszów-Wierzchowice jest ważnym elementem wzmocnienia energetycznego Polski. Wspólnie z pozostałymi gazociągami, które powstały na Dolnym Śląsku, nowy gazociąg Czeszów-Wierzchowice umożliwi odbiór zwiększonych ilości gazu z krajów Unii Europejskiej i stanowić będzie element Korytarza Północ-Południe.

Inwestycja jest planowana do współfinansowania ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) 2014-2020.

Małgorzata Polkowska  
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



Stanisław Szafran



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



## Kalendarium

**5.02.2016 r.** w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa ZG SITP NiG. Na posiedzeniu omawiano m.in. wykonanie planu za rok 2015 oraz plan działalności Komisji w roku 2016.

**18.02.2016 r.** w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Prezydium Zarządu Głównego SITP NiG.

**18.02.2016 r.** w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Komitetu Organizacyjnego i Rady Programowej XI Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników

## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

### 70 urodziny:

- Julian Klimecki z Oddziału w Poznaniu w dniu 16.02.2016
- Henryk Orzełek z Oddziału w Poznaniu w dniu 22.02.2016
- Julian Łuczyński z Oddziału w Pile w dniu 1.02.2016
- Jan Kruczak z Oddziału w Krośnie w dniu 7.02.2016
- Marek Hoffmann z Oddziału w Warszawie II w dniu 18.02.2016
- Marian Such z Oddziału w Sanoku w dniu 10.02.2016
- Wacław Jankowski z Oddziału w Krośnie w dniu 24.02.2016
- Wojciech Pobóg-Ruszkowski z Oddziału w Sanoku w dniu 15.02.2016
- Zdzich Adam z Oddziału w Krakowie w dniu 5.02.2016
- Wiesław Bernaś z Oddziału we Wrocławiu w dniu 13.02.2016

### 75 urodziny:

- Kazimierz Profus z Oddziału w Czechowicach w dniu 10.02.2016

### 80 urodziny:

- Marian Lenart z Oddziału w Warszawie II w dniu 24.02.2016
- Krystyna Dobrzyńska z Oddziału w Warszawie II w dniu 10.02.2016
- Jerzy Witkowski z Oddziału w Poznaniu w dniu 24.02.2016

### 85 urodziny:

- Roman Ney z Oddziału w Krakowie w dniu 18.02.2016
- Tadeusz Stempek z Oddziału w Krośnie w dniu 17.02.2016

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

## Posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa ZG SITP NiG

*5 lutego 2016 r. odbyło się w Sali Prezydyjnej ZG SITP NiG w Krakowie posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa. Posiedzeniu przewodniczył Janusz Pudło – przewodniczący komisji.*



Członkowie komisji podczas obrad. Fot. S. Szafran

Głównymi tematami posiedzenia były:

- podsumowanie działalności komisji w 2015 r.;
- ważniejsze rocznice z historii stowarzyszenia i przemysłu naftowego i gazowniczego oraz formy ich uczczenia i ekspozycjonowania;
- Jubileusz 70-lecia SITP NiG i formy jego obchodów;
- podsumowanie efektów realizacji planu ubiegłorocznej działalności oraz zapoznanie się z planem pracy na rok 2016 Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce;
- ocena możliwości współpracy Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce z innymi muzeami w kraju i za granicą;

- wznowienie w Oddziałach i Kołach SITP-NiG akcji gromadzenia materiałów upamiętniających ludzi, historię i osiągnięcia zakładów zlikwidowanych w procesie restrukturyzacji przemysłu naftowego;
- przyjęcie planu komisji na rok 2016.

Przewodniczący komisji Janusz Pudło omawiając sprawozdanie z działalności komisji za rok 2015, podkreślił, że ubiegły rok w historii ruchu stowarzyszeń technicznych był poświęcony jubileuszowi 180 lecia zrzeszania się polskich inżynierów i techników oraz 70-lecia powstania Naczelnej Organizacji Technicznej. O tych jubileuszach była informacja na stronie internetowej Stowarzyszenia i Biuletynie Zarządu Głównego, ale zabrakło przekrojowych artykułów w „Wiek Nafty” oraz „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”. Zabrakło również ekspozycji (nawet symbolicznej) w Muzeum w Bóbrce. Ważnym akcentem działalności Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa ZG SITP NiG było przygotowanie dwóch wystaw na X Polski Kongres Naftowców i Gazowników:

- *Polska myśl techniczna w poszukiwaniach i eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego*;
- *„Pamiętki po byłych spółkach wchodzących obecnie na skład Exalo Drilling S.A.”.*

Ważne były również artykuły zamieszczone w poszczególnych numerach „Wiek Nafty”, choć odczuwa się wyraźny brak artykułów z zakresu gazownictwa i przemysłu rafineryjnego.

W roku 2016 SITP NiG będzie obchodzić jubileusz 70-lecia swojego powstania. Jest to okazja do przypomnienia przeszłości Stowarzyszenia i pokazania dorobku minionych lat, ale obchody rocznicowe będą również inspiracją do poszukiwania rozwiązań problemów stawianych przez nadchodzącą przyszłość. Warto zaapelować do wszystkich członków Stowarzyszenia oraz zarządów kół i oddziałów SITP NiG o poszukiwanie



*Członkowie komisji podczas obrad. Fot. S. Szafran*

i gromadzenie dokumentów przeszłości Stowarzyszenia, ale również wypracowanie propozycji do jego sprawniejszego działania w zakresie realizacji celów statutowych.

Rok 2016 wyznacza również jubileusz 160 lecia gazownictwa w Krakowie, co będzie okazją do wyeksponowania historycznego rozwoju gazownictwa w Polsce, ale również jego roli we współczesnym i przyszłym świecie.

Ważnym będzie przypomnienie wybitnych postaci przemysłu naftowego i gazowniczego.

W 2016 r. minie 130 lat od śmierci Karola Klobassy-Zrenckiego – współzałożyciela kopalni ropy naftowej w Bóbrce, 75 lat od śmierci prof. Stanisława Pilata – wybitnego naukowca, wynalazcy, kierownika Katedry Technologii Nafty i Gazów Ziemnych Politechniki Lwowskiej oraz 70 lat od śmierci prof. Ignacego Mościckiego – wybitnego naukowca, wynalazcy, rektora Politechniki Lwowskiej, profesora Politechniki Warszawskiej, budowniczego polskiego przemysłu chemicznego, prezydenta RP. Wskazane byłyby przypomnienie tych postaci w formie wystaw okolicznościowych lub artykułach w Wiek Nafty.

Komisja wysłuchała informacji Bohdana Gocza – prezesa Zarządu Fundacji Bóbrka, o działalności Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce w roku 2015. Do istotnych dokonań pracowników fundacji należy m.in.:

- wydanie czterech numerów kwartalnika „Wiek Nafty”,
- przeprowadzenie prac przy zadaniu: Remont i przebudowa Domu Ignacego Łukasiewicza w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce – etap I część 2,
- przyłączenie do sieci gazowej 6 budynków Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza,
- wykonanie zdjęć i zmontowanie filmu promocyjnego muzeum,
- przeprowadzenie konkursu fotograficznego dla młodzieży pt. „Przemysł naftowy w obiektywie”,
- przygotowanie ekspozycji multimedialnych w budynkach kuźni i warsztatu.

W roku 2015 odnotowano względnie wysoką ilość turystów zwiedzających muzeum oraz dobre opinie na temat prezentowanych ekspozycji i poszczególnych eksponatów. W dyskusji członkowie komisji z uznaniem odnieśli się do działalności muzeum w 2015 r. oraz zrealizowanego zakresu prac.

Komisja z uznaniem przyjęła przedstawiony przez Bohdana Gocza plan działalności muzeum na rok 2016.

Komisja uznała za konieczne zwrócenie się do członków Stowarzyszenia o zabezpieczanie i gromadzenie pamiętek, eksponatów i dokumentów upamiętniających ludzi, historię oraz osiągnięcia zakładów zlikwidowanych w procesie restrukturyzacji przemysłu naftowego.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITP NiG



*Członkowie komisji podczas obrad. Fot. S. Szafran*



# VIII posiedzenie Prezydium Zarządu Głównego SITPNiG

18 lutego 2016 r. w Sali Prezydialnej ZG SITPNiG odbyło się VIII posiedzenie Prezydium Zarządu Głównego SITPNiG. Posiedzeniu przewodniczył prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – prezes SITPNiG.

Głównymi tematami posiedzenia było:

1. Przyjęcie protokołu z VII posiedzenia Prezydium ZG w dniu 21.01.2016 r.
2. Informacja sekretarza generalnego o działalności SITPNiG od 21.01.2016 r. do 18.02.2016.
3. Informacja o przebiegu kontroli UKS.
4. Przebieg audytu działalności SITPNiG w 2015 r.
5. Podjęcie uchwały w sprawie skreślenia członków wspierających.
6. Przygotowanie uchwały w sprawie reasumpcji Uchwały ZG nr 152/XXXVIII z dnia 17.09.2015 r. w sprawie zwolnienia NWZD SITPNiG.
7. Podjęcie uchwały w sprawie formuły dalszego wydawania WNiG.
8. Przygotowania do Jubileuszu 70-lecia SITPNiG.

Prezydium Zarządu Głównego SITPNiG przyjęło do akceptacji informacje sekretarza generalnego SITPNiG o działalności Stowarzyszenia w okresie od ostatniego posiedzenia. Sekretarz generalny zwrócił uwagę na kampanię sprawozdawczo-wyborczą prowadzoną w kołach i klubach SITPNiG, zgodnie z Uchwałą nr 153/XXXVIII ZG SITPNiG z dnia 17 września 2015 r. Dla ułatwienia i usprawnienia prowadzenia spraw organizacyjnych związanych z przygotowaniem i przeprowadzaniem zebrań sprawozdawczo-wyborczych Biuro Zarządu Głównego przygotowało i przesłało do Zarządów Oddziałów materiały informacyjne zawierające: wzorcowy regulamin obrad Walnego



Prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki prowadzi obrady Prezydium ZF SITPNiG. Fot. S. Szafran

Zgromadzenia Delegatów Oddziału SITPNiG, wzorcową ordynację wyborczą i wzorcowy porządek obrad.

Z zadowoleniem przyjęta została informacja o podpisaniu porozumienia zawartego pomiędzy SITPNiG i Fundacją Bóbrka w sprawie wspólnego wydawania Zeszytów Naukowo-Historycznych „Wiek Nafty”.

Prezydium przedyskutowało informację o przebiegu i wynikach kontroli prowadzonej przez UKS. Po zapoznaniu się z adnotacjami z 15 lutego br. oraz bieżącymi roboczymi kontaktami można wnosić o zakończeniu procedury kontrolnej do końca marca br.

Stosownie do decyzji Prezydium ZG z dnia 21 stycznia br. wybrana w konkursie ofert firma audytorska prowadzi audyt działalności finansowej Stowarzyszenia w 2015 r. Przewiduje się zakończenie prac audytorskich na koniec pierwszej dekady marca br.

Przewodniczący Głównej Komisji ds. Aktów Prawnych SITPNiG Bogdan Pastuszko po przeanalizowaniu opinii w sprawie nowelizacji Statutu SITPNiG nadesłanych przez zarządy oddziałów SITPNiG wniósł o odwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zjazdu Delegatów SITPNiG przewidzianego Uchwałą nr 152/XXXVIII z dnia 17 września 2015 r. na 17 marca 2016 r. Po dyskusji Prezydium postanowiło wnieść do Zarządu

Głównego projekt uchwały w sprawie reasumpcji w/w uchwały ZG SITPNiG.

Prezydium ponownie przeanalizowało warunki wydawania czasopisma „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” określone w informacji przedstawionej przez Piotra Dziadzio – redaktora naczelnego WNiG. Z opracowanego przez Piotra Dziadzio biznesplanu wynika, że przy uwzględnieniu istniejących uwarunkowań rynkowych, finansowych, marketingowych, technologicznych, organizacyjnych i kadrowych, nie ma możliwości zrównoważenia kosztów wydawania 12 numerów czasopisma z pozyskiwanymi przychodami. W związku z tym konieczne jest obniżenie kosztów przez zmniejszenie ilości wydawanych numerów w ciągu roku. Po dyskusji Prezydium ZG biorąc pod uwagę realne warunki finansowe, niewielkie zainteresowanie członków SITPNiG prenumeratą czasopisma zaleciło redaktorowi naczelnemu WNiG wydawanie od marca br. numerów podwójnych.

Prezydium zaakceptowało program obchodów 70-lecia SITPNiG. Podstawowymi akcentami obchodów są: referat na sesji plenarnej XI Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników, wystawy jubileuszowe w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce, artykuły okolicznościowe w czasopiśmie stowarzyszeniowych i na stronie [www.sitpniG.pl](http://www.sitpniG.pl), a także imprezy okolicznościowe organizowane przez poszczególne oddziały Stowarzyszenia.

Prezydium ZG zapoznało się ze stanem prac organizacyjnych i programowych XI Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników w Bóbrce, a po dyskusji uznało, że konieczne jest dołożenie wszelkich starań, aby założone cele kongresu zostały zrealizowane.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNiG



Obrady Prezydium ZG (od lewej): Stanisław Józefczyk – przewodniczący GKR, Bogdan Pastuszko – wiceprezes ds. ogólnych, Ryszard Ryba – skarbnik. Fot. S. Szafran



Obrady Prezydium ZG (od prawej): Kazimierz Nowak – wiceprezes ds. gazownictwa, Jacek Stepek – wiceprezes ds. górnictwa naftowego, Piotr Dziadzio – redaktor naczelny Wiadomości Naftowych i Gazowniczych, Jolanta Likus – zastępcza dyrektora Biura ZG. Fot. S. Szafran

# Noworoczne spotkanie Oddziału SITPNiG w Krakowie

Oddział Krakowski SITPNiG powitał Nowy 2016 Rok na uroczystym spotkaniu Zarządu Oddziału z członkami honorowymi, przedstawicielami członków wspierających i najaktywniejszymi działaczami kół zakładowych i klubu seniora. Spotkanie odbyło się 21 stycznia 2016 r. w sali koncertowej Fundacji Krakus w Krakowie.

Podczas posiedzenia Krzysztof Dybaś – prezes Zarządu Oddziału SITPNiG w Krakowie podsumował dokonania Oddziału w minionym roku oraz przedstawił plan pracy na rok 2016, a na zakończenie swojego wystąpienia złożył wszystkim uczestnikom spotkania i za ich pośrednictwem członkom SITPNiG z Oddziału Krakowskiego najlepsze życzenia noworoczne. W dalszej części spotkania życzenia dla Zarządu, działaczy i członków Od-



Prezydium spotkania, od lewej: prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – prezes SITPNiG, Krzysztof Dybaś – prezes Oddziału SITPNiG w Krakowie, prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – dziekan Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH i mgr inż. Andrzej Michniewski – wiceprezes Zarządu Oddziału SITPNiG. Fot. S. Szafran

działu przekazał prezes SITPNiG prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki, a sekretarz generalny SITPNiG dr inż. Stanisław Szafran przedstawił

główne problemy działalności stowarzyszeń naukowo-technicznych we współczesnych regulacjach funkcjonowania przemysłu.

Przy tej uroczystej okazji grono działaczy Stowarzyszenia zostało wyróżnione odznakami honorowymi Stowarzyszenia. Uczestnicy spotkania wymienili koleżeńskie, serdeczne życzenia noworoczne, a w dyskusji zwracali uwagę na nowe zadania stojące w bieżącym roku przed Stowarzyszeniem oraz na wiele wydarzeń rocznicowych, które godne są przypomnienia i upamiętnienia w 2016 r. Szczególnym wydarzeniem rocznicowym w 2016 r. jest jubileusz 70 lecia założenia SITPNiG, który będzie przypomniany i uroczystie obchodzony w różnych jednostkach organizacyjnych Stowarzyszenia. Ludwik Kossowicz przypomniał o 75 rocznicy śmierci prof. Stanisława Pilata – wybitnego chemika, uczonego i wynalazcy, zamordowanego przez niemieckich okupantów na Wzgórzach Wuleckich we Lwowie. Piotr Niewiarowski zwrócił uwagę na przypadający w 2016 roku jubileusz 160 lecia założenia Gazowni w Krakowie. Rok 2016 będzie również okresem kampanii sprawozdawczo-wyborczej kończącej XXXVIII kadencję działalności Stowarzyszenia. Okres ten powinien być wykorzystany na problemowe dyskusje na temat kierunków przyszłej działalności SITPNiG. Spotkanie zakończyło się wspólnym kolędowaniem przy akompaniamencie zespołu instrumentalnego.



Pamiętkowe zdjęcia odznaczonych Złotymi i Srebrnymi Odznakami Honorowymi SITPNiG. Fot. S. Szafran

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNiG

# Dyplomatorium absolwentów Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH



Licznie zgromadzeni goście i absolwenci wydziału. Fot. M. Maciaszek

29 stycznia 2016 r. odbyło się w auli AGH uroczyste dyplomatorium, na którym po złożeniu przepisanej Statutem AGH „ślubowania” zostały wręczone dyplomy ukończenia studiów absolwentom Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH kończących studia w 2015 r.

W 2015 r. na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH ukończyły studia 148 absolwentów na dwóch kierunkach studiów: Górnictwo i Geologia – 92 oraz Inżynieria Naftowa i Gazownictwo – 56. Spośród absolwentów 17 uzyskało równocześnie dyplom ukończenia Narodowego Uniwersytetu Technicznego Nafty i Gazu w Iwano-Frankiwsku.

Podczas uroczystości prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – prezes SITPniG oficjalnie ogłosił

wyniki X edycji Konkursu o Honorową Szpadę SITPniG na najlepszego absolwenta Wydziału WniG w roku 2015. Do konkursu było nominowanych 10 absolwentów spełniających kryteria postawione absolwentom Wydziału przez regulamin konkursowy. W wyniku postępowania konkursowego najlepszym absolwentem Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH został mgr inż. Rafał Kowalski uzyskując Honorową Szpadę SITPniG. Laureat ukończył studia o kierunku Inżynieria Naftowa i Gazownictwo ze średnią ocen 4,79. Pracę dyplomową pt. „Możliwości poprawy efektywności energetycznej układów grzewczych stacji redukcyjnych” przygotował pod kierunkiem dr inż. Krystiana Liszki, a na egzaminie dyplomowym uzyskał ocenę bardzo dobrą.

Pozostałym absolwentom nominowanym do konkursu zostały wręczone dyplomy wyróżnienia z określeniem lokaty ukończenia stu-



Prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – dziekan wydziału otwiera uroczystość i wita zaproszonych gości i zgromadzonych absolwentów Wydziału. Fot. M. Maciaszek

diów. Szczegóły Konkursu o Honorową Szpadę SITPniG podano na stronie [www.sitpnig.pl](http://www.sitpnig.pl) w informacji 16 grudnia 2015 r. o rozstrzygnięciu X edycji Konkursu o Honorową Szpadę SITPniG.

Uroczystości „Dnia Dyplomanta na WniG 2016” zostały zakończone wieczornym spotkaniem koleżeńskim przy kuflu piwa.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPniG



Laureat Honorowej Szpady SITPniG przyjmuje gratulacje od rektora. Fot. M. Maciaszek



Radosna chwila odbierania dyplomu ukończenia studiów. Fot. M. Maciaszek

# Dyplomatorium absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH

15 stycznia 2016 r. odbyło się w auli AGH uroczyste dyplomatorium, na którym po złożeniu przepisanej Statutem AGH „ślubowania” zostały wręczone dyplomy ukończenia studiów absolwentom Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH kończących studia w 2015 r.

Podczas uroczystości dr inż. Stanisław Szafran – kanclerz Kapituły Honorowej Szpady SITPNIg oficjalnie ogłosił wyniki X edycji Konkursu na najlepszego absolwenta Wydziału GGIOŚ w roku 2015 i Honorową Szpadę SITPNIg. Do konkursu było nominowanych 11 absolwentów, a w wyniku postępowania konkursowego najlepszym absolwentem Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH został mgr inż. Adam Fheed z kierunku Górnictwo i Geologia, który tym samym zdobył Honorową Szpadę SITPNIg. Pozostałym absol-



Radosny moment odbierania dyplomu ukończenia studiów. Fot. S. Szafran



Pamiątkowe zdjęcie pod posągiem patrona Uczelni Stanisława Staszica. Fot. S. Szafran



Laureat Honorowej Szpady SITPNIg mgr inż. Adam Fheed w dostojnym towarzystwie prof. dr hab. Anny Siwik – prorektor AGH i prof. dr hab. inż. Adama Piestrzyńskiego – dziekana Wydziału, w chwilę po odebraniu dyplomu ukończenia studiów z I lokatą. Fot. S. Szafran

wentom nominowanym do konkursu zostały wręczone dyplomy wyróżnienia z określeniem lokaty ukończenia studiów. Szczegóły Konkursu o Honorową Szpadę SITPNIg podano na stronie [www.sitpnig.pl](http://www.sitpnig.pl) (zakładka Aktualności) w informacji z 16 grudnia 2015 r. o rozstrzygnięciu X edycji konkursu.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNIg

# Konferencja FORGAZ 2016



urządzeń pomiarowych oraz wyrobów do budowy sieci gazowych (m.in. RADIATYM Sp. z o.o., Apator Metrix S.A., COMMON S.A., CONTROL PROCES IT Sp. z o.o., Elektrometal S.A., INTEGROTECH Sp. z o.o., ITRON Polska Sp. z o.o., MERAZET S.A., PerkinElmer Polska Sp. z o.o. oraz PLUM Sp. z o.o.).

Patronat honorowy nad wydarzeniem objął prezes Zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa

*W dniach 13-15 stycznia 2016 r. w Hotelu Klimek w Muszynie odbyła się Konferencja Naukowo-Techniczna FORGAZ 2016 pt.: „Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania, eksploatacja”, której organizatorem był Pion Gazownictwa Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego w Krakowie.*

Konferencja została poświęcona zagadnieniom związanym z ochroną środowiska w gazownictwie, pomiarami ilości i jakości gazu oraz zagadnieniom dotyczącym budowy i eksploatacji gazociągów. Szczególną uwagę poświęcono tematyce związanej z pomiarami emisji metanu, nowymi wymaganiami w pomiarach jakości gazu, nawonieniem paliw gazowych, badaniami gazomierzy miechowych, obszarami rozliczeniowymi ciepła spalania oraz najnowszymi rozwiązaniami w budowie, diagnostyce i renowacji sieci gazowych. Tematyka ta została poruszona w 25 referatach wygłoszonych podczas konferencji.

Konferencja adresowana była do przedstawicieli branży gazowniczej, środowiska naukowego prowadzącego badania w zakresie pomiarów jakości i ilości gazu oraz budowy i eksploatacji gazociągów, jak również do przed-



Aneta Korda-Burza (GAZ-SYSTEM S.A.) wygłaszająca referat. Fot. arch. INIG – PIB

stawiciele firm oferujących aparaturę wykorzystywaną do prowadzenia badań jakości i ilości gazu czy budowy gazociągów. Konferencja zgromadziła około 110 osób. Wśród uczestników i zaproszonych gości byli przedstawiciele m.in. Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A., Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. oraz Systemu Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. W Konferencji uczestniczyli również producenci i dostawcy

Sp. z o.o., Izba Gospodarcza Gazownictwa oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Partnerami konferencji byli: Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A., EWE energia Sp. z o.o., COMMON S.A., Apator Metrix S.A. oraz PerkinElmer Polska Sp. z o.o. Konferencję sponsorowały również firmy RADIATYM Sp. z o.o. oraz Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Patronat medialny nad FORGAZ 2016 objęło natomiast Wydawnictwo Instytutu Nafty i Gazu - Państwowego Instytutu Badawczego „Nafta-Gaz”.

Konferencja FORGAZ 2016 stanowiła doskonałą okazję do wymiany informacji, opinii oraz doświadczeń na ważne dla branży gazowniczej tematy, o czym świadczyły burzliwe dyskusje prowadzone zarówno podczas sesji naukowych, jak i w kuluarach.

Organizatorzy konferencji dziękują wszystkim, którzy przyczynili się do sukcesu konferencji – prelegentom za interesujące referaty, uczestnikom za czynny udział w dyskusjach i imprezach towarzyszących oraz partnerom i sponsorom za udział, przedstawienie swojej oferty i wsparcie finansowe. Już dziś zapraszamy serdecznie do wzięcia udziału w Konferencji FORGAZ 2018.



Uczestnicy konferencji. Fot. arch. INIG – PIB

Instytut Nafty i Gazu –  
Państwowy Instytut Badawczy

# Z Sanoka i Mielca do Zielonej Góry



Oddział w Zielonej Górze przygotował wydanie specjalne Biuletynu Technicznego poświęcone pionierom przemysłu naftowego, którzy na zachód Polski przybyli głównie z Podkarpacia.

Wydawnictwo powstało z inicjatywy wieloletnich pracowników Oddziału Jana Ekierta i Czesława Kłasińskiego, którzy w swoim wstępnym wyjaśnianiu, jak zrodził się ich pomysł:

„W naszej pamięci pozostają Ci, którzy niezależnie od uwarunkowań politycznych i koniunktury gospodarczej mieli wizję i wiarę w to, że „Wielka Ropa” zostanie wreszcie odkryta w północno-zachodnich rejonach kraju, a także wiedzę i doświadczenie, by tego dokonać. Ludzi ci, pochodzący w większości z południowo-wschodniej Polski, dzięki swojemu

zaangażowaniu i wiedzy, żyjąc często z dala od rodzin, stali się pionierami przemysłu naftowego i gazowniczego na ziemiach północno-zachodnich. (...)

Pokolenie, któremu dane było pracować w okresie największych odkryć i najwyższej produkcji ropy i gazu, powoli odchodzi w przeszłość. Prekursorzy już odeszli z naszego grona, ale ich dzieło i myśl koncepcyjno-techniczna pozostały. Żeby ich sukcesy nie umknęły z naszej pamięci, jako ostatni z seniorów, czujemy się w obowiązku o nich przypomnieć”.

## Pierwsze złoża, pierwsze kopalnie

W Biuletynie przedstawiona jest historia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego odkrytych na Niżu Polskim i pracowników zaangażowanych w ich zagospodarowanie w latach 1961-1981. Były to m.in. pionierskie złoża Rybaki, Międzyzdroje, Kamień Pomorski, Buk, Żarnowiec, na których pracowały głównie osoby zatrudnione w Przedsiębiorstwie Kopalnictwa Naftowego

w Mielcu i Przedsiębiorstwie Kopalnictwa Gazu Ziemnego w Sanoku. Ich działalność dała podwaliny pod nowe ośrodki kopalń. Na stronach wydawnictwa mowa jest m.in. o takich postaciach jak Adam Kilar, Władysław Zając, Andrzej Kasprów, Ignacy Paluchniak, Jan Balik, Zdzisław Dusza, Leopold Michalus.

Wymienieni są organizatorzy pionu eksploatacji w Wielkopolskich Zakładach Gazownictwa i Górnictwa Nafty i Gazu w Poznaniu, które przejęły nadzór nad kopalniami od przedsiębiorstw z południa. Byli to m.in. Jerzy Szajna, Eugeniusz Gdula, Stanisław Marszałek, Jerzy Bajek, Tadeusz Kulczyk, Andrzej Harna.

## Pamięć o pionierach

Ideą wydawnictwa jest oddanie szacunku i zachowanie pamięci o tych, którzy dali podstawę rozwoju branży na zachodzie Polski. Nie sposób wymienić ich wszystkich. Być może lektura Biuletynu skłoni do wspomnień i uzupełnień historii, do czego serdecznie zachęcamy. Z Wydaniem Specjalnym można zapoznać się w wersji elektronicznej na stronie internetowej Oddziału w Zielonej Górze – [www.zielonagora.pgnig.pl](http://www.zielonagora.pgnig.pl) w zakładce O nas – Multimedia – Wydawnictwa informacyjne i edukacyjne.

Magdalena Wajda  
Dział Komunikacji i PR  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



A grid of small photographs and text snippets from the special issue, each accompanied by a small portrait of a person mentioned in the text. The snippets describe various milestones and individuals in the history of oil and gas exploration in the region.

W Wydaniu Specjalnym Biuletynu mowa jest o pionierach, którzy zagospodarowywali złoża odkryte na Niżu Polskim



# XIX

## Konferencja Gazterm

16-18 maja 2016, Międzyzdroje  
Hotel Amber Baltic

**Bezpieczeństwo dostaw  
surowców energetycznych.  
Polityka. Rynek. Energia.**

PARTNER GŁÓWNY KONFERENCJI



ORGANIZATOR

studio | 4u

PATRON MEDIALNY

**wiadomości**  
NAFTOWE | GAZOWNICZE

### BIURO ORGANIZACYJNE KONFERENCJI

Studio 4u, 70-332 Szczecin, Al. Piastów 69/5  
tel. 91 485 17 10, fax: 91 485 17 17  
tel.kom.: 607 220 470, 512 092 384  
e-mail: gazterm@gazterm.pl

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

**18-20 maja 2016 r.**

# **XI POLSKI KONGRES NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW**



**WYZWANIA DLA PRZEMYSŁU NAFTOWEGO  
I GAZOWNICZEGO W ASPEKCIE NISKICH CEN  
ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO**

**ZAPROSZENIE do udziału w Kongresie**

**Bóbrka**