

NR 11 (199)  
listopad  
2014 r.  
miesięcznik  
Rok XVII  
ISSN-1505-523X

# wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

15,75 zł w tym 5% VAT

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



ul. Topiel 12  
00-342 Warszawa  
info@europolgaz.com.pl



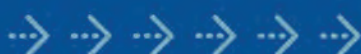
# EuRoPol GAZ s.a.



EuRoPol GAZ s.a.  
wyzaczyliśmy nasze kierunki



**wschód - zachód**  
**ekologia - technika**  
**historia - przyszłość**



[www.europolgaz.com.pl](http://www.europolgaz.com.pl)



Piotr Dziadzio  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

W niniejszym, krótkim wprowadzeniu po-  
minę comiesięczną dyskusję i analizę bieżącej  
sytuacji w zakresie postępu i wyników prac po-  
szukiwawczych i badawczych w zakresie wę-  
glowodorów konwencjonalnych i niekonwen-  
cjonalnych, a skupię się na ważnym dla branży  
poszukiwawczej jubileuszu.

Jubileuszem tym jest 70 lat Górnictwa Nafto-  
wego i Gazownictwa w Sanoku. Minął on w paź-  
dzierniku, zatem nadarza się okazja, aby zapre-  
zentować kilka ważnych faktów z tego okresu.

Zanim jednak to zrobię, to chcę złożyć ży-  
czenia „jubilatowi” – sanockiemu oddziałowi  
PGNiG. Nie byłoby jednak tego „jubilata”, gdy-  
by nie LUDZIE i to właśnie im w pierwszej kole-  
jności, w imieniu redakcji, składam serdeczne  
gratulacje za trud i ogromny wkład pracy, które-  
go efektem są odkryte złoża, udokumentowa-  
ne zasoby oraz zagospodarowane złoża ropy  
naftowej i gazu ziemnego na południu Polski,  
głównie w Karpatach i na Przedgórzu.

Wszystkim obecnym i emerytowanym  
pracownikom oraz Koleżankom i Kolegom  
z Oddziału PGNiG w Sanoku, czytelnikom, au-  
torom publikacji i sympatykom „Wiadomości  
Naftowych i Gazowniczych” z okazji jubileuszu  
70-lecia działalności sanockiego kopalnictwa  
naftowego w tradycyjnych polskich słowach  
życzę: zdrowia, szczęścia i zadowolenia z pracy  
zawodowej oraz w wszelkiej pomyślności w ży-  
ciu rodzinnym.

Niech ten jubileusz uświadomi wszystkim,  
że bez tego trudu nie byłoby postępu, nie by-  
łoby odkryć i pokonanych wyzwań w zakresie  
udostępnienia i eksploatacji tych złóż, które  
kryły i kryją jeszcze przed nami Karpaty. Ży-  
czenia te składam w przeddzień Dnia Górnika  
i z tego tytułu chcę, aby święta Barbara – pa-  
tronka górników Wami się opiekowała i dawała  
siłę do pokonywania nowych wyzwań i trudno-  
ści, które przez tyle lat z sukcesem realizowali-  
ście. Życzenia te kieruję również do całej branży  
naftowej i gazowniczej. Przed nami coraz trud-

niejsze czasy, przy poszukiwaniach węglow-  
dorów, coraz trudniejsze techniczne i techno-  
logiczne wyzwania, ale bez wiary w słuszność  
sprawy i pracy, aby ją urzeczywistnić nie ma też  
sukcesu, więc na koniec życzę właśnie wiary  
w nowe złoża i rozbudowę sanockiego kopal-  
nictwa naftowego.

Teraz wspomnę kilka faktów, o których nasi  
czytelnicy powinni wiedzieć i które powinni ko-  
jarzyć z sanockim oddziałem PGNiG.

- w Karpatach po raz pierwszy w Polsce  
zaczęto eksploatację i poszukiwania na  
skalę przemysłową ropy naftowej. Jej  
początki są związane z działalnością Iga-  
nego Łukasiewicza (1854 rok),
- dziewięćdziesiąt lat później, dzięki nie-  
przerwanej pracy ludzi nafty w Karpatach  
i odkrywaniu nowych złóż – 9 paździer-  
nika 1944 roku decyzją Państwowego  
Urzędu Naftowego utworzono Sektor  
Kopalń Sanok, który natychmiast rozpo-  
czął pracę, trudną pracę w warunkach  
wojny z bandami UPA,
- w 1954 r. rozpoczął działalność pierwszy  
w Europie podziemny magazyn gazu  
w wyeksploatowanym złożu Roztoki,
- w 1958 r. roku odkryto i zagospodaro-  
wano największe złożo gazu ziemnego  
w Polsce - złożo Przemysł,
- w obszarze działalności sanockiego kopal-  
nictwa naftowego po raz pierwszy zasto-  
sowano metody wspomagania wydobycia  
(zatłaczanie wody – 1946 r.), kwasowa-  
nia (1955 r.) oraz obecnie bardzo ważne  
w pracach udostępniających złoża węglow-  
odorów niekonwencjonalnych – szczeli-  
nowanie hydrauliczne (1956 r.),
- 1967 r. utworzenie Przedsiębiorstwa  
Kopalnictwa Gazu Ziemnego z siedzibą  
w Sanoku do prowadzenia eksploata-  
cji i zagospodarowania wszystkich złóż  
gazu ziemnego w Polsce,
- przez kolejne 70 lat wiele technologii  
wspomagających wydobycie węglow-  
odorów po raz pierwszy zostało właśnie  
tutaj zastosowanych.

Trudno jest je wszystkie w krótkim wpro-  
wadzeniu nawet wyliczyć, należy jednak wspo-  
mnieć, że technologie stosowane i rozwijane  
przez pracowników sanockiego oddziału PGNiG  
nie odbiegają od technologii stosowanych na  
świecie i stanowią podstawę do dumy dla firmy,  
jej pracowników, regionu i kraju.

Z wyrazami szacunku i uznania

*Piotr Dziadzio*



## GÓRNICTWA NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO W SANOKU



## NAUKA I TECHNIKA.

- Historia zabiegów kwasowania w polskim górnictwie naftowym 4



- Laboratoryjne badania odporności blach ze stali P355 na kruchość wodorową HIC 10



- Nagrody dla Instytutu



## ANALIZY I KOMENTARZE.

- Lotos chce miliarda na rozwój 16

## WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Bezpieczny Terminal 18



- 70 lat sanockiej nafty i gazu 19



GÓRNICWA NAFTOWEGO  
I GAZOWNICZEGO W SANOKU



## 15 KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- Stabilne wyniki finansowe GK PGNiG dzięki wydobyciu ropy naftowej 23
- PGNiG kupuje cztery złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym 24
- Największe firmy naftowe w 2013 r. 24
- Statoil wierci na Morzu Barentsa 24
- Niepowodzenie Wintershall na Morzu Północnym 25
- Zamknięcie rafinerii Łukoilu w Rumunii 25
- Ropa i gaz w Albanii 25
- Rusza program pilotażowy PKN ORLEN i Grupy Eurocash 26
- Ponad 1,3 mld PLN wsparcia unijnego na integrację gazowego systemu przesyłowego 26



**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.



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

Wersja pierwotna (referencyjna)

**NAKŁAD:** 1500 egz.

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

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

**FOTO OKŁADKA:**

str. I okł. – Kolumnowa instalacja osuszania gazu na PMG Husów. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Sanoku

str. IV okł. – Kopalnia Przemysł Zachód – instalacja osuszania gazu. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Sanoku

- Kalendarium 27
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 27
- IX nadzwyczajne posiedzenie Zarządu Głównego SITPniG 28



- Jubileusz 50-lecia Oddziału SITPniG w Gdańsku 29



- Posiedzenie Głównej Komisji ZG d/s Historii i Muzealnictwa 30

## NASZE STOWARZYSZENIE.

- Szkolenia 31



- Seniorzy na PMG Wierzchowice 34
- Kraków w nagrodę 35
- Na kopalni i w zamku 36

## KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

- Konferencja FUELS' ZOOM 2014 37



## KULTURA W KULTURA.

- Konkurs fotograficzny w Sanoku 38



- Jesienny Salon Wystaw w Zielonej Górze III str. okł.

### 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

# Historia zabiegów kwasowania w polskim górnictwie naftowym



Elżbieta Biały

## History of Acidizing Treatments in Polish Oil and Gas Mining

### Abstract

The article presents the history of treatments acid of hydrocarbon deposits from idea inception thus raising production to modern times. For examples of completed research and acid treatment procedures performed showing how the years have changed the recipe acid liquids, from simple components to modern chemical additives.

### Streszczenie

W artykule przedstawiono historię zabiegów kwasowania złóż węglowodorów, od powstania pomysłu na ten sposób podnoszenia produkcji do czasów współczesnych. Na przykładach zrealizowanych prac badawczych oraz wykonanych zabiegów kwasowania pokazano, jak na przestrzeni lat zmieniały się receptury cieczy kwasujących, od prostych składników do nowoczesnych dodatków chemicznych.

### Wstęp

Przyczyną utrudnionego przepływu płynu złożowego do odwiertu jest najczęściej zmniejszenie przepuszczalności strefy przyodwiertowej (skin-efekt) spowodowane przez różnego rodzaju operacje w odwiercie. W celu zwiększenia przepuszczalności skał złożowych w strefie przyodwiertowej wykonuje się zabiegi kwasowania. Zabiegi kwasowania można podzielić na trzy grupy:

- przemywanie odwiertu kwasem w celu usunięcia ze ścian odkrytej skały zbiornikowej zanieczyszczeń pozostałych po płucze wiertniczej i cementie, tzw. „wanna kwasowa”,
- kwasowanie matrycowe, w którym zasięg działania kwasu obejmuje strefę

najbliższą wokół odwiertu w odległości kilkudziesięciu centymetrów

- szczelinowanie kwasem – stosowane jedynie do stymulacji przepływu płynów złożowych z utworów wapiennych i dolomitowych, zwiększa zasięg kwasowania do kilkudziesięciu metrów od odwiertu.

Od momentu, gdy zrodził się pomysł zwiększania produkcji węglowodorów przez zastosowanie obróbki kwasowej odwiertów, przez długie lata stosowano do tego celu jedynie kwas solny. Z czasem zaczęto wprowadzać inne kwasy, a także różnego rodzaju dodatki do cieczy kwasujących, takie jak: inhibitory, stabilizatory, antyemulgatory, opóźniacze reakcji i dodatki o specjalnym przeznaczeniu stosowane w indywidualnych przypadkach. Dzisiaj podstawowymi kwasami stosowanymi do stymulacji odwiertów są:

- kwas solny (HCl)
- mieszanina kwasu solnego i fluorowodorowego (HF)
- kwas octowy ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ )
- kwas mrówkowy ( $\text{HCOOH}$ )
- kwas fluoroborowy ( $\text{HBF}_4$ ) – mniej rozpowszechniony
- oraz dla specyficznych zastosowań różne mieszaniny wyżej wymienionych kwasów.

Celem tego artykułu jest pokazanie na przykładach wykonanych zabiegów kwasowania, jak zmieniały się na przestrzeni lat receptury cieczy kwasujących.

### Najwcześniejsza historia kwasowania złóż

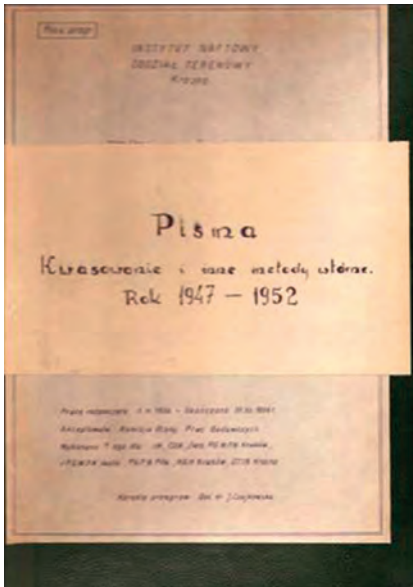
Pomysł kwasowania złóż w celu zwiększenia produkcji węglowodorów zrodził się w Ameryce. Już w 1895r dr Herman Frasch z Cleveland i Jan Van Dyck uzyskali patent na użycie kwasu solnego do zwiększenia produkcji w otworach wiertniczych. Sposób ten nie znalazł wówczas szerszego zastosowania z powodu licznych wypadków uszkodzenia rur przez kwas oraz z powodu, jak wówczas przypuszczano, szkodliwego oddziaływania na złożo. Z końcem lat 20. i początkiem 30. XX wieku w publikacjach naftowych zaczęło pokazywać się coraz więcej informacji o sposobie ożywiania produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego przez zastosowanie

kwasu solnego [1, 2]. Próby przemysłowe z użyciem kwasu solnego w otworze wiertniczym rozpoczęto w 1928 r. na obszarach naftowych Michigan stosując różne sposoby jego zatłaczania. Od 1932 r. użycie kwasu solnego do zwiększenia wydobycia ropy i gazu z pokładów wapiennych rozpowszechniło się w Ameryce coraz bardziej. Informacje o nowym sposobie zwiększenia wydobycia ropy i gazu docierały również do polskich przemysłowców i budziły coraz większe zainteresowanie. W polskiej literaturze branżowej z tego okresu przytaczano przykłady zarówno pozytywnych efektów zastosowania metod kwasowania złóż, jak i wyniki amerykańskich eksperymentów laboratoryjnych z zastosowaniem kwasu solnego, wykazujące niekorzystny wpływ kwasowania na przepuszczalność skał. Autorzy tych publikacji podkreślali jednocześnie, by wyników tych nie generalizować, gdyż zależą one od rodzaju złoża, jego tekstury i rodzaju ropy [3]. Wobec tak różnych informacji nie brakowało opinii zalecających daleko idącą ostrożność w stosowaniu tej metody. Tym bardziej w Polsce oczekiwano na wyniki pierwszych zabiegów kwasowania z użyciem kwasu solnego. Zabieg taki wykonano w maju 1935 r. w Borysławiu w odwiercie Blochówka III. O pomyślnym przebiegu kwasowania donosił Komunikat Techniczny z 1935 r. zamieszczony w zeszycie 23 Przemysłu Naftowego [7], zachęcając jednocześnie do podjęcia dalszych prób kwasowania.

Z tą datą w literaturze branżowej kończą się informacje dotyczące kolejnych zabiegów kwasowania w polskim przemyśle naftowym. Następne informacje pochodzą już z okresu powojennego z lat 50.

### Lata 1947-1960

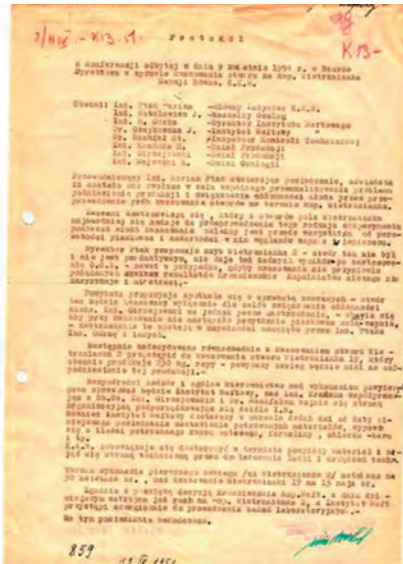
Po okresie stagnacji w działalności przemysłowej spowodowanej działaniami wojennymi w pierwszych latach powojennych wzmagaly się naciski ówczesnych władz na szybkie podniesienie produkcji ropy naftowej. By sprostać tym wymaganiom w środowisku naftowców rosło zainteresowanie różnymi metodami podnoszenia wydobycia stosowanymi za granicą, a które w Polsce z powodu okupacji były zaniebane. Dotyczyło to także metod kwasowania złóż. W dokumentach archiwalnych z lat 1947-1953 odszukanych w Zakładzie Stymulacji Wydobycia Węglowodorów INiG-PIB [Fot. 1], w szczególności w pismach pomiędzy Instytutem Naftowym a Centralnym Zarządem Przemysłu Naftowego, a także odręcznych notatkach, można znaleźć informacje o prowadzonych wówczas badaniach laboratoryjnych dotyczących projektowania zabiegów kwasowania, wykonanych zabiegach i występujących problemach.



Fot. 1. Dokumenty archiwalne

Z notatek tych wynika iż ówczesne receptury cieczy kwasujących bazowały na kwasie solnym, a kwasy octowy i fluorowodorowy spełniały dodatkowe funkcje. Ponieważ stosowany wówczas techniczny kwas solny zawierał pewne ilości kwasu siarkowego, szkodliwego dla kwasowej obróbki złóż, usuwano go przez dodanie chlorku baru. Z kolei by uchronić złożę przed wytrącaniem się osadu zawierającego trójtlenek żelaza do kwasu solnego dodawano kwas octowy. Jako inhibitory korozji stosowano formalinę, środek o nazwie Unikal, lekkie oleje smolne. W celu obniżenia napięć powierzchniowych roztworów kwasowych dodawano tzw. intensyfikatory. Był nim środek występujący pod nazwą „neutralizowany czarny kontakt” (NCZK), który szczególnie dobrze obniżał napięcie powierzchniowe kwasu już zneutralizowanego. Oprócz tego był on deemulgatorem dla zneutralizowanych roztworów kwasu. Niektóre stosowane wówczas środki takie jak: olej świerkowy i kreozot posiadały zarówno właściwości inhibitorów jak i intensyfikatorów. Kwas fluorowodorowy stosowano w celu usunięcia pozostałości po płuczce wiertniczej. Poważnym problemem tego okresu był brak rdzeni do prowadzenia badań laboratoryjnych, a także brak danych o złożach i odwiertach w celu ich wytypowania do prób przemysłowych.

Najwcześniejsze zabiegi kwasowania jakie odnotowano w znalezionych dokumentach [11] to kwasowanie w odwiertach Wietrznianka 17 w Równem [Fot. 2] i Klarowiec 20 w Rogach wykonane w 1951 roku. Do zabiegu w odwiercie Klarowiec 20 użyto ciecz kwasującą o składzie: 12% kwas solny, formalina, chlorek baru, kwas octowy. Jako przybitkę zastosowano ropę naftową.



Fot. 2. Protokół z konferencji w sprawie kwasowania w odwiercie Wietrznianka (1951 r.)

W 1952 r. opracowano zabieg kwasowania w odwiercie Graby 100 w Grabownicy. Protokół z konferencji z dn. 24.II.1952 w Instytucie Naftowym w Krośnie w sprawie oczyszczania i kwasowania odwiertu Graby 100 mówi o tym, że kwasowaniu podlegał piaskowiec na głębokości 1137-1181m. Technologia kwasowania polegała na izolowaniu spodu odwiertu przez wlanie do odwiertu roztworu chlorku wapnia, lub ciężkiej solanki. Zabieg prowadzono dwukrotnie. Pierwsze kwasowanie tzw. przepłukiwanie miało na celu usunięcie płuczki ze ścian odwiertu, a następnie wykonano kwasowanie właściwe. Do przepłukiwania stosowano kwas solny o koncentracji 15% z dodatkiem 1-2% kwasu fluorowodorowego oraz odpowiedniej ilości kwasu octowego, formaliny, chlorku baru oraz „czarnego kontaktu”. Czas przebywania kwasu w odwiercie ustalono na 3 godziny. W tym czasie płyn kwasujący mieszano za pomocą zapuszczanej łyżki. Po usunięciu przereagowanego kwasu, odwiert zalewano wodą słodką, przemieszano łyżką a następnie usunięto. Do kwasowania właściwego użyto 12% roztwór kwasu solnego z dodatkami kwasu octowego, formaliny, chlorku baru i „czarnego kontaktu” bez kwasu fluorowodorowego. Kwas solny zatłaczany był rurkami pompowymi. Jako przybitkę zastosowano ropę naftową. Czas przebywania kwasu w otworze wynosił 9 godzin [11].

21.04.1952 została zawarta umowa pomiędzy Sanockim Kopalnictwem Naftowym reprezentowanym przez inż. Wacława Schillera a Zakładem Kopalnictwa Naftowego Instytutu Naftowego w Krośnie reprezentowanym przez dyr. inż. Henryka Górkę o wspólnej pracy nad wprowadzeniem metody kwasowania w starych odwiertach na polach naftowych Sanockie-

go Kopalnictwa Naftowego [11]. Zgodnie z tą umową Sanockie Kopalnictwo Naftowe miało przygotowywać stronę techniczną zabiegów, dostarczać próbki skał złożowych do badań laboratoryjnych, dostarczać materiały, urządzenia i zapewnić robocizną dla przeprowadzenia zabiegów kwasowania. Z kolei Zakład Kopalnictwa Naftowego Instytutu Naftowego w Krośnie miał typować odwierty do kwasowania wspólnie z geologiem S.K.N, wykonywać badania laboratoryjne, każdorazowo przed zabiegiem podawać metodykę prowadzenia zabiegów. Obydwa zakłady wspólnie miały przygotować harmonogram zabiegów kwasowania. Sprawozdanie kwartalne z kwasowania otworów z dn. 15.07.1953 r. mówi, że w I kwartale 1953 r. przeprowadzono próby kwasowania w czterech odwiertach pola naftowego Biecz, z których 2 dały wynik negatywny, a 2 dobre rezultaty. Z kolei w sprawozdaniu z kwasowania odwiertów w II kwartale 1953 r. mowa o tym, że przeprowadzono tylko dwa doświadczalne zabiegi kwasowania na kop. Folsz. Ta mała ilość wynikała z opóźnień w transporcie kwasu i odczynników dla Gorlickiego Kopalnictwa Naftowego. Kwasowano odwiert Folsz 37 i Folsz 84. W obydwu stosowano 10% kwas solny.

W kolejnych latach 50. XX w. Instytucie Naftowym w Krośnie prowadzono prace badawcze związane z wywołaniem przypiływu do odwiertu i intensyfikacją wydobywania poprzez kwasowanie. Pierwsze prace naukowe z tej dziedziny prowadzili Bronisław Fleszar i dr Janina Czajkowska. Dotyczyły one środków chemicznych krajowej produkcji przeznaczonych do obniżania napięcia powierzchniowego, przedłużania czasu reakcji kwasu ze skałami węglanowymi i zabezpieczenia rur i urządzeń napowierzchniowych przed agresywnym działaniem wtłaczanych do złoża cieczy kwasujących. W wyniku tych badań do wykonania zabiegów kwasowania w skali przemysłowej wytypowano środki chemiczne o nazwach: alfenol, oleinol i oleol. Przeprowadzone próby przemysłowe z wykorzystaniem tych środków dały pozytywne wyniki zarówno w przypadku wywołania odwiertów jak i intensyfikacji wydobywania ropy i gazu.

W latach 1955-60 opracowano w Instytucie Naftowym metodykę kwasowania wapieni jurajskich, którą wdrożono z pozytywnym rezultatem na kopalniach Lubaczów i Partynia. Było to kwasowanie z równoczesnym szczelinowaniem bez podsadzki.

### Lata 70. XX wieku

W latach 70. zdecydowanie wzrosła ilość prowadzonych prac dotyczących metod wywoływania produkcji i intensyfikacji wydobywania oraz przeprowadzonych zabiegów kwasowa-

nia. Badania koncentrowały się wokół doboru odpowiednich składników do cieczy kwasujących takich jak: środki powierzchniowo-czynne, substancje opóźniające reakcję kwasu ze skałami węglanowymi i substancje spełniające rolę inhibitorów korozji. Dzięki tym badaniom z sukcesem przeprowadzono szereg zabiegów kwasowania w odwiertach Pomorsko-1, Mniszów-13, Mniszów-14, Pławowoce-308.

W roku 1971 prowadzono prace nad recepturami cieczy do zabiegów kwasowania skał piaskowcowych o lepizsczu węglanowym z dużą zawartością krzemianów przy użyciu HCl i NH<sub>4</sub>F.HF [4]. Do kwasowania takich złóż zaproponowano dwie cieczy kwasujące: pierwszą o składzie: 15% roztwór HCl techniczny, woda, Rokamid MK-10, drugą: techniczny kwas solny (37%), kwaśny fluorek amonu (50%), woda, Rokamid MK-16.

Inną ciecz kwasującą zastosowano w 1971 r. do kwasowania odwiertu Przemysł 116. Była to ciecz kwasująca o składzie: 10% HCl, kwas octowy, Aftenol, gazolina z dodatkiem oleinolu.

W 1971 r. wykonano także kwasowanie po dowierceniach utworów wapienia w odwiercie Międzyzdroje 2. Jako ciecz kwasującą zaproponowano 12% kwas solny, kwas octowy, Rokamid i inhibitor korozji produkcji amerykańskiej o nazwie Coat-RD 272. W 1972 r. wykonano kwasowanie w odwiercie Czerwieńsk 2 cieczą kwasującą o składzie: 13-14% HCl z dodatkiem Roksolu K.

Zajmowano się również opracowywaniem technologii zabiegów kwasowania przy zastosowaniu spienionej cieczy kwasującej. W 1972 wykonano zabieg intensyfikacji wydobywania ropy naftowej z odwiertu Podborze 14 przez zastosowanie 15% kwasu solnego spienionego dwutlenkiem węgla.

Od początku lat 70. w IN pracowano nad sporządzaniem hydrofobowych emulsji kwasowych do zastosowania w złożach węglanowych. Napotymano wówczas na duże trudności z dobraniem odpowiednich emulgatorów, gdyż przeważająca ilość dostępnych wtedy środków powierzchniowo-czynnych nie tworzyła odpowiednich emulsji. Trudności te rozwiązywano stosując w zamian niektóre ropy naftowe posiadające naturalne właściwości emulgujące. Mimo tych trudności w 1973 r. opracowano metodę kwasowania za pomocą kwasowych emulsji hydrofobowych. Zabiegi z zastosowaniem tych cieczy kwasujących zostały wdrożone z pozytywnym efektem w wielu odwiertach. W kolejnych latach kontynuowano pracę nad wytwarzaniem emulsji kwasowych badając możliwości wykorzystania jako emulgatory pojawiające się na polskim rynku nowe środki

powierzchniowo-czynne [18]. Przykładami zastosowania opracowanych wówczas technologii kwasowania za pomocą emulsji kwasowych są poniżej przedstawione zabiegi.

W latach 1970-1971 wykonano kilka zabiegów kwasowania na złożu Przemysł m.in. dwuetapowe kwasowanie (Przemysł 89) za pomocą emulsji kwasowej o składzie: olej napędowy, kwas octowy, Ropol.

1972 r. – kwasowanie w odwiercie Międzyzdroje 2 utworów dolomitu głównego za pomocą emulsji kwasowej o składzie: 13% kwas solny, 50% kwas octowy, ropa rodzima, 10% Roksol K.

1974 r. – kwasowanie utworów dolomitu głównego w odwiercie Sulęcín 9. Stwierdzono na podstawie badań, że rodzima ropa z tego odwiertu zawiera naturalne emulgatory, wobec czego zaproponowano kwasowanie emulsją kwasową o składzie: 50% ropy z odwiertu Sulęcín, 50% kwasu solnego 15% -owego.

1976 r. – kwasowanie odwiertu Kamień Pomorski 2 utworów dolomitu głównego z zastosowaniem hydrofobowej emulsji kwasowej o składzie: 70% HCl 15%-owego, 30% oleju napędowego, 1% ogólnej ilości emulsji emulgatora Rokwin P-80

1976 r. – kwasowanie w odwiercie Tarchały 29- gazonośnych utworów wapienia podstawowego za pomocą hydrofobowej emulsji kwasowej, o składzie: 15% HCl, olej napędowy, emulgator Rokwin P-80, Rokafenol L-25.

1976 r. – kwasowanie odwiertów Bogdaj-Uciechów 46, 40, 50 gazonośnych utworów wapienia podstawowego za pomocą hydrofobowej emulsji kwasowej o składzie: 15% HCl, olej napędowy, emulgator Rokwin P-80, Rokafenol L-25

1976 r. – kwasowanie w odwiercie Tarnawa – Wielopole 35 warstw krośnieńskich o lepizsczu wapnisto-ilastym za pomocą hydrofobowej emulsji kwasowej z zastosowaniem rodzimej stabilizowanej ropy i kwasu solnego.

1976 r. – kwasowanie dolomitu głównego odwiertu Gorzysław 4 przy użyciu hydrofobowej emulsji o składzie: 15% HCl, ropa z kopalni Turaszówka, Tardiol, Rokafenol N-8, ropa z kopalni Gorzysław 4.

W 1977 r. w odwiercie Petrykozy 4K w celu poprawy drożności kolektora opracowano projekt zabiegu kwasowania z równoczesnym podparciem utworzonych szczelin za pomocą piasku kwarcowego. Do wykonania zabiegu opracowano kwasową emulsję hydrofobową oraz nośnik piasku sporządzony na bazie ropy naftowej z kopalni Petrykozy oraz kwasu solnego [5].

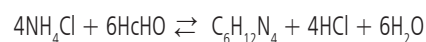
Z dokumentów archiwalnych wynika, że lata 70. były okresem dynamicznego rozwoju zabiegów intensyfikacyjnych. Tylko w 1976 r. w polskim górnictwie naftowym wykonano w 42 zabiegi intensyfikacyjne, w tym tylko 2 za-

biegi hydraulicznego szczelinowania, pozostałe zabiegi to kwasowanie [5].

Równoległe z pracami nad hydrofobowymi emulsjami kwasowymi trwały prace nad możliwością zastosowania do obróbki kwasowej złóż cieczy kwasujących spienionych za pomocą CO<sub>2</sub> [6]. Prace te skupiały się wokół doboru substancji chemicznych ułatwiających spienianie kwasu solnego. Próbnymi zabiegami kwasowania wykonano w 1972 r. w odwiertach Podborze 14 i 42 z użyciem cieczy kwasującej o składzie: 15% HCl, oleinol, suchy lód (stały CO<sub>2</sub>).

## Lata 1980-1995

Rok 1977 zamyka pewien okres badań i ich weryfikację w praktyce przemysłowej. Polscy inżynierowie i naukowcy stanęli przed nowymi wyzwaniami, jakimi były prace nad doбором cieczy zabiegowych i opracowaniem nowych technologii zabiegów przeznaczonych do stymulacji odwiertów o dużej głębokości. Wraz z głębokością pojawiły się problemy z przygotowaniem cieczy roboczych odpornych na temperaturę powyżej 130°C. Prowadzenie zabiegów kwasowania w odwiertach o głębokości powyżej 3000m jest bardziej skomplikowane niż w odwiertach płytkich ze względu na wysoką temperaturę na spodzie odwiertu, przy której następuje bardzo szybka reakcja kwasu z rurami wydobywczymi i do złoża wtłaczany jest już przereagowany roztwór. W roku 1982, gdy zajmowano się nową technologią kwasowania, górnictwo naftowe nie dysponowało inhibitorami korozji i środkami opóźniającymi reakcję ze skałą złożową odpowiednimi dla tak wysokich temperatur. Dlatego też w celu umożliwienia wykonywania zabiegów na dużych głębokościach prowadzono badania nad adaptacją metody stosowanej wówczas w Związku Radzieckim polegającej na wytwarzaniu kwasu solnego z dwóch obojętnych wobec żelaza i węglanów związków chemicznych. Jako substancje wyjściowe dla uzyskania kwasu używano wodnego roztworu formaliny i chlorku amonu, między którymi zachodziła następująca reakcja:



Pozytywną cechą tej metody było to, że reakcja formaliny z chlorkiem amonu przebiega stopniowo, gdyż nowe partie kwasu wytwarzają się w miarę wyczerpywania się uprzednio powstałego kwasu, dzięki czemu aktywny kwas dociera w złożę głębiej. Metodę tą sprawdzono w praktyce w 1982 r. w odwiercie Unisław IG-1 na głębokości 4770m.

W latach 80. pracowano nad technologią selektywnego kwasowania z użyciem pakera oraz technologią kwasowania odwiertów zarurowanych do spodu rurami traconymi lub



perforowanymi bezpiecznie [19]. Ważną częścią prac z zakresu stymulacji wydobywania były badania dotyczące receptur cieczy zabiegowych przeznaczonych do usuwania uszkodzenia strefy przyodwiertowej wywołanego różnego rodzaju pracami w odwiercie: wierceniami, cementowaniem, stymulacją wydobywania. Zajmowano się także uszkodzeniami strefy przyodwiertowej wywołanymi przez zmianę zwilżalności, pęcznienie minerałów ilastych oraz przez wytrącanie się osadów organicznych i nieorganicznych.

### Okres po 1995 r.

Rok 1995 był rokiem przełomowym w rozwoju metod stymulacyjnych w Polsce. Ośrodek Intensyfikacji Wydobywania PGNiG został wyposażony w nowoczesny sprzęt zabiegowy do hydraulicznego szczelinowania, szczelinowania cieczą kwasową, kwasowania, wykonywania kwasowania z użyciem Coiled Tubingu oraz kwasowania spienionymi przez azot cieczami kwasującymi, hydroperforacji, płukania i udrażniania strefy przyodwiertowej przy pomocy urządzenia „ball injection”. Sprzęt ten pozwolił na wykonywanie większych zabiegów, w trudniejszych i bardziej skomplikowanych warunkach złożowych. Jednocześnie w tym okresie IGNiG został wyposażony w specjalistyczną aparaturę badawczą, m.in. Acid Delivery System, urządzenie pozwalające na prowadzenie laboratoryjnych testów kwasowania na rdzeniach w warunkach otworopodobnych, z możliwością sterowania i kontroli nawet długotrwałych symulacji kwasowania [Fot. 3], a także RDA („wirujący dysk”) aparat do pomiaru szybkości reakcji kwasów ze skałami złożowymi i szybkości korozji [Fot. 4].

Dla potrzeb kwasowania zaczęto też wykonywać jakościowe i ilościowe badania składu

mineralnego skał. Dzięki tym inwestycjom i ściślejszej współpracy PGNiG i IGNiG nastąpił znaczny wzrost liczby realizowanych prac o charakterze badawczym z dziedziny intensyfikacji wydobywania. Na ich podstawie przygotowywano ogólne zalecenia doboru cieczy zabiegowych do kwasowania różnego typu złóż, opracowywano receptury cieczy zabiegowych, wykonywano projekty zabiegów kwasowania, typowano dostępne wówczas substancje chemiczne jako dodatki do cieczy kwasujących [17]. Dostępność i asortyment tych środków były już znacznie większe niż w latach wcześniejszych. Na polskim rynku były dostępne środki powierzchniowo-czynne o własnościach hydrofilowych (Rokafenol N-8, Rokacet S-24, Roksol AT-2), o własnościach hydrofobowych (Rofob S, Pilasol F), środki zwilżające (Rokafenol N-8, Roksol AT2, Roksol AT3), deemulgatory (Rokafenol N-8, Rokacet S-24, Rokamid MR-17), emulgatory (Rokanol Ł-18, Pilasol F, Rokwinol -80). Jako odczynniki stabilizujące w dalszym ciągu stosowano kwas octowy, kwas cytrynowy, a także kwas wersenowy (EDTA). Jako inhibitory korozji dla HCl używano urotropinę +SPCz w temp. do 50°C, powyżej 50°C środek o nazwie HAI-85M. W 1996r z wykorzystaniem niektórych z tych środków chemicznych wykonano zabiegi kwasowania w odwiertach gazowych: Zagorzyce 6, Mełgiew 4K. W odwiercie Zagorzyce 6 kwasowano utwory wapienia, wapienia dolomitowego i dolomitu wapienistego, wykonując dwa kwasowania. Pierwsze było szczelinowaniem kwasem, drugie kwasowaniem matrycowym. W pierwszym zabiegu użyto cieczy o składzie: kwas octowy, formalina, chlorek amonu, SPCz, inhibitor korozji. W drugim zabiegu kwaso-

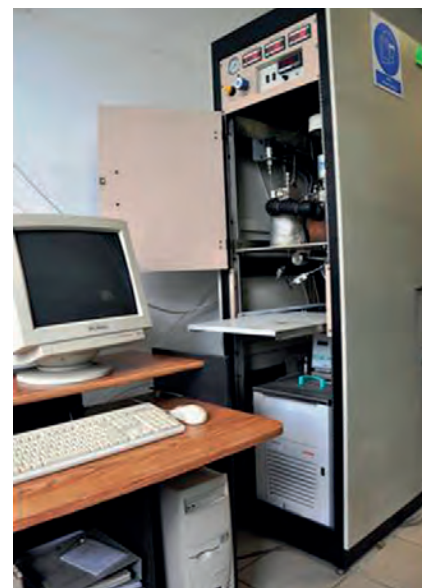
wano roztworem kwasu octowego. Zabiegi te spowodowały znaczny wzrost wydajności gazu: od  $V_{abs}$  przed zabiegiem wynoszącego  $1 \text{ nm}^3/\text{min}$ , do  $V_{abs} = 15,5 \text{ nm}^3/\text{min}$  po 1-szym zabiegu i  $V_{abs} = 73 \text{ nm}^3/\text{min}$  po 2-gim zabiegu [16]. W odwiercie gazowym Mełgiew 4K kwasowano utwory dolomitu wykonując również dwa kwasowania. W 1-szym i 2-gim kwasowaniu zastosowano ciecz kwasującą o składzie: roztwór kwasu solnego i octowego, SPCz, inhibitor korozji. Drugi zabieg był szczelinowaniem kwasem. W pierwszym zabiegu użyto  $18 \text{ m}^3$  cieczy kwasującej, w drugim  $160 \text{ m}^3$ . Po obydwu kwasowaniach  $V_{abs}$  wzrosło od początkowego  $V_{abs} = 26 \text{ nm}^3/\text{min}$  do końcowego  $V_{abs} = 150 \text{ nm}^3/\text{min}$  [16].

Po roku 1995 opracowano i wdrożono szereg nowoczesnych technologii intensyfikacji wydobywania, takich jak:

- Opracowanie receptur cieczy kwasujących zastosowanych w zabiegach kwasowania na złożach Wilków i Naratów, Łapanów, Radlin, Paproć, Retno, Mozów, Szlichtyngowa, Cicha Góra
- Opracowanie technologii kwasowania emulsjami kwasowymi zastosowanymi na złożach Buk, Grotów, Mostno, Buszewo, Sowią Góra, Sieraków, Lubiatów
- Opracowanie receptur cieczy kwasujących z systemem opóźnienia czasu reakcji dla odwiertu Cychry 5k
- Opracowywanie technologii zabiegów kwasowania dla odwiertów PGNiG Oddziału Sanok:
- Wykonanie projektu kwasowania matrycowego odwiertu Łapanów-4 z użyciem azotu jako czynnika wypierającego ciecz kwasującą z rur do złoża
- Dobór cieczy technologicznej do zabie-



Fot. 3. Zestaw zbiorników na ciecz robocze i uchwyt na rdzeń (Acid Delivery System)



Fot. 4. Aparat RDA do pomiaru szybkości reakcji kwasów ze skałami złożowymi i szybkości korozji

- gu kwasowania matrycowego odwiertu Dzieduszyce 4k
- Opracowanie receptury cieczy kwasującej i technologii zabiegu w odwiercie Mozów 2
- Dobór cieczy kwasującej, laboratoryjne symulacje kwasowania, określenie parametrów zabiegu, symulacje komputerowe szczelinowania kwasem, opracowanie technologii zabiegu odwiertu Sieraków 4
- Opracowanie składu cieczy kwasującej oraz założeń do wykonania zabiegu kwasowania w odwiercie Mełgiew 5

### Czasy współczesne

Obecnie w polskim górnictwie naftowym prace związane z intensyfikacją wydobycia opierają się na komercyjnych środkach międzynarodowych koncernów zajmujących się produkcją i dystrybucją surowców chemicznych przeznaczonych dla przemysłu naftowego. Firmy te produkują całą gamę różnorodnych dodatków do cieczy zabiegowych dla zwykłych i specyficznych zastosowań. Są to inhibitory korozji (organiczne i nieorganiczne), inhibitory pęcznienia minerałów ilastych, odczynniki stabilizujące np. rozpuszczalność produktów reakcji w cieczy pozabiegowej, antyemulgatory zapobiegające tworzeniu się emulsji z kwasu i płynów złożowych, opóźniacze reakcji oraz systemy opóźnienia reakcji, środki powierzchniowo-czynne ułatwiające penetrację cieczy w strukturę porową skał złożowych, dodatki zagęszczające roztwory kwasów, środki obniżające opory przepływu, środki spieniające. Oferta rynkowa komponentów do cieczy kwasujących jest ogromna i ciągle rozszerza się, a stała współpraca z tymi firmami pozwala na stosowanie środków chemicznych najnowszej generacji.

Przykładami prac zrealizowanymi dzięki tej współpracy, z zastosowaniem nowoczesnych dodatków do cieczy zabiegowych, mogą być



Fot. 5. Żelowany i usieciowany kwas HCl

następujące prace [8, 9, 10, 12, 14, 15]:

- Zastosowanie dwufazowych cieczy kwasujących do efektywnej stymulacji złóż
- Technologia stymulacji odwiertów ropnych o dużej zawartości ciężkich węglowodorów
- Opracowanie technologii zatłaczania azotu w celu selektywnego kwasowania matrycowego złóż
- Zastosowanie wielofunkcyjnych dodatków do cieczy kwasujących w zabiegach kwasowania
- Opracowanie technologii selektywnego kwasowania na bazie płynów żelowych [Fot 5, 6]
- Dobór środków chemicznych do stabilizacji węglowodorów podczas zabiegów kwasowania

Coraz częściej na świecie, ale także i w Polsce, wykonywane są „duże” zabiegi kwasowania matrycowego lub szczelinowania kwasem. Tego typu zabiegi stymulacyjne są bardziej efektywne niż zabiegi o ograniczonej wielkości, wymagają jednak zastosowania specyficznych technologii. Od tradycyjnie wykonanego zabiegu różnią się nie tylko ilością zatłaczanej do złoża cieczy kwasującej, ale także techniką wykonania. Często w trakcie jednego zabiegu kwasowania stosuje się kilka różnych cieczy kwasujących zatłaczanych przemiennie z innymi

cieczami technologicznymi, takim jak np. solanki, roztwory polimerów. Taki rodzaj zabiegów stymulacyjnych nazywany jest wieloetapowym kwasowaniem. Stosuje się w nich zarówno zwykłe kwasy, jak i ciecz kwasująca z systemem opóźniania reakcji kwasowania. Te ostatnie wykonuje się w złożach o wysokiej temperaturze. W 2011 r. w INiG realizowano pracę nad opracowaniem technologii wieloetapowego kwasowania złóż węglanowych z uwzględnieniem procesu opóźniania reakcji [13]. Przygotowano wówczas receptury cieczy technologicznych do wykonania wieloetapowych zabiegów kwasowania na bazie 15% HCl, uwzględniając różne techniki opóźniania reakcji kwasowania [Fot. 7, 8, 9]. Technikami tymi były:

- opóźnianie reakcji za pomocą kwasów organicznych
- opóźnianie reakcji za pomocą żelowania kwasu
- opóźnianie reakcji za pomocą kwasu żelowanego In-Situ
- opóźnianie reakcji za pomocą emulgowania HCl
- opóźnianie reakcji za pomocą viskoelastycznego żelu

Podczas realizacji tej pracy wykorzystano różne specyficzne środki chemiczne będące w ofercie wspomnianych firm.

Do receptur cieczy kwasujących przygotowywanych doraźnie do zabiegów wykonywanych zarówno przez polskie przedsiębiorstwa naftowe, jaki i na zlecenie firm zagranicznych, również wykorzystywane są najnowsze środki chemiczne. Dzięki ogromnej ich różnorodności receptury cieczy zabiegowych dobierane są na podstawie badań laboratoryjnych indywidualnie dla każdego odwiertu. Przykładami mogą być następujące projekty:

- projekt kwasowania matrycowego w odwiercie Łapanów 3
- projekt kwasowania w odwiercie Nienadowa 1



Fot. 6. Rdzenie poddane działaniu żelowanych i usieciowanych kwasów



Fot. 7. Powierzchnia czołowa rdzenia po kwasowaniu cieczą viskoelastyczną



Fot. 8. Wytrawiona powierzchnia szczeliny podczas dwuetapowego kwasowania w porządku: żelowany 15% HCl/ 15% HCl



Fot. 9. Wytrawiona powierzchnia szczeliny podczas dziewięcioetapowego kwasowania w porządku: 15% HCl/ liniowy żel/ HCl; kwas mśrówkowy w stosunku 10:7/ żelowany HCl/ liniowy żel/ 15% HCl/ HCl; kwas mśrówkowy w stosunku 10:7/ żelowany HCl/ 15% HCl

- dobór składu chemicznego cieczy kwasującej dla odwiertu Białka Tatrzńska GT-1
- usuwanie osadów z uszkodzonej strefy przyodwiertowej odwiertu Gajewo 1
- opracowanie technologii usuwania uszkodzenia przepuszczalności w odwiercie Brzeźnica2
- opracowanie technologii usuwania osadów w odwiercie Wierzchowice WM-A5H
- dobór cieczy kwasującej do wykonania stymulacji w odwiercie Bańska PGP-3
- dobór cieczy kwasującej do wykonania zabiegu kwasowania w odwiercie Roztoki 42
- opracowanie technologii wykonania stymulacji w odwiercie Jodłówka 6
- opracowanie technologii wykonania zabiegu płukania odwiertu Niebieszczy 1.

### Podsumowanie

Zaprezentowana historia zabiegów kwasowania z pewnością jest wycinkowa. Nie udało się odnaleźć w dokumentach informacji o zabiegach kwasowania i recepturach cieczy kwasujących pomiędzy 1935 r. a początkiem lat 50. Również ograniczone rozmiary tej publikacji nie pozwoliły na zaprezentowanie znacznie większej ilości wykonanych zabiegów kwasowania, badań i szerszego opisu zastosowanych cieczy zabiegowych. Ale mimo tego zauważalny jest ogromny postęp zarówno w technikach i technologiach kwasowania, metodach badawczych, jak i w stosowanych do cieczy kwasujących komponentach. Patrząc z perspektywy czasu na problemy jakie polscy naftowcy i chemicy musieli rozwiązywać, by sprostać stawianym im wymaganiom, musimy przyznać, że dzisiaj pomimo coraz trudniejszych wyzwań znacznie łatwiej jest realizować zabiegi kwasowania. Możliwość stosowania nowoczesnego sprzętu zabiegowego i aparatury badawczej, dostęp do najnowszych rozwiązań technolo-

gicznych, do innowacyjnych gotowych dodatków chemicznych sprawiają, że ryzyko porażki związane z podejmowanymi decyzjami jest znacznie mniejsze, pozwalając tym samym na wykonywanie znacznie bardziej efektywnych zabiegów kwasowania złóż.

### Literatura

1. Cząstka J., *Ożywianie produkcji ropy i gazu przy użyciu kwasu solnego*, *Przemysł Naftowy*, zeszyt 17, str. 503-506, 1935
2. Cząstka J., *Ożywianie produkcji ropy i gazu przy użyciu kwasu solnego*, *Przemysł Naftowy*, zeszyt 16, str.473, 1935
3. *Doświadczenia nad działaniem kwasu solnego na pokładach ropy*, *Przemysł Naftowy*, zeszyt 22, str. 651, 1935
4. J. Pohl, *Instrukcja technologiczna wykonania zabiegów kwasowania przy użyciu HCl i NH<sub>4</sub>FHF skał piaskowcowych o lepisczcu węglanowym z dużą zawartością krzemianów*, *Dokumentacja IN*, 1971
5. J. Pohl, *Opracowanie projektów technologicznych i wdrażanie nowych technologii zabiegów intensyfikacyjnych*, *Dokumentacja IN*, 1977
6. J. Pohl, *Opracowanie technologii kwasowania skał węglanowych z zastosowaniem CO<sub>2</sub>*, *Dokumentacja IN*, 1972
7. *Komunikaty Techniczne*, *Przemysł Naftowy*, zeszyt 23, str. 722, 1935
8. M. Czupski, *Dobór środków chemicznych do stabilizacji węglowodorów podczas zabiegów kwasowania*, *Dokumentacja INiG*, 2010
9. M. Czupski, *Technologia stymulacji odwiertów ropnych o dużej zawartości ciężkich węglowodorów*, *Dokumentacja INiG*, 2008
10. M. Masłowski, *Opracowanie technologii zatłaczania azotu w celu selektywnego kwasowania matrycowego złóż*, *Dokumentacja INiG*, 2009
11. *Materiały archiwalne INiG (korespondencja służbowa, notatki robocze, sprawozdania*

*z realizacji zabiegów kwasowania)*

12. P. Kasza, *Opracowanie technologii selektywnego kwasowania na bazie płynów żelowanych*, *Dokumentacja INiG*, 2009
13. P. Kasza, *Opracowaniem technologii wieloetapowego kwasowania złóż węglanowych z uwzględnieniem procesu opóźnienia reakcji*, *Dokumentacja INiG*, 2011
14. P. Kasza, *Zastosowanie dwufazowych cieczy kwasujących do efektywnej stymulacji złóż*, *Dokumentacja INiG*, 2008.
15. P. Kasza, *Zastosowanie wielofunkcyjnych dodatków do cieczy kwasujących w zabiegach kwasowania*, *Dokumentacja INiG*, 2009
16. S. Miezyn, J. Fiederń, *Przebieg i wyniki zabiegów wykonanych nowym sprzętem*, *Konferencja nt. Zabiegi stymulacyjne w odwiertach – nowe możliwości i nowe zadania*, Iwonicz Zdrój 3-4 październik 1996
17. S. Miezyn, *Opracowanie receptur płynów zabiegowych do usuwania uszkodzenia strefy przyodwiertowej i spowodowania optymalnego przypływu do odwiertu*, *Dokumentacja IGNiG*, 1996
18. T. Mendelowski, *Opracowanie receptur cieczy roboczych z zastosowaniem nowo wyprodukowanych SPC dla różnych zabiegów intensyfikacji przypływu*, *Dokumentacja IN*, 1975
19. Z. Błaż, *Technologia intensyfikacji wydobycia ropy i gazu ze złóż o miąższości powyżej 30m*, *Dokumentacja IGNiG*, 1987

Mgr inż. Elżbieta Biały  
starszy specjalista badawczo-  
-techniczny w Zakładzie Stymulacji  
Wydobycia Węglowodorów INiG-PIB  
Odział w Krośnie

Artykuł recenzowany  
Artykuł nadesłano do redakcji: 16.09.2014  
Artykuł przyjęto do druku: 1.10.2014

# Laboratoryjne badania odporności blach ze stali P355 na kruchość wodorową HIC



Agnieszka Stachowicz

## Laboratory testing of steel P355 resistance to Hydrogen Induced Cracking

### Abstract

Range of conditions related problems to occur hydrogen-induced cracking (HIC) and effects on steel are presented in this article. Methodology of hydrogen-induced cracking laboratory tests is also submitted. This tests permit to determine threshold of safety for given material to admit them to use in hydrogen sulfide environments. Results of laboratory study for 46 parts from plates in P355 grade of steel are also presented in this article.

### Streszczenie

W artykule przedstawiono zagadnienia dotyczące warunków występowania kruchości wodorowej HIC oraz skutki działania wodoru na stal. Opisano również metodykę wykonywania testów. Badania te pozwalają na określenie klasy odporności dla danego materiału dopuszczając go do pracy w środowisku siarkowodoru. Artykuł zawiera również wyniki przeprowadzonych testów dla 46 partii próbek pobranych z blach w gatunku stali P355.

### Wprowadzenie

W związku z coraz większym zapotrzebowaniem na ropę naftową i gaz ziemny istnieje potrzeba eksploatacji złóż o gorszej charakterystyce eksploatacyjnej. Konieczność wykonywania coraz głębszych odwiertów w poszukiwaniu złóż oraz stosowanie na wielu polach różnych sposobów postępowania w celu zwiększenia wydobywania, prowadzą na całym świecie do wzrostu liczby pól określanych jako kwaśne. W związku z tym zwiększa się zapotrzebowanie na stale, które używane w warunkach kwaśnych pól, są wystarczająco odporne. Na kwaśnych polach w rurociągach

wydobywczych i w kolektorach transportowanych są ropa lub gaz z dużą zawartością siarkowodoru i wody. Ponadto obserwuje się coraz to większy wpływ kwaśnego środowiska na zachowanie się zbiorników ciśnieniowych oraz konstrukcji stalowych. W praktyce znane są przypadki intensywnej korozji zbiorników, w których przechowywane są siarkowodór. Zbiorniki takie narażone są zarówno na kruchość wodorową jak i na naprężeniowe pękanie korozyjne. Obecność siarkowodoru w płynach złożowych wymaga stosowania materiałów konstrukcyjnych o specjalnych właściwościach, jak najmniej podatnych na zjawisko kruchości siarczkowej, czyli kruchości wodorowej oraz korozji naprężeniowej, stymulowanych silnie przez ten właśnie składnik.

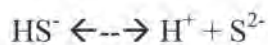
Stal w zetknięciu z wodą zawierającą siarkowodór może ulegać korozji. Atomy wodoru, który powstaje w wyniku reakcji korozji, może być absorbowany przez stal i powodować pękanie wyrobów stalowych. Równolegle przebiegające pęknięcia mogą się wzajemnie łączyć, tworząc tzw. „pęknięcia schodkowe”. Oprócz tego w niektórych przypadkach tworzą się pęcherze powierzchniowe. Pękanie wywołane wodorem (HIC) zachodzi mimo braku jakichkolwiek naprężeń. W praktyce często spotykamy się z oddziaływaniem na metal wodoru lub środowisk wytwarzających wodór. Rozpuszczalność wodoru w metalach zwiększa się w miarę podwyższenia temperatury. Jeżeli stal nasycona wodorem w wysokiej temperaturze ulega oziębieniu, wtedy z roztworu stałego w metalu wydziela się gazowy wodór, wytwarzając naprężenia, szczeliny i pęcherze. Problem kruchości wodorowej może jednak powstać również w elementach pracujących w warunkach, w których tworzy się wodór. Jeżeli materiał pracuje w środowisku, w którym występuje wodór, następuje jego przenikanie do stali. W praktyce spotyka się wiele procesów, w toku których zachodzi wnikiwanie elektrolitycznego (katodowego) wodoru do wnętrza metalu. Nawodorowanie może wystąpić w czasie użytkowania (korozja z depolaryzacją wodorową lub mieszaną, ochrona katodowa) oraz podczas przeprowadzania zabiegów mających na celu zabezpieczenie powierzchni metalu przed korozją (wytrawianie w wodnych roztworach kwasów, powlekanie galwaniczne). Pewne nasycenie stali wodorem następuje także np. w czasie procesu trawienia blach. Nawodorowanie metali prowadzi często do znacznego

pogorszenia ich własności mechanicznych. Wodór obecny w metalu powoduje obniżenie jego własności plastycznych i wytrzymałościowych (tzw. kruchość wodorowa). Skutki kruchości wodorowej wielokrotnie obserwowano w różnych dziedzinach techniki, jak przemysł chemiczny i petrochemiczny, przemysł lotniczy, budownictwo oraz transport paliw ciekłych i gazowych. Kruchości wodorowej ulega wiele materiałów: stale austenityczne, martenzytyczne i ferrytyczne, stopy niklu, stopy tytanu i glinu, brązy berylowe, żelazo, tantal, niob, wanad i cyrkon. Nie wszystkie stale są jednakowo wrażliwe na działanie wodoru. Stale o strukturze ferrytyczno-perlitycznej są mniej wrażliwe od stali o strukturze martenzytycznej tzw. np. hartowanych lub ulepszonych cieplnie. W konstrukcjach spawanych zagadnienie kruchości wodorowej łączy się ściśle ze spawaniem. Najbardziej niebezpieczne jest jednak działanie wodoru na stale o wysokiej wytrzymałości, które wykazują szczególnie dużą wrażliwość na kruchość wodorową. Pod wpływem znikomo małej zawartości wodoru mogą one znacznie pogarszać swoje właściwości. Wrażliwość ta zwiększa się wraz ze wzrostem wytrzymałości mechanicznej stali. Kruchość wodorowa stopów żelaza nie występuje w wysokich i niskich temperaturach (maksimum w temperaturze  $20 \pm 5^\circ\text{C}$ ) i przy dużych szybkościach odkształcania. Wodór atomowy ulatnia się jednak szybko ze stali przy wyjęciu jej ze środowiska korozyjnego, może jednak częściowo pozostawać w porach i innych wadach w postaci dwuatomowej cząsteczki  $\text{H}_2$ . Opóźnione pękanie (zwane także statycznym zmęczeniem) polega na kruchym pękaniu nawodorowanego materiału, plastycznego w normalnych warunkach, poddanego działaniu naprężeń poniżej granicy plastyczności. Spadek plastyczności materiału przejawia się zmniejszeniem wartości względnego wydłużenia i przewężenia w próbie rozciągania nawodorowanego materiału. Spadek plastyczności jest tym większy im większa była pierwotna wytrzymałość stali na rozciąganie. W kontakcie z gazowym wodorem w stalach odkształczanych plastycznie również pojawia się kruchość. Szczególnie niebezpieczny jest wodór gazowy o wysokiej czystości, wszelkie domieszki np. tlen utrudniają przenikanie wodoru do stali. Kruchość wodorowa jako zjawisko odwracalne występuje w przypadku, kiedy po usunięciu źródła wodoru i desorpcji gazu, materiał odzyskuje pierwotną wytrzymałość. Jeżeli jednak pochłonięty wodór powoduje powstanie mikropęknięć, przywrócenie własności nie jest całkowite i kruchość staje się nieodwracalna.

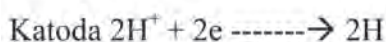
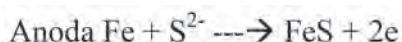
Występowanie kruchości wodorowej związane jest z obecnością siarkowodoru w złożu lub wydzieleniem go w wyższych temperatu-

rach z sulfonianów (związki stosowane jako dodatki do płuczek) lub wytwarzaniem go przez bakterie beztlenowe.

Siarkowódór rozpuszcza się w wodzie dając roztwór słabo zjonizowany.



Nasycony roztwór  $\text{H}_2\text{S}$  w wodzie wykazuje pH ok. 4 i jest bardzo słabym kwasem. Kwas ten reaguje z żelazem wydzielając wodór i siarczek żelaza (II), który osadza się w miejscu przebiegu reakcji tworząc osad mocno przylegający do powierzchni.



W roztworze kwaśnym reakcja zachodzi dalej i stężenie jonów żelaza (II) wzrasta, natomiast w roztworze zasadowym spada do niskich wartości. Szybkość korozji spada przy  $\text{pH} > 7$ , natomiast obecność tlenu ułatwia przebieg procesu anodowego i korozja może przebiegać z większą szybkością.

Woda jest nieodzownym składnikiem w powyższych reakcjach. Czas do wystąpienia pęknięcia jest tym krótszy im większa jest zawartość siarkowodoru, większe ciśnienie w złożu, niższe pH i większa wrażliwość samego materiału [1, 2, 3].

## Badania laboratoryjne korozji wodorowej

### Metodyka przeprowadzonych badań

Badania odporności materiałów stalowych na pękanie wodorowe wywołane siarkowodem (HIC) wykonywane są metodą A zgodnie z normami: NACE Standard TM-0284-2011, PN-EN 10229:2001, PN-EN ISO 15156-2:2008, PN-EN 10028-3:2009. Testy prowadzono za pomocą aparatury przedstawionej na Fig. 1 i Fig. 2.

Metoda podana w normach stwarza trudne warunki testu, które w rzeczywistości nigdy nie występują, nie mniej otrzymane wyniki są pomocne przy doborze materiałów pracujących w środowisku siarkowodoru. Test według w/w norm stosuje się do badań odporności stali na pękanie wywołane absorpcją wodoru pochodzącego z zsiarczonego środowiska wodnego dla materiałów o grubości ścianki powyżej 6 mm. Próbkki do badań powinny być odpowiednio pobrane z materiału (przykład przedstawiono na Fig.3), wzdłużnie do kierunku walcowania, po 3 z każdej partii i posiadać wymiary  $100 \pm 1$



Fig. 1. Komora do badań HIC



Fig. 2. Zestaw sprzętowy utrzymujący warunki podczas testu HIC w komorze badawczej

$\times 20 \pm 1$  mm  $\times$  g mm (długość  $\times$  szerokość  $\times$  grubość blachy). Główne powierzchnie próbek należy przeszlifować na papierach ściernych do ziarnistości 320. Przed testem próbki powinny zostać starannie odtuszczone.

Następnie próbki umieszcza się w naczyniu testowym, w taki sposób, aby ich powierzchnie równoległe do pierwotnej powierzchni wyrobu usytuowane były pionowo. W celu zachowania minimalnej odległości między próbkami należy użyć przekładek wykonanych ze szkła, plastyku lub innego niemetalicznego materiału. Stosunek objętości roztworu badawczego do łącznej powierzchni próbek powinien wynosić co najmniej 3 ml/cm<sup>2</sup>. Roztwór badawczy „A” jest sporządzany laboratoryjnie z użyciem odczynników klasy cz.d.a. według podanej w normie receptury polegającej na rozpuszczeniu 50 g NaCl i 5 g lodowatego  $\text{CH}_3\text{COOH}$  w 945 ml wody destylowanej. Początkowe pH roztworu powinno wynosić 2,6-2,8, natomiast w trakcie i po teście

< 4. Następnie roztwór należy odpowietrzyć przedmuchiując azotem o natężeniu przepływu minimum 100 cm<sup>3</sup> na minutę i litr roztworu przez co najmniej 60 minut [4, 5, 6]

Po odpowietrzeniu roztwór badawczy należy nasycać  $\text{H}_2\text{S}$  o natężeniu przepływu 200 ml na minutę i litr roztworu przez 60 minut, przy czym podczas trwania całego testu musi być utrzymywany poziom nasycenia. Próbki

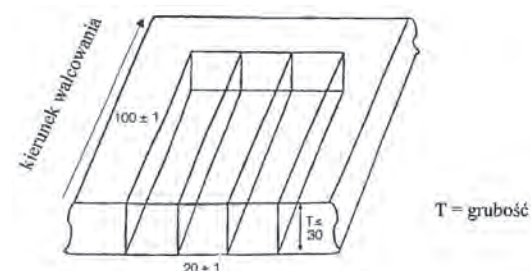


Fig. 3. Miejsce wycinania próbek testowych z materiału o grubości do 30 mm włącznie oraz wymiary próbek

wystawiane są na działanie roztworu badawczego w temperaturze  $25^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$  i ciśnieniu otoczenia przez czas 96 h, po czym wyjmują się je z roztworu i oczyszczą w strumieniu bieżącej wody za pomocą plastikowej szczoteczki. Następnie każdą próbkę należy podzielić na sekcje przeznaczone do badań metalograficznych (Fig. 4). Przygotowania sekcji do obserwacji mikroskopowych polegają na wykonaniu zglądów metalograficznych.

Pomiary podczas badań mikroskopowych prowadzone są przy 100-krotnym powiększeniu zgodnie z zasadami podanymi w normach. Ich celem jest wyznaczenie współczynników skłonności do kruchego pęknięcia CSR, CLR i CTR wg następujących wzorów:

Współczynnik skłonności do pęknięcia

$$CSR = \frac{\sum(a \cdot b)}{W \cdot T} \cdot 100\%$$

Współczynnik długości pęknięcia

$$CLR = \frac{\sum a}{W} \cdot 100\%$$

Współczynnik grubości rozwarstwienia

$$CTR = \frac{\sum b}{T} \cdot 100\%$$

gdzie: a – długość pęknięcia, b – grubość pęknięcia, W – szerokość sekcji, T – grubość próbki

Kryteria obowiązujące przy kwalifikacji materiału do pracy w środowisku siarkowodoru bez naprężeń, dotyczące dopuszczalnych wartości współczynników CLR, CSR i CTR przedstawia tabela 1.

Tab. 1. Wartości współczynników CLR, CTR i CSR wg normy PN-EN 10028-3:2009 dopuszczające materiał do pracy w środowisku siarkowodoru po teście HIC [7]

Klasa odporności	CLR %	CTR %	CSR %
I	≤ 5	≤ 1,5	≤ 0,5
II	≤ 10	≤ 3	≤ 1
III	≤ 15	≤ 5	≤ 2

#### Przedstawienie wyników badań

W celu sprawdzenia odporności blach w gatunku P355 na kruchość wodorową HIC wykonano szereg badań. Blachy posiadały różne grubości i pochodziły z różnych wytopów i pasm. Łącznie przebadano 46 partii próbek (łącznie 138 próbek), wyciętych z blach o grubościach 30, 29, 25,4, 22, 20, 19,1, 16,5, 16, 15,5, 15, 13, 12, 11, 10 i 9 mm. W tabeli 2 przedsta-

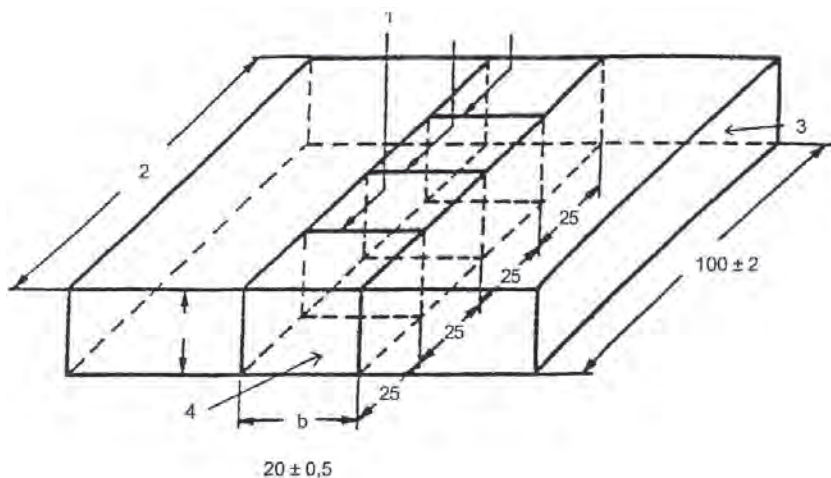


Fig. 4. Podział próbki na sekcje przeznaczone do badań metalograficznych (schemat pobierania zglądów) 1 – płaszczyzny, na których przeprowadza się ocenę pęknięć, 2 – kierunek wzdłużny lub głównego odkształcenia plastycznego, 3 – odcinek próbny, 4 – zgląd

wiono zbiorcze wyniki z wszystkich przeprowadzonych badań [8, 9, 10, 11, 12, 13, 14]

Zdjęcia powierzchni przykładowych próbek bez oraz z pęknięciami powstałymi na skutek wnikania wodoru w strukturę metalu przedstawiają Fig. 5-7.

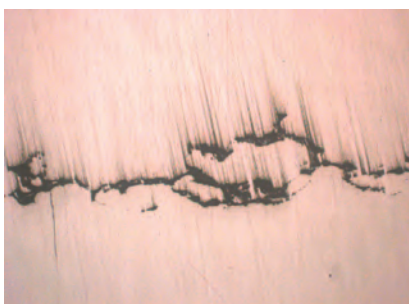


Fig. 5. Fragment pęknięcia na próbce wytopu 26288



Fig. 6. Fragment pęknięcia na próbce wytopu 563676



Fig. 7. Fragment pęknięcia na próbce wytopu 563676 – pow. 100-krotne

Wyniki przeprowadzonych badań odporności na HIC poszczególnych partii stali P355 wykazały, że większość z nich (37 z 46) spełnia kryteria norm (tab. 1 i 2). Do I klasy odporności na HIC zaliczono 27 partii wytopów. Na próbkach wykonanych z 9 wytopów należących do I klasy nie odnotowano żadnych pęknięć i ich współczynniki wynoszą zero. Kolejne 8 wytopów jest następne w kolejności bardzo dobrej odporności na HIC, gdyż wielkości ich współczynników są niewiele większe od zera.

Do II klasy odporności na HIC zaliczono 7 partii wytopów. Dwa z nich znajdują się na granicy klasy I z II nieznacznie przekraczając współczynnik CLR. Do III klasy odporności na HIC zaliczono 3 partie wytopów. Jeden z nich znajduje się na granicy dopuszczenia do III klasy ze względu na wysoki współczynnik CLR. Pozostałe wytopy (9 z 46) nie spełniają kryteriów norm. Cztery spośród nich znacznie przekraczają normę na wartość współczynnika długości pęknięcia CLR, a jeden wytop także współczynnik grubości rozwarstwienia CTR.

#### Wnioski

- Próbki pobrane z 37 na 46 wytopów stali P355 wykazały wystarczającą odporność na pęknięcie wywołane wodorem i materiały te mogą być używane w środowisku siarkowodoru, po przeanalizowaniu warunków i doborze odpowiedniej klasy odporności materiału na HIC.
- Do I klasy odporności zakwalifikowano 27 wytopów
- Do II klasy odporności zakwalifikowano 7 wytopów
- Do III klasy odporności zakwalifikowano 3 wytopy
- Próbki pobrane z 9 wytopów nie wykazały wystarczającej odporności na pęknięcie wy-

Tab. 2. Wyniki badań HIC

Wytrop	Pasmo	Grubość [mm]	CLR [%]	CTR [%]	CSR [%]	Spełnienie wymogów
149858	-	25,4	0,10600	0,00800	0,00008	Tak, kl. I
149859	-	25,4	0,0777(2)	0,0355(5)	0,00013(5)	Tak, kl. I
149860	-	19,1	0,0666(1)	0,0222(3)	0,0001(3)	Tak, kl. I
149861	-	19,1	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
149863	-	19,1	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
149866	-	19,1	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
29295	-	16	19,6277(7)	1,7777(2)	0,4066(6)	Nie
29310	-	19	31,4666(6)	2,1988(8)	0,80450	Nie
0548	-	12	0,1777(7)	0,0555(5)	0,00028	Tak, kl. I
0550	-	15	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
563617	-	15,5	5,6333(3)	0,6977(7)	0,1522(2)	Tak, kl. II
563621	-	9	7,65000	1,0544(4)	0,19822	Tak, kl. II
563626	-	15,5	3,9112(2)	0,5232(2)	0,15814	Tak, kl. I
563628	-	15,0	3,0888(8)	0,4366(6)	0,0605(7)	Tak, kl. I
563612	--	15,0	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
563606	-	16,0	5,8888(8)	0,50000	0,09650	Tak, kl. II
563563	-	12,0	9,0722(2)	1,1026(6)	0,16527	Tak, kl. II
563588	-	13,0	26,0777(7)	2,60000	0,4588(8)	Nie
563682	-	12,0	13,8666(6)	1,20400	0,24900	Tak, kl. III
563668	-	12,0	17,1111(1)	2,3055(5)	0,46200	Nie
563671	-	13,0	31,7611(1)	2,7082(2)	0,98200	Nie
563676	-	12,0	35,5677(7)	5,2677(7)	1,6794(4)	Nie
563674	-	12,0	14,33000	1,57000	0,34000	Tak, kl. III
563589	-	13,0	10,0844(4)	0,9572(3)	0,11700	Tak, kl. III
563654	-	15,5	8,5333(3)	0,6307(6)	0,07593	Tak, kl. II
563690	-	13,0	6,60000	1,1882(2)	0,10100	Tak, kl. II
563701	-	13,0	16,6444(4)	1,8888(8)	0,27900	Nie
563697	-	13,0	0,1777(7)	0,1022(2)	0,00028	Tak, kl. I
26287	-	30,0	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
26288	-	30,0	16,13900	1,8922(2)	0,42200	Nie
25471	-	20,0	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
566052	35544	20,0	3,1555(5)	0,5833(3)	0,06841	Tak, kl. I
566051	35540	13,0	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
566141	38378	12,0	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
566137	38390	9,0	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
566171	38505	22,0	0,2111(1)	0,0202(02)	0,000384	Tak, kl. I
566177	38532	29,0	3,8944(4)	0,07298(4)	0,036563	Tak, kl. I
568298	70552	11,0	0,00000	0,00000	0,00000	Tak, kl. I
568299	70560	29,0	0,74000	0,13000	0,00000	Tak, kl. I
568298	70567	29,0	0,04000	0,05000	0,00000	Tak, kl. I
568596	73247	30,0	0,12000	0,01000	0,00000	Tak, kl. I
89319	-	29,0	0,1111(1)	0,07000	0,00020	Tak, kl. I
89398	-	12,0	3,00000	1,2033(3)	0,1587(7)	Tak, kl. I
89256	-	10,0	1,1388(8)	0,8888(8)	0,0911(1)	Tak, kl. I
916685	-	16,5	24,9111(1)	3,37000	0,85130	Nie
916765	-	16,0	7,3777(7)	1,12500	0,25020	Tak, kl. II

- wolane wodorem i materiały te nie powinny być używane w środowisku zawierającym  $H_2S$ .
- Po przeanalizowaniu wyników producent powinien wytypować skład i proces produkcyjny wytopu gatunku stali P355 gwarantujący najlepsze rezultaty oraz określić działania zmierzające do ich stabilizacji.
- Należy pamiętać, że odporność na HIC nie jest równoznaczna z odpornością na SCC (siarczkowa korozja naprężeniowa), którą należy zbadać osobno wg odpowiednich norm.

**Literatura**

- Burk J.D., *Hydrogen-Induced Cracking in Surface Production Systems: Mechanism, Inspection, Repair and Prevention*, SPE, 1996.
- Stanisław Butnicki, *Spawalność i kruchość stali*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1979.
- Praca zbiorowa pod redakcją Jausza Flisa, *Wodorowe i korozyjne niszczenie metali*, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1979.
- NACE Standard TM-0284-2003 Item No.21215 *Evaluation of Pipeline and Pressure Vessel Steels for Resistance to Hydrogen-Induced Cracking*.
- PN-EN 10229:2001 *Ocena odporności wyrobów stalowych na pękanie wywołane wodorem (HIC)*.
- PN-EN ISO 15156-2:2008 *Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy. Materiały stosowane przy wydobyciu ropy i gazu w środowisku zawierającym  $H_2S$ . Część 2: Stale niestopowe i niskostopowe odporne na pękanie oraz stosowanie żeliw*.
- PN-EN 10028-3:2009 *Wyroby płaskie ze stali na urządzenia ciśnieniowe – Część 3:*

*Stale spawalne drobnoziarniste normalizowane.*

- Stachowicz A. „Badanie kruchości wodoro-*wej (HIC) według normy NACE Standard TM 0284.A na dostarczonych próbkach*”, praca zlecona INiG, Krosno luty 2008.
- Stachowicz A. „Badanie HIC (kruchość wodoro-*wa) według normy NACE Standard TM 0284*”, praca zlecona INiG, Krosno kwiecień 2008.
- Stachowicz A. „Badanie kruchości wodoro-*wej HIC według normy NACE Standard TM 0284*”, praca zlecona INiG, Krosno luty 2009.
- Stachowicz A. „Badanie kruchości wodoro-*wej HIC wraz z interpretacją wyników*”, praca zlecona INiG, Krosno lipiec 2009.
- Stachowicz A. „Badanie kruchości wodoro-*wej HIC wraz z interpretacją wyników*”, praca zlecona INiG, Krosno wrzesień 2009

- Stachowicz A. „Analiza odporności blach stalowych na korozję wodorową HIC wraz z oceną wyników”, praca zlecona INiG, Krosno marzec 2010.
- Stachowicz A. „Kwalifikacja blach stalowych pod względem odporności na korozję wywołaną wodorem wraz z oceną wyników”, praca zlecona INiG, lipiec 2010 r.

Agnieszka Stachowicz  
Instytut Nafty i Gazu O/Krosno

Artykuł recenzowany  
Artykuł nadesłano do redakcji: 15.09.2014  
Artykuł przyjęto do druku: 1.10.2014

**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)**





# Nagrody dla Instytutu



W dniach 14–16 października 2014 r. na Politechnice Warszawskiej odbyła się VIII Międzynarodowa Warszawska Wystawa Wynalazków IWIS 2014, której towarzyszył Konkurs Chemiczny 3rd World Competition of Chemical Inventions.

Podczas Targów Instytut zaprezentował 12 rozwiązań z zakresu:

- dodatków i pakietów dodatków do paliw: olejów napędowych, benzyn, olejów opałowych i technologii ich wytwarzania,
- smarów i mikroemulsji woskowych,
- inhibitorów hydratów i korozji,
- metod badawczych dotyczących odwiertów.

Jury Wystawy IWIS 2014, jak i organizacje współtworzące to wydarzenie, przyznało Instytutowi następujące wyróżnienia i medale:

- Nagrodę Urzędu Patentowego RP dla Instytutu za całokształt działalności innowacyjnej.
- Nagrodę IFIA Grand Prize za prezentację 12 nowych rozwiązań innowacyjnych na Wystawie IWIS (IFIA – International Federation of Inventor's Associations).

MEDALAMI ZŁOTYMI z WYRÓŻNIENIEM nagrodzono:

- Sposób wytwarzania dikarbaminianów i/lub karbaminianom ocników jako bezpopiołowych dodatków detergentowo-

-dyspergujących do benzyn.

- Sposób wytwarzania biodegradowalnego dodatku podwyższającego liczbę cetanową paliw.

MEDALE ZŁOTE otrzymały wynalazki:

- Uniwersalny dodatek detergentowo-dyspergujący do energooszczędnych olejów napędowych.
- Termodynamiczny inhibitor hydratów o działaniu przeciwnakrozyjnym i antyaglomeracyjnym do ochrony urządzeń wydobywczych, rurociągów transportujących ropę naftową i sposób jego wytwarzania.
- Smar plastyczny biodegradowalny.
- Dodatek cetanowo-detergentowy o wysokiej stabilności termooksydacyjnej.

MEDALAMI SREBRNYMI nagrodzono:

- Sposób przeprowadzenia czterocyklowego testu przepływu gazu do odwiertu gazowego.
- Sposób określania przepuszczalności pionowej warstw skalnych i zestaw pomiarowy do określania przepuszczalności warstw skalnych.
- Pakiet dodatków uszlachetniających do benzyn.

MEDALE BRĄZOWE otrzymały:

- Wielofunkcyjny dodatek do olejów opałowych.
- Mikroemulsja woskowa na bazie wysokotopliwych wosków syntetycznych i sposób jej wytwarzania.
- Metoda formowania i pozycjonowania próbek żeli kruchych używanych do wyznaczania dynamicznych modułów sprężystości oraz stanowisko badawcze do wyznaczania tych modułów.

Ponadto w ramach Wystawy IWIS 2014 odbył się Międzynarodowy Konkurs Wynalazków Chemicznych, zorganizowany przez IFIA. W ramach



IFIA Chem Oscar

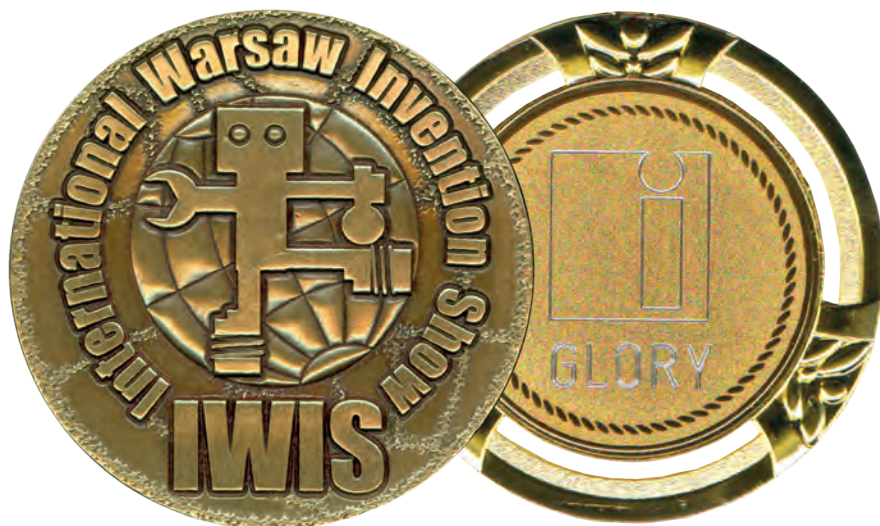
tego konkursu jury przyznało Instytutowi następujące wyróżnienia:

- IFIA Glory Medal for Excellent Chemical Invention za Sposób wytwarzania biodegradowalnego dodatku podwyższającego liczbę cetanową paliw.
- IFIA Chem Oscar for the Best Chemical Invention za Uniwersalny dodatek detergentowo-dyspergujący do energooszczędnych olejów napędowych.

W tegorocznych Targach IWIS swoje rozwiązania zaprezentowało 108 wystawców z 20 krajów – Arabii Saudyjskiej, Bośni i Hercegowiny, Chorwacji, Egiptu, Iranu, Kanady, Korei, Malezji, Polski, Rosji, Rumunii, Słowenii, Tajlandii, Tajwanu, Turcji, Ukrainy, Węgier, Wielkiej Brytanii. Łącznie przedstawiono prawie 400 wynalazków.

Dzięki zaangażowaniu Stowarzyszenia Polskich Wynalazców i Racjonalizatorów, Urzędu Patentowego RP i Politechniki Warszawskiej, a także wsparciu Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego, Targi IWIS 2014 są jedną z większych tego rodzaju wystaw w Europie Środkowo-Wschodniej.

Instytut Nafty i Gazu  
- Państwowy Instytut Badawczy



Medal IWIS

Medal IFIA Glory

# Lotos chce miliarda na rozwój



Jerzy Papuga

Kolejny raz w ostatnim roku sejmowa komisja Skarbu Państwa rozpatrzyła informację nt. aktualnej sytuacji i planów rozwojowych Grupy Lotos S.A. To zainteresowanie podkretowane jest nie tylko nową emisją 55 mln akcji, z której Grupa chce uzyskać 1 mld zł, ale również zdecydowaną deklaracją rządu, iż zamierza utrzymać nad nią kontrolę właścicielską. Choć posiedzenie komisji było otwarte, to odbywało się pod rygorami IPO (Initial Public Offering), a materiały spółki były ściśle reglamentowane. Mimo to ze strony rządu i zarządu Lotosu padły ważne deklaracje.

## MSP: to nasze rodowe srebra

Wiceminister skarbu Rafał Baniak zastrzegł, że Lotos „znajduje się w procesie emisji akcji i rozmów z inwestorami”, toteż w wypowiedziach „należy być możliwie ostrożnym i precyzyjnym”. Skarb Państwa posiada w Lotosie 53% udziałów i traktuje go jako podmiot o znaczeniu strategicznym – zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów w sprawie wykazu przedsiębiorców o szczególnym znaczeniu gospodarczo-obronnym. Przed różnymi niespodziankami bronią także odpowiednie zapisy statutowe o szczególnych uprawnieniach Skarbu Państwa np. przy wyznaczaniu pełnomocnika do spraw ochrony infrastruktury krytycznej oraz możliwość sprzeciwu wobec określonych decyzji przedstawianych na walnych zgromadzeniach. „Intencją rządu nie jest zmniejszenie udziału Skarbu Państwa w strukturze akcjonariatu Grupy Lotos” – mówił Baniak. Dlatego na ostatnim WZA rząd poparł ideę emisji akcji deklarując wolę aktywnego uczestnictwa w tym procesie „aby zachować dzisiejszą pozycję w strukturze akcjonariatu”. Lotos jest dominującym podmiotem Grupy, którą tworzy jako zintegrowany pionowo koncern naftowy, zajmujący się głównie poszukiwaniem i wydobyciem węglowodorów, pogłębianym przerobem surowca „w kierunku produkcji paliw” oraz handlem wysokomarżowymi produktami naftowymi. W skład Grupy – obok Lotosu zarządzającego Rafinerią Gdańską – wchodzi 15 innych podmiotów. Grupa

jest drugim co do wielkości producentem paliw w Polsce – pod względem mocy przerobowych wynoszących ok. 10,5 mln ton ropy naftowej rocznie. W okresie sześciu miesięcy 2014 roku hurtowa i detaliczna sprzedaż paliw stanowiła blisko 34% łącznej sprzedaży paliw w Polsce. Sama sprzedaż detaliczna, prowadzona w sieci 439 własnych stacji paliwowych, stanowiła zaś ponad 9% łącznej tej sprzedaży w Polsce. Grupa jest również jedynym koncernem naftowym, który prowadzi wydobycie węglowodorów w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego, posiadając wyłączność prowadzenia tych prac. Grupa konsekwentnie realizuje cele inwestycyjne wynikające ze strategii na lata 2011-2015. A jej kluczowymi punktami było osiągnięcie wydobycia ropy naftowej w wysokości ponad 20 tys. baryłek ekwiwalentnych dziennie, 10% udziału w detalicznym i 30% w hurtowym rynku paliw oraz zmniejszenie długu względem zadłużenia. Ministrowi Skarbu Państwa, jako wiodącemu akcjonariuszowi, szczególnie zależy na współdziałaniu Grupy Lotos z innymi istotnymi podmiotami: najświeższym tego przykładem jest podpisanie umowy z konsorcjum stoczni skupionych w Grupie Mars działającej w ramach Polskiej Grupy Zbrojeniowej, na modernizację platformy Petrobaltic – na kwotę ok. 350 mln zł. Wiceprezes ds. finansowych Grupy Lotos S.A. Mariusz Machajewski objaśnił posłów, iż wysokie, bo sięgające 600 mln zł „pozostałe koszty operacyjne” wykazane w 2014 roku, wiążą się „w 90%” z odpisami dokonanyymi przez Grupę Lotos na zagospodarowania złoża Yme w Norwegii. „Pozostali uczestnicy konsorcjum do tej pory nie byli w stanie opracować odpowiedniego planu zagospodarowania złoża” – tłumaczył Machajewski – „a to oznacza niepewność nakładów poniesionych do tej pory”. Stąd odpis w księgach poniesionych nakładów inwestycyjnych sięgających ok. 550 mln zł.

## Olechnowicz: fundamentem nasza rafineria

Prezes Grupy Lotos S.A. Paweł Olechnowicz przypomniał, iż 12 lat temu, kiedy rozpoczął pracę w Rafinerii Gdańskiej, zakład był poddany procesowi sprzedaży przez państwo – z przerobem ropy na poziomie 4,5 mln ton i przychodami niespełna 5 mld zł. Dzisiejszy przerób ropy naftowej wynosi 10,5 mln ton a przychody ponad 30 mld zł. „Jest to zupeł-

nie inna firma i zakres biznesowy” – mówił Olechnowicz. O ile 12 lat temu istniało 18 stacji paliwowych Rafinerii Gdańskiej, to dzisiaj ich 439, w tym nowa sieć Lotos Optima, zbudowana w ciągu 2,5 roku. „W 2014 roku zakończymy spłacanie kredytów zaciągniętych na zakup sieci Esso i Slovnaft przez firmę Lotos Petrobaltic”. Udział w rynku sprzedaży paliw w 2002 roku wynosił jedynie 14%, obecnie 33% – „osiągnięty już kilka lat temu i do tej pory utrzymany”. Ale Lotos to dzisiaj przede wszystkim koncern pionowo zintegrowany, z priorytetem poszukiwania i wydobycia ropy naftowej i gazu jako podstawowego segmentu biznesowego „choć nie dającego jeszcze takiego efektu, jaki za kilka lat oczekujemy”. Parę lat temu Lotos postanowił rozszerzyć procesy technologiczne Rafinerii Gdańskiej i zbudować instalację w ramach programu 10+ Kompleksowego Rozwoju Technicznego Grupy. Program funkcjonował wbrew światowemu załamaniu gospodarczemu i na przekór wielu przeszkodom, w tym „kierunkowego ataku i złośliwego działania na obniżenie ceny akcji Grupy Lotos przez przedstawiciela firmy UniCredit w 2008 roku”. Mimo to zdecydowano się dokończyć proces inwestycyjny 10+ i „dziś wiemy, że było to trafne posunięcie, bo rafineria w procesach technologicznych i poziomie przerobu ropy naftowej plasowana jest w czołówce rafinerii europejskich i światowych”. Mając już dziś marżę rafineryjną na poziomie wyższym od średniej marży rafineryjnej w Europie o 2 dolary na baryłce ropy naftowej – „a to nie koniec”. Zbudowana instalacja kokosowania pozwala bowiem na głębszy przerób tzw. ciężkiej pozostałości, która dzisiaj idzie na asfalty albo bunkrowanie statków. „Wyduzamy z niej jeszcze więcej białych produktów: benzyny i oleju napędowego, a resztkę brykietujemy i sprzedajemy dla przemysłu”. Zastosowanie nowych procesów przerobowych i technologicznych ropy naftowej spowoduje, że marża w stosunku do dzisiejszej powinna wzrosnąć jeszcze o kolejne 2 dolary za baryłkę. „Dopiero wtedy Rafineria Gdańska będzie najlepiej technologicznie zbudowaną rafinerią na świecie” – mówił prezes Olechnowicz. W tym samym czasie Lotos rozbudował swą pozycję na polskim rynku o „trzecią nogę”, czyli segment poszukiwawczo-wydobywczy. Dwa lata temu przyjęto program „Efektywność i Rozwój”, złożony z części wewnętrznej – redefiniowania struktury organizacyjnej i zarządczej dla poszukiwania efektywności i oszczędności oraz zewnętrznej – projektów rozwojowych i inwestycyjnych, m.in. zakupu licencji produkcyjnej Heimdal na szelfie Morza Norweskiego.

## Co dalej z Lotos Kolej?

Z dawnego monolitu Rafinerii Gdańskiej zarząd Lotosu wyodrębnił oddzielne spółki, które de facto istniały w postaci wydziałów produkcyjnych. Tak stało się np. Lotos Kolej, kiedy 4 stare lokomotywy wożące produkty z rafinerii do portu i z powrotem, przy zatrudnionych 46 osobach, przekształcono w drugiego przewoźnika kolejowego na polskim rynku, ze 100 najbardziej nowoczesnymi lokomotywami do przewozu ponad 10 mln ton ładunku, 500 mln zł rocznego przychodu i 900 zatrudnionymi. Ale tego typu działania osiągnęły już swoje granice; działalność pomocnicza rozwinęła się tak bardzo, że zaczynała ciążyć na realizacji podstawowego kierunku Grupy. Czy po zapewnieniu wiceministra Baniaka, że intencją rządu jest, aby Grupa skupiła się na podstawowej działalności, los kolei wydaje się być przesądzony? „W naszym interesie jest, by Lotos Kolej rozwijała się jako druga pod względem wielkości i pierwsza pod względem jakości polska firma transportująca towary na polskim, ale i zagranicznym rynku” – powiedział Olechnowicz. Partnerzy w rozmowach nt. losów kolei, którzy nie zgadzali się z takim założeniem, zostali po prostu odsunięci. Czy sprzedaż Lotos Kolej jest potrzebna? „Uznaliśmy potrzebę dalszej jej transformacji i podjęliśmy decyzję, iż nie będziemy wkładać wysiłku w dalszy rozwój tej firmy, która z małego wydziału urosła do bardzo poważnego gracza na rynku”. Olechnowicz mówił, iż w pierwszym etapie po transakcji, w przeciągu kilku kolejnych lat Grupa „będzie mieć bezpośredni wpływ na to, co się będzie działo”. Na razie nie powiódł się projekt, aby stworzyć jedną spółkę transportową z Grupą Azoty czy KGHM. „Po próbie stworzenia koalicji i dopięcia jej według modelu, który dałoby się wymyślić uznaliśmy, że nie powiedzie się żadna transakcja, stąd idziemy obecną ścieżką”. Ale to wcale nie przeszkadza w dalszym procesie „przy dojrzałości innych podmiotów” zbudowania tak wzmocnionej struktury. „Myślę, że wiele ciekawych rzeczy będzie się działo w tym zakresie” – powiedział tajemniczo Olechnowicz. Przypomniał, iż tak samo było z „w ogóle nieistniejącą działalnością olejową”; dzisiaj Lotos Oil z obrotem ok. 1 mld zł, czy Lotos Asphalt są dużymi graczami rynkowymi. Ich upłynnienie przyniosłoby Grupie Lotos nowe możliwości zarządcze i finansowe dla realizacji strategii na lata 2015-20. Próbnym balonem była podjęta dwa lata temu transakcja upłynnienia firmy Lotos Parafiny; dzisiaj polWAX jest na giełdzie, zainwestowano w niej duże pieniądze i rozwija się, zwiększając zatrudnienie.

## Emisja akcji

Prezes Olechnowicz wielokrotnie podkreślał, iż w ścisłym porozumieniu z głównym akcjonariuszem, chce uzyskać z rynku, poprzez emisję nowych akcji, nawet 1 mld zł. Zaaprobowało to 99% akcjonariuszy obecnych na nadzwyczajnym WZA. „Mamy podstawy sądzić, że transakcja się powiedzie, aczkolwiek rynek jest chimeryczny a okres nie najlepszy i jako zarząd wraz z właścicielem musimy się dobrze napracować, ażeby transakcja wyszła”. A nowa emisja to 55 mln akcji, co oznacza zwiększenie papierów Grupy w obrocie o około 40% w stosunku do liczby dzisiaj zasilającej rynek. Olechnowicz przyznał, iż tego typu emisja oznacza rozwodnienie istniejącej ceny. „Normalnym skutkiem jest częściowa wyprzedaż jako reakcja akcjonariuszy po ogłoszeniu nowej emisji i obniżenie poziomu akcji na giełdzie”. Nowa emisja akcji oparta jest na prawie poboru, kiedy wszyscy dotychczasowi akcjonariusze otrzymają „jakiś przydział”. Czy czasem nie chodzi ministerstwu po głowie, żeby odsprzedać prawo poboru na tym etapie, gdy je obejmie – pytali posłowie? Czy nie nastąpi tzw. rozwodnienie udziału Skarbu Państwa poniżej 50% kapitału akcyjnego? Wiceminister Baniak przeciął te pytania stwierdzeniem, iż utrzymanie pakietu większościowego jest nie tylko priorytetem gabinetu Ewy Kopacz, ale całej koalicji PO-PSL.

## Poszukiwania węgłowodórów

Tym bardziej, iż ministerstwo Skarbu Państwa szczególnie wspiera działania Lotosu w zakresie poszukiwań i zwiększenia wydobycia surowców energetycznych, jakie prowadzone są nie tylko na obszarze terytorium kraju, ale również poza nim. Mowa o wydobyciu gazu B4/B6 wraz z firmą CalEnergy, przy strukturze udziałów 51%: 49%. „Dopracowujemy projekt i na wiosnę 2015 roku studium wykonalności powinno dać podstawy do tego, by podjąć się procesu inwestycyjnego” – mówił Olechnowicz. Pozwoli to w 2017 roku wydobywać gaz spod dna Morza Bałtyckiego, ostrożnie licząc ok. 0,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Ale Lotos realizuje również projekt wydobywczy ropy naftowej B8 finansowany wspólnie z Polskimi Inwestycjami Rozwojowymi kwotą 1 800 mln zł (400 mln zł to zaangażowanie PIR). To pod niego podpisano kontrakt na przeróbkę platformy wiertniczej na platformę produkcyjną. Konsorcjum, które się tego podjęło, powinno zrealizować projekt tak, aby jeszcze w 2015 roku rozpocząć wydobycie ropy naftowej. „Cieszy nas bardzo, że polskie stocznie będą realizować ten projekt, liczymy, że nabiorą kompetencji i będą mogły robić również inne projekty w regionie

pomorskim”. Podczas wierceń na Morzu Bałtyckim pobierane są próbki gazu łupkowego, który jest jednak na niższym poziomie niż inne węglowodory, w tym ropa naftowa. Lotos nie zabiega przy tym o koncesje krajowe, bo „ma co robić i nie ma możliwości ich sfinansowania”. Przeszkodą jest również brak w przepisach prawa niezbędnych elementów proinwestycyjnych. W Stanach Zjednoczonych wsparcie rządu i struktur finansowych było atrakcyjne dla pierwszego odwiertu i wydobycia gazu bezpodatkowo. Następne odwierty skutkowały już odpowiednim podatkiem nałożonym przez państwo, co powodowało łączenie się pojedynczych inwestorów w duże firmy, które mogły podołać skutkom finansowania dalszego procesu poszukiwawczego. Prezes Olechnowicz bardzo liczy na modyfikację ustawy o podatku węglowodorowym, gdyż „powinno się zarabiać na czymś, co już jest i co stwarza możliwość dalszego ekonomicznego rozwoju, wtedy będziemy mogli więcej dzielić”. Wiceprezes Machajewski zapowiedział na czerwiec 2015 roku powstanie nowej strategii Grupy na lata 2015-2020. Na pewno poszukiwania i wydobycie węgłowodórów będzie strategicznym kierunkiem rozwojowym, bo biznes wydobywczy „zaczyna się dobrze definiować, aczkolwiek jest to segment wysokiego ryzyka i wysokich kosztów”. Przy tym nowe przepisy o podatku węglowodorowym nie będą mieć większego wpływu na dzisiejszą działalność Grupy Lotos, ich konsekwencje finansowe wejdą dopiero po 2020 roku. Czyli w okresie, kiedy projekty w tej chwili realizowane będą zakończone, ale będą po fazie, w której wydobywa się najwięcej węgłowodórów. Grupa dysponuje koncesjami na poszukiwanie i wydobycie węgłowodórów spod dna morskiego, których koszty zagospodarowania są wyższe niż złóż lądowych. Niestety, złoża w Polsce są marginalne z punktu widzenia standardów światowych a koszty ich zagospodarowania relatywnie wysokie. „Może to spowodować, że podatek będzie elementem, który sprawi, iż pewne odkrycia nigdy nie zostaną zagospodarowane” – mówił Machajewski. W toku prac nad nowymi regulacjami Lotos wnosil, by wydobycie węgłowodórów spod dna morskiego było traktowane inaczej niż wydobycie węgłowodórów na lądzie. Poza tym, nie opracowano do tej pory technologii, która spowodowałaby ekonomicznie uzasadnione wydobycie gazu łupkowego spod dna morskiego, toteż „w praktyce możliwości sięgnięcia do tego zasobu w sensie ekonomicznym zapewne nie będzie” – zakończył Machajewski.

Jerzy Papuga

# Bezpieczny Terminal



Oddział w Zielonej Górze

*Terminal Ekspedycyjny Wierzbno PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze został nagrodzony w XXI edycji konkursu „Pracodawca – organizator pracy bezpiecznej” w kategorii zakładów zatrudniających do 50 osób. Organizatorem konkursu jest Państwowa Inspekcja Pracy.*

Założeniem konkursu jest promowanie najlepszych praktyk w zakresie poprawy warunków bezpieczeństwa. Uroczysty finał konkursu i wręczenie nagród odbędzie się 25 listopada na Zamku Królewskim w Warszawie.

## Do dystrybucji ropy

Terminal Ekspedycyjny Wierzbno został zaprojektowany i wybudowany dla potrzeb KRNiGZ Lubiatów przy linii kolejowej Międzychód – Gorzów Wlkp. Na jego terenie znajduje się pompownia do rurociągu PERN „Przyjaźń” oraz zbiorniki do magazynowania ropy naftowej o pojemnościach 5 i 15 tys. m<sup>3</sup>. Terminal umożliwi załadunek na cysterny kolejowe do 1500 ton/dobę ropy naftowej oraz 175 ton/dobę płynnej siarki. Ropa naftowa z KRNiGZ Lubiatów przesyłana jest rurociągiem do zbiorników magazynowych TE Wierzbno. Ze zbiorników jest tankowana do system i kierowana koleją do odbiorców krajowych lub przetłaczana do rurociągu PERN „Przyjaźń”. Płynna siarka dowożona jest do ekspedytu specjalnymi cysternami samochodowymi, skąd po przetankowaniu na



Jednym z systemów zabezpieczeń przed wybuchem, pożarem na Terminalu Ekspedycyjnym Wierzbno jest system detekcji gazu DETRONICS – detekcja heksanu i tlenu w przestrzeni między płaszczowej zbiorników magazynowych ropy naftowej. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Zadaniem nagrodzonego w konkursie „Pracodawca – organizator pracy bezpiecznej” Terminala Ekspedycyjnego Wierzbno jest magazynowanie, przeładunek i transport ropy naftowej oraz siarki płynnej. Fot. Paweł Chara

cysterny kolejowe kierowana jest do odbiorców. Terminal jest przystosowany również do przyjmowania ropy naftowej z innych kopalń PGNiG SA. Dowożona jest autocysternami, a na terenie TE przetankowywana do cystern kolejowych.

## Na rzecz bezpieczeństwa

Warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa pracy na obiektach górniczych, w tym na Terminalu Wierzbno, konieczne jest zastosowanie nowoczesnych rozwiązań technologicznych i systemów zabezpieczeń. Ze względu na duże ryzyko wystąpienia poważnej awarii przemysłowej na obiekcie wdrożono m.in. „Program Zapobiegania Awariom”, „Wewnętrzny Plan Operacyjno-Ratowniczy” oraz opracowano okresowe „Raporty o Bezpieczeństwie”.

Na jednostce stosowane są środki techniczne do monitoringu w postaci systemów detekcji gazów palnych oraz pożaru, działa tu instalacja zraszania i gaszenia pianą zbiorników ropy oraz działka wodno-pianowe. W strefach zagrożenia wybuchem zainstalowane są urządzenia w wykonaniu przeciwwybuchowym. Pracownicy stosują narzędzia nieiskrzące, a odzież i obuwie przeznaczone do pracy w tych strefach są antyelektrostatyczne.

Członkowie załogi posiadają osobiste detektory siarkowodoru i wyposażeni są w specjalistyczną odzież chroniącą przed skutkami obłania się siarką płynną (m.in. fartuchy ochronne, rękawice termoizolacyjne, maski z pochłaniaczami). W miejscach, gdzie możliwe jest ich narażenie na

czynniki chemiczne (w pobliżu nalewek kolejowych), zostały dodatkowo zainstalowane prysznicze bezpieczeństwa oraz oczomyjki.

Prace na wysokości oraz wykonywane na instalacjach pod ciśnieniem prowadzone są wyłącznie na pisemne polecenie. Zagrożenia związane z wysokimi ciśnieniami i wysoką temperaturą zostały ograniczone poprzez automatyzację i hermetyzację procesów oraz wprowadzenie systemu zaworów bezpieczeństwa. Na TE Wierzbno wykonywane są regularnie pomiary hałasu na stanowiskach pracy, ponadto pracownicy w wyznaczonych miejscach stosują ochronniki słuchu.



W celu zmniejszenia zagrożenia związanego z wysoką temperaturą stosowane są dodatkowe zabezpieczenia w postaci izolacji termicznej lub dodatkowej osłony – osłona termoizolacyjna części nalewaka. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Okresowo na TE Wierzbno prowadzone są ćwiczenia ratownicze z udziałem służb krajowego systemu ratowniczo – gaśniczego. Ćwiczenia te mają na celu zapewnienie właściwej współpracy pomiędzy pracownikami Terminala, a ratownictwem górniczym oraz służbami KSRG.

Oddział kładzie duży nacisk na podnoszenie świadomości pracowników, którzy mają możliwość zgłaszania własnych pomysłów, w jaki sposób eliminować zagrożenia w ramach systemu zgłaszania „Warunków Poprawy Bezpieczeństwa”.

Katarzyna Starosta  
Dział BHP i Ochrony P. Poż.  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze





## 70 lat sanockiej nafty i gazu

*70 lat temu Okólnikiem nr 15 z dnia 9 października 1944 roku Państwowego Urzędu Naftowego powołano do życia Sektor Kopalń Sanok. Sektorowi podlegały sekcje Kopalni w Wańkowej, Mokrem, Sanoku, Grabownicy oraz Turzym Polu. W sumie były to 43 kopalnie i dwie gazoliniarnie. Tak rozpoczęła się działalność sanockiego górnictwa naftowego, a później również i gazowniczego.*

Początki Kopalnictwa były niezwykle skromne i zarazem dramatyczne. Czasy wciąż były niespokojne, mimo to kopalnie pracowały. Ropę naftową dostarczano w chronionych konwojach do rafinerii, a uszkodzone po wojnie ropociągi naprawiano. Prowadzono rekonstrukcje odwiertów i przystępowano do nowych wierceń. Sanoccy górnicy doskonalili rzemiosło stając się pionierami i siłą napędową rozwoju górnictwa naftowego i gazowniczego w Polsce.

Jeszcze w połowie lat 50. dokonania sanockiego Kopalnictwa w zakresie wydobycia gazu były skromne. Ograniczały się one do kopalni Strachocina. Jednakże wyniesione stąd gruntowne doświadczenie zaowocowało w przyszłości, przy zagospodarowaniu



Kopalnia Grabownica – lata dwudzieste XX w. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku

złoża Lubaczów, a następnie największego złoża gazowego w Polsce - Przemyśl. W kolejnych latach sanoccy nafciarze stali się w tej dziedzinie ekspertami na skalę całego kraju. Dlatego też, w 1967 roku właśnie górnikom-naftowcom z Sanoka powierzono wszystkie kopalnie gazowe w Polsce. Sanockie imperium gazowe rozciągało się od Bieszczadów, aż po województwo koszański. Tę potęgę najlepiej obrazują liczby: w 1967 roku wydobycie gazu ziemnego wynosiło 1,4 mld. m<sup>3</sup>, w 1973 roku

wzrosło zaś do rekordowej ilości 5,8 mld m<sup>3</sup>.

W trakcie 70 lat działalności Kopalnictwo w Sanoku, przechodziło liczne reorganizacje, zmieniające zakres, obszar funkcjonowania, jak i nazwę firmy. Sektor Sanok, Zakład Eksploatacji Sanok, Przedsiębiorstwo Górnictwa Nafty i Gazu w Sanoku oraz Sanocki Zakład Górnictwa Nafty i Gazu to niektóre spośród nazw sanockiej firmy, działającej od 2005 r. jako Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w Warszawie – Oddział w Sanoku.



Załoga urządzenia wiertniczego na kopalni Wielopole. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku



Kopalnia Mokre. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku



OZG Trzebowniko. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku



Kopalnia Lublin. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku

Obecnie PGNiG SA – Oddział w Sanoku prowadzi eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie 5 województw Polski południowo-wschodniej. Eksploatacja prowadzona jest w oparciu o 37 kopalń skupionych w 4 Ośrodkach: w Przemyślu, Łańcucie, Tarnowie i Krośnie. Ponadto sanocki Oddział PGNiG prowadzi eksploatację 4 podziemnych magazynów gazu ziemnego.

### Eksploatacja gazu ziemnego

Eksploatacja gazu ziemnego to główny profil działalności Oddziału w Sanoku. Obecnie Oddział prowadzi eksploatację na 77 złożach gazu ziemnego, 5 złóż jest w trakcie zagospodarowywania. Wydobywanie odbywa się za pomocą odwiertów wydobywczych, których jest blisko 700, natomiast ok. 30 odwiertów zostanie w najbliższym czasie zagospodarowane. Eksploatacja gazu wiąże się z wydobywaniem wody złożowej, która zatłaczana jest

do złóż przez 30 odwiertów przekształconych z eksploatacyjnych na odwierty do zatłaczania wody złożowej. W 2013 r. wraz z gazem wydobyto, a następnie zatłoczono około 140 tys. ton wody złożowej. Część wód złożowych zatłaczana jest jako odpad do 2 złóż, na które Oddział posiada koncesje do składowania odpadów. Głębokość odwiertów gazowych dochodzi do 4200 m, zaś roczne wydobywanie w ostatnich latach kształtuje się na poziomie 1,6 mld m<sup>3</sup>.

W ośrodkach zbioru gazu, wydobywany gaz poddawany jest procesom technologicznym (osuszanie, odsiarczanie), dzięki czemu spełnia wymogi transportowe, a następnie kierowany jest do sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A., do sieci dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa oraz klientów pozasystemowych. Procesy związane z eksploatacją gazu ziemnego są sterowane techniką komputerową poprzez nowoczesne technologiczne urządzenia.

Długi okres wydobywania gazu ziemnego prowadzi na niektórych złożach do spadku ciśnień ruchowych, dlatego też w celu podtrzymania wydobywania i lepszego szczypania zasobów, kopalnie gazu ziemnego wyposażane są w sprzężarki złożowe umożliwiające oddanie gazu do systemu. W wyniku długotrwałej eksploatacji dochodzi również do wzrostu dopływu wód złożowych, które w znacznym stopniu ograniczają zdolności produkcyjne odwiertów. Dlatego, w celu wspomaganie wynoszenia wody złożowej z odwiertów stosuje się m.in. takie technologie jak: „plunger lift”, środki pianotwórcze oraz pompowanie wody z odwiertów gazowych.



Nosówka 2, Kopalnia Rzeszów. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku

## Eksploracja ropy naftowej

PGNiG SA Oddział w Sanoku jest kontynuatorem blisko 160-letniej tradycji wydobycia ropy naftowej w Karpatach, zaliczanych do najstarszych rejonów światowego górnictwa naftowego. W obszarze działalności Oddziału znajdują się również złoża ropy naftowej położone na Przedgórzu Karpat oraz w Synklinorium Lubelskim.

Aktualnie eksploatacja ropy naftowej prowadzona jest ponad 1050 odwiertami na 44 złożach administrowanych przez dwadzieścia osiem kopalń. Wydobycie ropy naftowej w 2013 roku wyniosło 48,0 tys. ton, gazu towarzyszącego ropie 17,1 mln nm<sup>3</sup>, produkcja gazu z odwiertów ropno-gazowych osiągnęła poziom 121,1 ton. Największe wydobycie ropy w 2013 r. osiągnęły kopalnie: Nosówka – 6,7 tys. ton, Pławowice – 4,96 tys. ton, Grobla – 4,7 tys. ton, Osobnica – 3,7 tys. ton i Grabownica – 3,59 tys. ton.

Obecnie wydobycie ropy naftowej, ze względu na obniżone ciśnienie złożowe, odbywa się w większości metodą pompowania z odwiertów wydobywczych.

Ropa ze złóż karpacczych nie zawiera siarkowodoru ani innych zanieczyszczeń, dlatego jej obróbka technologiczna na instalacjach kopalnianych jest stosunkowo prosta, gdyż nie wymaga odsiarczania, odsalania itp. W praktyce sprowadza się do podgrzania wydobywanych wspólnie: ropy naftowej i wody złożowej, w celu rozbicia emulsji ropno-wodnych oraz ich dokładnego rozdzielania. Ropa naftowa po oczyszczeniu, jest wywożona cysternami samochodowymi do rafinerii.

Zmiany zachodzące na przestrzeni ostatnich lat w gospodarce krajowej, znalazły swoje odbicie również na kopalniach ropy naftowej. Głębszego znaczenia nabrały relacje zysku i poniesionych kosztów. Rachunek ekonomiczny niejako wymógł poddanie analizie celowości eksploatacji wszystkich odwiertów, dlatego też na bieżąco likwidowane są mało wydajne odwierty. Równoległe z eksploatacją ropy naftowej prowadzone są prace związane z porządkowaniem zbędnej infrastruktury wydobywczej, a tereny po działalności górniczej są rekultywowane.

## Podziemne magazynowanie gazu ziemnego

Podziemne magazynowanie gazu ziemnego w wyeksploatowanych złożach to jedno z głównych zadań sanockiego Oddziału poza wydobyciem ropy naftowej i gazu ziemnego. Próby magazynowania gazu ziemnego rozpoczęto już w 1954 r. w Rostokach, był to pierwszy podziemny w szczypanym złożu magazyn gazu



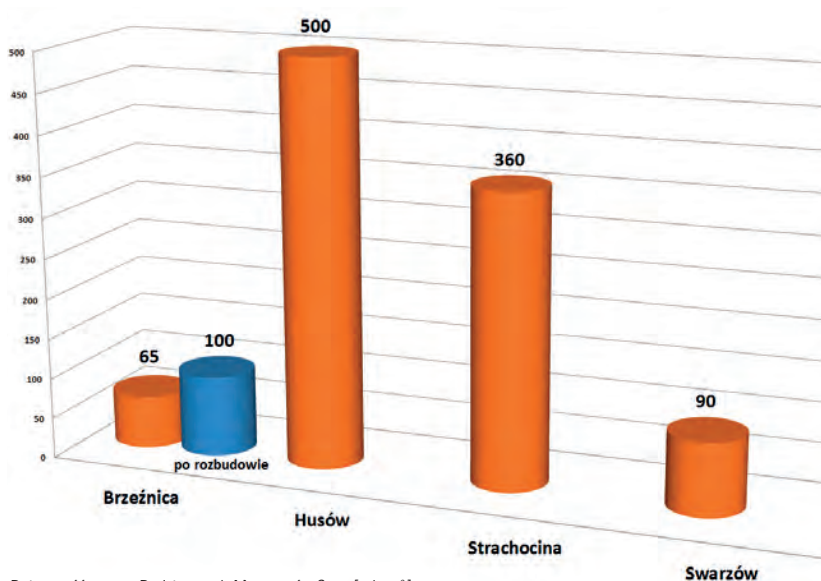
Park ropny, Kopalnia Węglówka. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku



Kolumnowa instalacja osuszania gazu na PMG Husów nocą. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku



Osrodek Centralny PMG Strachocina. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku



Pojemność czynna Podziemnych Magazynów Gazu [mln m³]

w Europie. Następnymi magazynami do dziś eksploatowanymi przez Oddział w Sanoku były Swarzów (1979), Brzeźnica (1979), Strachocina (1982) i Husów (1987).

Podziemne magazynowanie gazu ziemnego jest szczególnie istotne dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Mroźne zimy oraz kryzysy w zakresie dostaw gazu ze Wschodu, to tylko niektóre z elementów wskazujących na potrzebę modernizacji i rozbudowy PMG. W 2007 r. gruntowną modernizacją objęty został PMG Swarzów, którego pojemność czynna wynosi 90 mln m³. W 2011 r. rozbudowano PMG Strachocina zwiększając jego pojemność czynną do 360 mln m³. We wrześniu 2014 r. zakończono rozbudowę PMG Husów, którego obecna pojemność czynna wynosi 500 mln m³. Zarówno rozbudowa PMG Strachocina jak i PMG Husów to projekty współfinansowane ze środków UE.

W sierpniu 2014 rozpoczęto prace budowlano-montażowe przy rozbudowie ponad trzydziestoletniego magazynu gazu Brzeźnica, który

końcem 2016 r. zwiększy swą pojemność z 65 do 100 mln m³.

### Rozwijamy technologie, doskonalimy procesy

PGNiG SA Oddział w Sanoku od początku swej działalności realizuje pionierskie zadania w zakresie usprawnienia procesu wydobycia węglowodorów. Wieloletnia eksploatacja złóż wymusza poszukiwanie nowych rozwiązań celem wspomagania wydobycia. Pierwsze próby szczelinowania hydraulicznego przeprowadzone były przez sanockich naftarzy już w 1956 roku. Utrzymanie wydobycia na eksploatowanych złożach wspieramy pracami rekonstrukcyjnymi, pogłębianiem, metodami wtórnymi i stymulacją złoża, czyli intensyfikacją wydobycia.

Postęp techniczny sprawił, że obecnie na kopalniach i podziemnych magazynach gazu pracują nowoczesne urządzenia automatyki przemysłowej zapewniające właściwe sterowa-



Capillary string. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku

nie i wizualizację procesów technologicznych, przesyłu danych, telemetrii oraz monitoringu.

Działalność Oddziału prowadzona jest w oparciu o międzynarodowe wymagania i normy, które zapewniają posiadane systemy zarządzania jakością, ochroną zdrowia i środowiska oraz bezpieczeństwem pracy i informacji.

70 lat działalności sanockiego górnictwa naftowego i gazowniczego to z pewnością sukces firmy. Głównym jej potencjałem są pracownicy, którzy od lat z zaangażowaniem pracują nad jej rozwojem, zapewniając tym samym stabilną pozycję rynkową. W końcu sanocka „Nafta”, była kuznią kadr dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazowniczego, a także innych branż, do których trafiли nauczeni etosu pracy pracownicy Kopalnictwa. To dziedzictwo wywarło olbrzymi wpływ na całą polską gospodarkę. Oby nigdy nie zostało zmarnowane.

PGNiG SA  
Oddział w Sanoku



Coiled tubing. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku



Perforacja odwiertu Jodłówka-6. Fot. arch. PGNiG SA – Oddział w Sanoku





Jerzy  
Zagórski

## Stabilne wyniki finansowe GK PGNiG dzięki wydobyciu ropy naftowej

W trzech kwartałach 2014 roku GK PGNiG zanotowała 3% wzrost zysku netto do 2,14 mld zł w porównaniu z 2,08 mld zł w analogicznym okresie ub.r. To długofalowy efekt inwestycji w wydobycie.



Przychody GK PGNiG w trzech kwartałach 2014 roku były na podobnym poziomie do analogicznego okresu ub.r. i wyniosły 22,8 mld zł. Wpływ na ten poziom miały m.in.: wzrost sprzedaży ropy naftowej, zmniejszenie przychodów ze sprzedaży gazu o 820 mln zł w wyniku łagodnej zimy oraz wzrost obrotu energią elektryczną, z którego przychody wzrosły w omawianym okresie o 71% do 1,2 mld zł.

Na poziomie działalności operacyjnej Grupa odnotowała wzrost wyniku EBITDA o 4% do ok. 5 mld zł wobec 4,8 mld zł w analogicznym okresie ubiegłego roku. Największy, bo 59% udział w wyniku Grupy miał segment Poszukiwania i Wydobycie. Udział segmentu Dystrybucja wyniósł 30%, a pozostałych segmentów Obrót i Magazynowanie oraz Wytwarzanie po 6%.

W trzecim kwartale 2014 roku GK PGNiG zanotowała 616 mln zł zysku netto wobec 654 mln zł zysku w analogicznym okresie ub.r. Przychody ze sprzedaży w trzecim kwartale wzrosły o 4% do 6,4 mld zł rok do roku, natomiast wynik EBITDA wzrósł o 3% osiągając ok. 1,5 mld zł.

### Segment Poszukiwanie i Wydobycie - dobre wyniki operacyjne

Przychody segmentu Poszukiwanie i Wydobycie w trzech kwartałach 2014 r. wyniosły 4,8 mld zł, czyli o 13% więcej w porównaniu do analogicznego okresu ub.r., natomiast zysk

EBITDA był na porównywalnym poziomie do ub.r. i wyniósł ok. 3 mld zł. Na wyniki segmentu wpływ miało stabilne wydobycie gazu ziemnego rok do roku oraz wzrost produkcji ropy naftowej.

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu w Grupie wzrosło o prawie 20% do 936 tys. ton w trzech kwartałach 2014 roku wobec 789 tys. w analogicznym okresie ub.r.. Sprzedaż ropy i kondensatu wzrosła w tym okresie o 30% do blisko 921 tys. ton w porównaniu do 704,6 tys. ton w trzech kwartałach 2013 r.

Wydobycie gazu ziemnego wyniosło 3,4 mld m sześć. w trzech kwartałach 2014 r., podobnie jak w analogicznym okresie ub.r.

### Zerowa marża na sprzedaży gazu

Na wynik segmentu Obrót i Magazynowanie w trzech kwartałach 2014 roku wpływ miały m.in. stabilny wolumen sprzedaży gazu ziemnego oraz stabilny udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu na poziomie 1,3 mld zł.

Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego wyniosła minus 1% w trzecim kwartale 2014 roku w porównaniu do minus 3% w analogicznym kwartale 2013 roku. Natomiast marża średnioroczna dla 2014 roku wynosiła 0% wobec minus 2% dla roku ubiegłego.

Sprzedaż gazu GK PGNiG utrzymała się na podobnym poziomie 11,7 mld m sześć. w porównaniu do trzech kwartałów 2013 r.

W podziale na poszczególne grupy odbiorców sprzedaż gazu wzrosła wśród klientów PGNiG Sales & Trading oraz w sektorze handel, usługi hurt i TGE. Wpływ na wolumen i strukturę sprzedaży gazu miały głównie temperatura powietrza oraz zmiany na rynku gazu

### Wyniki Grupy PGNiG w I-III kw. 2014 roku (mln zł)

	I - III kw. 2013	I - III kw. 2014	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	22 943	22 819	-1%
Koszty operacyjne	(19 888)	(19 735)	-2%
EBITDA	4 807	4 987	4%
EBIT	3 055	3 084	1%
Wynik netto	2 082	2 136	3%

### Wyniki Grupy PGNiG w III kwartale 2013 roku (mln zł)

	III kwartał 2013	III kwartał 2014	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	6 203	6 436	4%
Koszty operacyjne	(5 322)	(5 521)	4%
EBITDA	1 471	1 519	3%
EBIT	881	915	4%
Wynik netto	654	616	-6%

czyli sprzedaż na TGE oraz powstanie spółki PGNiG OD.

### Stabilne wyniki Segmentu Dystrybucja

Przychody segmentu Dystrybucja pozostały na podobnym poziomie 3,2 mld zł w pierwszych trzech kwartałach 2014 r. w porównaniu do analogicznego okresu ub.r. Wolumen dystrybuowanych gazów zmniejszył się o 11% do 6,7 mld m sześć. w pierwszych trzech kwartałach 2014 r. ze względu na wyższą o 2 stopnie C średnią temperaturę powietrza w porównaniu do analogicznego okresu 2013 r.

### Slabsze wyniki segmentu Wytwarzanie w niesprzyjającym otoczeniu

W trzech kwartałach 2014 roku przychody ze sprzedaży segmentu Wytwarzanie spadły o 8% do 1,32 mld zł w porównaniu do 1,44 mld zł w analogicznym okresie 2013 roku. Wpływ na to miały m.in. 4% spadek przychodów ze sprzedaży ciepła przy wolumenie niższym o 14% zmitigowany wzrostem taryfy na ciepło oraz 10% spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej przy wolumenie zmniejszonym o 5% oraz obniżonej średniej cenie sprzedaży.

Sprzedaż z własnej produkcji energii elektrycznej obniżyła się o 6% do 2,4 TWh w trzech kwartałach 2014 roku, a sprzedaż ciepła obniżyła się o 14% do 23,6 PJ.

### Zatłoczenie magazynów

Zapas gazu wysokometanowego w podziemnych magazynach gazu na koniec września 2014 roku osiągnął poziom ok. 2,72 mld m sześć. We wrześniu 2013 roku było to 2,48 mld m sześć.





## PGNiG kupuje cztery złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym

Należąca do PGNiG SA spółka PGNiG Upstream International AS kupiła od firmy Total E&P Norge AS udziały w czterech złożach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Transakcja jest elementem realizacji strategii Grupy PGNiG i pozwoli na znaczny wzrost wydobycia węglowodorów poza granicami kraju.

„Zaangażowanie w cztery nowe złoża w Norwegii ma dla nas szczególne znaczenie. Po pierwsze, oznacza to natychmiastowy wzrost produkcji poza granicami kraju o około 60%. Po drugie, transakcja pozwoli nam utrzymać zwiększony poziom wydobycia ropy przez co najmniej dziesięć lat. Po trzecie, spodziewamy się szybkiego okresu zwrotu z tej inwestycji, a to dobra wiadomość dla akcjonariuszy” – powiedział Mariusz Zawisza, prezes Zarządu PGNiG SA.

W ramach transakcji PGNiG nabył udziały w trzech złożach produkcyjnych (Morvin, Vilje oraz Vale) oraz w jednym złożu w fazie zagospodarowania (Gina Krog). Wydobycie z tych złóż w 2014 roku, w części przypadającej na PGNiG, jest szacowane na poziomie ok. 320 tys. ton ropy oraz 90 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego (tj. ok. 8 tys. baryłek ekwiwalentu ropy na dobę). Zgodnie z danymi operatorów, produkcja będzie średnio kontynuowana przez okres najbliższych 14 lat.

Zgodnie z raportem niezależnego audytora, rezerwy wydobywalne złóż ropy (72%) i gazu (28%) przypadające na przejęte przez PUI udziały kształtują się na poziomie 33 mln boe, tj. baryłek ekwiwalentu ropy. Oznacza to wzrost obecnych zasobów PGNiG w Norwegii o około 60%.

Cena zakupu wynosi 1 950 mln NOK (tj. 996 mln PLN według średniego kursu ustalonego dla NOK przez NBP na 29 września 2014 roku) przy umownej dacie transakcji 1 stycznia 2014 roku. Szacuje się, że przepływy wygenerowane przez nowe złoża w tym roku pozwolą na sfinansowanie około 45% ceny zakupu. Pozostała część ceny zostanie sfinansowana za pomocą pomostowej pożyczki wewnątrzgrupowej od PGNiG oraz z wykorzystaniem kredytu zabezpieczonego zasobami węglowodorów (reserve based loan, RBL).

Docelowym źródłem finansowania będzie zewnętrzny kredyt w formule reserve based

loan. Rozwiązanie to zostało sprawdzone przy okazji finansowania projektu Skarv. Dzięki temu, inwestycje w Norwegii nie będą miały negatywnego wpływu na poziom finansowania programu inwestycyjnego w Polsce.

Na nowych złożach PGNiG podejmie współpracę z wiodącymi firmami naftowymi. Ma to istotne znaczenie, bowiem przejmowane koncesje zawierają istotny potencjał do prowadzenia dalszych prac poszukiwawczych. Spółka wiąże szczególne nadzieje z basenem Utsira High, na którym zlokalizowane jest złożo Gina Krog, i który należy do najbardziej perspektywicznych obszarów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, o znaczących zasobach węglowodorów. Przyszłe nakłady inwestycyjne w ramach przejmowanych koncesji powinny zostać sfinansowane przez bieżące przepływy z norweskiej działalności PGNiG.

Zakup nowych aktywów w Norwegii stanowi naturalny kierunek inwestycyjny dla Grupy PGNiG. To perspektywiczny obszar, w którym PGNiG nabrał już doświadczeń i posiada dobrą organizację. Ponadto dotychczasowe projekty, w tym przede wszystkim Skarv, zapewniają dobre wyniki finansowe przy niskim poziomie ryzyka. Dodatkową korzyścią z dalszego inwestowania w Norwegii jest szybsze rozliczenia aktywa podatkowego, które posiada spółka PGNiG Upstream International. Dzięki niemu, mimo istotnych przychodów z nowych złóż, norweska spółka nie będzie musiała płacić wynikających z nich podatków w najbliższych latach. Pozwoli to na dodatkowe przyspieszenie okresu zwrotu z nowej inwestycji.

Umowa zakupu udziałów w złożach Morvin, Vilje, Vale oraz Gina Krog została zawarta pod warunkami zawieszającymi uzyskanie wymaganych zgód administracyjnych w Norwegii. Warunki zawieszające muszą być spełnione w terminie do końca 2014 roku.

### Zespół prasowy PGNiG SA



## Największe firmy naftowe w 2013 r.

Lista czołowych firm amerykańskich mających siedzibę w USA, tradycyjnie nazwana przez „Oil & Gas Journal” listą „150”, skurczyła się do 139 pozycji (w ub. roku 134), ale na miejscach od 1 do 6 nie ma żadnych zmian. Na czele są koncerny obecne na liście największych firm światowych, a więc *ExxonMobil*, *Chevron* i *ConocoPhillips*. Wśród mniejszych firm na uwagę zasługują wyniki *Gulfport Energy Co.*, której kapitał akcyjny wzrósł w ciągu roku o 82%, a zysk o 124,1%.

W zestawieniu największych firm naftowych na świecie niezmiennie, podobnie jak w latach poprzednich, pierwsze miejsce w 2013 r. zajmuje *Saudi Arabian Oil Co. (SAOC)*, ale już drugie miejsce zajmuje *Rosneft*, przesuważając się znacznie z ubiegłorocznego dziewiątego miejsca dzięki wzrostowi wydobycia ropy z 121,4 mln t do 222,3 mln t i wyprzedzając Iran (tab. 1). Kolejna poważniejsza zmiana to spadek meksykańskiego *Pemexu* z miejsca 5 na 8. Pozostałe przesunięcia są nieznaczne i wynikają przeważnie z awansu *Rosnefti*. W tabeli pojawił się drugi koncern chiński *CNOOC* z wydobyciem 44,2 mln t ropy (w 2012 r. było to 35,7 mln t). Listę zamyka, podobnie jak rok temu, *ConocoPhillips*.

Ze względu na niewielki udział w wydobyciu ropy w tabeli nie ma *Gazpromu*, ale gdyby lista była ułożona według wielkości aktywów i przychodów, to *Gazprom* wyprzedziłby *ExxonMobil* – aktywa 442051 mln USD wobec 321423 mln USD i przychody 167475 mln USD wobec 141462 mln USD. Przytoczone wyżej wyniki finansowe zostały uzyskane w warunkach średniej rocznej ceny ropy WTI 97,9 USD za baryłkę, wyższej o 3,9 USD od średniej w 2012 r., a więc korzystniejszej dla firm niż w 2012 r. Porównanie wyników finansowych wszystkich firm ujętych na liście jest niemożliwe, ponieważ większość państwowych koncernów, przede wszystkim z Bliskiego Wschodu i Afryki, nie publikuje swoich sprawozdań finansowych. Możemy jedynie prześledzić dochody i zyski spółek giełdowych i tu najlepszy rezultat osiągnęła *Rosneft* ze wzrostem dochodów o 56,6% i *Petrochina*, której przychody zwiększyły się o 12%. Spadki dochodów dotknęły *Shella* i *Total* – odpowiednio 3,5% i 2,7%, także *Petrobras*, mimo wzrastającej produkcji ropy.

Jeszcze inaczej przedstawia się kolejność przedsiębiorstw, jeśli za kryterium przyjmijemy wielkość zasobów ropy i gazu. Od 2011 r. największymi zasobami ropy naftowej dysponuje Wenezuela (40492,6 mln t) wyprzedzając Arabię Saudyjską (36155,6 mln t) i Iran (21392,6), największe zasoby gazu ziemnego posiada Iran (33759,3 mln m<sup>3</sup>), za nim znajdują się Arabia Saudyjska (8230 mld m<sup>3</sup>) i Abu Zabi (5660 mld m<sup>3</sup>), przy czym w tym przypadku klasyfikacja obejmuje tylko koncerny państwowe.



## Statoil wierci na Morzu Barentsa

Wiceprezes *Statoilu* odpowiedzialny za poszukiwania na Morzu Barentsa i Morzu Norweskim Dan Tuppen ocenił wyniki pierwszego

Tabela 1

Miejsce w 2013 r.	Miejsce w 2012 r.	Kraj	Firma	Wydobycie ropy w mln t	Wydobycie gazu w mld m <sup>3</sup>	Zasoby ropy w mln t	Zasoby gazu w mld m <sup>3</sup>	Aktywa w mln USD	Przychód w mln USD	Zysk netto w mln USD
1	1	Arabia Saudyjska	SAOC	466,6	84,9	36155,6	8230,0	-	-	-
2	9	Rosja	Rosneft	222,3	42,1	3373,5	1327,7	248000,2	149738,6	17576,9
3	2	Iran	NIOC	160,1	157,9	21392,8	33759,3	-	-	-
4	3	Irak	INOC	148,9	9,5	19080,8	3156,1	-	-	-
5	4	Kuwejt	KPC	136,7	9,5	13804,0	1782,9	-	-	-
6	6	Chiny	Petrochina	126,9	79,3	1471,5	1961,8	386916,6	362428,9	23148
7	7	Abu Zabi	ADNOC	126,3	0,0	12539,2	5660,0	-	-	-
8	5	Meksyk	Pemex	125,2	65,8	1334,4	468,3	156570	122984	13005
9	8	Wenezuela	PdVSA	123,1	20,4	40492,6	5521,3	-	-	-
10	10	Brazylia	Petrobras	102,1	0,1	1449,5	319,6	321423	141462	10832
11	12	W. Brytania	BP	99,9	72,9	1393,0	967,5	305690	379136	23758
12	11	Nigeria	NNPC	94,8	23,8	5051,0	5114,9	-	-	-
13	13	Rosja	Łukoil	90,3	27,3	1798,3	0,7	109439	141452	7627
14	14	Angola	Sonangol	87,2	1,4	1232,2	274,8	-	-	-
15	15	USA	ExxonMobil	83,8	77,0	1534,1	1250,3	346808	438255	33448
16	17	USA	Chevron	69,9	49,5	585,2	726,5	253753	228848	21597
17	16	W. Brytania/Holandia	Shell	69,3	74,6	607,6	1202,0	357512	451235	16526
18	18	Rosja	Surgutnieftgaz	61,5	12,1	0,0	0,0	63985,6	25523,1	8041,3
19	19	Francja	Total	57,9	63,9	736,2	934,6	239223	227969	11521
20	20	Algieria	Sonatrach	56,8	78,1	1659,2	4501,2	-	-	-
21	22	Oman	PDO	47,2	31,9	748,0	849,0	-	-	-
22	21	Norwegia	Statoil	46,9	44,5	315,2	521,2	146035	108485,5	6671,8
23	-	Chiny	CNOOC	44,2	11,5	416,2	178,9	102667,3	46508,9	9186,2
24	23	Włochy	ENI	41,3	44,6	426,2	441,0	191360	154248,1	6605,3
25	25	USA	ConocoPhillips	36,4	41,9	456,7	460,1	118057	58248	9215

wiercenia Pingwin-1 na bloku 713 na Morzu Barentsa jako zachęający sygnał, bo otwór był pozytywny i potwierdził występowanie węglowodorów w rejonie zupełnie nowym. Jednak wstępne oceny zasobów okazały się zbyt optymistyczne i ostatecznie oceniono, że odkrycie nie ma wartości przemysłowej i otwór został zlikwidowany. W otworze, który osiągnął głębokość 1500 m, stwierdzono występowanie 15-metrowego horyzontu gazonośnego w piaskowcowych formacjach Kveite (cena-man-mastrycht) i Torsk (górnym paleocenu-oligocenu) o dobrych właściwościach zbiornikowych. Szacunkowe zasoby wydobywalne mieszczą się w granicach od 5 do 20 mld m<sup>3</sup> gazu. Wiercenie Pingwin-1 zostało wykonane przez Statoil wspólnie z Rosneftią i Edison International Norway Branch.

## Niepowodzenie Wintershall na Morzu Północnym

W zachodniej części duńskiego sektora Morza Północnego zaprojektowano wiercenie Chabazite-1, którego zadaniem było zbadanie reponośności utworów kredowych paleocenu i górnej kredy. Otwór rozpoczęty 20 czerwca

br. został zakończony na głębokości 2945 m w utworach górnokredowych, więc osiągnięto cel geologiczny, jednak nie stwierdzono obecności węglowodorów. Operator, którym jest Wintershall Noordzee B.V. zdecydował o likwidacji otworu.

## Zamknięcie rafinerii Łukoilu w Rumunii

Rafineria Petrotel w Ploeszti należąca do Łukoil Europe Holdings w 2013 r. wyprodukowała 1,86 mln t produktów naftowych. Niedawno, bo 2 października br. prokuratorzy z biura antykorupcyjnego w asyście policji weszli do biur rafinerii i skonfiskowali dokumentację księgową. Rząd rumuński twierdzi, że „nieprawidłowości” w prowadzeniu księgowości i uchylanie się od płacenia podatków doprowadziły do strat skarbu państwa w wysokości 20 mln €. Ostatecznie rafineria została zamknięta 6 października br. Łukoil Europe Holdings jest również właścicielem 300 stacji benzynowych w Rumunii.

## Ropa i gaz w Albanii

Gospodarka Albanii rozwijała się najszybciej w okresie 2000-2004, kiedy wzrost wynosił 6-7%, później tempo zmniejszyło się, ale ostatnie dwa lata to rosnące zainteresowanie zagranicznych inwestorów i ponowne ożywienie gospodarcze. Te zjawiska powodują również zwiększenie popytu na paliwa. Krajowe wydobywanie ropy i gazu wykazuje znaczne wahania – najwięcej ropy produkowano w 1975 r. i było to 2250 tys. t, maksimum produkcji gazu ziemnego przypadło na rok 1985 osiągając 1 mld m<sup>3</sup>, ale później, po zmianie ustroju i kryzysie ekonomicznym nastąpił znaczny spadek. Ostatnie kilka lat to okres poprawy dzięki intensyfikacji poszukiwań i wdrożeniu nowych technologii. Wydobywanie w 2013 r. osiągnęło poziom 1,2 mln t ropy. Istotnym czynnikiem było wejście zagranicznych firm naftowych po roku 2000.

Historia poszukiwań naftowych w Albanii datuje się od odkrycia złoża ropy Kucova w 1928 r. i rok późniejszego odkrycia złoża Patos. Złoże Patos-Marinja eksploatujące węglowodory z triasowej formacji Burano jest obecnie największym lądowym złożem ropy w Europie. Od tego momentu w Albanii odwiercono łącznie 5650 otworów (powierzchnia kraju wynosi 28748 km<sup>2</sup>). Najważniejszym operatorem jest kanadyjska firma Bankers Petroleum Ltd., która w br. wykonała 44 poziome otwory eksploata-

cyjne i pierwszy otwór wielogałęziowy (*multilateral*). W 2004 r. produkowała tylko 82 t ropy na dobę, aktualnie (dane z I kw. br.) dzienne wydobycie wynosi 2740 t. Zasoby w obrębie posiadanych koncesji wzrosły w tym czasie z 13,7 mln t do 31,5 mln t ropy. Inne aktywne podmioty w tej branży to *Stream Oil* z Calgary, *Petromanas Energy* (także kanadyjska), współpracująca z *Shell Upstream Albania* i państwowa firma *Albpetrol*. *Petromanas* odwiedziła m. in. otwór Molisht-1 do głębokości 4175 m, w którym stwierdzono występowanie 250-metrowej produktywnej serii eoceńskiej. W Albanii odkryto dotychczas 12 złóż ropy i 5 złóż gazowych. Bituminy występują w wapieniach jurajskich i eoceńskich oraz w piaszczystych utworach górnego miocenu. Powyższe sukcesy stanowią podstawę dla prognoz zapowiadających zaprzestanie w ciągu 3-5 lat importu ropy i osiągnięcie samowystarczalności w zaopatrzeniu w ten surowiec.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas&Oil Conn.*, *ExxonMobil*, *Gazprom*, *Hart's E&P*, *Norwegian Petroleum Directorate*, *Offshore*, *Oil & Gas Journal*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Rosneft*, *World Oil*.



## Rusza program pilotażowy PKN ORLEN i Grupy Eurocash

PKN ORLEN i Grupa Eurocash rozpoczynają program pilotażowy testujący nową koncepcję sklepu detalicznego. Na wybranych stacjach paliw zaczną działać małe supermarkety pod marką *Delikatesy Centrum*, oferujące pełen asortyment artykułów spożywczych, w tym szeroką ofertę produktów świeżych.

PKN ORLEN, największy operator stacji paliw w Polsce oraz Eurocash, krajowy lider w dystrybucji artykułów spożywczych, wspólnie opracowali unikalną koncepcję sklepu, która jest odpowiedzią na zmieniające się potrzeby klientów, dla których ważne są czas i wygoda.

Dzięki współpracy obu firm na wybranych stacjach ORLEN klienci będą mogli zrobić pełne zakupy, po konkurencyjnych cenach, w zaadaptowanych do nowego formatu sklepów *Delikatesy Centrum*. Pierwszy taki obiekt został otwarty na stacji ORLEN przy ul. Wyszogrodzkiej 150 w Płocku.

– Jako największy operator sieci stacji paliw w Polsce nie możemy i nie chcemy stać w miej-

scu. Konsekwentnie szukamy nowych możliwości rozwoju i stąd też decyzja o podjęciu współpracy z doświadczonym partnerem. Założyliśmy, że nowe rozwiązania ułatwią życie codzienne naszym klientom, skracając czas przeznaczony na zakupy i tankowanie samochodu. Pilotaż pokaże nam, jak sprawdzają się w praktyce wspólnie wypracowane formaty – powiedział Marek Balawejder, dyrektor wykonawczy ds. Sprzedaży Detalicznej PKN Orlen.

– Tworząc koncepcję małego supermarketu, który będzie przyciągał klientów na stacje paliw, czerpaliśmy z naszych dotychczasowych doświadczeń w tworzeniu i zarządzaniu *Delikatesami Centrum*, jako silną marką detaliczną, oraz bogatych doświadczeń ekipy PKN ORLEN. Wspólnie podejmujemy ryzyko tego innowacyjnego konceptu i przez najbliższy rok będziemy dążyć do jego dopracowania, zwiększenia efektywności oraz znalezienia modelu, który – mamy nadzieję – będzie mógł być z powodzeniem wdrażany na kolejnych wybranych stacjach ORLEN – powiedział Pedro Martinho, członek Zarządu Eurocash.

Równoległe z otwieraniem sklepów *Delikatesy Centrum* na wybranych stacjach paliw, Eurocash i PKN ORLEN ściśle współpracują ze sobą w celu zwiększenia efektywności stacji ORLEN w segmencie *convenience*.

Centrum Prasowe PKN Orlen



## Ponad 1,3 mld PLN wsparcia unijnego na integrację gazowego systemu przesyłowego

Gazociąg Polska-Litwa na liście do wsparcia z unijnego instrumentu finansowego „Łącząc Europę.”

29 października 2014 r. cztery projekty GAZ-SYSTEM S.A. zostały pozytywnie zaopiniowane do dofinansowania z europejskiego instrumentu finansowego *Connecting Europe Facility* (CEF – „Łącząc Europę”). Oznacza to, że połączenia Polska - Litwa, Polska – Czechy, i Polska – Słowacja mogą otrzymać dofinansowanie w łącznej kwocie 1,3 mld PLN (312 mln EUR) – do podziału pomiędzy GAZ-SYSTEM S.A. i partnerów.

Instrument finansowy „Łącząc Europę” jest dedykowany wsparciu projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI), które służą poprawie połączeń infrastrukturalnych, integrują rynek i poprawiają konkurencję oraz bezpieczeństwo dostaw dla całej Unii Europejskiej.

Po głosowaniu Komitetu Koordynacyjnego CEF, GAZ-SYSTEM S.A. wspólnie z partnerami może otrzymać dofinansowanie na następujące działania:

**Gazociąg Polska-Litwa:**

- dokumentacja projektowa w kwocie: 10,6 mln EUR
- roboty budowlane w kwocie: 295 mln EUR

**Gazociąg Polska-Czechy:**

- dokumentacja projektowa w kwocie: 1,5 mln EUR

**Gazociąg Polska-Słowacja:**

- dokumentacja projektowa w kwocie: 4,6 mln EUR

Obecnie Komisja Europejska przygotowuje formalną decyzję w sprawie zatwierdzenia listy projektów wybranych do dofinansowania. Komisja Europejska rozpoczyna również proces opracowywania decyzji indywidualnych, które przyjmą formę umów o dofinansowanie projektów ogłoszonych na liście.

Projekty inwestycyjne GAZ-SYSTEM S.A. otrzymały status projektu o znaczeniu wspólnotowym decyzją z października 2013 roku. Przyznanie statusu PCI oznacza objęcie projektów najlepszymi praktykami w ramach procesu wydawania pozwoleń, w zakresie określonym w Rozporządzeniu (UE) 347/2013. Projekty spełniły dodatkowe wymagania, aby było możliwe przyznanie dofinansowania z instrumentu *Connecting Europe Facility* (CEF), który będzie wspierać budowę europejskich sieci energetycznych w ramach perspektywy budżetowej do 2020 roku. Instrument CEF zapewnia środki finansowe na te projekty, które integrują system przesyłowy i przynoszą korzyści w więcej niż jednym państwie.

Program inwestycyjny GAZ-SYSTEM S.A. 2009-2014

Spółka finalizuje realizację programu inwestycyjnego zaplanowanego na 2009-2014, w ramach którego w północno-zachodniej i środkowej Polsce powstaje ponad 1200 km nowych gazociągów przesyłowych. Inwestycje te finansowane są ze środków własnych spółki, bezzwrotnych dotacji z funduszy unijnych oraz europejskich instytucji finansowych. Nakłady inwestycyjne na budowę nowych gazociągów wynoszą około 4,5 mld PLN w latach 2009 - 2014, z czego 1,3 mld PLN stanowi dofinansowanie z funduszy unijnych. Dodatkowo GAZ-SYSTEM S.A. finansuje budowę terminalu LNG w Świnoujściu realizowaną przez spółkę zależną *Polskie LNG S.A.* Na ten cel w latach 2009-2014 GAZ-SYSTEM S.A. przeznaczy ok. 2 mld PLN.

Małgorzata Polkowska  
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



Stanisław Szafran



## Kalendarium

**13.11.2014 r.** w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Rady Seniorów SITP NiG. Przedmiotem obrad było:

- informacja dotycząca realizacji wniosków z zebrania Rady Seniorów 7.11.2013 r.;
- sprawozdanie Przewodniczącego Rady Seniorów z działalności Rady w 2014 r.;
- przedyskutowanie i przyjęcie programu działalności Rady Seniorów w 2015 r.;
- propozycje rozszerzenia współpracy z przemysłem naftowym i gazowniczym w działalności merytorycznej SITP NiG, w celu uzyskania finansowych wpływów na działalność Stowarzyszenia;
- stworzenie w działalności SITP NiG elementów zainteresowania młodych pracowników przemysłu naftowego i gazowniczego do angażowania się w prace Stowarzyszenia.

**17.11.2014 r.** w Warszawie odbyło się spotkanie konsultacyjne prezesów Stowarzyszeń Naukowo-Tehnicznych zrzeszonych w FSNT NOT, w sprawie nowelizacji statutu Federacji.

**19.11.2014 r.** w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Prezydium Zarządu Głównego SITP NiG. Przedmiotem posiedzenia było omówienie bieżącej działalności SITP NiG oraz przygotowanie porządku obrad kolejnego, X posiedzenia Zarządu Głównego SITP NiG.

**20.11.2014 r.** w Warszawie odbyło się posiedzenie Rady Fundacji Muzeum im. I. Łukasiewicza w Bóbrce.

**24.11.2014 r.** w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Rady Technicznej Rzeczoznawców SITP NiG.

**25.11.2014 r.** w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej. Przedmiotem posiedzenia było omówienie wykonania planu finansowego SITP NiG za trzy kwartały roku 2014 oraz projektu przewidywanego budżetowego SITP NiG na rok 2015.

**25.11.2014 r.** w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie odbyło się posiedzenie Kapituły Honorowej Szpady SITP NiG.

**26.11.2014 r.** w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Komisji ds. Szkolenia SITP NiG.

## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Andrzej Radwański z Oddziału w Sanoku w dniu 05.11.2014 r.

70 urodziny Jan Klatka z Oddziału w Sanoku w dniu 08.11.2014 r.

70 urodziny Adam Świrski z Oddziału we Wrocławiu w dniu 10.11.2014 r.

70 urodziny Jadwiga Józwiak z Oddziału w Warszawie II w dniu 14.11.2014 r.

70 urodziny Janusz Kubal z Oddziału w Krośnie w dniu 14.11.2014 r.

70 urodziny Stanisław Szerszeń z Oddziału w Warszawie II w dniu 15.11.2014 r.

70 urodziny Bożena Bączkowska z Oddziału w Poznaniu w dniu 19.11.2014 r.

70 urodziny Jerzy Janocha z Oddziału w Warszawie II w dniu 22.11.2014 r.

75 urodziny Anatol Tarnowiecki z Oddziału w Gdańsku w dniu 01.11.2014 r.

75 urodziny Halina Porzak z Oddziału w Krośnie w dniu 01.11.2014 r.

75 urodziny Elżbieta Drwięga z Oddziału w Sanoku w dniu 10.11.2014 r.

75 urodziny Edward Wytrwał z Oddziału w Tarnowie w dniu 10.11.2014 r.

75 urodziny Aleksandra Koper z Oddziału w Gdańsku w dniu 23.11.2014 r.

80 urodziny Tadeusz Rużyło z Oddziału w Sanoku w dniu 07.11.2014 r.

80 urodziny Elżbieta Szymańska z Oddziału w Warszawie II w dniu 14.11.2014 r.

85 urodziny Irena Pomprowicz z Oddziału w Krośnie w dniu 12.11.2014 r.

90 urodziny Cecylia Suchocka z Oddziału w Gdańsku w dniu 01.11.2014 r.

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

# IX nadzwyczajne posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG

23 października 2014 r. w Warszawie odbyło się IX nadzwyczajne posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG. Obradom przewodniczył prof. Stanisław Rychlicki – I wiceprezes SITPNiG.

Nadzwyczajne posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG zostało zwołane w związku z rezygnacją z funkcji prezesa SITPNiG Jacka Krawca. Głównym przedmiotem obrad było wybranie nowego prezesa SITPNiG na drugą część obecnej kadencji władz Stowarzyszenia.

Obrady otworzył Stanisław Rychlicki, który po przyjęciu spraw proceduralnych stwierdził, że powodem zwołania nadzwyczajnego posiedzenia Zarządu Głównego jest nagła i nieoczekiwana rezygnacja z funkcji prezesa SITPNiG Jacka Krawca, a związku z tym istnieje konieczność wybrania nowego prezesa Stowarzyszenia w trybie § 66 ust. 3 Statutu SITPNiG. Zarząd Główny przyjął do wiadomości złożone na piśmie stosowne oświadczenie Jacka Krawca, a prowadzący zebranie prof. Stanisław Rychlicki przekazał prowadzenie procedury wyborów przewodniczącej Komisji Wyborczej Bogumił Gutowskiej.



Bogumiła Gutowska – przewodnicząca Komisji Wyborczej przedstawia kandydata na prezesa SITPNiG. Fot. S.Szafran

Bogumiła Gutowska obejmując przewodnictwo stwierdziła, że Komisja Wyborcza odbyła posiedzenie, na którym przeanalizowała kandydatury na nowego prezesa SITPNiG.

Po wnikliwej dyskusji komisja postanowiła jednogłośnie zarekomendować Zarządowi Głównemu wybranie na prezesa SITPNiG prof. Stanisława Rychlickiego – I wiceprezesa SITPNiG, członka Prezydium Zarządu Głównego,



Prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – nowy prezes SITPNiG. Fot. B. Bajorski

kanclerza Kapituły Medalu Ignacego Łukasiewicza, wicekanclerza Kapituły Honorowej Szpady SITPNiG, członka Rady Seniorów, członka Rady Programowej WNiG oraz Wieku Nafty, wieloletniego działacza władz naczelnych SITPNiG, wiceprezesa SITPNiG kilku ostatnich kadencji. Prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki jest profesorem zwyczajnym na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH. Ukończył studia na Wydz. Geologiczno-Poszukiwawczym AGH w roku 1968. Był prodziekanem i dziekanem Wydziału, a także kierownikiem Katedry Inżynierii Naftowej. Ponadto od 2008 do 2012 roku pełnił funkcję przewodniczącego Rady Nadzorczej PGNiG S.A., a także był członkiem rad nadzorczych kilku innych spółek naftowych i gazowniczych.

Jest autorem lub współautorem kilkunastu książek, monografii i skryptów, ponad 350 pu-

blikacji krajowych i zagranicznych oraz ponad 240 opracowań dla przemysłu.

Z tytułu działalności zawodowej oraz społecznej współpracuje bardzo aktywnie z przemysłem naftowym i energetycznym. Jest członkiem szeregu stowarzyszeń naukowych krajowych i zagranicznych (SPE, IGU/WOC1, WPC, SPWLA, KG PAN, SPWLA). Innych kandydatur nie zgłoszono.

W wyniku tajnego głosowania Zarząd Główny jednogłośnie wybrał na prezesa SITPNiG na drugą część kadencji prof. dr hab. inż. Stanisława Rychlickiego.

Prof. Stanisław Rychlicki podziękował za wybór, a następnie przedstawił założenia swojej działalności do końca bieżącej kadencji.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNiG



Członkowie Zarządu Głównego SITPNiG podczas obrad. Fot. A. Zaleszczuk

# Jubileusz 50-lecia Oddziału SITPNIg w Gdańsku

*17 października 2014 r. Oddział SITPNIg w Gdańsku obchodził uroczyste jubileusz 50-lecia działalności.*

Uroczysta Sesja Jubileuszowa odbyła się w Sali Bankietowej Hotelu Amber w Gdańsku.

Sesję Jubileuszową otworzył Zdzisław Nowak wieloletni działacz Stowarzyszenia, prezes Oddziału SITPNIg w Gdańsku w dwóch poprzednich kadencjach.

Historię Oddziału Gdańskiego SITPNIg przybliżyła Alicja Józefowicz, a Małgorzata Celej przedstawiła fotograficzną sesję wspomnieniową. W swoim wystąpieniu Alicja Józefowicz przypomniała osoby i ważniejsze zdarzenia z historii Oddziału Gdańskiego SITPNIg.

„W 1964 roku 43 osobowa grupa gdańskich inżynierów i techników pochodzących z Kresów Wschodnich zainicjowała utworzenie Oddziału Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego w Gdańsku. Terenem pierwszych działań było Przedsiębiorstwo Robót Wiertniczych.

Inicjatorami i organizatorami utworzenia Oddziału w Gdańsku byli m.in.:

- Kazimierz Ślęczka – doradca ds. przemysłu naftowego I-go prezydenta RP Gabriela Narutowicza,
- Ryszard Wojtasiewicz – absolwent AGH, związany z przemysłem naftowym tradycjami rodzinnymi,



Prezesi Zarządu Oddziału SITPNIg w Gdańsku Andrzej Dębogórski i Zdzisław Nowak. Fot. S. Szafran

- Mieczysław Stolarski – były pracownik rafinerii i gazoliniami w Drohobyczu,
- Jerzy Gołkowski – zatrudniony jako asystent kopalni naftowej w Borysławiu,
- Karol Zieliński – w latach 1964 – 1965 pełnił funkcję przewodniczącego grupy inicjatywnej. Złożono wniosek do Zarządu Głównego w Krakowie
- 20.04.1965 r. Prezydium Zarządu Głównego SITPNaft rozpatrzyło sprawę utworzenia Oddziału w Gdańsku.

- 13.12.1965 r. Prezydium Zarządu Głównego podjęło decyzję o przedstawieniu pod uchwałę Zarządu Głównego wniosku w sprawie powołania Oddziału SITPNaft w Gdańsku.
- 6.05.1966 r. Oddział SITPNaft w Gdańsku został wpisany do rejestru stowarzyszeń w Urzędzie Wojewódzkim w Gdańsku”.

Dziś Oddział SITPNIg w Gdańsku zrzesza 475 członków zorganizowanych w dziewięciu kołach i klubach, podejmujących różnorodną działalność statutową, przynoszącą bardzo dobre efekty społeczne i gospodarcze oraz satysfakcje osobiste i radość wspólnego działania.

Zarząd Główny SITPNIg oraz liczne grono współpracujących firm i bratniego Stowarzyszenia PZITS przekazało na ręce prezesa zasłużonemu jubilatowi serdeczne gratulacje, życzenia i adresy okolicznościowe.

Zasłużeni działacze Stowarzyszenia zostali wyróżnieni Honorowymi Odznakami SITPNIg i FSNT NOT.

Sesję Jubileuszową zakończyło spotkanie koleżeńskie połączone z wymianą wspomnień.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNIg



Gratulacje dla byłych prezesów Zarządu Oddziału SITPNIg w Gdańsku: Zdzisława Nowaka, Ryszarda Wzozka i Edwarda Cejki. Fot. S. Szafran



Wśród uczestników uroczystości przedstawiciele kół SITPNIg z Apator Metrix SA. i Lotos Petrobaltic SA. Fot. S. Szafran



# Posiedzenie Głównej Komisji ZG d/s Historii i Muzealnictwa



Jan Sęp referuje problem pozyskiwania artykułów do kwartalnika „Wiek Nafty”. Fot. S. Szafran

14 października 2014 r. w Biurze Zarządu Głównego SITP NiG odbyło się posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITP NiG. Posiedzeniu przewodniczył Janusz Pudło – przewodniczący komisji.

Głównymi tematami posiedzenia były:

1. Stan prac przy porządkowaniu terenu wokół obelisku upamiętniającego powstanie w 1885 r. Szkoły Praktycznego Wiercenia Kanadyjskiego w Ropiance;
2. Program działalności Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce w 2015 r.;
3. Program rozbudowy stałej ekspozycji w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce pt. „Z historii stowarzyszeń naftowych na ziemiach polskich”;
4. Plan pracy komisji na 2015 r.

Po wstępnych sprawach proceduralnych Tadeusz Wais przedstawił ocenę stanu obelisku poświęconego upamiętnieniu założonej w 1885 r. Szkoły Praktycznego Wiercenia Kanadyjskiego w Ropiance, wzniesionego w czasie trwania Roku Ignacego Łukasiewicza w 2003 r. Obecny stan obelisku jest bardzo zły, cokół mocno skorodowany, a otoczenie wymaga uporządkowania. W dyskusji członkowie Komisji zwrócili uwagę na konieczność ustalenia stanu prawnego do terenu i obelisku oraz zgromadzenie stosownej dokumentacji uprawniającej do podejmowania prac konserwatorskich i remontowych. Ponadto zaproponowano, aby dokumentację wszystkich miejsc historycznych związanych z przemysłem naftowym i gazowniczym były przechowywane w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce. Konieczne byłoby sporządzenie rejestru takich miejsc, obejmującego obszar całego kraju.

W dalszej części obrad komisji Bohdan Gocz – prezes Zarządu Fundacji Bóbrka przedstawił program działalności Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce w 2015 r.

Referujący stwierdził, że podstawowe działania Fundacji Bóbrka w 2015 r. będą się koncentrowały na:

- zabezpieczeniu bieżącego funkcjonowania muzeum oraz obsługi ruchu turystycznego;
- współdziałaniu w organizowaniu konferencji i sympozjów SITP NiG, jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. i PKN ORLEN S.A.;
- organizowaniu konferencji i sympozjów dla innych instytucji i organizacji,
- modernizacji oraz poszerzeniu ekspozycji muzealnych – we współpracy z SITP NiG oraz poszczególnymi branżami przemysłu;
- bieżącym powiększaniem zbiorów muzealnych i bibliotecznych;
- organizacji tematycznych wystaw okresowych;
- bieżącym uzupełnianiu komputerowego katalogowania zbiorów muzealnych;
- naukowym opracowywaniu posiadanych archiwaliów – wydawnictwa muzealne;
- prowadzeniu strony internetowej muzeum;
- kontynuacji wydawania kwartalnika „Wiek Nafty”;
- współpracy z przedstawicielami branży przemysłu naftowego, gazowniczego i rafineryjnego, muzeami w kraju i za granicą, władzami i jednostkami samorządów terytorialnych, wojewódzkim konserwatorem zabytków oraz organizacjami turystycznymi;
- prowadzeniu szerokiej reklamy muzeum (prasa, radio, telewizja), rozpowszechnianiu plakatów, informatorów, folderów i ulotek reklamujących muzeum, wydawnictwa muzealne;
- prowadzeniu działalności edukacyjnej i informacyjnej – prowadzeniu lekcji muzealnych (szkoły podstawowe, gimnazja, szkoły średnie i uczelnie wyższe).

Planowana działalność konserwacyjno-rentowa i inwestycyjna Fundacji w 2015 roku obejmuje:

- budynek „Domu Łukasiewicza” – kontynuacja prac remontowo-konserwatorskich przy budynku „Domu Łukasiewicza” – etap II;
- inwestycje i zakupy muzealiów – remonty i modernizacje infrastruktury, zakupy muzealiów i wyposażenia muzeum, zabezpieczenie eksponatów, poszerzenie i unowocześnienie ekspozycji o nowe elementy multimedialne;
- remonty i konserwacje muzealiów – prace remontowo-konserwatorskie obiektów i urządzeń podlegających ochronie konserwatorskiej;
- bieżące prace remontowe, konserwacyjne i porządkowe – realizowane będą na bieżąco w pawilonach wystawowych oraz pozostałych obiektach muzeum poprzez bieżące remonty, konserwacje i czyszczenie, jak również na zewnątrz tych obiektów (czyszczenie i zamiatanie, koszenie traw, usuwanie wiatrołomów, wycinanie zbędnych krzewów i drzew, odśnieżanie);

W dyskusji członkowie komisji z uznaniem odnieśli się do zakresu prac zaplanowanych przez Zarząd Fundacji Bóbrka w Muzeum na 2015 r.

W dalszej części obrad komisji Janusz Pudło przypomniał, że trzy lata temu została przygotowana i udostępniona do zwiedzania na antresoli w budynku „Kanadyjki”, stała ekspozycja poświęcona historii stowarzyszeń naftowych na ziemiach polskich. Ekspozycja podzielona jest na sektory, wśród których wydzielone są również sektory poświęcone historii poszczególnych oddziałów SITP NiG. Na ekspozycji pokazano liczne dokumenty działalności polskich stowarzyszeń naftowych, w tym najszerszej SITP NiG. Zauważa się jednak, że niektóre sektory, w szczególności niektórych oddziałów SITP NiG SA dość ubogie. Stąd konieczność uzupełnienia zbiorów o nowe dokumenty.

W dyskusji członkowie komisji zwrócili uwagę na konieczność zabezpieczenia pamiątek po zlikwidowanych spółkach, a także innych firm działających w strukturach polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego. Stanisław Szafran przypomniał, że w 2016 r. Stowarzyszenie będzie obchodzić jubileusz 70-lecia. Dlatego konieczne jest opracowanie programu tego jubileuszu oraz przygotowanie odpowiednich opracowań, wydawnictw, artykułów itp. Ponadto w przyszłym roku planowane jest zorganizowanie XII Sesji Szkół im. Ignacego Łukasiewicza, której gospodarzem będzie Zespół Szkół nr 1 im. Ignacego Łukasiewicza w Gorlicach.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITP NiG



# Szkolenia



*Dzięki udanej i kontynuowanej od kilku lat współpracy z Wielkopolską Okręgową Izbą Inżynierów Budownictwa w październiku tego roku poznańskiemu Oddziałowi Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego zorganizowaliśmy dwa szkolenia, w których w sumie uczestniczyło niemal 200 osób.*

7 października, tradycyjnie już w m. Osiniec k/Gniezna odbyło się, zorganizowane przez Koło Zakładowe nr 10 szkolenie, które obejmowało dwa tematy „Zdalny monitoring elektrochemicznej ochrony przed korozją konstrukcji metalowych zakopanych w gruncie” oraz „Technologie informatyczne w pracy terenowej służb gazowniczych”. Wykładowcami byli inżynier budowy Dariusz Pęciak oraz zastępca dyrektora ds. Systemów Informatycznych Adam Błoch będący pracownikami firmy ATREM S.A. Tematy te spotkały się z dużym zainteresowaniem uczestników szkolenia.

Nasze spotkanie po raz kolejny zaszczyliło swoją obecnością wielu znamienitych gości. Wśród nich byli prezydent miasta Gniezna Ja-



Uczestnicy szkolenia. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Poznaniu



Uczestnicy szkolenia. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Poznaniu

cek Kowalski, starosta powiatu gnieźnieńskiego Dariusz Pilak, dyrektor Oddziału w Poznaniu Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Zdzisław Kowalski, prezes Towarzystwa Miłośników Gniezna Jan Socha, prezes Oddziału SITP NiG w Poznaniu Andrzej Mikołajczak, komendant

Powiatowej Straży Pożarnej Jacek Michalak, powiatowy inspektor Nadzoru Budowlanego z powiatu gnieźnieńskiego Adam Piechowicz oraz z powiatu wrzesińskiego Jan Michalski, dyrektor gnieźnieńskiego Sanepidu Grażyna Bernaciak, inspektor Delegatury Terenowej WOIB w Gnieźnie Jolenta Pankowska, dyrektor Anna Wróblewska z firmy VAVIN POLSKA wraz z delegacją przedstawicieli firm gazowniczych z Litwy i Łotwy, dyrektor Paweł Cichecki z firmy WEBA, dyrektor Michał Ossowski z Oddziału w Gdańsku Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. oraz dyrektor Zakładu w Bydgoszczy Mariusz Mirek.

Szkolenie stało się po raz kolejny również okazją do wręczenia nadanych odznaczeń i wyróżnień. I tak prezydent miasta Gniezna Jacek Kowalski wręczył Medale Koronacyjne Mariuszowi Mirkowi oraz Małgorzacie Ratajczak oraz Medale 1000-lecia Zjazdu Gnieźnieńskiego Jolancie Flis oraz Krzysztofowi Chudziakowi. Starosta powiatu gnieźnieńskiego Dariusz Pilak wręczył Medale Milenium Zjazdu Gnieźnieńskiego Tomaszowi Ogiebie oraz Radosławowi Kuczurowi. Prezes Towarzystwa Miłośników Gniezna Jan



Od lewej – Prezydent Miasta Gniezna Jacek Kowalski, Odznaczeni Medalami Koronacyjnymi Mariusz Mirek i Małgorzata Ratajczak oraz Dyrektor Oddziału w Poznaniu Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Zdzisław Kowalski. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Poznaniu

Socha wyróżnił Medalem Pamiątkowym „Stąd nasz ród” Katarzynę Kurp, Tomasza Durczaka, Damiana Kaczmarka oraz Tomasza Dalskiego a także wręczył „Encyklopedię Gniezna i Ziemi Gnieźnieńskiej” Ewie Chwiakowskiej-Szwajorek, Pawłowi Barczyńskiemu oraz Robertowi Henczakowi.

Szkolenie w Osińcu było również doskonałą okazją do wręczenia przez prezesa Oddziału SITPNIg w Poznaniu Andrzeja Mikołajczaka odznak honorowych NOT i SITPNIg. I tak wyróżnieni zostali: Srebrną Odznaką Honorową NOT Anna Jędrzejewska – Kurlit, Złotą Odznaką Honorową SITPNIg Michał Sadowski, Mikołaj Gałka, Waldemar Klimko, Tadeusz Jakubow-

ski, Jerzy Magas, Srebrną Odznaką Honorową SITPNIg Sebastian Bączyk, Tomasz Durczak, Włodzimierz Juszcak, Łukasz Kalupa, Marek Plewa, Arkadiusz Szmyt. Wręczone zostały również odznaki członkowskie wraz z legitymacjami dla nowych członków naszego Oddziału Przemysław Stachowiaka, Janusza Gubały, Sebastiana Kowalczyka, Piotra Dominiaka i Dariusza Pęciaka.

Całości dopełniło, jak zwykle bardzo udane, spotkanie koleżeńskie.

21 października w sali szkoleniowej restauracji GRANT w Lesznie, odbyło się natomiast szkolenie współorganizowane przez Koło Zakładowe nr 5. Tematem szkolenia były „Stacje ga-



Od lewej – odznaczona Srebrną Odznaką Honorową NOT Anna Jędrzejewska-Kurlit oraz prezes Oddziału SITPNIg – Andrzej Mikołajczak. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu



Odnaczeni Srebrnymi Honorowymi Odznakami SITPNIg. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu



Nowo przyjęci członkowie Oddziału w Poznaniu. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu



Odnaczeni Złotymi Honorowymi Odznakami SITPNIg. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu



Przewodniczący Koła Zakładowego nr 5 – Zbigniew Bartkowiak. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu



Odnaczeni Złotymi Odznakami Honorowymi SITPNIg – Jacek Dudziak oraz zastępca dyrektora ds technicznych Oddziału w Poznaniu PSG sp. z o.o. – Grzegorz Bartoszewski. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Poznaniu

zowe w świetle zmian wprowadzonych w przepisach dotyczących ich eksploatacji. Budowa reduktorów, ich działanie i zasady wykonywania przeglądów tych urządzeń”. Wykładowcą był dr inż. Paweł Jańczak Główny Inżynier firmy Fiorentini Polska Sp. z o.o.

Przed rozpoczęciem prezentacji prezes Oddziału SITPNIg w Poznaniu Andrzej Mikołajczak wręczył, przyznane za szczególne osiągnięcia w pracy na rzecz stowarzyszenia, odznaki honorowe, którymi wyróżnieni zostali: z-ca dyrektora ds. technicznych Oddziału w Poznaniu Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Grzegorz Bartoszewski i Jacek Dudziak – Złotą Odznaką Honorową SITPNIg oraz Paweł Zalewski – Srebrną Odznaką Honorową SITPNIg.

Po wręczeniu odznaczeń rozpoczęła się część szkoleniowa. Przygotowana prezentacja obejmowała swym zakresem zasadę budowy poszczególnych reduktorów, ich zalety konstrukcyjne oraz zastosowanie w praktyce, następnie omówione zostały zasady i sposoby dokonywania przeglądów tych urządzeń a na zakończenie dr inż. Paweł Jańczak przedstawił uwagi na temat niekorzystnych zmian w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, które trudno będzie zastosować w praktyce.

Szkolenie zostało tradycyjnie zakończone spotkaniem koleżeńskim.

Małgorzata Ratajczak  
Z-ca sekretarza Zarządu Oddziału  
SITPNIg w Poznaniu

## Seniorzy na PMG Wierzchowice



ODDZIAŁ  
ZIELONA GÓRA

*Klub Seniora zorganizował dla swoich członków wyjazd naukowo-turystyczny na PMG Wierzchowice i do Wrocławia w dniach 17-19 października.*

Grupa seniorów zapoznała się z tematem magazynowania gazu ziemnego w wyeksploatowanym złożu na przykładzie rozbudowanego do pojemności 1,2 mld m<sup>3</sup> Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice. Uczestnicy wysłuchali prezentacji na temat przebiegu rozbudowy

obiektu i procesu technologicznego zatłaczania i odbioru gazu, jaki odbywa się w jego instalacji.

Podczas pobytu we Wrocławiu grupa obejrzała Panoramę Raclawicką, spacerowała po Starym Mieście z przewodnikiem oraz po Ogrodzie Japońskim. Seniorzy odwiedzili Ostrów Tumski i tamtejszą Katedrę. Był też czas na kul-

turalne doznania, grupa zwiedziła wystawę „Picasso Dali Goya. Tauromachia – walka byków” i obejrzała spektakl w Teatrze Komedii. Ostatnią atrakcją wyjazdu była wizyta w Opactwie Cystersów w Lubiążu.

Iwona Kacpura



*Członkowie Klubu Seniora zapoznali się z instalacją największego w Polsce Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice wykorzystującego jako pojemność magazynową dawne złożo gazu ziemnego. Fot. archiwum Klubu Seniora*



*Seniorzy przed Opactwem Cystersów w Lubiążu, jednym z największych zespołów klasztornych w Europie, będącym jednocześnie największym opactwem cysterskim na świecie. Fot. archiwum Klubu Seniora*

# Kraków w nagrodę



ODDZIAŁ  
ZIELONA GÓRA

*Nagrodą w III Międzyszkolnym Konkursie Wiedzy o Patronie Ignacym Łukasiewiczu organizowanym w kwietniu przez SITP NiG Oddział Zielona Góra dla szkół na terenie działania Oddziału, był wyjazd do Krakowa.*

Wyjazd odbył się w dniach 23-24 października. Wzięli w nim udział uczniowie z Zespołu Szkół Stowarzyszenia Oświatowego im. Ignacego Łukasiewicza w Dębnie (gimnazjum) i Zespołu Szkół im. Ignacego Łukasiewicza we Wrzosowie (szkoła podstawowa) wraz z opiekunami.

Grupa zwiedziła z przewodnikiem szlak turystyczny po podziemiach Rynku Głównego. Jest to pierwsze w Polsce podziemne muzeum z supernowoczesną multimedialną ekspozycją. Podziemia Rynku Głównego zajmują powierzchnię ok. 6 tys. m<sup>2</sup>, z czego ok. 2 tys. m<sup>2</sup> stanowią szklane podłogi i podesty ułatwiające zwiedzanie, a przede wszystkim dające pełniejszy dostęp do wykopalsk. Muzeum obejmuje rezerwat archeologiczno-architektoniczny, wystawę muzealną, pokazy filmowe i prezentacje multimedialne.

Kolejnymi atrakcjami wyjazdu było zwiedzanie Katedry na Wawelu wraz z grobami królewskimi i możliwością zobaczenia z bliska Dzwonu Zygmunta. Następnie uczestnicy odwiedzili z przewodnikiem Apartamenty Królewskie i Prywatne Komnaty Króla na Wawelu. Był też czas na spacer po krakowskim Rynku i odwiedzenie Sukiennic.



Uczniowie zwiedzili Katedrę na Wawelu i Zamek Królewski. Fot. Joanna Krupnicka

Ostatnim punktem programu była wizyta w PGNiG SA Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego, specjalistycznej jednostce zawodowo trudniącej się ratownictwem górniczym. Pracownicy Stacji zaprezentowali młodzieży sprzęt używany przez ratowników górniczych, opowiedzieli o swojej pracy oraz zademonstrowali możliwość szkolenia na symu-

latorze wiertniczym Drill Sim 5000. Urządzenie to umożliwia ćwiczenie w warunkach symulowanych wszystkich czynności wykonywanych podczas wiercenia otworu, a zwłaszcza przywracania równowagi ciśnienia w otworze.

Magdalena Wajda  
Sekretarz Koła Zielona Góra



Zwycięscy konkursu wiedzy o I. Łukasiewiczu mogli w podziemiach Rynku Głównego z kładek zawieszonych ponad średniowiecznymi traktami zobaczyć dawne zagrody, domy i kramy, wodociągi, a nawet groby. Fot. archiwum Oddziału Zielona Góra

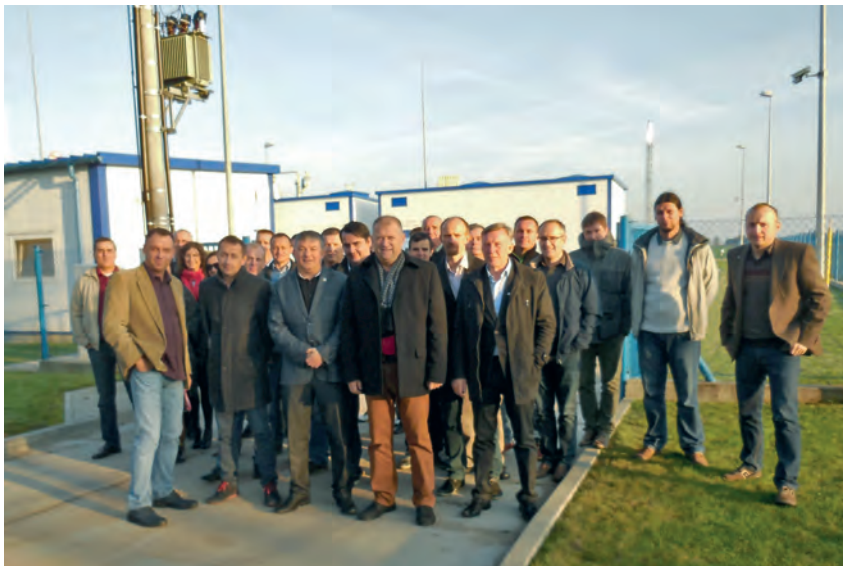


W RSGO młodzież zobaczyła m.in. symulator, który umożliwia przeprowadzanie ćwiczeń przy różnych, skomplikowanych i zmieniających się sytuacjach, jakie mogą wystąpić w otworze wiertniczym. Fot. Magdalena Wajda

NASZE WSTAWIENIE.

## Na kopalni i w zamku

*Koło Ostrów Wlkp. zorganizowało w październiku szkolenie „Nowoczesne technologie wydobywania gazu ziemnego na przykładzie KGZ Kaleje”.*



*Członkowie Koła Ostrów odbyli szkolenie na terenie KGZ Kaleje. Fot. archiwum Koła Ostrów Wlkp.*

Kopalnia Gazu Ziemnego Kaleje pracuje od 1975 r. wydobywając gaz ze złoża Kaleje o powierzchni 2,167 km<sup>2</sup>. Od 1996 r. rozpoczęto poszukiwania gazu w rejonie działalności KGZ Kaleje. Odkryto złoża Kaleje E o powierzchni 0,8 km<sup>2</sup> i rozpoczęto eksploatację. Dalsze prace poszukiwawcze zaowocowały odkryciem w 2004 r. złoża Zaniemyśl o powierzchni 2,762 km<sup>2</sup>, w 2005 r. złoża Środa Wlkp. o powierzchni 1,719 km<sup>2</sup> oraz w 2008 r. złoża Kromolice o powierzchni 2,68 km<sup>2</sup>. Równocześnie budowano ośrodki produkcyjne i grupowe, aby znaleziony gaz eksploatować, oczyszczać, osuszać i kierować do odbiorców. I tak w 2006 r. zbudowano Ośrodek Grupowy Zaniemyśl, w 2010 r. Ośrodek Produkcyjny Środa Wlkp., a w 2011 r. Ośrodek Grupowy Kromolice.

Atrakcją turystyczną szkolenia było zwiedzanie zamku w Kórniku, zabytkowej rezydencji historycznych rodów Górków i Działyńskich. Obecnie jest to siedziba muzeum i Biblioteki Kórnickiej PAN. Początki zamku sięgają średniowiecza, jego obecny kształt pochodzi z połowy XIX wieku.

Mirosław Majchrzak  
Przewodniczący Koła Ostrów Wlkp.



*Atrakcją turystyczną szkolenia było zwiedzanie zamku w Kórniku, który uznany został w 2011 r. za Pomnik Historii Polski. Fot. archiwum Koła Ostrów Wlkp.*



# Konferencja FUELS' ZOOM 2014



Fot. arch. INIG-PIB

W dniach 5-6.11.2014 r. odbyła się w Krakowie V Konferencja Naukowo-Techniczna z cyklu FUELS' ZOOM pt. „Kierunki zmian jakości paliw i biopaliw ciekłych”, zorganizowana przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy oraz CEC Polska – Stowarzyszenie Współpracy Przemysłu Naftowego i Samochodowego.

Patronat honorowy nad konferencją objęła Krajowa Izba Biopaliw, a także Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego.

W konferencji uczestniczyli przedstawiciele m.in.: Ministerstwa Gospodarki, Agencji Rynku Rolnego, Grupy LOTOS S.A., PKN ORLEN S.A., Krajowej Izby Biopaliw, Polskiego Stowarzyszenia Producentów Oleju, Operatora Logistycznego Paliw Płynnych, jednostek certyfikujących DEKRA Certification Sp. z o.o., SGS Polska Sp. z o.o., Bureau Vertias, fińskiego producenta biopaliw II generacji (HVO) z firmy Neste Oil oraz polskiego producenta biowęglowodorów (EtG) z firmy Ekobenz Sp. z o.o., a także Instytutu Ba-

dań i Rozwoju Motoryzacji Bosmal Sp. z o.o., Przemysłowego Instytutu Motoryzacji oraz firmy Tusnovics Instruments sp. z o.o.

W wystąpieniach poruszono m.in. następujące zagadnienia:

- aktualna polityka Polski i Unii Europejskiej w aspekcie zapisów dwóch dyrektyw FQD (2009/30/WE) i RED (2009/28/WE),
- wpływ implementacji obu dyrektyw na funkcjonowanie, kształtowanie i rozwój sektora paliwowego i biopaliwowego na rynku polskim,
- perspektywy rozwoju roślin oleistych w Polsce jako wynik promowania biopaliw ciekłych,
- prawne aspekty funkcjonowania systemów certyfikacji KZR w Polsce i UE,
- pierwsze doświadczenia Systemu KZR INiG na rynku,
- możliwości rozwoju rynku biopaliw odnawialnych II generacji pochodzących z technologii HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) i EtG (Ethanol to Gasoline),
- obliczanie emisji GHG w cyklu życia paliwa pochodzącego z technologii KDV (Katali-

- tyczna Bezcieniowa Depolimeryzacja),
- aspekty zmian jakości paliw na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat,
- podstawy i kierunki dalszego rozwoju paliw do silników o zapłonie iskrowym (E20/E25, E85, LPG), a także paliw do silników o zapłonie samoczynnym (B10, B20, B30),
- aktualne prace normalizacyjne w grupach roboczych CEN/TC19/WG21, CEN/TC19/WG23 i CEN/TC19/WG24 w zakresie metod badań paliw i biopaliw ciekłych,
- zmiany w działalności Komitetu Technicznego 222 i podkomitetów PK1, PK2 i PK3,
- wpływ zanieczyszczeń oleju napędowego z biokomponentami na pracę silników spalinowych,
- nowa metodyka oznaczania liczby ceta nowej,
- problem określania tolerancji obliczeniowych parametrów jakościowych paliw w krajowym systemie monitorowania ich jakości.

W trakcie konferencji przeprowadzono wiele ożywionych dyskusji dotyczących problemów wynikających z implementacji obu dyrektyw FQD i RED dla polskiego rynku paliwowego, możliwości rozwoju nowych paliw zaawansowanych generacji, a także podstaw i kierunków rozwoju paliw w Europie. Konferencja spełniła zakładane przez organizatorów założenia i w efekcie stała się platformą umożliwiającą wymianę doświadczeń i wiedzy z obszaru tak istotnego obecnie, jak paliwa i biopaliwa ciekłe.

Sponsorem głównym spotkania była Grupa kapitałowa LOTOS S.A. Wśród sponsorów znalazły się także: DEKRA Certification Sp. z o.o., SGS Polska Sp. z o.o., Bureau Veritas i Neste Oil. Patronatem medialnym spotkanie objęli: Nafta-Gaz, Przemysł Chemiczny, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”.

Instytut Nafty i Gazu  
- Państwowy Instytut Badawczy



Fot. arch. INIG-PIB



Fot. arch. INIG-PIB



## Konkurs fotograficzny w Sanoku

6 listopada 2014 r. w sanockim Oddziale PGNiG odbyła się uroczystość wręczenia nagród, która zakończyła konkurs fotograficzny skierowany do pracowników Oddziału. Była to już piąta edycja konkursu, tym razem wyjątkowa, bo celem konkursu było upamiętnienie 70-lecia górnictwa naftowego i gazowniczego w Sanoku. Współorganizacją konkursu, którego patronem jest Sanocki Oddział PGNiG SA zajęło się Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego Oddział w Sanoku.

Na konkurs wpłynęła rekordowa ilość 117 prac. Jury konkursu, złożone trójki sanockich fotografów: Doroty Bodnar, Wacława Koziola i Zygmunta Natera, stanęło więc przed trudnym zadaniem. Prace oceniano w trzech kategoriach: człowiek, nafta i gaz oraz natura. W każdej z kategorii przyznano po trzy nagrody.

Jurorzy zdecydowali, że zwycięzcami zostali:

- w kategorii człowiek: Elżbieta Zaucha za fotografię pod tytułem „A kuku!”,
- w kategorii nafta i gaz: Tomasz Mielnik za pracę pod tytułem „Little planet – mała planetka”,
- w kategorii natura: Stanisław Sieradzki – za zdjęcie z cyklu „W drodze na najwyższy szczyt Ameryki Północnej (McKinley – 6194 m)”.

Witold Lisik  
PGNiG SA Oddział w Sanoku



Uroczyste wręczenie nagród. Fot. arch. PGNiG SA, Oddział w Sanoku



I miejsce w kategorii nafta i gaz: Tomasz Mielnik – „Little planet – mała planetka”



I miejsce w kategorii człowiek: Elżbieta Zaucha – „A kuku!”



I miejsce w kategorii natura: Stanisław Sieradzki – „W drodze na najwyższy szczyt Ameryki Północnej (McKinley – 6194 m)”

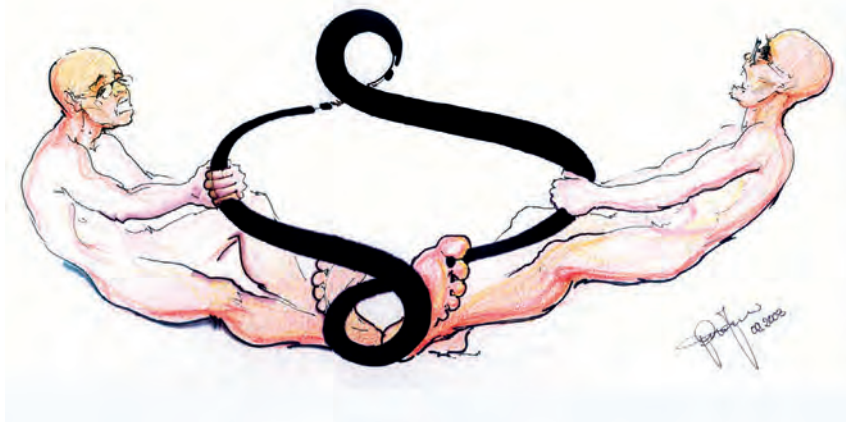


# Jesienny Salon Wystaw w Zielonej Górze



Oddział w Zielonej Górze

KULTURA W KULTURĄ



Naginanie prawa – Jerzy Fedro

*Wczesna jesień w Zielonej Górze to czas winobrania, to czas promocji miasta. W Salonie Wystaw Oddziału w tym okresie zagościły wystawy zielonogórskich artystów: Izabeli Sak i Jerzego Fedro.*

Twórczość artystyczna Izabeli Sak wsparta jest jej działaniem społecznym na rzecz miasta. Takie akcje autorskie jak: Akcja z Okazji Światowego Dnia Bez Papierosa, Akcja Młody Talent Poszukiwany, Akcja Winogrona na Dep-taku oraz aukcje charytatywne udowodniły, jak wiele może kreatywna osoba, jak wiele „Zielonogórzanka potrafi”. W malarstwie olejnym i akwarelkach, które pani Iza uprawia można rozkoszować się uroczymi zakątkami Zielonej Góry i okolic. W 2014 r. malarka zo-

stała nominowana do nagrody im. Wacława Garbaja – Zasłużonego Zielonogórzanina.

Jerzy Fedro to postać bardzo barwna i pełna optymizmu. Pełen podziwu dla warsztatu wielkich mistrzów, w świecie chaosu poszukuje harmonii, w mistycyzmie – praw życia i przemijania. Uprawia grafikę warsztatową, projektowanie graficzne, malarstwo, pastel, prasowy rysunek tematyczny i satyryczny. Jego prace znajdują się m.in. w zbiorach: Muzeum Karykatury im. Eryka Lipińskiego w Warszawie, Muzeum Ziemi Lubuskiej w Zielonej Górze, Współczesnej Galerii Sztuki Sakralnej w Kielcach oraz w zbiorach prywatnych w kraju i za granicą.

W Salonie Wystaw artysta zaprezentował cykl rysunków satyrycznych, które dotyczą

życia codziennego Polaków, ich zmagania i przemyśleń na temat... przyszłości. Obok satyry Jerzego Fedro mogliśmy również zobaczyć unikatowe zestawy upominkowe promujące nasze miasto, których bazą jest cykl akwareli winobraniowych artysty.

Przed nami kolejna wystawa w Salonie Wystaw: wyjątkowa, bo jubileuszowa, pt. „Otwarte Działania Twórcze 2014” Zespołu Szkół Specjalnych nr 1 w Zielonej Górze.

Jolanta Pietras  
Opiekun Salonu Wystaw  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Wernisaż wystawy „Humorzysty Jerzy Fedro”  
Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Wernisaż wystawy 8 października 2014 /środa/ 17.00  
**SALON WYSTAW**  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, 45-034 Zielona Góra, ul. Boh. Westerplatte 15



Wernisaż wystawy 3 września 2014 /środa/ 18.00  
**SALON WYSTAW**  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, 45-034 Zielona Góra, ul. Boh. Westerplatte 15

Plakaty wystawy Jerzego Fedro i Izabeli Sak. Arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Rozmowy z artystką Izabelą Sak (pierwsza od prawej)  
Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

