

NR 6 (236)
czerwiec
2018 r.
miesięcznik
Rok XXI
ISSN-1505-523X
15,75 w tym 5%VAT

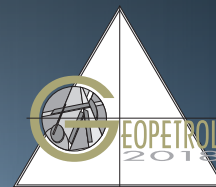
wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna **Geopetrol 2018**



Zakopane-Kościelisko, 17–20 września 2018 r.

Szanowni Państwo!

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy serdecznie zaprasza do uczestnictwa w XI Międzynarodowej Naukowo-Technicznej Konferencji Geopetrol-2018 nt.: **Rozwój technik poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów.**

Konferencja odbędzie się w Zakopanem-Kościelisku, w dniach **17–20.09.2018 r.**, z udziałem zaproszonych gości z kraju i zagranicy.

Celem spotkania będzie przedstawienie aktualnych problemów badawczych i rozwojowych, związanych z nowymi kierunkami badań dla potrzeb górnictwa nafty i gazu na tle osiągnięć światowych, jak również wymiana doświadczeń i nawiązanie ściślejszej współpracy z przedstawicielami instytucji odpowiedzialnych za rozwój tej branży w krajach Unii Europejskiej i Europy Środkowo-Wschodniej.

W ramach Konferencji zostaną zorganizowane sesje referatowe i posterowe, specjalistyczne warsztaty oraz wystawy, o tematyce związanej m.in. z:

- poszukiwaniem, udostępnianiem i eksploatacją złóż węglowodorów na lądzie i morzu,
- modelowaniem złóż, basenów naftowych i obszarów perspektywicznych,
- stymulacją wydobywania węglowodorów i technologiami zwiększenia stopnia szczypania zasobów złóż,
- systemami magazynowania nośników energii,
- pozyskiwaniem metanu z pokładów węgla (CBM/CMM),
- ochroną środowiska w górnictwie nafty i gazu.

Język Konferencji:.....polski, angielski, rosyjski
Koszt uczestnictwa w Konferencji wynosi..... 1500 zł + 23% VAT
Koszt dla osób towarzyszących..... 1000 zł + 23% VAT

W kwocie tej Organizatorzy zapewniają:

- noclegi i wyżywienie w czasie trwania Konferencji,
- materiały konferencyjne,
- udział w programie towarzyszącym,
- przewóz uczestników autokarami z Krakowa do Zakopanego i z powrotem.

Więcej informacji: www.inig.pl/konferencje/geopetrol-2018

Organizator Geopetrol 2018:
Instytut Nafty i Gazu – PIB
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków

tel. +48 12 617 76 32 (zgł. krajowe)
tel. +48 12 617 76 41 (zgł. zagraniczne)
tel. +48 12 421 06 86 (Sekretariat)

fax +48 12 430 38 85
e-mail: geopetrol.2018@inig.pl
<http://www.inig.pl/>



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W tym wprowadzeniu do czerwcowego wydania „Wiadomości...” chciałbym zwrócić uwagę na kilka ciekawych informacji z najbliższego naszego obszaru zainteresowania. Są, moim zdaniem ważne, zarówno z punktu widzenia historii, jak i przyszłości branży naftowo-gazowniczej w Polsce. Ich rozwinięcie znajduje się w dalszej części miesięcznika.

Obchodzone w czerwcu dwa jubileusze to 60-lecie odkrycia złoża Przemysł – największego jak dotychczas złoża gazu ziemnego w Polsce, z zaznaczeniem, że przed tym złożem jest kolejny jego „etap życia”, o którym dużo powiedziano podczas uroczystości w Przemyslu oraz 50-lecie górnictwa naftowego w Zielonej Górze. Nowy etap złoża Przemysł to nowe, odkryte po ponad 60 latach zasoby gazu ziemnego. Ale to nie wszystko. Prace poszukiwawcze nadal trwają i ciągle istnieje duże prawdopodobieństwo udokumentowania kolejnych nowych zasobów na tym złożu. Dają to nowe technologie, nowe optymalizacyjne rozwiązania eksploatacyjne oraz nowe koncepcje geologiczne.

Złoty jubileusz w Zielonej Górze to podsumowanie bardzo ważnej dla historii polskiego przemysłu naftowego i jakże efektywnej działalności poszukiwawczej i eksploatacyjnej na tzw. Niżu Polskim. Miłym akcentem tego upamiętnienia było odsłonięcie tablicy informacyjnej o pierwszym otworze, który rozpoczął tam ten proces.

Jubilatom składam serdeczne życzenia dalszego trwania i rozwijania tej działalności przez kolejne długie lata.

Dobrze jest wyciągać wnioski z przeszłości, czego dowodem są nowe porozumienia PGNiG na zakup LNG w USA. Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego Polski i niezależności się od gazu z Rosji te decyzje wspierają naszą stabilność gospodarczą. Jest

to o tyle ważne, że dostawy mają się rozpocząć w 2022 r., kiedy to wygasa długoterminowy kontrakt jamalski z rosyjskim Gazpromem. Dostawa ponad 5,5 mld m³ gazu (już po regazyfikacji) rocznie, łącznie z podnoszeniem ilości gazu ziemnego z krajowego wydobycia, to najważniejsze elementy wspomagające stabilność energetyczną Polski.

Na koniec mimo pozytywnych informacji z kraju pojawiają się również takie, które nie są zależne od nas, ale istotnie wpływają na gospodarkę. 22 czerwca w Wiedniu OPEC i 10 innych krajów produkujących ropę – w tym Rosja – podjęły decyzję o zwiększeniu wydobycia ropy naftowej o 1 proc. globalnej podaży, czyli o ok. 1 mln baryłek dziennie, niestety ta decyzja nie ograniczyła obserwowanego wzrostu cen ropy. Do podwyżki cen przyczyniły się Stany Zjednoczone, które wyczołgały się z umo-

wy nuklearnej z Iranem i wprowadziły sankcje w stosunku do tego jednego z największych na świecie producentów ropy naftowej. USA będzie zmierzać do tego, aby najwięksi importerzy tego surowca jak np. Chiny, czy Turcja nie kupowały go w Iranie. Te przyczyny to główny wzrost cen ropy naftowej (w ciągu kilku zaledwie dni pod koniec miesiąca ceny wzrosły o ok. 5 dolarów na baryłkę) na światowych giełdach, za czym podąża wzrost cen paliw na stacjach benzynowych, a do czego przyczynia się również w Polsce mocny dolar. Nie zapowiada to tym samym w dłuższej perspektywie czasu powrotu do niskich cen paliw, a ten czynnik w prosty sposób wpływa na gospodarkę. Życzę wszystkim interesującej lektury.

Piotr Dziadzio



Tablica informacyjna o pierwszym otworze we wsi Zatonie. Obecnie dzielnica Zielonej Góry.

NAUKA W TECHNIKĘ.

- Ochrona obiektu infrastruktury krytycznej na przykładzie Grupy LOTOS S.A.

4

**ANALIZY W KOMENTARZE.**

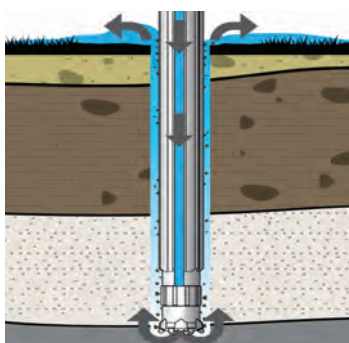
- Geopolityczne oraz makroekonomiczne uwarunkowania wzrostu ceny paliw

10

ENERGIA W GEOTERMALNA.

- Metoda udarowo-obrotowa z młotkiem węglanym, jako szansa na zmniejszenie kosztów głębokich otworów geotermalnych

14

**WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.**

- PGNiG kupuje LNG w USA i buduje pozycję globalnego gracza

15

- PGNiG i AGH rozwijają nową technologię wierceń

16



- Największe złożo gazu w Polsce obchodzi 60. urodziny

17

- Złoże Przemysł – sześćdziesięciolatek wciąż trzyma się mocno

18



- Port Gdynia kolejnym partnerem PGNiG w rozwoju rynku LNG nad Bałtykiem

20

- PGNiG i Scania wspierają Tarnów w rozwoju transportu niskoemisyjnego

21

- PGNiG świętuje 50-lecie górnictwa naftowego w Zielonej Górze

22



- Górnictwo naftowe w Muzeum Ziemi Lubuskiej

24

WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW
I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
31-429 Kraków, ul. I. Łukasiewicza 1/110, tel./fax 12 421 32 47
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, <http://www.sitpnig.pl>

**ADRES REDAKCJI**

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

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

dr Piotr Dziadzio
mgr inż. Jolanta Likus
mgr inż. Dominika Bernaś

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

DRUK:
Drukarnia Aplis s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKŁAD: 2000 egz.

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

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – KRNiGZ Lubiatów. Fot. arch. PGNiG SA

- LOTOS wśród liderów Rankingu Odpowiedzialnych Firm

25

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- Prognozy rozwoju rynku energii do 2050 roku
- OPEC nieznacznie zwiększa wydobycie ropy
- Dobra passa ExxonMobil w Gujanie
- Czy powstanie OPEC+ ?
- Liban rozpoczyna poszukiwania na Morzu Śródziemnym
- Spory wokół projektu gazociągu EastMed
- Najnowocześniejszy blok energetyczny w Polsce oddany do eksploatacji
- Unipetrol zwiększa produkcję paliwa lotniczego
- ORLEN otwiera ranking „Listy 500”

26
26
26
27
27
27
28
28
28

BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

29
29

NASZE WYSTAWIENIE.

- Wyjazd naukowo-techniczny do siedziby firmy National Oilwell Varco w Ploesti

30



KONFERENCJE I SYMPOZJA, TARGI.

- 80 EAGE Konferencja i Wystawa

34



- Konferencja GAUS 2018

36



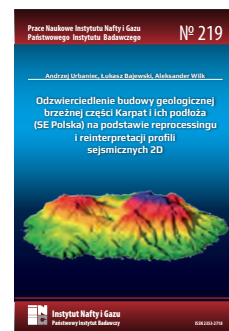
- „Energia przyszłości” – debata o roli infrastruktury w umacnianiu bezpieczeństwa energetycznego Polski

37

WITRYNA WYDAWNICZA.

- Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego Nr 219

38



RADA PROGRAMOWA WNiG

Ryszard Chylarecki – przewodniczący

Członkowie:

Mirosław Janowski
Andrzej Koźlecki
Magdalena Kudła
Rafał Kudrewicz
Mirosław Majchrzak
Stanisław Nagy
Stanisław Rychlicki
Jan Sęp
Jerzy Stopa
Erwin Szwast

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 hab. inż. Mariusz Łaciak
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy tematyczni:

dr hab. inż. Mariusz Łaciak – 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

Ochrona obiektu infrastruktury krytycznej na przykładzie Grupy LOTOS S.A.



Robert Wódkiewicz

Protection of the critical infrastructure facility on the example of the LOTOS S.A. Group

Abstract

The article presents the characteristics of LOTOS S.A. Group, as well as a synthetic description of the state of security in the areas of physical protection, technical protection and teleinformatic protection. In addition, there is also information about fire and anti-failure devices. The current state of collateral used in the plant and its activities to prevent adverse effects on the natural environment were assessed.

Streszczenie

W artykule przedstawiono charakterystykę Grupy LOTOS S.A., a także syntetyczny opis stanu bezpieczeństwa w obszarach: ochrony fizycznej, ochrony technicznej oraz ochrony teleinformatycznej. Ponadto zawarto także informacje o urządzeniach przeciwpożarowych i zapobiegających awariom. Poddano ocenie aktualny stan zabezpieczeń stosowanych w zakładzie oraz jego działania w kierunku zapobiegania niekorzystnym działaniom na środowisko naturalne.

Wstęp

Zakład Grupa LOTOS S.A. będący operatorem trzech obiektów infrastruktury krytycznej, to jest: rurociągu ropy naftowej i rurociągów paliwowych, bazy magazynowej oraz rafinerii jest przedsiębiorstwem reprezentującym bardzo wysoki poziom bezpieczeństwa. Każdy z obszarów ochrony (ochrona fizyczna, osobowa, teleinformatyczna, prawna, techniczna i tzw. plany odbudowy) wskazywanych przez Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej jest odpowiednio zagospodarowany i stosowane są ponadstandardowe środki bezpieczeństwa.

Kluczową rolę w systemie bezpieczeństwa zakładu odgrywa spółka LOTOS Ochrona za-

pewniająca wysoki poziom ochrony fizycznej zakładu. Jest to spółka zależna od Grupy LOTOS, dlatego też nie istnieją problemy związane ze zlecaniem usług ochrony podwykonawcom zewnętrznym, a kierownictwo spółki LOTOS Ochrona może swobodnie inwestować środki w zasoby osobowe, materiałowe i szkolenia mające na celu podwyższanie umiejętności i kwalifikacji przez jej pracowników².

Grupa LOTOS S.A. wraz ze spółkami należącymi do jej grupy kapitałowej, to pionowo zintegrowany koncern naftowy, zajmujący się wydobywaniem i przerobem ropy naftowej oraz sprzedażą hurtową i detaliczną produktów naftowych. Jest producentem i dostawcą między innymi: benzyny bezołowiowej, oleju napędowego, lekkiego oleju opałowego, paliwa lotniczego oraz ciężkiego oleju opałowego. Koncern specjalizuje się także w produkcji i sprzedaży olejów smarowych i asfaltów.

Grupa LOTOS S.A. posiada profil paliwowy – olejowy o projektowanej zdolności przerobowej ponad 10,5 mln ton na rok ropy naftowej. Surowiec do zakładu przyjmowany jest rurociągami z Portu Północnego lub z Bazy Manipulacyjnej PERN w Górkach Zachodnich.

W wyniku przeróbki ropy naftowej otrzymuje się następujące produkty podstawowe: benzyny, oleje napędowe, rozpuszczalniki oraz paliwa lotnicze, gazy płynne, oleje opałowe,

oleje smarowe, asfalty, siarkę.

Surowiec na terenie Grupy LOTOS S.A. magazynowany jest w zbiornikach stojących, każdy z dachem pływającym, skąd przy pomocy rurociągów transportowany jest na instalacje technologiczne. Ekspedycja produktów realizowana jest drogą morską poprzez Port Północny, koleją i autocysternami³.

Zakłócenie ciągłości działania bądź zniszczenie infrastruktury, której przerób ropy naftowej utrzymuje się na poziomie 10,5 mln ton rocznie, a sprzedaż paliw na rynku krajowym jest na poziomie 33% na niewątpliwie kluczowe znaczenie dla gospodarki narodowej⁴. Rola i znaczenie Grupy LOTOS S.A. dla systemu zaopatrzenia w energię, surowce energetyczne i paliwa ma swoje odzwierciedlenie w umieszczeniu spółki w:

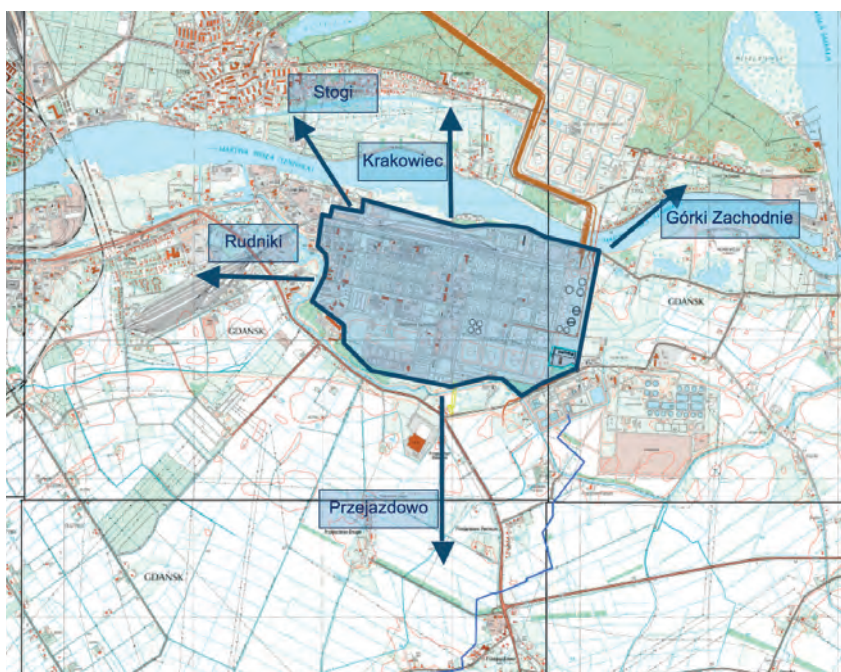
- wykazie spółek o istotnym znaczeniu dla gospodarki państwa⁵,
- wykazie przedsiębiorstw o szczególnym znaczeniu gospodarczo – obronnym⁶

oraz zakwalifikowaniu spółki do obiektów szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa i obronności państwa oraz ich szczególnej ochrony⁷.

Ochrona fizyczna Grupy LOTOS S.A.

Ochrona zakładu produkcyjnego, parku zbiorników oraz rurociągu paliwowy – surowcowego Grupy LOTOS S.A. jest realizowana zgodnie z ustawą z dnia 22 sierpnia 1997 r. o ochronie osób i mienia.

Plan obowiązkowej ochrony został opracowany zgodnie z metodyką Komendy Głównej Policji i uzgodniony z komendantem wojewódzkim policji w Gdańsku⁸.



Rys. 1. Lokalizacja obiektu infrastruktury krytycznej – wykonanie Grupa LOTOS S.A.

Kluczowe dokumenty dotyczące ochrony fizycznej Grupy LOTOS S.A.⁹

1. „Plan ochrony Grupy LOTOS S.A.” – przedstawia charakterystykę geograficzną zakładu, działalność Grupy LOTOS S.A., opisuje wyposażenie i sposób działań spółki ochrony Grupy LOTOS S.A., przedstawia analizę stanu potencjalnych zagrożeń i aktualnego stanu bezpieczeństwa Grupy LOTOS S.A., opisuje podział obowiązków w zakresie ochrony towarów niebezpiecznych, jak i sposób ich magazynowania. Ocenia on również aktualny stan ochrony Grupy LOTOS S.A. poprzez przedstawienie rodzaju oraz ilości wyposażenia, sposobu pełnienia służb oraz przedstawienie ilości pracowników ochrony. Scharakteryzowana została jednostka SUFO, jak i dane dotyczące rodzaju zabezpieczeń technicznych.
2. „Dokumentacja powykonawcza technicznych środków zabezpieczeń” – przedstawia rodzaje oraz umiejscowienie technicznych środków zabezpieczeń.
3. „Instrukcja systemu przepustkowego osobowego i pojazdów mechanicznych” – przedstawia zasady wejścia i wjazdu na teren przedsiębiorstwa Grupy LOTOS S.A.
4. „Zasady organizacji ruchu osobowego oraz nadawania uprawnień dostępu do budynków objętych Systemem Kontroli Dostępu (SKD) na terenie Grupy LOTOS S.A.” – dokument zawiera opis wszystkich procesów dotyczących ruchu osobowego oraz SKD w Grupie LOTOS S.A.

Organizacja służby ochrony

Obszar zakładu produkcyjnego, magazynów oraz rurociąg paliwowo-surowcowy są chronione przez firmę LOTOS Ochrona Sp. z o.o..

Spółka LOTOS Ochrona została utworzona w 1998 r. a samodzielną działalność gospodarczą rozpoczęła w 2000 r. w wyniku restrukturyzacji Grupy LOTOS. Spółka posiada certyfikowany przez PCBC S.A. Zintegrowany System Zarządzania. Wszyscy pracownicy związani bezpośrednio z ochroną zakładu produkcyjnego są kwalifikowanymi pracownikami ochrony fizycznej oraz posiadają zezwolenie do pracy z bronią. Wszyscy pracownicy pracują na podstawie zawartej umowy o pracę. Spółka posiada koncesję MSWiA na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie ochrony osób i mienia¹⁰.

Stan etatowy LOTOS Ochrony Sp. z o.o. do realizacji zadań wynikających z umowy na ochronę terenu zakładu produkcyjnego, magazynów oraz ujęcia wodnego obejmuje oprócz stanowisk administracyjnych (biura przepustek) ponad stu uzbrojonych wartowników¹¹.

Ochrona oparta jest na posterunkach stałych, centrach monitoringu oraz patrolach. Spółka jest regularnie, na bieżąco kontrolowana przez pracowników pionu dyrektora ds. bezpieczeństwa w zakresie realizacji umowy na ochronę obiektu oraz spełniania standardów zawartych w procedurach wewnętrznych wynikających z zapisów Ustawy o ochronie osób i mienia¹².

LOTOS Ochrona wyposażona jest w broń krótką i długą, pałki wielofunkcyjne, kajdanki, kamizelki kuloodporne, radiostacje przenośne, mierniki prędkości, alkomaty oraz samochody. Dodatkowo do ochrony rurociągu spółka wykorzystuje kamery wideo, ręczną termowizję oraz noktowizory¹³.

Ochrona techniczna Grupy LOTOS S.A.

Zabezpieczenia elektroniczne terenu GL S.A. obejmują centralę alarmową w Centrum Monitoringu Grupy LOTOS S.A., podcentrali alarmowe, czujki pasywnej podczerwieni, czujki mikroprocesorowe dualne zewnętrzne, aktywne bariery podczerwieni oraz kabel sensoryczny. System graficznie sygnalizuje dane zagrożenie na tablicy synoptycznej oraz zapewnia niezależność działania poszczególnych podsystemów w przypadku awarii. Jest on odporny na zwarcie i przerwy w liniach, a także rozpoznaje włamanie lub sabotaż i sygnalizuje zdarzenie w Centrum Monitoringu¹⁴. W następnym etapie wykonuje zadania wg ustalonego algorytmu. Oprogramowanie systemu jest niewrażliwe na błędy obsługi.

Kluczowe dokumenty dotyczące ochrony technicznej Grupy LOTOS S.A.¹⁵

1. „Organizacja i działalność operacyjna Zakładów Produkcyjnych Grupy LOTOS S.A.” – przedstawia opis postępowania zakładu produkcyjnego, planowanie produkcji, przesyłanie oraz magazynowanie półproduktów oraz wyrobów, sterowanie procesem. Przedstawia najważniejsze wymagania z zakresu bezpieczeństwa i higieny pracy, z zakresu ochrony środowiska oraz gospodarki energetycznej.
2. „Zasady ochrony przeciwpożarowej” – przedstawia działania na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa pożarowego na terenie Grupy LOTOS S.A.
3. „Planowanie operacyjne i optymalizacja łańcucha dostaw” – jest to procedura zapewniająca ekonomicznie optymalny sposób realizacji zapotrzebowania odbiorców produktów Grupy LOTOS S.A. oraz właściwy przepływ informacji związanych z jego ustaleniem.

4. „Cel i zadania środowiskowe oraz energetyczne” – procedura, której celem jest zapewnienie, że cele i zadania środowiskowe oraz energetyczne, a także programy zarządzania środowiskowego i energetycznego są ustanowione, udokumentowane i realizowane.
5. „Polityka Zintegrowanego Systemu Zarządzania Grupy LOTOS S.A.” – jest to deklaracja przedstawicieli Zarządu Grupy LOTOS S.A. w obszarze systemu zarządzania.
6. „Kontrola pozycji zaworów odcinających zawory bezpieczeństwa” – jest to procedura manipulacji oraz kontroli zaworów odcinających, sytuowanych na instalacjach produkcyjnych.
7. „Program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym” – jest to program określający podejmowanie działań zapewniających określanie prawdopodobieństwa zagrożenia awarią przemysłową, zasady zapobiegania oraz zwalczania skutków awarii przemysłowych oraz częstotliwość przeprowadzania analiz.
8. „Raport o bezpieczeństwie” – jest to dokument zawierający analizę możliwości wystąpienia awarii różnego typu, zawierający scenariusze możliwych awarii urządzeń produkcyjnych z opisaniem możliwych scenariuszy rozwoju zdarzenia, rezultaty następstw awarii oraz działania ratownicze.
9. „Zarządzenie w sprawie wprowadzenia w życie zasady postępowania w zakresie dozoru technicznego w Grupie LOTOS S.A.” – jest to procedura sprawowania nadzoru nad urządzeniami technicznymi podlegającymi Zakładowemu Dozorowi Technicznemu.
10. „Zarządzenie w sprawie Komisji ds. Zabezpieczeń Przeciwwybuchowych Grupy LOTOS S.A.” – jest to procedura powołania Komisji ds. Zabezpieczeń Przeciwwybuchowych na podstawie rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów¹⁶.
11. „Monitorowanie bezpieczeństwa i higieny pracy” – jest to procedura stawiająca sobie za cel zapewnienie regularnego obserwowania stanu bhp oraz monitorowania działań zmierzających do naprawy i doskonalenia systemu bezpieczeństwa i higieny pracy.

System kontroli dostępu

System kontroli dostępu (SKD) identyfikuje osoby i steruje dostępem uprawnionych osób do stref chronionych. Identyfikacja osób odbywa się na podstawie kart magnetycznych bezstykowych. SKD automatycznie rejestruje i archiwizuje

je wejście uprawnionych osób do zakładu oraz poszczególnych zabezpieczonych stref¹⁷.

System dozoru wizyjnego

System telewizji przemysłowej złożony jest z kamer, które posiadają odpowiednią czułość do istniejących warunków atmosferycznych. Kamery obrotowe mogą zmieniać pole obserwacji przy pomocy manipulatora ręcznego, automatycznie według zaplanowanego cyklu i automatycznie w wyniku wzbudzenia alarmu w naruszonej strefie ogrodzenia zakładu. Obraz z kamer jest rejestrowany i archiwizowany. Dostęp do archiwum wymaga wprowadzenia hasła. Urządzenia rejestrujące umiejscowione są w Centrum Monitoringu. Urządzenia systemu telewizji przemysłowej pozwalają na weryfikację treści alarmu w zakresie dotyczącym ogrodzenia zakładu głównego¹⁸.

System sygnalizacji włamania i napadu

System informacji i sygnalizacji posiada możliwości graficznego zaobserwowania zagrożenia oraz sprzęgnięcia stanowiska kierowania z oddalonymi samodzielnymi urządzeniami sygnalizacji i sterowania nimi¹⁹.

Urządzenia przeciwpożarowe i zapobiegające awariom

Systemy zabezpieczeń przeciwpożarowych w Grupie LOTOS S.A.²⁰.

Zasadnicze elementy systemu zabezpieczeń przeciwpożarowych Grupy LOTOS S.A.:

- LOTOS Straż Sp. z o.o (LS).
- Pompownie wodne o wydajności 3760 m³/h przy ciśnieniu 1,2 MPa,
- Zbiornik przeciwpożarowy otwarty o pojemności geometrycznej 10000 m³ (użytkowej 4200 m³) usytuowany przy pompowni, zasilany w wodę z ujęcia na rzece Motławie i ze zbiorników ścieków deszczowych z oczyszczalni ścieków rafinerii oraz sześć przeciwpożarowych zbiorników wodnych, po 1000 m³ każdy, w tym jeden usytuowany na terenie LOTOS Kolej Sp. z o.o.,
- Sieć wodna, rozprowadzająca wodę dla celów przeciwpożarowych wykonana w układzie obwodowym z rurociągami ułożonymi pod ziemią i stale wypełnionymi wodą, stałe ciśnienie w sieci wynosi 0,6 MPa, w razie potrzeby może być zwiększone do 1,2 MPa,
- Rurociąg i dziewięć punktów poboru wody dużej wydajności (PPDW) zlokalizowanych w parku zbiorników ropy,
- Sieć hydrantów naziemnych 2,3 i 4-ro nasadowych rozmieszczonych równomiernie na terenie zakładu w odległo-



Rys. 2. Ujęcie wody – wykonanie Grupa LOTOS S.A.

- ściach nie większych niż 50 m zasilanych z sieci wody,
- Obwałowania zbiorników lub szczelne murki przeciwwylewowe z podjazdami dla ruchomych działek wodno-pianowych będących na wyposażeniu LS. Obwałowanie może pomieścić wymaganą przepisami objętość zbiornika,
- Ścieki z pola obwałowania odprowadzane są systemem kanalizacji i drenażu do oczyszczalni ścieków,
- Ściany osłonowe dla kilku zbiorników naziemnych,
- Szczelne tace pod urządzeniami technologicznymi na działkach technologicznych z odprowadzeniem ścieków systemem kanalizacji do oczyszczalni ścieków,
- Półstała instalacja pianowa doprowadzająca pianę na dach pływający zbiorników lub do wnętrza zbiorników z dachem stałym na powierzchnię cieczy. Środek pianotwórczy dostarczany jest za pomocą przewoźnego sprzętu LS,
- Stała instalacja pianowa doprowadzająca pianę na powierzchnię cieczy w zbiornikach oraz do przestrzeni między ścianą płaszcza zbiornika a ścianą osłonową, dla zbiorników ze ścianą osłonową. Instalacja zasilana jest w środek pianotwórczy z pompowni środka pianotwórczego przynależnej do tych zbiorników,
- Stała instalacja zraszaczowa zbiorników i niektórych aparatów usytuowanych na instalacjach, uruchamiana ręcznie,
- Stałe działka wodno-pianowe o wydajności wodnej 1600 i 2400 l/min ze zbiornikiem środka pianotwórczego o pojemnościach 400 l i 1000 l usytuowane na instalacjach technologicznych,
- Hydranty wodno-pianowe o wydajności wodnej 200 l/min z prądownicą piany i 50-cio litrowym zbiornikiem na środek

pianotwórczy usytuowane na instalacjach technologicznych,

- Wewnętrzne hydranty wodne w obiektach kubaturowych,
- Stała instalacja gaśnicza parowa, w którą są wyposażone niektóre aparaty,
- Podręczny sprzęt gaśniczy i agregaty usytuowane na instalacjach technologicznych i w obiektach kubaturowych,
- System sygnalizacji alarmowej wyposażony w ręczne ostrzegacze pożaru usytuowane na terenie zakładu z sygnałem przekazywanym do właściwej sterowni i do Punktu Alarmowego w LS.

Na terenie zakładu usytuowanych jest wiele obiektów i instalacji technologicznych charakteryzujących się odrębnym typem zagrożeń pożarowych, wybuchowych jak i toksycznych ze względu na występujące media, stosowane parametry procesu (temperatura, ciśnienie) jak i występujące zabudowania, konstrukcję obiektów.

Ochrona atmosfery²¹

W Grupie LOTOS S.S. atmosferę przed skażeniem chronią dwa systemy:

- system zrzutów gazowych wraz z pochodnią,
- system odzysku oparów.

Zrzuty gazowe z instalacji technologicznych powstające w czasie zakłóceń eksploatacyjnych, w stanach awaryjnych, w czasie rozruchu i zatrzymania instalacji technologicznych kierowane są przez system rurociągów zrzutowych do dwu instalacji pochodni, gdzie ulegają spalaniu.

Gazy zrzutowe kierowane do spalania, składają się z dwóch zasadniczych strumieni:

- zrzuty zasilane
- zrzuty niezasilane

W normalnych warunkach pracy jedna pochodnia przyjmuje zrzuty z instalacji bloku paliwowego i olejowego, a druga pochodnia zrzuty z instalacji bloku hydrokrakingu.

Obie pochodnie posiadają takie same wydajności spalania. W razie potrzeby pochodnie mogą się wzajemnie uzupełniać. System zrzutów wraz z pochodniami minimalizuje skutki nieprzewidzianych awarii spalając palne gazy i pary, które inaczej mogłyby się przedostać do atmosfery.

Do instalacji odzysku oparów benzyn kierowane są opary ze stanowisk nalewczyc benzyn do cystern samochodowych i ze stanowisk nalewczyc benzyn do cystern kolejowych. Opary benzyn są absorbowane w schłodzonym paliwie lotniczym.

W wypadku zatrzymania instalacji odzysku oparów, opary kierowane są do awaryjnego kominika wydmuchowego.

Wpływ zakładu na powietrze jest monitorowany w sposób ciągły poprzez stacje pomiarowe monitoringu powietrza.

Ochrona wód gruntowych²²

Na całym terenie rafinerii ułożona jest kanalizacja drenażowa, która tworzy lej depresyjny. Kanalizacja drenażowa składa się z rurociągów perforowanych drenujących grunt oraz z kolektorów ze studniami. Wody z kanalizacji drenażowej odprowadzane są do oczyszczalni ścieków.

Powstające na terenie rafinerii ścieki przemysłowe, sanitarne oraz wody opadowe odprowadzane są do następujących systemów kanalizacyjnych:

- kanalizacja opadowa czysta
- kanalizacja sanitarna
- kanalizacja zaolejona
- kanalizacja opadowa parku zbiorników grawitacyjna i tłoczna
- kanalizacja ścieków procesowych
- kanalizacja ługu.

Wszystkie ścieki i wody drenażowe kierowane są na instalację oczyszczania ścieków, gdzie poddawane są trójstopniowemu oczyszczaniu: mechanicznemu, fizyko-chemicznemu i biologicznemu.

W procesie oczyszczania ścieków można wyodrębnić następujące ciągi technologiczne:

- ciąg oczyszczania wód drenażowych i opadowych czystych: wody poddawane są wspólnemu oczyszczaniu poprzez odstanie w zbiornikach retencyjnych,
- ciąg oczyszczania wód opadowych zaolejonych: wody poddawane są dwustopniowemu oczyszczaniu mechanicznemu i fizykochemicznemu,
- ciąg oczyszczania wód procesowych: wody procesowe poddawane są trójstopniowemu oczyszczaniu mechanicznemu, fizykochemicznemu i biologicznemu,
- ciąg oczyszczania wód sanitarnych: ścieki te poddawane są jedynie oczyszczaniu biologicznemu.

Ochrona gleby²³

Ochronę gleby zapewniają szczelne tace pod urządzeniami technologicznymi, nalewkami samochodowymi i kolejowymi z odprowadzeniem ścieków systemem kanalizacji do oczyszczalni ścieków.

Nadzór nad bezpieczeństwem technicznym

W obiekcie infrastruktury krytycznej jakim jest Grupa LOTOS S.A. prace związane z utrzymaniem ruchu realizuje oddzielny podmiot gospodarczy – LOTOS Serwis Sp. z o.o. Wykonuje ona bieżące prace serwisowe na urządzeniach produkcyjnych w całym zakładzie. W przypadku zaistnienia awarii urządzenia, która przekracza możliwości serwisowe LOTOS Serwis, do realizacji naprawy wykorzystywana jest firma zewnętrzna posiadająca zezwolenie na eksploatację urządzeń objętych dozorem technicznym.

Remont całego zakładu produkcyjnego realizowany jest w cyklu czteroletnim. Zakład przeszedł remont w roku 2017 na przełomie marca i kwietnia, a kolejny remont planowany jest na przełomie marca i kwietnia 2021 r.

System bezpieczeństwa podlega ocenie aktualności i skuteczności zgodnie z zasadami określonymi w warunkach udzielenia certyfikatów na Zintegrowany System Zarządzania: PCBC i IQNet. Ocena odbywa się w oparciu o roczne plany przeprowadzania audytów zarówno wewnętrznych jak i zewnętrznych²⁴.

Konserwacja urządzeń²⁵

Obiekty przyjmowane do remontu i oddawane do eksploatacji poddawane są procedurom kontrolnym pod kątem bezpieczeństwa. Średnio raz na cztery lata instalacje są wyłączane z ruchu i poddawane remontom. Stosowane są tylko materiały atestowane produkowane przez renomowanych producentów. Zawory bezpieczeństwa są systematycznie sprawdzane na stanowisku prób. Grubość ścianek rur i zbiorników jest monitorowana przez systematycznie przeprowadzane pomiary grubości, zgodnie z obowiązującymi zarządzeniami.

Rurociągi i zbiorniki są nadzorowane przez Zakładowy Dozór Techniczny oraz państwowe organa Dozoru Technicznego. Corocznie przygotowywany jest harmonogram przeglądów urządzeń technicznych.

Grupa LOTOS SA ma wdrożony i certyfikowany „Zintegrowany System Zarządzania”, który obejmuje także system zapewnienia jakości zgodny z normą PN-ISO 9001 „System zarządzania jakością – wymagania”.

Procedury jakościowe obejmują również prace remontowe.

Konserwacja urządzeń elektrycznych²⁶

Urządzenia elektryczne (silniki, aparatura rozdzielcza itp.), są remontowane przez ekipy remontowe. Przeglądy, naprawy urządzeń elektrycznych stacyjnych zainstalowanych w strefach zagrożenia wybuchem potwierdzane są badaniami kontrolnymi przeprowadzanymi zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami elektrycznymi.

Zabezpieczenia elektryczne są w bardzo dużym stopniu zastąpione zabezpieczeniami elektronicznymi. Zainstalowane nowoczesne zabezpieczenia umożliwiają m.in. ciągły pomiar stanu izolacji kablowej sieci rozdzielczej 6 kV.

Ochrona teleinformatyczna

Grupy LOTOS S.A.

Kluczowe dokumenty dotyczące ochrony teleinformatycznej Grupy LOTOS S.A.²⁷

1. „Polityka Bezpieczeństwa Systemów Informatycznych” - przedstawia politykę bezpieczeństwa w obszarach kontroli dostępu systemu elektronicznego, kryptografii, sieci informatycznej, serwerów, stacji roboczych i komputerów przenośnych, ochrony antywirusowej, audytów i testowania bezpieczeństwa informatycznego, monitorowania oraz wykrywania awarii i naruszeń bezpieczeństwa systemów IT.
2. „Regulamin Użytkownika Systemów Informatycznych Grupy LOTOS S.A.” – przedstawia zasady dotyczące zachowania tajemnicy podczas korzystania ze sprzętu komputerowego, politykę zarządzania hasłami, zasady korzystania z oprogramowania, zasady korzystania z zasobów informatycznej sieci korporacyjnej, zasady korzystania z Internetu i poczty elektronicznej oraz zgłaszanie nieprawidłowości.
3. „Zarządzanie uprawnieniami w systemie SAP” – procedura opisuje tryb postępowania przy nadawaniu i likwidacji uprawnień w Zintegrowanym Systemie Informatycznym SAP.
4. „Zarządzanie zmianami w systemie SAP” – procedura określa tryb postępowania przy zgłaszaniu, weryfikacji, wdrażaniu i rejestracji dokonywanych zmian w Zintegrowanym Systemie Informatycznym SAP.

Polityka Bezpieczeństwa Systemów Informatycznych²⁸

Założenia dotyczące ochrony teleinformatycznej zawarte są w Polityce bezpieczeństwa systemów informatycznych opisującej:

- Organizację bezpieczeństwa:
 - wykorzystanie zasobów komputerowych i działania dyscyplinarne,
 - obowiązki zachowania bezpieczeń-

- stwa,
- tworzenie struktur zarządzania bezpieczeństwem systemów informatycznych,
- procesy bezpieczeństwa.
- Zarządzanie bezpieczeństwem systemów informatycznych.
- Obszary polityki bezpieczeństwa systemów informatycznych.
- Tworzenie założeń bezpieczeństwa dla systemów informatycznych.
- Klasyfikacja zagrożeń i przypadków naruszeń bezpieczeństwa.
- Poziomy bezpieczeństwa systemów i produktów informatycznych.
- Kryteria doboru zabezpieczeń systemów informatycznych.
- Zasady korzystania z usług zewnętrznych.

W ramach Polityki Bezpieczeństwa Systemów Informatycznych opracowane zostały zasady bezpieczeństwa dla obszarów:

- monitorowania,
- zarządzania serwerami, komputerami i siecią,
- instrukcji awaryjnych,
- tworzenia i przechowywania kopii zapasowych,
- ochrony fizycznej i kontroli dostępu,
- ochrony antywirusowej i antyspamowej,
- audytów i testów.

Polityka Bezpieczeństwa Systemów Informatycznych jest cyklicznie przeglądana i aktualizowana. Ochrona informacji przesyłanych sieciami teleinformatycznymi realizowana jest z użyciem poniższych mechanizmów ochrony:

- zabezpieczeniem infrastruktury sieciowej poprzez segmentację obszarów informatycznych na podsieci o różnym stopniu zaufania,
- kontrolą dostępu pomiędzy segmentami sieci z użyciem list dostępu oraz mechanizmu StatefullInspection,
- ciągłym monitorowaniu infrastruktury sieciowej za pomocą systemów monitoringu,
- wykrywaniem zagrożeń występujących w sieciach przy użyciu sond i urządzeń IPS,
- korelacją i analizą zagrożeń z urządzeń sieciowych za pomocą systemu klasy SIEM,
- stosowaniem zabezpieczeń sieciowych różnych czołowych producentów w układach, kaskadowych,
- wdrożeniem instrukcji oraz procedur z zakresu bezpieczeństwa informatycznego (Polityka Bezpieczeństwa, Regulamin Użytkownika Systemów Informatycznych,
- zarządzaniem zmianą w infrastrukturze oraz utrzymywanie bieżącej dokumentacji.

Zabezpieczenia stosowane w infrastrukturze sieci rozległych WAN oraz dostępie do sieci Internet:

- szyfrowanie oraz autentykacja danych z użyciem protokołów IPSec przy transmisjach danych pomiędzy oddziałami firmy (site to site) z użyciem urządzeń Cisco ASA oraz Cisco PIX. Użycie IPSec dotyczy transmisji danych realizowanych na łączach dzierżawionych WAN oraz łączach Internet,
- szyfrowanie oraz autentykacja danych z użyciem protokołu SSL VPN przy transmisjach danych zdalnego dostępu klienckiego z użyciem urządzeń Juniper Networks Secure Access,
- autoryzacja (kontrola dostępu) do zasobów teleinformatycznych z wykorzystaniem mechanizmu StatefullInspection na urządzeniach Cisco ASA, Cisco PIX, Cisco FWSM Checkpoint Firewall,
- mechanizmu Intrusion Prevention (IPS) na urządzeniach Palo Alto Networks oraz Checkpoint Firewall,
- mechanizmu Proxy na urządzeniach Microsoft TMG Forefront,
- mechanizmu URL reporting z wykorzystaniem systemu Microsoft TMG Forefront oraz oprogramowania Cyfin Reporter przy dostępie do sieci Internet,
- mechanizmu URL Filtering na urządzeniach Palo Alto Networks przy dostępie do sieci Internet.

Wnioski

Grupa LOTOS S.A. ze względu na stosowane, przetwarzane, magazynowane produkty naftowe, stwarza zagrożenie dla ludzi i środowiska, a ryzyko awarii jest istotnym i nieuniknionym elementem procesów produkcyjnych.

Zakład należy do zakładu o dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej wg kryteriów jakościowych i ilościowych podanych w rozporządzeniu ministra Gospodarki²⁹.

Nowe instalacje zostały wyposażone w wymagane systemy zabezpieczeń przeciwpożarowych, ochrony powietrza, gruntu i włączone w funkcjonujący na terenie Grupy LOTOS S.A. system zabezpieczeń. Przeprowadzona modernizacja przyczyniła się do odnowy stanu technicznego istniejących instalacji. Zakład dokłada wiele starań, by minimalizować możliwość powstawania awarii i w przypadku ich powstania ograniczać skutki.

Stosowane procedury i zabezpieczenia powodują zmniejszenie wartości wskaźników pożarowo-wybuchowych do kategorii średniej, niskiej i łagodnej. Największy wpływ na zmniejszenie wskaźników mają: prawidłowe sterowa-

nie procesem, układy awaryjnego wyłączania, systemy sygnalizacji.

Przeprowadzony przez podmiot zewnętrzny audyt nie stwierdził zdarzeń na poziomie ryzyka nieakceptowalnego, które wymagałyby natychmiastowego zatrzymania instalacji i wprowadzenia dodatkowych środków bezpieczeństwa. Stwierdził jedynie występowanie zdarzeń potencjalnie wypadkowych, których ryzyko jest na poziomie tolerowalnym. Skutki w większości potencjalnych zdarzeń wypadkowych nie wykraczają poza teren zakładu³⁰.

Grupa LOTOS SA posiada dobrze zorganizowane służby interwencyjne pozwalające na natychmiastowe podjęcie działań ratowniczych. Operacyjny czas wejścia do akcji jednostek ratowniczo-gaśniczych I rzutu to jest LOTOS Straż Sp. z o.o., wynosi maksymalnie do pięciu minut, co potwierdziło się w akcji ratowniczo-gaśniczej jednego ze zbiorników³¹.

Grupa LOTOS S.A. posiada:

- wystarczający zgromadzony na terenie z łącznie z ujęciem na Motławie zapas wody do prowadzenia akcji gaśniczej w każdej strefie pożarowej, przekraczający zapotrzebowanie określone przepisami,
- wystarczający zapas środka pianotwórczego, przekraczający zapotrzebowanie określone przepisami (min. 210 Mg),
- zapas proszków gaśniczych na poziomie 48 Mg.³²

Grupa LOTOS SA zmodernizowała pompownię wody ppoż., dzięki temu zwiększyła się wydajności pompowni do 3760 m³/h, co zapewnia wymagany wydatek wody do celów ppoż³³.

Bezpieczeństwo instalacji zależne jest od bezwzględnego egzekwowania przez średni i wyższy dozór ustalonych procedur bezpieczeństwa obowiązujących w Grupie LOTOS S.A.

Zakład nie ma wpływu na własności pożarowo-wybuchowe przerabianych substancji, które stwarzają ryzyko pożaru i wybuchu, natomiast ma wpływ na zapobieganie uwalniania się materiałów niebezpiecznych.

Grupa LOTOS S.A. posiada wymagane procedury bezpieczeństwa, właściwy system szkoleń, właściwe podejście kierownictwa do zagadnień bezpieczeństwa, właściwy poziom utrzymania stanu technicznego, zapewnia więc bezpieczeństwo w zakładzie na pozytywnym poziomie³⁴.

Przypisy:

- 1 *Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej 2015 – „Załącznik nr 2 do Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej – Kryteria pozwalające wyodręb-*

nić obiekty, instalacje, urządzenia i usługi wchodzące w skład systemów infrastruktury krytycznej – tekst jednolity”.

- 2 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 3 Tamże.
- 4 Tamże.
- 5 Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 stycznia 2017 r. w sprawie określenia wykazu spółek o istotnym znaczeniu dla gospodarki państwa (Dz.U. z 2017 r. poz. 95).
- 6 Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 2 sierpnia 2016 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wykazu przedsiębiorców o szczególnym znaczeniu gospodarczo-obronnym (Dz.U. z 2016 r. poz. 1325).
- 7 Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 czerwca 2003 r. w sprawie obiektów szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa i obronności państwa oraz ich szczególnej ochrony (Dz.U. z 2003 r. Nr 116 poz. 1090).
- 8 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 9 Tamże.
- 10 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 11 Tamże.
- 12 Ustawa z dnia 22 sierpnia 1997 r. o ochronie osób i mienia (Dz. U. z 2014 r., poz. 1099)
- 13 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 14 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 15 Tamże.
- 16 Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. z 2010 r., Nr 109, poz. 719), § 37.
- 17 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 18 Tamże.
- 19 Tamże.
- 20 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 21 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 22 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 23 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 24 Tamże.
- 25 Tamże.
- 26 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
- 27 Tamże.
- 28 Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Kry-

tycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.

- 29 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 10 października 2013 r. w sprawie rodzajów i ilości substancji niebezpiecznych, których znajdowanie się w zakładzie decyduje o zaliczeniu go do zakładu o zwiększonym ryzyku albo zakładu o dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej (Dz. U. z 2013 r., poz. 1479).
- 30 Program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym opracowany przez firmę AWAT Sp. z o.o. dla Grupy LOTOS S.A.
- 31 Tamże.
- 32 Tamże.
- 33 Program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym opracowany przez firmę AWAT Sp. z o.o. dla Grupy LOTOS S.A.
- 34 Tamże.

Bibliografia

1. Wyciąg z Planu Ochrony Infrastruktury Krytycznej, Grupa LOTOS S.A. informacje jawne.
2. Program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym opracowany przez firmę AWAT Sp. z o.o. dla Grupy LOTOS S.A.
3. Ustawa z dnia 22 sierpnia 1997 r. o ochronie osób i mienia (Dz. U. z 2014 r., poz. 1099).
4. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 czerwca 2003 r. w sprawie obiektów szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa i obronności państwa oraz ich szczególnej ochrony (Dz.U. z 2003 r. Nr 116 poz. 1090).
5. Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony

przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. z 2010 r., Nr 109, poz. 719).

6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 10 października 2013 r. w sprawie rodzajów i ilości substancji niebezpiecznych, których znajdowanie się w zakładzie decyduje o zaliczeniu go do zakładu o zwiększonym ryzyku albo zakładu o dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej (Dz. U. z 2013 r., poz. 1479).
7. Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej 2015 – „Załącznik nr 2 do Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej – Kryteria pozwalające wyodrębnić obiekty, instalacje, urządzenia i usługi wchodzące w skład systemów infrastruktury krytycznej – tekst jednolity”.
8. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 2 sierpnia 2016 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wykazu przedsiębiorców o szczególnym znaczeniu gospodarczo-obronnym (Dz.U. z 2016 r. poz. 1325).
9. Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 stycznia 2017 r. w sprawie określenia wykazu spółek o istotnym znaczeniu dla gospodarki państwa (Dz.U. z 2017 r. poz. 95).

mgr inż. Robert Wódkiewicz
Akademia Marynarki Wojennej
Wydział Dowodzenia
i Operacji Morskich
Zakład Zarządzania Kryzysowego
Doktorant

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, redakcja.wnig@interia.pl, jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwem, 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>

Geopolityczne oraz makroekonomiczne uwarunkowania wzrostu ceny paliw



W ostatnim czasie ceny paliw śledzone są z uwagą z powodu ich znacznego wzrostu. Społeczny niepokój budzi fakt perspektywy dalszych podwyżek. Próba oszacowania przyszłych opcji rozwoju cen paliw kieruje w stronę analizy przyczyn, dla których ów wzrost wystąpił obecnie. Pogłębiona obserwacja ekonomicznych trendów i rozgrywających się wydarzeń na świecie pozwala na wyodrębnienie czynników, które mają wpływ na zmiany cen surowców na światowych rynkach, a w dalszej konsekwencji paliw dla odbiorców końcowych.

Bezpośrednie czynniki wzrostu cen surowców energetycznych

Uwarunkowania dla kształtowania się cen surowców energetycznych zależą w silny sposób od czynników ekonomicznych, a z uwagi na ich powszechność i globalny charakter – również od czynników geopolitycznych. Zauważalną determinantą bezpośredniego wzrostu cen jest podstawowe prawo ekonomii – skończył się czas nadpodaży ropy naftowej w skali światowej, któremu to zjawisku towarzyszy rosnący popyt na surowce energetycz-

ne, determinowany przez dobrą koniunkturę gospodarczą. Światowe zapotrzebowanie na ropę naftową zwiększyło się o 1,65 miliona baryłek / dziennie (mb/d) do poziomu 97,2 mb/d w 2017 r. w stosunku do roku 2016. Równocześnie cena ropy naftowej (WTI) wzrosła z 45 USD do 65 USD za baryłkę w okresie czerwiec 2017 r. a czerwiec 2018 r.

Biorąc pod uwagę szereg czynników ekonomicznych i geopolitycznych oddziałujących na ceny surowców energetycznych, można wyodrębnić z nich trzy kategorie, które tłumaczą aktualne zwwyżki. Do pierwszej kategorii czynników należą wzajemnie powiązania surowców ze sobą, poprzez które wzrost ceny jednego surowca determinuje zmianę ceny innego. Jest to podyktowane geologicznym współwystępowaniem złóż ze sobą (np. gaz ziemny i ropa naftowa), indeksowaniem ceny jednego surowca do drugiego (np. cena gazu do ropy), albo też ich wymiennalnym względem siebie charakterem z uwagi na ten sam cel zastosowania, poprzez co następuje zmiana popytu rodzaj surowca (np. wzrost wykorzystania gazu zamiast węgla). Następnie, w ramach drugiej grupy, wymienić należy wpływ wartości kursów walutowych, w których surowce są denominowane na rynkach. Kurs walutowy decyduje o poziomie kosztów zakupu surowców z importu, a w efekcie – o ich cenie na rynku krajowym. Ostatnia, trzecia kategoria obejmuje szereg czynników geopolitycznych takich, jak konflikty zbrojne i polityczne

czy kryzysy gospodarcze w regionach dużym znaczeniu surowcowym. Samo zagrożenie ograniczenia lub przerwania dostaw określonego surowca powoduje wzrost jego ceny na światowych rynkach.

Oddziaływanie kursów walut na ceny surowców energetycznych

Na przykładzie analizy cen ropy naftowej można sformułować twierdzenie, że wahania kursowe wpływają na jej cenę. Ma to odniesienie także do innych paliw i gazu ziemnego. Analiza przebiegu indeksów wybranych kursów walutowych wskazała, że kurs dolara do złotego (USD/PLN) pozostaje pod wpływem kursu euro do dolara (EUR/USD). Konsekwencją tej zależności jest fakt, że w przypadku, gdy kontrakty na import surowca denominowane są w dolarach to skutkują tym, że cena dla odbiorcy polskiego jest uzależniona od procesów ekonomicznych przebiegających poza Polską, na które Polska nie ma żadnego wpływu. Obserwowane ostatnio umocnienie dolara względem euro wyraźnie to pokazuje. Nie jest możliwe przewidzenie z całą pewnością przyszłego rozwoju kursu euro-dolar, jednak z pewnym prawdopodobieństwem można stwierdzić, że umacnianie dolara będzie w najbliższym czasie postępowo, co może skutkować negatywnymi konsekwencjami dla krajowych cen ropy i gazu.

Ceny gazu ziemnego dla gospodarstw domowych
w przedziale konsumpcji 0 < 20 GJ w wybranych państwach
bez VATu, opłat i taryf (2015-2017) [waluta narodowa/kWh]

Państwo	2015 S1*	2015 S2*	2016 S1	2016 S2	2017 S1	2017 S2	Zmiana ceny w % roku 2015 wobec 2017
Czechy	2.0350	2.0350	2.0629	2.0151	2.1200	2.1147	4.05%
Dania	0.4787	0.4559	0.4273	0.4412	0.4794	0.6152	17.12%
Niemcy	0.0914	0.0891	0.0917	0.0855	0.0873	0.0853	-4.38%
Hiszpania	0.0762	0.0977	0.0711	0.0903	0.0695	0.0958	-4.95%
Francja	0.1123	0.1326	0.1138	0.1315	0.1262	0.1326	5.68%
Włochy	0.0824	0.1123	0.0795	0.1080	0.0746	0.1096	-5.39%
Węgry	9.2218	9.1549	8.7048	8.8146	8.8855	8.8701	-3.38%
Austria	0.0733	0.0717	0.0711	0.0697	0.0697	0.0895	9.79%
Polska	0.2183	0.2058	0.2018	0.1867	0.1859	0.1795	-13.84%
Słowacja	0.0869	0.0866	0.0843	0.0826	0.0807	0.0835	-5.36%

* S1: pierwsze półrocze, S2: drugie półrocze

Źródło: Eurostat



Licencja CC BY 4.0

Ceny gazu ziemnego dla gospodarstw domowych
w przedziale konsumpcji 0 < 20 GJ w wybranych państwach
z uwzględnieniem opłat i taryf (2015-2017) [waluta narodowa/kWh]

Państwo	2015 S1*	2015 S2*	2016 S1	2016 S2	2017 S1	2017 S2	Zmiana ceny w % roku 2015 wobec 2017
Czechy	2.4623	2.4623	2.4961	2.4383	2.5652	2.5588	4.05%
Dania	0.5983	0.5699	0.5341	0.5515	0.5993	0.7690	17.13%
Niemcy	0.1088	0.1060	0.1091	0.1017	0.1038	0.1015	-4.42%
Hiszpania	0.0923	0.1183	0.0861	0.1093	0.0841	0.1159	-5.03%
Francja	0.1273	0.1487	0.1282	0.1468	0.1301	0.1486	0.98%
Włochy	0.0944	0.1310	0.0914	0.1260	0.0857	0.1281	-5.15%
Węgry	11.7116	11.6268	11.0551	11.1945	11.2846	11.2651	-3.38%
Austria	0.0879	0.0861	0.0854	0.0837	0.0837	0.1074	9.83%
Polska	0.2685	0.2531	0.2483	0.2296	0.2286	0.2208	-13.84%
Słowacja	0.1042	0.1040	0.1011	0.0992	0.0968	0.1002	-5.38%

* S1: pierwsze półrocze, S2: drugie półrocze

Źródło: Eurostat



Licencja CC BY 4.0

Ceny gazu ziemnego dla gospodarstw domowych
w przedziale konsumpcji 20 < 200 GJ w wybranych państwach
bez VATu, opłat i taryf (2015-2017) [waluta narodowa/kWh]

Państwo	2015 S1*	2015 S2*	2016 S1	2016 S2	2017 S1	2017 S2	Zmiana ceny w % roku 2015 wobec 2017
Czechy	1.3049	1.3049	1.3022	1.2583	1.2163	1.2109	-7.00%
Dania	0.4787	0.4559	0.4273	0.4412	0.4815	0.5207	7.23%
Niemcy	0.0568	0.0573	0.0555	0.0540	0.0514	0.0512	-10.08%
Hiszpania	0.0604	0.0790	0.0560	0.0709	0.0551	0.0715	-9.18%
Francja	0.0598	0.0629	0.0556	0.0582	0.0547	0.0599	-6.60%
Włochy	0.0658	0.0753	0.0627	0.0698	0.0603	0.0725	-5.88%
Węgry	8.5439	8.6564	8.4743	8.7859	8.5743	8.8777	1.46%
Austria	0.0608	0.0592	0.0575	0.0562	0.0562	0.0582	-4.67%
Polska	0.1685	0.1712	0.1391	0.1564	0.1445	0.1525	-12.57%
Słowacja	0.0413	0.0412	0.0383	0.0371	0.0351	0.0371	-12.48%

* S1: pierwsze półrocze, S2: drugie półrocze

źródło: Eurostat



Licencja CC BY 4.0

Ceny gazu ziemnego dla gospodarstw domowych
w przedziale konsumpcji 20 < 200 GJ w wybranych państwach
z uwzględnieniem opłat i taryf (2015-2017) [waluta narodowa/kWh]

Państwo	2015 S1*	2015 S2*	2016 S1	2016 S2	2017 S1	2017 S2	Zmiana ceny w % roku 2015 wobec 2017
Czechy	1.5789	1.5789	1.5757	1.5225	1.4718	1.4651	-7.00%
Dania	0.5983	0.5699	0.5341	0.5515	0.6018	0.6508	7.22%
Niemcy	0.0676	0.0681	0.0661	0.0642	0.0611	0.0609	-10.10%
Hiszpania	0.0731	0.0956	0.0677	0.0857	0.0667	0.0865	-9.19%
Francja	0.0701	0.0733	0.0650	0.0676	0.0639	0.0695	-6.97%
Włochy	0.0766	0.0905	0.0731	0.0838	0.0704	0.0874	-5.57%
Węgry	10.8508	10.9936	10.7623	11.1581	10.8893	11.2747	1.46%
Austria	0.0730	0.0711	0.0690	0.0674	0.0674	0.0699	-4.72%
Polska	0.2073	0.2106	0.1711	0.1924	0.1778	0.1875	-12.59%
Słowacja	0.0496	0.0495	0.0460	0.0445	0.0421	0.0445	-12.61%

* S1: pierwsze półrocze, S2: drugie półrocze

źródło: Eurostat



Licencja CC BY 4.0

Ważnym wnioskiem, jaki nasuwa się po analizie relacji między wahaniami kursów walut a zmianami ceny ropy naftowej, jest znaczenie tego faktu dla krajowego importu surowców. Denominowanie kontraktów długoterminowych na dostawy ropy naftowej czy gazu ziemnego w dolarach powoduje, że są one silnie obciążone ryzykiem kursowym. Z tej przyczyny warta rozważenia byłaby zmiana mechanizmu określania ceny w tego rodzaju kontraktach, np. na denominację w euro, którego kurs wobec złotówki jest stabilniejszy i generuje przez to mniejsze ryzyko kursowe. Należy pamiętać, że dolara amerykańskiego do złotówki (USD/PLN) ma zastosowanie do ceny gazu ziemnego w ramach kontraktu jamalskiego. Natomiast kurs euro do złotówki (EUR/PLN) ma zastosowanie do ceny gazu w ramach kontraktów z Norwegią oraz Niemcami.

Wpływ geopolitycznych czynników na ceny ropy naftowej

Obserwacja sytuacji na światowych rynkach surowców energetycznych w odniesieniu do wydarzeń mających miejsce na płaszczyźnie międzynarodowej pozwala dostrzec, że na wzrost ceny ropy naftowej oddziałuje szereg czynników geopolitycznych. Poważny kryzys gospodarczy i polityczny mający miejsce obecnie w Wenezueli, która była dotychczas największym na świecie wydobywcą ropy naftowej, silnie uderzył w ceny ropy naftowej. Wskutek tego mocno spadł udział wenezuelskiej ropy na światowych rynkach, z poziomu 2,154 miliona baryłek/dziennie (mb/d) w 2016 r. do 1,168 mb/d w maju 2018 r.

Obok Wenezueli, wśród państw OPEC nieznaczne spadki produkcji ropy naftowej odnotowano także w Algierii, Angoli oraz Gabonie. Zakłócenia pojawiły się także w eksporcie ropy

naftowej z Libii, po tym jak w marcu 2018 r. doszło do wstrzymanej produkcji na największych w tym państwie polach naftowych Sharara oraz El-Feel. Problem stanowią terroryści, którzy w ostatnim czasie wykazują w tym państwie coraz większą aktywność. Państwa OPEC uzgodniły zmniejszenie produkcji surowca po spotkaniu w listopadzie 2016 r., która to decyzja miała ostatecznie obowiązywać do końca 2018 r. Jednak produkcja ropy w kartelu spadła znacząco poniżej dopuszczalnych limitów. Z tego powodu oczekiwane przez rynki surowców było ostatnie posiedzenie OPEC, zaplanowane na 22-23 czerwca 2018 r. w Wiedniu, w czasie którego producenci z kartelu dokonali oceny sytuacji na rynkach paliw. W efekcie została podjęta decyzja o zmianie wielkości dziennego wydobycia ropy i podniesieniu go o 1,2 miliona baryłek.

Na obszar Bliskiego Wschodu w istotny sposób oddziałują również decyzje Stanów

Ceny gazu ziemnego dla przedsiębiorstw
w przedziale konsumpcji 10 000 < 100 000 GJ w wybranych państwach
bez VATu, podatków i taryf (2015-2017) [waluta narodowa/kWh]

Państwo	2015 S1*	2015 S2*	2016 S1	2016 S2	2017 S1	2017 S2	Zmiana ceny w % roku 2015 wobec 2017
Czechy	0.8157	0.7956	0.7092	0.6968	0.6362	0.6347	-21.13%
Dania	0.2747	0.2563	0.2136	0.2242	0.2418	0.2491	-7.55%
Niemcy	0.0395	0.0377	0.0339	0.0332	0.0317	0.0307	-19.17%
Hiszpania	0.0350	0.0317	0.0281	0.0260	0.0299	0.0267	-15.14%
Francja	0.0377	0.0367	0.0333	0.0378	0.0326	0.0345	-9.81%
Włochy	0.0354	0.0319	0.0312	0.0273	0.0271	0.0253	-22.14%
Węgry	11.2931	10.5528	9.9154	8.5165	8.0738	7.6065	-28.22%
Austria	0.0396	0.0378	0.0358	0.0341	0.0336	0.0326	-14.47%
Polska	0.1550	0.1428	0.1181	0.1139	0.1167	0.1170	-21.52%
Słowacja	0.0347	0.0347	0.0305	0.0312	0.0282	0.0291	-17.44%

* S1: pierwsze półrocze, S2: drugie półrocze

źródło: Eurostat



Licencja CC BY 4.0

Ceny gazu ziemnego dla przedsiębiorstw
w przedziale konsumpcji 10 000 < 100 000 GJ w wybranych państwach
z uwzględnieniem opłat i taryf (2015-2017) [waluta narodowa/kWh]

Państwo	2015 S1*	2015 S2*	2016 S1	2016 S2	2017 S1	2017 S2	Zmiana ceny w % roku 2015 wobec 2017
Czechy	0.9870	0.9627	0.8581	0.8431	0.7698	0.7680	-21.13%
Dania	0.5231	0.5002	0.4494	0.4626	0.4887	0.4979	-3.59%
Niemcy	0.0470	0.0449	0.0404	0.0395	0.0378	0.0365	-19.15%
Hiszpania	0.0423	0.0384	0.0340	0.0315	0.0362	0.0322	-15.24%
Francja	0.0443	0.0425	0.0389	0.0432	0.0384	0.0404	-9.22%
Włochy	0.0397	0.0355	0.0348	0.0302	0.0303	0.0281	-22.34%
Węgry	14.3422	13.4021	12.5926	10.8159	10.2537	9.6602	-28.22%
Austria	0.0475	0.0480	0.0429	0.0430	0.0403	0.0392	-16.75%
Polska	0.1907	0.1757	0.1453	0.1401	0.1436	0.1439	-21.53%
Słowacja	0.0417	0.0416	0.0366	0.0375	0.0339	0.0349	-17.41%

* S1: pierwsze półrocze, S2: drugie półrocze

źródło: Eurostat



Licencja CC BY 4.0

Zjednoczonych, co w efekcie ma przełożenie na rynek surowców energetycznych. Polityka USA w tym regionie szczególnie uwidoczniła się w ostatnim miesiącu, kiedy prezydent Donald Trump ogłosił wycofanie USA z zawartego w 2015 r. porozumienia o wstrzymaniu badań nuklearnych w Iranie. W ciągu pół roku mają zostać nałożone sankcje na handel ropą, które obejmą również inne kraje utrzymujące z Iranem wymianę handlową. Tymczasem państwo to jest po Arabii Saudyjskiej i Iraku trzecim największym producentem surowca w OPEC. Groźba nałożenia sankcji na Iran spowodowała wzrost ceny ropy do poziomu powyżej 79 USD, czyli najwyższego od listopada 2014 r.

Krajowe ceny paliw

Na poziomie krajowym opisane czynniki o charakterze geopolitycznym mogą doprowadzić do dalszego wzrostu cen paliw na stacjach benzynowych o kilkanaście do kilkudziesięciu groszy na litrze. Wpływ na to ma też trwająca aprecjacja dolara i jednocześnie umocnienie się go względem euro i złotego, co już przełożyło się na niższe marże detaliczne koncernów paliwowych. Tym samym 25 maja 2018 r. ceny hurtowe w polskich rafineriach osiągnęły poziom najwyższy od października 2014 r.

Również na cenie importowanego do Polski gazu ziemnego odbije się wzrost ceny ropy naftowej, który będzie odczuwalny w przedziale 6-9 miesięcy. Przyczyną tego stanu rzeczy jest fakt, że kontrakty na dostawy gazu ziemnego do Polski indeksowane są do ceny ropy naftowej. W formule cenowej gazu ziemnego dostarczanego z Gazpromu, do odbioru którego polska spółka PGNiG jest zobowiązana do 2022 r., bierze się pod uwagę średnią cenę produktów ropopochodnych z ostatnich 6-9 miesięcy. Cena gazu z jamalskiego importu indeksowana jest do ceny ropy naftowej. Z tej samej przyczyny zdrożeje także gaz sprowadzany z kierunku



zachodniego, którego cena już systematycznie rosła przez ostatnie 9 miesięcy. W III kwartale 2017 r. wynosiła 68,47 zł/MWh; w IV kwartale 2017 r. 73,89 zł/MWh; zaś w I kwartale 2018 r. już 84,72 zł/MWh (dane z URE).

Skumulowanie czynników geopolitycznych oraz makroekonomicznych w skali światowej oddziałuje na wszystkie rynki, w tym również na polski. Ich wpływ odczuwalny jest czasami z opóźnieniem, jak to będzie w przypadku Polski, gdyż wynika to z formuły gazowej opartej o indeksowanie do ceny produktów ropopochodnych zawartej w kontraktach długoterminowych.

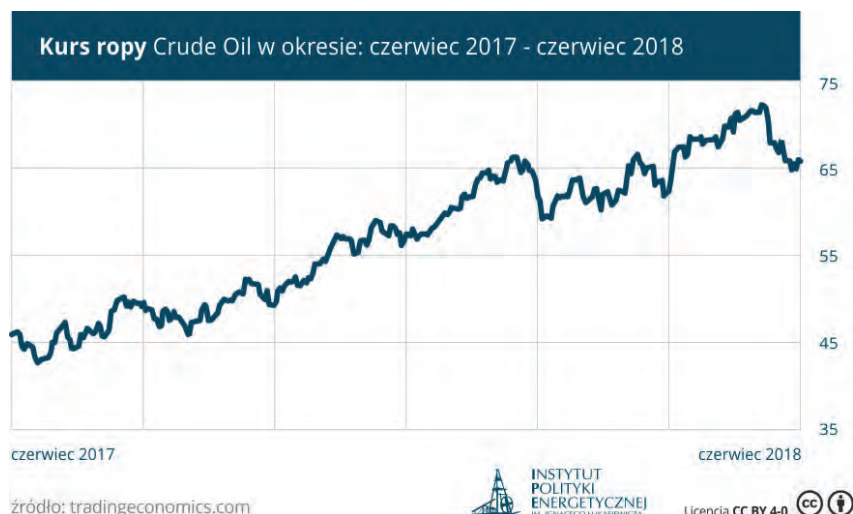
Koszt bezpieczeństwa energetycznego

Należy przy tym zwrócić uwagę na fakt, że Polska jest w trakcie realizacji strategicznych inwestycji związanych z dywersyfikacją źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, takich jak Baltic Pipe czy rozbudowa terminala LNG. W przyszłości działania te mają na celu różnicowanie struktury zawieranych kontraktów oraz firm dostarczających surowiec. Należy pamiętać, że fundamentem bezpieczeństwa ener-

getycznego jest rozbudowa infrastruktury energetycznej, co wiąże się z określonymi kosztami. Rozszerzenie wachlarza kierunków i źródeł dostaw surowców przyczyni się do wzmocnienia pozycji negocjacyjnej Polski względem dotychczasowych dostawców gazu ziemnego. Zatem Polska musi mieć zdolność zakupu gazu ziemnego po cenach rynkowych, a nie cenach politycznych, a także odejść od indeksowania ceny importowanego gazu ziemnego do produktów ropopochodnych.

Sfinansowanie wyżej wymienionych inwestycji wymaga odpowiedniego zrozumienia społecznego, gdyż może wiązać się z koniecznością zwiększenia ceny gazu ziemnego w rachunku końcowym. Koszty początkowe dla takich inwestycji znajdują uzasadnienie w dłuższej perspektywie czasu, ponieważ przekładają się na pozyskanie odpowiedniej skali korzyści. Oznacza to, że poprawa pozycji negocjacyjnej oraz dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w kolejnych latach podniesie poziom konkurencyjności polskich przedsiębiorstw, które generują w ten sposób dodatkowe miejsca pracy.

Polska nie zdecydowała się na prywatyzację strategicznych elementów infrastruktury energetycznej i nie uległa presji odsprzedaży w zamian za tańszy gaz ziemny, jak zrobiły to niektóre państwa. Strategiczna infrastruktura energetyczna jest własnością Skarbu Państwa. Dalsza konsekwentna polityka mająca na celu dywersyfikację źródeł, kierunków, struktury kontraktowej, a także firm dostarczających gaz ziemny do Polski spowoduje, że nie tylko wzmocnimy swoje bezpieczeństwo energetyczne, ale również możemy stać się eksporterem tego bezpieczeństwa do państw sąsiednich. Powinno wzmocnić to skuteczność zagranicznego wymiaru polityki ekonomicznej polskich koncernów energetycznych, które już teraz posiadają swoje aktywa w Czechach, na Litwie lub chociażby w Niemczech. Społeczeństwo rozumiejące te procesy



staje się jednocześnie współodpowiedzialne za budowanie fundamentów bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Wnioski i rekomendacje

1. Ze względu na silny związek kursów walut z cenami surowców energetycznych, wydaje się, że konieczne jest rozważenie możliwości innego mechanizmu określania ceny dla Polski, tzn. zastąpienia dolara euro, którego kurs wobec złotówki jest stabilniejszy i generuje przez to mniejsze ryzyko kursowe, czy odniesienie ceny do koszyka walut.
2. Skumulowanie czynników geopolitycznych oraz makroekonomicznych w skali światowej oddziałuje na wszystkie rynki, w tym również na polski. Ich wpływ odczuwalny jest czasami z opóźnieniem, jak to będzie w przypadku Polski, gdyż wynika to z formuły gazowej opartej o indeksowanie do ceny produktów ropopochodnych. Korzystna dla odbiorców byłaby zmiana indeksowania tak, aby uniknąć sprzężeń cen między surowcami i sytuacji, w której wzrosty następują wieloaspektowo w krótkim czasie.
3. Z uwagi na charakter występowania złóż energetycznych i przyczyny geopolitycz-

ne istotne jest zapewnienie szerokiego wachlarza dywersyfikacji szlaków dostaw surowców tak, aby zmniejszać ryzyko gwałtownego wzrostu cen na skutek regionalnych konfliktów. Dla przykładu cena amerykańskiej ropy naftowej z łupków odnotowała znacznie większy spadek w minionym miesiącu niż ropa z państw OPEC.

4. Fundamentem bezpieczeństwa energetycznego jest rozbudowa infrastruktury energetycznej, która pozwala na efektywne wydobywanie, przetwarzanie, przesyłanie oraz dystrybucję surowców energetycznych oraz energii. Pozwoli to na wzmocnienie pozycji politycznej Polski w Europie oraz zwiększenie konkurencyjności polskiej gospodarki, to należy dążyć do sytuacji, w której pozycja negocjacyjna względem dotychczasowych dostawców gazu ziemnego będzie wzmocniona.
5. Konieczne jest społeczne zrozumienie dla znaczenia bezpieczeństwa energetycznego, aby możliwe było uzasadnienie dla ponoszenia kosztów inwestycji infrastrukturalnych. Czasami poniesienie kosztów początkowych powoduje, że w dłuższej perspektywie zyskuje się odpowiednią skalę korzyści w postaci poprawy pozycji

negocjacyjnej oraz możliwości sprowadzania gazu ziemnego w kolejnych latach po niższej cenie.

Pełna wersja analizy dostępna jest na stronie Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza www.instytutpe.pl

Dr hab. inż. Stanisław Gędek,
prof. PRz – Kierownik Katedry Ekonomii
Wydziału Zarządzania Politechniki
Rzeszowskiej im. I. Łukasiewicza

Mgr Anna Kucharska,
ekspert Instytutu Polityki Energetycznej
im. Ignacego Łukasiewicza, doktorantka w Instytucie Nauk Politycznych
i Stosunków Międzynarodowych
Uniwersytetu Jagiellońskiego

Dr Mariusz Ruszel,
ekspert Instytutu Polityki Energetycznej
im. I. Łukasiewicza, adiunkt Katedry
Ekonomii Wydziału Zarządzania
Politechniki Rzeszowskiej
im. I. Łukasiewicza

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

Metoda udarowo-obrotowa z młotkiem wgłębnym, jako szansa na zmniejszenie kosztów głębokich otworów geotermalnych

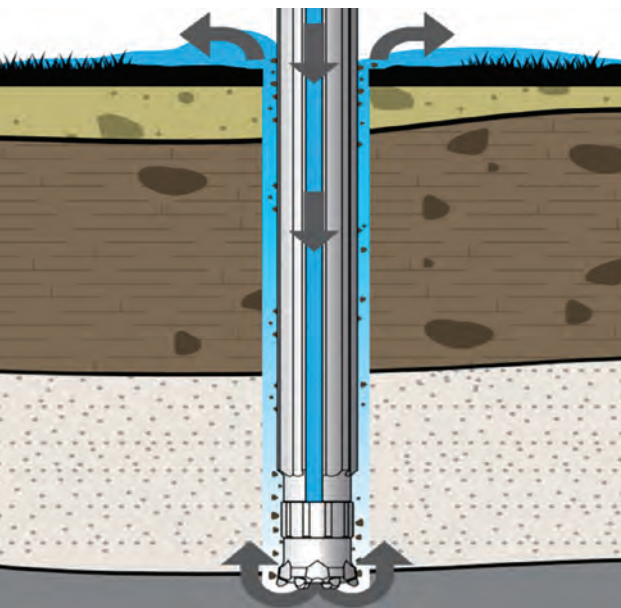


Michał Kruszewski

Wody geotermalne zwykle występują na dość dużych głębokościach oraz w znacznie twardszych formacjach skalnych niż zasoby węglowodorów. Takie warunki powodują dość długi i problematyczny proces drążenia otworu. Prędkość wiercenia oraz żywotność narzędzia wierzącego znacząco spada w twardych formacjach skalnych oraz powoduje wzrost kosztów inwestycyjnych.

Młotki wgłębne (rys. 1) wykazały na przestrzeni lat dużą efektywność przy wierceniu płytkich otworów geotermalnych (<400 m). W ciągu ostatnich lat znaczący nakład prac kładzie się na rozwój oraz zastosowanie owej technologii w dużo głębszych otworach geotermalnych.

Otwór geotermalny w metodzie udarowo-obrotowej wiercony jest przy użyciu młotka wgłębnego, sprężarki oraz wiertnicy hydrau-



Rys. 1. Schemat pracy młotka wgłębnego w metodzie udarowo-obrotowej z płuczką wodną (źródło: wassara.com)



Rys. 2. Wiertnica podczas wiercenia otworu geotermalnego w mieście Espoo, Finlandia (źródło: St1 Deep Heat Ltd.)

licznej. Taka metoda umożliwia połączenie pracy uderu z obrotami, podczas gdy wiertnica umożliwia kontrolę nad ciśnieniem w otworze, momentem obrotowym oraz naciskiem na narzędzie wierzące. W płytkich otworach najczęściej stosowana jest płuczka powietrzna. W głębokich otworach owa płuczka traci swoją efektywność, szczególnie gdy napotkane zostają warstwy wodonośne. Nowa technologia wiercenia młotkiem, skomercjalizowana przez skandynawską firmę Wassara, stosuje wodę jako płuczkę wiertniczą, co umożliwia wiercenie dużo głębszych otworów w zawodnionych formacjach skalnych oraz efektywne usunięcie zwiercin i wyniesienie ich na powierzchnię. Spadek kosztów inwestycyjnych przy użyciu metody udarowo-obrotowej spowodowany jest m.in. dużo większą prędkością wiercenia otworu, ale również dużo mniejszym zużyciem narzędzia wierzącego, dużo lepszą jakością otworu oraz mniejszymi nakładami pieniężnymi na wiertnice i jej osprzęt.

Obecna technologia posiada jednak swoje wady. Największą z nich, jest ograniczenie zastosowania czystej wody jako płuczki wiertniczej. Jakikolwiek cząstki stałe, w szczególności zwierciny, które dostaną się do urządzenia, powodują jego szybkie zużycie. Z tego powodu, duży nacisk kładzie się na udoskonalenie technologii recyklingu płuczki wiertniczej. Obecna technologia nie pozwala również na wprowadzenie dodatków do płuczek wiertniczych. Badania nad udoskonaleniem techno-

logii wiercenia młotkiem wgłębnym prowadzone są obecnie w wielu instytucjach na świecie (m.in. Niemcy, Norwegia oraz Francja). Nacisk kładziony jest m.in. na umożliwienie wiercenia młotkiem wgłębnym przy zastosowaniu płuczek wiertniczych innych niż powietrze i czysta woda.

Ostatnie głębokie wiercenia metodą udarowo-obrotową z młotkiem wgłębnym udowodniły celowość zastosowania tej metody na dużo większą skalę w otworach geotermalnych. Głęboki otwór w Korei Południowej odwiercony metodą udarowo-obrotową w twardych granitach przy zastosowaniu 8" młotka wgłębnego pozwolił na odwiercenie 5 km otworu z prędkością 15 m/h przy pierwszych 1.5 km oraz 10 m/h do głębokości 4.5 km (Wittig i in., 2015). W projekcie fińskiej firmy St1 w miejscowości Espoo (rys. 2), nieopodal Helsinek, odwiercono otwór geotermalny do głębokości 4.5 km przy użyciu młotka wgłębnego z płuczką powietrzną, a w kolejnym etapie zastosowano połączenie metody udarowo-obrotowej wraz z młotkiem wgłębnym i płuczką wodną oraz konwencjonalnej metody obrotowej (źródło: st1.eu) do głębokości 6.4 km. Jest to obecnie najgłębszy otwór geotermalny w Finlandii i jeden z najgłębszych na świecie.

mgr inż. Michał Kruszewski
Pracownik naukowy International
Geothermal Centre w Bochum (Niemcy)
michal.kruszewski@hs-bochum.de

PGNiG kupuje LNG w USA i buduje pozycję globalnego gracza



Fot. arch. PGNiG SA

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisało porozumienia z dwoma producentami LNG z USA dotyczące długoterminowych kontraktów na zakup tego surowca. Spółka konsekwentnie realizuje cele określone w strategii – buduje zdywersyfikowany portfel dostaw gazu oraz rozwija międzynarodowy handel na rynku LNG.

PGNiG podpisało porozumienia z firmami Port Arthur LNG oraz Venture Global LNG. Obie amerykańskie spółki realizują projekty budowy terminali skraplających gaz ziemny zlokalizowanych nad Zatoką Meksykańską, których oddanie do użytku planowane jest na lata 2022 i 2023.

PGNiG jest w trakcie realizacji szczegółowych analiz prawnych i technicznych projektów. Równolegle będą prowadzone rozmowy dotyczące warunków wiążących umów zakupu LNG, na mocy których PGNiG odbierać będzie od każdego z amerykańskich partnerów po 2 mln ton LNG rocznie, co po regazyfikacji daje łącznie około 5,5 mld m³ gazu ziemnego.

– Dla PGNiG to bardzo ważny krok w rozwoju działalności na rynku skroplonego gazu ziemnego. Po pierwsze, chcemy w ten sposób dywersyfikować strukturę importu LNG do Polski, szczególnie po wygaśnięciu kontraktu jamalskiego w 2022 r. – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – Po drugie, odbieramy surowiec z USA z myślą o rozbudowie naszego portfela tradingowego. Wolumeny, które będą w stanie zaoferować amerykańscy partnerzy, pozwolą PGNiG na rozwinięcie działalności na globalnym

rynku handlu LNG – dodał Piotr Woźniak.

– Uważnie analizujemy możliwości kolejnych producentów w USA co do przyszłego eksportu LNG i planujemy ewentualne kontrakty z dużym wyprzedzeniem. Amerykańscy partnerzy są w stanie zaoferować nam konkurencyjne ceny i elastyczne warunki współpracy. Zdecydowaliśmy się tym razem na zakup w formule FOB, aby móc swobodnie dysponować surowcem na rynku globalnym – powiedział Maciej Woźniak, wiceprezes Zarządu ds. handlowych PGNiG SA.

Dokumenty zostały podpisane podczas odbywającej się w Waszyngtonie Światowej Konferencji Gazowej (World Gas Conference).

Należy podkreślić, że w ramach realizacji celów strategicznych PGNiG prowadzi rozmowy z wieloma innymi, potencjalnymi producentami i dostawcami LNG.

Podpisane dzisiaj porozumienia dotyczą zakupu LNG w formule FOB (free-on-board).



Oznacza to, że sprzedający dostarcza surowiec na statek w porcie załadunku. Od tego momentu nabywca odpowiedzialny jest za ładunek i transport, co daje nabywcy elastyczność i możliwości handlu ładunkami LNG w skali globalnej. Do tychczas zawierane kontrakty na dostawy LNG zawierały formułę DES (delivered-ex-ship), tzn. sprzedający dostarcza LNG do portu rozładunku, a więc odpowiada za transport i wszelkie związane z nim ryzyka.

Port Arthur LNG, spółka należąca do Semptra LNG & Midstream, planuje rozpoczęcie działalności swojego terminalu w Teksasie w 2023 roku.

Venture Global LNG chce załadować pierwsze metanowce w terminalu Calcasieu Pass w 2022, a w terminalu Plaquemines w 2023 roku. Obie te instalacje zlokalizowane będą w Luizjanie.

Przedstawiciele obu amerykańskich firm podkreślili, że PGNiG znalazło się w gronie kluczowych klientów dla tych inwestycji, dołączając do grona największych światowych firm z branży gazowej.

Grupa Kapitałowa Semptra Energy z siedzibą główną w San Diego jest notowana na giełdzie w Nowym Jorku oraz na liście Fortune 500. Jej przychody w 2017 r. wyniosły ponad 11 mld dolarów. Spółki z grupy Semptra Energy zatrudniają ok. 20 tys. pracowników i obsługują ponad 40 mln klientów na całym świecie.

Venture Global LNG z siedzibą w Arlington w Wirginii realizuje w USA dwa projekty terminali eksportowych LNG nad Zatoką Meksykańską. Instalacja Calcasieu Pass będzie miała moc eksportową wielkości 10 mln ton LNG rocznie, a Plaquemines LNG – 20 mln ton LNG rocznie. Venture Global zgromadziło do tej pory 525 mln dolarów do realizacji obu inwestycji.

Departament Public Relations
PGNiG SA



Fot. arch. PGNiG SA

PGNiG i AGH rozwijają nową technologię wierceń



MiniDrill to innowacyjne rozwiązanie, które może zwiększyć wydobywanie węglowodorów i zmniejszyć koszty wierceń. Właśnie zakończyła się I faza projektu.

Nowatorska technologia polega na wierceniu wielu równoległych otworów o małej średnicy przy użyciu strumienia wody pod wielkim ciśnieniem. Otwory te odchodzą nawet do 200 metrów od istniejących tradycyjnych pionowych odwiertów.

– MiniDrill to dobry przykład pracy badawczo-rozwojowej, która od początku nastawiona jest na



Fot. arch. PGNiG SA

komercjalizację i osiąganie efektów dla naszego obszaru poszukiwawczo-wydobywczego. Istotne, abyśmy po próbach terenowych mogli jak najszybciej zastosować to rozwiązanie w praktyce eksploatacyjnej – mówi Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju.

Nowa metoda nie zastąpi wierceń tradycyjnych, ale może je uzupełnić. Wiercenia o mniejszej średnicy pozwalają na kontakt ze złożem, a jednocześnie są 2-3 razy tańsze. Pozytywne

wyniki ich zastosowania zwiększą prawdopodobieństwo, że wiercenia konwencjonalne w danym miejscu przyniosą zamierzony skutek. Wiedza pozyskana dzięki tej technologii pozwoli też na podjęcie decyzji o zastosowaniu droższych zabiegów intensyfikujących wydobywanie albo da podstawy do rezygnacji z dalszego wiercenia.

– Małośrednicowa technologia wierceń przy użyciu wody pod wielkim ciśnieniem pozwoli na precyzyjne rozwiercanie wybranego obszaru złoża w sposób minimalnie inwazyjny dla odwiertu i pozostałych warstw. Można to porównać do laparoskopii w medycynie. W obszarze poszukiwań węglowodorów bardzo często wystarczy wstępne rozpoznanie, które angażuje znacznie mniej kosztowne urządzenia i stwarza mniejsze ryzyko – tłumaczy Dariusz Dzirba, dyrektor Departamentu Badań i Rozwoju w PGNiG SA.

Pierwsza demonstracyjna faza projektu zakończyła się w maju br. pod okiem zespołu naukowego z Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej z Krakowa, specjalistów z Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG oraz firmy EuroTech z Mielca. Urządzenia zostały dostosowane do wysokich wymogów PGNiG.

– Stworzenie technologii MiniDrill wymagało przeprowadzenia szeregu badań, symulacji oraz testów laboratoryjnych nowatorskich konstrukcji, m.in. systemów dyszowych, które zastosowaliśmy w projekcie – mówi prof. Rafał Wiśniowski, dziekan Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH.

Prace testowe zostały przeprowadzone w warunkach zbliżonych do rzeczywistej pracy urządzeń. Wszystkie próby zakończyły się sukcesem i potwierdziły, że zaprojektowane urządzenia spełniają założone parametry. Kolejną fazą będzie test w warunkach otworowych o głębokości do 2000 m.

Departament Public Relations
PGNiG SA



Fot. arch. PGNiG SA

WIEŚCI Z POLSKICH **W**FIRM.



PRZEMYSŁ

Przemysł to największe źródło gazu ziemnego w Polsce. Zostało odkryte w 1958 roku. Po kilkudziesięciu latach intensywnego wydobycia surowca, wydawało się, że jego zasoby są już na wyczerpaniu. Jednak zrealizowane niedawno przez PGNiG badania geologiczne i odwierty poszukiwawcze wskazują, że w złożu może być dodatkowo 20 mld m³ gazu. Jeżeli to się potwierdzi, złożo czekałoby kolejne dekady eksploatacji.

A map of Ukraine showing various industrial zones. The zones are labeled in Polish: Gmina Polowina, Gmina Rowytnica, Gmina Olky, Gmina Medyka, Gmina Zorawka, Gmina Przemyl, Gmina Waleczów, Gmina Bractwo Przemysln, Gmina Przemysl, and Gmina Prymytyl. Each zone has a corresponding icon representing its primary industry: oil rigs for Polowina, Rowytnica, Olky, and Zorawka; a factory for Bractwo Przemysln; and wind turbines for Przemyl, Waleczów, and Prymytyl. A dark blue banner at the top right contains the text "OBSZAR ZŁOŻA PRZEMYSŁ". The word "UKRAINA" is written in large letters at the bottom right.

cesu eksploatacji, by maksymalnie wykorzystać zasoby złoża. Przeprowadziliśmy m.in. badania geologiczne z wykorzystaniem metody zdjęcia

sejsmicznego 3D. Zebrane dane wskazują, że w złożu Przemysł może znajdować się dodatkowe 20 mld m³ gazu – wyjaśnił Piotr Woźniak. Dodał, że badanie sejsmiczne 3D przeprowadzone w Przemysłu i sąsiednich gminach było największym, jakie do tej pory przeprowadzono w Europie – powierzchnia obszaru badawczego wyniosła 1283 km kw.

Rozwój własnego wydobycia – zarówno w kraju, jak i zagranicą – jest jednym z filarów strategii Grupy Kapitałowej PGNiG do 2022 r. Do tego czasu, w stosunku do 2017 r., produkcja własna ropy i gazu ma wzrosnąć o ponad 40 proc. – do 55 mln ekwiwalentu baryłek ropy naftowej. Plany te idą w parze z realizowaną przez spółkę polityką dywersyfikacji kierunków importu gazu. Wspólnie mają zapewnić zwiększenie bezpieczeństwa i opłacalności zaopatrzenia Polski w gaz ziemny.

– Nasza strategia w zakresie poszukiwań i wydobywania gazu w Polsce przynosi rezultaty. Opracowaliśmy bardzo dokładny, ambitny plan, który po latach spadków pozwoli zwiększyć produkcję ze złóż krajowych. Tylko na Podkarpaciu w ciągu najbliższych trzech lat chcemy wykonać ok. 70 otworów wiertniczych – dodał Piotr Woźniak.

Departament Public Relations
PGNiG SA



ZE ZŁOŻA PRZEMYSŁ
WYDOBYTO JUŻ
65 MLD M³ GAZU

24,5
mld m³

23,8
mld m³

72,3^{*}
mld m³ gazu

20,4
mld m

*bez uwzględnienia najnowszych odkryć PGNiG SA

Złoże Przemysł

Sześćdziesięciolatek wciąż trzyma się mocno



Był czerwiec 1958 r., kiedy wiertnicy zakończyli wiercenie otworu Jaksmanice - 1. Tak zaczęła się fascynująca historia złoża Przemysł.

Co ciekawe, otwór Jaksmanice-1 początkowo uznano za nieperspektywny. Wrócono do niego dopiero, gdy kolejne odwierty udowodniły, że okolice miasta bogate są w złoża gazu najwyższej jakości, o zawartości metanu sięgającej 98-99 proc. Wkrótce okolica zaroila się od geologów, wiertników i gazowników a prace, mimo spartańskich warunków, nabrały tempa. Wiercono nawet po kilkadziesiąt otworów rocznie, uruchamiano kolejne kopalnie: Hurko, Żurawica i Maćkowice (1964 r.), Przemysł Wschód (1967 r.) i Zachód (1970 r.) i wreszcie Tuligłowy (1985 r.).

Przemyskie złożo jest niewątpliwie ewenementem w skali kraju. Składa się aż z przeszło 80 niezależnych elementów złożowych, czyli



Budowa pierwszych gazociągów – Kopalnia Przemysł-Zachód. Fot. arch. PGNiG SA

struktur geologicznych, w których występuje gaz. Obszar złoża to prawie 230 km² na terenie 10 gmin. Pierwotne zasoby wydobywalne złoża zostały oszacowane na 72 mld m³. Żadne inne złożo nie może się z nim równać – drugie co do wielkości Żuchłów na Dolnym Śląsku zawiera tylko 24,5 mld m³ surowca.

W latach 70. z Przemysła pochodziło aż trzy czwarte krajowego wydobycia gazu. W następnych dekadach produkcja zaczęła jednak spadać i obecnie wynosi ok. 480 mln m³ rocznie, a więc niecałe 13 proc. polskiego wydobycia. Ze złoża wydobyto już 65 mld m³ i mogłoby się wydawać, że gigant wkracza w wiek przedemerytalny.

Przemyska ziemia potrafi jednak wciąż zaskakiwać i to nawet najbardziej wytrawnych specjalistów. Nowoczesne badania geologiczne zrealizowane przez PGNiG w latach 2015–2017 r. wykazały, że ziemia w okolicy miasta kryje nieznane wcześniej, duże zasoby gazu, które są w stanie zapewnić eksploatację złoża Przemysł przez kolejne dekady.

Pionierskie początki

Dziś złożo Przemysł to 6 kopalni, rozwinęta sieć gazociągów i dobrze wyposażone zaplecze techniczne. Początki przypominały jednak realia Dzikiego Zachodu.

Gaz pod autostradą

(Inf. wł.)
Na projektowanej (od 20 lat) trasie autostrady pod Przemysłem, przed 8 laty Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych wykonało 2 odwierty, w których na głębokości 2,3 kilometra natrafiono na gaz o ciśnieniu 200 atmosfer. Jeśli ostatecznie autostrada przebiegać będzie wytyczoną trasą ku Medyce, o co zabiegają władze wojewódzkie, to odwierty trzeba będzie zalać betonem.
Informację tę potwierdził kierownik przemyskiego Oddziału Wiercen (Zakład Poszukiwań Nafty i Gazu w Jasle) – Władysław Frączek, który stwierdził, iż wiercenia prowadzone były na zamówienie Sanockiego Zakładu Górniczego Nafty i Gazu. Nasz rozmówca nie mógł podać bliższych informacji, ponieważ w okresie wiercenia owych szybów nie pracował jeszcze w Przemyslu.
Kierownik Oddziału Geologii i Nadzoru Eksploatacyjnego z przemyskiego Oddziału Kopalni Sanockiego Zakładu Górniczego Nafty i Gazu – Ryszard Głowacki potwierdził konieczność likwidacji szybów w przypadku realizacji tzw. południowej wersji trasy autostrady. Inż.

Głowacki wyjaśnił, iż odwierty „Buszkowiczki V i IX” (pomiędzy Duńkowiczkami a Żurawicą) wykonane były – w latach 1987–1988 – całkowicie legalnie, tzn. w oparciu o wszelkie wymagane uzgodnienia. Nasz rozmówca przyznał, że ewentualna likwidacja szybów (trzymanych do tej pory w rezerwie) byłaby dość kosztowna. Odwierty te (składające się z 4 kolumn rur różnej średnicy – największe ponad 16 cm) trzeba byłoby wypełnić cementem z wodą, natomiast na głębokości 5 metrów rury musiałby być wycięte i wtopione w betonową płytę.
Od prawie roku ministrowie transportu Polski i Ukrainy nie mogą uzgodnić z sobą, czy trasa autostrady ma bieć ku istniejącemu i rozbudowywanemu przejściu w Medyce (wersja południowa), czy raczej ku znajdującemu się w budowie nowemu przejściu Korcowa – Krakowiec. Jeśli jednakże ostateczna decyzja byłaby po myśli Przemysła i władz wojewódzkich, to niewątpliwie koszt likwidacji niepotrzebnych odwiertów włączony zostanie w koszty inwestycji.

(jb)

MAGAZYN

Miasto na gazie

Przemyskie złożo gazu ziemnego jest najbogatsze w Polsce i Europie Środkowej, od Holandii aż po Rosję – twierdzi kierownik Oddziału Geologii i Nadzoru Eksploatacyjnego w Ośrodku Kopalni Przemysł, Ryszard Głowacki. Informuje zarazem, że przemyscy górnicy przekroczyli „jubileuszową” liczbę 50 miliardów metrów sześciennych wydobytego gazu, licząc od początku eksploatacji złoża, czyli w ciągu 36 lat.

Według aktualnej ceny (55 groszy za metr sześcienny), wydobyty gaz kosztowałby ok. 10 miliardów dolarów. Mimo że optymalny czas eksploatacji złoża wynosi 15 lat, w przemyskich odwiertach szacunkowo znajduje się jeszcze ok. 30 mld metrów sześciennych gazu. Oznacza to, że będzie wydobywany jeszcze przez co najmniej 20 lat.

Dokładnie pod Przemysłem

Złożo znajduje się dokładnie pod Przemysłem i jego najbliższymi okolicami. W ciągu prawie 40 lat wyliczono tu już 524 otwory, których łączna długość wynosi ok. 1000 kilometrów. Odwierty są głębokie, przeciętnie na 1800 metrów, a najgłębsze sięgają do 4,7 km. „Głębiej nie było czego szukać, bo najbardziej obiecujące warstwy miocenne – liczące 20 mln lat, sięgają w tym miejscu do tej głębokości” – tłumaczy Głowacki. Przyznaje jednak, że w niektórych miejscach szuka się znacznie głębiej, zresztą dzięki zakupionej w ostatnich latach amerykańskiej

„Syfonowanie” i podgrzewanie

Bardziej uciążliwe dla pobliskich mieszkańców niż bezpośrednio niebezpieczne jest okresowe „syfonowanie” odwiertów. W celu oczyszczenia odwiertu otwiera się zawór i po prostu wypuszcza gaz, którego ciśnienie w złożu przemyskim często dochodzi do 200 atmosfer. Operacji tej towarzyszy głośny huk. Naturalnie, metan jako lżejszy od powietrza unosi się do góry i dzięki temu nie grozi zatruciem. Teoretycznie groźne mogą być tylko zbiegające się – na szczycie – niewielkich ilości metanu – ciężkie frakcje węglowodorowe.

Piątek
6 lutego
1970 r.

Z jednego odwiertu – 200 mln m sześć. gazu

Intensywne badania prowadzone przez jasielskich wiertników w okolicy Przemysła przyniosły ostatnio rewelacyjne wyniki. Załoga wiertni pracująca pod kierownictwem Stanisława Pikuly wydrążyła najgłębszy na Przedgórzu odwiert poszukiwawczy, w którym natrafiła na niezwykle wydajne źródła gazu ziemnego – surowiec ten występuje w jedenastu ukladających się piętrach horyzontach. Z najniższej położonej warstwy wydobywa się pod olbrzymim ciśnieniem około 230 atmosfer. Świadczy to o niezwyklej żywotności złoża, które z najgłębszych tylko dwóch pokładów może dać około 200 mln m sześć. gazu rocznie.

Na nowym polu skoncentrowano wiercenia otworów eksploatacyjnych.

(M)

Powiedziano mi... jedź do Przemyśla, tam jest przygotowane dla ciebie lokum. Przyjechałem, ale oczywiście nikt się mną nie przejmował. Na pierwsze noce przysparzały mi koledzy, którzy nocną kwaterę mieli w byłym sklepie na ul. Słowackiego. Następnie razem z kolegą znaleźliśmy schronienie w innym miejscu. Korzystaliśmy z łóżek tych kolegów, którzy szli na noc do pracy. W tamtych czasach to była wartość wymierna. A kopalnia Wapowce dosłownie z dnia na dzień stała się miejscem wydobywania gazu ziemnego, bez jakiegokolwiek zaplecza, bez dachu nad głową – wspominał Mieczysław Karnas, pierwszy kierownik kopalni Wapowce, utworzonej w 1973 r.

Barwna społeczność

Przez 60 lat eksploatacji złoża Przemyśl pracowało na nim kilka tysięcy osób: geologów, wiertników i gazowników. Byli wśród nich postaci malownicze, nadające koloryt przemysłowej rzeczywistości. Kierownikiem jednej z wiertni był w tym czasie inżynier Stanisław Stepek. Wieczorami otoczony wianuszkami dziewcząt urządzał w kawiarni „Śródmiejska” i opowiadał im niestworzone bajki. Właśnie wtedy odwiercony został prawie w centrum miasta otwór Przemyśl-10 i Stepek puścił w obieg historię o tym, jak to urwał się świder cały z diamentów w prawie dwupółkilometrową czeluść. Sprowadzono z Poznania lotnika, przywiązano go za nogi, i spuszczone na spód i ten odzyskał bezcenny świder. Otrzymać miał za to samochód marki wołga. (ze wspomnień Ryszarda Głowackiego, inżyniera-geologa).

Podziemna agresja na ZSRR

W opowieści inżyniera Stepka (Barwna społeczność, foto nr 2) było ziarno prawdy. Rzeczywiście, świdy wykorzystywane w pracach wiertniczych są pokryte cienką warstwą diamentów, które są najtwardszym minerałem na ziemi. Są



W tle – wiertnia na otworze Jaksmanice-5 w Buszkowicach. Fot. arch. PGNiG SA

to wprawdzie diamenty syntetyczne, ale samo skojarzenie z brylantami działa na wyobraźnię. Za pomocą m.in. takich świdrow na obszarze złoża Przemyśl wywiercono 540 otworów, z których aż 400 dało pozytywny rezultat. Świadczy to o kunszcie geologów i wiertników, ale nawet im zdarzały się pomyłki. Jak w 1963 r., gdy w skutek niezamierzonego odchylenia otworu, wiertnicy zakończyli pracę poza granicą państwa – na terenie ówczesnego ZSRR. Szczęśliwie ten akt podziemnej agresji nie wywołał kryzysu dyplomatycznego.

Złoże jak cały kraj

Szczyt produkcji na złożu Przemyśl przypadł na 1970 r. Wydobyto wtedy 3,7 mld m³ gazu – prawie tyle, ile w 2017 roku w całej Polsce (3,8 mld m³). Wysoki, ponad miliardowy poziom wydobywania udało się utrzymać do 1995 r., ale było

oczywiste, że złożo wchodzi w okres schyłkowy. W tej sytuacji PGNiG podjęło decyzję o optymalizacji procesu eksploatacji złoża.

Wibroesjy jadą po rekord

Pierwszym etapem optymalizacji było wykonanie badań sejsmicznych. Używa się do nich specjalnych pojazdów zwanych w branży wibroesjami. Zamontowane w nich urządzenia wywołują drgania, które wnikają w głąb ziemi, a po odbiciu się od skał są rejestrowane przez zainstalowane na powierzchni czujniki. Na podstawie zebranych danych, geolodzy są w stanie określić budowę geologiczną i wskazać obszary, w których mogą znajdować się ropa i gaz. Badanie sejsmiczne wykonane na terenie i w okolicach Przemyśla oraz sąsiednich Rybotczy-Fredropolu i Kramarzówce jest największym, jakie do tej pory wykonano w Europie – powierzchnia, na której rozmieszczono czujniki, wynosiła ponad 1280 km².

Trójwymiarowa niespodzianka

Po analizie danych uzyskanych podczas badania sejsmicznego, nazywanego sejsmą 3D, specjaliści z PGNiG doszli do wniosku, że złożo Przemyśl może zawierać znacznie więcej gazu niż dotychczas sądzono. Te założenia należało jednak potwierdzić wierceniami. Pierwsze z nich PGNiG wykonało w 2017 r. i 2018 r. Rezultaty okazały się lepsze niż przypuszczano – z otworu Przemyśl-290 popłynęło 150 m³ gazu na godzinę. Na podstawie wykonanych prac geolodzy oszacowali, że w nowych horyzontach może znajdować się nawet 20 mld m³ gazu. Obecnie PGNiG prowadzi i planuje dalsze prace wiertnicze, które pozwolą ostatecznie potwierdzić nowy potencjał złoża Przemyśl.

Departament Public Relations
PGNiG SA



Wiercenia w rejonie Przemyśl, lata 70. XX w. Fot. arch. PGNiG SA



Kopalnia Przemyśl – Zachód współcześnie. Fot. arch. PGNiG SA

Port Gdynia kolejnym partnerem PGNiG w rozwoju rynku LNG nad Bałtykiem



Fot. arch. PGNiG Obrót Detaliczny

PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. i Gas-Trading S.A. z GK PGNiG podpisały z Zarządem Morskiego Portu Gdynia S.A. porozumienie o wykorzystaniu paliwa LNG. Zakłada ono m. in. budowę barki przystosowanej do bunkrowania gazem LNG innych statków. Projekt będzie realizowany w ramach programu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – INNOSHIP.

List intencyjny zakłada współpracę w kilku kluczowych obszarach. Firmy będą prowadzić prace nad technologiczną instrukcją bunkrowania statków i mobilnym punktem bunkrowania paliwem LNG w Porcie Gdynia oraz nad umożliwieniem armatorom bunkrowania z morza przy wykorzystaniu technologii ship-to-ship.

– Cieszymy się, że coraz więcej partnerów biznesowych w obrębie Morza Bałtyckiego jest zainteresowanych bunkrowaniem statków paliwem LNG. Popularyzacja gazu ziemnego przyniesie pozytywny efekt ekologiczny, ponieważ jest to jedno z najczystszych paliw dostępnych na rynku – podkreślił Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny, jeden z sygnatariuszy listu.

Oprócz prezesa Henryka Muchy, podpisy pod listem intencyjnym złożyli: Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Adam Meller, prezes Zarządu Morskiego Portu Gdynia S.A., Grzegorz Dyrmo, wiceprezes Zarządu Morskiego Portu Gdynia S.A., Tymoteusz Pruchnik, prezes Gas-Trading S.A. oraz Marcin Tyrajski, członek Zarządu Gas Trading S.A.. Przy podpisaniu

była również obecna Anna Moskwa, podsekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki Morskiej i Żeglug Śródlądowej.

– Dostrzegamy rosnące zapotrzebowanie ze strony armatorów, dlatego zdecydowaliśmy się na szersze wykorzystanie paliwa LNG w Porcie Gdynia. Chcemy budować konkurencyjność na arenie międzynarodowej poprzez rozwój technologii bunkrowania tego ekologicznego paliwa – dodał Adam Meller, prezes Zarządu Morskiego Portu Gdynia S.A.

– Możliwość bunkrowania paliwa LNG w Porcie Gdynia to kolejny przykład, że musimy stale inwestować i tworzyć taką infrastrukturę portową, która zaspokoi wymagania armatorów i poszczególnych terminali – akcentował Grzegorz Dyrmo, wiceprezes Zarządu Morskiego Portu Gdynia S.A. – Jako Zarząd Portu jesteśmy gotowi na każdą implementację, która ma na celu wdrażanie nowych, innowacyjnych i ekologicznych technologii, stwarzając tym samym dobre warunki dla rozwoju biznesu.

List intencyjny zakłada również zobowiązanie ze strony spółki Gas-Trading S.A. do złożenia wniosku w ramach programu INNOship, prowadzonego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Program zakłada finansowe wsparcie nowatorskich rozwiązań technologicznych dla infrastruktury stoczniowej oraz portowej.

– Gaz LNG ze względu na swoje właściwości fizyczno-chemiczne, jest jednym z najczystszych paliw, napędzających zarówno jednostki lądowe jak i morskie, co czyni go alternatywą dla obecnie stosowanych paliw – tłumaczył Tymoteusz Pruchnik, prezes Gas-Trading S.A. – Emisja substancji

szkodliwych do atmosfery jest zdecydowanie niższa, a w przypadku wycieku nie istnieje niebezpieczeństwo zanieczyszczenia wód. Widząc ogromny potencjał rozwoju rynku LNG w Polsce spółka Gas-Trading S.A. prowadzi działania mające na celu rozbudowę posiadanej floty cystern kriogenicznych oraz świadczenie usług umożliwiających bunkrowanie statków.

Komisja Europejska chce do 2050 r. całkowicie wyeliminować emisje pochodzące z transportu morskiego. Dla Europy Środkowo-Wschodniej oznacza to normy emisyjne jeszcze bardziej restrykcyjne niż w innych częściach świata. Obecnie „Dyrektywa siarkowa” zakłada redukcję zawartości siarki w paliwach żeglugowych na obszarach SECA (Sulphur Emission Control Areas), m.in. na Morzu Bałtyckim i Północnym, do poziomu nie przekraczającego 0,1%. Poza obszarami SECA poziom ten w ciągu najbliższych 2 lat spadnie z 3,50% do 0,50%. Dodatkowo, od stycznia 2021 r. obowiązywać będzie ograniczenie emisji tlenków azotu (NOx) o 75% na obszarach NECA (Nitric Emission Control Area) – m.in. na Morzu Bałtyckim. To znaczące zmiany, które wymuszają na armatorach podjęcie zdecydowanych kroków.

– W nadchodzących latach LNG jako alternatywne paliwo żeglugowe będzie zyskiwać na popularności. Jest to jedyne dojrzałe rozwiązanie mogące spełnić zarówno obecne, jak i przyszłe normy emisyjne, przy jednoczesnej opłacalności ekonomicznej. Kluczowym elementem dalszego wzrostu popularności LNG jest rozwój infrastruktury bunkrowania, dlatego zdecydowaliśmy się na podpisanie listu intencyjnego z Zarządem Morskiego Portu Gdynia S.A. – dodał Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., odpowiedzialny za obszar CNG/LNG.

Zgodnie z dyrektywą w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, najpóźniej do końca 2025 r., w portach morskich powinna powstać odpowiednia liczba punktów bunkrowania LNG, umożliwiając poruszanie się jednostek żeglug śródlądowej lub statków morskich napędzanych LNG po całej sieci bazowej TEN-T. W przypadku Polski mają to być: Gdańsk, Gdynia, Szczecin oraz Świnoujście. Potrzeby zapewnienia dostępności usługi bunkrowania w tych lokalizacjach zawarto w „Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych” opracowanych przez Ministerstwo Energii.

Rafał Pazura,
PGNiG Obrót Detaliczny

PGNiG i Scania wspierają Tarnów w rozwoju transportu niskoemisyjnego



PGNiG Obrót Detaliczny podpisało umowę na dostawy ekologicznego paliwa gazowego CNG dla Tarnowa. Małopolskie miasto od lat konsekwentnie stawia na transport niskoemisyjny, a niedawno zdecydowało się na rozbudowę floty pojazdów napędzanych gazem ziemnym. Już niebawem na tarnowskie ulice wyjedzie 21 nowych autobusów Scania oraz 2 śmieciarki, zasilane gazem dostarczany przez PGNiG Obrót Detaliczny.



Fot. arch. PGNiG Obrót Detaliczny

– Byliśmy pierwszym podmiotem w Polsce, który przy okazji prac nad ustawą o elektromobilności i paliwach alternatywnych zaczął mówić o gazomobilności. Problem smogu w dużych aglomeracjach jesteśmy w stanie rozwiązać tu i teraz. Tarnów to doskonały przykład jak myślenie proekologiczne udaje się pogodzić z ekologią użytkownika. Szczególnie, że niedawno rząd przyjął projekt nowelizacji ustawy o podatku akcyzowym, który niebawem wprowadzi zerową stawkę akcyzy na gaz CNG i LNG do celów napędowych. To doskonała wiadomość dla władarzy miast, prezesów miejskich spółek komunikacyjnych i mieszkańców. Więcej autobusów na CNG oznacza czystsze powietrze i zdrowsze społeczeństwo – powiedział Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.

– Dzięki elastycznej polityce handlowej inwestycje w pojazdy zasilane CNG są teraz uzasadnione ekonomicznie – powiedział Marcin Szczudło, wiceprezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny. – Przewidujemy, że do 2020 r. łączny wolumen dostaw gazu do wszystkich firm inwestujących w Tarnowie we floty pojazdów zasilanych CNG wyniesie blisko 1 mln m³ rocznie – dodał.

Sygnatariuszami wielostronnego porozumienia na dostawy paliwa CNG są: PGNiG Obrót Detaliczny, Miasto Tarnów, MPK Tarnów, MPGK Tarnów oraz PUK Tarnów. Porozumienie jest związane z dynamicznym rozwojem floty ekologicznych pojazdów napędzanych gazem ziemnym w mieście.

– Od lat konsekwentnie inwestujemy w odnowę miejskiego taboru pojazdów użyteczności publicznej. Pojazdy zasilane gazem ziemnym ze względów ekologicznych i ekonomicznych, są optymalnym rozwiązaniem dla naszego miasta. Umowa z PGNiG zagwarantuje nam pewne

i bezpieczne dostawy przyjaznego dla środowiska paliwa – podkreślił Roman Ciepiela, prezydent Tarnowa.

Tarnów odważnie stawia na transport niskoemisyjny, dlatego zdecydował się na zakup między innymi 21 nowych autobusów Scania CityWide 12LF zasilanych gazem. Już w tym momencie 22%, a do końca roku 2018 prawie 1/3 (28%) autobusów w mieście będzie zasilana sprężonym gazem ziemnym CNG.

– Realizacja tej umowy pozwoli na rozwój floty ekologicznych autobusów gazowych do stanu co najmniej 32 pojazdów. Tym samym Tarnów z wyprzedzeniem spełni ustawowe wymogi, które nakazują samorządom posiadanie określonego udziału pojazdów zasilanych paliwami alternatywnymi we flotach komunikacyjnych – powiedział Jerzy Wiatr, prezes zarządu MPK Tarnów. – Nasze autobusy zasilane CNG już w tym roku zastąpią w Tarnowie dużo mniej przyjazne dla środowiska i uciążliwe dla mieszkańców autobusy starej generacji zasilane olejem napędowym – dodał. – Nasze plany na przyszłość to struktura taboru składająca się w 1/3 z autobusów gazowych, 1/3 autobusów elektrycznych i 1/3 autobusów zasilanych biodieslem. W rezultacie staniemy się jednym z liderów ekologicznego transportu miejskiego w Polsce – podkreślił.

Dostawcą floty autobusów zasilanych gazem dla MPK Tarnów jest firma Scania Polska S.A. generalny dystrybutor i przedstawiciel Scania CV AB, światowego lidera w obszarze kompleksowych rozwiązań transportowych. To największa dostawa autobusów zasilanych paliwami alternatywnymi w historii Scania w Polsce. Wszystkie pojazdy zostaną wyprodukowa-

ne w fabryce Scania w Słupsku.

– Autobusy Scania CityWide 12LF CNG są przyjazne dla środowiska oraz pracują ciszej, niż te napędzane silnikami diesla, co z pewnością docenią pasażerowie oraz mieszkańcy Tarnowa. Nasze pojazdy gwarantują też charakterystykę pracy pozwalającą na ograniczenie zużycia paliwa, przez co są tańsze w eksploatacji. Obecnie pojazdy podmiejskie i miejskie Scania są dostępne w pełnej gamie alternatywnych układów napędowych – komentuje Andrzej Jaworski, dyrektor sprzedaży autobusów, Scania Polska S.A.

Scania przewodzi w dostarczaniu zrównoważonych rozwiązań transportowych, które mogą sprostać typowym wyzwaniom stawianym przez transport miejski. Należą do nich: utrzymanie zyskowności, niski poziom hałasu, poszanowanie dla środowiska oraz praca w intensywnym ruchu.

Marek Jankowski,
PGNiG Obrót Detaliczny



Fot. arch. PGNiG Obrót Detaliczny

PGNiG świętuje 50-lecie górnictwa naftowego w Zielonej Górze



Uroczystości uświetniła Grodziska Orkiestra Dęta. Fot. Archiwum Oddziału

Historia górnictwa naftowego na zachodzie Polski liczy sobie ponad pół wieku. To przede wszystkim historia PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze, powołanego w 1968 r. jako Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych oraz wyodrębnionych z niego w latach późniejszych PN Diament Sp. z o.o., dziś Exalo Drilling S.A. oraz PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji.

Złoty jubileusz zielonogórskich nafciarzy

Oficjalną część jubileuszu, która odbyła się 22 czerwca, rozpoczęliśmy od mszy św. w kościele pw. Matki Boskiej Częstochowskiej w Zatoniu. To właśnie tu – we wsi Zatonie, gdzie w 1968 r. odwierciliśmy pierwszy otwór jako Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych w Zielonej Górze, odbyła się uroczysta liturgia z udziałem kapłanów, którym przewodniczył biskup diecezji zielonogórsko – gorzowskiej ks. Tadeusz Lityński. Podczas mszy św. poświęcił on figurę św. Barbary, która powstała na zamówienie Oddziału w Zielonej Górze z okazji jubileuszu. Jest wykonana przez Małgorzatę Bukowicz, lokalną artystkę lubuską według jej projektu.

Po zakończeniu uroczystości w kościele odbyło się przecięcie wstęgi przy głowicy eksploatacyjnej symbolizującej minione wydarzenia. Towarzyszy jej tablica informacyjna opisująca wydarzenia sprzed pół wieku. Uroczystego ge-

stu odsłonięcia dokonali: prezes PGNiG SA Piotr Woźniak, dyrektorzy Oddziału w Zielonej Górze, Oddziału Geologii i Eksploatacji oraz prezes Exalo Drilling SA – Krzysztof Krupiński, Krzysztof Potera i Stanisław Niedbałec oraz biskup Diecezji Zielonogórsko-Gorzowskiej Tadeusz Lityński.

W dalszej części uroczystości, która miała miejsce w Filharmonii Zielonogórskiej, udział wzięli m.in. minister rodziny, pracy i polityki społecznej Elżbieta Rafalska, która jest posłanką ziemi lubuskiej, wicewojewoda lubuski Robert Paluch oraz przedstawiciele władz samorządowych. W obchodach jubileuszu udział wzięli także członkowie zarządów spółek z Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, dyrektorzy oddziałów, a także pracownicy i byli pracownicy związani z górnictwem naftowym w tej części Polski.



Podczas mszy św. w Zatoniu poświęcona została figura św. Barbary. Fot. Archiwum Oddziału



Przecięcie wstęgi przy pamiątkowej głowicy eksploatacyjnej. Fot. Archiwum Oddziału



Uroczysta akademia odbyła się w Filharmonii Zielonogórskiej. Fot. Archiwum Oddziału



Odznakę „Zasłużony dla Przemysłu Naftowego i Gazowniczego” wręczyli minister Elżbieta Rafalska i prezes PGNiG SA Piotr Woźniak. Fot. Archiwum Oddziału



Wśród gości jubileuszu byli przedstawiciele administracji rządowej i lokalnych samorządów. Fot. Archiwum Oddziału

Pół wieku pracy i rozwoju

– Kiedy patrzymy na historię zielonogórskiego oddziału, jesteśmy świadkami imponującej drogi, jaką przeszło górnictwo naftowe i gazownictwo w tej części Polski. Pierwsze wiercenie we wsi Zatonie sprzed pół wieku otworzyło nowy rozdział w historii naszej branży. Dziś Oddział w Zielonej Górze obejmuje swoim działaniem między innymi 18 kopalni ropy

naftowej i gazu ziemnego, wśród których znajdują się najnowocześniejsze w Europie instalacje – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – W najbliższym czasie planujemy włączenie do eksploatacji nowych odwiertów na trzech złożach, co znacznie zwiększy wydobycie węglowodorów na Niżu Polskim – dodał.

Podczas ceremonii wręczono odznaczenia górnictwa Zasłużony dla Przemysłu Naftowego

i Gazowniczego oraz Zasłużony dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa oraz związane z honorowym krwiodawstwem, gdyż Klub Honorowych Dawców Krwi PCK „Nafta” również świętuje jubileusz 50-lecia swojej działalności.

– „Za nami pół wieku pracy i ciągłego rozwoju” – podsumował Krzysztof Krupiński, dyrektor Oddziału PGNiG SA w Zielonej Górze. – „Zaczynaliśmy jako przedsiębiorstwo zajmujące się poszukiwaniami złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, dziś wytwarzamy aż osiem produktów handlowych. Oprócz wiodących: ropy naftowej i gazu ziemnego, również gaz skroplony LNG, koncentrat helu, mieszaninę gazu propan-butan, wysoki metan, siarkę i energię elektryczną”.

Następnego dnia – w sobotę 23 czerwca – bawiliśmy się na Naftowym Pikniku Rodzinnym na terenie Aeroklubu Ziemi Lubuskiej w Przylipie. W imprezie, podczas której organizatorzy zapewnili moc atrakcji dla dzieci i dorosłych, wzięło udział ponad 2 tysiące osób.

Michał Burkowski

Dorota Mundry

Dział Komunikacji i PR

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Na pamiątkę wydarzeń sprzed pół wieku obok kościoła w Zatoniu stanęła głowica eksploatacyjna i tablica informacyjna. Fot. Archiwum Oddziału

Górnictwo naftowe w Muzeum Ziemi Lubuskiej



W Muzeum Ziemi Lubuskiej w Zielonej Górze prezentowana jest wystawa pt. „Historia górnictwa naftowego na Niżu Polskim 1968-2018” przygotowana w ramach obchodów 50 lecia jubileuszu górników naftowych na zachodzie Polski.



Wystawa to zbiór elementów – związanych z przemysłem naftowym – zgromadzonych na przestrzeni lat przez zielonogórski Oddział PGNiG oraz Exalo Drilling SA. Przygotowana ekspozycja zawiera m. in.: elementy systemów wiertniczych, makiety konstrukcyjne, elementy skalne oraz próbki kopalin. Częścią wystawy jest również film dokumentalny prezentujący historię przemysłu naftowego na Niżu Polskim oraz wystawa okolicznościowych kufli barbórkowych. Ekspozycja będzie prezentowana do 12 sierpnia br., zapraszamy wszystkich odwiedzających Zieloną Górę w czasie urlopów do wizyty w muzeum.

Organizatorami wystawy są PGNiG SA w Warszawie Oddział w Zielonej Górze, Exalo Drilling SA oraz Muzeum Ziemi Lubuskiej.

Jolanta Pietras
Michał Burkowski
Dział Komunikacji i PR
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Ekspozycja przybliża tematykę powstawania oraz eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Fot. Archiwum Oddziału



Na wystawie prezentowany jest również aspekt ratownictwa górniczego. Fot. Archiwum Oddziału



Dziecięce wyobrażenia o pracy wiertników są dopełnieniem prezentowanej wiedzy. Fot. Archiwum Oddziału

LOTOS wśród liderów Rankingu Odpowiedzialnych Firm



Grupa LOTOS zajęła 2. miejsce w kategorii „Paliwa, energetyka, wydobywanie” w tegorocznej XII już edycji Rankingu Odpowiedzialnych Firm. W całym zestawieniu spółka uplasowała się na 6. pozycji. Wyniki ogłoszono podczas gali, która odbyła się 15 czerwca w Akademii Koźmińskiego w Warszawie.

To już jedenasty raz, kiedy Grupa LOTOS znalazła się w tym prestiżowym zestawieniu. Ranking gromadzi największe spółki w Polsce, które poddawane są szczegółowej analizie pod kątem jakości zarządzania społeczną odpowiedzialnością biznesu (CSR). Umożliwia to organizacjom dokonanie wiarygodnej oceny swojego zaawansowania w podejmowaniu wyzwań zrównoważonego rozwoju, jest także cennym instrumentem edukacyjnym.

– Zasady społecznej odpowiedzialności biznesu i zrównoważonego rozwoju są trwale wpisane w misję i system wartości naszej firmy. Do priorytetów Grupy LOTOS należy dzia-

łalność w zgodzie z oczekiwaniami otoczenia społecznego i biznesowego firmy oraz z uszanowaniem środowiska naturalnego. Osiągnięcie wysokiej pozycji w rankingu stanowi potwierdzenie o słuszności przyjętej przez nas polityki CSR we wszystkich obszarach działalności firmy – podkreśla Paweł Senator, dyrektor Pionu Marketingu w Grupie LOTOS, który odebrał nagrodę podczas gali ogłoszenia wyników rankingu w Warszawie (na zdjęciu poniżej).

Wśród kategorii podlegających ocenie w Rankingu Odpowiedzialnych Firm znalazły się: polityka zrównoważonego rozwoju, zarządzanie pozytywnym wpływem, odpowiedzialne prowadzenie biznesu, relacje z interesariuszami zewnętrznymi i wewnętrznymi, odpowiedzialne relacje z otoczeniem społecznym, jakość życia zawodowego, rozwój społeczny i wpływ na środowisko. Łącznie w Rankingu Odpowiedzialnych Firm wzięło udział 70 firm działających na polskim rynku.

Forum Odpowiedzialnego Biznesu oraz Global Compact Network Poland są partnerami merytorycznym zestawienia, które przygotowuje Bolesław Rok z Centrum Badań Przedsiębiorczości Pozytywnego Wpływu Akademii Leona Koźmińskiego i redaktor Jarosław Horodecki, zaś weryfikacją odpowiedzi zajmuje

się Deloitte. Ranking publikował Dziennik Gazeta Prawna.

Więcej informacji na stronie:
www.rankingodpowiedzialnychfirm.pl

Ranking Odpowiedzialnych Firm 2018 – TOP 10

1. Polpharma
2. Schenker Sp. z o.o.
3. Polska Grupa Energetyczna
4. Bank BGŻ BNP Paribas, Coca-Cola HBC Polska
5. ING Bank Śląski, Grupa Azoty
6. Grupa LOTOS, Bank Zachodni WBK, CCC SA, Lafarge w Polsce, Carrefour Polska Sp. z o.o., Tesco Polska, Grupa Raben
7. Bank Millennium, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA,
8. Kompania Piwowarska SA, Grupa VELUX, SITECH Sp. z o.o., Orange Polska
9. Bank Gospodarstwa Krajowego, Danone Sp. z o.o., NUTRICIA Sp. z o.o., Żywiec Zdrój SA, Carlsberg Polska, Energa SA, Lubelski Węgiel Bogdanka SA, Skanska Property Poland, Philips Lighting Poland sp. z o.o., Capgemini
10. SumiRiko Poland Sp. z o.o., CEMEX Polska Sp. z o.o.

Biuro Komunikacji
Grupa LOTOS S.A.

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

Jerzy
Zagórski

Prognozy rozwoju rynku energii do 2050 roku

W połowie 2016 r. *Statoil* – obecnie *Equinor* – przedstawił prognozę długofalowego rozwoju sytuacji na globalnym rynku energii nazwaną „Perspektywy energetyczne”. Siegała ona roku 2040 i przewidywała, że 40% energii elektrycznej będzie wtedy wytwarzane ze źródeł odnawialnych. Teraz okres objęty analizą wydłużono do roku 2050. Autorzy zwracają uwagę na obecną sytuację polityczną na świecie – w ostatnich miesiącach pojawiają się zagrożenia o nadzwyczajnej skali, zmieniające warunki działania producentów i odbiorców ropy. Formułowanie prognoz, nawet krótkoterminowych, nie mówiąc o długoterminowych, jest coraz trudniejsze. Opracowany przez *Equinor* pierwszy scenariusz popytu na ropę nazwany „Odnowa” jest spójny z celami paktu klimatycznego z Paryża i kładzie nacisk na ograniczenie wzrostu temperatury na Ziemi poniżej 2°C w stosunku do poziomu z epoki przedprzemysłowej. Scenariusz „Reforma” opiera się na kontynuacji obecnych trendów politycznych i technologicznych i zakłada do 2030 roku popyt na ropę w ilości 15 mln t/d oraz spadek do 14,2 mln t/d w 2050 r. W trzecim scenariuszu, określonym jako „Współzawodnictwo”, dominuje opis niestabilnego świata, wstrząsanego konfliktami, gdzie brak zaufania powstrzymuje kraje przed skutecznymi działaniami na rzecz klimatu. Demokratyczny styl rządów nie jest dominujący, w wielu państwach władzę sprawują autokracie i w tych warunkach troska o klimat schodzi na dalszy plan. Procesy takie, jak tempo elektryfikacji transportu, zmiany efektywności energetycznej i wydarzenia określane jako „czarne łabędzie” (np. przełom w technologii fuzji jądrowej w skali przemysłowej stanowiący potencjalne źródło bezpiecznej i zielonej energii) mogą poważnie wpłynąć na popyt na ropę naftową. W przytoczonych scenariuszach szacunki popytu na ropę wahają się od 8 mln t/d do 16,5 mln t/d. Autorzy uważają, że naturalny spadek obecnej produkcji będzie prawdopodobnie szybszy niż spadek popytu

i konieczne będą nowe inwestycje, aby wypełnić lukę. Nawet w scenariuszu „Odnowa” do roku 2050 potrzebne będzie 65,2 mld t z nowych zasobów, więcej niż wynosiła podaż ropy z OPEC w ciągu ostatnich 35 lat. Powtórzono też tezę sprzed 2 lat, że przyrost ilości energii odnawialnej nie wystarczy na pokrycie zapotrzebowania.



OPEC nieznacznie zwiększa wydobycie ropy

Oczekiwania i domysły co do przebiegu kolejnego spotkania OPEC i ewentualnych decyzji o zwiększeniu wydobycia ropy były jak zwykle ożywione i zróżnicowane. Działania prezydenta Trumpa spowodowały usztywnienie stanowiska Iranu, który żądał wprowadzenia do porządku obrad dyskusji o sankcjach USA i sprzeciwiał się zapowiadanemu zwiększeniu produkcji grożąc nawet wycofaniem się z udziału w konferencji. Niemal w ostatniej chwili przedstawiciele Arabii Saudyjskiej zażegnali konflikt. Dodatkowym czynnikiem był wzrost cen w połowie maja br. – cena ropy Brent zbliżyła się do 81 dolarów, cena WTI do 73 dolarów za baryłkę, co również powodowało obawy przed dalszym wzrostem cen. Ostatecznie członkowie OPEC zebrali się 22 czerwca br. na 174 Konferencji i potwierdzili swoją aprobatę dla obniżenia wydobycia ustanowionego w 2016 r., podkreślając wysoki stopień zgodności rzeczywistej produkcji z ustalonymi limitami. Do organizacji przyjęto Kongo, zwiększając liczbę członków OPEC do 15. Ostateczne decyzje zapadły następnego dnia, 23 czerwca na wspólnym spotkaniu ministrów krajów OPEC i spoza OPEC, któremu wspólnie przewodniczyli minister energii i przemysłu Zjednoczonych Emiratów Arabskich Suhail Mohamed Al Mazrouei i minister energii Rosji Aleksander Nowak. Ponownie stwierdzono, że sygnatariusze porozumienia z 2016 r. będą dążyć do przestrzegania w 100% uzgodnionych ograniczeń w okresie od 1 lipca br. dopuszczając jednak możliwość zwiększenia wydobycia. W komunikacie końcowym nie podano, jak duży może być ten wzrost, ale z wypowiedzi niektórych uczestników konferencji wynika, że jest to 136 tys. t/d. Komentatorzy wskazują, że zwiększenie produkcji w takich krajach jak Wenezuela czy

Iran ze względu na niepokoje wewnętrzne i sankcje będzie trudne i realnie będzie to 81 tys. t/d – zbyt mało, aby spowodować poważniejszą reakcję rynku.

Przed konferencją OPEC początkowo powtarzały się zapowiedzi wprowadzenia dalszych ograniczeń produkcji, aby utrzymać wysokie ceny ropy. Później pojawiły się informacje o wspólnych planach zwiększenia produkcji przygotowywanych przez Arabię Saudyjską i Rosję. Miała to być reakcja na wzrost wydobycia ropy w USA, przede wszystkim z formacji łupkowych. Ta perspektywa była niekorzystna dla mniejszych producentów i można było się spodziewać trudności w uzgodnieniu wspólnego stanowiska. Jednocześnie pod koniec maja po raz pierwszy pojawiła się liczba 136 tys. t/d jako wielkość proponowanego zwiększenia produkcji. Z innych doniesień wynikało, że postulatem Rosji był przyrost o 200 tys. t/d. Kolejną wiadomością potwierdzającą zamierzenia organizacji była wypowiedź przedstawiciela Arabii Saudyjskiej z 14 czerwca, który oznajmił, że intensyfikacja wydobycia jest „nieunikniona”. Przed samą konferencją okazało się, że z udziału wycofują się firmy amerykańskie, zgłoszone jako obserwatorzy. Zrezygnowały *ConocoPhillips*, *Continental Resources* i *Centennial Resources Development*, pozostały tylko *Hess Corp.* i *Pioneer Natural Resources*. Po konferencji cena ropy na giełdzie nowojorskiej wzrosła o 3 dolary, cena ropy Brent 25 czerwca wynosiła 74,17 dolara, a 29 czerwca 78,31 dolara.

Termin następnej konferencji OPEC wyznaczono na 3 i 4 grudnia 2018 r.



Dobra passa ExxonMobil w Gujanie

W czerwcu ub. roku po zakończeniu opróbowania wiercenia Lisa-2 w obrębie bloku koncesyjnego Stabroek przedstawiciel *ExxonMobil*, operatora na tym bloku, nazwał rejon Gujana-Surinam strefą odkryć klasy światowej (por. WNiG 1/18, str. 22). Najnowsze informacje z Gujany, po wynikach wiercenia Longtail-1 i szacunkowych ocenach zasobów wynoszących 435 mln t równoważnika ropy naftowej potwierdzają to określenie. Otwór Longtail-1 osiągnął głębokość 5504 m i przewiercił piaskowcową serię roponośną o miąższości 78 m. Głębokość wody wynosi 1940 m. Jest to ósme odkrycie w obrębie bloku Stabroek o powierzchni 26800 km², po złożach Liza,

Payara, Liza Deep, Snoek, Turbot, Ranger i Pacora. Sukcesy *ExxonMobil* zachęciły inne firmy i obecnie w rejonie Gujana-Surinam poszukiwania prowadzi *Anadarko*, *Apache*, *Chevron*, *CNOOC Nexen*, *Noble Energy*, *Equinor* (d. *Statoil*) i *Kosmos*. Ta ostatnia zanotowała w czerwcu niepowodzenie – w wierceniu Sorubim-1 w obrębie bloku sąsiadującego ze złożem Liza nie stwierdzono obecności węglowodorów w ilościach przemysłowych. Jest to rejon głębokowodny (głębokość wody dochodzi do 2700 m) i koszt produkcji jest wysoki, ale operator może uzyskać 2,7-5,4 mln t ropy z pojedynczego odwiertu w okresie eksploatacji, co jest bardziej opłacalne niż wydobycie ropy z formacji łupkowych w USA. Nie ma natomiast zapotrzebowania na gaz ze względu na brak infrastruktury i charakter gospodarki w tej części Ameryki Łacińskiej.



Czy powstanie OPEC+ ?

W tle przetargów w sprawie wielkości zwiększonego wydobycia ropy i ustalenia kwot produkcyjnych dla poszczególnych producentów na czwartej wspólnej konferencji 24 krajów OPEC i nienależących do OPEC 23 czerwca toczyły się też dyskusje, które mogą zaowocować umocnieniem sojuszu Arabii Saudyjskiej i Rosji w zakresie polityki na rynku naftowym. Taką tendencję można odczytać z wypowiedzi rosyjskiego ministra energii A. Nowaka. Jego słowa o potrzebie stworzenia modelu współpracy i nadaniu jej formy instytucjonalnej jako szerszej i trwalszej struktury zostały podchwyczone przez partnera rozmów na szczycie, ministra energii Arabii Saudyjskiej Khalida Al-Faliha. Dwaj najważniejsi decydenci byli zgodni w pozytywnej ocenie dwuletniego okresu funkcjonowania porozumienia o współpracy z 2016 r. Rozważane jest zaproszenie 24 krajów (członkowie OPEC i kraje nienależące do kartelu) do zrzeszenia się w formie stałej grupy, z własnym statutem i sekretariatem. Możliwe, że nowy ośrodek będzie zorganizowany na zasadach odmiennych niż w OPEC, gdzie obowiązuje formuła jeden członek - jeden głos. Wielcy producenci, przede wszystkim Arabia Saudyjska i Rosja, zapewne będą chcieli ustalić inne, korzystniejsze dla siebie parytety. Rosja i Arabia Saudyjska wydobywają łącznie ok. 2,8 mln t/d ropy, podczas gdy pozostali członkowie OPEC produkują 2,7 mln t/d. Powstanie takiego ośrodka koordynacyjno-dyspozycyjnego mogłoby stanowić wstrząs w świecie naftowym i naruszyć panujący od 60 lat porządek,

w którym jedno ugrupowanie steruje podażą ropy. Funkcjonowanie większej, liczącej 24 kraje struktury niesie ryzyko przekształcenia jej w klub dyskusyjny, który preferuje raczej cele taktyczne zamiast celów strategicznych. W komentarzach agencji Bloomberg przypomina się przy tej okazji losy Gas -Exporting Countries Forum, organizacji powołanej w 2008 r. Grupa istnieje, posiada stały sekretariat, zwołuje co roku spotkania, ale jej wpływ na podaż gazu ziemnego jest niewielki.

Relacje ministrów Al-Faliha i Nowaka zaczęły się w ostatnim czasie i ich wspólne działania niekiedy wyprzedzały lub omijały tradycyjne procesy decyzyjne w OPEC. Często występowali w mediach wspólnie prezentując swoje stanowiska. Dla Arabii Saudyjskiej nowa grupa będzie korzystna ze względu na zmniejszenie wpływu Iranu, głównego rywala na Bliskim Wschodzie.

Według statystyk „Oil & Gas Journal” z marca br., w 2017 r. wydobycie ropy na świecie wynosiło średnio 10,701 mln t/d, wydobycie OPEC 4,394 mln t/d, a wydobycie 10 krajów stowarzyszonych z OPEC 2,406 mln t/d. Jeśli powstanie nowy kartel obejmujący 24 kraje, to przy obecnym wydobyciu wynoszącym 6,8 mln t/d będzie kontrolował 63,5% światowej produkcji ropy.



Liban rozpoczyna poszukiwania na Morzu Śródziemnym

Liban zamierzał włączyć się do poszukiwań w Basenie Lewantyńskim na Morzu Śródziemnym w 2013 r., ale na przeszkodzie stały problemy wewnętrzne i dopiero w 2017 r. przeprowadzono pierwszy przetarg. Koncesję uzyskało konsorcjum w składzie *Total* (operator, 40% udziałów), *ENI* (40%) i rosyjski *Novatek* (20%). W końcu maja br. rząd libański przyjął przedłożony przez konsorcjum projekt poszukiwań w obrębie bloków 4 i 9. Koncesja jest wydana na okres 3 lat, pierwsze wiercenie będzie rozpoczęte w 2019 r. Teraz minister energii i wód Cesar Abi Khalil poinformował o przygotowaniach do drugiej rundy przetargowej pod koniec tego roku lub na początku 2019 r., ale nie sprecyzował, które z 10 bloków koncesyjnych będą objęte przetargiem. Skomplikowane relacje międzypaństwowe w regionie Morza Śródziemnego powodują napięcia przy ustalaniu granic stref ekonomicznych. Tak jest też w przypadku Libanu i Izraela, gdzie rozgraniczenie sektorów nie jest ostatecznie ustalone.



Spory wokół projektu gazociągu EastMed

Popierany przez Komisję Europejską projekt gazociągu EastMed (*Eastern Mediterranean*) transportującego gaz ze złóż we wschodniej części Morza Śródziemnego do południowej Europy powinien zacząć działać w 2025 r. Termin tak dużej, wielomiliardowej inwestycji może być zagrożony, ponieważ między udziałowcami tego przedsięwzięcia: Cyprzem, Egiptem, Izraelem i Włochami występują kontrowersje na tle praw do złóż lub kierunków rozwoju. W projekcie EastMed ważną rolę odgrywa odkryte w 2011 r. złożo Aphrodite znajdujące się przy granicy cypryjskiej strefy ekonomicznej. Jego niewielki skrawek znajduje się w strefie izraelskiej. Rząd izraelski twierdzi, że nie może zgodzić się na zagospodarowanie złoża w całości przez Cypr i rzec się tej części zasobów, ponieważ wtedy operatorzy z Izraela wystąpią na drogę prawną. Premier Benjamin Netanyahu i minister energii Yuval Steinitz prowadzą w tej sprawie negocjacje na Cyprze, ale w przypadku niemożności zawarcia ugody zapowiadają zwrócenie się do arbitrażu. Może to znacznie przedłużyć rozwiązanie sporu i opóźnić całość inwestycji.

Tymczasem ENI ogłosiło o odkryciu kolejnego złoża gazu na wodach Cypru. W wierceniu 1-Calypso NFW w obrębie bloku 6 stwierdzono horyzont gazonośny w utworach kredy i miocenu o znacznej miąższości. Skąły kredowe charakteryzują się doskonałymi własnościami zbiornikowymi, porównywalnymi z warunkami na złożu Zohr. Według wstępnych szacunków akumulacja może zawierać 170-230 mld m³ gazu. Odwiert osiągnął głębokość 3827 m, głębokość wody wynosi 2075 m.

Jerzy Zagórski

Źródła: Bloomberg, ENI, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Investor, OPEC, Pennenergy, Reuters, Upstream, World Oil.





Najnowocześniejszy blok energetyczny w Polsce oddany do eksploatacji

PKN ORLEN przekazał do komercyjnej eksploatacji największy niskoemisyjny blok energetyczny w Polsce o wysokiej sprawności i możliwości regulacji pracy. Zakończenie inwestycji w elektrociepłowni gazowo-parowej w Płocku oznacza, że do krajowego systemu energetycznego trafi kolejne 600 MW mocy. Sfinalizowanie projektu zdecydowanie umacnia pozycję koncernu na rynku energii elektrycznej, ale również jest korzystne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej 600 MWe i cieplnej 520 MWt, powstał na terenie płockiego zakładu rafineryjno-petrochemicznego. Obecnie jest to największa tego rodzaju elektrociepłownia w Polsce. Praca bloku opiera się o najnowocześniejsze dostępne technologie w zakresie ochrony środowiska (BAT- Best available technology). Wysoką sprawność produkcji energii elektrycznej na poziomie ok. 62 proc. zapewnia najnowocześniejsza na świecie turbina gazowa typu „H”. Będzie ona spalała gaz w wysokiej temperaturze, co oznacza minimalne zużycie paliwa na jednostkę energii, a w praktyce gwarantuje niski wpływ inwestycji na środowisko.

Konsekwentnie dążymy do budowy własnego zaplecza energetycznego, a sfinalizowanie płockiej inwestycji przybliżyło nas znacząco do tego celu. Zamierzamy maksymalnie wykorzystać szereg synergii płynących z funkcjonowania bloku w ramach Grupy ORLEN. Jednocześnie oddajemy do systemu kolejne megawaty mocy, istotnie zwiększając krajowe bezpieczeństwo energetyczne – powiedział Daniel Obajtek prezes Zarządu PKN ORLEN. Co istotne, oddanie największej polskiej inwestycji tego typu, nie będzie miało wpływu na stan środowiska naturalnego. Blok w Płocku wytwarzał będzie bowiem w jednym procesie technologicznym ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną, czyli kogeneracji. Jest to jedna z najnowocześniejszych technologii, oparta o gaz ziemny, czyli surowiec przyjazny dla środowiska i korzystny z punktu widzenia emisji CO₂ – dodał prezes PKN ORLEN.

Część wytworzonej mocy elektrycznej pobierze koncern. Reszta popłynie do krajowej

sieci elektroenergetycznej linią 400 kV. Tym samym zwiększy się bezpieczeństwo energetyczne odbiorców przemysłowych w centralnej części kraju, gdzie do tej pory nie było dużych mocy wytwórczych energii elektrycznej. Wytworzona para będzie natomiast w całości konsumowana przez aktywa produkcyjne Grupy ORLEN oraz lokalnych odbiorców.

Płocka inwestycja ma szczególne znaczenie przy rosnącym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w Polsce. Na początek czerwca 2018 r. przypadło kolejne rekordowe zapotrzebowanie na moc w systemie elektroenergetycznym, które wynosiło 23 tys. 429 MW. W tym czasie produkowano w Polsce 21 tys. 593 MW. Sytuację musiał ratować import energii z Niemiec, Szwecji i Litwy. Blok w Płocku umożliwi częściowe bilansowanie systemu energetycznego. Będzie bowiem produkował ok. 4 TWh, co stanowi obecnie ok. 4,5 proc. energii elektrycznej produkowanej w Polsce.

Kontrakt na blok gazowo-parowy w Płocku, którego prace budowlane rozpoczęto w 2015 roku, ORLEN zawarł z konsorcjum Siemens. Równocześnie z podpisaniem umowy na budowę, PKN ORLEN podpisał umowę na serwis głównych urządzeń bloku, która będzie obowiązywać około 12 lat od rozpoczęcia eksploatacji elektrociepłowni. Nakłady inwestycyjne wyniosły 1,7 mld zł.

Grupa ORLEN posiada obecnie bloki energetyczne w Polsce – w Płocku, Włodawku, Jedliczu i Trzebini, a także w Czechach – w Litwinowie, Spolanie, Kolinie i Pardubicach oraz na Litwie – w Możejkach. Oznacza to, że koncern dysponuje łącznymi mocami na poziomie 1,8 GWe i 6,1 GWt.



Unipetrol zwiększa produkcję paliwa lotniczego

Wchodzący w skład Grupy ORLEN czeski Unipetrol uruchomił produkcję paliwa lotniczego w rafinerii Litvínovie. Dotychczas było ono wytwarzane jedynie w Kralupach. Jest to efekt rosnącego popytu na paliwo lotnicze oraz nowych możliwości biznesowych, jakie pojawiają się w ramach działania w Grupie ORLEN. Uruchamiając produkcję w Litvínovie, Unipetrol zwiększy swoje moce produkcyjne w segmencie paliwa lotniczego o ok. 30 proc., do poziomu ok. 200 tys. ton rocznie. Nakłady inwestycyjne związane z rozszerzeniem produkcji przekroczyły 100 mln koron (ok. 16,5 mln zł).

Unipetrol jest jedynym w Czechach producentem paliwa lotniczego JET A-1, które nadaje

się do większości samolotów odrzutowych. Unipetrol, we współpracy z PKN ORLEN, jest dostawcą paliwa do portu lotniczego im. Václava Havla w Pradze oraz do Administracji Państwowymi Rezerwami Materiałowymi. PKN ORLEN jest również ważnym odbiorcą w praskim porcie, od kwietnia ubiegłego roku zaopatrując w paliwo linie lotnicze tankujące na tym lotnisku. Unipetrol planuje produkować do 200 tys. ton Jet A-1 rocznie, z czego około jedna trzecia będzie pochodzić z zakładu w Litvínovie.



ORLEN otwiera ranking „Listy 500”

PKN ORLEN uplasował się na pierwszym miejscu w prestiżowym rankingu największych polskich przedsiębiorstw opublikowanym przez dziennik „Rzeczpospolita”. Jednocześnie koncern został liderem plebiscytu „Filary Budżetu”.

– Pierwsze miejsce ORLEN-u na „Liście 500” Rzeczpospolitej” to powód do dumy. To dla nas potwierdzenie, że spółka pełni szczególną rolę w polskiej gospodarce. To również zobowiązanie, aby dalej umacniać pozycję w kraju i za granicą – powiedział Zbigniew Leszczyński, członek Zarządu PKN ORLEN ds. Sprzedaży. – Doskonale zdajemy sobie sprawę, jakie znaczenie ma długofalowy, trwały rozwój. Na tym opieramy naszą działalność, stąd planowane strategiczne inwestycje m.in. w obszarze petrochemii, czy energetyki wiatrowej. Dzięki kapitulce rankingu ale przede wszystkim dzięki pracownikom ORLEN-u, bez których budowanie tej pozycji i dalszy rozwój nie byłoby możliwe – dodał Zbigniew Leszczyński.

„Lista 500” Rzeczpospolitej to publikowany od 1999 roku ranking największych polskich przedsiębiorstw. Zestawienie opiera się na przychodach ze sprzedaży w poprzedzającym roku. PKN ORLEN został laureatem zestawienia już po raz 19. z rzędu. W tej edycji czołówka listy nie zmieniła się i za PKN ORLEN na kolejnych miejscach uplasowały się Jeronimo Martins Polska oraz PGNiG. W rankingu uplasowały się również spółki z Grupy ORLEN: ORLEN Paliwa (10 pozycja), Basell Orlen Polyolefins (97), ANWIL (142).

Razem ze statuetkami dla największych polskich firm wręczone zostały także Filary Budżetu. To ranking firm tworzony na podstawie wysokości płaconego podatku dochodowego. W tym roku PKN ORLEN został liderem w kategorii firm niefinansowych.

Biurowe
PKN ORLEN



Piotr Dziadzio



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

11-14.06.2018 r. w Kopenhadze odbyła się 80 Konferencja i Wystawa EAGE 2018, w której wzięli udział nasi przedstawiciele: Leopold Sułkowski i Jan Wójcik. Relacja z konferencji została zamieszczona na stronie internetowej SITP NiG i w WNiG.

15.06.2018 r. w Przemyslu odbyły się jubileuszowe spotkania z okazji 60-lecia Odkrycia Złoza Przemysl, w których uczestniczył sekretarz generalny SITP NiG.

21.06.2018 r. w Krakowie odbyło się spotkanie Komisji Kwalifikacyjnych działających przy oddziałach SITP NiG. W spotkaniu wzięli udział przewodniczący i członkowie Komisji z Sanoka, Krosna, Tarnowa, Łodzi i Poznania, sekretarz generalny SITP NiG – Piotr Dziadzio, dyrektor Ośrodka Szkolenia i Rzecznostwa – Katarzyna Matuszewska i dyrektor BZG – Jolanta Likus. Spotkanie poświęcone było omówieniu i ustaleniu jednolitych wzorów dokumentów wydawanych przez komisje: wniosków i świadectw kwalifikacyjnych a także zmian przepisów dotyczących działania komisji. Sekretarz generalny przedstawił obowiązującą Księgę wizualizacji SITP NiG, a dyrektor BZG podstawowe informacje związane z ochroną danych osobowych zgodnie z RODO.

22.06.2018 r. w uroczystościach obchodów 50-lecia Górnictwa Naftowego w Zielonej Górze z ramienia SITP NiG wzięli udział sekretarz generalny SITP NiG.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

70 urodziny

Władysław Sitek z Oddziału w Krośnie
Jan Izydorczyk z Oddziału w Łodzi,
Zdzisław Szpurek z Oddziału w Poznaniu
Anastazja Liwosz z Oddziału w Warszawie II,
Maria Gorzelańczyk z Oddziału w Sanoku,
Janusz de Lorme z Oddziału w Sanoku,
Zdzisław Płata z Oddziału w Tarnowie,
Józef Czajka z Oddziału w Zielonej Górze

80 urodziny

Romuald Zwara z Oddziału w Krakowie

85 urodziny

Władysława Nycz z Oddziału w Czechowicach-Dziedzicach

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



OFERTA WYDAWNICZA SITP NiG



KONTAKT / ZAMÓWIENIA:

ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków, tel. +48 12 421 32 47, e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, www.sitpnig.pl

Wyjazd naukowo-techniczny do siedziby firmy National Oilwell Varco w Ploesti



ODDZIAŁ W PILE



Marta Woźniak-Hoffmann

Zdyscyplinowani i chętni do poznania nowych miejsc i naftowych niuansów, wyjechaliśmy w 16-osobowej grupie 6 czerwca 2018 r. w środku nocy z Piły do Warszawy, by stamtąd wyruszyć do siedziby firmy National Oilwell Varco w Nagoi (obrzeża Ploesti) w Rumunii.

Ploesti jest ważnym ośrodkiem przemysłu, głównie wydobywczego. Na obrzeżach miasta zlokalizowanych jest wiele firm z branży naftowej rozpoznawalnych na całym świecie. To w tym mieście wyprodukowano głowicę przeciwerupcyjną, którą w 1981 roku użyto do likwidacji w Polsce erupcji otworu Daszewo 1. W miejscowości Brazi nieopodal Ploesti znajduje się największa w Rumunii rafineria ropy naftowej.

Tereny w pobliżu Ploesti bogate były w złoża ropy naftowej, której zasoby sprawiły, że rejon ten stał się w połowie XIX wieku jednym z najważniejszych ośrodków wydobycia i obróbki tego surowca na świecie. W ropę zaopatrywały się wojska niemieckie, jako że Rumunia zawarła sojusz z III Rzeszą. Miasto z tego powodu zostało zniszczone wsku-



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Pile

tek nalotów dywanowych wojsk alianckich w 1943 roku. Nie były to pierwsze zniszczenia w tym okresie. Trzy lata wcześniej tereny te poddane były silnemu trzęsieniu ziemi.

Baza NOV zajmuje powierzchnię 98425 m² i została otwarta w 2014 roku. W skład jej wchodzi trzy jednostki:

- NOV Downhole (narzędzia)
- NOV Reed Hycalog (świdry)
- NOV Fluid Control (płuczki wiertnicze)

Po obiedzie zostaliśmy oprowadzeni przez miejscowych, bardzo nam życzliwych

i zaprzyjaźnionych pracowników oraz specjalnie przybyłego na tę okazję Michała, którego większość z nas znała jeszcze z czasów, kiedy rozpoczynał naftowe szlify w pińskiej Nafcie. Z przyjemnością wysłuchaliśmy przygotowanej prezentacji, a następnie obejrzelśmy ośrodek, a także rozpoczęliśmy inwestycję laboratorium materiałów płuczkowych.

Będąc w Rumunii zwiedziliśmy kilka miejsc. Naszym przewodnikiem był mieszkający od kilku lat w Rumunii Polak, wywodzący się z Krakowa – pan Tomek. Dowiedzieliśmy



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Pile



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Pile

się m.in., że Rumunia ma o wiele czystsze powietrze niż Polska (z uwagi na zakończenie pozyskiwania energii z węgla kamiennego), spore pokłady złóż surowców naturalnych, w tym ropy i złota oraz – co ciekawe, kilka znaczących mniejszości narodowych. Te ostatnie na tyle silne, że zdarzają się całe skupiska ludzi od wieków nie posługujących się językiem rumuńskim, a np. tylko węgierskim. Poza tym pan Tomek zachwalał styl życia, bycia, jedzenia i picia Rumunów, niewłaściwie przez niektórych kojarzonych tylko z Cyganami, z którymi de facto nie mają wiele wspólnego.

Niespodziankom nie było końca, kiedy zobaczyliśmy „saski bunkier średniowieczny”. Czegoż bowiem spodziewać się po takiej zapowiedzi? Jakiegoś pomieszczenia o ograniczonej przestrzeni zapewne. Tymczasem



Fot. arch. SITPNIG Oddział w Pile



Fot. arch. SITPNIG Oddział w Pile



Fot. arch. SITPNIG Oddział w Pile

okazało się, że to właściwie wieś albo gród, w centrum którego znajdował się kościół a wokół pierścienie z małymi mieszkaniami, w których każda rodzina mieszkająca w Prejmer miała swój własny kąt, do którego uciekała w razie najazdów tureckich. Dawna saska precyzja była widoczna i w tym miejscu – każde mieszkanie miało swój numer, który znała określona rodzina i do którego każda z tych rodzin, w razie zagrożenia, bez chaosu uciekała. Co więcej, tam właśnie znajdowały się rodzinne spiżarnie, więc w przypadku najazdu nie było problemu z przenoszeniem jedzenia.

Dotarłszy do Brasova, weszliśmy do miasta jak należy – przez bramę. Brama Schei oddzielała od dawna rumuńskie przedmieścia od właściwego miasta – w czasach, gdy te tereny zajmowali Sasi, po przekroczeniu bramy tylko oni mogli tam zamieszkać. Aby przedstawiciele innych nacji mogli przekroczyć bramę, musieli czymś handlować – a to

serem, a to mieć ze sobą zboże albo jakieś płody ziemi czy inne towary.

W samym mieście powędrowaliśmy ciekawymi, spokojnymi uliczkami aż do jego centralnej budowli – czarnego kościoła, tak nazwanego z powodu wielowiekowej sadzy pokrywającej jego mury. Kolejny czas na medytację i modlitwę mogliśmy spędzić w zachowanej cerkwi greckiej z 1521 roku (właściwa była zbudowana w 1521 roku, a następnie przebudowana i rozbudowana w XVIII wieku) zbudowanej w stylu bizantyjskim, z niezwykłym freskiem nad portykiem i złotym ikonostasem. Ostatecznie, na zakończenie dnia udaliśmy się, by zwiedzić zamek Drakuli w miejscowości Bran. Niestety, chyba nikomu nie udało się go wypatrzyć.

Udaliśmy się również zwiedzić pałac Pelesz w Sinai, w którym jeszcze na początku XX wieku mieszkała rodzina królewska, a w którym zachowały się liczne ślady ich



Fot. arch. SITPNIG Oddział w Pile

bytności – od mebli, poprzez naczynia, obrazy, dywany, aż po elementy odzieży. Królowa Maria Aleksandra Wiktorja Sachsen-Coburg-Gotha, żona księcia Ferdynanda, która wg słów przewodnika mogła mieć romans z marszałkiem Józefem Piłsudskim, a który niewątpliwie w pałacu w Sinai gościł, pozostawiła po sobie próbkę talentów malarskich i dekoratorskich w małym pałacu, w tym pokój ze złotym sklepieniem. Głównych pomieszczeń nie udało nam się zwiedzić z uwagi na brak czasu i ich zamknięcie dla zwiedzających już o godzinie 16:30.

Ostatniego dnia poświęconego na zorganizowaną część wyprawy udaliśmy się na



Fot. arch. SITPNI Oddział w Pile



Fot. arch. SITPNI Oddział w Pile

objazd po najbardziej znanych placach Bukaresztu – placu Zjednoczenia, Uniwersyteckim, Rzymskim, Zwycięstwa, Charlesa de Gaulle'a, Prasy czy Rewolucji. Później mogliśmy doświadczyć manii wielkości Nicolae Ceausescu w największym, najcięższym, naj, naj budynku parlamentu. Niewątpliwie, robi on niesamowite wrażenie i widok zamieszczonych zdjęć nigdy nie odda tego ogromu i chęci udowodnienia wielkości Rumunii poprzez monumentalizm tak ważnej dla kraju budowli.

Gościliśmy w dzielnicy bankowej i dawnej dzielnicy targowej, w tym podziwiając podwójne dawnej petro-giełdy, kończąc kolejny dzień pełen wrażeń z „nieznanej” Rumu-



Fot. arch. SITPNI Oddział w Pile



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Pile



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Pile

nii w restauracji Caru Cu Bere, która wydaje posiłki od ponad 100 lat, a która mieści się w zabytkowym miejscu z ciekawymi freskami i rzeźbieniami. Restauracja, w której bywali najznamienitsi zarówno historycznie jak i współcześnie, między innymi The Rolling Stones, Edward Kennedy, Demi Moore czy Nicholas Cage jest znana z tradycyjnej rumuńskiej kuchni, której i my mogliśmy zakosztować siedząc w sali zarezerwowanej wcześniej dla klasy średniej – mieszczaństwa. Jedliśmy więc i znaną powszechnie mamałygę z gołąbkami innego niż polskie typu, jak i pastę z 'wybuchających' w piecu bakłażanów, czy papanasi deliciosi (czyli pączki oblane lokalnym serem z konfiturą wiśniową).

Nasyceni wrażeniami duchowymi, wizualnymi, jak i kulinarnymi wróciliśmy do Polski 10 czerwca. I o ile przygód przy starcie nie mieliśmy, o tyle powrót był bogaty w niespodzianki – najpierw zepsuł się bus, który miał nas odwieźć na lotnisko (udało się ostatecznie dotrzeć innym), a na końcu okazało się, że jeden z naszych busów, którymi mamy wrócić z Warszawy do Piły ma problem z akumulatorem. Dzięki sprawności kolegów i ten problem udało się pokonać i wreszcie około północy dotarliśmy zmęczeni, ale i szczęśliwi z udanej wyprawy do swoich domów.

Marta Woźniak-Hoffmann



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Pile

80 EAGE Konferencja i Wystawa Kopenhaga 11-14 czerwiec 2018



Fot. 1. Mała syrenka – pomnik baśniowej postaci symbol Kopenhagi. Fot. Jan Wójcik



Tegoroczna Konferencja i Wystawa EAGE, w tym roku odbyła się w Kopenhadze w pawilonach wystawowych Bella Center (fot.2). Konferencja odbyła się pod hasłem „Opportunities presented by Energy Transition” (możliwości przedstawione przez transformację energetyczną).

W wystawie wzięło udział 300 wystawców a w całym wydarzeniu uczestniczyło około 5500 osób. Wygłoszono 1116 referatów w 184 sesjach tematycznych. Odbyły się specjalne sesje dwu wspólnot: Women in Geoscience (Kobiety w naukach o ziemi) i Young Professional (Młodzi specjaliści). W sesji plenarnej odbyła się debata na temat roli ropy i gazu w erze transformacji energii. Brali w niej udział specjaliści z firm Total, Statoil i Wood Mackenzie. Następnie odbyła się ceremonia rozdania dorocznych nagród, którą poprowadził Prezes EAGE 2017/18 Jean Jacques Biteau (fot. 3). Po otwar-



Fot. 2. Centrum konferencyjne Bella Center. Fot. Jan Wójcik

ciu wystawy (fot. 4) odbyło się krótkie przyjęcie wstępne. Na wystawie wydzielono strefy specjalne między innymi Start_up Area i Digital Transformation Area. W trakcie konferencji od-

było się 18 Workshopów oraz 5 Short Courses, a także wycieczka geologiczna do rejonu Skaania związana z tematem gazu łupkowego.

SITPNiG, jak co roku podczas wystawy mia-



Fot. 3. Ceremonia otwarcia sesja plenarna. Fot. EAGE



Fot.4. Uroczyste otwarcie wystawy. Fot. Jan Wójcik

ło swoje stoisko, które cieszyło się dużym zainteresowaniem (fot. 5).

Przedstawiciele SITPNIg wzięli udział w uroczystym pożegnaniu prezesa Jean Jacques Biteau i równocześnie powitaniu nowego prezesa EAGE 2018/19 Juan Soldo. Prezes Biteau bardzo dobrze wspominał pobyt w Krakowie na 12. Polskim Kongresie Naftowców i Gazowników. Dyrektor generalny EAGE Marcel van Loon, który brał udział w 12. Polskim Kongresie, także bardzo dobrze ocenił poziom organizowanego przez SITPNIg kongresu i obiecał kontynuację i poszerzenie współpracy obu stowarzyszeń.

Przedstawiciele SITPNIg brali również udział w zebraniu oddziałów lokalnych EAGE Local Chapter (fot. 6). Na zebraniu podsumowano dotychczasową działalność oraz nakreślono plany na przyszłość.

W trzecim dniu konferencji odbyła się uroczysta kolacja Conference Evening w starej lokomotywni. W tej oryginalnej scenerii przystosowanej do takich wielkich uroczystości serwowano regionalne dania z track-foods a w zespole muzycznym grali między innymi członkowie zarządu EAGE.

W ostatnim dniu wystawy odbyło się spotkanie Zarządu EAGE ze stowarzyszeniami współpracującymi (fot. 7). Przedstawiono dalsze możliwości współpracy oraz przeprowadzono wiele rozmów na temat współdziałania. Współpraca SITPNIg z EAGE rozpoczęła się w roku 2004 i trwa do dzisiaj. W ciągu tego okresu zorganizowano wiele wspólnych kursów zawodowych oraz spotkań i wizyt. Obie strony wyrażają chęć kontynuacji dalszej współpracy.

Jan Wójcik



Fot. 5. Stoisko SITPNIg oraz grupa studentów AGH. Fot. Jan Wójcik



Fot. 6. Zebranie oddziałów lokalnych EAGE Local Chapter. Fot. EAGE



Fot. 7. Spotkanie Zarządu EAGE ze stowarzyszeniami współpracującymi. Fot. EAGE

Konferencja GAUS 2018



Sala plenarna, wykład prowadzi Paweł Poprawa, w tle materiały promocyjne partnerów konferencji. Fot. Anna Bałachowska (KSAF – Krakowska Studencka Agencja Fotograficzna AGH)

W dniach 5-8 kwietnia 2018 odbyła się największa ogólnopolska konferencja GAUS 2018, która po raz drugi miała miejsce w Europejskim Centrum Edukacji Geologicznej w Chęcinach. Została ona zorganizowana przez Geological Association of University Students (GAUS) oraz samorządy studenckie wydziałów geologicznych i górniczych Akademii Górniczo-Hutniczej, Politechniki Wrocławskiej i Uniwersytetu Warszawskiego.

W tym roku tematyka konferencji skoncentrowana była na zagadnieniach geologii inżynierskiej oraz geologii naftowej. W związku z tym zaproszono szereg firm związanych z tymi branżami m.in.: Aarsleff, Budimex, Geobrugg, IMG Monitoring, Keller, Miedzi Copper, Orlen Upstream, PGNiG SA (program edukacyjny Geo-



Warsztaty nt. konstrukcji map strukturalnych, na ekranie komputera i na telewizorze widoczny wynik ćwiczenia. Fot. Anna Bałachowska (KSAF – Krakowska Studencka Agencja Fotograficzna AGH)

Talent), Przedsiębiorstwo Geologiczno-Wiertnicze Pawlak, Skanska, Strabag i TPI. Wszystkie firmy zaprezentowały swoją działalność rynkową, jak również udostępniły możliwość wykonania praktyk, staży, bądź samego zatrudnienia.

Ważną rolę w organizacji konferencji GAUS 2018 odegrało Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Ga-

zowniczego. Koledzy z Oddziału Warszawa II i Oddziału w Zielonej Górze zorganizowali trzy warsztaty praktyczne, połączone z wykładami. Pierwsze zajęcia dotyczyły problematyki kartografii węglanej, a w szczególności metod konstrukcji map strukturalnych z wykorzystaniem oprogramowania ArcGIS. Zostały one poprowadzone przez kolegę Rafała Kudrewicza. Drugi warsztat dotyczył wykształcenia litologiczno-facjalnego dolomitu głównego (Ca2) – jednej z podstawowych formacji ropo- i gazonośnych na Niżu Polskim oraz metod i technik badawczych stosowanych do rozpoznania budowy geologicznej i własności zbiornikowych tej formacji geologicznej. Został on poprowadzony przez Pawła Zdanowskiego i Krzysztofa Wolańskiego w dwóch częściach wykładowej oraz praktycznej. Podczas części praktycznej uczestnicy zajęć interpretowali własności litologiczne i zbiornikowe na podstawie pomiarów geofizyki wiertniczej, a potem skonfrontowali swoje interpretacje z materiałem rdzeniowym zgromadzonym w Centralnym Magazynie Rdzeni PGNiG SA w Chmielniku. Z wizytą w Chmielniku związany był również wykład Katarzyny Kasprzyk na temat zastosowania elektronowej mikroskopii skaningowej w poszukiwaniach naftowych, a w szczególności w określaniu składu mineralnego spoiw i ich charakteru porowatości. Liczne grono uczestników tych zajęć pokazuje ogromne zainteresowanie jakie występuje wokół problematyki poszukiwań naftowych.

Konferencja zakończyła się konkursem referatów przygotowanych przez uczestników. W komisji konkursowej zasiadali przedstawiciele kadry naukowej oraz przemysłu.

Rafał Kudrewicz,
Krzysztof Waśkiewicz
SITPNiG Oddział Warszawa II

Krzysztof Barański
PGNiG SA, GeoTalent



Warsztaty nt. wykształcenia facjalnego dolomitu głównego; studenci zapoznają się z przechowywaniem prób okruchowych z wierceń; od lewej Katarzyna Kasprzyk (CRM Chmielnik), kol. Stanisław Chmielewski (CRM Chmielnik); Rafał Kudrewicz (Oddział W-wa II); uczestnicy warsztatów. Fot. Anna Bałachowska (KSAF – Krakowska Studencka Agencja Fotograficzna AGH)



Komisja oceniająca referaty studentów; od lewej dr hab. Anna Wysocka (prodziekan ds. studenckich WG UW), Krzysztof Wolański (Oddział w Zielonej Górze); studenci – uczestnicy konferencji. Fot. Anna Bałachowska (KSAF – Krakowska Studencka Agencja Fotograficzna AGH)

„Energia przyszłości” – debata o roli infrastruktury w umacnianiu bezpieczeństwa energetycznego Polski



Rola inwestycji infrastrukturalnych, takich jak Baltic Pipe i Terminal LNG, w rozwoju sektora paliwowo-energetycznego i umacnianiu bezpieczeństwa energetycznego Polski to główne tematy zorganizowanej przez Instytut Libertatis konferencji „Energia przyszłości”. W debacie, która odbyła się 22 czerwca 2018 r. w Warszawie, udział wziął Piotr Naimski, sekretarz stanu w KPRM, pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

Minister Piotr Naimski podczas dyskusji „Gaz w Polsce po roku 2022. Dywersyfikacja dostaw i budowa rynku” podkreślił, że funkcjonowanie Terminalu LNG w Świnoujściu ma duże znaczenie w umacnianiu niezależności energetycznej Polski i Europy Środkowo-Wschodniej oraz w rozwoju rynku gazu w tym regionie.

Zwrócił także uwagę, że drugim kluczowym elementem rozwoju infrastruktury gazowej w Polsce, obok rozbudowy terminalu, będzie realizacja projektu Baltic Pipe. Zaznaczył, że dzięki tej inwestycji nasz kraj uniezależni się od dostaw gazu z jednego źródła.

– Baltic Pipe umożliwi przesył do 10 mld m³ gazu rocznie, rozbudowany Terminal LNG w Świnoujściu będzie miał możliwość wprowadzenia do polskiego systemu 7,5 mld m³ gazu. Łącznie pokryje to zapotrzebowanie Polski na ten surowiec. Dzięki tym strategicznym inwestycjom będziemy mieć w pełni liberalny rynek gazu – powiedział.



Od lewej siedzą: dr Szymon Kardaś, Ośrodek Studiów Wschodnich, dr Dawid Plekarz, Instytut Staszica, Wojciech Jakóbiak, moderator, Piotr Naimski, sekretarz stanu w KPRM, pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Fot. arch. GAZ-SYSTEM



Fot. arch. GAZ-SYSTEM

Minister Naimski przypomniał także, że w tym tygodniu (20 czerwca 2018 r.) ogłoszony został preferowany wariant trasy planowanego gazociągu Baltic Pipe. Zaznaczył, że jeszcze przed końcem tego roku zostanie podpisana umowa pomiędzy Gaz-System i Energinet o budowie

gazociągu („construction agreement”). Zawarcie umowy będzie równoznaczne z podjęciem przez spółki ostatecznej decyzji inwestycyjnej.

– Potwierdza to, że harmonogram inwestycji jest systematycznie wdrażany w życie. Jesteśmy zdeterminowani, aby doprowadzić do realizacji projektu zgodnie z planem i na czas – dodał.

Instytut Libertatis od października 2016 r. organizuje wydarzenia, podczas których omawiane są istotne tematy gospodarcze, naukowe i kulturalne. Celem cyklicznie organizowanych debat jest poszukiwanie najlepszych rozwiązań dla zwiększenia jakości zarządzania krajem.

W konferencji „Energia przyszłości” udział wzięli m.in. przedstawiciele Ministerstwa Energii, Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, największych przedsiębiorstw branży paliwowo-energetycznej oraz świata nauki.



Fot. arch. GAZ-SYSTEM

GAZ-SYSTEM S.A.



Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego Nr 219

Z serii „Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego”, z nr 219, ukazała się praca autorstwa zespołu: **Andrzej Urbaniec, Łukasz Bajewski, Aleksander Wilk** pod tytułem „**Odzwierciedlenie budowy geologicznej brzeżnej części Karpat i ich podłoża (SE Polska) na podstawie reprocessingu i reinterpretacji profili sejsmicznych 2D**”.

Głównym celem prezentowanej pracy było stworzenie kompleksowego modelu geologicznego badanego rejonu brzeżnej strefy Karpat zewnętrznych wraz z zapadliskiem przedkarpackim, na podstawie interpretacji strukturalnej profili sejsmicznych 2D. Obszar badań usytuowany jest w południowo-wschodniej Polsce. Analizowany rejon cechuje się dużym stopniem skomplikowania budowy geologicznej ze względu na obecność licznych stref nasunięć w obrębie utworów jednostek karpaccich i miocenu sfałdowanego, jak również obecność kilku dużych stref dyslokacyjnych o różnych kierunkach przebiegu. Najniższe piętro strukturalne, występujące w podłożu zapadliska przedkarpacciego, stanowi w interpretowanym rejonie seria anchimetamorficznych skał neoproterozoiku, związanych genetycznie z blokiem małopolskim. Autochtoniczny kompleks osadów klastycznych, z wkładkami ewaporatów, wieku miocenijskiego, o bardzo zróżnicowanej miąższości (od około 150 m do ponad 3300 m) tworzy środkowe piętro strukturalne analizowanego rejonu. Najwyższe piętro strukturalne reprezentują z kolei utwory allochtoniczne pokrywy tektonicznej, które w analizowanym obszarze włączane są głównie w obręb trzech dużych jednostek tektonicznych: stebnickiej, borysławsko-pokuckiej i skolskiej. Dodatkowo

wyróżniane jest pasmo łusek zgłobickich, będących stosunkowo wąską strefą osadów miocenijskich o zróżnicowanym stopniu deformacji tektonicznej.

Dwa z dziewięciu analizowanych profili sejsmicznych poddano reprocessingowi w Zakładzie Sejsmiki Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, a wyniki uzyskane na podstawie tego reprocessingu zostały uwzględnione w trakcie interpretacji geologicznej. Odpowiedni dobór zarówno sekwencji przetwarzania, jak i parametrów aplikowanych do poszczególnych procedur, a tak-

Przeprowadzona interpretacja strukturalna dostarczyła nowych informacji, które mogą być wykorzystane do odtworzenia poszczególnych etapów rozwoju tektonicznego analizowanego obszaru. Przedstawiony model strukturalno-tektoniczny obrazuje znaczny stopień skomplikowania budowy geologicznej analizowanego rejonu oraz akcentuje wieloetapowość zjawisk tektonicznych zachodzących w poszczególnych okresach geologicznych. Obecny obraz strukturalny jest kompilacją efektów szeregu stopniowo nakładających się na siebie procesów, zachodzących w kolejnych epokach geologicznych.

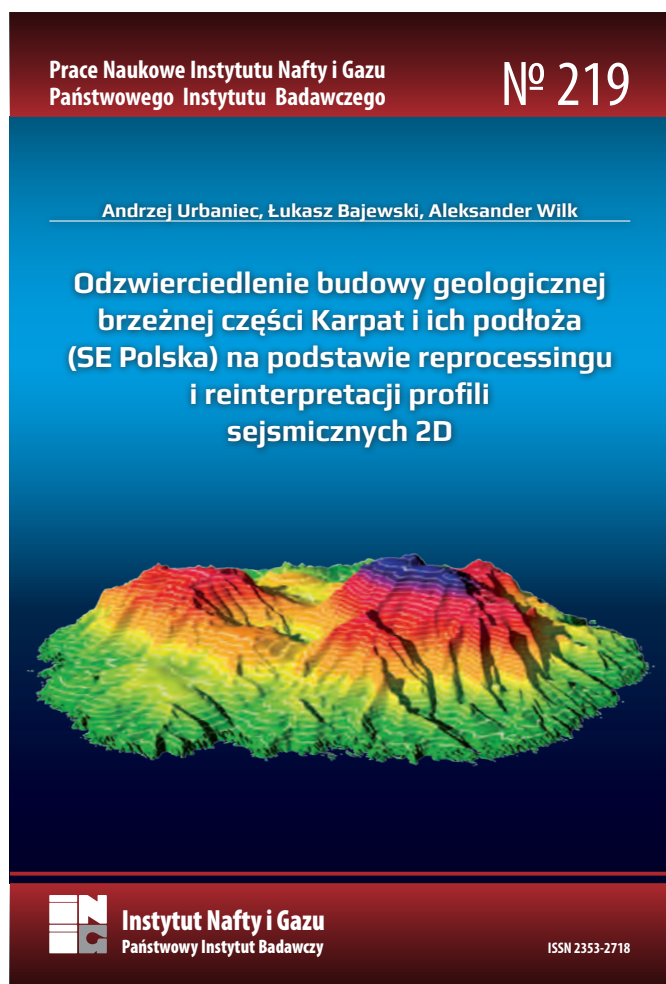
Przedstawiona koncepcja zakłada, że część głównych dyslokacji w analizowanym rejonie to strefy o bardzo starych założeniach tektonicznych (związanych z orogenezą hercyńską, a być może nawet starszych), które w swojej historii były wielokrotnie reaktywowane w różnych reżimach naprężeń. W trakcie etapu nasuwczego Karpat dochodziło do zderzenia górotworu ze strukturami podłoża, ułożonymi skośnie do głównego kierunku nasuwczego. Skośna kolizja powodowała reaktywację struktur podłoża, podczas gdy w obrębie jednostek karpaccich dochodziło do powstawania uskoku przesuwczych i nasunięć pozasekwencyjnych. Ostatni etap reaktywacji wspomnianych dużych stref uskokowych miał miejsce już po nasunięciu utworów fliszowych jednostki skolskiej i zachodził w reżimie przesuwczym.

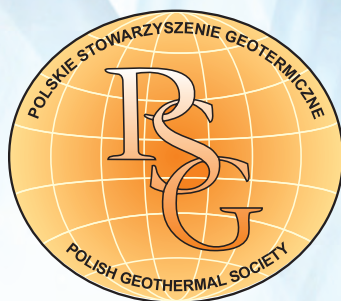
Cena egzemplarza:

60 zł netto (plus 5% VAT)

Koszt przesyłki: 5 zł brutto
za sztukę – list polecony

Zamówienia prosimy składać
e-mailowo: nafta-gaz@inig.pl
lub telefonicznie 12 617 76 32.





VI OGÓLNOPOLSKI KONGRES GEOTERMALNY

23–25 października 2018, Zakopane



www.energia-geotermalna.org.pl/kongres

A tall oil drilling rig stands against a dramatic sky at sunset or sunrise, with orange and blue hues. The rig is silhouetted against the bright horizon. The sky is filled with soft, wispy clouds. The rig's structure is complex, with many vertical and horizontal beams. The overall scene is industrial and serene.

Lider w poszukiwaniach i wydobyciu

PGNiG od lat jest jedną z największych spółek paliwowych w Europie Środkowo-Wschodniej. Firma dostarcza gaz ziemny i ropę naftową dla odbiorców indywidualnych, instytucji, a także największych przedsiębiorstw.

PGNiG stale rozwija segment poszukiwań i wydobywania gazu oraz ropy naftowej, stawiając na dywersyfikację dostaw.

Obecnie prowadzi odwierty i eksploatację złóż w Polsce, Norwegii oraz w Pakistanie.