

NR 12 (242)
grudzień
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



Recenzenci czasopisma Wiadomości Naftowe i Gazownicze

dr hab. inż.	Barczyński Andrzej	Polska Spółka Gazownictwa
dr inż.	Bednarz Stanisław	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Blicharski Jacek	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Capik Marek	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Dudek Alfons	niezależny ekspert
prof. dr hab.	Ernst Tomasz	Polska Akademia Nauk
dr inż.	Gebhardt Zdzisław	Instytut Nafty i Gazu PIB
prof.dr hab. inż.	Gonet Andrzej	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Herman Zdzisław	PGNiG Oddział Zielona Góra
dr inż.	Janowski Mirosław	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. ndzw.dr hab.	Jarosiński Marek	Państwowy Instytut Geologiczny PIB
prof. dr hab. inż.	Jarzyna Jadwiga	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof.ndzw.dr hab.inż	Jędrzejowska-Tyczkowska Halina	Instytut Nafty i Gazu PIB
dr inż.	Kasza Piotr	Instytut Nafty i Gazu PIB
dr inż.	Kiełt Marian	Geofizyka Toruń
dr inż.	Kossowicz Ludwik	Instytut Nafty i Gazu PIB
prof. dr hab. inż.	Kostecki Andrzej	Instytut Nafty i Gazu PIB
prof. dr hab. inż.	Kotarba Maciej	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof.dr.	Krasodomski Michał	Instytut Nafty i Gazu PIB
dr hab. inż.	Łaciak Mariusz	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż.	Macuda Jan	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. ndzw.dr hab.inż.	Matyasik Irena	Instytut Nafty i Gazu PIB
prof.zw.dr hab. inż.	Nagy Stanisław	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Oleksiak Stanisław	Instytut Nafty i Gazu PIB
dr inż.	Pałuchowska Martynika	Instytut Nafty i Gazu PIB
dr inż.	Papiernik Bartosz	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż.	Pietsch Kaja	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż.	Pilecki Zenon	IGSMiE PAN
dr hab. inż.	Rybicki Czesław	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Rzepka Marcin	Instytut Nafty i Gazu PIB
dr hab. inż.	Sechman Henryk	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Semyrka Roman	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof.zw.dr hab.inż.	Siemek Jakub	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr	Sienkiewicz Marcin	Uniwersytet Wrocławski
dr inż.	Słupczyński Kazimierz	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Solecki Tadeusz	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Sowiżdżał Anna	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Sowiżdżał Krzysztof	Instytut Nafty i Gazu PIB
prof. zw.dr hab. inż.	Stopa Jerzy	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. ndzw.dr hab.	Such Piotr	Instytut Nafty i Gazu PIB
dr hab. inż.	Szurlej Adam	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż.	Ślusarczyk Ryszard	Akademia Górniczo-Hutnicza
prof.ndzw.dr hab. inż.	Tarkowski Radosław	IGSMiE PAN
prof. dr hab. inż.	Tarnawski Zbigniew	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Uliasz Małgorzata	Instytut Nafty i Gazu PIB
dr inż.	Witek Maciej	niezależny ekspert
dr hab. inż.	Więclaw Dariusz	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż.	Wojnarowski Paweł	Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż.	Zajeziarska Anna	Instytut Nafty i Gazu PIB



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Oddajemy Państwu ostatni w tym roku numer „Wiadomości...” mając jednocześnie nadzieję, że dostarczane Wam w całym roku, i w tym numerze informacje znajdowały i znajdą swoich odbiorców. Rozmawiając z wieloma z Was wiem, że pewne informacje były dostępne jedynie w naszym czasopiśmie, szczególnie, ale i nie tylko, te dotyczące Stowarzyszenia, jego działalności oraz naszych Członków. Cieszę się z tego bardzo – po to właśnie jesteśmy. Nasza działalność opiera się na szerokiej współpracy z polskimi firmami branżowymi i ich wsparciu, zarówno merytorycznym jak i finansowym, za co w tym miejscu dziękuję.

Zbliżają się święta Bożego Narodzenia oraz Nowy Rok. Tradycyjnym zwyczajem w imieniu zespołu redakcyjnego oraz Rady Programowej „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych, wszystkim Czytelnikom, Autorom i Współpracownikom, Sponsorom oraz Członkom SITPniG składam najserdeczniejsze życzenia świąteczne. Nowym Rok niech będzie dla Was okresem nowych wyzwań zarówno zawodowych jak i tych, które stawiamy przed sobą w życiu prywatnym. Życzę Wszystkim Wam zdrowia i wytrwałości w pokonywaniu życiowych trudności i realizacji nawet z pozoru trudnych zadań.

Jako informacje uzupełniające do tego wydania wspomnę jedynie o dwóch ważnych wydarzeniach, które powinny dotrzeć do szerokiego grona czytelników są to: zakończenie 24. Sesji Konferencji Stron Ramowej Konwencji ONZ w Sprawie Zmian Klimatu COP24. Konferencja odbyła się dniami od 2 do 15 grudnia 2018 roku w Katowicach, na której po dwóch tygodniach dyskusji i negocjacji, osiągnięto porozumienie wszystkich państw ONZ. Przyjęty na niej został tzw.

„Pakiet Katowicki” (mapa drogowa) realizacji Porozumienia paryskiego z 2015 r., w którym państwa zobowiązały się do określonych działań na rzecz klimatu. Zgodnie z podpisanym dokumentem zadaniem poszczególnych państw uczestniczących w COP24 będzie podjęcie działań na rzecz zatrzymania globalnego ocieplenia na poziomie 2°C lub 1,5°C, czyli powyżej średniej temperatur sprzed rewolucji przemysłowej. Zawarte porozumienie wyznacza również jednolite standardy pomiaru zmian klimatycznych i wprowadza mechanizmy wsparcia biedniejszych krajów, które mają kłopoty z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych. Katowice stały się po Kioto i Paryżu bardzo istotnym punktem w drodze do zrównoważonej globalnej polityki klimatycznej. W Pakiecie Katowickim poszczególne państwa przyjęły ścieżki, którymi każde z nich będzie podążać, aby zintensyfikować działania na rzecz ochrony klimatu. W szczycie klimatycznym COP24 wzięło udział ponad 21,5 tysiąca osób, które reprezentowały prawie 200 państw z całego świata.

Drugą informacją, prawie z ostatniej chwili jest zawarcie wiążącej długoterminowej (20-letniej) umowy na dostawy gazu skroplonego LNG pomiędzy PGNiG a z firmą Port Arthur LNG, LLC, spółką zależną Sempra Energy. Umowa ta zakłada zakup przez PGNiG ok. 2 mln ton LNG rocznie (tj. około 2,7 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji) przez 20 lat od 2023 roku. Jest to strategiczna decyzja zapewniająca bezpieczeństwo dostaw surowca gazowego do Polski (i trzecia z kolei) po zakończeniu kontraktu jamalskiego w 2022 roku, a również ściśle wpisująca się w ustalenia wynikające z Pakietu Katowickiego.

Wszystkim Czytelnikom, życzę ciekawej lektury jako przerywnika podczas świąteczno-noworocznych spotkań.

Prosto Dubalio

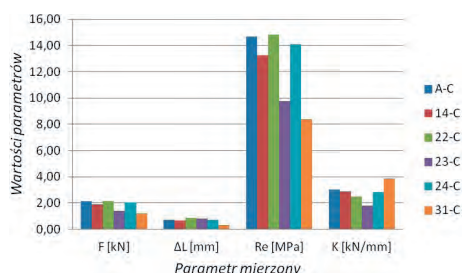


NAUKA I TECHNIKA

- Potencjał poszukiwawczy prowincji naftowych w Polsce 4



- Analiza możliwości wykorzystania odpadowych tworzyw sztucznych w procesie produkcji płyt drogowych 13



ENERGIA I GEOTERMALNA

- DGK Niemiecki Kongres Geotermalny Essen 2018 17



WIEŚCI Z POLSKICH FIRM

- Gas Storage Poland wdrożyła i stosuje System Zarządzania Jakością, System Zarządzania Środowiskowego, System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy 18
- Ćwiczenia ratowniczo-pożarnicze 20



- Rekordowe wyniki spółki Polskie LNG na skalę europejską 21
- Konkurs prac dyplomowych – GeoTalent 22



KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA

- PGNiG z ostateczną zgodą na objęcie udziałów w złożu Tommeliten Alpha 24
- PGNiG rozpoczyna poszukiwania węglowodorów w Zjednoczonych Emiratach Arabskich 24
- Przyrost zasobów ropy i gazu na świecie niemal niewidoczny 24
- Co najmniej przez pół roku mniej ropy z OPEC 26
- Brytyjski gaz z łupków nadal trudno dostępny 26
- Dziesiąte odkrycie ropy w Gujanie 26
- Konsorcjum Polenergia-Equinor 26

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 Aplus s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 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. – PMG Wierzchowice. Fot. arch. PGNiG SA

- Kalendarium 27
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 27
- Rozstrzygnięcie konkursu na wolontariusza podczas 6. Forum Młodzieży w Petersburgu w 2019 r. 27
- X posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG 28
- Posiedzenie Rady Programowej WNiG i WN 29
- Posiedzenie Kapituły Honorowej Szpady SITPNiG 29
- Pomnik historii dla XIX wiecznej kopalni ropy naftowej w Bóbrce 30



- Posiedzenie Komisji ds Historii i Muzealnictwa 31
- Dni Polskie w Rumunii 31

NASZE WSTAWIENIE.

- Gruzja i Azerbejdżan, wrzesień/październik 2018 33



- Wycieczka naukowo-techniczna do Grot Krysztalowych w Wieliczce 39

KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

- Seminarium Koła SITPNiG przy Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu 40

TRADYCJA W KULTURĘ.

- Niech żyje nam górniczy stan! 41



- Obchody Barbórki Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG SA 42



- Barbórka w Instytucie Nafty i Gazu 43

DLA ZACHOWANIA W PAMIĘĆ.

- Krakowscy inżynierowie 100-lecia Niepodległości – Mieczysław Seifert 44

**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

Potencjał poszukiwawczy prowincji naftowych w Polsce



Paweł Poprawa



Bartosz Papiernik



Piotr Krzywiac



Grzegorz Machowski



Andrzej Maksym

Exploration potential of the Polish petroleum provinces

Abstract

For a few decades the M.K. Hubbert's concept of the peak oil/peak gas was a paradigm of the energy sector. However, in a case of US, the 'shale revolution' brought a rejuvenation of gas and oil production from mature petroleum provinces. In Poland, where further production increase was regarded as unrealistic, during the last decade intensive exploration for new types of hydrocarbon accumulations were conducted. The most encouraging results were obtained on subconventional hybrid gas play in the Miocene Carpathian Foredeep. In the Outer Carpathians tight oil/gas and shale oil/gas potential was identified. Geological constraints allowed to postulate possible development of Basin Centered Gas System in the Upper Silesian Basin. For more than a decade exploration wells were drilled on Rotliegend tight gas targets, and results of some of the wells give indication for possible commercial production. Significant progress was obtained also in the Western Pomerania, where new potential within Variscan extensional half grabens was recognized. Moreover, available data indicate possible presence of tight gas accumulations in the Carbonifer-

ous of the Fore-Sudetic Monocline. The most intensive exploration for unconventional hydrocarbon accumulations was concentrated so far on the Lower Paleozoic shale in the Baltic-Podlasie-Lublin Basin, although the results were not commercial. Cumulated scale of possible recoverable resources of unconventional hydrocarbon fields in Poland is preliminary estimated for 1000-2000 Bcm of gas and 500-2000 MM bbl of oil.

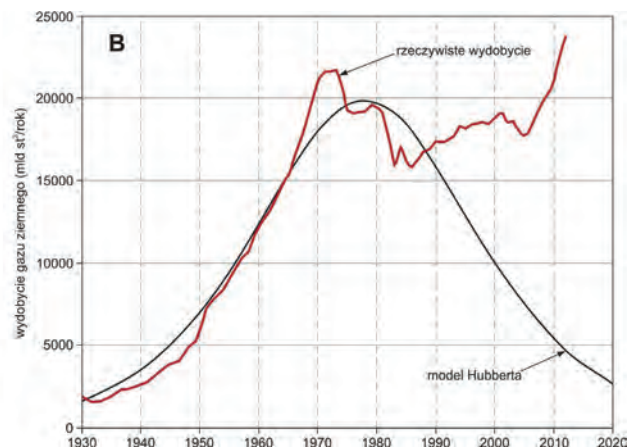
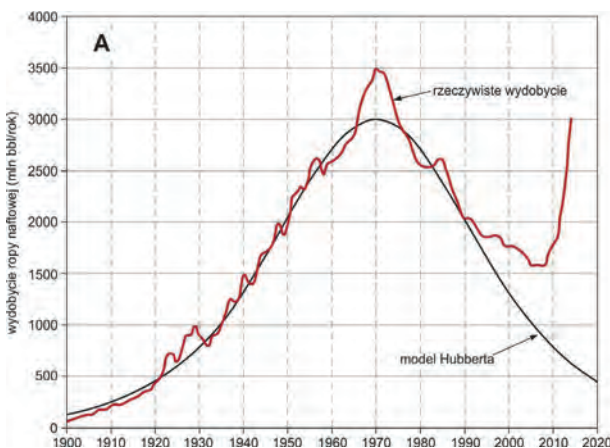
Streszczenie

Przez kilka dekad koncepcja M.K. Hubberta, dotycząca szczytu wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, stanowiła w sektorze energetycznym paradygmat. Jednakże w przypadku USA 'rewolucja łupkowa' doprowadziła do trwałej rewitalizacji wydobycia w dojrzałych prowincjach naftowych. Również w Polsce, gdzie perspektywy znaczącego zwiększenia wydobycia uznawano za mało realne, w ostatniej dekadzie przeprowadzono prace poszukiwawcze, dotyczące nowych rodzajów złóż węglowodorów. Najbardziej obiecujące wyniki przyniosły poszukiwania i testy związane subkonwencjonalnym, hybrydowym systemem naftowym w zapadliku przedkarpackim. W Karpatach zewnętrznych zdefiniowano perspektywy dla poszukiwań zamkniętej ropy/gazu oraz łupkowej ropy/gazu. W odniesieniu do basenu górnośląskiego

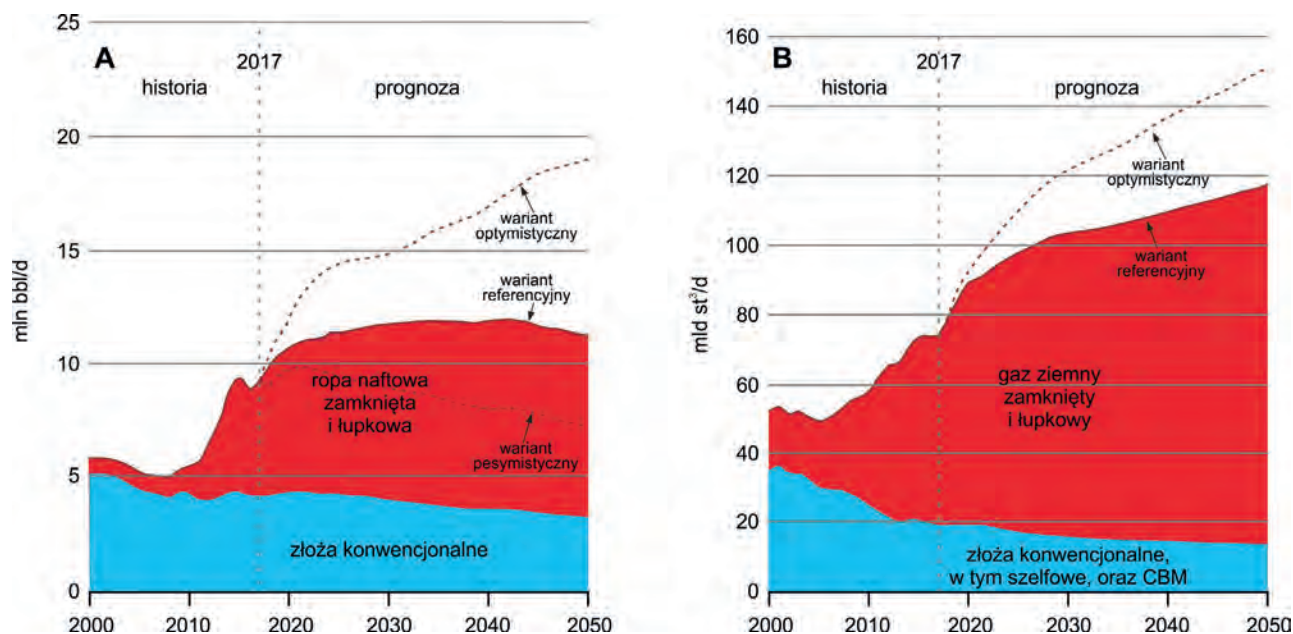
zdefiniowano przesłanki na rzecz możliwego występowania akumulacji zamkniętego gazu w centralnych strefach basenu. Od ponad 10 lat rozwiercane są także akumulacje gazu zamkniętego w czerwonym spągowcu, a wyniki niektórych otworów można uznać za bardzo obiecujące z komercyjnego punktu widzenia. Obecnie istotny postęp dokonał się na Pomorzu Zachodnim, gdzie udokumentowano perspektywy poszukiwawcze w obrębie waryscyjskich, ekstensyjnych rowów tektonicznych. Istnieją ponadto przesłanki na rzecz występowania akumulacji zamkniętego gazu ziemnego w utworach karbonu monokliny przedsudeckiej. Jak dotąd najbardziej intensywne prace poszukiwawcze za niekonwencjonalnymi złożami węglowodorów w Polsce skoncentrowano na dolnopaleozoicznych łupkach w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim, jednakże uzyskując wyniki o charakterze niekomercyjnym. Skalę potencjalnych, skumulowanych zasobów wydobywalnych złóż niekonwencjonalnych w Polsce można wstępnie ocenić na co najmniej 1000-2000 mld m³ gazu ziemnego oraz 500-2000 mln baryłek.

Wstęp

W historii przemysłu naftowego bardzo istotnym zdarzeniem było zdefiniowanie na przełomie lat 50'tych i 60'tych ubiegłego stulecia przez Mariona Kinga Hubberta, geofizyka



Rys. 1. Koncepcja szczytu wydobycia węglowodorów – wydobycie gazu ziemnego (A) i ropy naftowej (B) w USA przewidywane przez Hubberta (1956; 1962) oraz rzeczywiste. Wzrost wydobycia w stosunku do koncepcji Hubberta w ostatnich dekadach wiąże się z udostępnianiem nowych, niekonwencjonalnych złóż.



Rys. 2. Historyczne i przewidywane wydobycie węglowodorów ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych w USA (wg. EIA, 2018), wskazujące na przyszły wzrost znaczenia złóż niekonwencjonalnych w wydobyciu: A – gazu ziemnego (st – stopy), oraz B – ropy naftowej (bbl – baryłki).

z firmy Shell, koncepcji szczytu wydobycia ropy naftowej (*peak oil*) i gazu ziemnego (*peak gas*) (Hubbert, 1956, 1962). Koncepcja ta, pierwotnie odnośna do wydobycia węglowodorów w USA zakładała, że amerykańskie wydobycie ropy naftowej osiągnie maksymalny poziom około 1970 roku (Rys. 1A), zaś gazu ziemnego pod koniec lat 70-tych XX wieku (Rys. 1B), po czym z uwagi na wyczerpywanie się złóż w dojrzałych prowincjach naftowych zaczną one systematycznie maleć. Przez około trzy dekady, tj. w przybliżeniu do końca lat 90-tych, koncepcja ta zyskiwała praktyczne potwierdzenie, z uwagi na co zaczęto odnosić ją również do skali globalnej. Była ona traktowana jako paradygmat jeszcze nawet do początku XXI wieku (np. Defeyes, 2001; Cavallo, 2004).

Jednakże w latach 90-tych XX wieku oraz w pierwszej dekadzie XXI wieku nastąpiło w USA stopniowe rozminięcie się modelu Hubberta, przewidującego szybki spadek wydobycia węglowodorów, ze wzrostowym trendem ich rzeczywistego wydobycia (Rys. 1A, 1B). W przypadku gazu ziemnego wiązało się to początkowo z udostępnianiem przede wszystkim nowych złóż gazu zamkniętego (*tight gas*), a w mniejszym stopniu także metanu pokładów węgla. Począwszy od ok. 2005-2007 roku w USA nastąpił jeszcze szybszy wzrost wydobycia tego surowca (Rys. 1B), spowodowany odkryciem i udostępnieniem dużych złóż gazu łupkowego. Wraz z załamaniem się cen gazu ziemnego w Ameryce Północnej około 2008 r., wysiłki tamtejszego sektora przemysłu naftowego, specjalizującego się w złożach niekonwencjonalnych, przeniesione zostały na udostępnianie złóż ropy łupkowej. Doprowadziło to do spektakularnego

wzrostu wydobycia ropy w USA począwszy od przełomu pierwszej i drugiej dekady bieżącego stulecia (Rys. 1A). W efekcie tych zjawisk pojęcie „*peak oil*” i „*peak gas*” uległy całkowitej dewaluacji, a dojrzałe prowincje naftowe w Ameryce Północnej zyskały nowy etap rozwoju.

Dominujące obecnie poglądy przyjmują, że rewolucja łupkowa, a także rozwijające się nieco w jej cieniu wydobycie zamkniętej ropy naftowej (*tight oil*) i zamkniętego gazu ziemnego, nie są zjawiskiem chwilowym i w przyszłości mogą zdominować rynki naftowe. W przypadku USA przewidywana jest przyszła, zdecydowana dominacja wydobycia węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych, zarówno w przypadku ropy naftowej (Rys. 2A), jak i gazu ziemnego (Rys. 2B). Na mniejszą skalę podobny trend przyjmuje się również do skali globalnej (np. EIA, 2018).

W Polsce poszczególne prowincje naftowe (Rys. 3) od lat doświadczają stopniowego spadku wydobycia węglowodorów. Obecne wydobycie gazu utrzymuje się na poziomie około 5 mld m³ rocznie, co stanowi poniżej 1/3 krajowej konsumpcji gazu, zaś wydobycie ropy naftowej wynosi zaledwie 6,7 mln baryłek rocznie, co odpowiada około 3,5 % krajowego zapotrzebowania na ten surowiec. Pozostałe do wydobycia, udokumentowane zasoby wynoszą w przypadku gazu ziemnego około 117 mld m³, zaś w przypadku ropy naftowej około 170 mln baryłek (wg: Szufflicki i in., 2018). Stanowią one odpowiednik jedynie około 7 letniego łącznego, krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny, zaś w przypadku ropy naftowej są niższe od rocznej krajowej konsumpcji tego surowca.

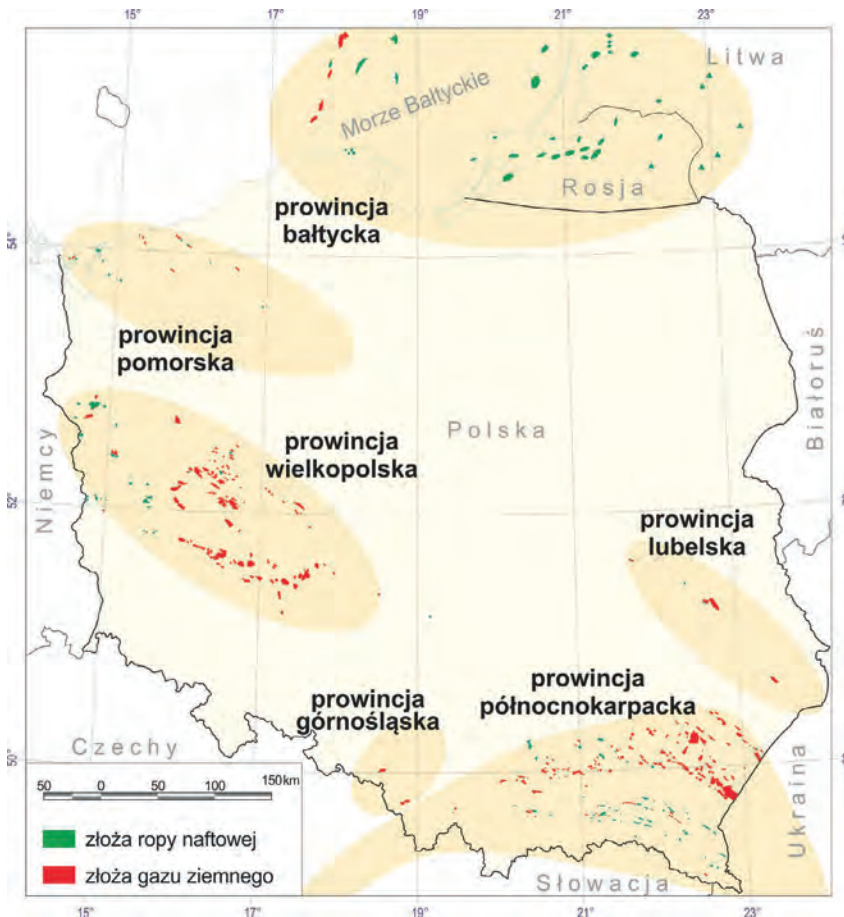
Nowe koncepcje poszukiwawcze, rozwinięte w USA i Kanadzie, są obecnie wprowadzane

w licznych, dojrzałych prowincjach naftowych na świecie. Również w Polsce koncepcje złóż gazu i ropy zamkniętych, łupkowych, metanu pokładu węgla i systemów hybrydowych uwioczniają znaczącej skali nowy potencjał poszukiwaczy. Niniejszy artykuł stanowi przegląd innowacyjnych koncepcji eksploracyjnych, aplikowanych obecnie w Polsce, wraz z próbą przybliżonej oceny skali ich skumulowanego potencjału zasobowego.

Karpaty zewnętrzne i miocieńskie zapadlisko przedkarpackie (prowincja północnokarpacka)

Prowincja północnokarpacka (wg: Pawłowicz, 2006), określana również jako prowincja małopolska (wg: Karnkowski, 1997), obejmuje pas nasuwczo-fałdowy Karpat zewnętrznych i miocieńskie zapadlisko przedkarpackie (Rys. 3). Jest to prowincja bardzo dojrzała pod względem poszukiwań i wydobycia węglowodorów. W obrębie Karpat zewnętrznych, jednego z pionierskich obszarów powstawania przemysłu naftowego, wydobycie ropy naftowej prowadzone jest od około połowy XIX, zaś w zapadlisku przedkarpackim eksploatacja gazu ziemnego ma miejsce od lat 40-tych XX wieku (Karnkowski, 1993a).

W zapadlisku przedkarpackim, o pierwotnych zasobach 153 mld m³ gazu ziemnego, pozostałe do wydobycia zasoby konwencjonalnych złóż wynoszą 28,8 mld m³ (wg: Szufflicki i in., 2018). W jeszcze większym stopniu zużyte są zasoby węglowodorów w polskiej części Karpat zewnętrznych, gdzie pozostające do wydobycia zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej wynoszą zaledwie około 5 % zasobów pier-



Rys. 3. A – prowincje naftowe Polski (wg: Karnkowski, 1997; zmienione i uzupełnione). Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego (wg: Niedbałec i Radecki (2007) oraz Górka i in. (2007)).

wotnych. Zarówno w Karpat zewnętrznych, jak i zapadlisku przedkarpackim, na potrzeby przemysłu naftowego odwiercono po około 4000 otworów. Duży stopień rozwiercenia tej prowincji i obserwowany długotrwały, konsekwentny spadek wydobywania węglowodorów (Karnkowski, 1993a) stanowiły przesłanki, wskazujące na brak znaczących perspektyw poszukiwawczych w polskiej części prowincji północnokarpackiej.

Jednakże w ostatnich latach nastąpiła zasadnicza zmiana paradygmatu poszukiwawczego, szczególnie w przypadku zapadliska przedkarpackiego, otwierająca dla przemysłu naftowego nowe możliwości. W basenie tym dotychczasowa strategia poszukiwawcza koncentrowała się na piaszczystych interwałach zbiornikowych. W czasie przewiercania kompleksów mułowcowo-ilastych, znacząco dominujących w kubaturze osadowego wypełnienia basenu, również uzyskiwano przyplwy gazu ziemnego, choć nie przykładano do nich wagi. Możliwość traktowania utworów dorobnoklastycznych zapadliska przedkarpackiego jako niekonwencjonalnych skał zbiornikowych brano pod uwagę od dłuższego czasu (np. Poprawa, 2006; Poprawa i Kiersnowski, 2008; Papiernik i in., 2017a), jednakże dopiero nakierowane na ten cel wiercenia PGNiG, prowadzone w ostat-

nich latach, pozwoliły lepiej zrozumieć specyficzny system naftowy rozwinięty w tym basenie.

Bieżące doświadczenia pozwalają stwierdzić, że w zapadlisku przedkarpackim występuje subkonwencjonalny system hybrydowy (Poprawa i in., 2018). Skałę zbiornikową stanowi dużej miąższości monotony kompleks heterolitów, zdominowanych przez mułowce, laminowane pyłowcami i piaskowcami. Współwystępowanie typów litologicznych skały zbiornikowej o charakterze niekonwencjonalnym (dominujące mułowce) i konwencjonalnym (podrzędne piaskowce i pyłowce) stanowi podstawę do określenia systemu naftowego jako hybrydowy. Interwały mułowcowe cechuje niska, niekonwencjonalna przepuszczalność (Machowski i in., 2017), zatem obecność lamin piaskowcowo-pyłowcowych, jest kluczowa dla możliwości uzyskiwania komercyjnych przyplwów do otworu.

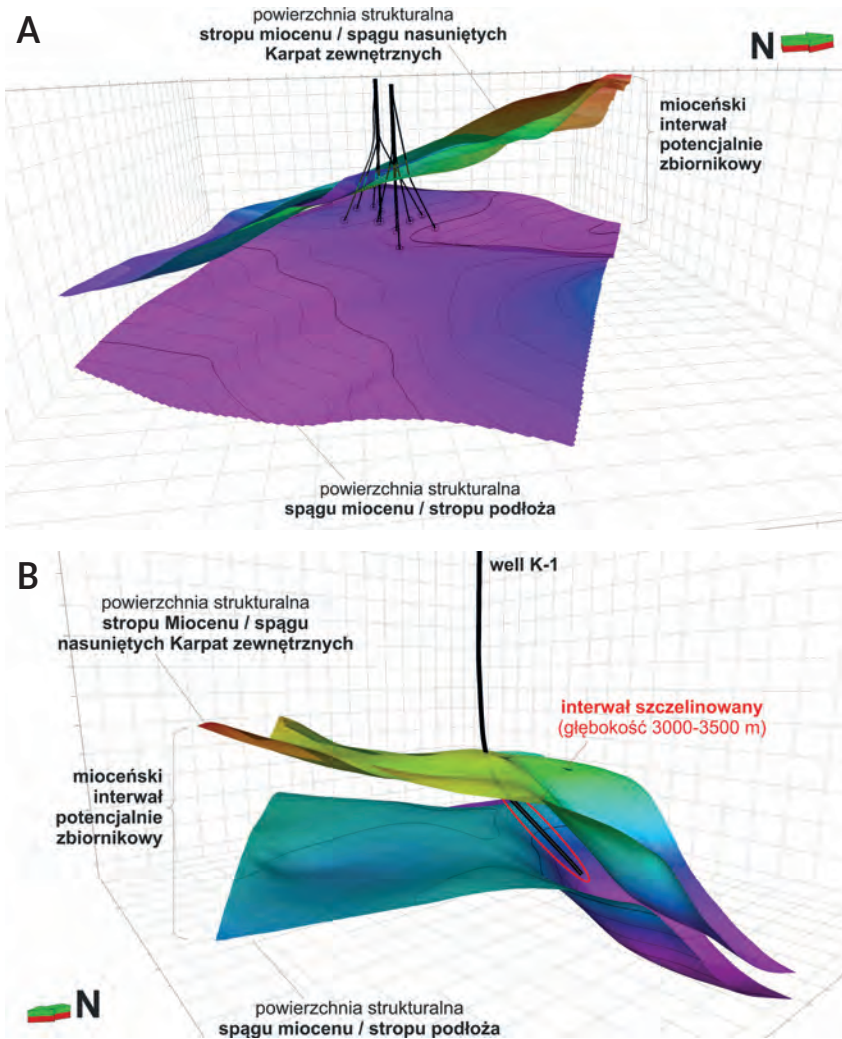
Zasięg oboczny drenażu jest ograniczony, wobec czego dla eksploatacji złoże konieczne jest wykonywanie gęstej siatki otworów wydobywczych. W praktyce z jednego placu wiertniczego wierconych jest kilka krzywonych otworów (Rys. 4A). Złoże zalega na niskich głębokościach, rzędu 1500-2000 m, co decyduje o stosunkowo niskich kosztach wierceń. Mała

głębokość zalegania przekłada się na niski stopień konsolidacji osadu, co uniemożliwia stosowanie szczelinowania hydraulicznego do stymulacji złoże. Duża miąższość interwału nasyconego gazem powoduje, że złoże udostępniania się długimi odcinkami perforowanymi na powierzchni (100-200 m) (Słyś i in., 2018). Gaz jest pochodzenia biogenicznego, podobnie jak w konwencjonalnych złożach zapadliska (Kotarba, 1992), i posiada bardzo wysoką jakość. Szereg cech złoże ma charakterystykę odpowiadającą pograniczu własności konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, stąd też zaproponowano klasyfikowanie go jako złoże subkonwencjonalnego (Poprawa i in., 2018).

W południowej części zapadliska przedkarpackiego, znajdującej się pod nasunięciem Karpat zewnętrznych, głębokość zalegania utworów miocenijskich jest większa (rzędu 3000-3500 m), jak również większy jest stopień konsolidacji osadu. Umożliwia on stosowanie szczelinowania hydraulicznego w interwałach zwięzłych piaskowców w otworach horyzontalnych (Rys. 4B; Potera i in., 2018; Staryszak i in., 2018). W takich przypadkach mamy więc do czynienia z akumulacjami które można zaklasyfikować jako klasyczny gaz zamknięty (Poprawa i in., 2018).

Pierwotne zasoby geologiczne akumulacji gazu ziemnego w mułowcach i zwięzłych piaskowcach miocenu w południowej, przynależącej części polskiego zapadliska przedkarpackiego są wstępnie oceniane na około 2,25 bln m³ (Sowiżdżał i in., 2017). Współczynnik wydobywania dla łupkowych złóż gazu suchego zwykle wynosi około 20-30 %, zaś dla złóż w zwięzłych piaskowcach około 30-50 % (np. Tella, 2011). W odniesieniu do powyżej omówionego systemu naftowego roboczo przyjęto współczynnik wydobywania na poziomie 20%. Przy takich założeniach zasoby (prognostyczne) w akumulacjach subkonwencjonalnych i niekonwencjonalnych w południowej części zapadliska przedkarpackiego wynoszą około 450 mld m³ gazu ziemnego wydobywalnego. Przekracza to ponad 15-krotnie pozostałe do wydobywania zasoby konwencjonalne w basenie, a także blisko 3-krotnie jego pierwotne, konwencjonalne zasoby wydobywalne.

W południowej części prowincji północnokarpackiej, tj. w nasuwco-fałdowym pasie Karpat zewnętrznych, od kilku dekad obserwuje się dekoniunkturę w zakresie efektów poszukiwań konwencjonalnych złóż węglowodorów. Jednakże dla polskiej części Karpat zewnętrznych raport przygotowany przez AGH sugeruje możliwość występowania nieodkrytych, technicznie wydobywalnych zasobów ropy naftowej rzędu 680 mln baryłek Kuśmerek i in., 1994; Kuśmerek 2004). Ponadto potencjał Karpat zewnętrz-



Rys. 4. Blokdiagram ilustrujący dwa technologiczne rozwiązania umożliwiające komercyjną eksploatację subkonwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. A – eksploatacja złóż gazu ziemnego związanych z subkonwencjonalnym, hybrydowym systemem naftowym (typu Siedlecza) z zastosowaniem wierceń kierunkowych i udostępnianiem złoża długimi odcinkami perforowanymi na powierzchni (100-200 m). B – eksploatacja niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego zamkniętego (tight), występujących w zwięzłych piaskowcach miocenu pod nadkładem Karpat zewnętrznych, z zastosowaniem wierceń poziomych, wielokrotnie szczelinowanych (typu Kramarzówka).

wysokiej jakości (Kruge i in., 1996; Köster i in., 1998; Kosakowski i in., 2018). Ich dojrzałość termiczna jest zmienna, od zakresu utworów niedojrzałych, przez okno ropne, okno gazu mokrego, po okno gazu suchego (Kosakowski i in., 2018; Poprawa i in., 2018). Miąższość łupków menilitowych jest duża, niekiedy przekraczająca 100 m (Matyasik, 1994; Kotarba i Koltun, 2006). Ich nasycenie ropą naftową i/lub gazem ziemnym stwierdzano zarówno w warunkach powierzchniowych, jak i w otworach wiertniczych. Jak dotychczas odwiercono 2 otwory uwzględniające łupki menilitowe jako cel prac poszukiwawczych, z których w jednym wykonano pojedynczy, technicznie nieudany zabieg szczelinowania.

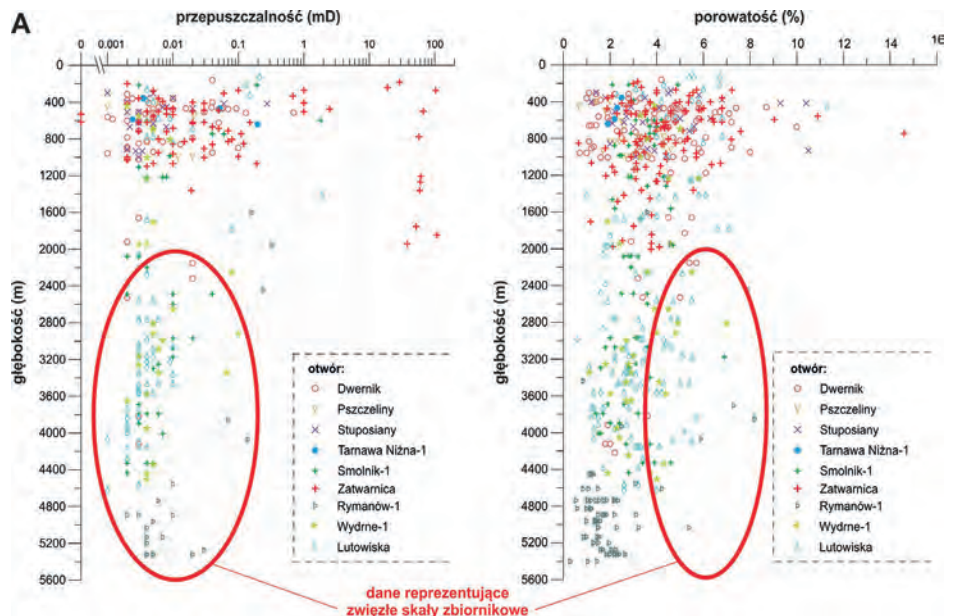
Należy podkreślić, że bardzo złożona, tektoniczna struktura orogenu karpackiego stanowi istotną barierę dla eksploatacji ropy naftowej i/lub gazu ziemnego z łupków menilitowych oraz piaskowców typu *tight*. Prace poszukiwawcze za gazem zamkniętym i ropą zamkniętą oraz za gazem łupkowym i ropą łupkową w Karpatach zewnętrznych znajdują się obecnie na bardzo wstępnym etapie, a ich komercyjny potencjał nie jest jeszcze możliwy do określenia.

Karboński basen górnośląski

Specyficzną cechą basenu górnośląskiego jest to, że w jego przeważającej części nie był on nigdy przedmiotem naftowych prac poszukiwawczych, za wyjątkiem metanu pokładów węgla. Tym niemniej w ostatnich latach dla centralnej, najgłębszej części górnokarbońskiego basenu postulowano możliwość występowania niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego, związanych z modelem gazu ziemnego w centralnych

nych nie ogranicza się jedynie do złóż konwencjonalnych (np. Poprawa, 2010a; Poprawa i Kiersnowski, 2010; Golonka i in., 2017). Analiza własności petrofizycznych piaskowcowych skał zbiornikowych wskazuje, że na głębokościach przekraczających 2000 m dominują tu zwięzłe skały zbiornikowe lub skały pozbawione własności zbiornikowych (Rys. 5) (np. Leśniak, 2004; Machowski i Kuśmierk, 2008). Biorąc to pod uwagę obecnie w Karpatach zewnętrznych prowadzone są prace poszukiwawcze za gazem zamkniętym. Na cele takie odwiercono dotychczas 3 otwory poszukiwawcze, w jednym przypadku uzyskując wynik komercyjny.

Niekonwencjonalny potencjał naftowy Karpat zewnętrznych wiąże się również z możliwością występowania akumulacji węglowodorów w łupkowych skałach zbiornikowych, co dotyczy przede wszystkim dolnooligocenkich łupków menilitowych (Poprawa, 2010a; Kosakowski i in. 2017). Są to skały macierzyste bardzo



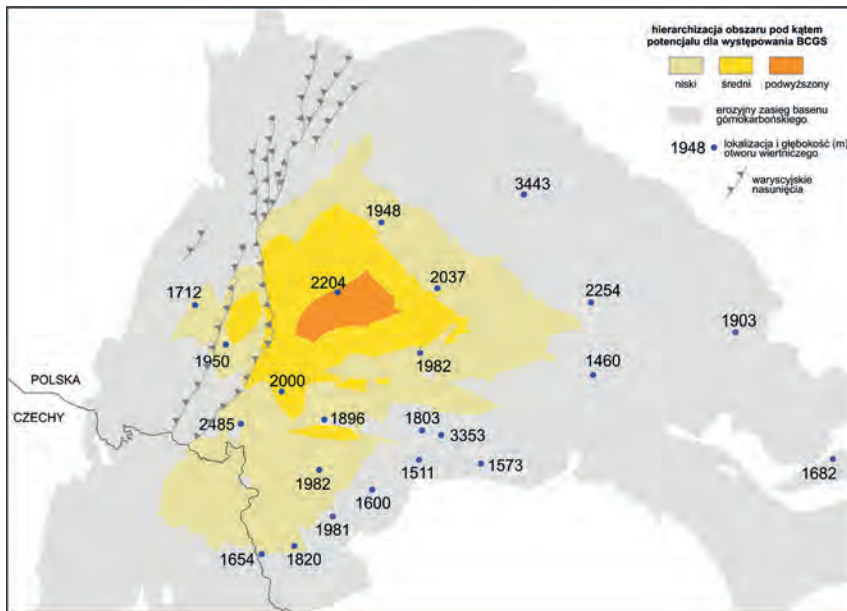
Rys. 5. Rozkład całkowitej porowatości oraz przepuszczalności z głębokością dla piaskowców krośnieńskich (górnym oligocen - dolnym miocen) we wschodniej części polskich Karpat zewnętrznych (wg: Machowski, 2010).

strefach basenu (*Basin Centered Gas System*) (Poprawa i Kiersnowski, 2010; Poprawa, 2018).

Rozpoznanie regionalne umożliwia stwierdzenie, że utwory serii paralicznej, występujące w spągowych partiach profilu górnego karbonu, zalegają w centralnej części basenu na głębokościach do 3500-5000 m (Kotas i in., 1983). Zwierają one zarówno potencjalne piaskowce zbiornikowe dla węglowodorów, jak i skały macierzyste, tj. pokłady węgla kamiennego o III-cim, gazotwórczym typie kerogenu. Potencjalna kuchnia węglowodorowa znajduje się w nierozpoznanym wiertniczo interwale głębokości 3500-5000 m, gdzie dojrzałość termiczna skały macierzystej nie może być bezpośrednio określona. Niemniej w oparciu o węglbną ekstrapolację profili dojrzałości z płytszych stref brać pod uwagę należy ryzyko przegrzania skały macierzystej w spągowej części profilu górnokarbońskiego (Poprawa, 2018).

Dla powstania akumulacji gazu ziemnego typu BCGS konieczne jest związane wykształcenie piaskowców zbiornikowych, tj. ich przepuszczalności $< 0,1$ mD, przy wciąż zachowanej porowatości $> 5-8\%$ (np. Law, 2002.). Charakterystyka taka osiągana jest w basenie górnośląskim najczęściej już od głębokości rzędu 500-1500 m (Poprawa, 2018). Niepewność co do wykształcenia skał zbiornikowych w strefie potencjalnie złożowej, związana z brakiem głębokiego rozpoznania wiertniczego w centralnej strefie basenu (Rys. 6), jest w omawianym przypadku jednym z głównych elementów ryzyka poszukiwawczego.

Jednakże w przypadku akumulacji typu BCGS w basenie górnośląskim za najważniejszy element ryzyka poszukiwawczego należy uznać czas generowania węglowodorów (Poprawa, 2018). W przypadku gdyby generowanie gazu ograniczone było do okresu maksymalnego wawaryjskiego pogrzebania, utrzymanie akumulacji



Rys. 6. Lokalizacja obszaru w obrębie basenu górnośląskiego o najwyższym potencjale dla występowania akumulacji zamkniętego gazu ziemnego typu BCGS, a także lokalizacja i głębokość kluczowych, historycznych otworów wiertniczych (wg: Poprawa, 2018).

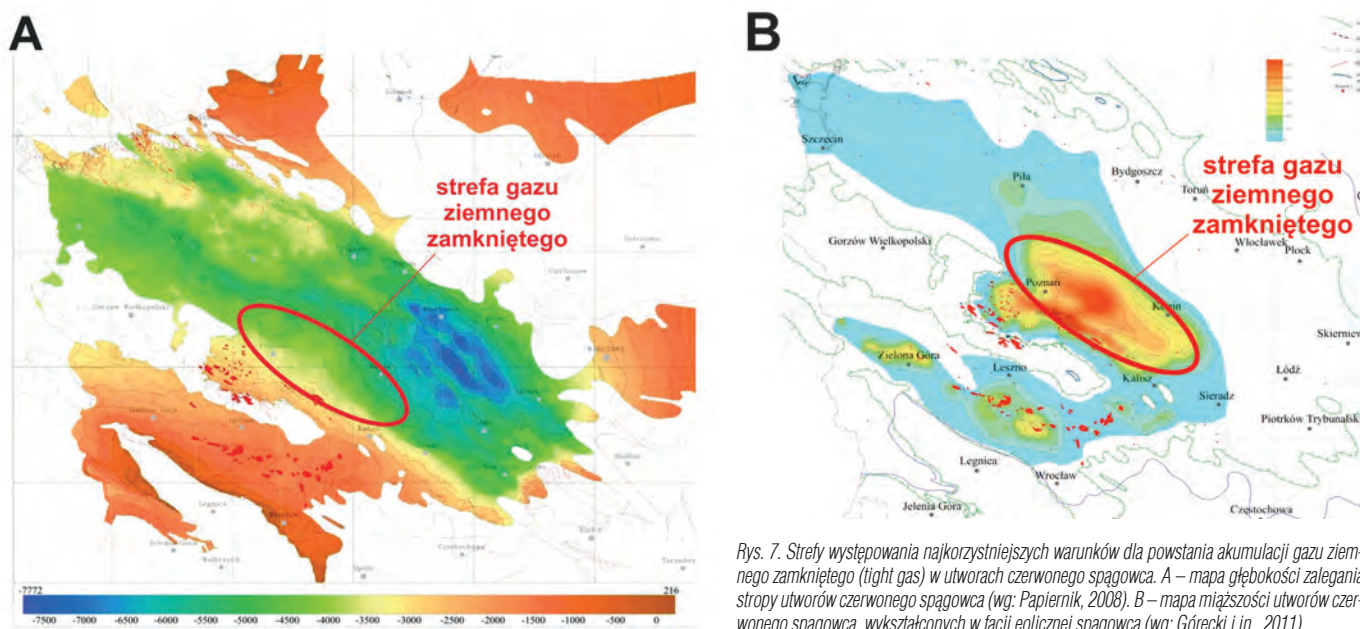
metanu przez mechanizm uszczelnienia przepuszczalnościowego (*permeability jail*) w okresie ok. 300 mln lat było by mało prawdopodobne. Natomiast występowanie młodszych faz generowania gazu limitowało by ryzyko rozformowania jego akumulacji. Obszar o największym potencjale (Rys. 6) znajduje się poza terenami zurbanizowanymi, co logistycznie ułatwia stosowanie szczelinowania hydraulicznego, koniecznego w przypadku eksploatacji gazu ziemnego zamkniętego. Progностyczne zasoby gazu ziemnego typu BCGS w basenie górnośląskim obliczono metodą wolumetryczną na ok. 100-250 mld m³ (Poprawa, 2018).

W basenie górnośląskim od połowy lat 90'tych XX w. prowadzono prace poszukiwawcze za metanem pokładów węgla, które obecnie

przyniosły istotny postęp. Stosowanie wielokrotnego szczelinowania poziomego odcinka zarurowanego otworu intersekcyjnego, wykonane przez PGNiG, pozwoliło na uzyskanie wydatków gazu z otworu na poziomie 5-10 tys. m³/dobę, co zwiększa szansę na ekonomicznie opłacalne wydobycie metanu pokładów węgla w basenie górnośląskim. Opracowania wykonane w ostatnich latach przez PIG-PIB dokumentują jego zasoby na około 170 mld m³ (Kwarciński, 2011).

Basen permski i jego podłoże (prowincje wielkopolska i pomorska)

Prowincje wielkopolska i pomorska (Rys. 3) zawierają najważniejsze w Polsce formacje gazonośne i roponośne. Są nimi odpowiednio czerwony spągowiec (wraz z wapieniem



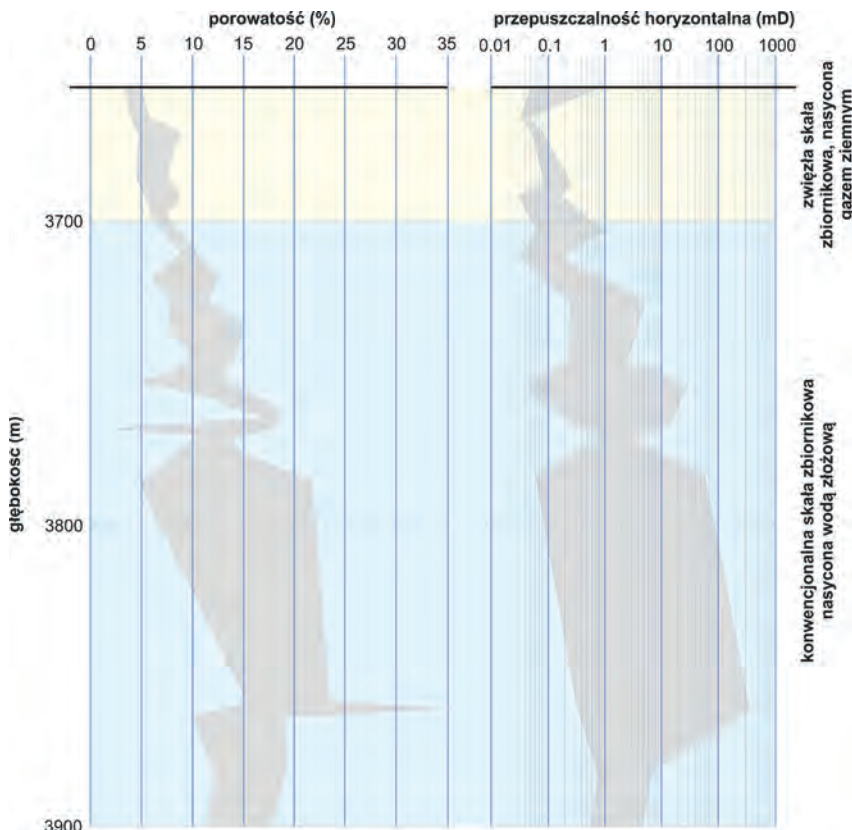
Rys. 7. Strefy występowania najkorzystniejszych warunków dla powstania akumulacji gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*) w utworach czerwonego spągowca. A – mapa głębokości zalegania stopy utworów czerwonego spągowca (wg: Papiernik, 2008). B – mapa miąższości utworów czerwonego spągowca, wykształconych w fałcie eolicznej spągowca (wg: Górecki i in., 2011).

podstawowym) i dolomit główny (Karnkowski, 1993b; Niedbalec i Radecki, 2007). W obrębie obu tych prowincji złoża węglowodorów pod-
 rządnie występują też w obrębie karbońskiego
 podłoża. Obecnie prowincje te również są ana-
 lizowane pod kątem możliwości występowania
 niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemne-
 go i ropy naftowej.

Zasoby gazu ziemnego w konwencjo-
 nalnych złożach w czerwonym spągowcu są
 w dużym stopniu zużyte. Jego pierwotne za-
 soby wydobywalne wynosiły 180 mld m³, zaś
 obecnie wynoszą obecnie zaledwie 29,4 mld
 m³, w przypadku zasobów przemysłowych, oraz
 44,0 mld m³ w przypadku zasobów bilanso-
 wych (Szufflicki i in., 2018). Jednakże od kilkun-
 stu lat nowe perspektywy poszukiwawcze są tu
 związane z możliwością występowania złóż gazu
 ziemnego zamkniętego, głównie w strefie facji
 eolicznych, cechujących się wysoką porowato-
 ścią pierwotną (Buniak i in., 2009; Kiersnowski
 i in., 2010; Poprawa i Kiersnowski, 2010; Such
 i in., 2010). Warunki dla zaawansowanej reduk-
 cji przepuszczalności, koniecznej dla powsta-
 nia zbiorników typu *tight*, występują głównie
 w głęboko położonej strefie basenu w rejonie
 Poznania (Rys. 7A), w której dodatkowo miąż-
 szość utworów eolicznych jest stosunkowo duża
 (Rys. 7B).

Akumulacje gazu zamkniętego w utwo-
 rach czerwonego spągowca często nie mają
 ściśle niekonwencjonalnego charakteru. Wią-
 żą się one bowiem z konwencjonalnym, migracyj-
 nym systemem naftowym, oraz z obecnością
 pułapek złożowych. Niekonwencjonalne są na-
 tomiasz własności związanej skały zbiornikowej
 (Kiersnowski i in., 2010; Such i in., 2010), jak
 również technologie udostępniania złóż, wy-
 magające stymulacji za pomocą szczelinowania
 hydraulicznego. Przykład takiej akumulacji gazu
 ziemnego jest przedstawiony na Rys. 8. Strefa
 nasycona gazem ziemnym ograniczona jest do
 stropowej części profilu, uszczelnionej ewapo-
 ratami cechsztynu, w której porowatość jest
 zachowana na poziomie ok. 5-8 %, natomiast
 przepuszczalność jest zredukowana do rzędu
 0,1 mD lub mniej. W głębszych partiach profilu,
 gdzie własności zbiornikowe przybierają kon-
 wencjonalny charakter, skała zbiornikowa jest
 nasycona wodą złożową (Rys. 8).

Dla gazu zamkniętego w basenie czerwo-
 nego spągowca oceny zasobów wykonywano
 jedynie w wybranych rejonach. Raport PIG-PIB,
 dotyczący strefy położonej w najgłębszej części
 basenu (na głębokościach większych niż 5100
 m) określa zasoby gazu zamkniętego w na oko-
 ło 81 mld m³ (Wójcicki i in., 2014). Strefa ta
 nie obejmuje jednak przeważającej części strefy
 potencjalnie złożowej, w tym obszarów gdzie



Rys. 8. Rozkład porowatości i przepuszczalności z głębokością, a także nasylenie gazem ziemny i wodą złożową, w profilu utworów czerwonego spągowca w otworze Trzek-1. Nasylenie gazem ziemnym występuje jedynie w interwale o zwięzłej (*tight*) charakterystyce skały zbiornikowej.

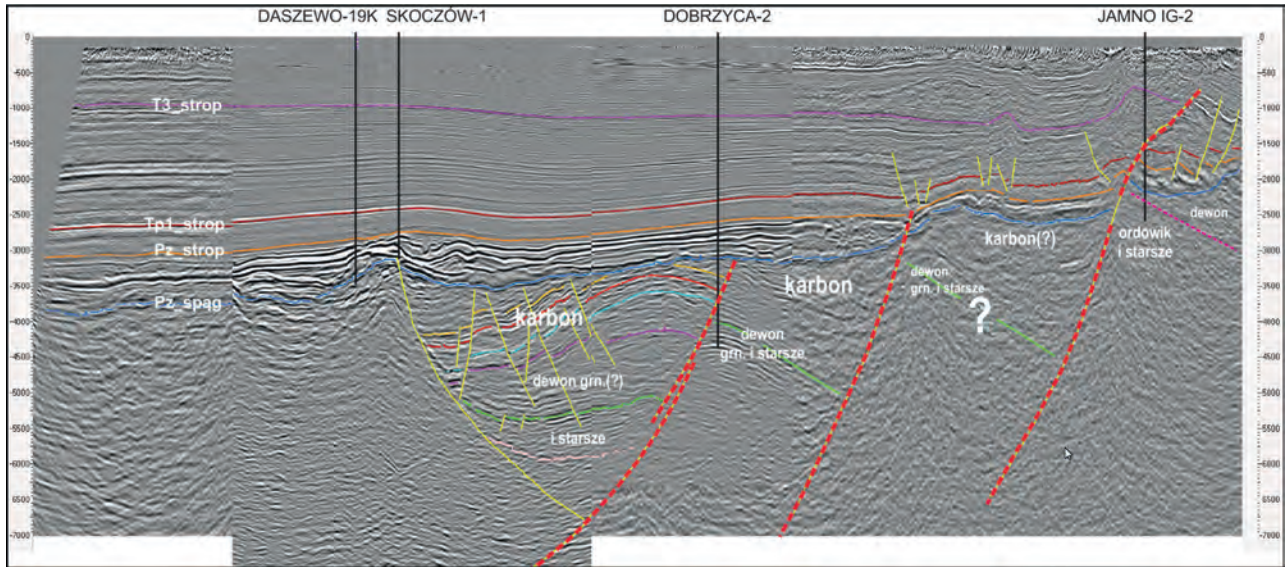
akumulacje gazu zamkniętego zostały już udo-
 kumentowane wynikami prac wiertniczych i te-
 stów złożowych. Część z wykonanych otworów
 i testów złożowych przyniosła bardzo zachęcają-
 ce wyniki. Wydatki uzyskane z niektórych otwo-
 rów na poziomie 70-180 tys. m³/dobę wskazują
 na możliwość komercyjnego wydobycia gazu.

W obrębie prowincji pomorskiej efektyw-
 ny system naftowy istnieje również w podłożu
 permsko-mezozoicznego basenu polskiego. Istotny
 postęp w jego rozpoznaniu dokonał się w ostat-
 ních latach w basenie pomorskim, gdzie zrealizo-
 wano bardzo dobrej jakości zdjęcia sejsmiczne
 3D „Daszewo” i „Drzewiany” (Ślęmp i Wolnowska-
 Ślęmp, 2009; Trela i in., 2011; Ślęmp i Koperska,
 2014; Grzywa i in., 2016). Ich wyniki spowodowa-
 ły przełom w zakresie obrazowania sejsmicznego
 utworów dewonu i karbonu, znajdujących się pod
 ewaporatami cechsztynu, jak również w zakresie
 naftowego potencjału tego obszaru (Krzywiec i in.,
 2018).

Dotychczas, tak jak w innych częściach
 basenu polskiego, ewaporaty cechsztyńskie o
 dużej miąższości uniemożliwiały uzyskanie
 wiarygodnego obrazowania kompleksów de-
 wońsko-karbońskich. Wyniki prac sejsmicznych
 3D, wsparte ilościowymi analizami tektonicz-
 nymi (bilansowaniem przekrojów geologicznych),
 dowodzą obecności systemu półrowów tektoni-
 cznych, ograniczonych listrycznymi uskokiemi

normalnymi o zrzutach od kilkuset do kilku
 tysięcy metrów (Rys. 9). Rów Drzewian-Daszewa
 uległ inwersji w późnym karbonie, dzięki czemu
 powstała rozległa struktura antyklinalna, ważna
 w kontekście potencjału złożowego (por. Cooper
 i Warren, 2010).

Powyższy model tektoniczny stanowi in-
 spirację do postawienia nowych koncepcji po-
 szukiwawczych w tym obszarze. Wiele eksten-
 syjnych struktur rowowych na świecie posiada
 bowiem charakterystyczny system naftowy,
 kontrolowany przez kontekst tektoniczny (np.
 basen Morza Północnego; Glennie, 1990; Par-
 sley, 1990). Przeniesienie takiego modelu na
 waryscyjskie struktury rowowe na Pomorzu Za-
 chodnim pozwala oczekiwać występowania sy-
 nekstensyjnych piaskowców sypanych ze skarp
 erozyjnych (wyniesione spągowe skrzydła usko-
 ków normalnych), deponowanych w formie
 wyklinowujących się ku zachodowi klinoform.
 Za możliwe można przyjąć tu występowanie
 konwencjonalnych skał zbiornikowych, bądź też
 skał zwięzłych. Istnienia efektywnej kuchni wę-
 glowodorowej niezależnie dowodzi obecność
 złóż węglowodorów w utworach karbonu eka-
 rowanych ewaporatami cechsztynu. W takim
 systemie pułapki mogłyby mieć charakter lito-
 logiczny bądź strukturalny (np. złoża uszczel-
 nione powierzchnią uskoku). Waryscyjska in-
 wersja uformowała wypełnienie osadowe omawiane-



Rys. 9. Archiwalny profil sejsmiczny 2D z obszaru Pomorza zachodniego z nałożonymi liniami ze zdjęć sejsmicznych Daszewo 3D i Drzewiany 3D z interpretacją. Skala pionowa w metrach.

go rowu w charakterystyczną strukturę rozległej antykliny inwersyjnej (Rys. 9), która stanowić może bardzo interesujący strukturalny cel poszukiwawczy. Analogiczne struktury, tak co do wieku jak i geometrii oraz genezy, zobrazowane na danych sejsmicznych, od lat stanowią cele poszukiwawcze np. w południowej Anglii (Chadwick i Evans, 2005).

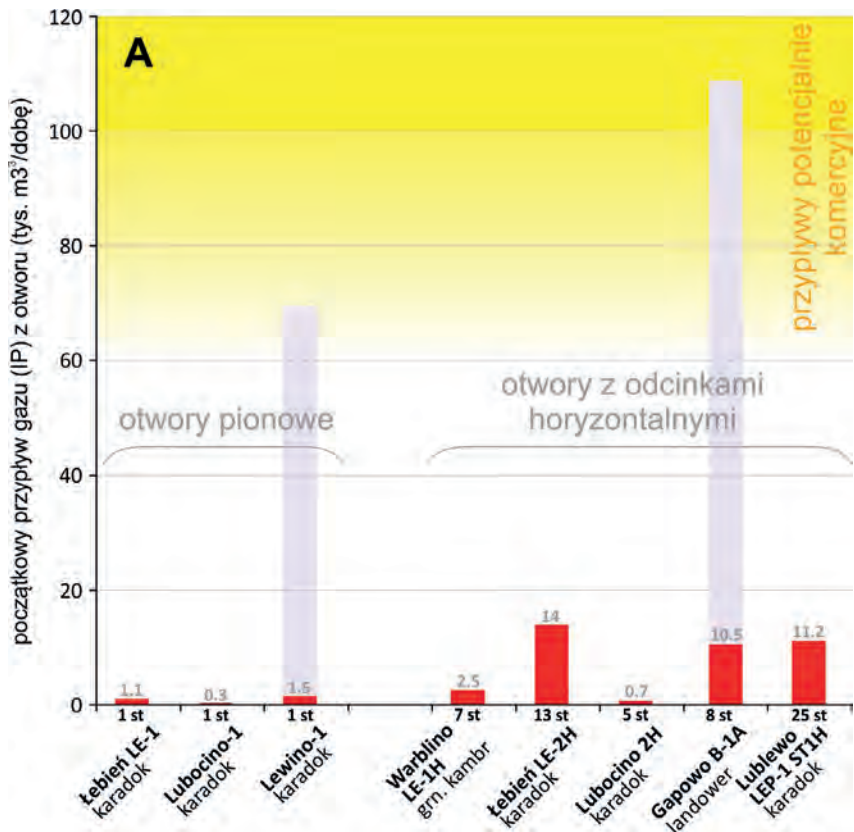
W południowej części monokliny przed-sudeckiej dolnokarbońskie utwory kulkowe lokalnie zawierają dużej miąższości pakiety łupków wzbogaconych w substancję organiczną (2,0-2,5 % TOC), znajdujące się w oknie gazu suchego (1,3-1,8 % Ro), dla których również sugerowano możliwość występowania akumulacji gazu łupkowego (Poprawa, 2006, 2010a). W obrębie tego samego kompleksu występują ponadto pakiety zwięzłych piaskowców, potencjalnie zawierających gaz zamknięty (Poprawa i Kiersnowski, 2008, 2010; Wójcicki i in., 2014). W nowym otworze poszukiwawczym Siciny-2 dla ww. piaskowców stwierdzono porowatość efektywną rzędu 2,5-3,5 % oraz przepuszczalność rzędu 50-100 nD (San Leon, 2012), wstępnie potwierdzające założenia o zwięzłym wykształceniu skały zbiornikowej. Dla dolnokarbońskiego gazu zamkniętego na monoklinie przed-sudeckiej raport PIG-PIB określił potencjalne jego zasoby na około 115 mld m³ (Wójcicki i in., 2014). W przypadku tej formacji elementem charakterystyki, istotnie ograniczającym możliwość prowadzenia dalszych prac poszukiwawczych, jest wysoki stopień deformacji tektonicznych.

Basen bałtycko-lubelsko-podlaski (prowincje bałtycka i lubelska)

W ostatnich latach największa uwaga, jeśli chodzi o projekty poszukiwawcze za złożami niekonwencjonalnymi w Polsce, skupiona była

na dolnopaleozoicznych łupkach w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim (np. Poprawa, 2006, 2010b; Matyasik i Słoczyński, 2010). Przeprowadzone w tym obszarze prace poszukiwawcze oraz projekty badawcze (projekt BlueGas; np. Papiernik i in., 2017b) przyniosły nowy obszerny materiał, pozwalający na sprecyzowanie potencjału złożowego ww. łupków. Są one, w stre-

fach zalegających do głębokości 3000-3500 m, nasycone głównie ropą naftową i kondensatem, zaś w strefach głębiej położonych znajdują się w oknie gazu suchego. Uzyskiwanie przypliwów węglowodorów do otworu o komercyjnej skali jest utrudnione brakiem znaczących nadciśnień złożowych, stosunkowo niską przepuszczalnością łupków (rzędu 100-200 nD), a także



Rys. 10. Przykładowe wyniki testów produkcyjnych dla niekonwencjonalnych, łupkowych skał zbiornikowych dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim: łączne wydatki gazu ziemnego z otworów pionowych po pojedynczym zabiegu szczelninowania hydraulicznego oraz otworów poziomych wielokrotnie szczelninowanych. Kolorem żółtym zaznaczono zakres wyników wskazujących na prawdopodobieństwo uzyskania komercyjnego wydobycia gazu ziemnego. 1st – liczba technicznie udanych zabiegów szczelninowania hydraulicznego w danym otworze. Kolorem szarym zaznaczono przewidywaną wielkość przypliwu w przypadku w pełni udanego, produkcyjnego otworu poziomego.

niezbyt wysoką zawartością substancji organicznej (2-4 %) i miąższością netto interwałów produktywnych (15-25 m).

Dotychczas w całym omawianym basenie odwiercono wprawdzie 63 otwory poszukiwawcze za łupkowym gazem/ropą, aczkolwiek jedynie 10 spośród nich stanowiły otwory poziome z wykonanym wielokrotnym szczelinowaniem i testem złożowym. W przypadku zaledwie 5 spośród tych otworów uniknięto znaczących problemów technicznych, co pozwala uznać ich wyniki za reprezentatywne. Większość z nich zlokalizowana była w strefie nasycenia ropą naftową lub kondensatem, trudniejszych do wydobycia z łupków niż suchy gaz.

Przykładowe wyniki testów złożowych przedstawione są na Rys. 10. Największe wydanki gazu ziemnego z otworu nie przekraczały 15 tys. m³/dobę, co oznacza że nie zbliżyły się do zakresu wyników komercyjnych (na Rys. 10 zaznaczonego kolorem żółtym). Niemniej jednak wyniki dla większości prezentowanych otworów obciążone były wpływem trudności technicznych o różnym charakterze. W dwóch przypadkach inwestorzy wykonali modele przyprywu gazu ziemnego dla docelowego, poziomego otworu wydobywczego w pełni technicznie udanego. Wielkość przyprywu gazu dla takich otworów (Lewino-1 oraz Gapowo B-1A) przedstawiono kolorem szarym. Wynoszą one około 70-110 tys. m³/dobę, co sugeruje, że uzyskanie ekonomicznie uzasadnionego wydobycia węglowodorów jest w tym przypadku możliwe.

Skala zasobów łupkowego gazu ziemnego i łupkowej ropy naftowej w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim jest trudna do określenia i pozostaje przedmiotem kontrowersji. Raport PIG-PIB określa dla lądowej części basenu wydobywalne zasoby gazu ziemnego na około 230-620 mld m³, zaś zasoby ropy naftowej na około 350-730 mln baryłek (PIG-PIB, 2012). Jako że późniejsze prace dowiodły, że część strefy branej pod uwagę jako gazonośna znajduje się w obrębie okna gazu mokrego, proporcje między zasobami ropy naftowej i gazu ziemnego w obecnym ujęciu zmieniają się na korzyść ropy naftowej.

Podsumowanie

Prace badawcze prowadzone obecnie w Polsce pozwalają wstępnie zdefiniować nowy, w większości niekonwencjonalny, potencjał zasobowy polskich prowincji naftowych. Dla prowincji tych łączne pozostające do wydobycia zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej w złożach konwencjonalnych określone są na odpowiednio 117 mld m³ i 170 mln baryłek. Potencjał złóż niekonwencjonalnych w Polsce jest znacznie większy, a ich łączne zasoby prognostyczne określono wstępnie na około 1000-

2000 mld m³ gazu ziemnego oraz 500-2000 mln baryłek, przy czym zakres niepewności tych oszacowań pozostaje obecnie bardzo duży.

Za najbardziej obiecujący należy uznać basen zapadliska przedkarpackiego, w którym występuje subkonwencjonalny, hybrydowy systemem z gazem ziemnym w heterolitach mułowcowych, a także gaz zamknięty w zwięzłych piaskowcach. Duży potencjał zasobowy wiąże się również z niekonwencjonalnymi akumulacjami typu *Basin Centered Gas System* w basenie górnośląskim oraz subkonwencjonalnymi akumulacjami gazu zamkniętego w czerwonym spągowcu. Nowe dane sejsmiczne pozwoliły ponadto przededefiniować system naftowy Pomorza Zachodniego, dokumentując perspektywy poszukiwawcze w obrębie waryscyjskich, ekstensyjnych rowów tektonicznych. Obecne prace prowadzone przez PGNiG w basenie górnośląskim zwiększają prawdopodobieństwo komercyjnego wydobycia metanu pokładów węgla. Jednym z kluczowych niekonwencjonalnych celów poszukiwawczych w Polsce pozostaje wciąż łupkowa ropa naftowa i łupkowy gaz ziemny w dolnopaleozoicznym basenie bałtycko-podlasko-lubelskim.

W Polsce istnieją warunki dla znacznego zwiększenia krajowego wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej w oparciu o złoża subkonwencjonalne lub niekonwencjonalne. Jednakże w przypadku wielu spośród analizowanych tu systemów naftowych osiągnięcie warunków dla komercyjnego wydobycia wydaje się być obecnie dużym wyzwaniem.

Podziękowania

Autorzy dziękują Polskiemu Górnictwu Naftowemu i Gazownictwu S.A. za zgodę na zamieszczenie w niniejszej publikacji przekroju sejsmicznego z Pomorza Zachodniego, opracowanego w ramach projektu badawczo-rozwojowego realizowanego przez Instytut Nauk Geologicznych PAN na zlecenie PGNiG S.A. Gabelowi Ząbkowi dziękujemy za pomoc w opracowaniu rycin dla zapadliska przedkarpackiego. Część prezentowanych prac wykonano w ramach projektów NCBiR BlueGas (BG1/ŁUPZAS/13, BG2/ShaleCarp/14 i BG2/ShaleFore/14).

Literatura

1. Buniak A., Kuberska M., Kiersnowski H., 2009. Petrograficzno-petrofizyczna charakterystyka piaskowców eolicznych strefy Siekierki-Winna Góra (koło Poznania) w aspekcie poszukiwań złóż gazu zamkniętego w osadach czerwonego spągowca. *Przegląd Geologiczny*, 57 (4): 328-334.
2. Cavallo J.A., 2004. Hubbert's petroleum production model: an evaluation and implications for World Oil Production Forecasts. *Natural Resources Research*, 13 (4): 211-221.
3. Chadwick R.A., Evans D.J., 2005. A seismic atlas of

Southern Britain: images of subsurface structure. Nottingham, UK, British Geological Survey, Occasional Publication, 7: 196 p.

4. Cooper M., Warren M.J., 2010. The geometric characteristics, genesis and petroleum significance of inversion structures. W: Law R.D., Butler R.W.H., Holdsworth R.E., Krabbendam M., Strachan R.A., (red), *Continental Tectonics and Mountain Building: The Legacy of Peach and Horne*. Geological Society, London, Special Publications, 335: 827-846.
5. Deffeyes, K., 2001. *Hubbert's Peak: The impending world oil shortage*. Princeton Univ. Press, Princeton, NJ, 224 p.
6. EIA, 2018. *Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050*. U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy, Washington, 147 p.
7. Glennie K.W., 1990; *Outline of North Sea History and Structural Framework*. W: Glennie K.W., (red.), *Introduction to the Petroleum Geology of the North Sea*; Blackwell Sci. Publ.
8. Golonka J., Machowski G., Pietch K., Waśkowska A., Starzec K., 2017. The geological structure and unconventional hydrocarbon potential of the Polish Outer Carpathians. 17th Intern. Multidisc. Sci. Geoconf. & Expo SGEM, Albena, Bulgaria, 933-940.
9. Górecki W., Papiernik B., Mackowski T., Reicher B., Botor D., Burzewski W., Machowski G., Hydrocarbon potential of the Carboniferous – Lower Permian Total Petroleum System in the Polish part of the SPB. 73rd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, 23–26 May, Vienna, P298.
10. Górka A., Gliniak P., Madej K., Maksym A., 2007. Oil and gas fields in the Carpathians and the Carpathian Foredeep. *Przegląd Geologiczny*, 55 (12/1): 993-998.
11. Grzywa E., Kolańska A., Golik A., Szulc T., 2016. Przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych 3D Drzewiany. *Opracowanie archiwalne*, PGNiG.
12. Hubbert, M.K., 1956. Nuclear energy and fossil fuels. *API Conference*, San Antonio, TX, (March 7-9, 1956), Publ. no. 95, Shell Development Co. (czerwiec 1956).
13. Hubbert, M. K., 1962. Energy resources: A report to the Committee on Natural Resources of the NAS-NRC, Publication no. 1000-D, NAS-NRC: Washington, DC, 141 p.
14. Karnkowski P., 1993a. Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Tom 2 – Karpaty i zapadlisko przedkarpackie. *Tow. Geosynopt. GEOS AGH, Kraków*, 256 p.
15. Karnkowski P., 1993b. Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Tom 1 – Niż Polski. *Tow. Geosynopt. GEOS AGH, Kraków*, 214 pp.
16. Karnkowski P.H., 1997. Baseny sedymentacyjne a prowincje naftowe Polski – zarys problematyki. *Przegląd Geologiczny*, 45 (10): 989-995.
17. Kiersnowski H., Buniak A., Kuberska M., Srokowska-Okońska A., 2010. Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski. *Przegląd Geologiczny*, 58 (4): 335-346.
18. Kosakowski P., Machowski G., Poprawa P., Papiernik B., Stefaniuk M., Zakrzewski A., 2017. The Menilite Formation as a potential unconventional hydrocarbon accumulations in the Polish Carpathians. 28th International Meeting on Organic Geochemistry, 17-22.09.2017, Florence, Italy.
19. Kosakowski, P., Koltun, Y., Machowski, G., Poprawa, P., Papiernik, B., 2018. Geochemical characterization of the Oligocene Menilite Formation in the Polish and Ukrainian Outer Carpathians: a review. *Journal of Petroleum Geology*, 41 (3): 319-335.
20. Kotarba M., 1992. Bacterial gases in Polish part of the

- Carpathian Foredeep and the Flysch Carpathians: isotopic and geological approach. W: Vially R. (red.), *Bacterial Gas. Technip., Paris*, 133-146.
21. Kotarba M.J., Koltun, Y.V., 2006. Origin and habitat of hydrocarbons of the Polish and Ukrainian parts of the Carpathian Province. W: Golonka J., Picha F. (red.), *The Carpathians: Geology and Hydrocarbon Resources. AAPG Memoir*, 84, 1-48.
 22. Kotas A., Buła Z., Gądek S., Kwarciański J., Malicki R., 1983. Atlas Geologiczny Górnoląskiego Zagłębia Węglowego. Inst. Geol., Wyd. Geol., Warszawa.
 23. Köster J., Kotarba M., Lafargue E. & Kosakowski P. 1998. Source rock habitat and hydrocarbon potential of Oligocene Menilite Formation (Flysch Carpathians, Southeast Poland): an organic geochemical and isotope approach. *Organic geochemistry*, 29: 543-558.
 24. Krüge M. A., Mastalerz M., Solecki A. & Stankiewicz B. 1996. Organic geochemistry and petrology of oil source rocks, Carpathian Overthrust region, southeastern Poland - implications for petroleum generation. *Organic Geochemistry*, 24(8), 897-912.
 25. Krzywiec P., Kufrasa M., Mazur S., Słonka Ł., Stypa A., Stachowska A., 2018. Opracowanie ilościowego modelu dewońsko-karbońskiej i permo-mezozoicznej ewolucji geologicznej Pomorza zachodniego – rejon zjazdu sejsmicznego 3D Drzewiany i jego otoczenie. Opracowanie archiwalne, PGNiG.
 26. Kuśmerek J., Halat Z., Maćkowski T., Papiernik B., 1994. Bilans zasobów węglowodorów basenu centralnokarpackiego. *Archiwum KSE AGH, Kraków*, 1-105.
 27. Kuśmerek J., 2004. Systemy naftowe: pierwotny potencjał węglowodorowy a zasoby prognostyczne ropy naftowej i gazu ziemnego. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, t. XX, z. 3; 27-53.
 28. Kwarciański J., 2011. Metan z pokładów węgla kamiennego. W: Wołkowicz S., Smakowski T. i Speczik S. (red.), *Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski wg stanu na 31 XII 2009 r. Państw. Inst. Geol., Warszawa*, 63-70.
 29. Law B.E., 2002. Basin-Centered Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86 (11): 1891-1919.
 30. Leśniak G., 2004. Wpływ diagenety na właściwości zbiornikowe piaskowców istebniańskich i ciężkowickich jednostki śląskiej. *LXXV Zjazd naukowy PTG, Iwonicz Zdrój 22-25.09.2004, Materiały Konferencyjne*, pp. 111-121.
 31. Machowski G., 2010. Parametry zbiornikowe mikroporowo-szczelinowych piaskowców krosnieńskich w ropogazonojonej strefie centralnego synklinorium karpackiego. *Rozprawa doktorska. Biblioteka Główna AGH, Kraków*. 1-189.
 32. Machowski G., Kuśmerek J., 2008. Wpływ zeszcelinowania na ropogazonojność mikroporowych piaskowców fliszowych. *Kwartalnik AGH Geologia*, 34 (3): 385-403.
 33. Machowski G., Pstrucha A., Krzyżak A.T., 2017. Petrophysical characterization of the pore space in gas-bearing Miocene rocks from the Siedleczka area (the Carpathian Foredeep, Poland). *17th Intern. Multidisc. Sci. Geocnf. & Expo SGEM, Albena, Bulgaria. Book of abstracts*, vol. 17, issue 14: 789-796.
 34. Matyasik I., 1994. Badania geochemiczne warstw menilitowych, inoceramowych i spaskich jednostki skolskiej fliszu karpackiego. *Nafta-Gaz*, 6: 234-244.
 35. Matyasik I., Słoczyński T., 2010. Niekonwencjonalne złoża gazu – shale gas. *Nafta-Gaz*, 66 (7): 167-177.
 36. Niedbałec S., Radecki S., 2007. Hydrocarbon accumulations in Poland. *Przegląd Geologiczny*, 55 (12/1): 985-991.
 37. Papiernik B., 2008. Mapa miąższości utworów górnego czerwonego spągowca (saksonu). W: Górecki W. (red.), *Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia czechoszyńskiego w Polsce. Projekt badawczy 562/2005/Wn-06/FG-sm-txD*, AGH, Kraków.
 38. Papiernik B., Krzysztofik M., Słysz M., Górecki W., Michna M., Machowski G., Pietrusiak M., Poprawa P., Sowiżdżał A., Staryszak G., 2017a. The New Opportunity of Gas Exploration From Tight Mudstone and Shale Dominated Sequences in Miocene, Carpathian Foredeep, Poland. *AAPG Annual Convention & Exhibition, Houston*.
 39. Papiernik B., Botor B., Golonka J., Pietch K., Cichostępski K., Porębski Sz.J., 2017b. Strefy formowania i zachowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w świetle analizy tektonicznej, sedimentologiczno-stratygraficznej i paleomiąższości. W: Golonka J., Bębenek S., (red.), *Opracowanie map zasięgu biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*. Wyd. Arka, Cieszyn, 494-502.
 40. Parsley A.J., 1990. North Sea Hydrocarbon Plays. W: Glennie K.W. (red.), *Introduction to the Petroleum Geology of the North Sea*; Blackwell Sci. Publ.
 41. Pawlewicz M., 2006. Total Petroleum Systems of the North Carpathian Province of Poland, Ukraine, Czech Republic, and Austria. *U.S. Geological Survey Bulletin* 2204-D, 26 p.
 42. PIG-PIB, 2012. Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski). *Raport pierwszy. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa*, 29 p.
 43. Poprawa P., 2006. Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego – zarys perspektyw poszukiwań w Polsce. *Państwowy Instytut Geologiczny, Ministerstwo Środowiska*, 13 p.
 44. Poprawa P., 2010a. Analiza osadów ilasto-mułowcowych w Polsce pod kątem możliwości występowania w nich niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 439: 159-172.
 45. Poprawa P., 2010b. Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. *Przegląd Geologiczny*, 58 (3): 226-249.
 46. Poprawa P., 2018. Możliwość występowania złóż gazu zamkniętego w głębokich strefach basenu górnoląskiego. *Geopetrol 2018, INiG Kraków, Materiały Konferencyjne*, 187-192.
 47. Poprawa P., Kiersnowski H., 2008. Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamkniętego (tight gas) w Polsce *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 429: 145-152.
 48. Poprawa P., Kiersnowski H., 2010. Zwięzłe formacje zbiornikowe (tight reservoir) dla gazu ziemnego w Polsce. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 439: 173-180.
 49. Poprawa P., Machowski G., Maksym A., Papiernik B., Kosakowski P., 2018. Unconventional petroleum systems of the Polish Outer Carpathians and their Miocene Foredeep Basin. *XXI Int. Congr. of the CBGA, Salzburg, Geologica Balcanica, Abstracts*, 318.
 50. Potera K., Polit J., Miziolek M., Filar B., 2018. Perspektywy zasobowo-eksploatacyjne niekonwencjonalnych mulowcowych złóż gazu ziemnego występujących na Przedgórzu Karpat. *12th Polish Congress of Oil and Gas Industry Professionals. 16-18 May, Cracow, SITPNIG, Book of abstracts*, 39 p.
 51. San Leon, 2012. A new potential unconventional gas play in Poland - Completion of Sciny-2 well. *San Leon Press Release*, 14 Luty 2012, Warszawa
 52. Słysz M., Karpiński G., Cieśla M., 2018. Historia i perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w utworach miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego. *12th Polish Congress of Oil and Gas Industry Professionals. 16-18 May, Cracow, SITPNIG, Book of abstracts*, 53-54 p.
 53. Sowiżdżał K., Słoczyński T., Stadtmüller M., Kaczmarczyk W., Lis-Słędziona A., 2017. Opracowanie i przestrzenna analiza zmienności petrofizycznej, geochemicznej i fałdowo-złożowej elementów miocenijskiego systemu naftowego w strefie przynasunięciowej zapadliska przedkarpackiego (między Bochnią a Przemysłem). *Blue Gas II – ShaleFore, AGH, Kraków*, 1-113 p.
 54. Staryszak G., Słysz M., Danisz A., 2018. Odmienne stany świadomości. Z łupków syluru w piaskowce miocenu. Czyli jak odkrywano pierwsze niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego Kramarzówa. *12th Polish Congress of Oil and Gas Industry Professionals. 16-18 May, Cracow, SITPNIG, Book of abstracts*, 47-48 p.
 55. Such P., Leśniak G., Słota M., 2010. Ilościowa charakterystyka porowatości i przepuszczalności utworów czerwonego spągowca potencjalnie zawierających gaz ziemny zamknięty. *Przegląd Geologiczny*, 58 (4): 345-351.
 56. Szuflicki M., Malon A., Tymirski M. (red.), 2018. Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2017 r. *Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa*. 479 p.
 57. Ślęp P., Wolnowska-Ślęp M., 2009. Projekt prac geologicznych na obszarze koncesji Bardy, Tychowo, Świdwin dla badań sejsmicznych 3D Daszewo – Białogard. *Opracowanie archiwalne, PGNiG S.A. Oddział Geologii i Eksploatacji, Ośrodek Regionalny w Pile*.
 58. Ślęp P., Koperska M., 2014. Projekt robót geologicznych na obszarze koncesji Bardy i Tychowo dla badań sejsmicznych 3D Drzewiany. *Opracowanie archiwalne, PGNiG S.A. Oddział Geologii i Eksploatacji, Ośrodek Regionalny w Pile*.
 59. Tella T., 2011. Estimating reserves for unconventional shale resource plays. *Society of Petroleum Evaluation Engineers*, 11.08.2011 Tulsa, US.
 60. Tręła M., Kasprzyk M., Saj A., 2011. Opracowanie badań sejsmicznych 3D dla tematów Daszewo N i Białogard. *Opracowanie archiwalne, Geofizyka Toruń*.
 61. Wójcicki A., Kiersnowski H., Dyrka I., Adamczak-Biały T., Becker A., Głuszynski A., Janas M., Kozłowska A., Krzemiński L., Kuberska M., Paczesna J., Podhalańska T., Roman M., Skowroński L., Waksmundzka M.I., 2014. Prognostyczne zasoby gazu ziemnego w wybranych zwięzłych skałach zbiornikowych Polski. *PIG-PIB, Warszawa*, 65 p.

Paweł Poprawa,
Bartosz Papiernik,
Grzegorz Machowski
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Kraków

Piotr Krzywiec
Polska Akademia Nauk, Instytut Nauk Geologicznych, Warszawa

Andrzej Maksym
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., Oddział Geologii i Eksploatacji, Warszawa

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 22.11.2018 r.
Artykuł przyjęto do druku: 26.11.2018 r.

Analiza możliwości wykorzystania odpadowych tworzyw sztucznych w procesie produkcji płyt drogowych

Odpady z tworzyw sztucznych

Każdego dnia produkuje się niezliczone ilości odpadów tworzyw sztucznych. Największą grupę odpadów stanowią poliolefiny, czyli polimery zawierające węgiel i wodór. W odpadach tych dominują: polietylen (PE), polipropylen (PP), polistyren (PS), a także akrylonitryl-butadien-styren (ABS). Tworzywa sztuczne stanowią około 10 % wagowo i 40 % objętościowo odpadów pochodzących z gospodarstw domowych. Właściwości fizyko – chemiczne odpadowych tworzyw sztucznych ciągle pozostają na wysokim poziomie. Spadek poszczególnych parametrów w stosunku do tworzyw nowych nie przekracza 30%. Jest to więc materiał który może być ponownie wykorzystywany jako materiał konstrukcyjny. Kwestią dyskusyjną jest sposób zagospodarowania odpadowych tworzyw sztucznych (rys. 1). Ich recykling może znacznie ograniczyć zużycie surowców naturalnych i przyczynić się do ochrony środowiska naturalnego. Obecnie powszechnie wykorzystuje się trzy technologie recyklingu tworzyw sztucznych: recykling mechaniczny (materiałowy), recykling chemiczny (surowcowy) i recykling energetyczny (spalanie).

Pracownicy Działu Badań i Rozwoju Spółki Exalo Drilling S.A. wspólnie z naukowcami Uniwersytetu Zielonogórskiego podjęli próbę wykorzystania odpadowych tworzyw sztucznych do wytwarzania lekkich płyt drogowych. Działalność firmy wymaga częstego budowania dróg dojazdowych i utwardzonych placów pod urządzenia wiertnicze w różnym terenie. Po zakończeniu operacji wiertniczych drogi i place są demontowane. Dotychczas do tych prac wykorzystywane są płyty żelbetonowe. Przykładowo, do utwardzenia powierzchni, przy wykonywaniu jednego głębokiego odwiertu używa się ok. 2500 płyt betonowych. Ze względu na masę płyt do ich transportu stosowane są samochody ciężarowe o dużej ładowności. Podczas procesu budowy i demontażu jednego placu wykonuje się ponad 100 kursów transportowych, wymagane jest zaangażowanie dźwigów i innej wyspecjalizowanej obsługi. Koszty i czas transportu i montażu płyt są znaczne. Ponadto podczas prowadzenia prac dochodzi do spalania dużych ilości paliw silnikowych, a to prowadzi do zanieczyszczenia środowiska naturalnego.



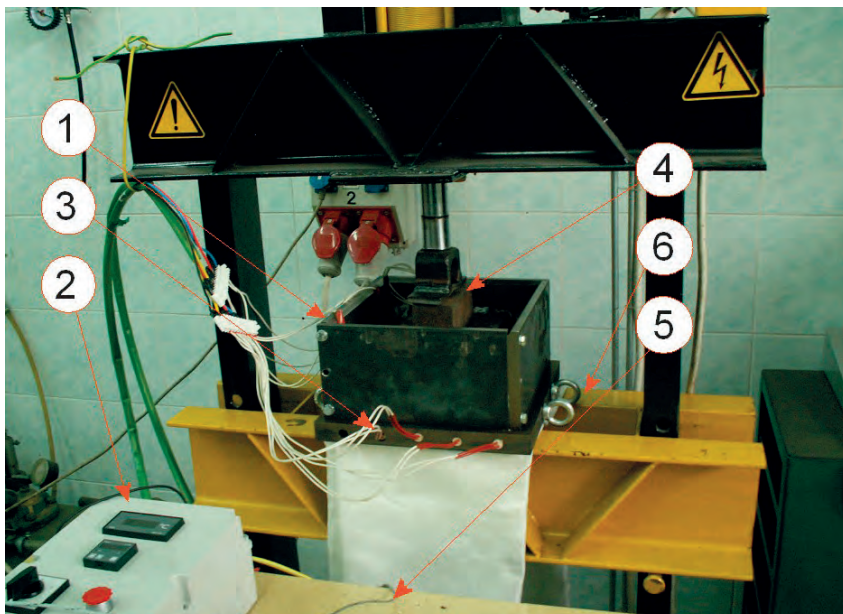
Rys. 1. Odpady pokonsumpcyjne

Opracowanie konstrukcji lekkich kompozytowych płyt drogowych przyczyni się do zmniejszenia kosztów takich inwestycji, a ponadto znacznie skróci czasy montażu i demontażu płyt. Wyliminowana zostanie konieczność stosowania dźwigów przy pracach montażowo-transportowych. Ponadto jednorazowo będzie można transportować czterokrotnie więcej płyt, co dodatkowo skróci cały proces.

Celem podjętych badań było sprawdzenie możliwości wytworzenia płyt drogowych z odpadowych tworzyw sztucznych. Na podstawie kryteriów ekonomiczno/technicznych wynikających z doświadczeń firmy Exalo Drilling S.A. zdecydowano się na zastosowanie polietylenu wysokiej gęstości (HDPE). Z ww. tworzywa wykonano, w warunkach laboratoryjnych, płyty o wymiarach 0,5 m x 0,5 m x 0,05 m. W dalszej kolejności przeprowadzono badania wybranych właściwości mechanicznych takich płyt i porównano je z właściwościami tzw. płyty referencyjnej. Badano płyty wytworzone z różnych recyklatów na bazie polietylenów dużej gęstości, niewzmocnione i wzmacnione różnymi postaciami włókna szklanego. Badaniom poddano próbki pobrane z ww. płyt. Płyty wykonano według dostosowanej do przyjętych wymogów konstrukcyjnych technologii prasowania. W celach porównawczych zbadano również próbki materiału pobrane z tzw. płyty referencyjnej. Próbki te w dalszej części artykułu nazwane zostały próbkami porównawczymi lub referencyjnymi.

Technologia wytwarzania płyt

Płyty laboratoryjne wykonano technologią prasowania tłocznego. Stanowisko technologiczne do ich wytwarzania przedstawiono na rys. 2. Składa się ono z: metalowej formy (1) z sekcją osadzonych w niej grzałek oporowych (3), elektronicznego układu grzejnego wraz z regulacją temperatury (2), osadzonej na stole prasy hydraulicznej (6) z siłownikiem (4) działającym na płytę stemplową. Zadaniem układu grzejnego i regulacji temperatury było nagrzanie formy do wymaganej temperatury poprzez odpowiednie zaprogramowanie układu regulacji. Wartość zadanej temperatury formy oraz aktualnej temperatury przetwarzanego materiału, mierzonej w jego geometrycznym środku, odczytywano na panelu czołowym programatora. Moc całkowita zamontowanych w formie grzałek wynosiła 5,5 kW.



Rys. 2. Stanowisko technologiczne do wytwarzania płyt grubościennych z HDPE: 1 – metalowa forma, 2 – układ grzejny wraz z regulacją temperatury, 3 – grzałki oporowe, 4 – trzpień dociskowy siłownika hydraulicznego, 5 – przewód termopary kontrolnej, 6 – podstawa prasy hydraulicznej

Do wytworzenia płyt zastosowano następujące rodzaje tworzyw i materiałów dodatkowych:

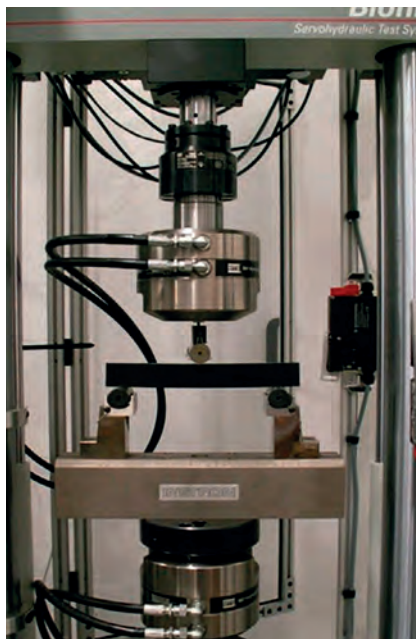
1. Regranulat: polietylen dużej gęstości „HDPE czarny” firmy ASEO Recycling System,
2. Regranulat: polietylen dużej gęstości „HDPE czarny” firmy Euro-Box ,
3. Przemiał: „HDPE kolorowy” firmy Euro-Box Sp. z o.o. (rys. 3),
4. Mata szklana „EM 1002/100/125” firmy Krosglass S.A.,
5. Rowing pasmowy „ER 3005” firmy Kros-glass S.A.

Z wyżej wymienionych materiałów w próbach technologicznych wykonano cztery typy płyt monolitycznych i kompozytowych:

1. Płyta z regranulatu lub przemiału HDPE,
2. Płyta z regranulatu HDPE z dwiema warstwami maty szklanej umiejscowionymi 10 mm od dolnej i górnej powierzchni płyty,
3. Płyta z regranulatu HDPE z dwiema warstwami rowingu pasmowego umiejscowionymi 10 mm od dolnej i górnej powierzchni płyty, przy czym w górnej części płyty rowing ułożono prostopadle względem rowingu w dolnej części; poszczególne pasma rowingu ułożono w każdej warstwie co 10 mm,
4. Płyta złożona z dwóch warstw regranulatu HDPE o grubości 10 mm (dolna i górna) oraz rdzenia z przemiału HDPE o grubości 10 mm.

Metodyka badań

W czasie eksploatacji płyty narażone są na szereg powtarzających się obciążeń mechanicznych o charakterze stochastycznym i związane z nimi powstające odkształcenia. Celem określe-



Rys. 4. Widok usytuowania próbki w czasie próby zginania



Rys. 3. Przemiał polietylenu firmy Euro-Box

nia podstawowych właściwości wytrzymałościowych materiału płyt przeprowadzono badania wytrzymałości statycznej w próbach rozciągania, ściskania i zginania. Wymienione właściwości są istotne z punktu widzenia pękania płyt. Do badań pobrano także próbki materiału z płyty referencyjnej. Probki pobrane z płyty referencyjnej oznaczono literą A z podaniem numeru próbki i rodzaju próby. We wszystkich próbach realizowano obciążenie quasi-statycznie, wymuszając przemieszczenie w kierunku przyłożonej siły z prędkością 0,2 mm/sek. Wartości sił i przemieszczeń rejestrowane były w pamięci komputera. Badania przeprowadzono na maszynie wytrzymałościowej Instron, posiadającej Świadectwo legalizacji Nr U/9MP/13.2/2011. Wykonano je zgodnie z ogólnymi wymaganiami przedstawionymi w normach przedmiotowych. Na rys. nr 4 pokazano maszynę wytrzymałościową podczas próby zginania.

Wyniki badań

Próba rozciągania

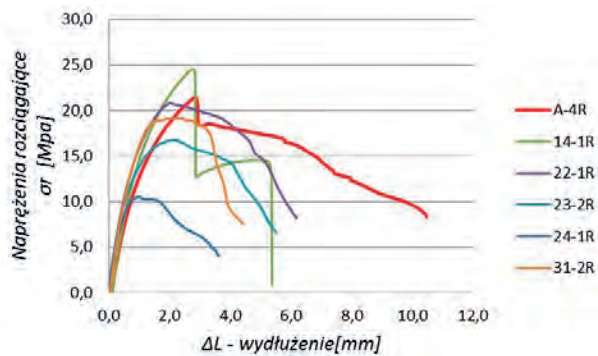
Na podstawie prób rozciągania obliczono wytrzymałość na rozciąganie R_m i granicę plastyczności R_e materiałów użytych do wytworzenia płyt.

Próba ściskania

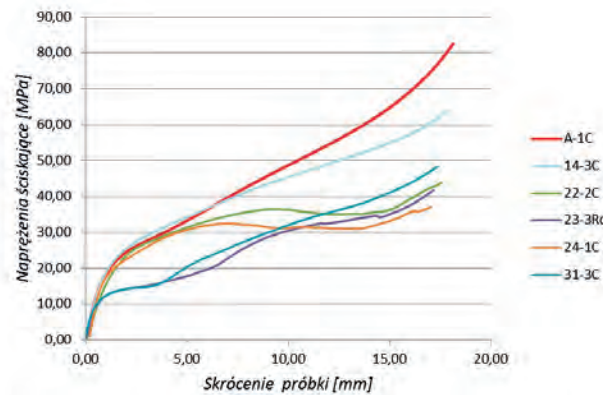
Na podstawie prób ściskania obliczono wytrzymałość na ściskanie R_m i granicę plastyczności R_e materiałów użytych do wytworzenia płyt.

Tab. 1. Uśrednione wartości wyników z prób rozciągania

L.p.	Rozciąganie - wartości średnie							
	Nr próbki	F_{pl} [kN]	ΔL_{pl} [mm]	F_{max} [kN]	ΔL_{max} [mm]	R_m [MPa]	R_e [MPa]	K [kN/mm]
1.	A-R	0,78	0,76	1,74	3,65	22,52	9,83	1,03
2.	14-R	0,61	0,53	1,80	3,07	24,68	8,29	1,15
3.	22-R	0,61	0,39	1,33	1,79	17,87	8,29	1,56
4.	23-R	0,55	0,47	1,01	2,23	14,52	7,91	1,19
5.	24-R	0,46	0,54	0,64	1,27	10,19	7,33	0,86
6.	31-R	0,72	0,54	1,41	2,21	19,46	9,92	1,33



Rys. 5. Naprężenia rozciągające w funkcji wydłużenia badanych próbek



Rys. 6. Naprężenia ściskające w funkcji skrócenia badanych próbek

W tabelicy 2 przedstawiono średnie wartości wyników z prób ściskania. Indeks K oznaczono sztywność poszczególnych materiałów. Próbką oznaczoną „A-C” to próba referencyjna.

Wartość granicy plastyczności R_e dla materiału pobranego z płyt referencyjnych wynosi 14,7 MPa. Dla płyt wykonanych z materiałów odpadowych wartość ta zawiera się w zakresie od 8,36 MPa do – 14,85 MPa. Wartości zależą od rodzaju materiału wsadowego i rodzaju użytego zbrojenia płyty. Na rys. 6 pokazano przebiegi naprężeń ściskających w funkcji skrócenia próbki dla poszczególnych materiałów użytych do wykonania płyty laboratoryjnych.

Tab. 2. Uśrednione wartości wyników z próby ściskania

Ściskanie - wartości średnie					
l.p.	Nr próbki	F [kN]	ΔL [mm]	Re [MPa]	K [kN/mm]
1.	A-C	2,12	0,70	14,70	3,04
2.	14-C	1,91	0,66	13,25	2,87
3.	22-C	2,14	0,86	14,85	2,49
4.	23-C	1,41	0,79	9,75	1,78
5.	24-C	2,03	0,71	14,11	2,85
6.	31-C	1,21	0,31	8,36	3,85

Tab. 3. Uśrednione wartości wyników z próby zginania

Zginanie - wartości średnie								
L.p.	Nr próbki	F_{pl} [kN]	ΔL_{pl} [mm]	F_{max} [kN]	ΔL_{max} [mm]	R_m [MPa]	Re [MPa]	K [kN/mm]
1.	A-G	0,89	3,53	2,43	29,22	38,34	14,21	0,25
2.	13-G	1,49	5,01	2,73	20,84	43,16	23,64	0,30
3.	14-G	0,80	5,15	2,05	20,72	26,47	12,63	0,15
4.	22-G	0,91	3,58	1,84	12,01	37,33	17,31	0,25
5.	23-G	0,67	4,01	1,01	11,35	19,79	13,08	0,17
6.	24-G	0,91	3,68	1,59	11,68	26,92	15,41	0,25
7.	31-G	0,75	4,01	1,47	24,01	22,60	11,40	0,19
8.	41-G	0,94	3,84	2,29	31,48	36,21	14,89	0,24

Wyniki prób zginania

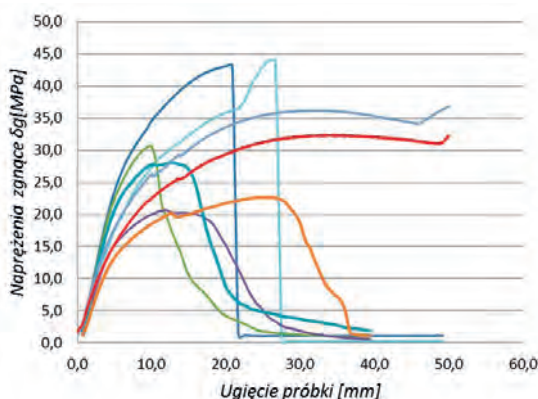
Na podstawie prób zginania obliczono wytrzymałość na zginanie R_m i granicę plastyczności R_e materiałów użytych do wytworzenia płyt. W tabelicy 3 przedstawiono średnie wartości wyników z prób zginania. Indeks K oznaczono sztywność poszczególnych materiałów. Próbką oznaczoną „A-G” to próba referencyjna.

Wartość granicy plastyczności R_e dla materiału pobranego z płyt referencyjnych wynosi 14,21 MPa. Dla płyt wykonanych z materiałów odpadowych wartość ta zawiera się w zakresie od 11,40 MPa do – 23,64 MPa. Wartości zależą od rodzaju materiału wsadowego i rodzaju

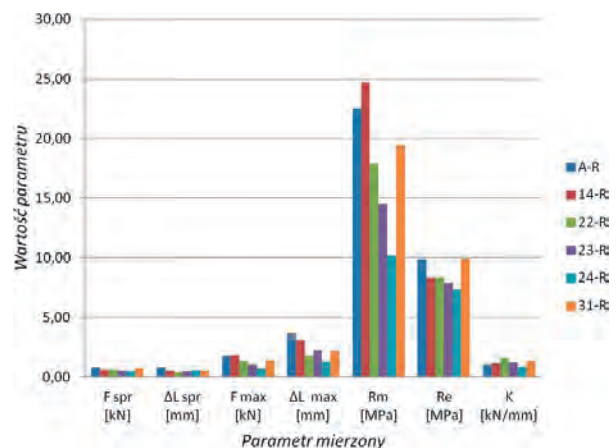
użytego zbrojenia płyty. Na rysunku 7 pokazano przebieg naprężeń gnących w funkcji ugięcia próbki dla poszczególnych materiałów użytych do wykonania płyty laboratoryjnych.

Analiza wyników badań

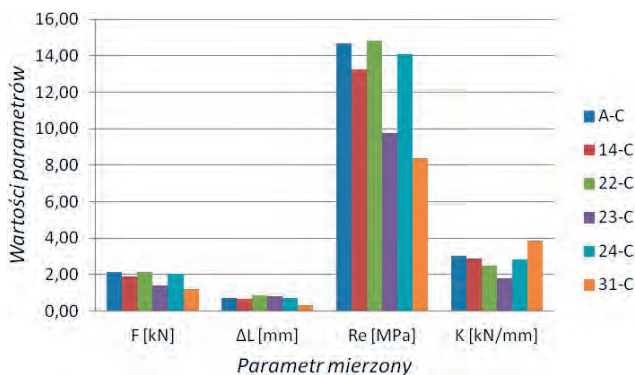
Na rysunku 8 zestawiono średnie wartości parametrów wytrzymałościowych badanych materiałów uzyskane podczas prób rozciągania, na rysunku 9 – podczas próby ściskania,



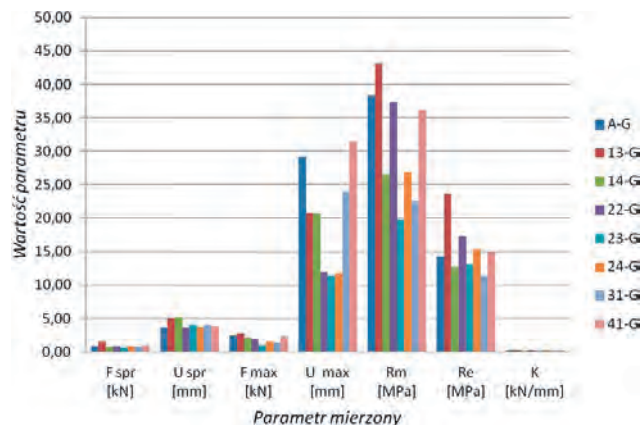
Rys. 7. Naprężenia zginające w funkcji ugięcia badanych próbek



Rys. 8. Parametry wytrzymałościowe próbek uzyskanych podczas prób rozciągania



Rys. 9. Parametry wytrzymałościowe próbek uzyskanych podczas prób ściskania



Rys. 10. Parametry wytrzymałościowe próbek uzyskanych podczas prób zginania

a na rysunku 10 – podczas próby zginania.

Porównanie parametrów wytrzymałościowych materiałów użytych do wykonania płyt laboratoryjnych z parametrami materiału referencyjnego prowadzi do następujących wniosków:

- **Próba rozciągania.** Granica plastyczności materiałów oznaczonych 14-R, 22-R, 23-R i 31-R jest zbliżona do granicy plastyczności materiału porównawczego A-R (kolor niebieski na rys. 8). Pozostałe materiały charakteryzują się mniejszymi wartościami tego parametru. Sztywność wszystkich próbek jest na podobnym poziomie.
- **Próba ściskania.** Granica plastyczności materiałów oznaczonych 14-C, 22-C i 24-C jest porównywalna z materiałem referencyjnym (A-C – kolor niebieski na rys. 9). Sztywność wszystkich materiałów kształtowała się na podobnym poziomie.
- **Próba zginania.** Granica plastyczności materiałów oznaczonych 14-G, 23-G, i 31-G jest porównywalna do granicy plastyczności materiału porównawczego (A-G – kolor

niebieski na rys. 10). Sztywność próbek kształtowała się na podobnym poziomie.

Podsumowanie i wnioski końcowe

Płyty drogowe w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych głównie obciążane są siłami ściskającymi i zginającymi. Wyniki przeprowadzonych badań pozwalają stwierdzić, że materiały oznaczone indeksami 22 i 24 mogą być z powodzeniem wykorzystane do ich budowy. Są to kompozyty wykonane z przemiału odpadowego polietylenu wysokiej gęstości wzmocnionego matą szklaną. Materiały do ich budowy pochodzą z odzysku. Do wykonania laboratoryjnych płyt użyto zmielonych odpadów polietylenu HD pozyskanego bezpośrednio ze składowisk śmieci.

Należy podkreślić, że do wykonywania płyt laboratoryjnych stosowano prostą i tanią technologię prasowania. Docelowo należy zastosować technologie umożliwiające płynięcie tworzywa w płaszczyźnie płyty, np. technologię wytłaczania, co polepszy parametry wytrzymałościowe materiału i pozwoli na opracowanie

pełnowymiarowej płyty oraz przeprowadzenie próby przemysłowej.

Exalo Drilling S.A. mając na uwadze pozytywny wynik analizy, a przede wszystkim aspekt ekonomiczny i ekologiczny oraz innowacyjny charakter projektu nie wyklucza przeprowadzenia dalszych badań. Planuje się wykonanie analizy metodą elementów skończonych (MES), która pozwoli na wykonanie prototypu płyty w skali 1:1, celem opracowania własnej technologii produkcji lekkich płyt drogowych, bazującej na materiałach pochodzących z odzysku.

dr hab. inż. Władysław Papacz,
prof. UZ,
Uniwersytet Zielonogórski,
Wydział Mechaniczny

dr inż. Maciej Stec,
Janusz Wandzel,
Exalo Drilling S.A.,
Dział Badań i Rozwoju

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

DGK Niemiecki Kongres Geotermalny Essen 2018



Michał Kruszewski

DGK Niemiecki Kongres Geotermalny to główne wydarzenie niemieckiego sektora geotermalnego. W tym roku ponad 700 uczestników z całego świata wysłuchało około 170 prezentacji naukowców, praktyków, polityków oraz pracowników rządowych związanych z rozwojem energii geotermalnej w Niemczech.

Podczas kongresu można było również zobaczyć 38 prezentacji posterowych w dwóch kategoriach tj. głównej sesji posterowej oraz sesji dla młodych naukowców. Kongres geotermalny rozpoczął dzień warsztatów, których głównym tematem była korozja, osadzanie się osadów w instalacjach geotermalnych podczas produkcji płynów geotermalnych oraz sesje poświęcone energii geotermalnej Danii, która była krajem partnerskim tegorocznego kongresu. Na imprezie nie zabrakło również reprezentantów z Polski.

Podczas kongresu Christoph Dammermann, sekretarz Ministerstwa Gospodarki, Innowacji, Cyfryzacji i Energii kraju związkowego Nadrenii Północnej-Westfalii podkreślił wagę większego wykorzystania zasobów geotermalnych w Nadrenii Północnej-Westfalii, gdzie ponad połowa zapotrzebowania na ciepło mogłaby być dostarczana przez zasoby geotermalne, gdzie obecnie jest to tylko 1%. Nadrenia Północna-Westfalia jest również najbardziej zaludnionym krajem



Rozmowy konferencyjne podczas Niemieckiego Kongresu Geotermalnego 2018 w Essen (źródło: Bundesverband Geothermie)

związkowym Niemiec, z dużą ilością, nieaktywnych już, kopalń węglowych, które mogłyby w przyszłości zostać wykorzystane w celach ciepłowniczych. W czasie konferencji, organizacja EGEC (i.e. European Geothermal Energy Council) wystosowała europejski apel o zwiększone wykorzystanie zasobów energii geotermalnej. Apel został podpisany przez 12 europejskich asocjacji geotermalnych, w tym również przez Polskę. Podczas kongresu uhonorowano medalem Patricius niedawno zmarłego p. Ruggero Bertani z ENEL Green Power we Włoszech, za jego zasługi dla rozwoju energetyki geotermalnej. Jednym z jego ostatnich projektów był otwór Venelle-2 w polu geotermalnym Larderello, który dowiercił się do zasobów nadkrytycznych, przewyższając temperaturę 500°C. Nagrodę Młodego Naukowcy otrzymał doktor Hannes Hofmann.

Jednym z głównych wydarzeń podczas tegorocznego kongresu była konferencja zamykająca projekt GeoWell, który był trzyletnią inicjatywą

badawczą finansowaną przez europejskie fundusze Horyzonty 2020. Jego celem było opracowanie niezawodnych, efektywnych kosztowo i bezpiecznych dla środowiska technologii projektowania, odwiercenia i monitorowania otworów geotermalnych wysokich temperatur, tj. technologii uszczelniania otworów, odpornych materiałów na rury okładzinowe, pomiarów temperatur i odształceń z wykorzystaniem technologii światłowodowych w celu monitorowania otworu podczas produkcji płynu geotermalnego oraz rozwoju metod oceny ryzyka związanego z produkcją płynów geotermalnych. Projekt Geowell ma na celu podniesienie obecnie funkcjonujących standardów dot. wiercenia i wykonywania wysoko-temperaturowych otworów geotermalnych do temperatur powyżej 450-500°C i produkcji płynów o wysokiej kwasowości.

W ostatnim dniu konferencji odbyły się warsztaty wymiany wiedzy na temat monitorowania wpływu płytkiej geotermii na środowisko. Podczas warsztatów, poruszono zarówno istniejące już koncepcje oraz metody, jak i luki w zarządzaniu wiedzą dotyczące monitorowania płytkich zasobów geotermalnych. Warsztaty zostały zorganizowane przez europejskie projekty takie jak GeoPLASMA-CE, GRETA i MUSE. Konferencję zakończył warsztat 'cross-over' zorganizowany przez Niemieckie Stowarzyszenie Energii Geotermalnej oraz Europejskie Stowarzyszenie Geologów i Inżynierów (EAGE). Następna konferencja DGK odbędzie się w dniach 19-21 listopada 2019 w Monachium.






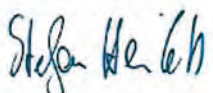

mgr inż. Michał Kruszewski
Pracownik naukowy International
Geothermal Centre w Bochum (Niemcy)
michal.kruszewski@hs-bochum.de



Ceremonia otwarcia Niemieckiego Kongresu Geotermalnego 2018 w Essen (źródło: Bundesverband Geothermie)

Gas Storage Poland wdrożyła i stosuje System Zarządzania Jakością, System Zarządzania Środowiskowego, System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy w zakresie: projektowania, budowy i eksploatacji kawernowych podziemnych magazynów gazu i usług magazynowania paliw gazowych.

W wyniku audytu certyfikującego Gas Storage Poland sp. z o.o. otrzymała Certyfikat dowodzący, że posiada system zarządzania spełniający normy: ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, BS OHSAS 18001:2007. Certyfikat ważny jest od 3 września 2018 r. do 2 września 2021 r.

 	<h1>CERTYFIKAT</h1>									
	<p>Niniejszym poświadczam się, że przedsiębiorstwo</p> <p>Gas Storage Poland sp. z o.o.</p> <table border="0"> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <p>Centrala al. Jana Pawła II nr 70 00-175 Warszawa Polska</p> </td> <td style="vertical-align: top;"> <p>Adres rejestracji ul. Rumska 28 81-198 Dębogórze Polska</p> </td> </tr> </table>		<p>Centrala al. Jana Pawła II nr 70 00-175 Warszawa Polska</p>	<p>Adres rejestracji ul. Rumska 28 81-198 Dębogórze Polska</p>						
<p>Centrala al. Jana Pawła II nr 70 00-175 Warszawa Polska</p>	<p>Adres rejestracji ul. Rumska 28 81-198 Dębogórze Polska</p>									
<p>wraz z wymienionymi w wyciągu lokalizacjami</p> <p>wdrożyło i stosuje System Zarządzania Jakością, System Zarządzania Środowiskowego, System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy</p> <p>Zakres: Projektowanie, budowa i eksploatacja kawernowych podziemnych magazynów gazu. Usługi magazynowania paliw gazowych.</p> <p>Poprzez audyt, udokumentowany sprawozdaniem, przedstawiono dowód, że niniejszy system zarządzania spełnia wymagania następującej normy:</p> <p>ISO 9001 : 2015 ISO 14001 : 2015 BS OHSAS 18001 : 2007</p>										
<table border="0"> <tr> <td>Numer rejestracyjny certyfikatu</td> <td>30951057 QM15/UM15/BSOH</td> </tr> <tr> <td>Ważny od</td> <td>2018-09-03</td> </tr> <tr> <td>Ważny do</td> <td>2021-09-02</td> </tr> <tr> <td>Data certyfikacji</td> <td>2018-09-03</td> </tr> </table>		Numer rejestracyjny certyfikatu	30951057 QM15/UM15/BSOH	Ważny od	2018-09-03	Ważny do	2021-09-02	Data certyfikacji	2018-09-03	 
Numer rejestracyjny certyfikatu	30951057 QM15/UM15/BSOH									
Ważny od	2018-09-03									
Ważny do	2021-09-02									
Data certyfikacji	2018-09-03									
<p>DQS GmbH</p> <p></p> <p>Stefan Heinloth Dyrektor</p> <p>Accredited Body: DQS GmbH, August-Schanz-Straße 21, 60433 Frankfurt am Main, Germany Administrative Office: DQS Polska sp. z o.o., Domaniewska 45, 02-672 Warszawa, Poland</p>										
										



Zastanawiałeś się kiedyś, jak magazynuje się gaz ziemny? Nie trać na to swojego cennego czasu. Twórz nową rzeczywistość, realizuj śmiało wizje i gromadź piękne chwile. Magazynowaniem gazu zajmą się eksperci ze spółki Gas Storage Poland.

Głównym celem naszej działalności jest realizacja zadań operatora systemu magazynowania gazu w Polsce. Po co to robimy? Są dziedziny życia, w których gromadzenie zapasów jest koniecznością. Taką dziedziną jest zapas energetyczny każdego kraju.

Gromadzimy i magazynujemy gaz ziemny – to nasza pasja.

gasstoragepoland.pl

 **GAS STORAGE
POLAND**

Ćwiczenia ratowniczo-pożarnicze



KGZ Kaleje. Współpracę służb straży pożarnej z obsługą kopalni uaktywiają cykliczne ćwiczenia. Fot. Archiwum Oddziału



KGZ Kaleje. Teren kopalni okala las, co wpływa na rodzaj zagrożeń. Fot. Archiwum Oddziału

Zielonogórski Oddział PGNiG dba o bezpieczeństwo pracowników i obiektów technologicznych. Gotowość do działań ratowniczych i przeciwpożarowych gwarantują regularne ćwiczenia na instalacjach, podczas których pracownicy zakładu współpracują ze strażakami z miejscowych jednostek Państwowej Straży Pożarnej.

Symulacja pożaru na KGZ Kaleje

W piątek 26 października na terenie kompleksu leśnego okalającego teren KGZ Kaleje odbyły się ćwiczenia jednostek Straży Pożarnej z terenu powiatu średzkiego (wielkopolskie). Ćwiczenie praktyczne zostało poprzedzone szkoleniem w siedzibie OSP Zaniemyśl. Ze specyfiką KGZ Kaleje zapoznali uczestników pracownicy kopalni, a uwarunkowaniami dotyczącymi profilaktyki bezpieczeństwa oraz ochrony ppoż. – pracownicy Oddziału. Założenie taktyczne ćwiczenia zakładało rozszczelnienie i zapalenie gazu na gazociągu wysokiego ciśnienia od odwiertu Kaleje-14 do OC Kaleje. W ramach

ćwiczenia sprawdzono procedury alarmowania i postępowania pracowników kopalni. Zamiar taktyczny działań Straży Pożarnej zakładał m.in. zorganizowanie zaopatrzenia w wodę do gaszenia pożaru z kopalnianego zbiornika przeciwpożarowego wody. Ćwiczenie zwieńczyło omówienie realizacji założeń i analiza operacyjno-taktyczna przedsięwzięcia.

Ćwiczenia przeciwpożarowe na Ekspedycie Barnówko

W środę 14 listopada na terenie Ekspedytu Barnówko odbyło się zorganizowane przez Dział BHP i Ochrony Ppoż. Oddziału w Zielonej Górze szkolenie i ćwiczenia praktyczne pn. „Ekspedyt 2018”. Uczestnikami zajęć byli pracownicy Ekspedytu Barnówko oraz strażacy-ratownicy z Jednostek Ratowniczo-Gaśniczych PSP w Myśliborzu i Dębnie, a także nowe kierownictwo Komendy Powiatowej PSP w Myśliborzu. Krótkie szkolenie z zakresu transportu drogowego (ADR) i kolejowego (RID) towarów niebezpiecznych w formie prezentacji multimedialnej oraz informacje na temat infrastruktury Ekspedytu

w terenie przekazał kierownik Ekspedytu Jan Gośka. Z zagrożeniami pożarowymi i zabezpieczeniami przeciwpożarowymi obiektu zapoznał uczestników specjalista ds. ochrony ppoż. Dariusz Kucharski. Na wstępie części praktycznej pracownicy Ekspedytu zaprezentowali ekipie strażaków w jaki sposób pali się ropa naftowa surowa, a w jaki siarka płynna. Następnie przystąpiono do ćwiczeń Ich celem było realne sprawdzenie obowiązujących procedur alarmowania, powiadamiania oraz działań ratowniczo-gaśniczych. Dotyczyły one doskonalenia obsługi urządzeń przeciwpożarowych w tym działek wodno-pianowych, hydrantów oraz pompowni pożarowej przez pracowników Ekspedytu Barnówko. Strażacki epizod zakładał m.in. sprawdzenie możliwości gaśniczych przewoźnego działka wodno-pianowego o dużej wydajności wynoszącej 4.500 l/min które zasilane było z sieci hydrantowej Ekspedytu.

Dariusz Kucharski,
Dział BHP i Ochrony Ppoż.
PGNiG SA, Oddział w Zielonej Górze



Barnówko. Na terenie Ekspedytu zaprezentowano różnice w pożarach ropy naftowej i siarki. Fot. Archiwum Oddziału



Barnówko. Ćwiczenia z obsługi działka wodno-pianowego. Fot. Archiwum Oddziału

Rekordowe wyniki spółki Polskie LNG na skalę europejską



24 cysterny załadowane skroplonym gazem ziemnym - LNG jednego dnia. Taka ilość energii odpowiada aż 1000 ton węgla kamiennego! To nie jedyna liczba, jaką załoga Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego może się obecnie pochwalić. Pod wieloma względami Polskie LNG wyprzedza konkurencję z europejskich terminali.

Rok 2018 dla Polskiego LNG jest iście rekordowy. Do początku grudnia terminal przyjął 21 statków ze skroplonym gazem ziemnym. Licząc od pierwszego metanowca, jaki przyplął do Świnoujścia pod koniec 2015 roku – było już 45 dostaw. Spółka ma zaplanowane jeszcze dwie w grudniu; a najprawdopodobniej do końca pierwszego kwartału 2019 roku Polskie LNG będzie mogło pochwalić się przyjęciem aż 50 statków.

Statystyki załadunku cystern są jeszcze bardziej imponujące. W bieżącym roku z terminalu wyjechało ich ponad 1500. Liczba ta (szacunki na przełom listopada i grudnia) już teraz przewyższa zestawienia tej usługi w analogicznym okresie działalności europejskich terminali np. w Rotterdamie (Gate) czy belgijskiego Fluxys w Zeebrugge. Warto dodać, że i ten wynik zostanie poprawiony przez polską spółkę – prawdziwy boom i zwięk-

Statystyki terminalu Polskiego LNG:

- 45 – ilość dostaw LNG drogą morską do polskiego terminalu (stan na początek grudnia 2018 r.)
- Niespełna 9 mln m³ – ilość dostarczonego LNG do Terminalu (licząc od pierwszej dostawy w grudniu 2015 r.)
- Ponad 4,8 mld Nm³ – ilość zregazyfikowanego surowca od początku eksploatacji terminalu
- 1543 szt. – ilość załadowanych cystern w 2018 roku (stan na koniec listopada 2018)
- 3604 szt. – ilość załadowanych cystern od początku eksploatacji terminalu (stan na koniec listopada 2018)
- 150 tys. m³ – ilość załadowanego LNG w cysterny samochodowe od 2016 r.



Fot. arch. Polskie LNG S.A.

szone zapotrzebowanie na LNG dopiero przed nami, wraz z przyjściem mroźnej zimy.

Warto zaznaczyć, że rekordowe załadunki LNG osiągnęte są przy obecnym kształcie świnoujskiej instalacji, która jeszcze się zmieni. Polskie LNG realizuje Program Rozbudowy Terminalu, zakładający wykonanie czterech komponentów: zwiększenie mocy regazyfikacyjnych z 5 do 7,5 mln Nm³, budowę drugiego nabrzeża przeznaczonego dla mniejszych jednostek pływających, postawienie trzeciego zbiornika na LNG o pojemności 180 000 m³, jak również skonstruowanie boczny kolejowej do przeładunku gazu skroplonego na cysterny kolejowe i kontenery ISO.

– Nasz terminal jak i plan jego rozbudowy wpisuje się doskonale w perspektywę gwał-

townego rozwoju tzw. „Małego LNG” (SSLNG - Small Scale LNG) – podkreśla Paweł Jakubowski, prezes spółki Polskie LNG. – Po zakończeniu prac będziemy oferować dodatkowe usługi, jak choćby przeładunek skroplonego gazu na cysterny kolejowe a także gazowce małej skali. Wpłyniemy na rozwój rynku gazu w żegludzie morskiej, śródlądowej, przewozach kolejowych i samochodowych. Trzeba również dodać, że tym samym zwiększymy znaczenie świnoujskiego terminalu w regionie Europy Północnej oraz Środkowo-Wschodniej.

Zespół ds. PR i Komunikacji
Polskie LNG S.A.

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.



Komisja konkursowa

Za nami III edycja Konkursu Prac Dyplomowych w ramach Konferencji GeoTalent – inicjatywy ambasadorów oraz mentorów Programu edukacyjnego PGNiG. Kolejny raz nagrodziliśmy autorów najlepszych prac związanych z branżą oil & gas.

Czy implementacja nowatorskich rozwiązań informatycznych do sterowania złożonymi procesami przemysłowymi przynosi istotne korzyści techniczno-ekonomiczne? W jaki sposób możemy wykorzystać sztuczną inteligencję w procesie optymalizacji i eksploatacji złoża węglowodorów? Co kryją w sobie wybrane metale w ropach naftowych zapadliska przedkarpacciego?

To tylko kilka tematów poruszanych przez laureatów Konkursu Prac Dyplomowych GeoTalent.

Najlepsza inwestycja w rozwój

PGNiG aktywnie angażuje się w inicjatywy edukacyjne. Program GeoTalent, w ramach którego odbył się Konkurs, jest jednym z wielu działań skierowanych do młodych, ambitnych osób, dążących do poszerzenia swojej wiedzy i kompetencji. Wydarzeniami, takimi jak te, PGNiG stwarza studentom szansę na zaprezentowanie swojego dorobku przed szerszym gronem odbiorców, wśród którego znajdują się między innymi eksperci PGNiG, kadra naukowa, czy członkowie Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPNiG).

Konkurs skierowany był do studentów i absolwentów – autorów prac dyplomowych związanych z branżą poszukiwawczo-wydobywczą węglowodorów. Zgłosić do niego można było zarówno prace licencjackie, inżynierskie, magisterskie, jak i doktorskie – maksymalnie do 3 lat od terminu obrony.

Pierwszy etap konkursu polegał na przesłaniu do PGNiG konspektu pracy dyplomowej. Kolejnym krokiem była ocena i wybór najlepszych abstraktów przez komisję konkursową. W jej skład weszli eksperci z SITPNiGu – pracownicy Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG oraz kadra naukowa uczelni współpracujących z PGNiG w ramach Programu GeoTalent.

Oceny prac dokonali:

- Marcin Barski (UW, SITPNiG O/W-wa II)
- Monika Kadzikiewicz-Schoeneich (PGNiG, SITPNiG O/W-wa II)
- Rafał Kudrewicz (Przewodniczący Komisji, PGNiG, SITPNiG O/W-wa II)
- Grzegorz Machowski (AGH, SITPNiG O/Kraków)
- Andrzej Maksym (PGNiG, SITPNiG O/W-wa II)
- Michał Michna (AGH, SITPNiG O/Kraków)
- Paweł Ryder (PGNiG, SITPNiG O/W-wa II)
- Maciej Tomaszczyk (PGNiG, SITPNiG O/W-wa II)
- Gabriel Ząbek (AGH, SITPNiG O/Kraków)
- Paweł Zdanowski (PGNiG, SITPNiG O/W-wa II)

Do konkursu zgłosili się studenci z uczelni takich jak: Akademia Górniczo-Hutnicza, Uniwersytet Jagielloński, Uniwersytet Warszawski,

czy Uniwersytet Wrocławski. Spośród zgłoszonych abstraktów prac dyplomowych, komisja wyłoniła 15 najlepszych. To właśnie ich autorzy stanęli przed szansą zaprezentowania swoich naukowych dokonań.

Niech wszyscy patrzą

Autorzy wyróżnionych prac dyplomowych prezentowali wyniki swoich badań i przeprowadzonych analiz podczas III Konferencji GeoTalent, która odbyła się 11 grudnia 2018 roku w Muzeum Gazownictwa w Warszawie. Wzięli oni udział w jednej z dwóch sesji – 8 osób wygłosiło referaty, natomiast 7 uczestników zaprezentowało swoje postery. Poczynania finalistów obserwowali zaproszeni goście (członkowie zarządu, dyrekcja i kadra menedżerska PGNiG, mentorzy GeoTalent, pracownicy naukowcy, studenci) oraz użytkownicy Facebook'a, za pośrednictwem prowadzonej przez nas transmisji live. Już teraz gorąco zachęcamy do zapoznania się z zapisem ich zmagania: <https://www.facebook.com/program.geotalent>

Bezsprzeczna dominacja

Najwięcej zgłoszeń otrzymaliśmy od studentów/absolwentów Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Z 15 prac, które zostały zaprezentowane podczas finału, aż 12 było autorstwa uczniów krakowskiej uczelni.

Komisja konkursowa po zaciętych obradach, doceniła aż sześciu reprezentantów właśnie z AGH. Główna nagroda w sesji referatowej

SESJA REFERATÓW				
wyniki	imię i nazwisko	uczelnia	rodzaj pracy dyplomowej:	temat
1 miejsce	Damian Janiga	AGH	praca doktorska	Model optymalizacji udostępnienia i eksploatacji złoża węglowodorów z wykorzystaniem sztucznej inteligencji
2 miejsce	Michał Wilkosz	AGH	praca magisterska	Zastosowanie algorytmu inwersji optymalizowanego metodą symulowanego wyżarzania do zwiększania rozdzielczości profiliowań geofizyki otworowej
3 miejsce	Paweł Godlewski	AGH	praca magisterska	Zróżnicowanie facjalne oraz własności zbiornikowe osadów mioceńskich w rejonie Sędziszowa (zapadlisko przedkarpackie)
nagroda publiczności	Damian Janiga	AGH	praca doktorska	Model optymalizacji udostępnienia i eksploatacji złoża węglowodorów z wykorzystaniem sztucznej inteligencji

SESJA POSTEROWA				
wyniki	imię i nazwisko	uczelnia	rodzaj pracy dyplomowej:	temat
1 miejsce	Edyta Kuk	AGH	praca magisterska	Zastosowanie metod sztucznej inteligencji do sterowania procesami przemysłowymi na przykładzie podziemnego magazynu gazu
2 miejsce	Magdalena Biernat	AGH	praca magisterska	Połączenie wyników geofizyki otworowej i badań laboratoryjnych dla rozpoznania własności skał
3 miejsce	Dawid Mrowiec	AGH	praca inżynierska	Analiza zawartości wybranych metali w ropach naftowych Zapadliska Przedkarpackiego
nagroda publiczności	Edyta Kuk	AGH	praca magisterska	Zastosowanie metod sztucznej inteligencji do sterowania procesami przemysłowymi na przykładzie podziemnego magazynu gazu

trafiła w ręce Damiana Janigi. W sesji posterowej, laureatką została Edyta Kuk. Prace Damiana jak i Edyty spotkały się również z uznaniem publiczności, która właśnie na nich oddała swoje głosy. Co warte odnotowania, Edyta po raz trzeci znalazła się na podium naszego Konkursu – ogromne gratulacje!

Triumfatorzy, z rąk Pana Michała Pietrzyka (Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych, PGNiG) oraz Pana Rafała Kudrewicza (Przewodniczącego Komisji (PGNiG, SITPNiG)) odebrali atrakcyjne nagrody rzeczowe (m.in.: aparaty foto-

graficzne, tablety, czy smartwatche). Wszyscy finaliści otrzymali również pamiątkowe gadżety.

Szlifujemy diamenty

Wśród uczestników Konkursu Prac Dyplomowych znaleźli się m.in. studenci, którzy aktywnie działają, bądź działali w Programie GeoTalent – uczestnicy warsztatów, ambasadory, praktykanci. Na co dzień widzimy niesamowity potencjał, jaki drzemie w młodych ludziach. Dzielimy się z nimi wiedzą ekspertów podczas naszych warsztatów na uczelniach

oraz udostępniamy wiele treści, niezbędnych do prawidłowego przeprowadzenia badań i analiz. Z wielką radością obserwujemy jak rozkwitają kolejne talenty – potencjalni pracownicy naszej firmy!

Krzysztof Barański
Zespół GeoTalent, PGNiG

Rafał Kudrewicz
PGNiG, SITPNiG



Laureaci

Jerzy
Zagórski

PGNiG z ostateczną zgodą na objęcie udziałów w złożu Tommeliten Alpha

Norweskie Ministerstwo Ropy i Energii wydało zgodę na objęcie przez PGNiG Upstream Norway AS ponad 42 proc. udziałów w złożu Tommeliten Alpha. Dzięki transakcji Grupa Kapitałowa PGNiG zwiększy wydobycie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym o 0,5 mld m³ rocznie.



Zgoda norweskiego ministerstwa nadzorującego wydobycie węglowodorów była ostatnim warunkiem potrzebnym do wejścia w życie umowy pomiędzy PGNiG Upstream Norway (PUN) i Equinor zawartej 18 października 2018 r. Jej przedmiotem było nabycie 42,38 proc. udziałów w koncesji na złożu gazowo-kondensatowym Tommeliten Alpha na Morzu Północnym. Cena zakupu udziałów wynosi 220 mln dolarów amerykańskich.

– Kupno udziałów w złożu w istotny sposób zwiększy naszą produkcję w regionie, z którego gazociągami Baltic Pipe planujemy przesyłać gaz do Polski – powiedział Piotr Woźniak, Prezes Zarządu PGNiG SA przy okazji podpisania umowy pomiędzy PUN i Equinor. – Projekt Tommeliten Alpha pozwala nam realizować strategię dywersyfikacji dostaw i jest atrakcyjny ekonomicznie.

PGNiG szacuje, że dzięki akwizycji udziałów w Tommeliten Alpha wolumen wydobycia gazu w Norwegii będzie wyższy o 0,5 mld m³ rocznie przez pierwsze sześć lat eksploatacji złoża. Ponadto złożo pozwoli PGNiG wydobyć około 500 tys. ton ropy naftowej i NGL w szczytowym roku produkcji. Zgodnie z obecnymi planami rozpoczęcie wydobycia zakładane jest w 2024 roku.

Według danych Norweskiego Dyrektariatu Naftowego udokumentowane zasoby wydobywalne Tommeliten Alpha wynoszą 12,8 mld m³ gazu ziemnego, 5,9 mln m³ (ok. 5 mln ton) ropy naftowej i 0,5 mln ton NGL. Łączne za-

soby odpowiadające udziałowi, który zakupiło PGNiG, to ok. 52 mln boe. Spółka ocenia, że złożo charakteryzuje się możliwością dalszego zwiększenia zasobów. Ponadto PGNiG wiąże duże nadzieje z dalszymi poszukiwaniami na obszarze nabytej koncesji.

Projekt Tommeliten Alpha będzie prowadzony przez grupę renomowanych i doświadczonych firm naftowych. Operatorem na złożu jest ConocoPhillips (28,26% udziałów), a partnerami Total (20,23%) i Eni Norge (9,13%).



PGNiG rozpoczyna poszukiwania węglowodorów w Zjednoczonych Emiratach Arabskich

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo wygrało przetarg na koncesję – nabycie praw do poszukiwania, rozpoznawania i wydobycia węglowodorów – w emiracie Ras Al Khaimah. Zjednoczone Emiraty Arabskie to kolejny kraj, w którym doceniono polską spółkę za wiedzę i kompetencje z obszaru upstream.

W wyniku wygranej rundy Spółka objęła udziały w koncesji w emiracie Ras Al Khaimah z prawem do poszukiwania, rozpoznawania i wydobycia węglowodorów.

– Dotychczasowe doświadczenia PGNiG w poszukiwaniach ropy i gazu za granicą są bardzo dobre i przynoszą Spółce konkretne korzyści. Zjednoczone Emiraty Arabskie to kolejny kraj, w którym będziemy rozwijać naszą działalność. To bardzo perspektywiczny rynek – powiedział Piotr Woźniak, Prezes Zarządu PGNiG SA. Zgodnie ze statystykami OPEC udokumentowane zasoby ropy naftowej wynoszą w ZEA 98 mld baryłek, a gazu ziemnego – ponad 6 bilionów m³.

Początkowo prace będą przebiegać w trzech dwuletnich okresach poszukiwawczych z możliwością przedłużenia o dwuletni okres rozpoznawczy, a następnie przewidziano

30-letni okres produkcji. Po każdym z okresów poszukiwawczych istnieje możliwość rezygnacji z udziałów w koncesji.

PGNiG będzie zobowiązane do zawarcia z Ras Al Khaimah Petroleum Authority porozumienia o poszukiwaniu i podziale produkcji (ang. Exploration and Production Sharing Agreement, „EPSA”) oraz wykonania prac poszukiwawczych.



Przyrost zasobów ropy i gazu na świecie niemal niewidoczny

W okresowych podsumowaniach stanu poszukiwań powtarzają się ostrzeżenia o niewystarczającym tempie przyrostu zasobów ropy i gazu i potwierdzają to dane statystyczne (tab.1). Zestawienie zmian w latach 2016-2017 pokazuje, że są one bardzo niewielkie, przeważnie oscylują w przedziale 98-101% w poszczególnych regionach świata, większe zróżnicowanie występuje w niektórych krajach. Globalnie zasoby ropy (łącznie z kondensatem) zmniejszyły się o 0,4%, zasoby gazu wzrosły o 1,1%. Udział OPEC w bilansie światowych zasobów ropy naftowej wynosi 74%, w zasobach gazu ziemnego 50%. Jednak obecnie znaczenie OPEC wzrosło, bo w wyniku porozumienia z listopada 2016 r. do współdziałania w czynnym kształtowaniu podaży i popytu na ropę przystąpili producenci spoza organizacji, w tym tak poważni jak Rosja, Kazachstan, Meksyk, Malezja, Oman czy Azerbejdżan.

Nadal na pierwszym miejscu pod względem wielkości zasobów ropy znajduje się Wenezuela, jednak czynniki wspomniane w poprzednim rozdziale dotyczącym OPEC będą hamować wykorzystanie tego potencjału. W Europie jedynie wzrost zasobów ropy w Norwegii zapewnia utrzymanie stanu z poprzedniego roku, natomiast zasoby w sektorze brytyjskim Morza Północnego zmniejszyły się o 19%. Korzystniej przedstawia się sytuacja w odniesieniu do zasobów gazu, zwiększyły się one o 3%; tu szczególnie wyróżniają się Włochy ze wzrostem 15,7%. Perspektywy utrzymania lub powiększenia zasobów dla Europy wiążą się głównie z Morzem Północnym, Morzem Barentsa i północnym Atlantykiem, bo odkrycia na lądzie są nieliczne i niezbyt duże. Konieczne będzie też zwiększenie aktywności wiertniczej, która zmalała zarówno w zachodniej jak i we wschodniej Europie. Wiercenia są jednym z ważniejszych elementów 3-letniej recesji w przemyśle naftowym, która ustępuje bardzo powoli i nierównomiernie. Przykładem może być Australia, gdzie jeszcze nie ma oznak ożywienia w poszukiwaniach i udostępnianiu nowych złóż. Chiny zajmujące czołowe miejsce w Azji wykazują wzrost zasobów ropy o 3,7%, natomiast w zasobach gazu nastąpił mały spadek. Zasoby gazu w Rosji zwiększyły się o ponad 3%, a wielkość zasobów ropy praktycznie nie zmieniła się. Nie ma też większych zmian w Afryce i na Bliskim Wschodzie. W Ameryce Północnej jedynie USA mogą wykazać wzrost zasobów ropy i gazu i dzięki temu wskaźnik dla regionu jest pozytywny, jednak w Kanadzie i Meksyku tendencja jest odwrotna. W Meksyku

Tabela 1.

Kraj	Zasoby ropy w mln t			Zasoby gazu w mld m ³		
	2016	2017	Zmiana 2016:2017 w %	2016	2017	Zmiana 2016:2017 w %
Ameryka Płn.	28716,3	28645,1	99,8	11041,6	11276,3	102,1
Kanada	23041,3	22955,7	99,6	2096,2	2011,0	95,9
Meksyk	949,8	874,1	92,0	197,6	186,5	94,4
USA	4668,9	4760,0	102,0	8730,6	9061,6	103,8
Pozostałe	56,4	55,4	98,1	17,2	17,2	100,0
Ameryka Płd.	44338,9	44373,4	100,1	7660,3	7833,4	102,3
Argentyna	294,1	282,1	95,9	336,8	325,8	96,8
Brazylia	1722,7	1741,2	101,1	377,8	368,8	97,6
Ekwador	682,4	658,9	96,6	10,9	11,0	100,9
Kolumbia	242,4	226,4	93,4	110,3	113,9	103,3
Trynidad i Tobago	71,0	71,3	100,5	309,6	432,7	139,8
Venezuela	41106,0	41182,0	100,2	5735,6	5703,6	99,4
Pozostałe	220,4	203,3	92,2	779,5	877,6	112,6
Europa	13440,9	13497,8	100,4	52153,1	53704,1	103,0
Albania	24,7	22,4	90,9	0,8	0,8	102,7
Dania	66,8	59,7	89,4	16,9	15,1	89,8
Holandia	13,7	13,3	97,0	788,5	803,5	101,9
Norwegia	867,1	985,5	113,6	1780,9	1728,0	97,0
Polska	25,2	25,2	99,8	81,5	80,5	98,7
Rosja	11883,8	11900,6	100,1	48975,9	50586,9	103,3
Rumunia	58,4	56,7	97,0	101,9	104,9	103,0
W. Brytania	346,5	281,4	81,2	206,9	185,4	89,6
Włochy	66,3	66,9	100,9	38,1	44,1	115,7
Pozostałe	88,4	86,2	97,5	161,7	137,9	85,3
Kraje b. ZSRR	5276,9	5276,7	100,0	15647,1	15662,2	100,1
Afryka	17319,0	17340,0	100,1	14515,5	14665,4	101,0
Algieria	1984,1	1978,8	99,7	4501,3	4503,4	100,0
Angola	1295,1	1271,6	98,2	307,9	307,9	100,0
Egipt	477,4	476,3	99,8	2198,9	2198,9	100,0
Gabon	273,0	271,7	99,5	30,8	28,2	91,7
Kongo	222,4	219,2	98,6	89,8	89,9	100,1
Libia	6577,4	6577,4	100,0	1503,9	1504,1	100,0
Nigeria	5059,9	5093,6	100,7	5471,7	5623,7	102,8
Sudan i Sudan Połudn.	777,1	775,2	99,8	87,7	87,7	100,0
Pozostałe	652,6	676,2	103,6	323,3	321,6	99,5
Bliski Wschód	110656,9	110218,3	99,6	80402,6	80308,0	99,9
Arabia Saudyjska	36204,3	36211,4	100,0	8613,9	8709,8	101,1
Irak	20233,5	20022,3	99,0	3817,7	3741,8	98,0
Iran	21386,1	21161,6	99,0	33701,0	33789,9	100,3
Katar	3433,2	3433,2	100,0	24058,7	23847,1	99,1
Kuwejt	13804,0	13804,0	100,0	1787,6	1787,6	100,0
Oman	730,7	730,7	100,0	659,4	665,1	100,9
Str. Neutralna	606,6	606,6	100,0	25,5	25,5	100,0
Syria	340,0	340,0	100,0	263,2	263,2	100,0
Zjedn. Emiraty Arab.	13127,4	13126,0	100,0	6200,5	6202,9	100,0
Pozostałe	791,1	782,5	98,9	1275,1	1275,2	100,0
Azja	3920,6	4175,2	106,5	12190,3	12420,3	101,9
Chiny	1411,8	1464,7	103,7	2552,1	2545,7	99,8
Indie	743,8	739,6	99,4	1239,5	1307,5	105,5
Indonezja	439,3	450,2	102,5	2912,1	2864,0	98,3
Malezja	526,8	527,7	100,2	2733,8	2906,4	106,3
Wietnam	503,6	404,2	80,3	658,0	658,0	100,0
Pozostałe	295,3	588,8	199,4	2094,9	2138,8	102,1
Australia i Oceania	627,2	618,8	98,7	3639,9	3618,3	99,4
Australia	537,6	534,5	99,4	3191,1	3171,1	99,4
Pozostałe	89,6	84,3	94,1	448,8	447,1	99,6
Ogółem świat	224296,8	223442,3	99,6	197250,4	199488,1	101,1
w tym OPEC	165145,6	164803,0	99,8	98732,6	98703,9	100,0

nastąpił wyraźny, 8-procentowy spadek zasobów ropy. Niedawne odkrycie dużego złoża ropy Zama jest oczywiście dobrą wiadomością, ale nie wpłynęło na ogólny wynik. Ameryka Południowa

jako całość utrzymała stan posiadania, jednak u takich znaczących producentów jak Argentyna, Ekwador i Kolumbia zasoby ropy na koniec 2017 były mniejsze niż w 2016 r. Rekordowy przyrost

zasobów gazu, bo 39,8% odnotował Trynidad i Tobago.

Dane statystyczne z poszczególnych krajów przedstawione w tabeli nie zawsze podlegały

weryfikacji przez niezależnych ekspertów, dotyczy to m. in. niektórych krajów OPEC, jednak ewentualne nieścisłości raczej nie mogą zmienić ogólnego obrazu jaki prezentuje zestawienie.



Co najmniej przez pół roku mniej ropy z OPEC

W kalendarzu wydarzeń OPEC 175 Konferencja była określona zwyczajną i miała odbyć się w terminie 3-4 grudnia br., jednak ze względu na nietypowy przebieg może być traktowana jako nadzwyczajna, bo najpierw opóźniło się jej rozpoczęcie, następnie komitet monitorujący przestrzeganie porozumienia o ograniczeniu wydobycia ropy przedstawił wyniki swoich prac i dopiero 6 grudnia zaczęła się sesja plenarna pod przewodnictwem ministra ds. energii i przemysłu Zjednoczonych Emiratów Arabskich Suhail Mohameda Al Mazrouei. Zwykle obrady Konferencji trwały jeden dzień, ale tym razem było inaczej. Nastąpiła przerwa spowodowana wyjazdem rosyjskiego ministra energii Aleksandra Nowaka do Moskwy na konsultacje z rządem. Następnego dnia po powrocie A. Nowaka wznowiono obrady i minister został współprzewodniczącym sesji. Komunikat końcowy wydany 7 grudnia był zaskoczeniem dla analityków rynku, bo spodziewano się mniejszego obniżenia wydobycia. Wypowiedzi producentów ropy były bardzo rozbieżne, najsilniej przebiegał się głos Iranu, który ustami ministra ds. ropy Bijana Zangeneha stanowczo sprzeciwiał się obniżeniu limitu wydobycia uzasadniając swoje stanowisko wprowadzonymi 5 listopada br. sankcjami USA. Przeciwnikami cięć produkcji były Rosja, Meksyk i Oman. Z kolei Arabia Saudyjska pod koniec listopada br., kiedy cena ropy Brent spadła do 60 dolarów za baryłkę, wzywała do podjęcia decyzji o znacznym zmniejszeniu produkcji i uzgodnieniu jednolitego stanowiska członków OPEC i producentów spoza OPEC. Wypowiadał się też prezydent Trump wzywając organizację do utrzymania wydobycia ropy na obecnym poziomie. W komunikacie z posiedzenia wspomniano, że perspektywa gospodarki światowej w roku 2019 jest nieco gorsza niż w 2018 r., co wynika głównie z polityki makroekonomicznej i niepewności z nią związanej, a w konsekwencji możliwego osłabienia popytu na ropę.

Ostatecznie zdecydowano obniżeniu produkcji ropy łącznie o 163,2 tys. t/d, z czego 108,8 tys. t/d przypada na kraje członkowskie OPEC i 54,4 tys. t/d na producentów spoza OPEC. Obniżki będą obliczane w stosunku do poziomu produkcji z października 2018 r. Wejdą

w życie od 1 stycznia 2019 r. i początkowo będą obowiązywać przez 6 miesięcy. Zapowiedziano kontrolę wykonywania tych postanowień w kwietniu 2019 r. Nie podano limitów przydzielonych poszczególnym krajom. Wiadomo jedynie, że spełnione zostały żądania Iranu, który może zwiększać produkcję, wyjątki zastosowano również dla Libii, Nigerii i Wenezueli. Niektórzy producenci z tej grupy, jak Wenezuela, mogą nie wykorzystać tych specjalnych preferencji z powodu zapaści w przemyśle naftowym i katastrofalnego stanu gospodarki. W przypadku Libii decydujące jest wstrzymanie eksploatacji na złożu Sharira, które produkowało 40,8 tys. t/d. Rosja ma obniżyć produkcję o 40,8 tys. t/d, ale minister Nowak już zapowiedział, że nowe limity będą wprowadzane stopniowo. Po ogłoszeniu decyzji kartelu ceny ropy na giełdzie spadły o 5%, ale w następnych dniach powróciły do poziomu 60 dolarów za baryłkę (dla ropy Brent).

Konferencja przyjęła notę Kataru o rezygnacji z członkostwa w OPEC z dniem 1 stycznia 2019 r. Następną, 176 Zwyczajną Konferencją OPEC odbędzie się w kwietniu przyszłego roku.



Brytyjski gaz z łupków nadal trudno dostępny

Pomyślne wyniki prób złożowych w odwiertach poziomych wykonanych przez *Cuadrilla Resources* w obrębie koncesji Preston New Road w północno-zachodniej Anglii i uzyskanie przyplwu gazu z łupków karbońskiej formacji Bowland miały potwierdzić możliwość udokumentowania i udostępnienia zasobów gazu łupkowego w W. Brytanii. W październiku br. *Cuadrilla* rozpoczęła wykonywanie zabiegów szczelinowania, jednak po zarejestrowaniu 29 października wstrząsu o magnitudzie 1,1 zaplanowane na 3 miesiące prace zostały okresowo wstrzymane. Po wznowieniu operacja szczelinowania hydraulicznego ponownie została przerwana 14 grudnia br. po zarejestrowaniu przez Brytyjską Służbę Geologiczną serii mikrowstrząsów. Najsilniejszy z nich miał magnitudę 0,9 i przekraczał dopuszczoną przez *UK Oil & Gas Authority* magnitudę 0,5. Rozpoczęto sprawdzanie stanu odwiertu trwające co najmniej 18 godzin. Te wydarzenia mogą wydłużyć program badań w odwiertach mający dać odpowiedź na pytanie, czy eksploatacja gazu z łupków jest realna. Przypuszczalnie wywołają również nowe protesty lokalnej społeczności hrabstwa Lancashire.



Dziesiąte odkrycie ropy w Gujanie

W 2016 r. po wynikach wiercenia Lisa-2 prezes *ExxonMobil Exploration* Steve Greenlee nazwał je „odkryciem klasy światowej” i okazuje się, że nie było to określenie na wyrost. W grudniu br. *ExxonMobil* poinformował o kolejnym sukcesie – w otworze Pluma-1 przewiercono interwał roponośny o miąższości 37 m w piaskowcach górnej kredy. Odwiert osiągnął głębokość 5013 m, głębokość wody wynosi 1018 m. Jest to kontynuacja odkryć w tym rejonie zapoczątkowana w 2015 r. wierceniem Lisa-1, po czym przyszły następne: Lisa Deep, Payara, Snoek, Turbot, Ranger, Pacora, Longtail i w sierpniu br. Hammerhead. Wiercenie Pluma-1 znajduje się w odległości 27 km na zachód od Turbot-1. Wstępne szacunki zasobów złoża Pluma powiększają sumę wydobywalnych zasobów w obrębie bloku Stabroek do 680 mln t równoważnika ropy naftowej. Plan zagospodarowania złóż przewiduje początek wydobycia w I półroczu 2020 r. na złożu Lisa przy zaangażowaniu FPSO „Lisa Destiny” i osiągnięcie produkcji 16,3 tys. t/d ropy. W fazie Lisa II uruchomiona będzie produkcja z drugiego statku FPSO rzędu 30 tys. t/d. Do 2025 r. przewiduje się wykorzystanie co najmniej 5 jednostek FPSO i uzyskanie wydobycia ropy w ilości 102 tys. t/d.

Statek wiertniczy „Noble Tom Madden”, z którego odwiercono Pluma-1 przystępuje teraz do wiercenia otworu Tilapia-1 zlokalizowanego w pobliżu odwiertu Longtail-1.



Konsorcjum Polenergia-Equinor

Współpraca polsko-norweska w dziedzinie energetyki wiatrowej rozszerza się, czego dowodem jest podpisanie 20 grudnia br. porozumienia o nabyciu przez Equinor od spółki Polenergia 50% udziałów w projekcie farmy wiatrowej Baltic I o mocy 1560 MW. Farma jest zlokalizowana w obrębie polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej, w odległości 81 km na północ od Łeby, gdzie głębokość wody wynosi od 25 do 35 m. Poprzednio, 22 maja br. podpisano umowę o przejęciu przez Equinor 50% udziałów w projektach inwestycyjnych farm wiatrowych Baltic II i III o łącznej mocy 1200 MW. Realizacja dużych projektów energetyki wiatrowej jest szansą dla polskich stoczni i hut – szacuje się, że mogą to być inwestycje rzędu 70 mld zł. Polenergia eksploatuje 8 farm wiatrowych na lądzie o łącznej mocy 249,3 MW.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Cuadrilla Resources*, *Equinor*, *ExxonMobil*, *Hart's E&P*, *Offshore*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *Polenergia*, *Reuters*, *World Oil*.



Piotr Dziadzio



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

5.12.2018 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG przy ulicy Łukasiewicza w Krakowie, odbyło się posiedzenie Rady Programowej Czasopism, na którym przeanalizowano dotychczasową pracę Redakcji WNiG i WN, sposoby ich finansowania oraz nową szatę graficzną Wieku Nafty.

10.12.2018 r. w Teatrze Narodowym w Warszawie odbyła się Uroczysta Gala „100 Pomników Historii na Stulecie Odzyskania Niepodległości”. W czasie uroczystości Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej wręczał rozporządzenia dotyczące uznania nowych obiektów za Pomniki Historii, wśród których znalazła się XIX wieczna kopalnia ropy naftowej w Bóbrce, obecnie w obszarze Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza. Rozporządzenie uznające kopalnię w Bóbrce za Pomnik Historii odebrał z rąk Prezydenta Prezes Fundacji Muzeum PNiG, Ryszard Rabski.

12.12.2018 r. w Dziekanacie Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH

w Krakowie odbyło się posiedzenie Kapituły Honorowej Szpady SITP NiG. Członkowie Kapituły dokonali wyboru najlepszych w roku akademickim 2017/2018 absolwentów Wydziałów Akademii Górniczo-Hutniczej: Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska oraz Wiertnictwa, Nafty i Gazu.

19.12.2018 r. w siedzibie Zarządu Spółki PGNiG S.A. w Warszawie odbyło się dziesiąte w obecnej kadencji posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG, któremu przewodniczył wiceprezes zarządu Wiesław Prugar. Głównym przedmiotem obrad było: 1) zatwierdzenie planów pracy Zarządu Głównego, agend i Oddziałów SITP NiG na rok 2019; 2) zatwierdzenie przewidywanego budżetowego SITP NiG na rok 2019; 3) podjęcie decyzji o wpisaniu Ośrodka Szkolenia i Rzecznictwa do KRS; 4) zatwierdzenie regulaminów wewnętrznych SITP NiG i regulaminu działania Polskiego Komitetu Narodowego Światowej Rady Naftowej; 5) Nadanie Odznak Honorowych SITP NiG.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

70 urodziny

Zbigniew Makowski z Oddziału w Łodzi
Roman Gątowski z Oddziału w Poznaniu
Stanisław Czajka z Oddziału w Sanoku
Jan Bielawny z Oddziału w Warszawie I
Elżbieta Januszewska z Oddziału w Warszawie I
Dorota Jacynicz-Bogdańska z Oddziału w Warszawie II
Krystyna Matysiak z Oddziału w Warszawie II
Maria Kielbasiewicz z Oddziału w Zielonej Górze

75 urodziny

Urszula Chmielniak z Oddziału w Czechowicach
Jerzy Skibicki z Oddziału w Pile
Janina Delmanowska z Oddziału w Poznaniu
Adam Matkowski z Oddziału we Wrocławiu
Krystyna Ruszlewicz z Oddziału w Zielonej Górze

85 urodziny

Maria Rudzik z Oddziału w Krakowie

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

Rozstrzygnięcie konkursu na wolontariusza podczas

6. Forum Młodzi w Petersburgu w 2019 r.

Na początku listopada Komitet Organizacyjny 6. Forum Młodzi, który ma się odbyć w Petersburgu w dniach 23-28 czerwca 2019 roku, ogłosił nabór wolontariuszy, spośród młodych profesjonalistów z krajów, które są człon-

kami World Petroleum Council.

Polski Komitet Narodowy Światowej Rady Naftowej (który działa w ramach SITP NiG), a jego przewodniczącym jest Piotr Woźniak ogłosił konkurs, który miał na celu wyłonienie



kandydata, który weźmie w tym programie udział, jako przedstawiciel Polski.

Warunkiem uczestniczenia w konkursie była przynależność do SITPNiG, dostarczenie aktualnego CV, listę dokonań akademickich, naukowych i zawodowych, listu motywacyjnego oraz wypełnionego formularza i oświadczenia o wyrażeniu zgody na przetwarzanie danych i dostarczenie tych dokumentów do 29 listopada do biura Zarządu Głównego SITPNiG.

Komisja powołana przez PKN ŚRN, przyjęła następujące kryteria oceny (w nawiasach podano maksymalną ilość możliwych do uzyskania punktów): kompletność wymaganych dokumentów CV (2 pkt.), wypełniony i podpisany formularz YVP (2 pkt.), oświad-

Lp.	Imię	Nazwisko	firma
1	Agata	Bartnicka	Gaz-System S.A.
2	Michał	Kępiński	PGNiG S.A.
3	Wojciech	Labuda	Uniwersytet Warszawski
4	Rafał	Moskal	INiG-PIB
5	Mirosław	Wojnicki	INiG-PIB
6	Katarzyna	Wojtowicz	INiG-PIB

czenie o wyrażeniu zgody na przetwarzanie danych (2 pkt.), klauzula informacyjna (2 pkt.), dokonania akademickie, naukowe i zawodowe (0-15 pkt.), list motywacyjny (0-15 pkt.), znajomość języka angielskiego (0-12 pkt.), poziom A1-A2 – 5 pkt., poziom B1-B2 – 8 pkt., poziom C1-C2 – 12 pkt.). Maksymalna ilość punktów możliwa do uzyskania wynosiła 150.

Do konkursu zgłosiło się 6 kandydatów. Największą ilość punktów uzyskał: Wojciech Labuda, kwalifikując się tym samym do programu wolontariatu.

Pozostali trzej kandydaci z największą ilością punktów to kolejno: Mirosław Wojnicki i Michał Kępiński i Agata Bartnicka, są osobami rezerwowymi.

Dominika Bernaś

X posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG

19 grudnia 2018 r. w Warszawie w siedzibie PGNiG w Warszawie, przy ul. Kasprzaka 25 odbyło się X posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG. W posiedzeniu, któremu przewodniczył wiceprezes Wiesław Prugar, uczestniczyli przedstawiciele większości Oddziałów SITPNiG.

Podczas posiedzenia omówiono plan merytorycznego działania SITPNiG w roku 2019 i podjęto zatwierdzającą go uchwałę. Zatwier-

dzo również prowizorium budżetowe SITPNiG na 2019 r. i podjęto decyzję o wpisaniu Ośrodka Szkolenia i Rzecznostwa do KRS. Ważnym zagadnieniem było zatwierdzenie regulaminów wewnętrznych SITPNiG oraz regulaminu Polskiego Komitetu Światowej Rady Naftowej, które porządkują działalność SITPNiG i dostosowują ją do aktualnej sytuacji prawnej i organizacyjnej Stowarzyszenia. Ponadto Zarząd Główny zatwierdził uchwałami przyznanie Odznak Honorowych SITPNiG: 7 Srebrnych Odznak Honorowych SITPNiG członkom oddziału w Sanoku, 5 Złotych

Odznak Honorowych SITPNiG członkom z Oddziału w Krakowie, Sanoku i Warszawie I oraz Diamentowej Odznaki Honorowej kol. Józefowi Ryłowi z Oddziału w Krośnie. Zarząd Główny przyznał również Złote Odznaki Honorowe SITPNiG Szkole Podstawowej im. Ignacego Łukasiewicza w Cieszacinie Wielkim, Szkole Podstawowej im. Ignacego Łukasiewicza w Jodłowie i Szkole Podstawowej im. Ignacego Łukasiewicza w Pakoszówce. Po posiedzeniu zarządu odbyło się krótkie spotkanie świąteczno-noworoczne z prezesem SITPNiG Piotrem Woźniakiem, który złożył wszystkim obecnym życzenia z okazji nadchodzących Świąt i Nowego Roku.

Jolanta Likus



Fot. Piotr Dziadzio

Posiedzenie Rady Programowej WNiG i WN

5 grudnia 2018 r. w biurze Zarządu Głównego SITPNiG odbyło się posiedzenie Rady Programowej Czasopism „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” i „Wiek Nafty”, prowadzone przez przewodniczącego Rady Ryszarda Chylareckiego.

Podczas spotkania przeanalizowano dotychczasową pracę redakcji oraz sposoby finansowania działalności wydawniczej WNiG i WN w roku 2019. Zostały również omówione i zaakceptowane zmiany wizualne WN, mające na celu ujednolicenie wizerunku czasopism SITPNiG. Podkreślono również fakt, że członkowie SITPNiG mają dostęp do archiwalnych numerów WNiG i WN zamieszczonych w wersji cyfrowej na naszej stronie internetowej. Ar-

chiwum to będzie sukcesywnie powiększane o kolejne roczniki. Rada dyskutowała również nad rozszerzeniem współpracy zarówno z or-

ganizacjami o zbliżonym profilu, zajmującymi się historią w tym historią przemysłu naftowego i gazowniczego jak i wydawnictwami branżowymi.

Dominika Bernaś



Fot. arch. SITPNiG

Posiedzenie Kapituły Honorowej Szpady SITPNiG



Fot. arch. SITPNiG

12 grudnia 2018 r. w Dziekance Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH w Krakowie, odbyło się posiedzenie Kapituły „Honorowej Szpady Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego”.

Kapituła przeprowadziła weryfikację kandydatów do nadania „Honorowej Szpady SITPNiG” dla Najlepszych Absolwentów Wydziału Geolo-

gii, Geofizyki i Ochrony Środowiska oraz Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w roku akademickim 2017/2018.

W wyniku sporządzonej listy rankingowej i przeprowadzonej oceny absolwentów WGGiOŚ oraz WWNiG, do nagrody „Honorowej Szpady SITPNiG” dla Najlepszych Absolwentów zostali wytypowani Pan Piotr Siwek z Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, który studiował na kierunku Górnictwo i Geologia oraz Pan Bartosz Świdorski z Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu, który studiował na kierunku

Inżynierii Naftowej i Gazowniczej.

Wyróżnienia otrzymuje dwunastu absolwentów WGGiOŚ oraz dwóch absolwentów WWNiG.

„Honorowa Szpada SITPNiG” oraz wyróżnienia dla Najlepszych Absolwentów Wydziału GGiOŚ zostaną wręczone na uroczystym rozdaniu dyplomów w dniu 11 stycznia 2019 r. a dla Wydziału WNiG zostaną wręczone na uroczystym rozdaniu dyplomów w dniu 25 stycznia 2019 r.

A. Sapińska-Śliwa

Pomnik historii dla XIX wiecznej kopalni ropy naftowej w Bóbrce

10 grudnia na uroczystej gali zorganizowanej przez Kancelarię Prezydenta RP w Teatrze Narodowym wręczono kolejne nominacje Pomników Historii. Wśród wyróżnionych tym szacownym tytułem znalazła się XIX wieczna kopalnia ropy naftowej w Bóbrce, obecnie w obszarze Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza.

Tym samym w Muzeum zakończono prawie dwuletnie starania o zaistnienie na prestiżowej liście najcenniejszych polskich zabytków. Jest wielkim wyróżnieniem nie tylko sam fakt nadania tytułu, ale również zaistnienie na liście ogłoszonej w 2018 r., która zgodnie z ideą Prezydenta RP stała się listą „100 pomników na 100 lecie odzyskania niepodległości”.

Status pomnika historii ustanawiany jest w drodze rozporządzenia Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej. Przyznawany jest zabytkom o szczególnej wartości historycznej i naukowej oraz mającym duże znaczenie dla dziedzictwa kulturalnego Polski.



Fot. arch. SITPNIg

wstępnej weryfikacji w Departamencie Ochrony Zabytków, został przesłany do analizy do Narodowego Instytutu Dziedzictwa. Po pozytywnym rozpatrzeniu (ocena wniosku oraz weryfikacja w terenie przez przedstawicieli NID), wniosek przedstawiono Radzie Ochrony Zabytków, a następnie Prezydentowi Rzeczypospolitej Polskiej. Kulminacją było wydanie przez Prezydenta odpowiedniego rozporządzenia.

Nadanie obiektowi tytułu pomnika historii jest nie tylko wielkim wyróżnieniem, ale również warunkiem koniecznym do rozpoczęcia starań o wpis na listę światowego dziedzictwa UNESCO.

Warto nadmienić, że w województwie podkarpackim były do tej pory zaledwie 4



Fot. arch. SITPNIg



Arch. Muzeum PNIg

Muzeum pozytywnie przeszło wszystkie etapy starań o ten elitarny tytuł, a więc zgodnie z obowiązującą procedurą wielostronicowy wniosek wraz z dokumentacją fotograficzną i kartograficzną przygotowany przez dyrektora Muzeum, został przesłany do Generalnego Konserwatora Zabytków wraz z opinią wystawioną przez Podkarpackiego Wojewódzkiego Konserwatora Zabytków.

Wniosek uzyskał akceptację Ministerstwa Kultury i Dziedzictwa Narodowego. Po



Fot. arch. SITPNIg

pomniki historii. Potencjał kopalni w Bóbrce jest o wiele większy niż regionalny, już dziś wiemy, że walory reprezentowane w Bóbrce są uniwersalne i mają wartość unikatową w obszarze dziedzictwa industrialnego całego świata. Opiekę nad zabytkową kopalnią sprawują trzy instytucje, które tworzą Fundację Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, powołaną w 2004 roku. Jej założycielami były: Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. Wszystkie te podmioty przyczyniły się do wsparcia działań w celu uzyskania tego szacownego tytułu.

Barbara Olejarz

Posiedzenie Komisji ds Historii i Muzealnictwa

29 listopada 2018 roku w siedzibie Zarządu Głównego SITPniG przy ulicy Łukasiewicza w Krakowie, odbyło się ostatnie w tym roku posiedzenie Komisji ds. Historii i Muzealnictwa.

Na spotkaniu została omówiona dotychczasowa działalność komisji, a w szczególności realizacja zadań zaplanowanych na rok 2018. Ponadto Komisja ustaliła zakres działań na rok 2019, gdzie do najważniejszych postulatów będą należeć między innymi inicjowanie i koordynowanie rocznic ważnych wydarzeń z historii przemysłu naftowego, gazowniczego i rafineryjnego, a także angażowanie się w akcję opieki nad pomnikami i grobami zasłużonych naftowców i gazowników.



Barbara Olejarsz *Fot. arch. SITPniG*

Dni Polskie w Rumunii

W dniach 14-16 września Związek Polaków w Rumunii zorganizował w Suczawie, na Bukowinie "Dni polskie". Była to już 20-ta, jubileuszowa edycja tych Dni. Dni Polskie to w szerokim pojęciu impreza łącząca sesje historyczne na temat szeroko pojętej współpracy polsko rumuńskiej, jak i imprezy kulturalne.

Tegoroczne Dni rozpoczęły się 14 września w Muzeum Historycznym w Suczawie i towarzyszył im wernisaż wystaw: „Polki i Rumunki, które zmieniły świat” oraz „RO mania” prezentująca obraz Rumunii uchwycony obiektywem aparatu fotograficznego przez Władysława Kubienia, artysty plastyka, rzeźbiarza i fotografa, który wielokrotnie uczestniczył w Dniach Polskich i wystawiał już swoje prace w wielu miejscach



Muzeum Historyczne w Suczawie. W jego gościnnych progach miało miejsce międzynarodowe sympozjum pod tytułem: „O relacjach polsko-rumuńskich na przestrzeni wieków w Stulecie Odzyskania Niepodległości Polski i Wielkiego Zjednoczenia Rumunii”. Fot. arch. Jan Sęp



Uroczyste otwarcie Dni Polskich. Fot. arch. Jan Sęp

w Rumunii. Przygotowana natomiast przez Instytut Polski w Bukareszcie wystawa „Polki i Rumunki, które zmieniły świat” przedstawiała fascynujące historie 34 Polek i Rumunek, które miały odwagę zmieniać swoje kraje, Europę i świat, były wojowniczkami o niepodległość, prawa kobiet, pionierkami w dziedzinie nauki, kultury czy sportu. Nie wszystkie przedstawione postaci znane są szerszej publiczności, ale nie zabrakło takich, które w obu krajach są symbolami zwycięstwa czy sukcesu. Wśród 17 przedstawionych Polek można było znaleźć takie nazwiska jak: Halina Konopacka, Helena Rubinstein, Pola Negri, Maria Skłodowska – Curie czy Wanda Rutkiewicz.

W uroczystości otwarcia uczestniczyli przedstawiciele Senatu RP, ambasady RP oraz Instytutu Polskiego w Bukareszcie, a także przedstawiciele zaprzyjaźnionego z okręgiem Suczawa województwa Podkarpackiego oraz Urzędu Marszałkowskiego województwa Małopolskiego.

Po uroczystym otwarciu rozpoczęło się dwudniowe międzynarodowe sympozjum pod tytułem: „O relacjach polsko-rumuńskich na przestrzeni wieków w Stulecie Odzyskania Niepodległości Polski i Wielkiego Zjednoczenia Rumunii” w trzech panelach: „W kręgu historii”, „W kręgu kultury” oraz „W kręgu problematyki mniejszości narodowych”, a otworzył je panel poświęcony rokowi 1918 w Polsce i Rumunii.

W panelu historycznym przedstawione zostały dwa referaty związane z przemysłem naftowym. Pierwszym z ich był referat przygotowany przez prof. Gheorghe Calcana z Uniwer-



Prof. Gheorghe Calcan przedstawia referat „160 lat rumuńskiego przemysłu naftowego (1857 – 2017)”. Fot. arch. Jan Sęp

sytetu Nafty i Gazu w Ploesti „160 lat rumuńskiego przemysłu naftowego (1857 – 2017)”, natomiast członek naszego Stowarzyszenia Jan

Sęp, poproszony przez Towarzystwo Polsko-Rumuńskie w Krakowie i zaproszony przez organizatorów Dni Polskich, przedstawił opracowany wspólnie z Józefem Dorynkiem i Tadeuszem Waisem referat pod tytułem „Polski przemysł naftowy w połowie XIX wieku” nawiązujący do narodzin i pierwszych lat rozwoju przemysłu naftowego w naszym kraju.

Stałym elementem Dni Polskich są także polonijne dożynki, które odbyły się w Nowym Sołońcu. Towarzyszyły im wystawa plonów, degustacja polskich, rumuńskich i ukraińskich przysmaków kuchni oraz piknik i koncert folklorystyczny z udziałem miejscowego zespołu „Sołończanka”, a także gościnne występy kapeli „Pieczarki” z Żywieccyzny i Młodzieżowej Orkiestry Dętej ze Skawy.

Jan Sęp
Oddział SITPNIg w Korśnie



Jan Sęp w czasie wygłaszania referatu „Polski przemysł naftowy w połowie XIX wieku”. Fot. arch. Jan Sęp



Dożynki polonijne w Nowym Sołońcu. Występ zespołu „Sołończanka”. Fot. arch. Jan Sęp

Gruzja i Azerbejdżan, wrzesień/październik 2018



Na przełomie września i października 2018 odbył się wyjazd naukowo-techniczny Oddziału Warszawa II pt. „Geologia Naftowa Kaukazu – Gruzja i Azerbejdżan”.

Tbilisi

Lecimy z Warszawy przez Kijów do Tbilisi. Gruzja wita nas szarym niebem i zapowiedzią deszczu.

Zwiedzamy miasto założone około 1500 lat temu. Zabytkowa część staromiejska jest ładnie utrzymana. Zabytki są konserwowane, ale jedynie na tyle na ile pozwalają skromne zasoby finansowe państwa. Osobną sprawą jest konserwacja obiektów sakralnych, które były niszczone systematycznie przez wszelakich najeźdźców: Tatarów, Tamerlana, Persów i Rosjan. Kościoły sprawiają wrażenie niekonserwowanych. Pozostaje pytanie, czy z braku pieniędzy, czy jest to efekt wyjątkowego konserwatyzmu Gruzińskiego Kościoła Prawosławnego i ogromnego przywiązania do tradycji – jak było przed wiekami, tak niech będzie na wieki.

Oglądamy z daleka fortyfikacje, łaźnie siarkowe wykorzystujące naturalne wysoko zmineralizowane wody hydrotermalne, nieczynny meczet, katedrę prawosławną zbudowaną w klasycznym, niezmiennym od stuleci, stylu gruzińskich budowli sakralnych, stare uliczki z knajpkami, galeriami etc.

W centrum miasta rzucają się w oczy nowe budowle, m.in. budynek sądów, most na rzekę Mtkwari (Kura), a z daleka największa na świecie cerkiew obrządku gruzińskiego (oczywiście na niezmiennym planie architektonicznym). Obiekty nowe są ekstrawaganckie i nieco odstające koncepcyjnie od tradycyjnej architektury miasta.

Tbilisi – Gudauri

Jedziemy na północ od Tbilisi. Pierwszym miejscem, które oglądamy jest monaster Dźwari (Jvari) najstarszy chrześcijański budynek sakralny Gruzji. Wedle tradycji w tym miejscu zatrzymała się misjonarka Gruzji św. Nino, postać kluczowa dla historii Gruzji. Kościół ma plan czteroabsydowy (*tetrekonchos*), jest całkiem dobrze zachowany, w przeciwieństwie do towarzyszących mu budynków, po których pozostały jedynie resztki. Potem jedziemy do Mtskety – najstarszego miasta Gruzji i jej pierwszej stolicy. Tam oglądamy katedrę Svetitskhoveli (fig. 1) wybudowaną w XI wieku. Ściany wewnętrzne katedry były bogato zdobione freskami, ale w 1830 roku z okazji wizyty cara Mikołaja I freski zostały zdewastowane poprzez pokrycie wapiennym tynkiem. Część fresków udało się wydobyć z pod tynku, reszta w wyniku żrących właściwości tynku wapiennego, została bezpowrotnie stracona. Na zakończenie wizyty w Mtskecie zwiedzamy klasztor Samtavro, z nagrobkami króla Miriana III i królowej Nany – pierwszych chrześcijańskich władców Gruzji.

Ruszamy dalej na północ gruzińską drogą wojenną, szlakiem znanym od starożytności, a w połowie XIX wieku przebudowaną przez polskiego inżyniera Bolesława Statkowskiego. Przez stulecia, ta jeszcze do niedawna szutrowa droga, była jedyną łączącą północną i południową stronę Kaukazu. Po drodze oglądamy twierdzę Ananuri, zrujnowaną w wyniku wojen



Fig. 1. Mtskheta – katedra Svetitskhoveli. Fot. Rafał Kudrewicz

klanowych w 1739 roku. W twierdzy jest zachowany czynny kościół. W miarę jak jedziemy na północ góry robią się coraz wyższe i bardziej malownicze. W odsłonięciach widać formacje fliszowe, lecz w odróżnieniu od Karpat – wapienne. Ostra rzeźba jest kształtowana przez litologię, szybki wzrost gór, erozję glacialną i fluwialną.

Na wieczór docieramy do Gudauri, znanego ośrodka narciarskiego. Pogoda poprawiła się na dobre, co skutkowało znacznym spadkiem temperatury, ale i pięknymi widokami (fig. 2).

Podnóża Kazbeku

Po śniadaniu ruszamy na wycieczkę do podnóża Kazbeku (Mkinwarcweri). W miejscowości Stepancinda przesiadamy się z autobusu do samochodów terenowych i wjeżdżamy drogą gruntową na wysokość 2170 m n.p.m. do zbudowanego w XIV wieku kościoła Cmindia Sameba - Św. Trójcy (fig. 3). Oprócz funkcji sakralnych kościół i klasztor pełniły rolę miejsca, gdzie deponowano księgi, dokumenty i inne warto-



Fig. 2. Gudauri – widok na Kaukaz. Fot. Rafał Kudrewicz



Fig. 3. Kościół Cmind Sameba (po lewej) i Kazbek (po prawej) widok z miejscowości Stepancminda. Fot. Rafał Kudrewicz



Fig. 4. Stepancminda – widok na Kaukaz. Fot. Rafał Kudrewicz

ściowe przedmioty na wypadek wojny. Mamy ogromne szczęście do pogody – na niebie nie ma ani jednej chmury, widoki są niezapomniane, m.in. na Kazbek.

Kazbek jest jednym z najwyższych szczytów Kaukazu. Jest wygasłym bądź drzemiącym (ostania erupcja datowana jest na około 6000 lat temu) wulkanem budowanym z trachitów. Góra pokryta jest lodowcami, których stromizna w partiach szczytowych dochodzi nawet do 60°. Robimy dziesiątki zdjęć (fig. 4) i jedziemy w dół.

W Stepancmindzie zjadamy khinkali – tradycyjne gruzińskie pierogi, podobne do naszych kołdunów. Po posiłku jedziemy dalej ku północy, prawie do granicy z Rosją, oglądając po drodze zmieniający się krajobraz. Litologia z fliszu zmienia się w wulkanity, skały plutoniczne i metamorficzne budujące krystaliczny trzon górnotworu. Jest tu pewna analogia do przejścia pomiędzy Karpatami zewnętrznymi a wewnętrznymi, z tą różnicą, że brak jest zapadliska śródogórskiego odpowiadającego naszej Niece Podhalańskiej. Całość pocięta jest bardzo głęboko wciętych dolinami o genezie lodowcowo-rzecznej. Krajobraz ma typowo alpejski charakter. Na koniec dnia wracamy do Tbilisi.

Kachetia

Rano, niewyspani, bo nocą oglądaliśmy mecz w siatkówkę, w którym Polska pokonała Brazylię zdobywając po raz drugi z rzędu mistrzostwo świata, ruszamy do Kachetii. Kachetia jest najbardziej na wschód wysuniętym regionem Gruzji. Słynie z uprawy winorośli i wyro-

bu wina. Znaczna część Kachetii ma charakter stepowy. Krajobraz jest całkowicie bezleśny, na granicy pomiędzy stepem a półpustynią. W rejonie stepowym podstawą gospodarki jest hodowla owiec. Jedziemy bardzo wolno gdyż drogi w tej części Gruzji są mocno wyeksploatowane i dziurawe.

Dojeżdżamy do miejsca zwanego Dawit Garedża. Jest to monaster założony w VI wieku przez 13 mnichów syryjskich. Tak mówi tradycja, jednak wielkość zabytków wskazuje na to, że było ich zdecydowanie więcej. Szczyt rozwoju kompleksu klasztornego przypadł na XI-XIII wiek. Wtedy wykuto w dość łatwo urabialnych piaskowcach szereg pomieszczeń, które ozd-

biono malowidłami (fig. 5). Malowidła wykonane zgodnie z kanonami sztuki wschodniego chrześcijaństwa do pewnego stopnia przypominają freski z Faras. Pomieszczenia miały charakter zarówno religijny, mieszkalny jak i gospodarczy. Szczególnie interesująca jest konstrukcja systemu zaopatrzenia w wodę, zbierająca wody opadowe i prowadząca je systemem wrytych w skale bruzd do cysterny. W XIII, XIV i XV wieku monastery były wielokrotnie niszczone przez najazdy. Świetność kompleksu zakończył najazd perski w 1615 roku. Persowie wymordowali mnichów i okoliczną ludność i spalili zarówno monastery jak i przechowywane w nich księgi. W 1991 kompleks zasiedliło kilku mnichów



Fig. 5. Dawit Garedża – freski. Fot. Rafał Kudrewicz



Fig. 6. Shaki – karawanseraj. Fot. Rafał Kudrewicz



Fig. 7. Lahic – droga poprowadzona w ścianie doliny, widoczne stałdowane i nasunięte osady fliszu. Fot. Rafał Kudrewicz

i odzyskał on swój pierwotny charakter sakralny. Aby obejrzeć najpiękniejsze fragmenty trzeba wybrać się na wycieczkę i wejść pieszo na górę Garedza. Od południowej strony można zobaczyć resztki wykutych w skale pomieszczeń i pozostałości malowideł. Są one niestety w opłakanym stanie z widocznymi oznakami dewastacji.

Jedziemy dalej i docieramy do miejscowości Bodbe. Po drodze krajobraz zmienia się całkowicie. Pustynia znika, a pojawiają się winnice. Właśnie trwa winobranie, zatem po drogach jeżdżą ciężarówki pełne winogron, a po wsiach, na placach wystają ludzie, którzy gotowi się nająć do zbiorów. W miejscowości Bodbe jest klasztor żeński, a na jego terenie kościół z miejscem pochówku św. Nino. Klasztor przeżył burzliwą historię. W latach 1925-1990 przerobiono go na szpital. Od 1991 znów pełni swą pierwotną funkcję. Mniszki zajmują się uprawą roli oraz rzemiosłem artystycznym. Od kilku lat bu-

dowany jest nowy kościół, oczywiście zgodnie z ponad tysiącletnim schematem architektonicznym. Do złudzenia przypomina on historyczne budowle sakralne.

Z Bodbe jedziemy do miejscowości Sighnaghi, gdzie zatrzymujemy się na nocleg, a wieczorem, w lokalnym gospodarstwie, bierzemy udział w tradycyjnej kolacji gruzińskiej. Kolację poprzedza zwiedzanie piwnicy, gdzie tradycyjną metodą, w glinianych naczyniach wkopanych w ziemię, zwanych qevri, wyrabia się wino. Kolacja z lokalnym menu jest połączona z toastami. Jest to tradycja sięgająca starożytności. Na początku wybierany jest Tamada – osoba prowadząca spotkanie, która wygłasza pierwszy toast, a potem udziela głosu. W naszym przypadku Tamadą został wybrany nasz gruziński przewodnik. W tradycji głęboko zakorzenione są zarówno tematy jak i kolejność toastów, acz ta ostatnia ma swoje regionalne odmiany.

W naszym przypadku dokonało się pewne odstępstwo od tradycji, a może to duch czasu, toasty mogły wygłaszać kobiety.

Shaki

Rano wyruszamy w kierunku przejścia granicznego z Azerbejdżanem. Droga jest dość długa, wiedzie przez liczne miejscowości, panuje spory ruch ze względu na winobranie. Po stronie azerskiej, po dość długiej drodze przez obszary upraw orzechów i kasztanów jadalnych, docieramy do miejscowości Shaki (Şaki). Miasto było ważnym centrum politycznym i gospodarczym i do 1819 stolicą Chanatu Shaki. W mieście zwiedzamy letni pałac chana (zwanego niekiedy z perską szachem, czyli królem). Piękny budynek z XVII wieku otoczony niewielkim parkiem z platanami datowanymi na około 1530 rok. Pałac był urzędową siedzibą władcy, nigdy nie był mieszkaniem. Jest zachowany w 85%. Podziwiamy wspaniałe dekoracje: malowidła, tkaniny, czy witraże. Witraże w odróżnieniu od europejskich mają obsadę drewnianą a nie ołowianą. Piętnaście procent wyposażenia pałacu można dziś oglądać w Ermitażu w Petersburgu – zostało zrabowane po podbiciu Azerbejdżanu przez Rosję. Kolejnym obiektem architektonicznym, który zwiedzamy jest karawanseraj (fig. 6). Jest to rodzaj hotelu, ale nieco odbiegający od naszego rozumienia tego typu miejsca. W piwnicach miał stajnie dla zwierząt jucznych (wielbłądy, konie, osły), na parterze magazyny na towary, a na piętrze pomieszczenia mieszkalne. W czasach świetności był obiektem chronionym, pod stałą opieką wojska, aby zabezpieczyć gości, a zwłaszcza ich własność przed rabunkiem. System karawanserajów jest charakterystyczny dla obszarów mających związek ze szlakiem



Fig. 8. Lahic – sklep z przyprawami i ziołami. Fot. Rafał Kudrewicz

jedwabnym i może być traktowany jako pierwowzór dzisiejszych sieci hotelowych.

Droga do Baku

Po noclegu jedziemy w kierunku Baku (po azersku – Baki). Po drodze, w miejscowości Kish, zwiedzamy kościół chrześcijański obrządku albańskiego, wybudowany w II wieku a przebudowywany systematycznie do XVII wieku, a ostatecznie zrekonstruowany w ostatnich kilku latach.

Po drodze zatrzymujemy się na chwilę, by przesiąść się w samochody osobowe łąda i jedziemy do miejscowości Lahic (Lahic). Miejscowość jest starym ośrodkiem miejskim, niegdyś zamieszkiwanym przez nawet 12 tys. ludzi, będącym centrum rzemiosła i handlu. Do dziś zachowało się tam szereg warsztatów, zwłaszcza



Fig. 9. Lahic – kuźnia. Fot. Rafał Kudrewicz



Fig. 10. Baku – widok na miasto. Fot. Rafał Kudrewicz



Fig. 11. Uczestnicy wycieczki. Fot. Mateusz Tomaszczyk

kuźni (fig. 9) i pracowni, gdzie wyrabiane są różne wyroby z metali, począwszy od noży i sprzętu kuchennego po naczynia na mleko (niewywrotne) czy samowary. Do tego trzeba dołożyć warsztaty ceramiczne, tkackie i sklepy z przyprawami i ziołami (fig. 8). W mieście można zaobserwować charakterystyczną architekturę, gdzie mury kamienne przełożone są deskami lub belkami dębowymi. Ten sposób budowania stanowi zabezpieczenie przed skutkami, częstych w tym rejonie, trzęsień ziemi, gdyż drewno absorbuje fale sejsmiczne i działa jako swoisty amortyzator. Po drodze do Lahic obserwujemy budowę geologiczną okolicy. Jest to tym łatwiejsze, że droga prowadzi bardzo stromym zboczem doliny rzecznej wyciętej w osadach fliszowych o bardzo stromych upadach, pociętej uskokami (fig. 7).

Następnym przystankiem jest miejscowość Shamakhy, gdzie oglądamy meczet z VIII wieku, zniszczony w 1916 podczas wojny domowej i odbudowany w 2013.

Kolejnym przystankiem jest miejsce zwane Diri Baba Turbesi. Jest to mauzoleum szejka Diri Baby, założyciela i pierwszego przywódcy ruchu

sufickiego – jednego nurtu filozoficzno-naukowego islamu, noszącego także pewne cechy ascetyzmu i mistycyzmu. Z ruchu sufickiego wywodzi się tradycja i filozofia derwiszów. Miejsce jest owiane legendami i stanowi cel pielgrzymek sufitów. W ostatnim czasie kute w kamieniu ornamenty okien zostały zniszczone przez wahabitów, gdyż w ornamentach można było się rzekomo dopatrzeć symboli związanych z judaizmem i chrześcijaństwem. Jak nas poinformował nasz azerski przewodnik, fakt zniszczenia budynku spotkał się z oburzeniem miejscowej ludności i administracji. Część zniszczeń została naprawiona, ale część ornamentów nadal czeka na renowację.

Baku

Zwiedzamy Baku. Po śniadaniu jedziemy obejrzeć panoramę miasta z pięknego parku. Miejsce ma dość ponurą historię, bo grzebano tam ofiary masowych rzezi z okresu I wojny światowej, potem ofiary represji komunistycznych. Obecnie pełni rolę oficjalnego miejsca pamięci odpowiednika naszego grobu nieznanego żołnierza. Widok na miasto jest imponujący (fig. 10-11).

Warto wspomnieć, że XIX-wieczne Baku w znacznej mierze zostało zbudowane przez polskich architektów i inżynierów takich jak: Józef Gosławski, Kazimierz Skórewicz, Józef Płoszko, Konstanty Borysoglebski czy bracia Stanisław i Michał Kierbedziowie. Ogromny wkład w rozwój przemysłu naftowego wnieśli polscy inżynierowie: Witold Zglenicki, Paweł Potocki, Rudolf Zuber czy Tadeusz Wyganowski – budowniczy pierwszego ropociągu z Baku na wybrzeża Morza Czarnego.

Następnym przystankiem jest miejsce, gdzie znajduje się najstarszy w rejonie Baku otwór eksploatujący ropę. Na miejscu można obejrzeć drewnianą wieżę (fig. 12) i kiwon.

Kolejnym miejscem, które zwiedzamy jest zaratustriańska świątynia ognia (fig. 13). Została ona wybudowana w miejscu, gdzie płonął wieczny ogień zasilany przez naturalny wypływ gazu ziemnego. Eksploatacja pobliskich złóż ropy już w XIX wieku spowodowała spadek ciśnienia i wygaśnięcie ognia w świątyni, ale ówczesni magnaci naftowi doprowadzili gaz rurociągiem i ogień pali się do dziś. W świątyni poznajemy jej historię, historię zaratustrainizmu, kiedyś religii panującej Persji (w czasach przedislamskich), wzajemne relacje zaratustrainizmu z judaizmem i wpływ na współczesny hinduizm i sikhizm, a w pośrednio też na chrześcijaństwo i islam.

Ze świątyni ognia udajemy się przez pola naftowe do Yanar Dag (fig. 14). Jest to rezerwat, w którym można zobaczyć ogień płonący



Fig. 12. Najstarsze urządzenie wiertnicze w Baku. Fot. Rafał Kudrewicz

na pewno nieprzerwanie od ponad 2000 lat, bo z tego okresu pochodzi pierwszy opis tego zjawiska. Ogień jest efektem naturalnego wypływu gazu ziemnego

Podczas drogi do Yanar Dag i z powrotem obserwujemy pola naftowe pełne urządzeń wydobywczych, a także kontrast pomiędzy centrum miasta a jego peryferiami. Centrum ma charakter bardzo reprezentacyjny, eleganckie budynki, czyste ulice, parki, promenady ... wszystko dobrze utrzymane. Całość dopełniają 3 budynki w kształcie płomieni, które iluminowane nocą dają efektowne wrażenie. Przedmieścia niestety już nie mają tego charakteru.

W drugiej części dnia zwiedzamy stare miasto, z zabytkami z czasów z przed boomu naftowego: fortecę i pałac władców, mauzoleum rodziny panującej, pałacowe łaźnie, siedzibę dawnego sądu. Wszystkie te obiekty są dobrze utrzymane, a przewodnicy posługują się swobodnie językiem angielskim, co znacznie ułatwia percepcję.

Na zakończenie dnia idziemy na kolację z tradycyjnymi potrawami azerskimi i rewelacyjną herbatą. Dzień kończymy nocną sesją fotograficzną w stale udekorowanym i oświetlonym mieście.

Qubustan

Wycieczka powoli zmierza ku końcowi. Z Baku jedziemy do rezerwatu Qubustan. Po drodze oglądamy platformy wiertnicze, zarówno stojące w porcie jak i pracujące na morzu oraz słuchamy opowieści o fascynującej postaci – Witoldzie Zglenickim, polskim geologu i inżynierze, zwanym ojcem bakijskiej nafty, wynalazcy m.in. upadomierza i platformy wiertniczej, inicjatorowi powstania wodociągów w Baku, a także fundatorowi Kasy im. Mianowskiego – fundacji, która przez wiele lat finansowała naukę polską. Stypendystką Kasy była m.in. Maria Skłodowska.

Po drodze przejeżdżamy przez burzę piaskową, która niestety uniemożliwiła nam obejrzania wulkanów błotnych.



Fig. 13. Wieczny ogień w świątyni zarastriańskiej



Fig. 14. Rezerwat Yanar Dag – naturalny wypływ gazu ziemnego, płonie co najmniej 2000 lat

W rezerwacie Qubustan zwiedzamy muzeum oraz rytzy i malowidła naskalne, które powstały w czasie od paleolitu, poprzez mezolit aż po średniowiecze. Przy okazji można było zaobserwować w odsłonięciach odwzorowanie najnowszej historii geologicznej Morza Kaspijskiego, zmian poziomu wód, linii brzegowej etc. W samym rezerwacie widać co najmniej 3 poziomy kopalnych plaż.

Po zwiedzaniu Qubustanu udajemy się do miasta Gandża (Ganča), jednego z większych miast Azerbejdżanu, gdzie zwiedzamy centrum, meczet piątkowy, robimy zakupy i udajemy się na nocleg.

Powrót do Tbilisi

Droga z Gandży do Tbilisi zajmuje nam czas do popołudnia. W Tbilisi trafiamy na święto miasta – festyn z okazji rocznicy założenia miasta. Centrum miasta zastawione jest straganami i scenami koncertowymi, zabawa na całego i do późna w nocy. Odwiedzamy miejscowy bazar – duży targ z owocami, warzywami, lokalnymi serami i wyrobami spożywczymi (fig. 15). Wieczorem, przed kolacją, idziemy na spacer po starej części miasta i robimy ostatnie zakupy przed powrotem do domu.

Wycieczkę należy uznać za bardzo udaną.

Oprócz geologii i różnych aspektów przemysłu naftowego, poznaliśmy interesujący, jednocześnie bliski, ale i daleki kawałek świata o bardzo bogatej i starej kulturze, w pewnych aspektach podobnej a jednak różnej od naszej. Doświadczaliśmy też pewnego styku kultur: europejskiej – judeo-chrześcijańskiej i azjatyckiej – islamskiej.

Warto podkreślić otwartość i przyjazne nastawienie ludzi zamieszkujących oba kraje. Szczególnie widoczne jest to w Gruzji, gdzie Polacy darzeni są wyraźną sympatią, co ma swoje uzasadnienie zarówno w historii jak i we współczesnych relacjach politycznych.

Rafał Kudrewicz



Fig. 15 Tbilisi – warzywa i owoce na targu

Wycieczka naukowo-techniczna do Grot Kryształowych w Wieliczce



**ODDZIAŁ
W KRAKOWIE**

Z inicjatywy Oddziału Krakowskiego SITP NiG w dniach 16 i 23.11.2018 r. członkowie Oddziału Krakowskiego zwiedzili Groty Kryształowe w Kopalni Soli w Wieliczce. W sumie, w tych dniach do kopalni zjechało 28 uczestników tej atrakcyjnej, naukowo-technicznej wycieczki.

Zjazd do kopalni nastąpił szybem Kinga, a stąd do Grot Kryształowych prowadziły chodniki kopalniane o długości około 2,5 km. Zwiedzających oprowadzali i wyczerpujących objaśnień udzielali – Główny Geolog Kopalni oraz hydrogeolog.

Kopalnia Soli w Wieliczce stanowi jedno z najciekawszych miejsc nie tylko w Małopolsce ale również w Polsce. Została wpisana w 1978 r. przez UNESCO na Pierwszą listę światowego dziedzictwa. W trakcie wędrówki, zarówno trasą turystyczną, jak i trasą górniczą, poznamy jedynie nieliczne obiekty tego niespotykanego w skali światowej kompleksu kopalnianego. Do najbardziej niedostępnych i atrakcyjnych miejsc w podziemiach kopalni zaliczane są Groty Kryształowe. Zostały odkryte przypadkowo w drugiej połowie XIX wieku. Zarówno Dolna jak i Góra Grota Kryształowa znajdują się w peryferyjnej części kopalni na głębokości od około 114 do 70 metrów. Według jednej z hipotez, pierwsze szczeliny w tym rejonie pojawiły się już w okresie zlodowacenia plejstocenijskiego, czyli jakieś 1200 – 950



Fot. Iwona Bira

tysiący lat temu. Badania wykazały, że kryształy soli mają charakter wtórny i są młodsze od soli, które tworzą wielkie złoża (miocen).

W 2000 r. utworzono pierwszy w Polsce podziemny rezerwat przyrody nieożywionej w celu ochrony niepowtarzalnych nagromadzeń kryształów halitu oraz pozostałości krasu solnego, przy zachowaniu naturalnego charakteru miejsca. Rezerwatem objęto Grotę Kryształową Dolną o objętości 706 m³ i niewiele większą Grotę Kryształową Górną o objętości 1000 m³.

Powszechnie wiadomo, że kryształy soli są mało odporne na zmiany temperatury i wilgoci



Fot. Iwona Bira



Fot. Iwona Bira

powstałego w grotach specyficznego mikroklimatu. Każda zmiana mikroklimatu w grotach może mieć ogromny wpływ na wielkość kryształów, a nawet spowodować ich zniszczenie. W związku z tym utworzony podziemny rezerwat ma charakter ścisły i nie jest udostępniany turystom.

Uczestnicy wycieczki naukowo-technicznej wyrażają wdzięczność i podziękowanie Władzom Kopalni Wieliczka za umożliwienie zwiedzenia Grot Kryształowych.

Józef Chowaniec



Fot. Iwona Bira



Fot. Iwona Bira

Seminarium Koła SITPNIg przy Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu



**ODDZIAŁ
w KRAKOWIE**

12 grudnia 2018 roku na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie odbyło się seminarium krakowskiego oddziału SITPNIg. Seminarium zorganizowane przez Koło przy Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu dotyczyło zagadnień związanych z magazynowaniem gazu ziemnego oraz składowaniem odpadów w tym sekwestracją dwutlenku węgla w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego.

Seminarium poprzedziła przygotowana przez Albina Wojnara przy udziale studentów Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu inscenizacja upamiętniająca 165 rocznicę zapalenia lampy naftowej przez Ignacego Łukasiewicza. Zaprezentowana inscenizacja była również okazją do przedstawienia przez Albina Wojnara krótkiej historii przemysłu naftowego i znaczenia polskich prekursorów naftowych



Fot. arch. SITPNIg Oddział w Krakowie

dla rozwoju przemysłu na świecie. Otwarcie seminarium było poprzedzone uroczystym wręczeniem legitymacji nowym członkom SITPNIg oraz zabranieniem głosu przez dziekana Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu prof. dr hab. inż. Rafała Wiśniewskiego, sekretarza generalnego SITPNIg Piotra Dziadzio oraz prezesa krakowskiego Oddziału SITPNIg Dominika Staśko, który przywitał wszystkich zgromadzonych. Podczas seminarium serię bardzo

ciekawych referatów pod zbiorczym tytułem „Podziemne magazynowanie gazu ziemnego oraz składowanie odpadów w szczerpanych złożach na przykładzie instalacji zarządzanych przez PGNiG Oddział w Zielonej Górze” wygłosił mgr inż. Zbigniew Gmiński – Kierownik Działu Podziemnego Magazynowania Gazu. Niezwykle cenne informacje z praktyki przemysłowej spotkały się z dużym zainteresowaniem licznie zgromadzonych słuchaczy czego potwierdzeniem była ożywiona dyskusja i pytania kierowane w stronę prelegenta. Posiadana praktyka zawodowa oraz duża wiedza techniczna prezesa Gmińskiego niewątpliwie przyczyniła się do przekazania istotnych treści związanych z funkcjonowaniem podziemnych magazynów gazu, a także ich zastosowaniem do składowania odpadów. Na podkreślenie zasługuje fakt, iż Pan Zbigniew Gmiński będąc przedstawicielem kadry zarządczej również jako prezes zaprzyjaźnionego Oddziału SITPNIg w Zielonej Górze aktywnie wspiera edukację studentów poprzez organizację licznych praktyk terenowych co jakże znamienicie wpisuje się w cele naszego stowarzyszenia. Po zakończeniu seminarium odbyła się zamknięta część posiedzenia Zarządu Oddziału SITPNIg w Krakowie gdzie, jak co miesiąc zostały omówione bieżące sprawy związane z funkcjonowaniem i zadaniami Oddziału.

Dominik Staśko



Fot. arch. SITPNIg Oddział w Krakowie

Niech żyje nam górnicy stan!



Uroczystości barbórkowe w Zielonej Górze odbyły się 7 grudnia. Oficjalną część obchodów rozpoczęto od złożenia kwiatów pod pomnikiem Ignacego Łukasiewicza. Następnie górnicy przemaszzerowali na Mszę Świętą do Kościoła pw. Najświętszego Zbawiciela. Celebrował ją Biskup Diecezji Zielonogórsko-Gorzowskiej Ks. Bp Tadeusz Lityński.

Z kościoła uczestnicy obchodów udali się do Teatru Lubuskiego, gdzie zorganizowano Akademię Barbórkową, podczas której wręczono odznaczenia państwowe i resortowe, nadano stopnie górnicze oraz uhonorowano jubilatów. Na Akademii zaproszono eme-



Przemarsz przez zielonogórski deptak to już tradycja. Fot. Archiwum Oddziału

rytowanych pracowników Oddziału, którzy rozpoczęli karierę zawodową 50 lat temu – w czasie gdy powołano Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych w Zielonej Górze. Z okazji wyjątkowej rocznicy wyemitowano film ze wspomnieniami pionierów „Nafty”.

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



W filmie „Szkoła życia” wystąpiły m.in. H. Liberska, A. Żołnierczuk i S. Piątkowska-Kudła. Fot. Archiwum Oddziału



O 9.30 złożono kwiaty pod pomnikiem patrona przemysłu naftowego. Fot. Archiwum Oddziału



Podczas mszy św. biskup T. Lityński skierował wiele ciepłych słów do górniczej braci. Fot. Archiwum Oddziału



W pierwszej kolejności odznaczono pracowników odznaką „Zasłużony dla Przemysłu Naftowego i Gazowniczego”. Fot. Archiwum Oddziału



Obchody Barbórki Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG SA



3 grudnia 2018 roku w Warszawie miały miejsce uroczyste obchody Barbórki Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG SA. Uroczyste tym bardziej, iż Oddział istniejący od 2012 roku może poszczycić się sztandarem.

Podczas Mszy Świętej w Kościele Św. Stanisława Biskupa Męczennika nastąpiło uroczyste poświęcenie sztandaru przez kapelana Józefa Niżnika. Podczas ceremonii podkreślił iż sztandar stanowi spoiwo oraz symbol łączący pracowników Oddziału Geologii i Eksploatacji, którzy swoją pracę wykonują w całym kraju w wielu lokalizacjach. Obecnie oddział liczy ponad 500 osób pracujących w biurach w Jaśle, Sanoku, Pile, Zielonej Górze, Poznaniu i Warszawie. Oddział prowadzi działalność poszukiwawczą w ramach uzyskanych przez PGNiG SA koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów. Sprawuje nadzór merytoryczny w Oddziałach Wydobyczych nad procesem eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, podziemnym składowaniem odpadów oraz podziemnym bezbiornikowym magazynowaniem gazu dla potrzeb eksploatacji. Prowadzi prace związane z przygotowaniem, realizacją i nadzorem inwestycji w Oddziałach Wydobyczych, tj. budowy, rozbudowy i modernizacje.

Sztandar OGIe składa się z: płata, drzewca, grotu. Płat posiada strony lewą i prawą, gdzie strona prawa znajduje się po prawej ręce chorążego, zaś lewa po jego lewej stronie.

Płat (bławat) po stronie prawej jest koloru białego, z wyobrażeniem krzyża kawalerskie-



Fot. Archiwum Oddziału

go w kolorze czerwonym. Krzyż kawalerski w polskiej tradycji symbolizuje cnoty obywatelskie. Płat obszyty jest złotą frędzlą. Na środku krzyża kawalerskiego umieszczona jest okrągła tarcza w kolorze białym, na której umieszczono symbol firmy Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Wokół symbolu firmy znajduje się napis „Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA” w kolorze złotym. We wszystkich czterech rogach znajduje się utrwalony wielowiekową tradycją symbol górnictwa – skrzyżowane Perlik i Żelazko w kolorze czarnym.

Płat strony lewej podzielony jest na dwa poziome równe pola w kolorach: zielonym – górne i czarnym dolne. W środku płata umieszczony jest wizerunek św. Barbary, wokół niego napis „Oddział Geologii i Eksploatacji”, a poniżej w $\frac{1}{4}$ i w $\frac{3}{4}$ od drzewca i w połowie pola czarnego symbole wierzki wiertniczej, kiwona oraz głowicy eksploatacyjnej. Kolorystyka

lewej strony płata utrzymana jest w barwach symbolicznych górnictwa, gdzie kolor zielony symbolizuje nadzieję, a czarny pracę. Wizerunek św. Barbary – patronki górników jest nawiązaniem do wielowiekowej tradycji górnictwa, zaś symbole wierzki wiertniczej i kiwona oraz głowicy eksploatacyjnej symbolizują trzy podstawowe aspekty działalności Oddziału Geologii i Eksploatacji.

Projekt nawiązuje do tradycji II RP oraz ustaw sejmowych z 1 sierpnia 1919 i 28 grudnia 1927. Pierwsza ustawa zdefiniowała obowiązujący wzór sztandarów, zwanych też przepisowymi, druga zaś potwierdziła założenia tego wzoru, wprowadzając jedynie drobne korekty. Ta sama ustawa definiowała też wymiary sztandaru na: 100 na 100 cm.

Oddział Geologii i Eksploatacji,
PGNiG SA



Wizualizacja sztandaru. Archiwum Oddziału



Fot. Archiwum Oddziału

Barbórka w Instytucie Nafty i Gazu



Konferencja naukowo-historyczna „Udział podkarpackich naftowców w walkach o odrodzenie państwa polskiego” – sala konferencyjna Instytutu Nafty i Gazu w Krośnie 30 XI 2018. Fot. arch. INiG-PIB

Tegoroczna Barbórka w Instytucie Nafty i Gazu w Krośnie, która odbyła się 30 listopada miała charakter szczególny, przypadająca bowiem w roku jubileuszowym 100-lecia odzyskania niepodległości. Stwarzała to niepowtarzalną okazję do przypomnienia wybitnego wkładu podkarpackich naftowców w patriotyczną działalność niepodległościową zmierzającą do odrodzenia państwa polskiego.

Pracownicy nafty z wielką pasją, nie szczędząc sił, pieniędzy i krwi byli kadrą organizującą przed stu laty na Podkarpaciu zryw powstańczy. Dotyczy to zarówno właścicieli przedsiębiorstw

naftowych jak i prostych robotników z okolicznych kopalń. Ocenia się, że z samej ziemi krosnieńskiej w patriotycznych działaniach wzięło udział ponad 600 osób. Przykładem niech będą wielkie manewry, jakie zorganizowano pod Krosnem w czerwcu 1914 roku z udziałem naftowych drużyn Strzelca, pod komendą Józefa Piłsudskiego. Podkreśla to również emblemat naftowców w postaci świdra udarowego, który pod herbem miasta znalazł się na tarczy niepodległościowej Krosna.

W pierwszej części obchodów tegorocznej Barbórki z udziałem przedstawicieli władz miasta Krosna, Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej, Zespołu Szkół Naftowych, przedsiębiorstw naftowych PGNiG Technologie i Exalo, Muzeum Przemysłu Naftowego i SITPNiG w sali

100 lat
przemysłu naftowego
w niepodległej Polsce

konferencyjnej Instytutu odbyła się konferencja naukowo-historyczna, w której wygłoszono okolicznościowe referaty:

- 1) „100-lecie odzyskania niepodległości. Udział naftowców w organizacjach patriotycznych i Legionach Polskich”, autorzy Janusz Pudło, Jan Sęp, Tadeusz Wais.
- 2) „August Nieniewski – Sylwetka żołnierza i naftowca”, autor Jan Lubaś

W pierwszym z nich na tle ogólnej sytuacji politycznej ówczesnego okresu przedstawiono działalność niepodległościową środowiska naftowców. W drugim w sposób bardziej szczegółowy sylwetkę jednego z najwybitniejszych spośród nich, geologa i żołnierza Augusta Nieniewskiego, pierwszego kierownika działającego w latach 1931-1939 Instytutu Przemysłu Naftowego w Krośnie – prekursora obecnego INiG-PIB, kawalera krzyża orderu *Virtuti Militari*. W holu Instytutu odsłonięto okolicznościową tablicę pamiątkową, poświęconą tej postaci.

Uroczystości zakończyło tradycyjne spotkanie barbórkowe w sali kanadyjki w muzeum w Bóbrce z udziałem połączonego zespołu muzycznego Krakus AGH i pracowników naszego Instytutu. Odbyło się tradycyjne pasowanie na górnika naftowca łącznie ze skokiem przez skórę i świder.

Jan Lubaś
INiG-PIB



Odsłonięcie tablicy pamiątkowej poświęconej Augustowi Nieniewskiemu w holu Instytutu Nafty i Gazu w Krośnie. Fot. arch. INiG-PIB



Dalszy ciąg uroczystości barbórkowych – tradycyjny skok przez świder w sali kanadyjki w Bóbrce. Fot. arch. INiG-PIB

Krakowscy inżynierowie 100-lecia Niepodległości – Mieczysław Seifert

Urodził się 5 grudnia 1878 r. w Podłęziu (powiat pińczowski). W 1903 r. ukończył Wydział Chemiczno-Techniczny na Politechnice Lwowskiej uzyskując dyplom inżynierski. Po praktykach w gazowni bielskiej, jarostawskiej oraz lwowskiej, w 1906 r. objął kierownictwo budowy gazowni w Stryju, a po jej uruchomieniu pozostał do 1913 r. na stanowisku dyrektora, prowadząc równocześnie badania i prace przygotowawcze związane z budową wodociągów w tym mieście.

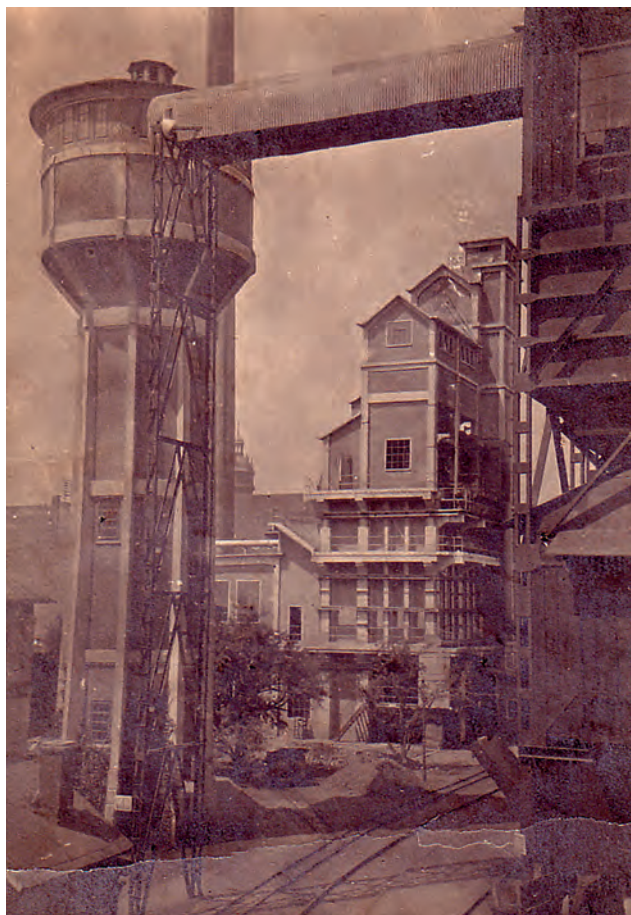
W 1913 r. został zatrudniony w Krakowskiej Gazowni Miejskiej, jako naczelny inżynier. W 1915 r. objął stanowisko dyrektora krakowskiego zakładu. Był to trudny okres dla gazowni, bowiem wybuch I wojny światowej całkowicie przekreślił wielkie plany budowy nowej gazowni miejskiej w Krakowie na Dąbiu, opracowane w 1912 r. Zdawano sobie sprawę z niemożności prowadzenia tych prac w trakcie trwającej woj-



Mieczysław Seifert

ny, co powodowało trudności z zapewnieniem normalnego i bezpiecznego funkcjonowania zakładu, mogącego zapewnić pełne pokrycie zapotrzebowania gazu. Dlatego też inż. Mieczysław Seifert, korzystając z postępów techniki opracował szeroki program przebudowy i modernizacji

gazowni na dawnym miejscu, mający na celu podniesienie jej nominalnej zdolności produkcyjnej do 60 000 m³ gazu na dobę. Program ten był wdrażano stopniowo. W pierwszej kolejności zmechanizowano ruch poprzez wprowadzenie maszynowego ładowania retort oraz wypychania koksu, zainstalowano przenośniki do węgla i koksu, zbudowano zbiornik węglowy i sortownię koksu. Ponadto rozszerzono czyszczalnię i wybudowano 4 nowe piece systemu Pintsch-Hermansen. Te niezbędne inwestycje pozwoliły przetrwać gazowni trudne lata wojny, a także pierwsze lata powojennego chaosu, związane m.in. z kształtowaniem państwowości polskiej. Dopiero w 1922 roku, po uchwale Rady Miasta Krakowa „O przebudowie Krakowskiej Gazowni Miejskiej” przystąpiono do budowy nowej piecowni złożonej z dwóch pieców pionowych o czterech komorach systemu Koppersa z generatorami centralnymi. Budowa tej piecowni była pionierskim przedsięwzięciem w zakresie postępu technicznego, bowiem była to pierwsza tego rodzaju inwestycja w Polsce, a sam ten system był również zupełną nowością w gazownictwie



Wieża wodna i piecownia systemu Koppersa, 1925 r.



Kadra inżynierska Krakowskiej Gazowni Miejskiej, ok. 1930 r.

światowym. Wybór piecowni systemu Koppersa umożliwił uzyskanie zwiększonej zdolności produkcyjnej na dotychczas zajmowanym terenie. Przyczynił się także do zmniejszenia zanieczyszczenia atmosfery szkodliwymi gazami na terenie gęsto zabudowanej dzielnicy miasta. Uruchomienie tej nowej piecowni w dniu 12 marca 1925 roku, pozwoliło na zaspokojenie wzrastających potrzeb odbiorców gazu. W kolejnych latach w ramach planu przebudowy zakładu zmodernizowano aparaturę, wybudowano nowe kotły parowe, tłocznię gazu, zwiększono pojemność zbiorników gazu, poprzez teleskopowanie jednego z nich. Rozbudowie uległo również laboratorium fabryczne, prowadzące nie tylko bieżącą kontrolę produkcji gazu węglowego, ale także prace badawcze z dziedziny technologii węgla, bardzo pomocne przy kontroli węgla dostarczanego z różnych źródeł do gazowni.

Lata dyrektorowania inż. Seiferta to również okres intensywnie prowadzonej przez krakowski zakład popularyzacji i reklamy różnych możliwości zastosowania gazu w przemyśle i gospodarstwie domowym. Bowiem z biegiem lat gaz zaczęto stosować coraz szerzej nie tylko do oświetlenia, ale także do gotowania i grzania wody. Organizowano dla konsumentów różnego rodzaju pokazy gotowania, kursy. Prężnie funkcjonował mieszczący się przy Placu Szczepańskim sklep gazowni, prowadzący sprzedaż urządzeń i aparatów gazowych.

W 1936 r. Mieczysław Seifert przeszedł na emeryturę. Przeniósł się do Warszawy, gdzie objął stanowisko dyrektora Syndykatu Rur Żeliwnych „Ruropol”. W 1941 r. pełnił obowiązki dyrektora Gazowni Miejskiej w Warszawie. W marcu 1945 r. utworzył ekipę techniczną dla Zarządu Miejskiego we Wrocławiu. Po przyjeździe do Wrocławia został dyrektorem gazowni do czasu jej uruchomienia, po czym w sierpniu 1945 r. objął stanowisko dyrektora Dolnośląskich Gazociągów Dalekosiężnych „Dalgaz” w Wałbrzychu.



Krakowska Gazownia Miejska, 1935 r.

Umarł nagle, na zawał 22 września 1945 r. Pochowany na Cmentarzu Rakowickim w Krakowie.

Działalność inż. Mieczysława Seiferta nie ograniczała się tylko do ram ściśle zawodowych.

Uczestniczył odbywającym się w Krakowie w dniach 12 – 16 września 1912 r w Zjeździe Gazowników, którego jedną z uchwał było podjęcie decyzji o powołaniu Polskiego Związku Techników Gazownictwa. Należał do wybitnych działaczy Zrzeszenia Gazowników i Wodociągowców Polskich oraz Związku Gospodarczego Gazowni i Zakładów Wodociagowych w Państwie Polskim. Na XVIII Zjeździe Gazowników i Wodociągowców Polskich, który odbył się w dniach 25-28 czerwca 1936 r. we Lwowie zostaje nadana mu godność Członka Honorowego Zrzeszenia Gazowników i Wodociągowców Polskich.

W 1923 r. zostając przewodniczącym Komitetu Redakcyjnego „Przeglądu Gazowniczego i Wodociagowego”, objął protektorat nad tym pismem i przeniósł redakcję do Krakowskiej Gazowni, czym przyczynił się znacznego rozwoju tego branżowego pisma.

Brał również czynny udział w życiu Kra-

kowskiego Towarzystwa Technicznego będąc członkiem Wydziału oraz dwukrotnie prezesem – w latach 1924 – 1925., Krakowskie Towarzystwo Techniczne utworzone zostało w 1877 r. a główne kierunki jego działania to: zjednoczenie inżynierów i techników polskich, wywalczenie dla inżynierów i techników odpowiedniego stanowiska w kraju i w społeczeństwie, podniesienie gospodarcze kraju przez dopilnowanie realizacji planów technicznych, podniesienie stanu techniki polskiej przez pogłębianie wiadomości fachowej i politechnizację społeczeństwa.

Uczestniczył również w pracach Izby Przemysłowo-Handlowej w Krakowie, jako wieloletni członek Zarządu i wiceprezes. Udzielał się również w Polskiej YMCA (Chrześcijańskie Stowarzyszenie Młodzieży Męskiej), będąc m.in. wiceprezesem krakowskiej placówki oraz członkiem i skarbnikiem Rady Krajowej Polskiej YMCA w Warszawie. Piastował funkcję wiceprezesa Okręgu Krakowskiego Ligi Morskiej i Kolonialnej oraz skarbnika w elitarnym klubie rotariańskim (Rotary Club) w Krakowie.

Za swoją wybitną działalność na polu gazownictwa w 1930 r. odznaczony został Krzyżem Oficerskim Orderu Polonia Restituta, natomiast na terenie polskiej YMCA Złotym Krzyżem Zasługi

Inż. Mieczysław Seifert to również autor szeregu referatów z zakresu szeroko pojmowanego gazownictwa publikowanych na łamach czasopism branżowych jak np.: „Czasopismo techniczne”, „Gaz, woda”, „Przegląd gazowniczy i wodociagowy”, „Gaz, woda i technika sanitarna”, „Przeglądzie Organizacji”. Opracował również „Rozwój Krakowskiej Gazowni miejskiej w latach 1918 - 1928” oraz „Początki krakowskich przedsiębiorstw miejskich o charakterze użyteczności publicznej” (wspólnie z Jarosławem Dolińskim).

Grzegorz Mleczo
SITPNIg Oddział w Krakowie



Sklep Krakowskiej Gazowni Miejskiej, 1935 r.



Zapewniamy bezpieczeństwo energetyczne Polski

Jesteśmy liderem na rynku gazu ziemnego w Polsce. Poszukujemy i wydobywamy gaz ziemny i ropę naftową w kraju i za granicą. Importujemy i sprzedajemy gaz, w tym LNG. Dywersyfikujemy źródła dostaw.

