

NR 2 (267)

luty

2021 r.

miesięcznik

Rok XXIV

ISSN-1505-523X

17 zł w tym 8% VAT



wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



LABORATORIUM TWORZYW SZTUCZNYCH

ZAKŁAD PRZESYŁANIA I DYSTRYBUCJI GAZU

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY



PODSTAWOWA DZIAŁALNOŚĆ LABORATORIUM

- badania dla potrzeb certyfikacji i krajowych ocen technicznych,
- badania na indywidualne zamówienia wg wybranych specyfikacji technicznych,
- badania złączy egzaminacyjnych wg PN-EN 13067 personelu zgrzewającego rury i kształtki z PE.

GRUPY BADANYCH WYROBÓW

- rury, kształtki i armatura z polietylenu (PE) do gazu,
- połączenia PE/STAL,
- przyłącza domowe do gazu,
- systemy do renowacji rurociągów,
- rury, kształtki i armatura z polietylenu (PE) do wody oraz do ciśnieniowej kanalizacji deszczowej i sanitarnej,
- systemy rur wielowarstwowych (PE-X/Al/PE-X) do instalacji wody ciepłej i zimnej,
- systemy rur z polipropylenu (PP), polietylenu usieciowanego (PE-X), polibutenu (PB), do instalacji wody ciepłej i zimnej.



DZIAŁALNOŚĆ BADAWCZO-ROZWOJOWA

- badania nad możliwością zastosowania nowych materiałów z tworzyw sztucznych do budowy gazociągów;
- badania niekonwencjonalnego zastosowania rur polietylenowych, np. do przesyłania gazu koksowniczego;
- badania systemów z PE pod kątem możliwości ich stosowania do przesyłania mieszaniny gazu ziemnego i wodoru.

NASZE ATUTY

- wysoko wykwalifikowany i doświadczony personel, nowoczesne wyposażenie badawcze,
- potwierdzona jakość oferowanych usług, gwarantowana wdrożonym System Zarządzania Jakością ISO 9001:2015 oraz akredytacją Polskiego Centrum Akredytacji (Certyfikat Akredytacji Laboratorium Badawczego Nr AB 041).

Kontakt

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY

Zakład Przesyłania i Dystrybucji Gazu – Laboratorium Tworzyw Sztucznych

ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków

Kierownik: mgr inż. Anna Wróblewska

Tel.: 12 617 74 61 | Faks: 12 653 16 65 | e-mail: wroblewska@inig.pl





Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Kolejny numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych jest bardzo urozmaicony tematycznie. Otwiera go wciągający i interesujący napisany artykuł, pokazujący przypadek wykorzystania sztucznej inteligencji do wsparcia procesu modelowania złoża gazu ziemnego w sytuacji braku wystarczającej ilości danych petrofizycznych, pochodzących z badań laboratoryjnych. Z tego też powodu szeroko przedstawiono metody uczenia maszynowego do określania i automatycznego wyznaczania litofacji skał zbiornikowych w oparciu o dane geofizyki otworowej. Opisano i scharakteryzowano schemat tworzenia inteligentnego modelu do sterowania tymi danymi w celu klasyfikacji litofacji.

Trzeba zgodzić się z autorem artykułu, że zastosowanie metod inteligentnych w przemyśle naftowo-poszukiwawczym w Polsce będzie mieć znaczący wpływ na przyszłe efekty poszukiwawcze. Chciałoby się wierzyć, że równie spektakularne jak w innych dziedzinach życia (telekomunikacja, medycyna, bezpieczeństwo, bankowość, energetyka itd.).

Artykułem, który częściowo koreluje z powyższym materiałem jest artykuł „Kategoryzacja krzywych geofizycznych przy rozróżnianiu warstw litostratigraficznych z wykorzystaniem teorii chaosu” autorstwa doktoranta szkoły doktorskiej AGH pana Michała Figla. To kolejny materiał umieszczony na łamach WNiG z serii „promujemy wiedzę najlepszych”, ukazujące

dotychczasowe osiągnięcia i dorobek naukowy młodych reprezentantów krakowskiego środowiska akademickiego.

Namawiam również czytelników do zapoznania się z bardzo kompetentną analizą „Zużycie energii na ogrzewanie budynków w 2020 roku w wybranych miastach Polski” – zamieszczoną w naszym bloku „Analizy i komentarze”. Analiza jest wielowątkowa i w wielu przypadkach obejmuje znacznie większy przedział czasowy (1999-2020). Z przytoczonych analiz i grafów wynika, między innymi, ciekawa korelacja między spadkiem/wzrostem zużycia energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. w stosunku do roku poprzedniego, a lokalizacją analizowanych miast. Jak lapidarnie podsumowuje to autor – „rok 2020 nie był najgorętszy w historii dla ogrzewnictwa”.

Na koniec zapraszam na strony 35-37 Wiadomości, gdzie w naszej „Witrynie wydawniczej” przedstawiamy kilkunastoletni dorobek wydawniczy gdańskiego Oddziału SITPNIg. W artykule „Historie opisujące gazownictwo na Pomorzu Gdańskim” ukazujemy wydawane od 2003 roku monografie, obrazujące dzieje i rozwój pomorskiego gazownictwa na przestrzeni minionych 200 lat. W sumie Oddział w Gdańsku wydał osiem osobnych publikacji, autorem których jest architekt Tadeusz Gruszczyński – absolwent Politechniki Gdańskiej i długoletni pracownik Polskiej Spółki Gazownictwa Oddział Zakład Gazowniczy w Gdańsku.

Tak więc wybierzmy się w sentymentalną podróż po historii gazownictwa tego rejonu – od epoki lokalnych, samodzielnych wytwórni gazu po dzisiejszą epokę gazu systemowego, dziękując równocześnie SITPNIg Oddział Gdańsk za pełne ciepła i profesjonalizmu ocalenie od zapomnienia ludzi i wydarzeń związanych z rozwojem tej branży.

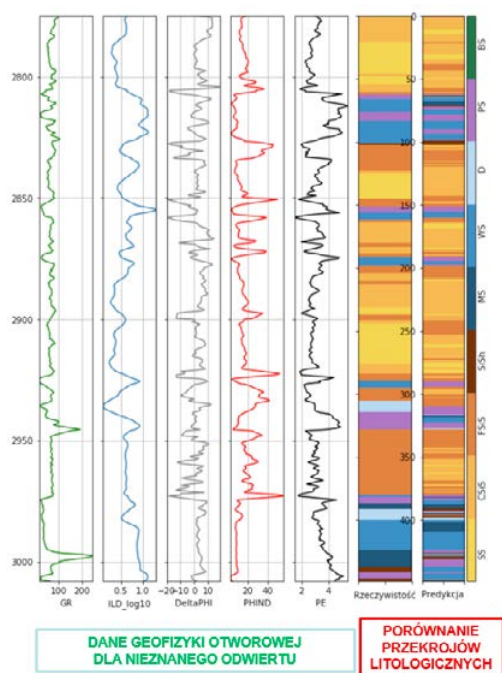
Ryszard Chylarecki



Fot. arch. LOTOS SA

- Zastosowanie sztucznej inteligencji w procesie klasyfikacji facji skał zbiornikowych w oparciu o dane geofizyki otworowej

4



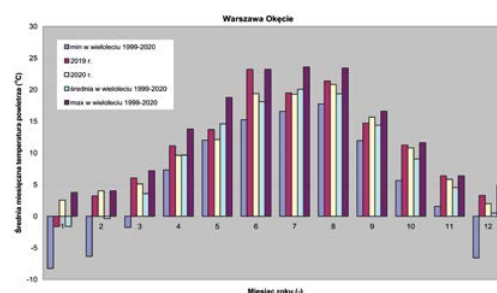
- Gazyfikacja wyspowe LNG w Małopolsce

9



- Zużycie energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. w wybranych miastach Polski

11

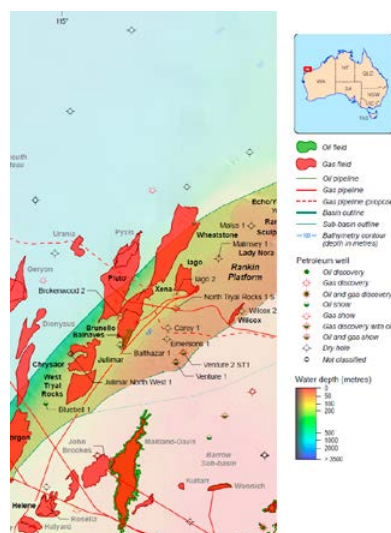


PROMUJEMY

WIEDZĘ NAJLEPSZYCH.

- Kategoryzacja krzywych geofizycznych przy rozróżnianiu warstw litostratygraficznych z wykorzystaniem teorii chaosu – przykład złoża gazu ziemnego Pluto

17



ENERGIA W GEOTERMALNA.

- Wstrząsy sejsmiczne spowodowane produkcją energii geotermalnej w mieście Landau i ich wpływ na rozwój głębokiej geotermii w Niemczech

21

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.: 18 352 64 84, 789 275 087
e-mail: redakcja@wnig.pl, <http://www.wnig.pl>

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO
mgr inż. Jolanta Likus
mgr inż. Dominika Bemaś

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. – Fot. arch. LOTOS S.A.

- Sukces prac poszukiwawczych na Podkarpaciu 23
- LOTOS wdraża nowatorską metodę usuwania WWA 24
- LOTOS Petrobaltic zakupił 280-tonową boję na złożo B8 25



KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU

- PGNiG importuje coraz więcej LNG 27
- PGNiG Obrót Detaliczny: wzrost sprzedaży CNG i LNG w 2020 roku 27
- Trwa budowa interkonektora Polska-Litwa 28
- Agencja EIA podnosi prognozy cen ropy w 2021 r. 28
- Problemy okresu przejściowego do energii odnawialnej 28
- Norweski fundusz emerytalny pozbył się aktywów związanych z ropą i gazem 28
- Zmiany w polityce Europejskiego Banku Inwestycyjnego 28
- Nowości z Gwiny i Surinamu 29
- Działania agencji rządowych USA w 2020 r. 29
- Pierwsze decyzje prezydenta Joe Bidena i ich odbiór 29
- Transformacja energetyczna w USA i w Europie 30
- Możliwe połączenie dwóch potentatów 30
- ORLEN Aviation będzie produkować energię ze słońca 30

BIULETYN

- Kalendarium 31
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 31

WSPOMNIENIE

- Wspomnienie o Koledze
Andrzeju Frońskim



31

KONFERENCJE

- Relacja z XXI edycji Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL 32



WITRYNA

- Historie opisujące gazownictwo na Pomorzu Gdańskim 35



- Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego Nr 231 38
- Słownik terminologiczny z zakresu poszukiwania, wiertnictwa i eksploatacji złóż węglowodorów str. III okł.

RADA PROGRAMOWA WNIg

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący

Członkowie:

dr inż. Mirosław Janowski
mgr inż. Andrzej Koźlecki
mgr Magdalena Kudła
dr Rafał Kudrewicz
mgr inż. Mirosław Majchrzak
prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
inż. Jan Sęp
prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa
mgr inż. 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 – mgr inż. Ryszard Chylarecki
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
dr hab. inż. Jan Lubaś prof. INiG-PIB – 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
mgr inż. Michał Kruszewski – Geotermia i energia odnawialna

Zastosowanie sztucznej inteligencji w procesie klasyfikacji faci skał zbiornikowych w oparciu o dane geofizyki otworowej



Jan Barbacki



Application of artificial intelligence in reservoir rock classification using well log data

Abstract:

The paper presents the possibility of using selected machine learning methods for automatic facies determination based on well-log data. The study presents fundamental concepts of a data-driven approach, as well as presents the detailed workflow for working with reservoir data. Popular classification techniques such as support vector machine, decision trees, random forests and artificial neural networks are also discussed. The proposed methodology can prove to be extremely useful in computer modeling of hydrocarbon reservoirs, especially in the case of reduced core sample dataset.

Streszczenie:

W artykule przedstawiono możliwość wykorzystania metod uczenia maszynowego do automatycznego wyznaczenia litofacji na podstawie danych geofizyki otworowej. Zaprezentowano zarówno podstawowe koncepcje przyświecające rozwiązaniom typu data-driven, jak również opisano schemat pracy z danymi złożowymi. Omówiono także popularne techniki klasyfikacyjne: maszynę wektorów nośnych, drzewa decyzyjne, lasy losowe oraz sztuczne sieci neuronowe. Zaproponowane rozwiązanie może okazać się niezwykle przydatne w modelowaniu złóż węglowodorów, szczególnie w przypadku braku wystarczającej ilości danych pochodzących z badań laboratoryjnych rdzeni skalnych.

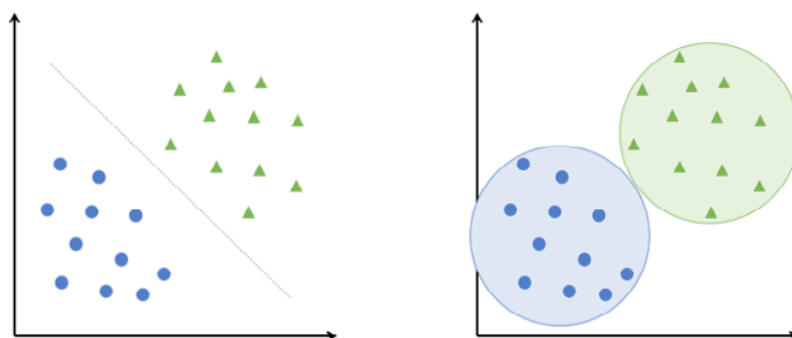
W ostatnim czasie coraz więcej mówi się o zagadnieniu *big data* w kontekście nie tylko gromadzenia i bezpiecznego przechowywania dużych zbiorów danych, ale także takiego ich przetwarzania, który prowadzi do wydobycia nowej wiedzy, która jest w nich „ukryta” [Xu, 2019]. Temat ten jest niezwykle popularny we wszystkich tych branżach, które generu-

ją znaczące ilości danych m.in. w medycynie, bankowości, telekomunikacji, handlu oraz, co zupełnie naturalne, w branży naftowo-gazowniczej. Z pomocą w analizie danych przychodzą inteligentne algorytmy ogólnego zastosowania, z których zdecydowana większość należy do grupy metod tzw. uczenia maszynowego [Singh, 2020]. Uczenie maszynowe (*machine learning*) jest obecnie najintensywniej rozwijanym obszarem sztucznej inteligencji. Dział ten zajmuje się metodami umożliwiającymi imitację inteligentnego zachowania poprzez uczenie się z danych bez jawnego zaprogramowania – jest to więc podejście autonomiczne, sterowane danymi (*data driven approach*). Głównymi zagadnieniami uczenia maszynowego są problemy regresyjne, klasyfikacyjne oraz klasteryzacyjne [Raschka, 2019]. Celem metod regresyjnych jest predykcja wartości, na podstawie ciągu danych (np. prognoza wydobycia gazu ze złoża na podstawie danych historycznych). Metody klasyfikacyjne koncentrują się wokół problemu przypisania nowego, nieznanego przypadku (np. danych geofizyki otworowej w badanym interwale głębokościowym) do zdefiniowanej wcześniej klasy (np. litofacji lub innej jednostki grupującej). Zadaniem metod klasteryzacyjnych jest natomiast znalezienie podobieństwa pomiędzy danymi w zbiorze, umożliwiającego wydzielenie maksymalnie jednorodnych klas (zwanych też grupami lub klastrami; np. odseparowanie stref w złożu o diametralnie różnych właściwościach petrofizycznych). Zagadnienia klasyfikacyjne i klasteryzacyjne, choć wydają się podobne, wzajemnie się uzupełniają (Rys. 1).

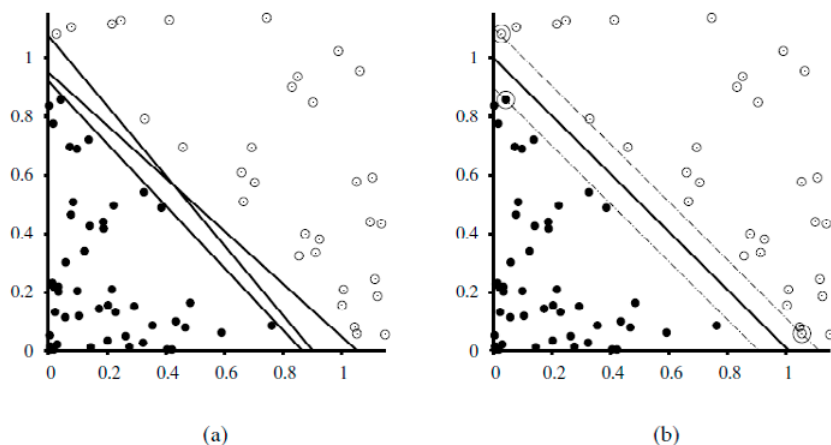
Aby zrozumieć na czym polega proces pracy z danymi, przyjrzyjmy się bliżej zastosowaniu konkretnego algorytmu uczenia maszynowego w problemie automatycznego określania budo-

wy złoża gazu ziemnego. Poprawne określenie litologii ośrodka, a co za tym idzie własności petrofizycznych skały, ma kluczowe znaczenie w przypadku modelowaniu przepływu płynu w złożu i znacząco wpływa na jakość prognoz wydobycia gazu ze złoża. Najdokładniejszy i najbardziej wiarygodny opis geologiczny złoża uzyskać można dzięki kompleksowym badaniom laboratoryjnym rdzeni skalnych – rozwiązanie to ze względu na czas i koszty stosowane jest jednak w ograniczonym zakresie, przez co wyniki badań odzwierciedlają własności złoża jedynie w niewielkim jego fragmencie. Zdecydowanie łatwiejsze do pozyskania są dane geofizyki otworowej, które w dojrzałym złożu dostępne są dla niemal każdego odwiertu. Czy dysponując fragmentaryczną wiedzą laboratoryjną jesteśmy w stanie określić skład skalny w miejscu, w którym nie zostały pobrane rdzenie wiertnicze? Tak, pod warunkiem, że wyniki badań powiążemy z innymi danymi, którymi dysponujemy – na przykład danymi geofizyki otworowej. Odnalezienie ukrytego związku między różnymi zbiorami danych jest głównym celem wszystkich metod uczenia maszynowego [Duda, 2000; Bishop, 2006]

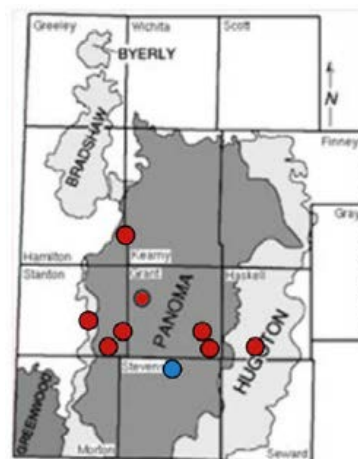
Zestawem danych, wykorzystanym do zaprezentowania możliwości automatycznego określania litologii złoża w pobliżu wybranego odwiertu, jest zestaw pochodzący ze złoża suchego gazu ziemnego w południowo-wschodniej części stanu Kansas w Stanach Zjednoczonych [Hall, 2016]. Zbiór ten składa się z siedmiu atrybutów (pięć stricte geofizycznych: profilowania gamma, opornościowe, efektu fotoelektrycznego, porowatości neutronowej, gęstości objętościowej i dwie pomocnicze zmienne wskaźnikowe - stratygraficzne) oraz kolumny z etykietami określającymi typ skały



Rys. 1. Klasyfikacja (po lewej) - znaleziona granica decyzyjna, która umożliwia przypisanie nieznanego próbki do klasy; klasteryzacja (po prawej) - podział na grupy; liczba klastrow może być wstępnie przyjęta lub całkowicie nieznaną [grafika: K. C. Lee, medium.com]



Rys. 2. (a) Dwie klasy (czarne i białe punkty) oraz przykład trzech możliwych granic decyzyjnych (b) granica decyzyjna z największym marginesem (proste przerywane) do wektorów nośnych (punkty otoczone okręgiem) [Russel, 2010]



Rys. 3. Dane z ośmiu odwiertów stanowią zbiór uczący (czerwony kolor), natomiast dane z jednego, losowo wybranego odwiertu stanowią zbiór testowy (niebieski kolor) [Mohamed, 2019]

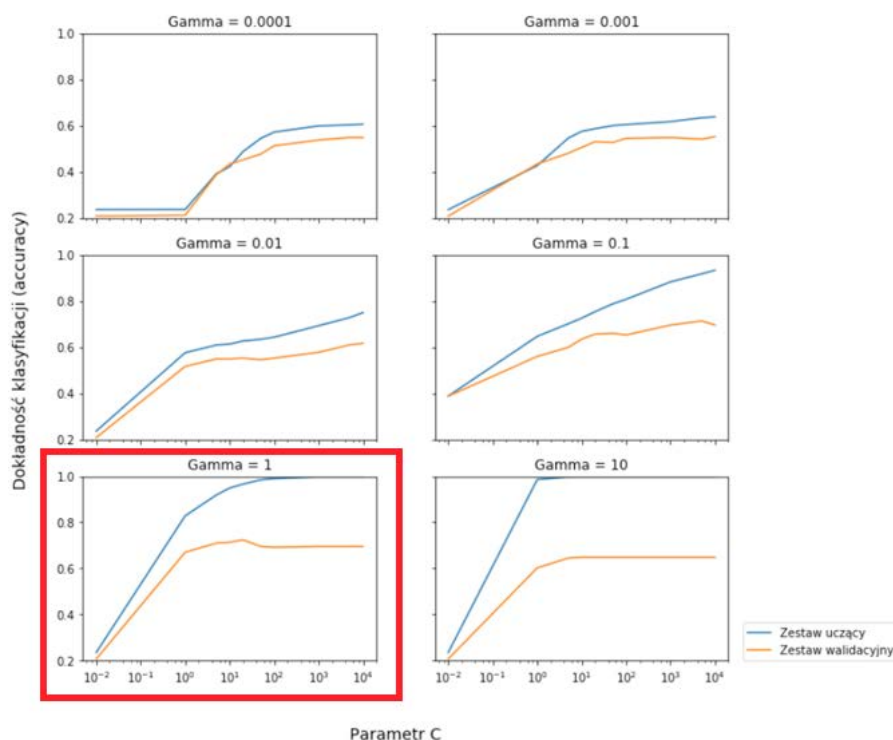
na danej głębokości. Pomiaru zostały wykonane dla dziewięciu odwiertów w zbliżonych interwałach głębokościowych i z identycznym krokiem, wynoszącym pół stopy. Podzbiór pomiarów na każdej głębokości nosi nazwę wektora cech i jest on ściśle powiązany z klasą (w opisywanym przypadku: z litofacją). Przez fację (litofację) należy rozumieć taką wydzieloną jednostkę litologiczną, która grupuje skały o podobnych cechach litologicznych (a więc o zbliżonym składzie mineralnym, strukturze oraz uziarnieniu). W zbiorze danych zidentyfikowano dziewięć klas (facji) piaskowca, mułowca, wapienia, dolomitu i łupka, które nie są jednak całkowicie rozłączne - niektóre z nich „nachodzą na siebie”, tworząc tzw. facje sąsiadujące. Pojedyncza próbka mogłaby zostać przypisana do dwóch różnych klas; jej ostateczna etykieta jest wynikiem arbitralnej decyzji twórcy bazy danych. Można więc się spodziewać, że w przypadku sąsiadujących facji, wystąpi ich błędna klasyfikacja – jest to jednak sytuacja typowa dla danych rozmytych, w których granice pomiędzy zbiorami są nieostre, oddając w ten sposób ich niepewność [Dubois, 2007].

Zarysowany problem jest klasycznym przykładem zagadnienia klasyfikacyjnego. Do znalezienia granic decyzyjnych pomiędzy zarejestrowanymi próbkami, umożliwiającymi późniejszą klasyfikację nowych przypadków (tj. nie biorących udziału w procesie uczenia), wykorzystano metodę maszyny wektorów nośnych (*Support Vector Machine, SVM*). Technika ta, w dużym uproszczeniu, polega na znalezieniu takiej granicy decyzyjnej pomiędzy skupiskami, dla której odległość skrajnych punktów skupisk (zwanych wektorami nośnymi – stąd nazwa metody) do tej granicy jest taka sama i możliwie jak największa [Flasiński, 2011]. Granica ta jest zawsze podprzestrzenią (hiperpłaszczyzną) o wymiarze o jeden mniejszym, niż przestrzeń nadrzędna. Przykładowo dla danych opisanych

dwoma atrybutami, granicą decyzyjną byłaby linia prosta (Rys. 2); w przypadku opisywanym w niniejszym artykule, granica decyzyjna jest hiperpłaszczyzną o sześciu wymiarach - niemożliwe jest więc jej przedstawienie w formie graficznej bez utraty wymiarów.

Dane, w skład których wchodzi wszystkie próbki, dzielone są na dane uczące i dane testowe. W procesie uczenia, tj. dostrajania parametrów modelu, tak aby model generował poprawne odpowiedzi, biorą udział tylko dane uczące - dane testowe są na tym etapie „niewidoczne” i służą wyłącznie do sprawdzenia poprawności pracy klasyfikatora. Na rysunku 3 zaznaczono zbiory: uczący (osiem odwiertów) i testowy (jeden odwiert).

Zarówno zbiór uczący, jaki i testowy, poddaje się procesowi standaryzacji – tj. takiego przekształcania danych, aby średnia wartość oczekiwana każdej cechy wynosiła 0, a wariancja była równa 1; operacja ta, choć nie jest niezbędna, jest zazwyczaj wskazana do stworzenia poprawnie działających klasyfikatorów [Géron, 2017]. Następnie przy użyciu darmowych, otwartych i ogólnodostępnych bibliotek programistycznych, takich jak pakiet SciPy dostępny dla języka Python, tworzony jest wstępny model klasyfikatora, tj. taki model, w którym parametry charakteryzujące proces uczenia dobierane są w sposób losowy albo - najlepiej – w sposób świadomy, bazujący na doświadczeniu eksperta z zakresu uczenia



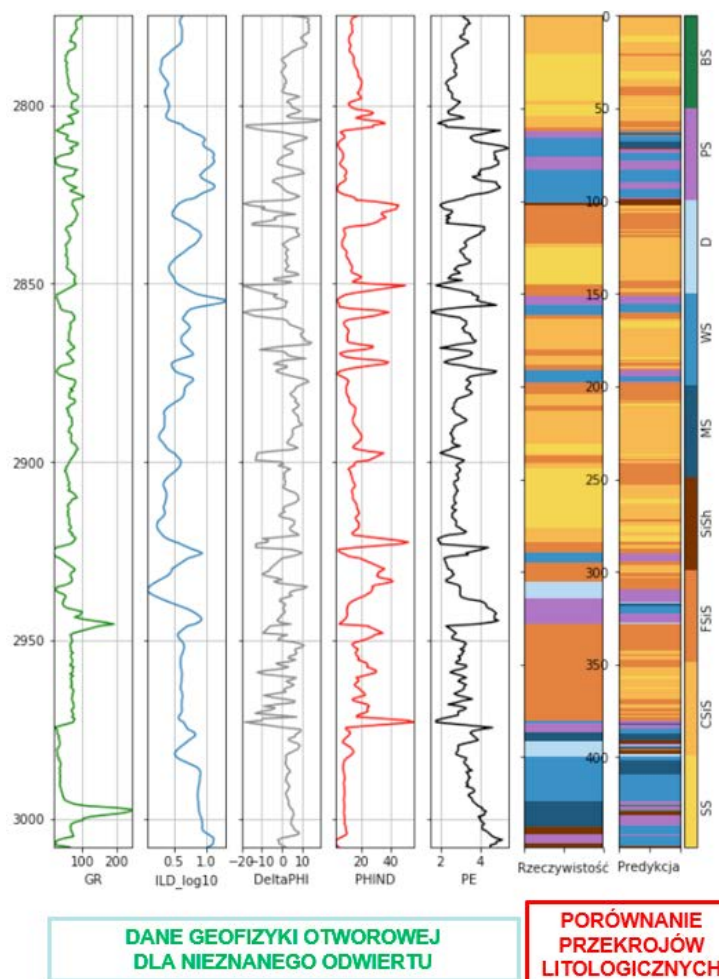
Rys. 4. Dobrej optymalnych wartości hiperparametrów regularyzacji (C) oraz współczynnika γ . Najlepszy zestaw wartości został oznaczony czerwoną ramką

maszynowego. Kolejnym, najważniejszym i najbardziej czasochłonnym krokiem, jest proces dostrajania wartości hiperparametrów modelu, bezpośrednio odpowiedzialnych za przebieg procesu uczenia. W tym celu ze zbioru uczącego wydzielą się podzbiór walidacyjny, będący swego rodzaju zbiorem semi-testowym. Dla obu tych podzbiorów (uczącego i walidacyjnego) poszukuje się takich wartości hiperparametrów, dla których błąd klasyfikacji jest możliwie najmniejszy.

W opisywanym przypadku do badań numerycznych mających na celu znalezienie najlepszego klasyfikatora, wybrane zostały dwa parametry: regularyzacji (C) oraz gamma. Odpowiadają one za poziom dopasowania modelu do danych uczących. Niskie wartości współczynników C i gamma oznaczają duży margines błędów klasyfikatora (a więc jego większe uogólnienie); wysokie wartości oznaczają większe dopasowanie klasyfikatora do danych. Obie skrajności są niepożądane i skutkować będą błędnym działaniem podczas procesu klasyfikacji. W wyniku serii eksperymentów numerycznych wyznaczone zostały możliwe najlepsze wartości hiperparametrów C i gamma (Rysunek 4).

Ostatnim etapem jest przetestowanie wytrenowanego klasyfikatora na zbiorze testowym, niewidocznym na etapie tworzenia modelu (*blind data*). W tym celu na wejście stworzonego modelu podaje się ciąg danych geofizyki otworowej na danej głębokości, w efekcie otrzymując decyzję klasyfikacyjną, tj. obliczoną fację. Wielokrotne powtórzenie tej operacji umożliwia stworzenie przekroju litologicznego ośrodka, w miejscu, dla którego brak jest danych pochodzących z badań laboratoryjnych rdzeni skalnych (Rysunek 5). Model SVM, stworzony według zaprezentowanej metodyki, umożliwia uzyskanie dokładności klasyfikacyjnej facji zbliżonych na poziomie 87,75%, co pokazuje, że klasyfikator oparty o uczenie maszynowe może być skutecznym narzędziem wspomagającym proces określania litologii złoża, szczególnie w przypadku posiadania niewielkiej ilości danych z badań laboratoryjnych. Jakość działania klasyfikatorów zależy jednak od przyjętych wartości hiperparametrów - dostrajanie ich wartości wymaga przemyślanej strategii i doświadczenia, jest to proces trudny, choć w dłuższej perspektywie opłacalny, ponieważ poprawnie przygotowany klasyfikator może niemal w pełni zautomatyzować proces określania składu skalnego ośrodka.

Opisany powyżej schemat tworzenia inteligentnego modelu typu *data-driven* został przedstawiony na rysunku 6. Jest to procedura uniwersalna, można więc ją zastosować do budowy klasyfikatora bazującego na dowolnym innym modelu, takim jak: drzewa decyzyjne, lasy losowe czy sztuczne sieci neuronowe. Metody mogą być stosowane wymiennie; dla tego same-



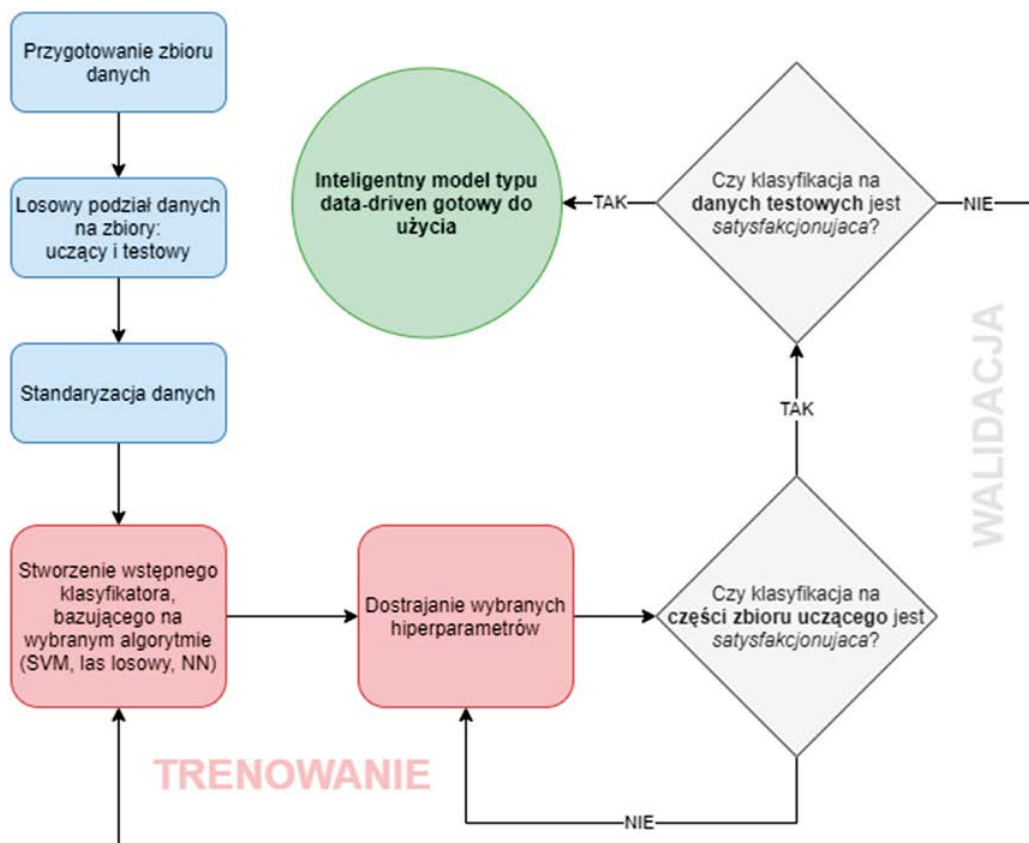
Rys. 5. Wynik działania klasyfikatora – widoczne dane wejściowe (profilowania geofizyki otworowej, pięć pierwszych kolumn) oraz dane wyjściowe (przekroje litologiczne, dwie ostatnie kolumny: zarówno wartości oczekiwane, jak i uzyskane)

go zbioru danych klasyfikator wykazuje różną – choć często do siebie zbliżoną – dokładność. Do oceny, który ze stworzonych modeli jest najlepszy używa się różnych miar klasyfikatorów. Do najpopularniejszych należą: precyzja (*precision*), pełność (*recall*), dokładność (*accuracy*) oraz wskaźnik F1, będący „kompromisem” pomiędzy precyzją, a pełnością [Géron, 2017].

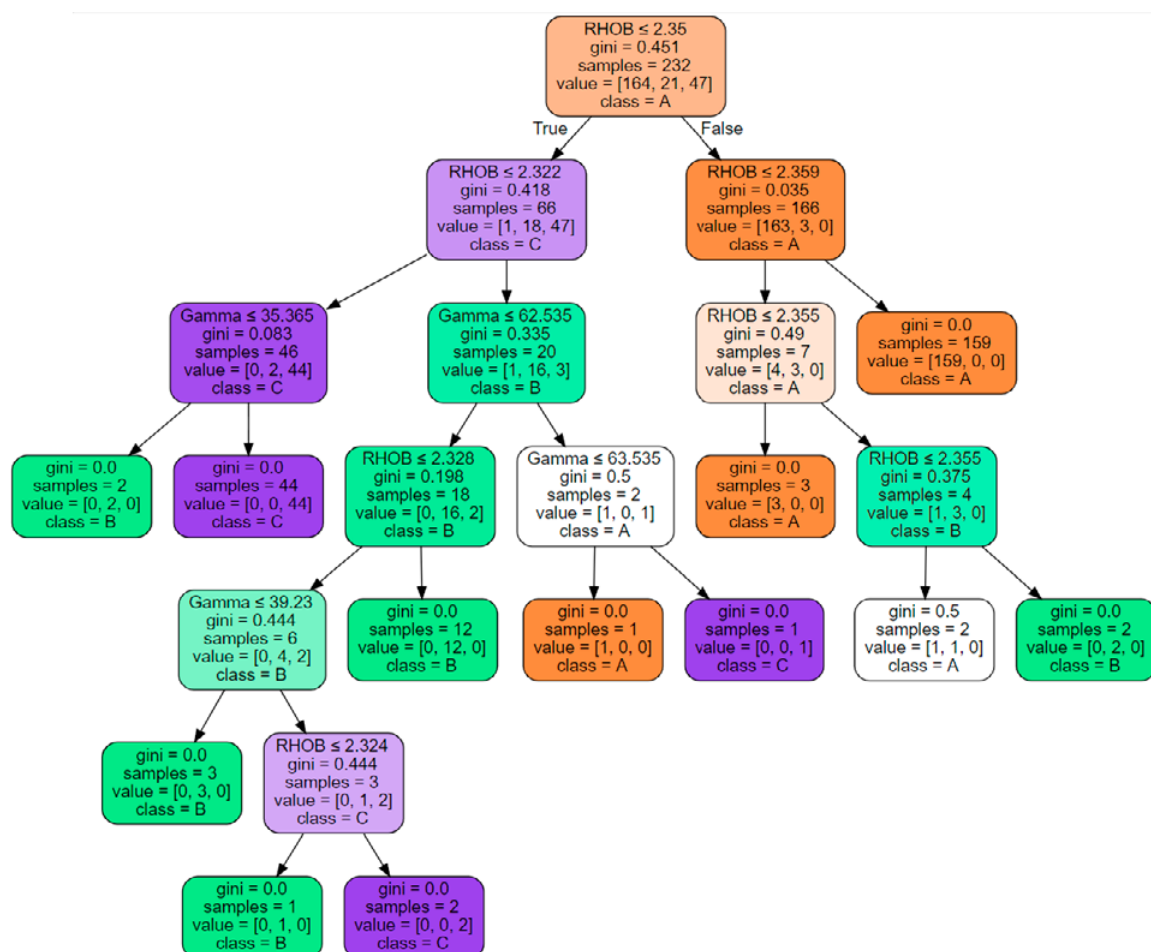
Klasyfikacja za pomocą drzew decyzyjnych jest metodą sekwencyjnego rozpoznawania wzorców, w której przypisanie przypadku do klasy odbywa się w sposób wieloetapowy [Flasiński, 2011]. Drzewo decyzyjne jest acyklicznym grafem, w którym każdy wierzchołek-węzeł zawiera warunek logiczny dla wybranego atrybutu wektora wartości cech, zaś wierzchołki-liście przechodzą decyzję klasyfikacyjną (etykiety). Przykład drzewa klasyfikacyjnego, dokonującego etapowego podziału przestrzeni cech przedstawiono na rysunku 7. Konstrukcja optymalnego drzewa decyzyjnego jest problemem niemożliwym do rozwiązania w czasie wielomianowym (niewielki wzrost liczebności przypadków uczących skutkuje znacznym wzrostem czasu obliczeń). Istnieje jednak wiele algorytmów umożliwiających szybką budowę akceptowalnego drzewa klasyfikacyjnego-

go, wśród których do najpopularniejszych zalicza się metody CART (*Classification and Regression Trees*) oraz ID3 (*Iterative Dichotomiser 3*). Ogólny schemat budowy drzewa rozpoczyna się od wyboru, czy tworzony wierzchołek ma być liściem czy węzłem. W przypadku, kiedy tworzony jest liść, zostaje mu przypisana odpowiednia etykieta kategorii, natomiast w sytuacji, kiedy tworzony jest węzeł, przypisany zostaje mu warunek logiczny (test), którego wynikiem odpowiadają gałęzie prowadzące do poddrzewa tworzonego według tego samego schematu. Rozwiązanie to implementowane jest w postaci rekurencyjnej; różnice pomiędzy poszczególnymi metodami dotyczą kwestii doboru kryterium stopu oraz testu dla węzła [Cichosz, 2007].

Metoda lasów losowych należy do klasy algorytmów grupowych, w których poprzez połączenie wielu prostych klasyfikatorów (*weak learners*) tworzony jest kolejny, silny klasyfikator (*strong learner*). Do utworzenia lasu losowego złożonego z drzew klasyfikacyjnych wykorzystywana jest metoda bagging – drzewa są niezależne od siebie i mają tę samą wagę, a wynikiem działania klasyfikatora jest dominanta (najczęściej występująca wartość) klas wykrytych przez poszczególne drzewa



Rys. 6. Schemat tworzenia inteligentnego modelu typu data-driven do klasyfikacji litofacji na podstawie danych geofizyki otworowej



Rys. 7. Przykładowe drzewo decyzyjne dla danych geofizyki otworowej (profilowania gamma i gęstości objętościowej) ze złoża ropy naftowej w West Virginia (Stany Zjednoczone)

[Esposito, 2020]. Zaletą techniki losowych lasów decyzyjnych jest redukcja wariancji oraz zwiększenie stabilności modelu klasyfikacyjnego. Przykład lasu losowego, wraz z uproszczonym schematem wnioskowania przedstawiono na rysunku 8.

Sztuczne sieci neuronowe są modelami zainspirowanymi budową ludzkiego mózgu [Flasiński, 2011], opartymi na modelu sztucznego neuronu, będącym analogią do biologicznego neuronu. Sztuczny neuron przyjmuje przychodzące do niego sygnały (będące odpowiednikami impulsów nerwowych), reprezentowane jako wektor wejściowy. Następnie sygnały przemnażane są przez wagi synaptyczne, reprezentowane jako wektor wag, określające moc każdego z połączeń i pełniące tę samą funkcję regulacyjną, co synapsy neuronu biologicznego. Mnożenie sygnałów przez wagi skutkuje wzmocnieniem bądź osłabieniem sygnałów docierających do neuronu. Tak przetworzone sygnały poddawane są operacji sumowania, dając w efekcie jeden sygnał całkowitego pobudzenia. W ostatnim kroku całkowite pobudzenie wprowadzane jest jako wejście do funkcji aktywacji, weryfikującej czy sygnał osiągnął wartość progową, niezbędną do aktywacji sztucznego neuronu. Funkcja aktywacji generuje sygnał wyjściowy, będący odpowiedzią neuronu, który przekazywany jest dalej – do innego neuronu lub jako sygnał wyjściowy z sieci. Sztuczne neurony mogą być łączone ze sobą, tworząc sztuczne sieci neuronowe (SNN). Wyróżnia się różne architektury sztucznych sieci, wśród których do najpowszechniej używanych należą wielowarstwowe sieci jednokierunkowe, rekurencyjne sieci neuronowe oraz konwolucyjne sieci neuronowe [Chollet, 2019]. Zarówno pojedynczy neuron, jak i cała sieć neuronowa mogą być poddawane procesowi uczenia. W ogólnym ujęciu proces uczenia polega na takiej modyfikacji wag układu, aby błąd uzyskiwanej dla wzorcowych sygnałów (ciągów uczących) odpowiedni mieścił się w akceptowalnym zakresie. Cechą charakterystyczną wielowar-

stwowych sieci jednokierunkowych, jest organizacja neuronów w warstwy, z czego pierwsza jest zawsze warstwą wejściową, a ostatnia – warstwą wyjściową, oraz fakt ustalonego kierunku przepływu sygnałów (od wejścia do wyjścia). Podstawowymi problemami występującymi w fazie projektowania sieci neuronowej jest dobór ilości warstw oraz liczby neuronów w każdej warstwie. Zazwyczaj oba te parametry są początkowo dobierane intuicyjnie, bazując na doświadczeniu projektanta sieci, a następnie modyfikowane na podstawie wyników podawanych przez sieć.

W niniejszym artykule zaprezentowano praktyczny przypadek, obrazujący możliwość wykorzystania sztucznej inteligencji w aspekcie wsparcia procesu modelowania złoża gazu ziemnego, wraz z zarysem potencjalnego rozszerzenia o alternatywne algorytmy uczenia maszynowego. Techniki te są niezwykle przydatne w szybkiej klasyfikacji skał, ułatwiając i automatyzując przygotowanie statycznego i dynamicznego modelu złoża, szczególnie w sytuacji, gdy brak jest wystarczającej ilości danych pochodzących z badań laboratoryjnych rdzeni skalnych. Jest to równocześnie jedynie niewielki wycinek potencjalnych zastosowań i możliwości, które dają metody inteligentne. Rewolucja informacyjna jest faktem – w ogarniętym przez nią świecie niemal wszystkie dane, nawet te niepozorne, stają się na wagę złota, a wiedza w nich ukryta budzi zainteresowanie nie tylko pojedynczych badaczy, ale także potężnych i świetnie zorganizowanych instytucji. Imponujący rozwój inteligentnych technik rozpala nadzieję i wyostreza oczekiwania – pojawia się więc pytanie: czy uczenie maszynowe faktycznie przemieni przemysł naftowo-gazowniczy w Polsce i na świecie? Z całą pewnością tak, choć nie będzie to zmiana tak spektakularna, jak ta, której doświadczymy w innych dziedzinach życia. Mimo to przemiana ta będzie na tyle znacząca, że w niedalekiej przyszłości nie tylko ją w pełni ujrzymy, ale także w pełni docenimy.

Wnioski:

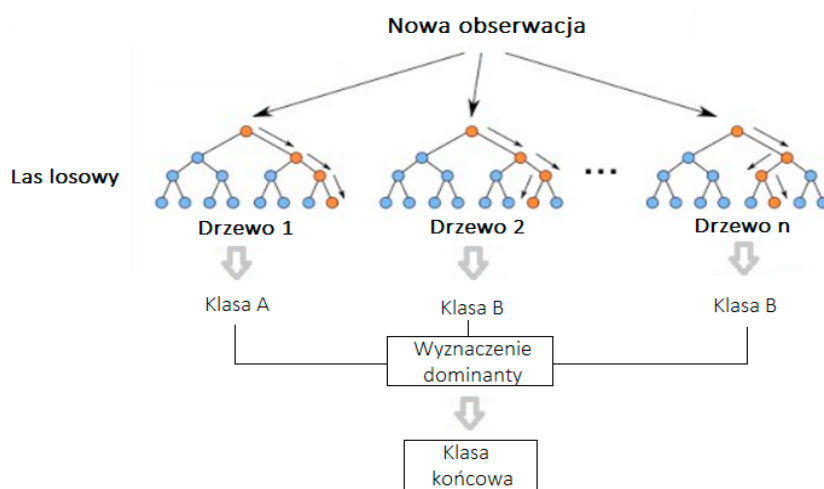
1. Metody sztucznej inteligencji są przydatne w klasyfikacji fałszywych skał zbiornikowych, wspomagając i automatyzując analizę petrofizyczną złóż węglowodorowych.
2. Wytrenowany klasyfikator umożliwia natychmiastowe określenie składu skalnego w miejscu, w którym nie zostały pobrane do badań laboratoryjnych rdzenie wiertnicze.
3. Inteligentny model umożliwia tworzenie wiarygodnych modeli symulacyjnych, poprzez weryfikację analiz bazujących na wiedzy eksperckiej.
4. Modele sterowane danymi są skalowalne i samoadaptujące się – wraz z rosnącym zbiorem danych znacząco zwiększa się ich wydajność, dzięki czemu można je wielokrotnie stosować na różnych etapach eksploatacji złoża.

Literatura

1. Bishop C.M., *Pattern Recognition and Machine Learning*, Springer, 2006.
2. Chollet F., *Deep Learning with Python*, Manning Publications, 2018.
3. Cichosz P., *Systemy uczące się*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, 2007.
4. Dubois M.K., Geoffrey C.B., Chakrabarti S., *Comparison of four approaches to a rock facies classification problem*, *Computers & Geosciences*, nr 33, 2007.
5. Duda R.O., Hart P.E., Stork D.G., *Pattern Classification*, Wiley-Interscience, 2000.
6. Esposito D., Esposito F., *Introducing Machine Learning*, Pearson Education, 2020.
7. Flasiński M., *Wstęp do sztucznej inteligencji*, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2011.
8. Géron A., *Hands-On Machine Learning with Scikit-Learn and TensorFlow*, O'Reilly Media, 2017.
9. Hall B., *Facies classification using machine learning: The Leading Edge*, nr 35 (10), 2016.
10. Mohamed I.M., Mohamed S., Mazher I., Chester P., *Formation Lithology Classification: Insights into Machine Learning Methods*, SPE-196096-MS, 2019.
11. Raschka S., Mirjalili V., *Python Machine Learning*, Packt Publishing, 2019.
12. Russel S.J., Norvig P., *Artificial Intelligence. A Modern Approach*, Prentice Hall, 2010.
13. Singh H., Seol Y., Myshakin E.M., *Automated Well-Log Processing and Lithology Classification by Identifying Optimal Features Through Unsupervised and Supervised Machine-Learning Algorithms*, SPE Journal, nr 72 (10), 2020.
14. Xu Ch., Misra S., Srinivasan P., Ma S., *When Petrophysics Meets Big Data: What can Machine Do?*, SPE-195068-MS, 2019.

Mgr inż. Jan Barbacki

Asystent na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie; główne kierunki działalności naukowej: inżynieria złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, metody sztucznej inteligencji w inżynierii złóż węglowodorowych, przepływy płynów w ośrodkach porowatych z uwzględnieniem różnorodnych zjawisk fizycznych.



Rys. 8. Schemat klasyfikacji za pomocą lasu losowego zbudowanego z wielu różnych drzew decyzyjnych

Gazyfikacje wyspowe LNG w Małopolsce



Magdalena Warchoła

Development of LNG technologies in Małopolska

Podczas podejmowania decyzji biznesowych o budowie gazociągów na danym obszarze brane są pod uwagę czynniki takie jak potencjał zużycia gazu przez klientów, odległość od gazociągów magistralnych, opłacalność przedsięwzięcia, poziom trudności inwestycyjnej terenu, czyli warunki geologiczne, rodzaj gruntów, konieczność przekraczania rzek, dróg, torów kolejowych itp. Pomimo istniejących utrudnień związanych z ukształtowaniem terenu, nie są one jednak wprost determinantą realizacji inwestycji, czego dowodem może być wybudowany w 2020 roku gazociąg zasilający

znany Hotel Górski PTTK na Kalatówkach (1195 m n.p.m.) oraz Klasztor Albertynek na Kalatówkach i Albertynów na Śpiącej Górze (Fot.1). Problemem jest najczęściej opłacalność ekonomiczna oraz długotrwałość procesu inwestycyjnego budowy gazociągów liniowych o znacznej długości i trudności w pozyskiwaniu zgód właścicieli nieruchomości.

Kiedy analiza opłacalności ekonomicznej budowy sieci liniowej daje wynik negatywny, najszybszym i ekonomicznie uzasadnionym rozwiązaniem jest zastosowanie technologii LNG. Skrót LNG (ang. Liquefied Natural Gas) – oznacza skroplony gaz ziemny, który poprzez doprowadzenie go do temperatury ok. -162°C , zmniejsza swoją objętość 600-krotnie, dzięki czemu jego transport i magazynowanie stają się bardziej ekonomiczne. LNG w formie skroplonej przechowywane jest w różnego rodzaju izolowanych zbiornikach - począwszy od magazynowania w terminalach morskich oraz instalacjach lądowych, po transport w tankowcach i cysternach. Aby doprowadzić LNG do stanu gazowego należy przeprowadzić jego regazyfikację,



Fot. 1. Gaz spalany na kolumnie w czasie zagazowywania sieci zasilającej m.in. Hotel Górski PTTK Kalatówki. Fot. arch. PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie

poprzez podniesienie temperatury, a następnie uregulować ciśnienie otrzymanego gazu i wprowadzić go do sieci.

Technologię LNG stosuje się najczęściej w formie tzw. gazyfikacji wyspowej, ponieważ w większości przypadków taka sieć lokalna nie ma połączenia z istniejącą siecią gazociągów dystrybucyjnych. Oprócz gazyfikacji wyspowych, niekiedy pojawia się konieczność budowy stacji LNG wspierających działanie systemu dystrybucyjnego, którego techniczna przepustowość uniemożliwia podłączanie nowych klientów.

Najlepszym przykładem takiego zastosowania jest pierwsza stacja LNG wybudowana w 2018 r. przez Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie Polskiej Spółki Gazownictwa w m. Zator. Powstała ona na potrzeby zasilania strefy ekonomicznej gm. Zator, w tym popularnego parku rozrywki Energylandia, który stanowi niezwykle tło dla tej stacji (Fot.2). Do budowy instalacji w Zatorze wykorzystano jeden zbiornik o pojemności wodnej ok. 37 m^3 i dwie parownice atmosferyczne o przepustowości $630\text{ m}^3/\text{h}$. Cały proces inwestycyjny przeprowadzono w rekordowym dla tego typu przedsięwzięć czasie sześciu miesięcy od momentu podjęcia decyzji biznesowej o budowie stacji do momentu jej uruchomienia.

Budując kompetencje w obszarze LNG, Oddział zainicjował realizację kolejnych zadań związanych z gazyfikacjami nowych terenów z wykorzystaniem tej technologii. W 2019 r. rozpoczęto nowe inwestycje m.in. w m. Białka Tatrzańska (Fot.3), gdzie paliwo gazowe popłynęło ze stacji do Term Bania, ale również w gminach takich jak Jabłonka (Fot.4), Racławice czy Ryto (Fot.5), w których gaz ziemny dystrybuowany przez PSG pojawił się po raz pierwszy i umożliwił zasilanie klientów indywi-



Fot. 2. Stacja regazyfikacji LNG w m. Zator (w tle park rozrywki Energylandia). Fot. arch. PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie



Fot. 3. Stacja regazyfikacji LNG w m. Białka Tatrzańska. Fot. arch. PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie



Fot. 4. Stacja regazyfikacji LNG w m. Jabłonna. Fot. arch. PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie



Fot. 5. Stacja regazyfikacji LNG w m. Rytró. Fot. arch. PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie

dualnych, hoteli, zakładów produkcyjnych czy obiektów gminnych. Rok później Oddział nadał bieg kolejnym inwestycjom, które po ukończeniu pozwolą na zabezpieczenie dostaw gazu w gminach takich jak Podegrodzie, gdzie znaczące zainteresowanie klientów oraz wielkość

gminy wymagają budowy dwóch stacji regazyfikacji LNG. W ubiegłym roku zawarto również umowę na realizację stacji w gminach takich jak Stryżawa, Mucharz, Zawoja, Czernichów, Czarny Dunajec czy Lipnica Wielka.

Wybudowanie stacji nie oznacza jednak

zakończenia procesu gazyfikacji – w dalszym ciągu konieczna jest rozbudowa sieci wyspowej, aby umożliwić jak największej liczbie klientów przyłączenie się do gazociągów PSG i wykorzystanie potencjału stacji LNG, jednocześnie zabezpieczając stabilność jej pracy. Uruchomienie samej stacji daje jednak nowym odbiorcom możliwość szybszego użytkowania alternatywnego, bezpiecznego i ekologicznego paliwa jakim jest gaz ziemny.

Oddział wykorzystuje również technologię LNG jako zabezpieczenie na wypadek konieczności uruchomienia zasilania awaryjnego, poprzez zakup i utrzymywanie niezbędnej infrastruktury oraz zwiększanie swoich kompetencji w tym obszarze (Fot.6, 7).

Magdalena Warchoń
Specjalista ds. LNG

Oddział Zakład Gazowniczy
w Krakowie

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.



Fot. 6. Infrastruktura LNG na potrzeby zasilania awaryjnego (zbiornik cysterna w ramie kontenera ISO 20 ft.). Fot. arch. PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie



Fot. 7. Infrastruktura LNG na potrzeby zasilania awaryjnego (zestaw parownic i zbiornika cysterny w ramach kontenerów ISO 20 ft.). Fot. arch. PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie

Zużycie energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. w wybranych miastach Polski



Józef Dopke

Energy Consumption for Buildings Heating in the Year 2020 for Select Cities of Poland

Summary:

The figures give annual average air temperature and annual average air temperature without summer (June, July and August) for Szczecin, Rzeszów Jasionka and Białystok in the year period 1999-2020. This paper presents and discusses difference between annual average air temperature and annual average air temperature without summer (June, July and August) in the year 2020 and 2019 for 22 cities of Poland. The figures present annual heating degree days and annual heating degree days without summer to base temperature 15°C and energy consumption changes for buildings heating in relation to year 2020 for Szczecin, Rzeszów Jasionka and Białystok in the year period 1999-2020. The figures present energy consumption changes for buildings heating in the year 2020 in relation to year 2019 in select 22 cities and energy consumption differences for buildings heating in 27 cities of Poland and Lwów, Wilno in relation to warmest city Legnica.

Streszczenie:

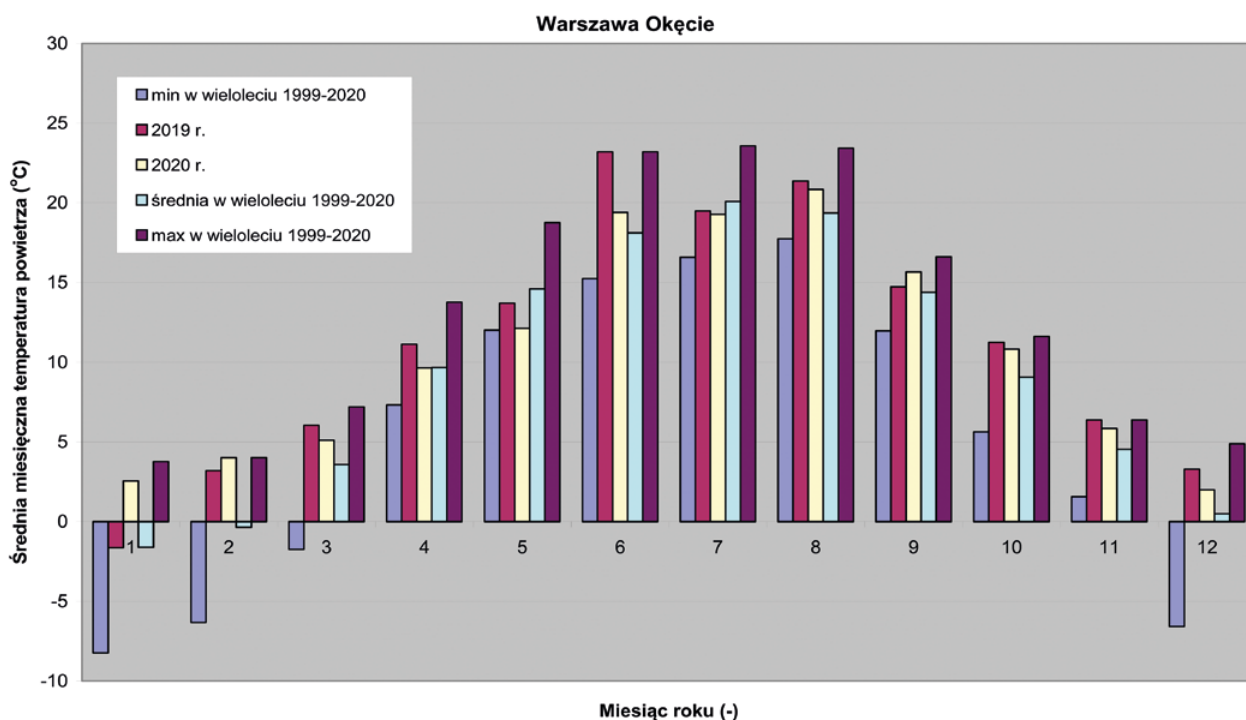
Na rysunkach przedstawiono średnią roczną temperaturę powietrza i średnią roczną temperaturę bez lata (czerwiec, lipiec, sierpień) dla Szczecina, Rzeszowa Jasionki i Białegostoku w wieloleciu 1999-2020. Podano i omówiono różnice średnich rocznych temperatur powietrza oraz średnich rocznych temperatur powietrza bez lata w 2020 r. i 2019 r. dla 22 miast Polski. Na rysunkach zilustrowano roczne liczby stopniogrzania oraz roczne liczby stopniogrzania bez lata dla temperatury bazowej 15°C oraz zmiany zużycia energii na ogrzewanie budynków względem zużycia w 2020 r. dla Szczecina, Rzeszowa Jasionki i Białegostoku w wieloleciu 1999-2020 oraz Gdyni Oksywia w wieloleciu 2003-2020.

Przedstawiono i omówiono procentową zmianę zużycia energii na ogrzewanie w 2020 r. względem zużycia w 2019 r. dla wybranych 22 miast Polski oraz procentową różnicę zużycia energii na ogrzewanie w 2020 r. w 27 polskich miastach oraz w Lwowie i Wilnie względem najcieplejszego miasta Legnicy.

Wstęp

Portal WWW.TVP.INFO.pl w dniu 8.10.2020 r. w artykule zatytułowanym „Rekord temperatury na świecie. Ten rok może być najgorętszy w historii” podał następujące informacje: „Wrzesień był najgorętszym od 140 lat. Deutsche Welle ocenia, że tym samym rok 2020 może być najcieplejszym rokiem od rozpoczęcia pomiarów temperatury na Ziemi w 1880 r. Niepokojące dane przedstawili naukowcy europejskiej agencji Copernicus Climate Change Service. Według nich średnia temperatura we wrześniu była o 0,5°C wyższa niż w tym samym miesiącu 2019 roku. W Europie średnia temperatura we wrześniu była wyższa o 0,2°C od dotychczasowego rekordzisty – ubiegłorocznego września (2019 r.). Zdaniem ekspertów wyjątkowo upalnie było zwłaszcza w Europie Południowo-Wschodniej”.

W Warszawie Okęcie (rys. 1) średnia miesięczna temperatura września w 2019 r. wynosiła 14,73°C a w 2020 r. 15,66°C. Najwyższa średnia miesięczna temperatura września w wieloleciu 1999-2020 wystąpiła w 2016 r. i wynosiła 16,6°C a minimalna w 2000 r. i wynosiła 11,96°C. W Krakowie średnia miesięcz-



Rys. 1. Średnia miesięczna temperatura powietrza [1] w 2019 i 2020 r. oraz minimalna, średnia i maksymalna średnia miesięczna temperatura powietrza w wieloleciu 1999-2020 w Warszawie Okęcie

na temperatura września w 2019 r. wynosiła 14,5°C a w 2020 r. 15,07°C i była niższa od najwyższej średniej miesięcznej temperatury września w wieloleciu 1996-2020, która wystąpiła w 1999 r. i wynosiła 16,32°C a minimalna w 1996 r. i wynosiła 10,45°C. We Wrocławiu średnia miesięczna temperatura września w 2019 r. wynosiła 14,84°C a w 2020 r. 15,49°C i również była niższa od najwyższej średniej miesięcznej temperatury września w wieloleciu 1999-2020, która wystąpiła w 1999 r. i wynosiła 17,15°C a minimalna w 2001 r. i wynosiła 12,51°C.

Analizując zmiany temperatury w Warszawie Okęciu, Krakowie i Wrocławiu można stwierdzić, że wrzesień 2019 i 2020 r. były zimniejsze niż najcieplejszy wrzesień w analizowanych wieloleciach. Zużycie energii na ogrzewanie we wrześniu ma mały wpływ na całoroczne zużycie energii. Czy „Ten rok może być najgorętszy w historii” przekonamy się z zużycia energii na ogrzewanie budynków, które poniżej przeanalizujemy.

Średnie roczne temperatury powietrza w wybranych miastach

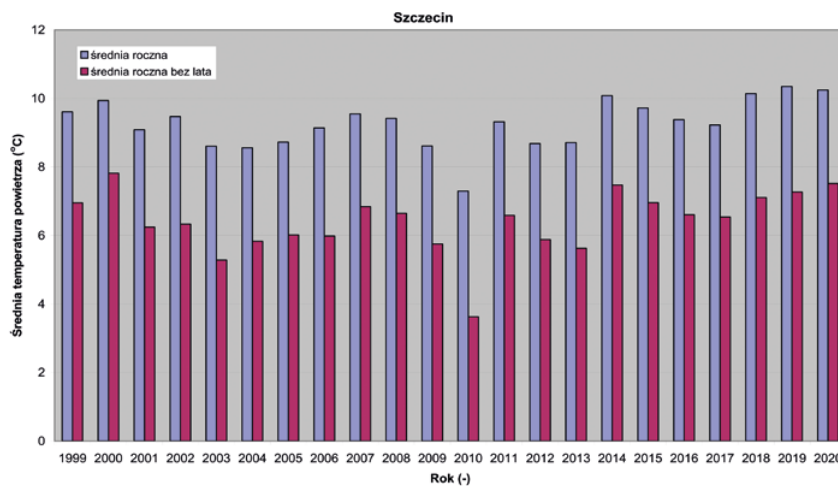
Ze średnich dziennych temperatur powietrza [1] obliczono średnie miesięczne temperatury powietrza, średnie roczne temperatury powietrza oraz średnie roczne temperatury bez lata (bez czerwca, lipca i sierpnia) dla analizowanych miast Polski.

Średnia roczna temperatura powietrza bez lata (czerwca, lipca i sierpnia, w których nie ogrzewa się budynków) ma wpływ na poziom zużycia energii na ogrzewanie budynków. Wynosiła ona w najcieplejszych latach w Szczecinie (rys. 2): 7,82°C w 2000 r., 7,52°C w 2020 r., 7,47°C w 2014 r., 7,27°C w 2019 r. i 7,1 w 2018 r. Jak widać ta średnia temperatura była najwyższa w 2000 r. a następnie w 2020 r. w całym wieloleciu 1999-2020. Można więc przypuszczać, że zużycie energii na ogrzewanie budynków w Szczecinie będzie w tych latach najniższe od 1999 r.

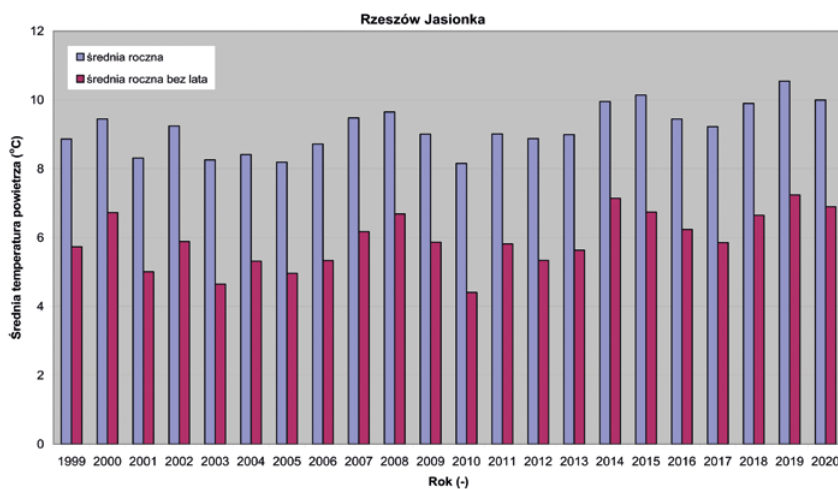
Najniższa średnia roczna temperatura bez lata wystąpiła w 2010 r. (3,63°C) a następnie w 2003 r. (5,28°C), 2013 r. (5,62°C) i w 2009 r. (5,75°C). W tych latach zużycie energii na ogrzewanie budynków powinno być wyższe w wieloleciu 1999-2020.

Najwyższa średnia roczna temperatura powietrza w Szczecinie wystąpiła w 2019 r. (10,35°C) a najwyższa średnia roczna temperatura bez lata w 2000 r. (7,82°C).

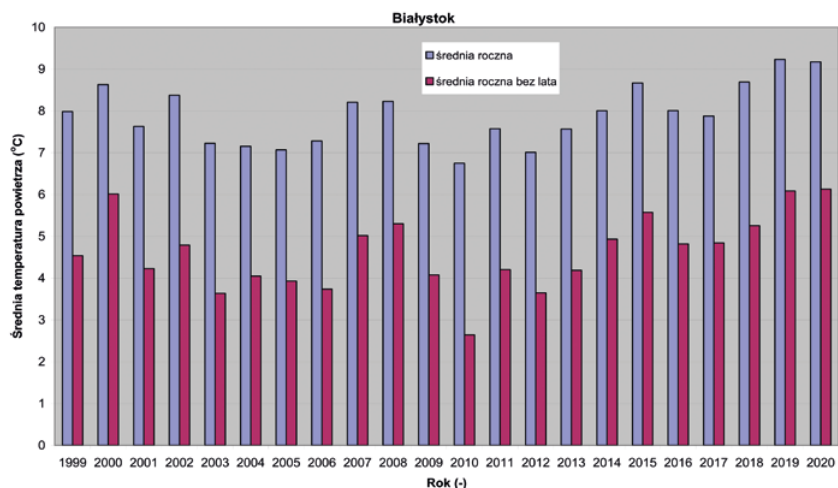
Najniższa średnia roczna temperatura powietrza w Szczecinie wystąpiła w 2010 r. (7,3°C) a najniższa średnia roczna temperatura bez lata także w 2010 r. (3,63°C).



Rys. 2. Średnia roczna oraz średnia roczna bez lata (czerwca, lipca i sierpnia) temperatura powietrza w Szczecinie [1] w wieloleciu 1999-2020



Rys. 3. Średnia roczna oraz średnia roczna bez lata (czerwca, lipca i sierpnia) temperatura powietrza w Rzeszowie Jasionce [1] w wieloleciu 1999-2020

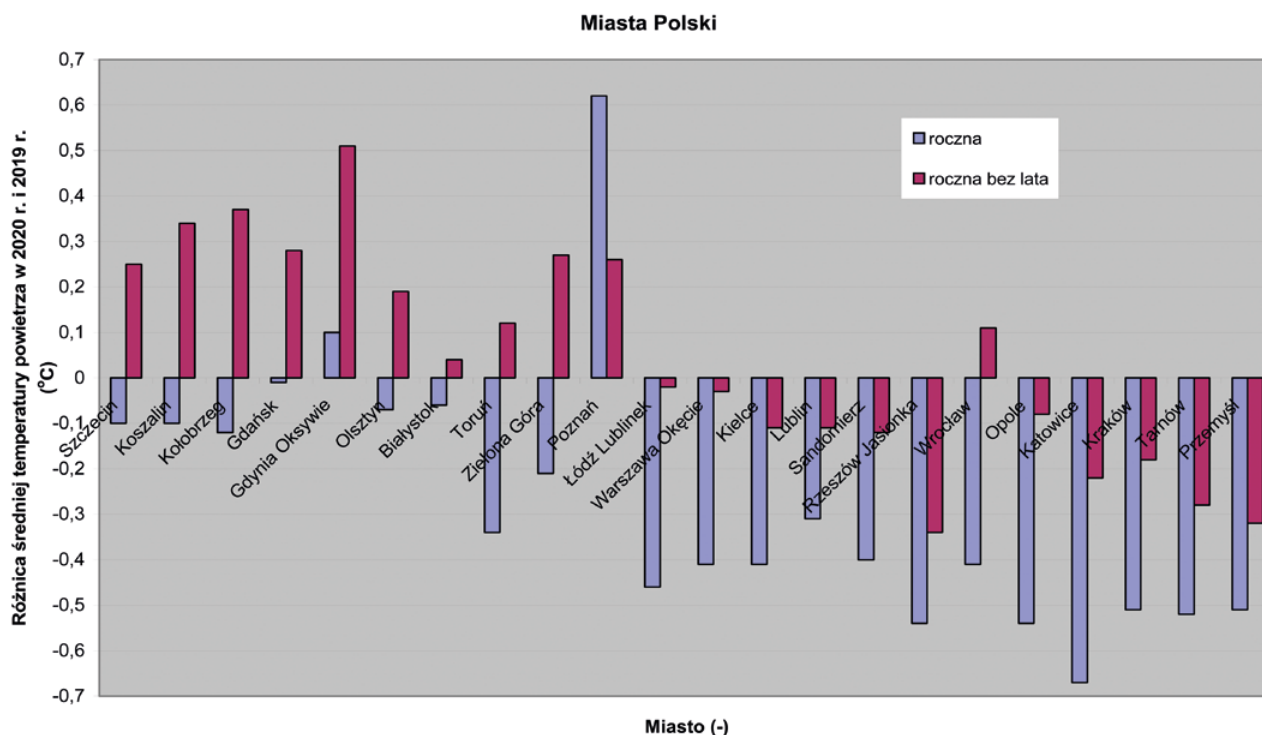


Rys. 4. Średnia roczna oraz średnia roczna bez lata (czerwca, lipca i sierpnia) temperatura powietrza w Białymstoku [1] w wieloleciu 1999-2020

Średnia roczna temperatura powietrza bez lata (czerwca, lipca i sierpnia, w których nie ogrzewa się budynków) wynosiła w cieplejszych latach wielolecia 1999-2020 w Rzeszowie Jasionce (rys. 3): 7,24°C w 2019 r., 7,14°C w 2014 r., 6,9°C w 2020 r., 6,74°C w 2015 r.,

6,73°C w 2000 r. i 6,69°C w 2008 r. Można więc przypuszczać, że zużycie energii na ogrzewanie budynków w Rzeszowie Jasionce będzie najniższe w 2019 r. następnie 2014 r. i 2020 r.

Najniższa średnia roczna temperatura bez lata wystąpiła w 2010 r. (4,41°C) a następnie



Rys. 5. Różnica średniej temperatury powietrza w 2020 r. i 2019 r., rocznej i rocznej bez lata (czerwiec, lipiec i sierpień) dla wybranych 22 miast Polski

w 2003 r. (4,65°C), 2005 r. (4,96°C) i w 2001 r. (5,01°C). W tych latach zużycie energii na ogrzewanie budynków powinno być najwyższe w wieloleciu 1999-2020.

Średnia roczna temperatura powietrza bez lata wynosiła w cieplejszych latach wielolecia 1999-2020 w Białymstoku (rys. 4): 6,13°C w 2020 r., 6,09°C w 2019 r., 6,01°C w 2000 r., 5,57°C w 2015 r., i 5,3°C w 2008 r. Można więc przypuszczać, że zużycie energii na ogrzewanie budynków w Białymstoku będzie w minionym roku najniższe w wieloleciu 1999-2020. Najniższa średnia roczna temperatura bez lata wystąpiła w 2010 r. (2,64°C) a następnie w 2003 r. (3,64°C), 2012 r. (3,65°C) i w 2005 r. (3,93°C). W tych latach zużycie energii na ogrzewanie

budynków powinno być najwyższe w wieloleciu 1999-2020.

Najwyższa średnia roczna temperatura powietrza w Białymstoku wystąpiła w 2019 r. (9,23°C) a najniższa średnia roczna temperatura w 2010 r. (6,75°C).

Pośród dwudziestu dwu analizowanych miast Polski (rys. 5) można wyróżnić trzy grupy miast. W pierwszej grupie średnia temperatura roczna i roczna bez lata była niższa w 2020 r. niż w 2019 r. Do tej grupy należą: Łódź Lublin, Warszawa Okecie, Kielce, Katowice, Opole, Rzeszów Jasionka, Kraków, Lublin Radawiec, Sandomierz, Tarnów i Przemyśl. Są to więc miasta południa Polski. Jedynie Wrocław nie należy do tej grupy.

W drugiej grupie średnia temperatura roczna i roczna bez lata była wyższa w 2020 r. niż w 2019 r. Do tej grupy miast należą Poznań i Gdynia Oksywie.

W trzeciej grupie średnia temperatura roczna była niższa w 2020 r. niż w 2019 r. a średnia temperatura roczna bez lata była wyższa w 2020 r. niż w 2019 r. Do tej grupy miast należą: Zielona Góra, Toruń, Kołobrzeg, Koszalin, Szczecin, Gdańsk i Olsztyn a więc miasta północnej Polski oraz Wrocław. Ta trzecia grupa miast świadczy, że po średniej rocznej temperaturze powietrza nie można oceniać zużycia energii na ogrzewanie budynków.

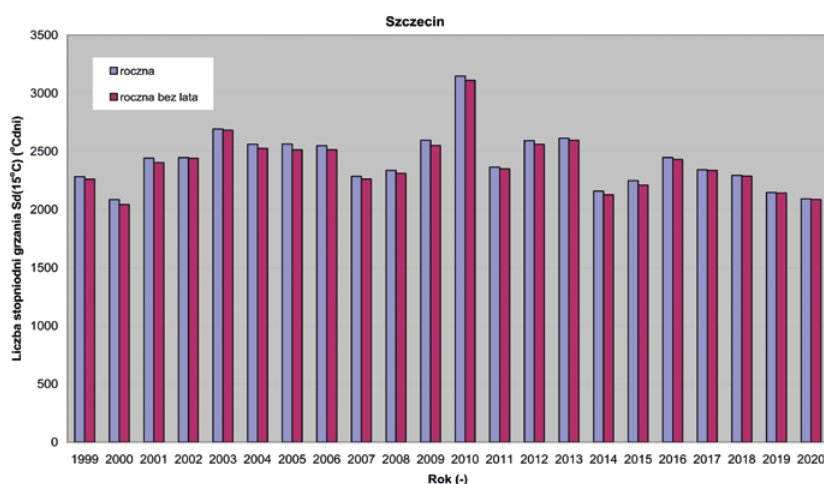
Zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków

Energia w gospodarstwach domowych i innych budynkach przeznaczona jest na ogrzewanie pomieszczeń, grzanie wody użytkowej, przygotowanie posiłków, suszenie odzieży i bieżący. To zużycie można przedstawić w postaci najprostszego modelu [2]:

$$E = a + b \cdot Sd(t_b) + e \quad (1)$$

gdzie: E – zużycie energii,
a, b – współczynniki,
Sd(t_b) – funkcja liczby stopniogrzania w zależności od bazowej temperatury t_b ,
 t_b – temperatura bazowa,
e – błąd metody.

Przedstawiona zależność dotyczy wszystkich paliw stosowanych w domach mieszkalnych i budynkach użyteczności publicznej. Wiel-

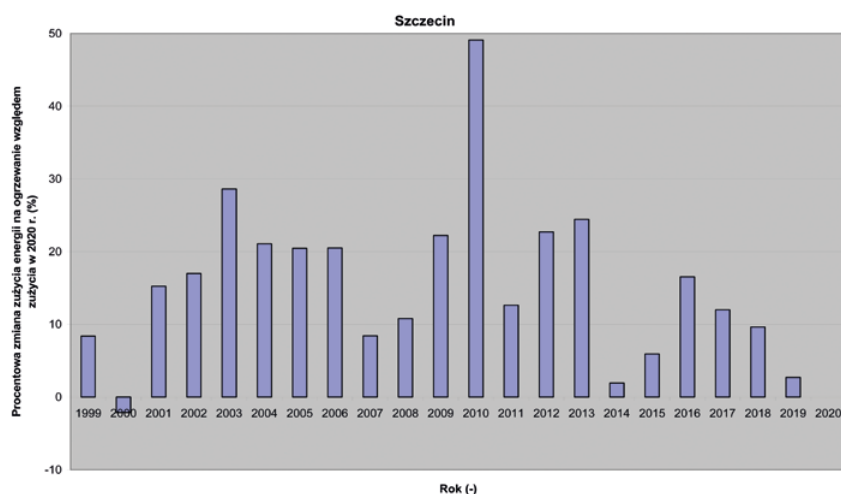


Rys. 6. Roczna oraz roczna bez lata (czerwiec, lipiec i sierpień) liczba stopniogrzania Sd(15°C) dla temperatury bazowej 15°C w wieloleciu 1999-2020 w Szczecinie

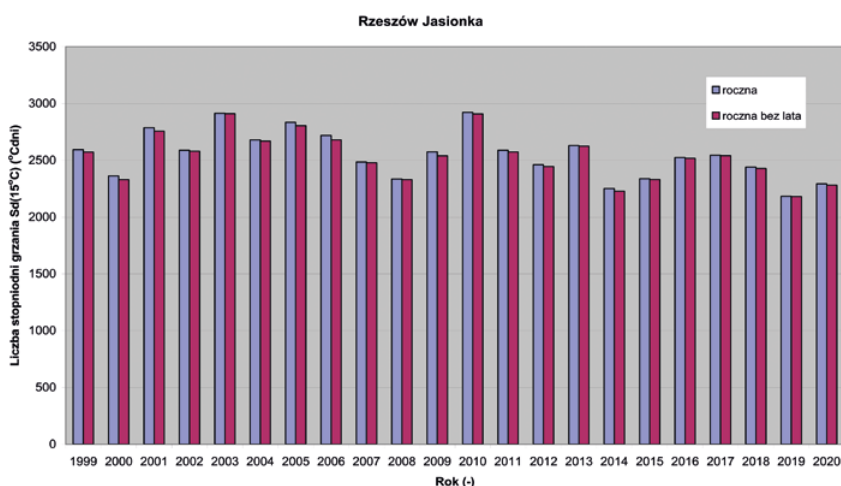
kość a określa stałe zużycie energii na grzanie wody użytkowej, przygotowanie posiłków, suszenie odzieży i bielizny. Wielkość $b \cdot S_d(t_p)$ jest zmiennym zużyciem energii na ogrzewanie budynków zależnym od przebiegu pogody.

Na rys. 6 przedstawiono roczną oraz roczną bez lata (czerwiec, lipiec i sierpień) liczbę stop-

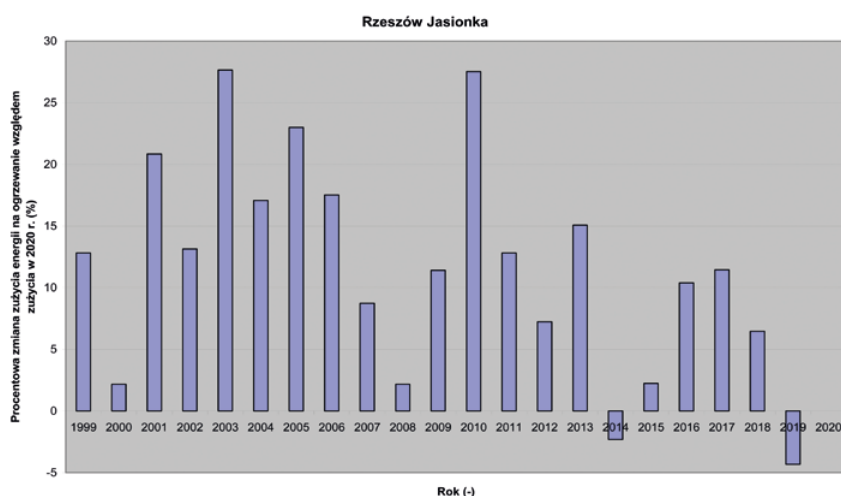
niodni grzania $S_d(15^\circ\text{C})$ dla temperatury bazowej 15°C w wieloleciu 1999-2020 w Szczecinie. W najcieplejszym dla ogrzewnictwa roku 2000 $S_d(15^\circ\text{C})$ wynosiła $2042,3^\circ\text{Cdn}$ a w najzimniejszym 2010 r. – $3110,4^\circ\text{Cdn}$. W najzimniejszym 2010 r. zużyto w Szczecinie o 52,3% więcej energii na ogrzewanie niż w najcieplejszym 2000 r.



Rys. 7. Procentowa zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków w wieloleciu 1999-2020 względem zużycia w 2020 r. dla Szczecina



Rys. 8. Roczna oraz roczna bez lata (czerwiec, lipiec i sierpień) liczba stopniodni grzania $S_d(15^\circ\text{C})$ dla temperatury bazowej 15°C w wieloleciu 1999-2020 w Rzeszowie Jasionce



Rys. 9. Procentowa zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków w wieloleciu 1999-2020 względem zużycia w 2020 r. dla Rzeszowa Jasionki

Procentową zmianę zużycia energii na ogrzewanie budynków w wieloleciu 1999-2020 względem zużycia w 2020 r. dla Szczecina podano na rys. 7. W 2019 r. zużyto o 1,9% więcej energii na ogrzewanie budynków niż w 2020 r. W najzimniejszym 2010 r. zużyto o 49,1% więcej energii na ogrzewanie a w najcieplejszym 2000 r. o 2,1% mniej energii na ogrzewanie niż w 2020 r.

Na rys. 8 przedstawiono roczną oraz roczną bez lata (czerwiec, lipiec i sierpień) liczbę stopniodni grzania $S_d(15^\circ\text{C})$ dla temperatury bazowej 15°C w wieloleciu 1999-2020 w Rzeszowie Jasionce. W najcieplejszym dla ogrzewnictwa roku 2019 $S_d(15^\circ\text{C})$ wynosiła $2181,8^\circ\text{Cdn}$ a w najzimniejszym 2003 r. – $2911,1^\circ\text{Cdn}$. W najzimniejszym 2003 r. zużyto w Rzeszowie Jasionce o 33,4% więcej energii na ogrzewanie niż w najcieplejszym 2019 r.

Trzy najcieplejsze lata to: 2019 r. o $S_d(15^\circ\text{C})=2181,8^\circ\text{Cdn}$, 2014 r. o $S_d(15^\circ\text{C})=2227,8^\circ\text{Cdn}$ i 2020 r. o $S_d(15^\circ\text{C})=2280,6^\circ\text{Cdn}$.

Procentową zmianę zużycia energii na ogrzewanie budynków w wieloleciu 1999-2020 względem zużycia w 2020 r. dla Rzeszowa Jasionki podano na rys. 9. W najzimniejszym 2003 r. zużyto o 27,6% więcej energii na ogrzewanie a w najcieplejszym 2019 r. o 4,3% mniej energii na ogrzewanie niż w 2020 r. W najzimniejszym 2003 r. zużyto o 33,4% więcej energii na ogrzewanie budynków niż w najcieplejszym 2019 r.

Na rys. 10 przedstawiono roczną oraz roczną bez lata (czerwiec, lipiec i sierpień) liczbę stopniodni grzania $S_d(15^\circ\text{C})$ dla temperatury bazowej 15°C w wieloleciu 1999-2020 w Białymstoku. W wieloleciu 1999-2020 najcieplejszym dla ogrzewnictwa rokiem był 2020 r. o rocznej liczbie stopniodni grzania bez lata $S_d(15^\circ\text{C})=2458,1^\circ\text{Cdn}$. Następnymi w tym rankingu latami były: 2019 r. o $2484,1^\circ\text{Cdn}$, 2000 r. o $2516,9^\circ\text{Cdn}$, 2015 r. o $2606,6^\circ\text{Cdn}$, 2008 r. o $2686,8^\circ\text{Cdn}$ i 2007 r. o $2774,7^\circ\text{Cdn}$.

Najzimniejszym w wieloleciu był rok 2010 o rocznej liczbie stopniodni grzania bez lata $S_d(15^\circ\text{C})=3391,9^\circ\text{Cdn}$ a kolejnymi w tym rankingu latami były: 2012 r. o $3164,1^\circ\text{Cdn}$, 2003 r. o $3134,4^\circ\text{Cdn}$, 2006 r. o $3075,2^\circ\text{Cdn}$, 2005 r. o 3059°Cdn i 2004 r. o $3008,3^\circ\text{Cdn}$.

Procentową zmianę zużycia energii na ogrzewanie budynków w wieloleciu 1999-2020 względem zużycia w 2020 r. dla Białegostoku podano na rys. 11. W najzimniejszym 2010 r. zużyto w Białymstoku o 38% więcej energii na ogrzewanie niż w najcieplejszym 2020 r. Podobnie w 2012 r. zużyto o 28,7%, w 2003 r. o 27,5%, w 2006 r. o 25,1%, w 2005 r. o 24,4%, ..., w 2015 r. o 6%, w 2000 r. o 2,4% i w 2019 r. o 1,1% więcej energii na ogrzewanie niż w najcieplejszym 2020 r.

W Gdyni Oksywiu w wieloleciu 2003-2020 (rys. 12) rok 2020 był najcieplejszym pod względem grzewczym. W 2019 r. zużyto o 5,45% więcej energii na ogrzewanie niż w 2020 r. lub w 2020 r. zużyto o 5,17% mniej energii na ogrzewanie budynków niż w 2019 r. Największe zużycie energii na ogrzewanie budynków wystąpiło w 2010 r. i było większe o 48,5% niż w najcieplejszym 2020 r. Zużycie energii na ogrzewanie było wyższe o: 29,7% w 2003 r., 25,4% w 2004 r., 24,5% w 2005 r., 23,4% w 2013 r., 22,4% w 2009 r., oraz 11,2% w 2014 r., 10,6% w 2008 r., 10,1% w 2007 r., 5,5% w 2015 r., 5,4% w 2019 r. niż w 2020 r.

Procentowe zmiany zużycia energii na ogrzewanie w 2020 r. względem 2019 r.

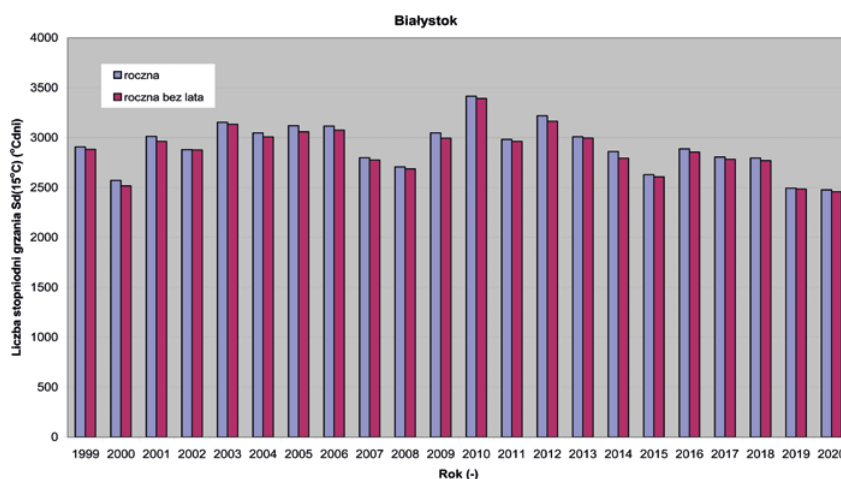
W miastach (rys.13), w których średnia roczna temperatura bez lata w 2020 r. była wyższa niż w 2019 r. wystąpił spadek zużycia energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. względem zużycia energii 2019 r. o 5,17% w Gdyni Oksywiu, 3,86% w Kołobrzegu, 3,44% w Koszalinie, 3,09% w Zielonej Górze, 2,96% Gdańsku, 2,74% w Poznaniu, 2,62% w Szczecinie, 1,9% w Toruniu, 1,7% w Olsztynie, 1,05% w Białymstoku, 0,84% we Wrocławiu, 0,15% w Warszawie Okęcu.

W Warszawie Okęcu średnia roczna temperatura powietrza bez lata w 2019 r. była wyższa o 0,04°C niż w 2020 r. a mimo to wystąpił spadek zużycia energii na ogrzewanie w 2020 r. o 0,15% względem 2019 r.

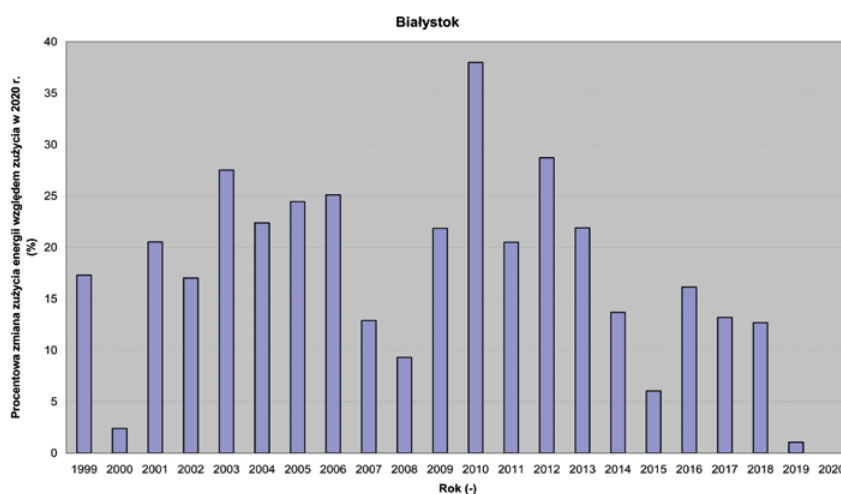
W pozostałych miastach nastąpił wzrost zużycia energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. względem 2019 r.; najwięcej o 4,53% w Rzeszowie Jasionce, 4,12% w Tarnowie, 3,92% w Przemyślu... i najmniej o 1,91% w Opolu, 1,48% w Lublinie Rudawcu i 0,43% w Łodzi Lublinku.

Różnice zużycia energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. w wybranych miastach

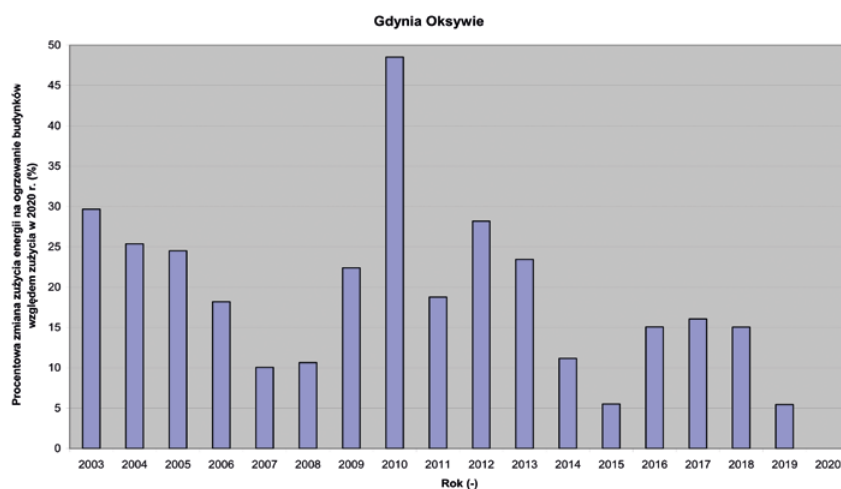
Na rys. 14 przedstawiono procentowe różnice zużycia energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. w dwudziestu dwóch wybranych polskich miastach oraz dla porównania we Lwowie i w Wilnie względem Legnicy. Z analizowanych polskich miastach najmniejsze zużycie energii na ogrzewanie budynku wystąpiło w 2020 r. w Legnicy. Zużycie energii na ogrzewanie w 2020 r. było większe o: 0,26% w Kołobrzegu, 1,45% w Helu, 2,43% we Wrocławiu, 3,02% w Zielonej Górze, 4% w Opolu, 4,02% w Poznaniu, 4,43% w Koszalinie, 5% w Szczecinie, 5,57% w Gdyni Oksywiu, 5,96% w Warszawie Okę-



Rys. 10. Roczna oraz roczna bez lata (czerwieca, lipca i sierpnia) liczba stopniogrzania Sd(15°C) dla temperatury bazowej 15°C w wieloleciu 1999-2020 w Białymstoku



Rys. 11. Procentowa zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków w wieloleciu 1999-2020 względem zużycia w 2020 r. dla Białegostoku



Rys. 12. Procentowa zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków w wieloleciu 2003-2020 względem zużycia w 2020 r. dla Gdyni Oksywiu

ciu, 8,86% w Tarnowie, 9,11% w Toruniu, ..., 14,77% w Rzeszowie Jasionce, 15,77% w Sandomierzu, 15,89% w Krakowie, 18,12% w Chojnicach, 18,33% w Olsztynie, 20,79% w Lublinie Rudawcu, 21,09% w Katowicach, 23,37% w Kielcach, 23,7% w Białymstoku i 27,13% w Suwałkach oraz w Lwowie o 20,39% i Wilnie o 32,13% niż w najcieplejszej Legnicy.

W Wilnie w 2020 r. zużycie energii na ogrzewanie było wyższe: o 14,01% niż w Krakowie, o 24,69% niż w Warszawie Okęcu i o 32,13% niż w Legnicy.

Wnioski

W miastach, w których średnia roczna temperatura bez lata w 2020 r. była wyższa niż

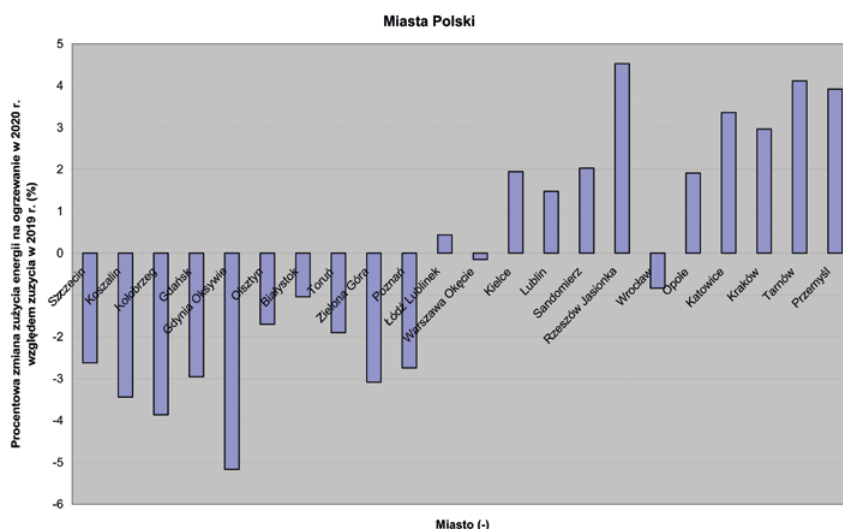
w 2019 r. wystąpił spadek zużycia energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. względem zużycia energii 2019 r. o 5,17% w Gdyni Oksywiu, 3,86% w Kołobrzegu, 3,44% w Koszalinie, 3,09% w Zielonej Górze, 2,96% Gdańsku, 2,74% w Poznaniu, 2,62% w Szczecinie, 1,9% w Toruniu, 1,7% w Olsztynie, 1,05% w Białymstoku, 0,84% we Wrocławiu, 0,15% w Warszawie Okęciu.

„Ten rok nie był najgorętszy w historii dla ogrzewnictwa”. W pozostałych miastach podanych analizie nastąpił wzrost zużycia energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. względem 2019 r.; najwięcej o 4,53% w Rzeszowie Jasionce, 4,12% w Tarnowie, 3,92% w Przemyśle... i najmniej o 1,91% w Opolu, 1,48% w Lublinie Rudawcu i 0,43% w Łodzi Lublinku.

W ostatnich latach najwyższa średnia roczna temperatura powietrza była w 2020 r. w Gdańsku Rębiechowie, Gdyni Oksywiu i Helu. W Warszawie Okęciu, Krakowie, Koszalinie, Kielcach, Legnicy, Lublinie Radawcu, Łodzi Lublinku, Olsztynie, Rzeszowie Jasionce, Tarnowie, Zielonej Górze i Szczecinie najwyższą średnią roczną temperaturę powietrza stwierdzono w 2019 r. We Wrocławiu najwyższą średnią roczną temperaturę wystąpiła w 2015 r. (11,57°C), w Poznaniu w 2014 r. (10,64°C) i w Katowicach w 2014 r. (9,93°C).

Anomalie pogodowe nie są zjawiskami występującymi tylko w ostatnich latach. Jeszcze przed systematycznymi pomiarami meteorologicznymi w Rzeczypospolitej Obojga Narodów w pamiętnikach można znaleźć opis różnych anomalii pogodowych.

Charles Ogier, poseł francuski do rokowań polsko-szwedzkich w Sztumskiej Wsi, w „Dzienniku podróży do Polski 1635-1636” (Wyd. Wimana, wydanie III, Gdańsk 2017 r.) pod dniem 12 października (1635 r.) pisał o Gdańsku: „Najdostojniejszy poseł, który przez trzy lub

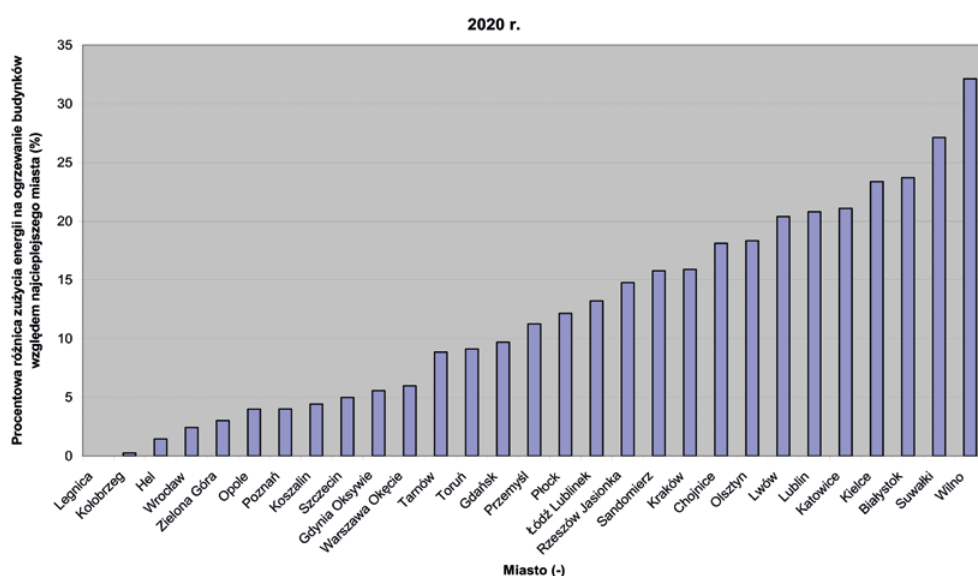


Rys. 13. Procentowa zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. względem zużycia w 2019 r. dla 22 miast Polski

cztery dni nie dawał po sobie poznać, że miał nadchodzące w południe ataki febry, zmuszony był położyć się w porze obiadu do łóżka. Przy tej sposobności poszedłem z jego aptekarzem do ogrodu pewnego mieszczanina, gdzie widziałem liczne rośliny lecznicze i zioła. Były tam nawet dojrzałe i smaczne figi i jeszcze niedojrzałe winogrona, które – mimo niesprzyjającej tu gleby – dzięki troskliwej uprawie starają się doprowadzić do dojrzałości.” Uprawa fig i winorośli w Gdańsku musiała świadczyć o wieloletnim ociepleniu podobnym jak dzisiaj, kiedy znowu można uprawiać winorośl w woj. pomorskim.

Literatura

- [1] *Ogimet*. www.ogimet.com
- [2] *Degree-days: theory and application TM41:2006*. The Chartered Institution of Building Services Engineers 222 Balham High Road, London SW129BS.



Rys. 14. Procentowa różnica zużycia energii na ogrzewanie budynków w 2020 r. w dwudziestu siedmiu wybranych polskich miastach oraz w Lwowie i Wilnie względem Legnicy – miasta o najmniejszym zużyciu energii na ogrzewanie

Mgr inż. Józef Dopke

Urodził się w 1947 r. W 1971 r. ukończył wydział Budowy Maszyn na Politechnice Gdańskiej. Od 1971 do 1973 roku pracował w Instytucie Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku na stanowisku asystenta a później starszego asystenta. W tym czasie studiował zaocznie matematykę na Uniwersytecie Gdańskim. Od 1973 do 1974 pracował w Zakładach „RADMOR” w Gdyni. Od 1974 r. do 2008 r. pracował w APATOR METRIX S.A. na stanowisku kierownika Laboratorium Zakładowego. W latach 1979-1980 ukończył roczne Studium Podyplomowe na Politechnice Warszawskiej w zakresie jakości, niezawodności i metrologii. Obecnie jest niezależnym specjalistą w dziedzinie teorii i zastosowań liczby stopniodni grzania w ogrzewnictwie.

Opublikował 184 artykułów na temat zastosowania metod statystycznych w sterowaniu jakością, niezawodności wyrobów, statystycznego sterowania procesem produkcyjnym, gazomierzy miechowych i zużycia energii w czasopismach polskich (142), niemieckich (3), czeskich (1), szwajcarskich (10), rosyjskich (4), angielskich (1) i ukraińskich (19). Umieścił 197 artykułów na polskich portalach internetowych: www.cire.pl (www.cire.pl/autor;2,36,0.html); www.rynekgazu.pl; www.ogrzewnictwo.pl; www.ogrzewnictwo.com; www.systemyogrzewania.pl; www.chronmyklimat.pl; www.info-ogrzewanie.pl; www.imp.gda.pl i www.dobregrzanie.pl.

Kategoryzacja krzywych geofizycznych przy rozróżnianiu warstw litostratygraficznych z wykorzystaniem teorii chaosu — przykład złoża gazu ziemnego Pluto



Michał Figiel

Mgr inż. Michał Figiel ukończył studia o specjalności Inżynieria Gazownicza na kierunku Inżynierii Naftowej i Gazowniczej Wydziału Wiertnictwa i Gazu AGH. Jest autorem wielu referatów międzynarodowych konferencjach i artykułów naukowych. Otrzymał Honorową Szpadę SITPnIG dla najlepszego absolwenta wydziału w roku akademickim 2019/2020. Obecnie jest doktorantem Szkoły Doktorskiej AGH.

Categorization of well logs in strata differentiation using chaos theory — Pluto gas field case study

Abstract

Estimating strata is a hard and problematic task. To achieve this, chaos theory might prove useful with its parameters such as: fractal correlation dimension, sample entropy, Lyapunov exponent and Hurst exponent. The paper presents their application in analysis of well logs from the Pluto gas field. Factor analysis was used to reduce the amount of data and find hidden relationships. Based on the obtained, a classification has been proposed, which can be helpful in identifying rock boundaries of the formation.

Streszczenie

Wyznaczanie warstw litostratygraficznych jest zadaniem trudnym i problematycznym. Pomocna w tym celu może okazać się teoria chaosu wraz z parametrami kwantyfikującymi: fraktalnym wymiarem korelacyjnym, entropią próbkę, wykładnikiem Lapunowa czy wykładnikiem Hursta. W artykule zaprezentowano ich wykorzystanie do analizy krzywych geofizycznych ze złoża gazu ziemnego Pluto. Do redukcji danych i odnalezienia ukrytych zależności wykorzystano analizę czynnikową. Na podstawie otrzymanych wyników zaproponowana została wstępna klasyfikacja krzywych, która może być pomocna przy identyfikowaniu granic warstw skalnych.

Wprowadzenie

Podczas wiercenia głębokich otworów często napotyka się wiele typów skał, charakterystycznych dla danego obszaru. Ich identy-

fikacja, wyznaczenie granic czy też interwałów perspektywicznych pod względem zawartości węglowodorów jest procesem długotrwałym i nieoczywistym. Analizy bardzo często poprzedzone są wnikliwą dyskusją wśród profesjonalistów. Przydatnym zatem może być kolejne narzędzie, które ułatwiłoby podjęcie tej decyzji, ewaluujące również wyniki z analizy krzywych geofizycznych czy rdzeni wiertniczych. Jednym z nich jest teoria chaosu wykorzystana do wyznaczania warstw litostratygraficznych.

Chaos jest kwantyfikowany wieloma parametrami. Każdy z nich może być obliczony dla innej krzywej, co bardzo szybko zwiększa ilość danych. W związku z tym istotną kwestią jest to, w jaki sposób mogą być ona ograniczona, a podobne wartości ze sobą powiązane, aby znaleźć ogólne właściwości. W artykule przedstawiono metodę analizy czynnikowej, której zadaniem jest dokładniejsze zbadanie chaosu manifestowanego przez krzywe geofizyczne oraz sposób ich kategoryzacji.

Podstawy teoretyczne teorii chaosu

Analiza chaosu pod względem ilościowym dostarcza przydatnych informacji do korelacji z innymi parametrami fizycznymi. Dostarcza wskazówek potrzebnych do wyznaczenia, czy miejsce ma jakiś, początkowo niedostrzegalny, proces deterministyczny. Do ilościowego ujęcia chaosu stosowane są między innymi: wykładnik Lapunowa, fraktalny wymiar korelacyjny, entropia próbki oraz wykładnik Hursta.

Wykładnik Lapunowa (λ) jest istotnym parametrem, który wskazuje na chaotyczny charakter układów dynamicznych. Określa on tempo separacji dwóch zbliżonych trajektorii układu dynamicznego w przestrzeni fazowej (Sandri, 1996). Dla systemów wielowymiarowych może istnieć więcej niż jeden wykładnik

Lapunowa. Największy z nich (gdyż często to on jest brany pod uwagę) definiowany jest wzorem:

$$\lambda(x_0) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} \ln|f'(x_i)| \quad (1)$$

Wykładnik Lapunowa jest interpretowany jako wskaźnik stabilności układu dynamicznego. Jego dodatnia wartość jest bardzo silnym wskaźnikiem na to, że układ będzie ewoluował do chaosu.

Fraktalny wymiar korelacyjny (D_2) jest ilościową miarą, pozwalającą opisać geometrię atraktora chaotycznego. Algorytm do jego wyznaczenia zaproponowali Grassberger i Procaccia (1983). Matematycznie wymiar korelacyjny wyznaczany jest za pomocą całki (sumy) korelacyjnej $C(R)$, która zlicza wszystkie punkty trajektorii N w otoczeniu R punktu x_i z wyłączeniem samego punktu:

$$C(R) = \lim_{N \rightarrow \infty} \left[\frac{1}{N(N-1)} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1, j \neq i}^N H(R - |x_i - x_j|) \right] \quad (2)$$

gdzie H jest funkcją skokową Heaviside'a.

Entropia próbki ($SampEn$), podobnie jak i entropia w klasycznym ujęciu, jest miarą nieuporządkowania oraz skomplikowania układu. Jej niskie wartości są efektem uporządkowania, ale i również nagłych skoków wartości danych. Znajduje zastosowanie do wyznaczania naturalnych przedziałów w zbiorze danych.

Dla szeregów czasowych entropia próbki zdefiniowana jest jako ujemny logarytm z prawdopodobieństwa warunkowego (Richman i Moran, 2000). Jeżeli dystans pomiędzy dwoma wektorami o długości m (gdzie m oznacza wy-

miar zanurzenia) jest mniejszy od pewnej tolerancji r , to dystans pomiędzy wektorami o długości $m+1$ następującymi po nich, również jest mniejszy od r . Jeżeli B oznacza ilość par wektorów $x_m(i), x_m(k)$, takich że $d[x_m(i), x_m(k)] \leq r$ oraz A ilość wektorów $x_{m+1}(i), x_{m+1}(k)$, spełniających warunek $d[x_{m+1}(i), x_{m+1}(k)] \leq r$, to entropia próbki dla N punktów wynosi:

$$\text{SampEn}(m, r, N) = -\log \frac{A}{B} \quad (3)$$

Wykładnik Hursta (H) jest parametrem opisującym długotrwałą pamięć szeregów czasowych. Wykorzystując analizę przeskalowanego zasięgu, jest on wyznaczany:

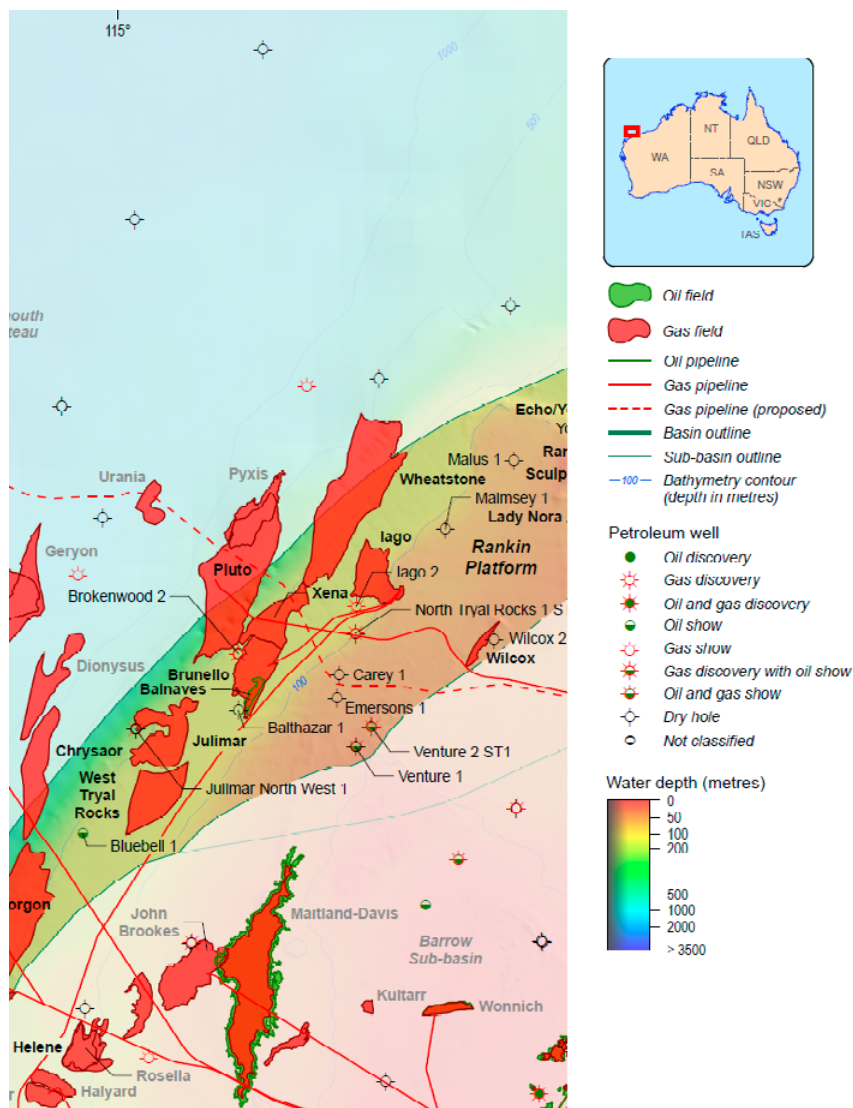
$$\left(\frac{R}{S}\right)_n = cn^H \quad (4)$$

gdzie S jest odchyleniem standardowym, n oznacza liczbę danych, c jest stałą, a R dystansem przebyłym przez cząstkę. Wykładnik Hursta może przyjąć wartości z zakresu od 0 do 1, gdzie 0,5 przyporządkowane jest do białego szumu (ang. white noise). Wartości powyżej 0,5 wskazują na utrzymującą się tendencję szeregu czasowego (tj. szereg rosnący będzie dalej rósł, a malejący malał), zaś dla $H < 0,5$ tendencja się zmienia (po spadku szybko następuje wzrost i odwrotnie) (Raimundo i Okamoto Jr, 2018).

Metodyka i krzywe geofizyczne

Złoże gazu ziemnego Pluto zlokalizowane jest w Północnym Basenie Carnarvon, na pograniczu Płaskowyżu Exmouth oraz Platformy Rankina (Rys. 1). Odkryte zostało ono w 2005 roku odwiertem poszukiwawczym Pluto-1, zaś w kolejnych latach zostało rozpoznane kolejnymi odwiertami: Pluto-2, Pluto-3, Pluto-4, Pluto-5 i Pluto-6. Wydobywalne zasoby suchego gazu ziemnego (zawartość metanu: 80% mol) oszacowane są na poziomie ok. 4.4 tcf, co odpowiada 125 mld Nm³. Średnia porowatość skały zbiornikowej wynosi ok. 25%, a nasycenie wodą związaną 21%. Ciśnienie złożowe według testów przeprowadzonych przez firmę Schlumberger wynosi ok. 4500 psia (31 MPa). Przepuszczalność zaś waha się w granicach od 100 do nawet 10000 mD.

Pułapka jest typu strukturalnego, ekranowana tektonicznie od zachodu i wschodu, a ponadto poprzecinana mniejszymi uskokami. Całkowita powierzchnia złoża wynosi ok. 109 km², zaś wysokość sięga 200 m. Skałę zbiornikową stanowią piaskowce górnego triasu (Formacja Mungaroo). Są to piaskowce od bardzo drobno do gruboziarnistych. Składają się głównie z kwarcu, podrzędnie z plagioklazów oraz mik. Skałę uszczelniającą są iłowce pochodzenia



Rys. 1. Lokalizacja złoża gazu ziemnego Pluto (na podstawie Regional Geology of the Northern Carnarvon Basin, 2020)

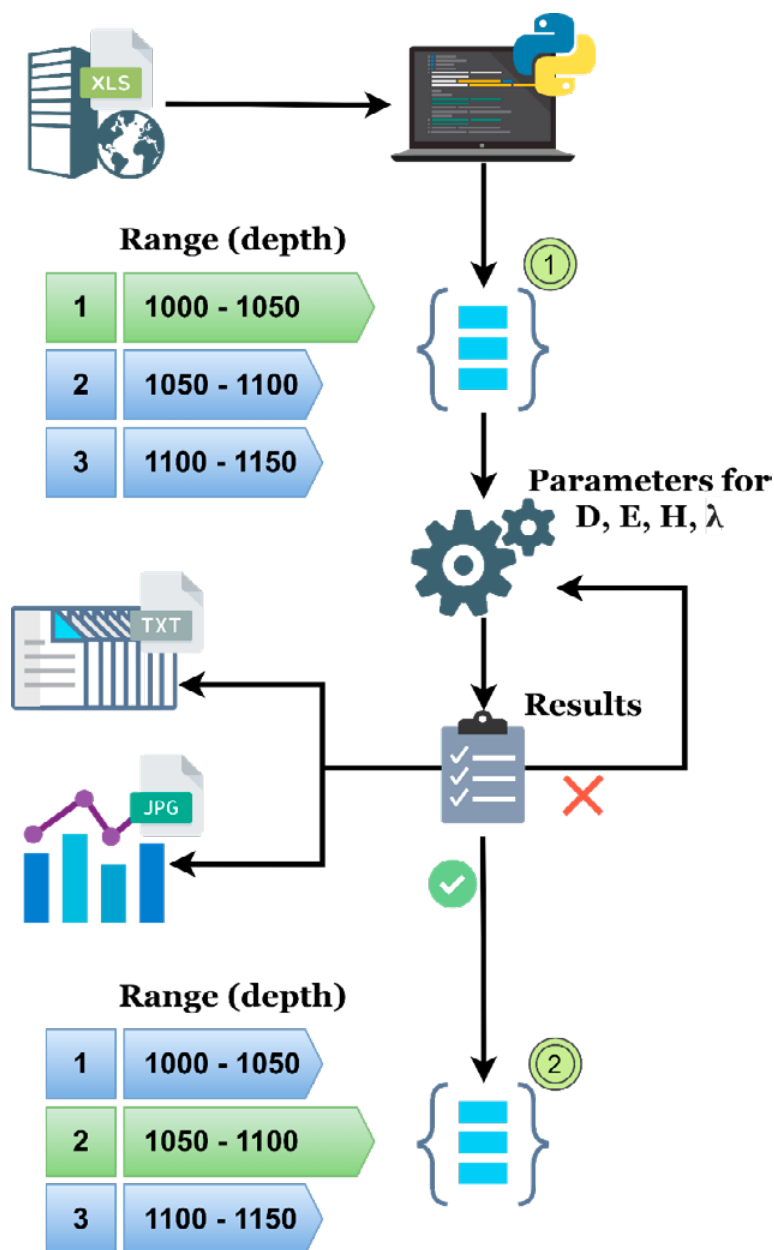
morskiego Formacji Dingo oraz Forestier. Tworzą one tzw. powierzchnię niezgodności JO/MU, zamkającą złożę od góry.

Krzywe geofizyczne pochodzą ze złoża gazu ziemnego Pluto w Australii Zachodniej. Dane geofizyczne wraz z raportami wykonania odwiertów oraz interpretacją pobrano z serwisu internetowego NOPIMS (National Offshore Petroleum Information Management System). Dostępными krzywymi były: profilowanie gamma (GR), profilowanie średnicy (CALI), profilowanie neutronowe (NPHI), profilowanie gamma gamma gęstościowe (RHOB), spektrometryczne profilowanie gamma (K, Th, U), profilowanie akustyczne prędkości (DT), profilowanie gamma gamma selektywne (PE), oraz profilowanie oporności (RESS, RESM, RESD). Łącznie analizy przeprowadzone zostały na zestawie 68 krzywych geofizycznych.

W celu wyznaczenia parametrów kwantyfikujących chaos (fraktalny wymiar korelacyjny, entropia próbki, wykładnik Lapunowa i wykładni Hursta) napisany został program kompu-

terowy w języku Python (Rys. 2). Jego zasada działania jest następująca. Danymi wejściowymi są krzywe geofizyczne. Następnie dobierany jest 25-metrowy przedział, dla którego obliczane będą wspomniane parametry. Kolejno następuje walidacja wyników, zapisywanych w pliku tekstowym i wyświetlanych na wykresie. Błędne wyniki są korygowane lub odrzucane, po czym program przechodzi do obliczeń dla kolejnego przedziału.

Kolejny etap badań stanowiła analiza czynnikowa, mająca na celu dokładniejszą eksploatację danych. Stanowi on zespół metod statystycznych badających wzajemne relacje między dużą liczbą zmiennych i wykrywających ukryte związki między badanymi zmiennymi. Pozwala również na redukcję ich ilości (Olkin i Sampson, 2001). Każda zmienna wejściowa przedstawiana jest jako kombinacja liniowa pewnej liczby nieobserwowalnych zmiennych zwanych czynnikami, wspólnych dla całego zbioru zmiennych wejściowych oraz jednego nieobserwowalnego czynnika swoistego dla tej zmiennej.



Rys. 2. Schemat działania programu

Tabela 1. Wyodrębnione czynniki i ładunki wraz z kategoriami dla otworu Pluto 5.

Czynnik	Wartość własna	% ogółu wariacji	Skumulowana wartość własna	Skumulowany % wariacji	Wyodrębnione ładunki	Kategoria
1	10,95	34,22	10,95	34,22	GR (D_2), GR (E), NPHI (D_2), NPHI (E), RESS (E), RESM (E), RESD (E)	6, 1
2	3,53	11,02	14,48	45,24	NPHI (H), RESS (λ), RESM (λ), RESD (λ)	8
3	3,03	9,46	17,50	54,70	RESS (H), RESM (H), RESD (H)	9
4	2,40	7,50	19,90	62,20	GR (λ), NPHI (λ)	2
5	1,66	5,18	21,56	67,38	DT (D_2), RESS (D_2), RESM (D_2), RESD (D_2)	7

Klasyczna analiza czynnikowa ma za zadanie wyodrębnić czynniki oraz dokonać ich rotacji w celu łatwiejszej interpretacji. Jest to metoda modelowania liniowego. Wymaga danych mierzonych na skali interwałowej. Bazuje na korelacji i kowariancji między zmiennymi.

Wyniki oraz dyskusja

Na podstawie przeprowadzonej analizy czynnikowej dla każdego zbioru danych wyróżniono od 5 do 7 głównych czynników (Pluto 5 – 5 czynników, Pluto 4 – 6 czynników, pozostałe otwory – 7 czynników), bazując na utworzonych wykresach osypisk. Czynniki te tłumaczą od 67,38% do 71,10% zmienności.

Wyodrębnione ładunki charakteryzują się podobieństwem dla poszczególnych odwiertów. Na tej podstawie, jak również opierając się na analizie wartości poszczególnych ładunków, opracowana została przedstawiona poniżej klasyfikacja. Dokonuje ona podziału danych geofizycznych na 10 kategorii:

- 1 GR(U, Th) – D_2 , E
- 2 GR(U, Th), RHOB – λ
- 3 DT, NPHI – D_2 , E
- 4 DT – H, λ
- 5 PE – D_2 , E, λ
- 6 RESS, RESM, RESD – E
- 7 RESS, RESM, RESD – D_2
- 8 RESS, RESM, RESD – λ
- 9 RESS, RESM, RESD – H
- 10 Inne

W kategorii pierwszej znalazł się fraktalny wymiar korelacyjny (D_2) oraz entropia próbki (E) wyznaczone dla profilowania gamma wraz z jego pochodnymi, tj. zawartością uranu oraz toru. Kategoria druga reprezentowana jest przez wykładnik Lyapunowa (λ) wyznaczony ponownie dla profilowania gamma oraz profilowania gamma gamma gęstościowego. Do trzeciej kategorii zaliczamy wymiar korelacyjny i entropię próbki dla profilowania akustycznego prędkości oraz gęstości neutronowej (profilowanie neutronowe). W czwartej klasie występuje wykładnik Hursta (H) i Lyapunowa dla profilowania akustycznego prędkości. Kategoria piąta to wszystkie parametry, z wyłączeniem wykładnika Hursta (H), wyznaczone dla profilowania gamma gamma selektywnego (wskaźnik absorpcji fotoelektrycznej). Klasy od 6 do 9 zawierają odpowiednio entropię próbki, wymiar korelacyjny, wykładnik Lyapunowa oraz wykładnik Hursta wyznaczone dla krzywych oporności w strefie przemysłowej (RESS), filtracji (RESM) oraz niezmiennionej (RESM) ośrodka skalnego. Kategoria 10 zawiera wszystkie inne czynniki, które nie znalazły się w poprzednio wymienionych.

Wyniki analizy czynnikowej wskazują, że istnieją parametry kwantyfikujące chaos dla określonych krzywych geofizycznych (wymiar fraktalny, entropia próbki, wykładnik Hursta czy wykładnik Lyapunowa), które lepiej pozwalają na poprawne wyznaczenie warstw. Są również takie, których wpływ na ostateczny wynik jest znikomy. Przykładowo dla odwiertu Pluto 5 (Tabela 1) największy udział w wyjaśnieniu zmienności miały: fraktalny wymiar korelacyjny (D_2) oraz entropia próbki (E) wyznaczone dla profilowania gamma i porowatości neutronowej jak i również wykładnik Hursta obliczony dla profilowań oporności w strefie przemysłowej, filtracji i niezmiennionej.

Ilość czynników głównych wyznaczona została w oparciu o kryterium Keisera (Braeken i van Assen, 2016), test osypiska (Ledesma i in., 2015) oraz test minimalnej wariacji (Hayton i in., 2004). Pierwsze kryterium zakłada eliminację czynników, których wartości własne są mniejsze od jedności. Wadą takiego rozwiązania jest to, że ich końcowa ilość jest zbyt duża. Test osypiska wskazuje kluczowe czynniki, ale z drugiej strony może być ich zbyt mało, w szczególności przy większej ilości zmiennych wejściowych, co ma miejsce w analizowanym przypadku. Aby spełnić kryterium minimalnej wariacji założono, że co najmniej 65% zmienności powinno być wyjaśnione przez przyjęty model. Stanowiło to kompromis pomiędzy wykorzystanymi kryteriami i pozwoliło na optymalne wyznaczenie ilości czynników.

Utworzona w analizie czynnikowej klasyfikacja wskazuje, że możliwość wyznaczenia lito-

logii na podstawie niektórych kwantyfikatorów chaosu dla wybranych krzywych geofizycznych jest metodyką uniwersalną. Cztery spośród dziesięciu wyznaczonych kategorii, są powiązane z profilowaniami oporności (RESS, RESM, RESD). Wynika to z tego, że wymienione krzywe geofizyczne mają bardzo zbliżony kształt i charakter przebiegu. Wyjaśniają one większość wariacji w odwiertach, w których występują.

Drugą co do liczności klasą jest ta związana z profilowaniem gamma (GR) oraz spektrometrycznym profilowaniem gamma przedstawiającym zawartość potasu, uranu i toru. Również te krzywe mają zbliżony kształt i charakter przebiegu, tak samo jak wykresy korelacyjnego wymiaru fraktalnego, entropii próbki, wykładnika Hursta oraz wykładnika Lyapunowa.

Podsumowanie

Zaproponowana klasyfikacja powstała na podstawie obserwacji i dogłębnej analizy wartości czynników głównych. Nie był to proces ani prosty, ani oczywisty, w związku z czym ostateczna klasyfikacja może podlegać dyskusji. Klasy wyróżnione na podstawie analizy czynnikowej dla badanych sześciu odwiertów złoża Pluto wskazują, że istnieje pewna uniwersalna zależność. Zaproponowana klasyfikacja nie jest ostateczna i wymaga dopracowania oraz rozszerzenia w oparciu o analizę większej ilości krzywych geofizycznych, pochodzących z różnych złóż. Wynika z niej również, że niektóre ładunki (a tym samym odpowiednie kwantyfikatory chaosu dla danych krzywych geofizycznych) dominują nad innymi. Ich dokładne określenie, na podstawie dalszych badań powinno pomóc w opracowaniu ostatecznej klasyfikacji.

Bibliografia

1. Braeken J. and van Assen, M. (2016). An Empirical Kaiser Criterion. *Psychological Methods*, 22(3).
2. Grassberger, P. and Procaccia, L. (1983). Measuring the strangeness of strange attractors. *Physica D: Nonlinear Phenomena*, 9(1), pp. 189 – 208.
3. Hayton, C. J., Allen D.G. and Scarpello, V. (2004). Factor Retention Decisions in Exploratory Factor Analysis: A Tutorial on Parallel Analysis. *Organizational Research Methods*, 7(2), pp. 191 – 205.
4. Ladesma, R.D. Valero-Mora, P. and Macbeth, G. (2015). The Scree Test and the Number of Factors: a Dynamic Graphics Approach. *Spanish Journal of Psychology*, 18, pp. 1 – 10
5. Olkin, I. and Sampson, A.R. (2001). Multivariate Analysis: Overview. *International Encyclopedia of the Social & Behavioral Sciences*, pp. 10240 – 10247.
6. Raimundo, M.S. and Okamoto Jr., J. (2018). Application of Hurst Exponent (H) and the R/S Analysis in the Classification for FORTEX Securities. *International Journal of Modeling and Optimization*, 8(2), pp. 116 – 124.
7. Regional Geology of the Northern Carnarvon Basin. (2020). Australian Government: Geoscience Australia, accessed 14.05.2020
8. Richman, J.S. and Mooran, J.R. (2000). Physiological time-series analysis using approximate entropy and sample entropy. *American journal of physiology. Heart and circulatory physiology*, 278(6):H2039-49.
9. Sandri, M. (1996). Numerical Calculation of Lyapunov Exponents. *Mathematica J*, 6, pp. 78 – 84.

Mgr inż. Michał Figiel

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, 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>

Wstrząsy sejsmiczne spowodowane produkcją energii geotermalnej w mieście Landau i ich wpływ na rozwój głębokiej geotermii w Niemczech



Michał
Kruszewski

Zasoby geotermalne są niewyczerpalnym źródłem ciepła oraz energii elektrycznej. Nie zależą od warunków pogodowych, dostarczają energię w dzień i w nocy oraz mogą być wykorzystywane w szerokiej skali głębokości i temperatur górotworu.

Pomimo wachlarza zalet wykorzystania zasobów energii geotermalnej, istnieją również wady tego odnawialnego źródła energii. Są to między innymi:

- wysokie ryzyko poszukiwawcze,
- wysokie nakłady finansowe związane z wierceniem otworu oraz kosztami instalacji,
- potencjalne uwalnianie szkodliwych gazów do atmosfery lub wód powierzchniowych i głębinowych, lub
- możliwość wywołania wstrząsów sejsmicznych poprzez np. reaktywizację istniejących i aktywnych uskoku.

Każdy projekt geotermalny z poważnymi komplikacjami ma znaczący wpływ na społeczną akceptację energii geotermalnej jako bezpiecznego źródła energii. W najbardziej ekstremalnych przypadkach sprzeciw społeczny może doprowadzić do całkowitego zamknięcia elektrowni lub projektów geotermalnych.

Obecnie w Niemczech działa 29 elektrociepłowni geotermalnych (stan na rok 2018), z czego 10 produkuje energię elektryczną, a pozostałe 19 produkuje ciepło. Największe projekty geotermalne koncentrują się w obszarze Rowu Górnego Renu oraz w bawarskiej części alpejskiego Molassebecken. Rów Górny Renu należy do dużego europejskiego systemu ryftowego, który przecina płytę północno-zachodnioeuropejską (Fig. 1). Rów Górny Renu, o szerokości od 30 do 40 km, rozciąga się od

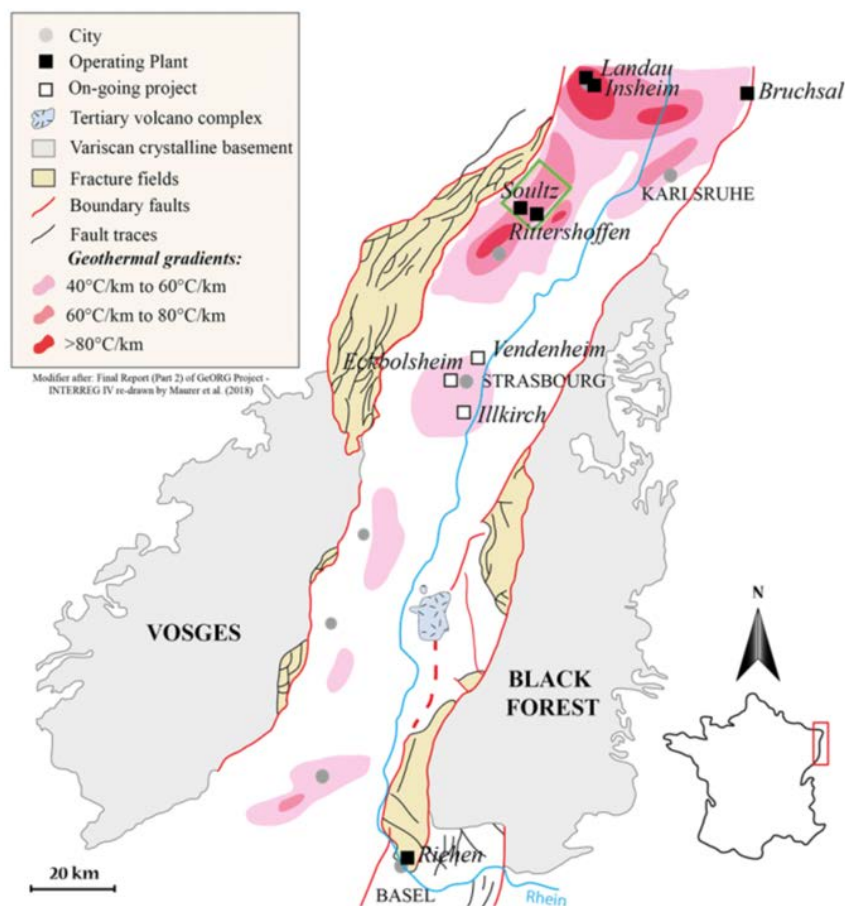


Fig. 1. Uproszczona mapa geologiczna Rowu Górnego Renu wskazująca gradienty geotermalne i stan obecnych głębokich źródeł geotermalnych (mapa zmodyfikowana z raportu końcowego projektu GeORG INTERREG IV 2013).

Bazylei w Szwajcarii do Frankfurtu w Niemczech. Powstał on w wyniku wielokrotnej reaktywacji złożonych układów uskoku. Głównymi celami poszukiwawczymi dla projektów geotermalnych w tym rejonie są formacje górnego Muschelkalk i Bunter w połączeniu ze strefami uskoku. Rów Górny Renu jest również obszarem z najwyższym gradientem geotermalnym w Niemczech.

W 2007 roku w okolicy miasta Landau w Rowie Górnym Renu zaczęła działać elektrociepłownia geotermalna. W 2012 w mieście Insheim, nieopodal Landau, otwarto kolejną elektrociepłownię geotermalną. Obie elektrownie produkują ciepło z tzw. systemów HDR (Hot Dry Rock – Gorąca Sucha Skała) z głębokich zasobów geotermalnych w syste-

mie tzw. dubletu z jednym odwiertem produkcyjnym i jednym reiniekcyjnym. Produkcja płynu geotermalnego w mieście Landau odbywa się z natężeniem przepływu 70 l/s oraz temperaturą w wysokości 155°C. W Insheim natężenie przepływu wynosi 85 l/s, a temperatura płynu to około 165°C. W 2009 roku w mieście Landau i okolicy odczuwalne były 2 wstrząsy sejsmiczne o mocy 2.4 oraz 2.7 M_L , oraz 6 wstrząsów sejsmicznych o mniejszych mocach. Trzęsienia ziemi zlokalizowane były w rejonie elektrowni na głębokości zbiornika geotermalnego. Stymulacja hydrauliczna zbiornika Insheim w kwietniu 2010 roku również spowodowała dwa wstrząsy sejsmiczne o mocy 2.2 oraz 2.4 M_L , które były odczuwalne przez miejscową ludność (Fig. 2).

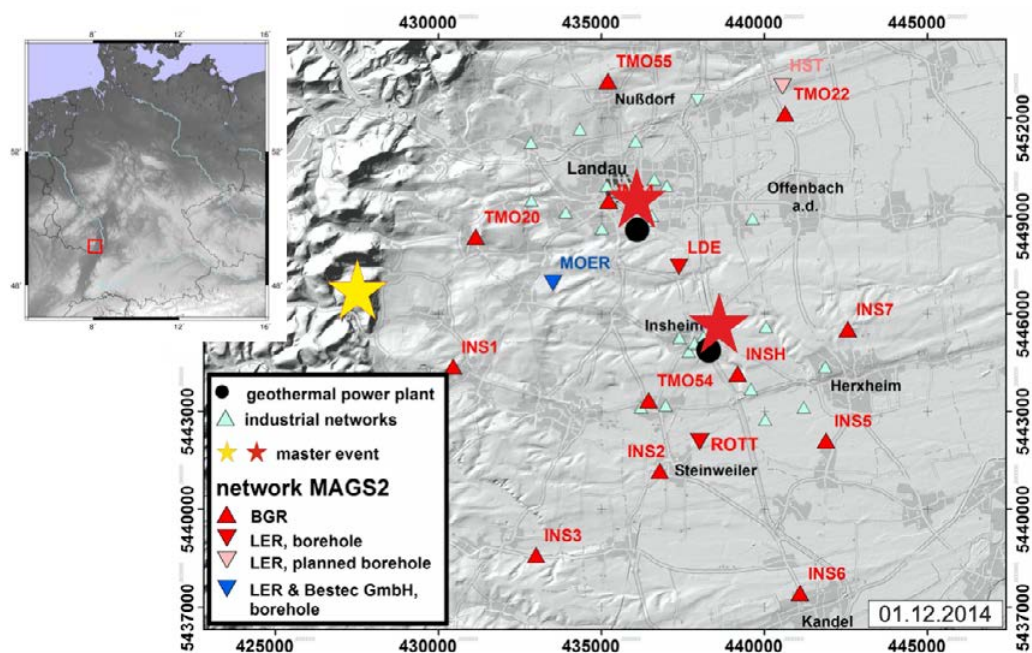


Fig. 2. Lokalizacja geotermalnych elektrowni w miejscach Landau i Insheim oraz wywołanych wstrząsów sejsmicznych (Bruestle et al., 2015).

Spekuluje się, że wstrząsy sejsmiczne w Insheim i Landau zostały wywołane cyrkulacją płynów na granicy szczelnych formacji osadowych i krystalicznego (granitowego) podłoża. Większość wstrząsów sejsmicznych wystąpiła w krystalicznym podłożu, chociaż niektóre mogły również wystąpić w skałach osadowych zlokalizowanych nad podłożem. Systemy szczelin i uskoków przeniosły zmiany ciśnienia bezpośrednio z odwiertu (spowodowane operacjami związanymi z produkcją energii geotermalnej) na krytycznie naprężone uskoki (tj. uskoki znajdujące się w odpowiednim tensorze naprężeń w stosunku do największych naprężeń występujących in-situ). Wstrząsy sejsmiczne w Insheim i Landau pokazują zatem, jak połączenie hydrauliczne z krystalicznym granitowym podłożem zwiększa potencjał sejsmogeniczny obszaru. Jest to podobne do sejsmiczności indukowanej związanej z działaniami, takimi jak zatłaczanie płynów, gdzie zmiany niskiego ciśnienia na dużym obszarze mogą spowodować reaktywację krytycznie naprężonych uskoków.

Wywołane wstrząsy sejsmiczne, które choć nie spowodowały większych szkód dla miejscowej ludności, przyczyniły się jednak do niepewności i podejrzeń co do bezpieczeństwa głębokich systemów geotermalnych. Obecnie grupy protestujące w Landau starają się okazać swój przeciw dla dalszego rozwoju energii geotermalnej w rejonie (Fig. 3).

Niestety, kolejne projekty geotermalne w Niemczech muszą liczyć się z dużym ryzykiem związanym z operacjami zatłaczania, cyrkulacji, czy też wiercenia głębokich otworów geotermalnych. Do dużego ryzyka poszukiwawczego oraz ryzyka związanego z eksploatacją głębokich zasobów geotermalnych, dochodzi niekiedy również sprzeciw ze strony społeczeństwa. Aby zminimalizować ryzyko związane z wykorzystaniem głębokich systemów geotermalnych potrzeba większych nakładów finansowych na wiercenia badawcze, kampanie sejsmiczne, modele geologiczne oraz symulacje przepływu płynów geotermalnych w górotworze (szczególnie podczas ich zatłaczania oraz produkcji). Tylko

dzięki kompleksowym badaniom i modelom, ryzyko związane z produkcją energii geotermalnej z głębokich zasobów może być zredukowane do minimum lub w najlepszym wypadku, wykluczone. Przy każdym projekcie geotermalnym, ważny jest również dialog pomiędzy wykonawcami projektu, a miejscową ludnością. Każda tzw. „porażka” branży geotermalnej powinna być komunikowana społeczności lokalnej i naukowej, aby uniknąć potencjalnych dezinformacji oraz pomóc naukowcom i specjalistom uczyć się na już popełnionych błędach.

Źródła:

- Bruestle et al., (2015). *Detection and location of induced earthquakes at the Landau and Insheim geothermal reservoirs, SW Germany*.
- Buijze et al., (2019). *Review of induced seismicity in geothermal systems worldwide and implications for geothermal systems in the Netherlands*. *Netherlands Journal of Geosciences*, 98, E13. doi:10.1017/njg.2019.6.
- Équipe du projet GeORG. *Potentiel géologique profond du Fossé rhénan supérieur. Parties 1 à 4*; 2013. <http://www.geopotenzi.ale.eu>. [dostęp 05.04.2019]
- <https://www.pfalz-express.de/geothermie-landau-infoveranstaltung-erst-abgesagt-dann-doch-durchgefuehrt-am-6-maerz-hohe-strahlungsbelastungen-festgestellt/> [dostęp 20.02.2021]
- <https://www.thelocal.de/20101208/31671> [dostęp 14.02.2021]



Fot. 3. Protest przeciwko energii geotermalnej i elektrowni w Landau (źródło: Pfalz-Express/Ahne)

Michał Kruszewski
Pracownik naukowy
Fraunhofer IEG (Bochum, Niemcy)
michal.kruszewski@ieg.fraunhofer.de

Sukces prac poszukiwawczych na Podkarpaciu

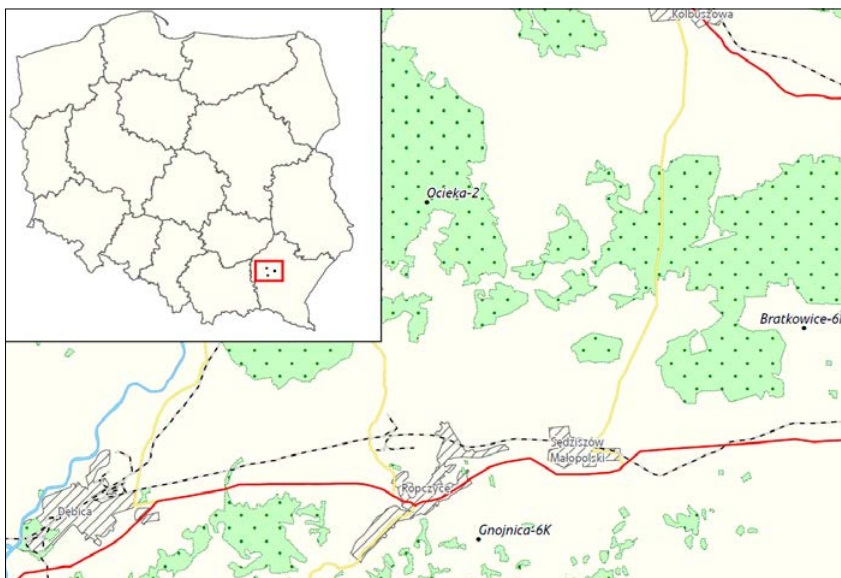


Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z powodzeniem zakończyło prace wiertnicze przy kolejnych sześciu odwiertach w południowo-wschodniej części kraju. Łączne wydobycie z wykonanych otworów wyniesie ok. 60 mln metrów sześciennych gazu ziemnego rocznie.

Odwierły Bratkowice-6K, Gnojnica-6K, Ocieka-2 oraz Mirocin-6, -34 i -52 zostały zrealizowane na przełomie 2020 i 2021 roku. Na wszystkich zakończono już testy złożowe uzyskując przemysłowe ilości gazu.

– Sukces ostatnich prac PGNiG na Podkarpaciu dowodzi skuteczności naszej strategii poszukiwawczej w tym regionie. Umiejętnie łączymy wiedzę na temat geologii tego obszaru z bogatym doświadczeniem oraz wykorzystaniem nowoczesnych rozwiązań technicznych. Dzięki temu wciąż odkrywamy kolejne zasoby gazu, zarówno w nowych złożach, jak i w tych, z których wydobywanie prowadzimy od kilkunastu lat – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Lokalizacja otworów Bratkowice-6K w powiecie rzeszowskim oraz Ocieka-2 w powiecie ropczycko-sędziszowskim została wybrana na podstawie wyników trójwymiarowych zdjęć sejsmicznych wykonanych w ostatnich latach. Ich analiza pozwoliła specjalistom z PGNiG na



Ocieka, Gnojnica, Bratkowice. Arch. PGNiG SA

nową interpretację budowy geologicznej tej części Zapadliska Podkarpackiego i skuteczne wskazanie potencjalnych struktur gazonośnych. Z kolei odwiert Gnojnica-6K w powiecie ropczycko-sędziszowskim jest kontynuacją prac na złożu gazu ziemnego Gnojnica, odkrytym w 2016 roku. Odwierły zostaną podłączone do istniejącej infrastruktury.

Prace na złożu Mirocin, zlokalizowanym w powiecie przeworskim i jarosławskim, są prowadzone w ramach rewitalizacji złoża, którego eksploatację rozpoczęto w 1962 roku. Do tej pory zakładano, że złożo jest wyeksploatowane w ponad 90 procentach. Po analizie danych geologicznych, specjaliści z PGNiG ustalili, że

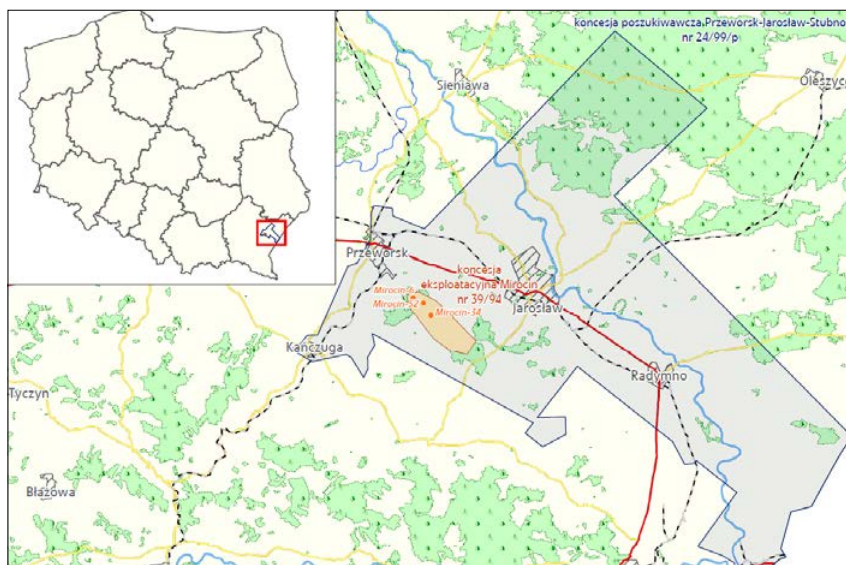
w złożu znajdują się nieeksploatowane dotąd struktury gazonośne. Potwierdziły to odwierły rozpoznawcze, wykonane w ciągu ostatnich kilku lat. Ich wyniki pozwoliły oszacować dodatkowe zasoby i zaprojektować kolejne prace wiertnicze. Na tej podstawie PGNiG pogłębiło trzy istniejące już odwierły, udostępniając nieeksploatowaną wcześniej warstwę gazonośną, której zasoby oceniane są na ok. miliard metrów sześciennych gazu. Włączenie odwiertów do produkcji będzie szybsze i tańsze, ze względu na wykorzystanie już istniejącej infrastruktury wydobywczej.

Przy projektowaniu prac na złożu Mirocin, PGNiG wykorzystało doświadczenia zdobyte w trakcie rewitalizacji innych podkarpackich złóż – Przemyśla i Sędziszowa.

– Sześć odwiertów, które PGNiG wykonało ostatnio na Podkarpaciu, oznacza nie tylko więcej gazu, ale także nowe dane geologiczne, których analizę wykorzystamy przy projektowaniu następnych prac na tym obszarze. Uzupełnią ją wyniki nowych trójwymiarowych zdjęć sejsmicznych, które planujemy zrealizować w kolejnych latach – wyjaśnił Robert Perkowski, Wiceprezes Zarządu PGNiG SA ds. Operacyjnych.

Prezes Paweł Majewski podkreślił, że wykonane i planowane prace wpisują się w realizowaną przez Spółkę strategię utrzymania wydobywania gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów.

Biuro Public Relations
PGNiG SA



Mirocin. Arch. PGNiG SA

LOTOS wdraża nowatorską metodę usuwania WWA



Fot. arch. LOTOS S.A.

Grupa LOTOS opracowała innowacyjną w skali świata technologię usuwania wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA) z nieprzereagowanego oleju z hydrokrakingu. Dzięki niej znacznie wydłuży się czas pracy katalizatorów i efektywność pracy rafinerii.

Projekt UCOPure tworzy konsorcjum Grupy LOTOS i firma PolymemTech. Nowatorska technologia wykorzystuje metodę zintegrowanej filtracji membranowej do usuwania z hydrowaksu, czyli nieprzereagowanego oleju (UCO, z ang. unconverted oil), ciężkich wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA). Są one groźne dla katalizatorów, a to unikalne rozwiązanie pozwala obniżyć ich zawartość nawet o 95%.

Pogłębiony przerób ropy

Genezą projektu UCOPure była chęć zagospodarowania jednego ze strumieni z instalacji hydrokrakingu MHC (z ang. *mild hydrocracking*). Umożliwia ona pogłębienie przerobu ropy naftowej i jest drugą tego typu instalacją w gdańskiej rafinerii. Pogłębiony przerób charakteryzuje najnowocześniejsze rafinerie na świecie i pozwala na uzyskiwanie z każdej baryłki większej liczby produktów o najwyższej jakości i najwyższych marżach rynkowych.

Półproduktem z instalacji hydrokrakingu MHC jest wspomniany wcześniej UCO. Shell – licencjodawca tej instalacji – zakładał, że hydrowaks będzie stanowił aż 40 proc. produkcji hydrokrakingu i będzie sprzedawany. W praktyce jest to jednak trudne i nieopłacal-



ne. Inżynierowie LOTOSU znaleźli rozwiązanie, dzięki któremu instalacja może być znacznie bardziej efektywna. Większość UCO zawrcono do ponownego przerobu w instalacji MHC, uzyskując z niego wysokomarżowe paliwa. Stopniowo zwiększono, z 60 proc. do 90 proc., konwersję instalacji, czyli ilość wysokomarżowych paliw uzyskanych ze wsadu – wprowadzając innowacyjne zmiany w procesie produkcji.

Problem stanowiły koncentrujące się w hydrowaksie WWA, które powstają w trakcie reakcji krakingu destylatów próżniowych, ekstraktów aromatycznych i deasfaltyzatu oraz oleju HCGO uzyskanych z ropy naftowej, w obecności wodoru. Pomimo niewielkiej zawartości powodują one istotną przeszkodę w dalszym efektywnym zagospodarowaniu i przetwarzaniu produktu. Wpływają bowiem na stopniową dezaktywację katalizatora, co przekłada się na skrócenie długości jego cyklu pracy. Mają również tendencję do „wypadania” i zanieczyszczają powierzchnie wymienników ciepła, przez co pogarszają wymianę ciepła i powodują wzrost oporów przepływu. Zawartość WWA w UCO rośnie wraz ze spadkiem sprawności katalizatorów stosowanych na instalacji hydrokrakingu.

Zalety filtracji

Innowacyjna technologia opracowana w ramach projektu UCOPure opiera się na

metodzie zintegrowanej filtracji, jest procesem niskotemperaturowym i niskociśnieniowym w porównaniu do istniejących rozwiązań. Może być stosowana do usuwania WWA z UCO, które powstało zarówno z lekkiego, jak i ciężkiego wsadu. Dzięki nowemu rozwiązaniu znacznie wydłuży się czas pracy katalizatorów hydrokrakingu, a jednocześnie ograniczy się szybkość zabrudzenia wymienników ciepła i pieców. Umożliwi to powtórny przerób UCO na hydrokrakingu MHC.

Instalacja może zostać zbudowana w każdym miejscu łańcucha procesowego, np. może stanowić integralną część instalacji hydrokrakingu, ale może powstać też w wielu innych miejscach w rafinerii. Przewidywany koszt budowy oraz zużycie energii w procesie filtracji będzie znacznie niższe, niż w procesach destylacyjnych czy procesach wysokociśnieniowej hydorafinacji. Wynika to z charakterystyki samego procesu, kosztów użytych materiałów oraz parametrów pracy instalacji, takich jak temperatura i ciśnienie. Instalacja jest mała i modułowa, można także szybko stworzyć jej mobilną wersję.

– Grupa LOTOS intensywnie pracuje nad innowacjami. W wyniku wdrożenia technologii UCOPure, co najmniej 85% produkowanego przez nas oleju UCO będzie wykorzystane w rafinerii jako pełnowartościowy surowiec do produkcji paliw lub olejów bazowych – tłumaczy Jan Biedroń, szef Biura Technologii w Grupie LOTOS.

W trakcie pierwszego etapu projektu UCOPure zaprojektowano i wybudowano instalację w skali laboratoryjnej, przeprowadzono testy oczyszczania dla poszczególnych surowców i wykonano szereg analiz laboratoryjnych. Projekt jest w trakcie realizacji. Aktualnie trwa montaż instalacji pilotażowej. W kolejnym etapie instalacja będzie przetransportowana do rafinerii Grupy LOTOS, gdzie odbędą się testy. Zgodnie z planem, projekt pilotażowy zakończy się do końca 2021 r. Później rozpocznie się etap rozwojowy. Po zakończeniu projektu konsorcjum przewiduje optymalizację rozmiarów instalacji i stopniową komercjalizację technologii.

Projekt UCOPure jest dofinansowany ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju oraz Unii Europejskiej i może być wykorzystany także w innych rafineriach.

Biuro Prasowe
Grupa LOTOS S.A.

LOTOS Petrobaltic zakupił 280-tonową boję na złoże B8



Nowa boja cumowniczo-przelewowa dotarła do Gdańska w pierwszy weekend lutego. Została wyładowana na nabrzeżu portowym spółki LOTOS Petrobaltic nad kanałem Martwej Wisły. Docelowo stanie na złożu B8 przy morskiej kopalni ropy Petrobaltic i będzie elementem linii eksportowej ropy z platformy na tankowiec.

Zakupiona przez LOTOS Petrobaltic pływająca boja cumowniczo-przelewowa CALM (Catenary Anchor Leg Mooring) przyплыła z Rotterdamu na pokładzie mv „BBC Belem”. Jej średnica to 16 metrów, a wysokość – 7 metrów. Urządzenie waży aż 280 ton! Ze względu na tak ogromny ciężar, do przeniesienia jej ze statku na odpowiednio przygotowany teren bazy lądowej LOTOS Petrobaltic użyto pływającego żurawia „Maja” o udźwigu do 330 ton.

– Nowa boja CALM zostanie teraz zaadaptowana do warunków panujących na złożu i zastosowanego tam systemu przesyłu ropy, a następnie przejdzie proces certyfikacji przez Polski Rejestr Statków. Potem zostanie przeholowana 60 mil od brzegu na swoje docelowe miejsce – złoże B8 – gdzie stanie przy morskiej kopalni ropy Petrobaltic i będzie elementem linii eksportowej ropy z platformy na tankowiec – mówi Grzegorz Strzelczyk, prezes Zarządu LOTOS Petrobaltic.

Boja CALM zastąpi boję PB-1 SŁAWEK eksploatowaną na złożu od września 2015 roku, która teraz wróci na ląd, przejdzie planowy



Fot. arch. LOTOS S.A.

remont i będzie pełnić funkcję zapasową. Czynności serwisowe tego typu jednostek przeprowadza się co kilka lat. Wymaga to przetransportowania urządzenia na ląd i wydokowania. Ze względów ekonomicznych zatrzymanie produkcji ropy na czas remontu (tj. na kilka miesięcy) nie wchodzi w grę. Dlatego Zarząd LOTOS Petrobaltic podjął decyzję o zakupie nowej jednostki, kompatybilnej z bojami PB-1 i PB-2, pracującymi na złożach B8 i B3. Ułatwia to jej operacyjność i skraca czas podmiany w morzu. LOTOS Petrobaltic jest jednocześnie jedyną firmą w Polsce posiadającą boje CALM.

Pływająca boja cumowniczo-przelewowa CALM pełni podwójną funkcję – utrzymywania tankowca zacumowanego w jednym punkcie oraz transportowania na niego płynów (zazwyczaj ropy naftowej lub produktów rafinowanych), jednocześnie pozwalając statkowi na swobodne obracanie się zgodnie z kierunkiem wiatru. Boja składa się z kadłuba i stołu obrotowego, do którego przycumowany jest tankowiec. Obiekt jest zakotwiczony 6

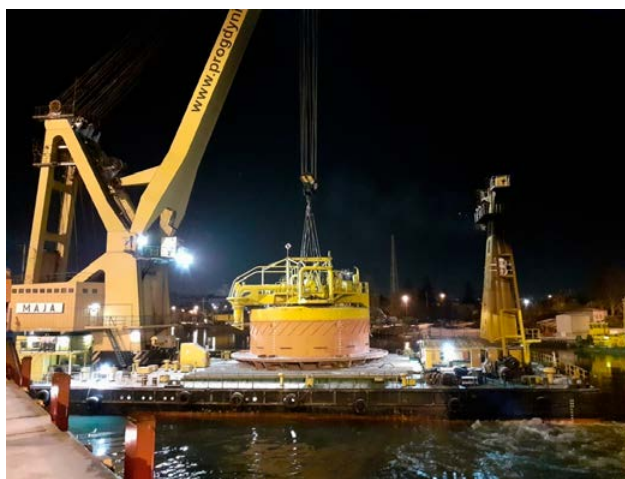
kotwicami zaciągniętymi w dnie. Boję z kotwicami łączy 6 łańcuchów – każdy o długości ok. 350 m. Sama boja pozwala na swobodny ruch w górę i w dół (razem z falami), na boki oraz w ruchach kołyszących.

Ropa jest ładowana na tankowiec za pomocą leżącej na dnie linii eksportowej i elastycznych węży podwodnych, które są podłączone do boi. Wewnątrz boi znajduje się skomplikowane łożysko obrotowe. Zakotwiczony kadłub boi nie obraca się. Tą funkcję pełni stół obrotowy, na którym znajduje się część orurowania do węży pływających i zestaw do cumowania tankowca. Stół obrotowy jest elementem ważącym ok. 100 ton i jest osadzony na łożysku zewnętrznym na konstrukcji kadłuba. Zatem łożysko przenosi bezpośrednio obciążenie z zestawu cumowniczego tankowca na kadłub, a dalej do zestawu kotwic.

Biuro Prasowe
Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. LOTOS S.A.



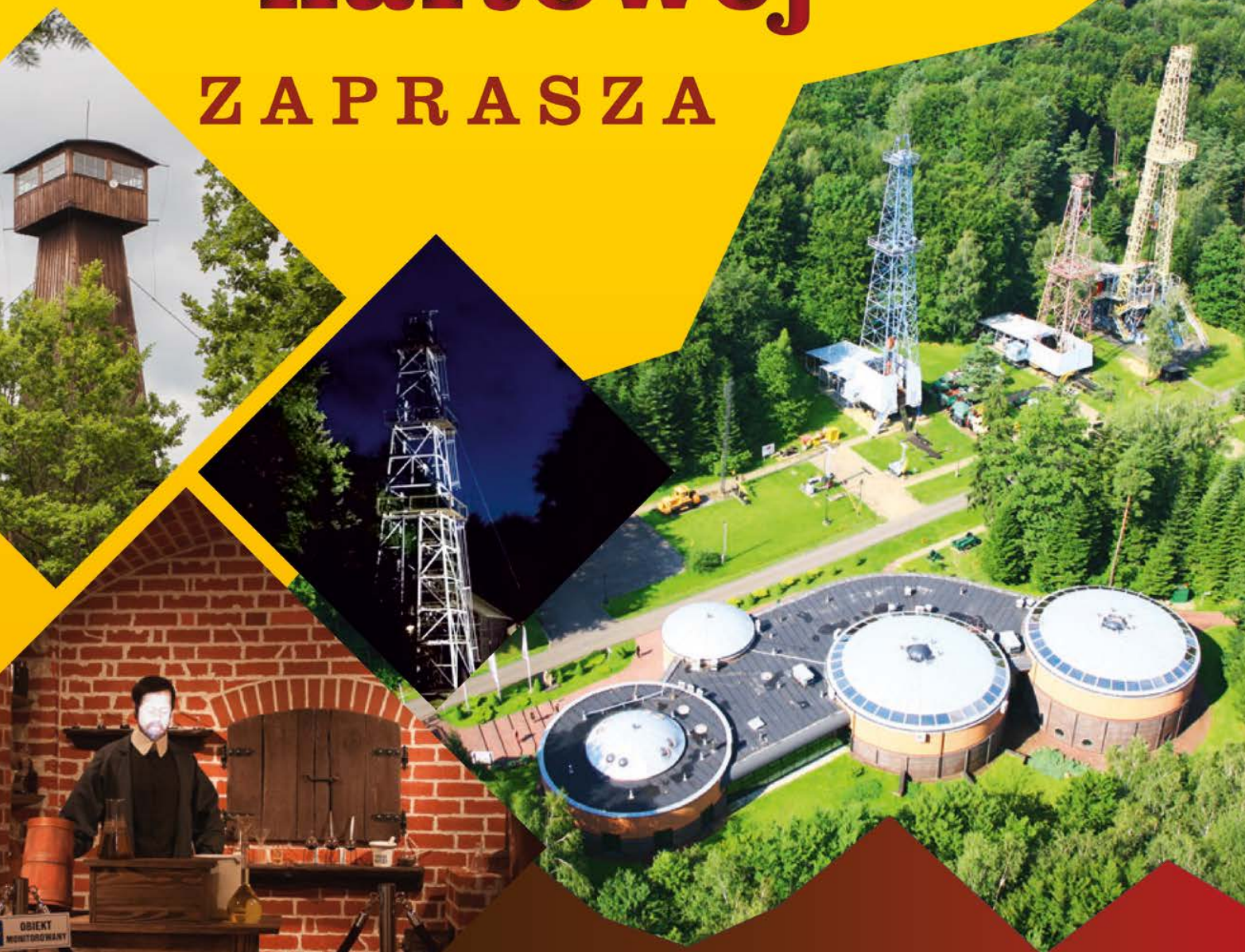
Fot. arch. LOTOS S.A.

BÓBRKA



Najstarsza na świecie kopalnia ropy naftowej

ZAPRASZA



Bóbrka, ul. Kopalniana 35

38-458 Chorkówka

tel. 13 43 33 478

muzeum@bobrka.pl

www.bobrka.pl

Jerzy
Zagórski

PGNiG importuje coraz więcej LNG

Już ponad 25 proc. gazu ziemnego sprowadzanego przez PGNiG zza granicy to LNG. Import skroplonego gazu ziemnego w 2020 roku wyniósł ponad 3,76 mld m sześć. po regazyfikacji, co stanowi wzrost o blisko 10 proc. w porównaniu z rokiem 2019.



– W minionym roku przekroczyliśmy liczbę stu ładunków LNG sprowadzonych do Polski. W samym roku 2020 odebraliśmy aż 35 dostaw, o cztery więcej niż rok wcześniej. Oprócz kierunku amerykańskiego, katarskiego i norweskiego, pojawiły się nowe – kupiliśmy LNG pochodzące z Trynidadu i Tobago oraz Nigerii. W tym roku mamy już za sobą odbiór dwóch ładunków skroplonego gazu, a w lutym oczekujemy kolejnego. Następne miesiące przyniosą intensyfikację częstotliwości dostaw. W drugim i trzecim kwartale planujemy odbiór łącznie około 15 ładunków – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG.

W 2020 roku PGNiG sprowadziło do Polski ok. 3,76 mld m sześć. skroplonego gazu ziemnego – o 9,7 proc. więcej niż rok wcześniej. Import LNG wzrósł o ok. 0,33 mld m sześć. (po regazyfikacji) w stosunku do roku 2019. W całej strukturze importu LNG osiągnęło udział 25,4 procenta. Import z kierunku wschodniego wyniósł w 2020 roku 9,0 mld m sześć. w porównaniu z 8,95 mld m sześć. rok wcześniej. Udział gazu rosyjskiego w łącznym imporcie gazu ziemnego przez PGNiG utrzymał się na poziomie ok. 60 proc. Resztę importu pokrył kierunek zachodni i południowy. łączny import gazu przez PGNiG w 2020 roku wyniósł ok. 14,79 mld m sześć., czyli był to wolumen bardzo zbliżony do odnotowanego w 2019 roku.

– Od kilku lat konsekwentnie ograniczamy import gazu ziemnego z Rosji. Przypomnę, że jeszcze w 2015 roku stanowił on prawie 90 proc. sprowadzanego gazu do Polski. Od kiedy działa Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, proporcje w impor-

cie ulegają wyraźnym zmianom na rzecz skroplonego gazu ziemnego – skomentował Paweł Majewski. – Natomiast możliwości dalszego zmniejszania dostaw z kierunku wschodniego są ograniczone. Obowiązuje nas formuła „take or pay” zawarta w kontrakcie jamalskim wiążącym PGNiG jeszcze do końca 2022 roku – dodał Prezes PGNiG.

Po 2022 roku w strukturze importu PGNiG pojawi się kierunek północny związany z importem gazu ziemnego z Norwegii poprzez Baltic Pipe. W kolejnych latach wyraźnie rosnąć będzie także import LNG w związku z rozbudową terminalu w Świnoujściu oraz dostawami skroplonego gazu ziemnego od amerykańskich producentów. Po rozpoczęciu dostaw z wszystkich kontraktów długoterminowych na zakup LNG z USA PGNiG będzie corocznie dysponowało portfelem ok. 9,3 mld m sześć. gazu. Dodatkowo, w dalszym ciągu będą realizowane dostawy LNG z Kataru.



PGNiG Obrót Detaliczny: wzrost sprzedaży CNG i LNG w 2020 roku

Gaz ziemny w formie sprężonej (CNG) i skroplonej (LNG) zyskuje coraz większą popularność w Polsce. W 2020 roku spółka PGNiG Obrót Detaliczny zanotowała wzrost sprzedaży CNG o ponad 30 proc., podpisała największy kontrakt na dostawy LNG dla odbiorcy przemysłowego oraz rozszerzyła ofertę bunkrowania LNG statków o kolejne polskie porty.

– Aktywnie promujemy wszechstronne możliwości wykorzystania gazu ziemnego. Szczególnie cieszy nas to, że znajduje on coraz szersze zastosowanie w segmencie transportu publicznego. Wykorzystanie gazu w tym obszarze umożliwia szybką redukcję szkodliwych emisji, przekłada się na poprawę jakości powietrza w Polsce przy jednoczesnym obniżeniu kosztów użytkowania floty – mówi Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG SA.

W segmencie autobusów zasilanych paliwami alternatywnymi prawie co drugi sprzedawany w Polsce w 2020 roku pojazd był napędzany gazem CNG. W ciągu roku na ulice polskich miast wyjechało 165 autobusów gazowych. To oznacza, że ich łączna liczba wynosi obecnie blisko 800 w skali całego kraju. W ostatnich latach na wykorzystanie gazu ziemnego w transporcie publicznym postawiły m.in. Warszawa, Rzeszów, Tarnów, Tychy czy Bielsko-Biała.

– Ekologiczne i konkurencyjne w cenie paliwo CNG to aktualnie najbardziej optymalna oferta dla transportu miejskiego w Polsce, zwłaszcza gdy przewoźnicy obserwują spadek dochodów głównie w związku z pandemią – podkreśla Henryk Mucha, Prezes PGNiG Obrót Detaliczny. – Inwestycja w pojazdy napędzane gazem to stabilność kosztowa w całym okresie użytkowania – dodaje Henryk Mucha.

Rosnąca liczba pojazdów gazowych przełożyła się na wzrost sprzedaży CNG na stacjach PGNiG Obrót Detaliczny o 31 proc. w 2020 roku. Równocześnie spółka PGNiG Obrót Detaliczny zanotowała ok. 65-proc. wzrost wolumenu sprzedaży tego paliwa w stosunku do roku 2016.

Aby rynek paliw gazowych w Polsce mógł się rozwijać, niezbędna jest konsekwentna rozbudowa infrastruktury. W tym momencie PGNiG Obrót Detaliczny dysponuje 17 stacjami tankowania CNG. GK PGNiG chce powiększać sieć stacji tankowania w najbliższych latach, a plany na 2021 rok zakładają inwestycje w 23 nowe stacje.

LNG dla przemysłu

PGNiG Obrót Detaliczny aktywnie rozwija również segment sprzedaży LNG. Pod koniec 2020 roku spółka uruchomiła stację regazyfikacji przy zakładzie LG Electronics w Biskupicach Podgórnym koło Wrocławia. PGNiG Obrót Detaliczny na mocy umowy z LG przez 5 lat dostarczy do tej instalacji blisko 19 tysięcy ton LNG.

– Umowa z LG to największy w historii Polski kontrakt na dostawy LNG dla przemysłu, który jest efektem naszej wysokiej skuteczności sprzedażowej. Wolumen dostaw jest ponad dwukrotnie wyższy niż w przypadku naszej poprzedniej największej umowy. Między innymi dzięki niemu w 2020 roku zwiększyliśmy sprzedaż skroplonego gazu ziemnego o 18 proc.

– mówi Marcin Szczudło, Wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny odpowiedzialny za obszar CNG/LNG.

LNG dla transportu i bunkrowanie statków

Popularność LNG rośnie nie tylko w przemyśle, ale również w transporcie ciężkim. Coraz więcej przedsiębiorców decyduje się na wykorzystanie ciężarówek gazowych w swojej flocie ze względu na korzyści ekonomiczne, wynikające między innymi z atrakcyjnej ceny paliwa.

– Obserwujemy wzmożone zainteresowanie paliwem LNG w segmencie dalekobieżnego transportu kołowego. Polskie firmy transportowe to znacząca siła w skali Europy, dlatego cieszy nas fakt, że odważnie stawiają na skroplony gaz ziemny, który gwarantuje konkretne korzyści ekologiczne. Ponadto rozwijamy komercyjną ofertę bunkrowania LNG statków, którą uruchomiliśmy w 2019 roku – podkreśla Marcin Szczudło.

W 2020 roku PGNiG Obrót Detaliczny zostało dopuszczone do prowadzenia operacji bunkrowania w portach podległych Urzędowi Morskiemu w Szczecinie. To oznacza, że do portów w Gdańsku i Gdyni dołączyły aż 3 nowe porty – w Szczecinie, Świnoujściu i Policach. Na początku listopada odbyło się pierwsze bunkrowanie LNG statku w porcie w Szczecinie. Dotychczas Spółka zrealizowała bunkrowania dla 12 różnych statków, co plasuje ją na pozycji jednego z najbardziej doświadczonych podmiotów w tej części Europy.

Biurow Public Relations
PGNiG SA



Trwa budowa interkonektora Polska-Litwa

Operator litewskiej sieci gazowniczej *Amber Grid* ukończył prace spawalnicze na granicznym odcinku gazociągu Polska-Litwa (*GIPL-Gas Interconnection Poland-Lithuania*). Inwestycja stanowi ostatni odcinek dofinansowanego przez Komisję Europejską połączenia transgranicznego umożliwiającego włączenie krajów nadbałtyckich i Finlandii do systemu gazowego Unii. Maksymalna zdolność przesyłowa *GIPL* wyniesie 2,5 mld m³ gazu rocznie, średnica 700 mm, ciśnienie robocze 8,4 MPa. Łączna długość 508 km, długość odcinka litewskiego 165 km, odcinka polskiego 343 km. Na Litwie zbudowano już 126 km gazociągu.

Gazociąg od tłoczni w Hołowczycach do granicy państwa będzie wykonany przez *GAZ-SYSTEM*, oddanie do użytku przewidziano w lipcu 2022 r.



Agencja EIA podnosi prognozy cen w 2021 r.

Przekazując krótkoterminowe prognozy dotyczące cen, globalnego zapotrzebowania na paliwa i podaży Agencja Informacji Energetycznej USA zastrzega, że mogą one być obciążone wysokim stopniem ryzyka ze względu na ewolucję wirusa COVID-19. To zastrzeżenie odnosi się właściwie do wszystkich analiz, prognoz i projekcji dotyczących sytuacji na świecie. Agencja nie spodziewa się szybkiego wzrostu aktywności gospodarczej, ponieważ pandemia spowodowała spadek zapotrzebowania na energię.

Globalne zużycie ropy i paliw płynnych w 2020 r. było mniejsze o 1,2 mln t/d niż w 2019 r. i wyniosło 12,5 mln t/d, w br. ma zwiększyć się o 760 tys. t/d, w 2022 r. o 448 tys. t/d. W grudniu przewidywano na rok bieżący cenę ropy Brent spot 48,53 USD/baryłkę, w styczniu 52,70 USD i w 2022 r. 53,44 USD oraz dla ropy WTI spot odpowiednio 45,78 USD, 49,70 USD i 49,81 USD.



Problemy okresu przejściowego do energii odnawialnej

Międzynarodowa Agencja Energetyczna (*MAE*) uznała zagadnienia zatrudnienia i zachowań społecznych w okresie przejściowym od paliw kopalnych do energii odnawialnej za bardzo ważne i wymagające badań w skali globalnej. Powołano grupę zadaniową, która będzie obserwować działania podejmowane przez państwa i wielkie organizacje gospodarcze, ich skuteczność i oddziaływanie na dziedzinę życia nie powiązane bezpośrednio z sektorem energetycznym. W skład zespołu wejdą ministrowie energii Kanady, Meksyku, Norwegii i Omanu, przewodnictwo obejmie Dania. Z rozpoczęciem prezydentury Joe Bidena zmienia się podejście rządu USA do ochrony klimatu i w związku z tym uznano za celowy udział przedstawiciela administracji amerykańskiej.

Szef *MAE*, Fatih Birol podkreślił, że sukces transformacji zależy od tego, czy ludzie odczują korzyści ze stosowania nowych źródeł energii i jak potrafią przystosować się do nowych warunków. Jednym z podstawowych czynników będzie zatrudnienie, niektóre branże będą się kurczyć, ale inne będą się rozwijać. Zadaniem rządów jest przygotowanie tych zmian i ochrona grup dotkniętych negatywnymi skutkami.

W listopadzie zaplanowano w Glasgow spotkanie grupy i określenie globalnych zadań.



Norweski fundusz emerytalny pozbył się aktywów związanych z ropą i gazem

Odkrycie złóż ropy i gazu w norweskiej części Morza Północnego nastąpiło w 1967 r., a w 1990 r. powstał fundusz emerytalny – oficjalnie *Government Pension Fund Global* – naj-

wiekszy fundusz emerytalny na świecie, obecnie dysponujący aktywami przekraczającymi 1,2 bln USD. Inwestycje funduszu są bardzo zdywersyfikowane, obejmują również projekty w sektorze energetycznym. Niedawno *Norges Bank* dysponujący funduszem przestał angażować środki w górnictwo węglowe. Teraz ogłoszono o sprzedaży wszystkich udziałów w spółkach zajmujących się poszukiwaniami i eksploatacją ropy i gazu. Jest to decyzja znacząca dla tego sektora, bo w 2019 r. wartość tego pakietu wynosiła ponad 6 mld USD. Zapowiedziano, że fundusz będzie inwestował jedynie w czyste źródła energii. Norweski fundusz inwestował również na giełdzie warszawskiej, m.in. w *KGHM* i banki.



Zmiany w polityce Europejskiego Banku Inwestycyjnego

Europejski Bank Inwestycyjny (*EBI*) potwierdził, że do końca 2021 r. zaprzestaje finansowania wszystkich projektów związanych z ropą naftową i węglem w regionie i spodziewa się uzyskać tą drogą 2 mld euro, które zostaną przeznaczone na inwestycje w energię odnawialną. Projekty dotyczące gazu ziemnego będą prowadzone w ograniczonym zakresie – jest to alternatywa, ale czystsza od węgla. Te ustalenia miały wejść w życie do końca 2020 r., ale niektóre kraje chciały dokończyć rozpoczęte projekty gazowe. Opóźnienia zgłaszały Niemcy, Włochy i Polska. Muszą one teraz spełniać warunki emisji nieprzekraczającej 250 g CO₂/kWh wytworzonej energii i będą pod szczególnym nadzorem, muszą także wdrożyć nowe technologie wychwytywania dwutlenku węgla, kogeneracji ciepła i energii elektrycznej oraz wykorzystywania gazu ziemnego razem z gazem odnawialnym. Pierwszeństwo mają unijne projekty wspólnego zainteresowania (*PCI-Project of Common Interest*), w Polsce są to połączenia gazownicze z Litwą, Czechami, Słowacją i Ukrainą, Baltic Pipe, rozbudowa terminalu w Świnoujściu i terminal LNG w Gdańsku. Budowa bloku gazowego w elektrowni Ostrołęka w opinii *EBI* raczej nie otrzyma wsparcia.

Od 2013 r. *EBI* finansował projekty związane z paliwami kopalnymi w kwocie 13,4 mld euro. Zmiana kierunków finansowania inwestycji energetycznych wynika nie tylko z przyczyn klimatycznych, lecz także z powodu zwiększającego się ryzyka dla spółek realizujących projekty z wykorzystaniem paliw kopalnych

wynikającego z rosnących cen uprawnień do emisji oraz protestów lokalnych społeczności, aktywistów klimatycznych i organizacji pozarządowych.

Do inicjatywy wstrzymania finansowania paliw kopalnych przyłączył się Afrykański Bank Rozwoju (*African Development Bank*). Jest to jednak udział częściowy, obejmujący tylko inwestycje węglowe, natomiast nie dotyczy ropy naftowej i gazu ziemnego.



Nowości z Gujany i Surinamu

Statek wiertniczy „Stena Carron” zakotwiczył 1 stycznia br. w obrębie bloku Canje, w miejscu projektowanego otworu Bulletwood-1 i już 5 stycznia rozpoczął wiercenie. Lokalizacja okazała się trafna, bo w utworach kampanu stwierdzono poziom produktywny z ropą. Blok Canje w Gujanie ma powierzchnię 4800 km², udziałowcami są *ExxonMobil*, *Total*, *JHI* i *Mid Atlantic*. Dowiercenie i zagłowienie otworu Bulletwood-1 przewidziano do 23 lutego br.

W Surinamie, gdzie operuje *Apache* i *Total*, sukcesem okazało się wiercenie Keskesi-1 w obrębie bloku 58. W utworach kampanu przewiercono interwał o miąższości netto 58 m z ropą ciężką o ciężarze 0,8871-0,8927 g/cm³ (27-28° API) i kondensatem i głębszy w utworach santanu o miąższości netto 5 m z ropą średnią o ciężarze 0,8397-0,8498 g/cm³ (35-37° API). Wiercenie jest kontynuowane w utworach neokomu. Jest to czwarte kolejne odkrycie *Apache* w tym rejonie. Przewiduje się rozszerzenie poszukiwań na północną część bloku 58.



Działania agencji rządowych USA w 2020 r.

W czasie kadencji prezydenta Trumpa nastąpiło wiele zmian w uprawnieniach i funkcjonowaniu agencji rządowych mających wpływ na działalność sektora energetycznego. Skumulowały się w 2020 r. i dotyczyły również ważnych organów decyzyjnych jak *EPA* (*Environmental Protection Agency*), *DOE* (*Department of Energy*) czy *FERC* (*Federal Energy Regulatory Commission*).

Agencja Ochrony Środowiska (*EPA*) była zaangażowana w wycofywanie ograniczeń emisji metanu wprowadzonych przez prezydenta

Obamę, redukcję liczby projektów wymagających zezwoleń federalnych oraz propozycje wprowadzenia międzystanowych porozumień dotyczących ilości tlenków azotu w powietrzu – ta inicjatywa nie została przyjęta. Nowe normy w zakresie ilości pyłów PM_{2,5} i ozonu zatwierdzono 18 grudnia i będą one wiążące dla następcy na fotelu głowy państwa. J. Biden chciał wykorzystać normy czystości powietrza w zwalczaniu epidemii COVID-19.

Departament Energii (*DOE*) położył większy nacisk na sprawy bezpieczeństwa krytycznej infrastruktury energetycznej kraju i zaakceptował budowę terminali eksportowych LNG w Teksasie: Annova, Rio Grande, Texas i Corpus Christi etap III. Przyjęto również plany terminali LNG Jordan Cove i Alaska LNG (ten ostatni z produkcją 20 mln t gazu skroplonego rocznie) umożliwiające wykorzystanie gazu z Kanady i Alaski.

Federalna Komisja Regulacyjna Energii (*FERC*) zajmująca się m. in. międzystanowymi sieciami energetycznymi, gazowymi i ropociągami była obciążana odpowiedzialnością za zbyt niski podatek od śladu węglowego dla elektrowni. Prezydent D. Trump 5 listopada ub. roku mianował nowego komisarza, jeszcze bardziej konserwatywnego oraz uzupełnił skład Komisji o 2 osoby. Ponieważ kadencja przewodniczącego trwa 5 lat, więc James Danly będzie sprawował swoją funkcję do 30 czerwca 2023 r.

Funkcjonujący w ramach Departamentu Transportu urząd nadzorujący transport materiałów niebezpiecznych (*PHMSA-Pipeline Hazardous Materials Safety Administration*) kontroluje projektowanie, budowę i przesył różnych substancji, w tym przesył rurociągami naftowymi i gazowymi, reaguje też na awarie instalacji i sposób ich usuwania. W ub. roku ostateczny kształt uzyskało rozporządzenie dotyczące magazynów gazu zawierające procedury zapobiegania wypadkom takim, jak wyciek gazu w Aliso Canyon w 2015 r. W ramach nadzoru nad rurociągami transportującymi substancje niebezpieczne ułatwiono dostęp do zastrzeżonych wewnętrznych danych operatora, aby bardziej skutecznie kontrolować procesy przesyłowe i serwisowe. Przypuszcza się, że priorytety i harmonogram tych regulacji może się zmienić w czasie kadencji prezydenta Bidena. W ramach pakietu rozporządzeń *Gas Mega Rule part I*, który wszedł w życie 1 lipca 2020 r. uściślono wymagania dotyczące przebiegu, maksymalnych ciśnień roboczych rurociągów, inspekcji i zapisów kontroli na obszarach mieszkalnych i z zagrożeniem sejsmicznym.



Pierwsze decyzje prezydenta Joe Bidena i ich odbiór

Jeszcze przed objęciem urzędu prezydent Joe Biden potwierdzał, że będzie realizował swoje zapowiedzi z kampanii wyborczej dotyczące cofnięcia niektórych decyzji i zmian wprowadzonych przez Donalda Trumpa, w tym ponowne przystąpienie do porozumienia paryskiego, przywrócenie członkostwa w Światowej Organizacji Zdrowia (*WHO*), rezygnację z budowy rurociągu Keystone XL oraz wstrzymanie poszukiwań w Arktyce. Teraz przystąpił do działania i jedną z pierwszych decyzji było rozporządzenie o zawieszeniu wydawania nowych koncesji na wiercenia i eksploatację ropy i gazu na terenach federalnych, które ukazało się 27 stycznia br. Poleciał również, aby Biuro Zarządzania Terenami Publicznymi dokonało wnikliwego przeglądu koncesji i nie określił terminu jego zakończenia, co oznacza, że zawieszenie może być bezterminowe. Zarządzenie czyni ustępstwo na rzecz rdzennych mieszkańców USA i nie obejmuje koncesji wydanych dla organizacji gospodarczych prowadzonych przez nich.

Perspektywicznie energia uzyskiwana na obszarach federalnych powinna być wykorzystywana do rozwoju sektora elektrowni jako źródła zasilania bez emisji CO₂. W zarządzeniu przewidziano też możliwość podniesienia opłaty eksploatacyjnej (*royalty*), aby koszty klimatyczne wydobycia ropy i gazu w większym stopniu obciążały podmioty odpowiadające za generowanie tych kosztów. Agencje federalne powinny zidentyfikować, jak przyznawane są subsydia na inwestycje związane z paliwami kopalnymi i wykorzystać dostępne środki prawne, aby paliwa kopalne nie były finansowane z funduszy federalnych.

Zakres przedstawionych decyzji i kierunków jest szeroki i wpływa na warunki działania przemysłu naftowego. Wielu kongresmenów, nie tylko z partii demokratycznej, ale i republikańskiej popiera je, jednak i oni wyrażają obawy o utratę miejsc pracy i zmniejszenie przychodów. Przypominają, że według danych EIA z terenów federalnych (lądowych i morskich) pochodzi 22% produkcji ropy i 12% produkcji gazu w USA. W znacznej części są to baseny z eksploatacją ropy i gazu z łupków i właśnie złoża niekonwencjonalne umożliwiły osiągnięcie w 2020 r. rekordowego wydobycia ropy w wysokości 1,66 mln t/d. Krytyczne stanowisko zajmuje Amerykański Instytut Naftowy (*API*), wpływowe organizacje jak *National Ocean Industry Association* czy *Independent Petroleum Association of America* wskazując

na wielostronne, negatywne skutki gospodarcze i zapowiadając przeciwdziałanie.

Bardzo zdecydowane było wystąpienie gubernatora Teksasu Grega Abbota, który 28 stycznia br. na spotkaniu z pracownikami naftowej firmy serwisowej w Odessa oświadczył, że „Teksas będzie chronił swój przemysł naftowo-gazowniczy przed wszelkimi wrogimi atakami z Waszyngtonu”. Poleciał też urzędom stanowym wyszukanie środków prawnych przeciwko polityce prezydenta i zarządzeniom wymierzonym w koncesje znajdujące się na terenach federalnych.

Jednak znaczenia terenów federalnych nie należy przeceniać biorąc pod uwagę fakt, że powierzchnia koncesji na gruntach federalnych była największa w latach 2004-2007 i w 2007 r. wynosiła 41 997 km². Obecnie jest to tylko 9706 km². Znaczna część produkcji niekonwencjonalnej ropy i gazu pochodzi z koncesji znajdujących się na gruntach w posiadaniu prywatnych właścicieli i tam tryb wydawania koncesji nie zmienia się.



Transformacja energetyczna w USA i w Europie

W czasie kadencji prezydenta Trumpa wycofywano lub łagodzone niektóre regulacje dotyczące zmniejszenia emisji dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych, nie było też decyzji sprzyjających ograniczeniu wykorzystania paliw kopalnych. Kontrastuje to z sytuacją w państwach Unii, gdzie Europejski Zielony Ład przewiduje działania umożliwiające osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 r. Zwracają na to uwagę również specjaliści amerykańscy. Takim znanym głosem jest wypowiedź szefa oddziału w USA norweskiej firmy informatycznej *Cognite*. W artykule „Perspektywy przemysłu E&P: Czego USA mogą się nauczyć od Europy w dziedzinie globalnej transformacji energetycznej?” François Laborie wyraża opinię, że w USA nie ma bezpośredniego przełożenia świadomości społecznej na potrzebę transformacji i na wprowadzanie regulacji; zachęty ze strony rządu są nieznaczne lub wcale ich nie ma. Menadżerowie z czołowych firm naftowych nie są przekonani, że inwestowanie w OZE w końcowym rachunku opłaci się. Najbardziej obiecujące są nowe rozwiązania w sektorze offshore, ponieważ infrastruktura firm E&P dość łatwo może być rozbudowana o oddziały morskich farm wiatrowych. Z kolei zastosowanie infor-

matyki i rozszerzonego przetwarzania danych wytwarzanych w procesach produkcyjnych pozwoliłoby na ograniczenie strat energii nawet o 10%. Inną potrzebą jest zwiększenie przejrzystości działania korporacji, w czym bardziej zaawansowani są partnerzy europejscy. Biorąc pod uwagę amerykańską innowacyjność, energię i tempo wdrażania nowych rozwiązań technologicznych i organizacyjnych autor sądzi, że można się spodziewać szybkiego nadrobienia opóźnień w transformacji i przyspieszenia działań na rzecz zeroemisyjnej gospodarki.

Czy ten głos zostanie zauważony i czy hasło „uczmy się od Europy” nie zniechęci zainteresowanych do poważnej dyskusji – poczekamy na reakcje medialne.



Możliwe połączenie dwóch potentatów

Informacje, jakie pojawiły się pod koniec stycznia br. o rozmowach szefów *ExxonMobil* i *Chevronu* wywołały sporą sensację, bo miały dotyczyć ewentualnego połączenia koncernów po zakończeniu pandemii. Co prawda Darren Woods i Mike Wirth zastrzegali się, że są to tylko wstępne dyskusje, bez wiążących ustaleń, jednak perspektywa połączenia dwóch największych firm z listy *Oil & Gas Journal* 150 i powstania korporacji o wartości rynkowej szacowanej przez *Wall Street Journal* na 350 mld dolarów i produkcją ropy 952 tys. t/d, zajmującej drugie miejsce na świecie, za *Saudi Aramco*, budzi duże zainteresowanie. Zarządy obu firm liczą na korzystny efekt synergii - obecnie *ExxonMobil* zatrudnia 75000 osób, a *Chevron* 48000. W ub. roku *Chevron* przejął *Noble Energy* za kwotę 55 mld USD i zakończył IV kwartał stratą w wysokości 11 mln USD. Dla *ExxonMobil* również nie był to dobry rok, po raz pierwszy od 22 lat koncern odnotował stratę w wysokości 22,4 mld USD.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Biznes Alert, CIRE, Cognite, EBI, EIA, ExxonMobil, GAZ-SYSTEM, Hart Energy, IEA, NBIM, NS Energy, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Petronas, Reuters, rp.pl, Rigzone, World Oil, WSJ.*



ORLEN

ORLEN Aviation będzie produkować energię ze słońca

ORLEN Aviation, spółka z Grupy ORLEN, za inwestuje w nowoczesną i przyjazną środowisku technologię fotowoltaiczną. Na jej budynkach biurowych w Warszawie zamontowane zostaną dwie mikroinstalacje o łącznej mocy blisko 100 kWp. Umożliwią one ORLEN Aviation zmniejszenie opłat za zakup energii elektrycznej z sieci i przyczynią się do ograniczenia emisji CO₂ do atmosfery. Inwestycja spółki wpisuje się w strategię ORLEN2030 zakładającą rozwój koncernu oparty głównie o zero- i niskoemisyjne źródła energii.

- W strategii ORLEN2030 jasno zadeklarowaliśmy, że będziemy inwestować w odnawialne źródła energii, ponieważ przybliży nas to do celu osiągnięcia neutralności emisyjnej do 2050 roku. Dotrzymujemy słowa. Jednym ze źródeł, które już intensywnie rozwijamy, jest fotowoltaika. W styczniu rozpoczęliśmy budowę farmy o mocy 20 MW w gminie Przykona, jednocześnie chcemy realizować projekty na mniejszą skalę. Wkrótce instalacja fotowoltaiczna powstanie na budynkach spółki ORLEN Aviation. Wcześniej produkcję ekologicznej energii elektrycznej na własne potrzeby rozpoczął ORLEN Projekt. Inicjatywy te to ważny krok w rozbudowie nowoczesnego, niskoemisyjnego segmentu energetycznego Grupy ORLEN – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Na budynkach biurowych ORLEN Aviation zamontowane zostaną dwie instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy blisko 100 kWp. Będą składać się w sumie z 243 paneli monokrystalicznych o mocy 400 W każdy. W pierwszym etapie, którego realizacja planowana jest w najbliższych miesiącach, zbudowana zostanie instalacja o mocy prawie 50 kWp, natomiast w drugim, przewidzianym do końca tego roku, instalacja o mocy 48 kWp.

Inwestycja ORLEN Aviation umożliwi wyprodukowanie w ciągu roku około 97 MWh energii elektrycznej, którą w całości spółka wykorzysta do zasilania własnych budynków biurowych i bazy paliw lotniczych. Pozwoli jej to zmniejszyć zakup energii pochodzącej z sieci.

W mikroinstalację fotowoltaiczną w ubiegłym roku zainwestowała już spółka ORLEN Projekt, która na dachu budynku w Płocku zamontowała 175 paneli polikrystalicznych o łącznej mocy blisko 50 kWp. Wcześniej PKN ORLEN, w ramach programu pilotażowego, zainstalował panele fotowoltaiczne mono- i polikrystaliczne o łącznej mocy ok. 180 kWp na dachach i wiatrach kilkunastu wybranych stacji paliw w Polsce.

Biuro Prasowe PKN ORLEN



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

11.02.2021 r. w głosowaniu elektronicznym została podjęta uchwała w sprawie zorganizowania XIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników w maju 2022 r. w Bóbrce oraz powołania Komitetu organizacyjnego Kongresu.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

85 lat

Krystyna Dobrzyńska z Oddziału w Warszawie II
Marian Lenart z Oddziału w Warszawie II

80 lat

Kazimierz Profus z Oddziału w Czechowicach

75 lat

Henryk Orzełek z Oddziału w Poznaniu
Julian Łuczyński z Oddziału w Pile
Marek Hoffmann z Oddziału w Warszawie II
Marian Such z Oddziału w Sanoku
Wacław Jankowski z Oddziału w Krośnie

70 lat

Teresa Hoffmann-Plewa z Oddziału w Pile
Zofia Limanówka z Oddziału w Zielonej Górze
Grażyna Masłowska z Oddziału w Zielonej Górze
Jerzy Hędrzak z Oddziału w Sanoku
Halina Kałucka z Oddziału w Łodzi
Teresa Mańko z Oddziału w Warszawie I
Kazimierz Prus z Oddziału w Warszawie II
Barbara Załuska z Oddziału w Zielonej Górze
Marek Szpilman z Oddziału w Tarnowie

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

Wspomnienie o Koledze Andrzej Frońskim

Z głębokim żalem informujemy, że zmarł: dr inż. Andrzej Froński, prof. INiG – PIB

W latach 1990–2008 Zastępca Dyrektora ds. Gazownictwa Instytutu Nafty i Gazu, wieloletni Przewodniczący Komitetu Technicznego Normalizacji nr 277 ds. Gazownictwa, członek komitetów Międzynarodowej Unii Przemysłu Gazowniczego, członek Rady Naukowej Instytutu (1976–2008). Autor ok. 100 publikacji naukowych, współtwórca 5 patentów. Odznaczony m.in. Złotym Krzyżem Zasługi (1984), Złotą Odznaką „Zasłużony dla Górnictwa RP”, Diamentową Odznaką Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

Cześć Jego pamięci!

Jan Lubaś



Dr inż. Andrzej Froński

Relacja z XXI edycji Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL



Fot. arch. ECB

W dniach 22-23 lutego br. w Warszawie, w Hotelu Sofitel Victoria odbyła się XXI edycja Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL, poświęcona perspektywom rozwoju polskiej energetyki w odniesieniu do najbliższych lat, którego głównym organizatorem jest Europejskie Centrum Biznesu.

Kongres objęty został Patronatem Honorowym przez Wiceprezesa Rady Ministrów, Ministra Aktywów Państwowych Jacka Sasina, Wiceprezesa Rady Ministrów Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii Jarosława Gowina, Ministra Klimatu Michała Kurtykę, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Rafała Gawina, Przewodniczącego Komisji Gospodarki Narodowej Krzysztofa Tchórzewskiego, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Urząd Dozoru Technicznego, Agencję Rynku Energii S.A., Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej, Krajową Izbę Biopaliw, Narodową Agencję Poszanowania Energii, Polski Komitet Energii Elektrycznej, Polskie Stowarzyszenie Elektromobilności, PTPIREE, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego, Polskie Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV, Stowarzyszenie Energii Odnawialnej, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, UPEBI. Od strony merytorycznej Kongres wspierany był przez ekspertów z firmy PwC Polska.

Podczas Kongresu odbyło się sześć paneli dyskusyjnych podejmujących tematykę transformacji energetycznej, OZE w portfolio liderów polskiego rynku, polskiego rynku energii gazu i paliw, potencjału rynku ciepła i kogeneracji, innowacji rozwoju i inwestycji w horyzoncie do 2050 roku oraz potencjału polskich wytwórców na potrzeby segmentu OZE.

XXI edycja Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL została oficjalnie zainaugurowana przez Ireneusza Zyskę Sekretarza Stanu i Pełnomocnika Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, który przedstawił uczestnikom najważniejsze wyzwania, przed jakimi obecnie stoi Polski Rząd, oraz cele jakie zostały wyznaczone dla sektora energetycznego, gazowego, ciepłowniczego i OZE w Polityce Energetycznej Państwa do 2040 r.

Po oficjalnym wystąpieniu odbyła się debata inauguracyjna zatytułowana „Transformacja energetyczna 2021”. Panel poprowadzony został przez Wojciecha Jakóbika – Redaktora Naczelnego, BiznesAlert.pl, zaś w dyskusji wzięli udział: Małgorzata Jarońska-Jedynak – Sekretarz Stanu, Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej; Janusz Kowalski – b. Sekretarz Stanu, b. Pełnomocnik Rządu ds. Reformy Nadzoru Właścicielskiego nad Spółkami Skarbu Państwa w Ministerstwie Aktywów Państwowych; Piotr Naimski – Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej; Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu, Pełnomocnik

Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii, Ministerstwo Klimatu i Środowiska; Robert Tomanek – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii; Dorota Dębińska-Pokorska – Partner, Lider Grupy Energetycznej PwC; Artur Michalski – Zastępca Prezesa Zarządu, NFOŚiGW; Igor Wasilewski – Prezes Zarządu, PERN S.A.

Prelegenci rozpoczęli dyskusję od omówienia Zielonego Ładu i Planu odbudowy dla Europy z perspektywy polskiej racji stanu i trendów globalnych w energetyce. W tym kontekście odniesiono się również do europejskiej energetyki po globalnej pandemii, w szczególności do kwestii budowy elektrowni jądrowej oraz konieczności wykorzystania gazu we wszystkich instalacjach pracujących w podstawie. Kolejna część debaty odniosła się do planów dla sektora węglowego i energetyki węglowej a także neutralności klimatycznej, w odniesieniu do priorytetowych kierunków działań Rządu. Zwrócono przy tym uwagę na podstawowe wyzwania związane z konsolidacją polskiej energetyki. Zaproszeni goście odnieśli się również do projektów NordStream 2 i Baltic Pipe. W ostatniej części dyskusji omówiono Programy NFOŚiGW przeznaczone dla rozwoju energetyki prosumenckiej, jak i również wspomniano o OZE w projektach inwestycyjnych firm energetycznych, a także energetyce jądrowej w Polsce. Starano się odpowiedzieć przy tym na pytanie, jak zapewnić akceptację społeczną dla nowego kształtu energetyki.

I Panel pt. „OZE w portfolio liderów polskiego rynku” moderowany był przez Konrada

Kosickiego – Counsel w Wolf Theiss Poland, do dyskusji zaś zasiadli: Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii, Ministerstwo Klimatu i Środowiska; Zbigniew Gryglas – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Aktywów Państwowych; Jan Biernacki – Wicedyrektor PwC; Paweł Cioch – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.; Wojciech Hann – Wiceprezes Zarządu kierujący pracami Zarządu Banku, Bank Ochrony Środowiska S.A.; Katarzyna Szwed-Lipińska – Dyrektor Departamentu Źródeł Odnawialnych, Urząd Regulacji Energetyki; Paweł Przybylski – Prezes Zarządu, Siemens Gamesa Renewable Energy; Arkadiusz Sekściński – Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju, PGNiG S.A.; Jerzy Topolski – Wiceprezes Zarządu ds. Zarządzania Majątkiem, TAURON Polska Energia S.A.; Andrzej Ziółkowski – Prezes Urzędu Dozoru Technicznego. Na początek zaproszeni goście zastanawiali się nad możliwościami komercyjnego wykorzystania paliw alternatywnych i wodoru. Pozwoliło to odnieść się szerzej do dynamiki rozwoju rynku elektromobilności w Polsce. Jednym z elementów debaty o elektromobilności była strategia rozwoju infrastruktury ładowania – czy aktualne regulacje stymulują rozwój infrastruktury. Następnie oceniono skalę projektów OZE planowanych na 2021 rok, jak i również rozwój off-shore mogący być przyszłością dla polskiego rynku OZE. W tym kontekście odniesiono się także do problematyki prosumentów, jako elementu rynku OZE i przeznaczonego dla nich Programu Mój Prąd. W debacie poruszono także kwestie OZE z perspektywy dystrybucji (działania centralne, regionalne, lokalne) oraz magazynów energii jako niezbędnego elementu dojrzałego rynku czystej energii. W ramach debaty pojawiła się także tematyka klastrów energii oraz ich szans na rozwój w koegzystencji z systemem energetycznym.



Fot. arch. ECB

II panel zatytułowany „Polski rynek energii gazu i paliw” moderowany był przez Marka Kulesę – Dyrektora Biura Towarzystwa Obrotu Energią. W debacie wzięli udział: Tomasz Grzela – Dyrektor ds. LNG i CNG, Grupa LOTOS S.A.; Grzegorz Kotte – Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.; Ireneusz Krupa – Członek Zarządu ds. Rozwoju i Inwestycji, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.; Mateusz Radecki – Wiceprezes Zarządu, PERN S.A.; Beata Wittmann – Członek Zarządu, Gas Storage Poland; Robert Zasina – Prezes Zarządu, TAURON Dystrybucja S.A.; Piotr Zawistowski – Prezes Zarządu, Towarowa Giełda Energii S.A. Prelegenci na początku podzielnili się swoimi spostrzeżeniami, jeżeli chodzi o perspektywę rozwoju wydobycia i magazynowania gazu w Polsce oraz możliwości jego importu. Stanowiło to punkt odniesienia do dyskusji o kluczowych projektach inwestycyjnych dla polskiego rynku paliw i gazu oraz o priorytetach w rozbudowie gazowej sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej. Zastanawiano się także nad

szansami rozwoju energetyki gazowej w Polsce jako „czystego” paliwa dla odbiorców indywidualnych i przemysłu. Na koniec odniesiono się do perspektyw rozwoju rynku zielonego wodoru w Polsce, infrastruktury magazynowej i jej wpływu na rozwój rynku gazu oraz paliw.

W panelu III pt. „Rynek ciepła i kogeneracji” odpowiedzialnym za moderację był Maciej Bando – b. Prezes URE, Członek Rady Programowej ECB, zaś do debaty zasiadli: Vasco Amaral Cunha – Oficer kredytowy, sektor publiczny, Polska i kraje bałtyckie, Europejski Bank Inwestycyjny; Rafał Gawin – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki; Arkadiusz Kosiel – Członek Zarządu, Dyrektor ds. Regulacji i Zarządzania Taryfami, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.; Artur Michalski – Zastępca Prezesa Zarządu, NFOŚiGW; Andrzej Modzelewski – Członek Zarządu ds. Infrastruktury, innogy Polska S.A.; Paweł Stańczak – Prezes Zarządu, PGNiG Termika S.A.; Marek Wesoly – Poseł na Sejm RP, Wiceprzewodniczący Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki. Debata w pierwszej kolejności od-



Fot. arch. ECB

niosła się do kwestii miejsca kogeneracji w założeniach Europejskiego Zielonego Ładu: RED II, nie bez znaczenia było także zagadnienie roli gazu w ciepłownictwie systemowym i indywidualnym. Następnie zastanawiano się nad możliwościami wzrostu efektywności energetycznej w procesie wytwarzaniu ciepła (elektryfikacja ciepłownictwa: kogeneracja, trigeneracja), zaś w szerszej perspektywie próbowano odpowiedzieć na pytanie jak racjonalnie przemodelować rynek ciepła. Kolejna część panelu poświęcona była skali rozwoju systemów prosumenckich i jej wpływu na ciepłownictwo sieciowe w szczególności prelegentów interesowało, czy energetyka prosumencka jest szansą, czy zagrożeniem dla rozwoju ciepła sieciowego. Na koniec uczestnicy debaty dużo uwagi poświęcili kwestii odejścia od węgla w kontekście rosnących cen EUETS oraz wpływu faktu odstąpienia od węgla na cenę ciepła u odbiorców końcowych szczególnie w mniejszych miejscowościach.

Panel IV pt. „Horyzont 2050: Rozwój, inwestycje, innowacje”, moderowała Izabella Żyglicka – Rzecznik Praw Przedsiębiorców przy Regionalnej Izbie Gospodarczej w Katowicach, Radca Prawny, Wspólnik Zarządzający, Kancelaria Żyglicka i Wspólnicy. W roli prelegentów wystąpili: Jarosław Bogacz – Prezes Zarządu, POLENERGIA OBRÓT S.A.; Jarosław Głowacki – Członek Zarządu, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, PGNiG Termika S.A.; dr inż. Wojciech Kamieniecki – Dyrektor, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju; Filip Kowalski – General Manager for Energy & Natural Resources, SAP Middle Eastern Europe; Roman Masek – Dyrektor Techniczny, BELSE Sp. z o.o.; Paweł Pisarczyk – Prezes Zarządu, Atende Industries Sp. z o.o. W pierwszej części panelu zaproszeni goście zastanawiali się nad możliwymi ścieżkami rozwoju technologii przyszłości – z jednej strony analizowano, czy wodór może stać się paliwem wykorzystywanym w dłuższej perspektywie w większej skali, z drugiej – odniesiono się do potencjału energii jądrowej pod kątem zapotrzebowania na energię w Polsce. Wnioski pozwoliły odpowiedzieć na pytanie: czy nowe technologie są uzupełnieniem czy trzonem zmian. Jednocześnie zastanawiano się nad sposobami modelowania proekologicznych zachowań oraz czy Program „Czyste powietrze” jest w stanie takie zachowania wykształcać. Druga część dyskusji odnosiła się do skutków jakie dla całej gospodarki przyniosą „Zielony Ład” a także „Transformacja energetyczna. W tym kontekście przeanalizowano podstawowe trendy rozwojowe inwestycji, finansowania projektów a także barier inwestycyjnych. Zwrócono również uwagę, że kluczowe jest także inwestowanie w innowacje, dlatego przeanalizowano Program



Fot. arch. ECB

Start-up w szczególności zastanawiano się, jak polskie przedsiębiorstwa wykorzystały potencjał i know-how rynku. Na koniec Podjęto problematykę perspektyw dla rozwoju elektromobilności.

Piąty panel został zatytułowany „Potencjał polskich wytwórców na potrzeby segmentu OZE” – w roli moderatora ponownie wystąpił Mariusz Wójcik – Kierownik Zespołu Energetyki Morskiej i Odnawialnej, ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o. zaś do dyskusji zostali zaproszeni: Włodzimierz Ehrenhalt – Wiceprezes Zarządu, Stowarzyszenie Energii Odnawialnej; Jakub Faryś – Prezes Zarządu, Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego; Ewa Malicka – Prezes Zarządu, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych; Mariusz Samordak – Dyrektor Biura Sektora Energetycznego i Technologii, Bank Gospodarstwa Krajowego; Adam Sikorski – Prezes Zarządu, UNIMOT S.A.; Janusz Sterna – Wiceprezes Zarządu Columbus Energy S.A.; Bogdan Szymański – Prezes Zarządu, Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV; dr inż. Andrzej Wiszniewski – Prezes Zarządu, Narodowa Agencja Poszanowania Energii S.A. Debata podzielona została na trzy części. W pierwszej zastanawiano się nad potencjałem polskich wytwórców komponentów instalacji OZE oraz możliwościami zostania liderem segmentu energetyki rozproszonej i prosumenckiej przez polskich producentów. W drugiej części analizowano kierunki rozwoju fotowoltaiki i e-mobility. Na koniec podniesiono temat samorządów, jako pożądanego, ale trudnego partnera biznesowego. W podsumowaniu zwrócono się do prelegentów z pytaniem, czy Polska może zostać liderem wśród producentów komponentów energetyki wiatrowej. Elementem, który zdaniem prelegentów wpływa istotnie na skalę i tempo rozwoju polskich przedsiębiorstw jest stabilność regulacji w obszarze OZE.

Swoją udział w Kongresie POWERPOL na platformie konferencyjnej online w ciągu dwóch dni zarejestrowało ok. 1500 osób.

XXI edycja Ogólnopolskiego Kongresu POWERPOL była wspierana przez liczne grono firm partnerskich oraz partnerów medialnych, które angażowały się w przygotowania wspomnianego przedsięwzięcia. Europejskie Centrum Biznesu główny organizator Kongresu pragnie szczególnie podziękować Partnerowi Energetycznemu firmie TAURON Polska Energia S.A., Partnerom Merytorycznym: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz PwC Polska, Partnerom: Bank Gospodarstwa Krajowego, Bank Ochrony Środowiska S.A., Belse Sp. z o.o., ENEA S.A., Energa Grupa Orlen, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.; PERN S.A., PGNiG S.A., PGNiG Termika S.A., Towarowa Giełda Energii S.A., Urząd Dozoru Technicznego, podziękowania należą się także Europejskiemu Bankowi Inwestycyjnemu oraz Polskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. za współpracę w ramach Kongresu.

Europejskie Centrum Biznesu dziękuje również Patronom Medialnym: Portalowi BiznesAlert.pl; Centrum Informacji o Rynku Energii CIRE.PL; Portalowi CEO.com.pl, Portalowi elektroinżynieria.pl; Portalowi Energetyka24, Magazynowi Energetyka Ciepła i Zawodowa; Portalowi energetykaciepła.pl; Magazynowi Energetyka Wodna; Portalowi Energetykon.pl; Portalowi Euractiv; Portalowi inzynieria.com; Portalowi Kierunekenergetyka.pl, Magazynowi Law Business Quality; Portalowi mBrokers; Magazynowi Nowa Energia; Portalowi Nuclear.pl; Portalowi OZEON, Portalowi Smart-Grids.pl; Portalowi środowisko.pl; Portalowi Strategie i Biznes, Magazynowi Świat Elit; Portalowi Teraz-Srodowisko.pl; Warsaw Business Journal, Wiadomościom Naftowym i Gazowniczym; Portalowi Wysokienapiecie.pl.

Tomasz Sieduszewski
Dyrektor Biura Zarządu
Europejskie Centrum Biznesu

Historie opisujące gazownictwo na Pomorzu Gdańskim



ODDZIAŁ W GDAŃSKU

Mało kto wie, że gazownictwo jest znacznie starsze od przemysłu naftowego i od elektroenergetyki. Pierwsza połowa XIX wieku przyniosła już bowiem budowę gazowni miejskich we wszystkich większych miastach na świecie.

Podobnie było w Gdańsku, kiedy to w 1819 roku powstała pierwsza gazownia i zaczęto używać gaz do celów publicznych. Gazownictwo, to przemysł, który przyniósł nową jakość życia społeczeństwa, ogólny dobrobyt, a także w znaczny sposób przyspieszył rozwój zgazyfikowanych terenów. Przez lata zmieniały się techniki i technologie produkcji, rozprowadzania i wykorzystywania gazu. Gazownictwo przeszło od epoki lokalnych, samodzielnych wytwórni do gazownictwa systemowego, powiązanego ze sobą zarówno pod względem technicznym, jak i organizacyjnym.

Dzieje i rozwój gdańskiego gazownictwa przez okres minionych 200 lat zostały zebrane i opisane w przedstawionych poniżej ośmiu już wydawnictwach. Jest to podręcznik po historii pomorskiego gazownictwa. Ocalone zostały w ten sposób od zapomnienia wydarzenia i ludzie związani z rozwojem tej branży.

Autorem wszystkich zaprezentowanych publikacji jest nasz kolega Tadeusz Gruszczyński. Jego wysiłek, wieloletnie zaangażowanie i pasja w spisywaniu historii przemysłu gazowniczego spowodowały, że są to jedyne w swoim rodzaju wydawnictwa opisujące w tak szerokim zakresie dzieje gdańskiego gazownictwa.

Publikacje dotyczące gazownictwa na Pomorzu Gdańskim

1. Gazownictwo na Pomorzu Gdańskim - część pierwsza

Publikacja wydana w 2003 roku z okazji 150. rocznicy uruchomienia gazowni gdańskiej. Opracowanie przybliża dzieje gazownictwa na Pomorzu Gdańskim, przedstawiając historię wszystkich gazowni miejskich istniejących na tym terenie, czyli w przybliżeniu na obszarze działania ówczesnego (działającego na początku XXI wie-

Tadeusz Gruszczyński – ukończył Politechnikę Gdańską z tytułem mgr inż. architekt. Przez okres 43 lat był pracownikiem Polskiej Spółki Gazownictwa Oddział Zakład Gazowniczy w Gdańsku. Wiele lat pełnił funkcję Kierownika Pracowni Projektowo-Konstrukcyjnej, tworząc ogromną ilość dokumentacji projektowej nowych obiektów – zarówno sieci gazowej, jak i budynków i budowli na potrzeby Firmy. Przed przejściem na emeryturę pracował w Dziale Zarządzania Majątkiem Sieciowym PSG, odpowiadając m.in. za zgodność budowy obiektów dystrybucyjnej sieci gazowej z wymogami Prawa Budowlanego.



Jest członkiem Stowarzyszenia od ponad 18 lat. Bardzo aktywnie uczestniczył w wielu organizowanych sympozjach naukowo-technicznych, dotyczących przemysłu gazowniczego. Od 2012 roku jest członkiem Komisji ds. Historii i Muzealnictwa przy ZG. Bardzo aktywny i zasłużony działacz PTTK Oddział Regionalny w Gdańsku w obszarze turystyki pieszej. Twórca wielu szlaków turystycznych na terenie woj. pomorskiego oraz autor przewodników turystycznych i książek krajoznawczych po tym terenie. Odznaczony m.in. Złotą Honorową Odznaką SITP NiG, tytułem Inżyniera Górniczego II stopnia, Odznaką Zasłużony dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, Odznaką Zasłużony dla Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Brązowym Krzyżem Zasługi oraz Odznaką Za Zasługi dla Turystyki.

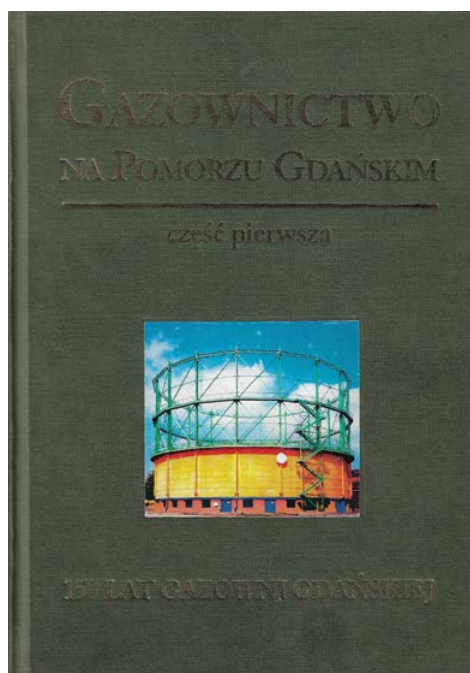
ku) Pomorskiego Zakładu Gazownictwa w Gdańsku. Pierwsza część obejmuje Gdańsk i miasta – gazownie położne w jego najbliższym otoczeniu.

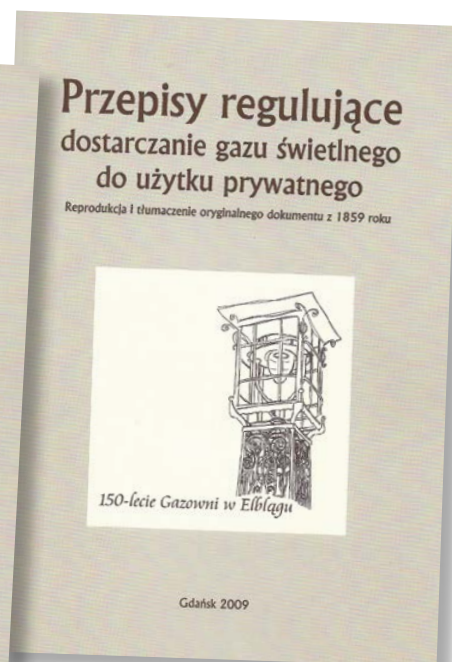
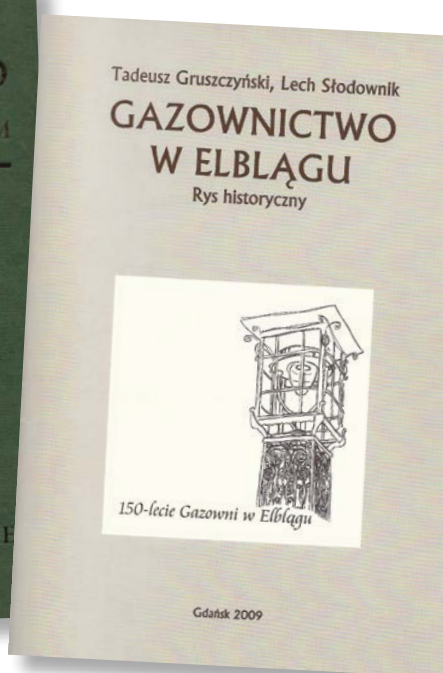
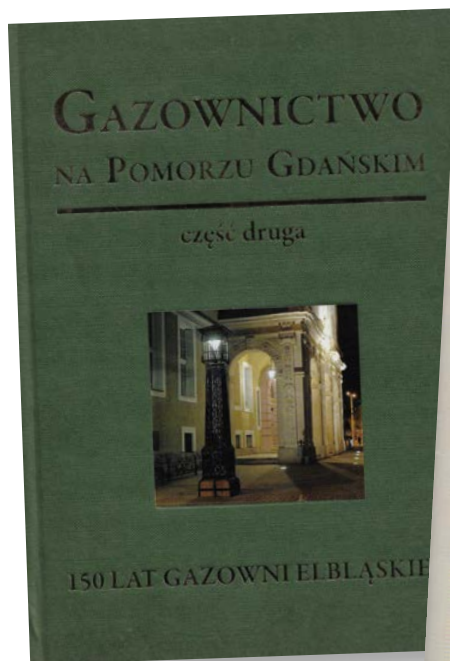
Z publikacji można się na przykład dowiedzieć, że na terenie obecnego Gdańska działały niegdyś trzy gazownie miejskie: dwie służące kolejno Gdańskowi, trzecia była gazownią w Oliwie, która na początku XX wieku stanowiła samodzielną jednostkę administracyjną. Ciekawą

nowością, którą się odnajdzie w książce, może być też fakt, że Tczew, oświetlany gazem od 1867 roku, nieco wcześniej już posiadał inną gazownię, która służyła potrzebom kolejowym. Zaskoczeniem może być opisana w publikacji historia gazownictwa malborskiego, gdzie na przestrzeni teraz już 140 lat działały dwie gazownie: pierwsza prywatna, druga miejska. Mile zaskoczy może odnotowany i trochę szerzej opisany w publikacji fakt, że nawet tak niewielkie miasta, jak Gniew i Nowy Staw, miały swoje gazownie. Najnowszą gazownią opisaną na kartach książki była wytwórnia w Gdyni, powstała jako jedna z niewielu w okresie międzywojennym. Ponadto w książce znajdują się opowieści o gazowych losach Wejherowa, Lęborka i Starogardu Gdańskiego. Także będzie można w niej przeczytać, że w latach sześćdziesiątych XX wieku była planowana budowa wielkiej gazokoksowni w Pszczółkach, która miała zastąpić wszystkie lokalne gazownie na obszarze Pomorza Gdańskiego i dalej na wschód aż po Braniewo i Pasłęk.

2. Gazownictwo na Pomorzu Gdańskim - część druga

Kontynuacja części pierwszej gazownictwa, do czego asumptem było 150-lecie gazowni w Elblągu. W wydanej





w 2009 roku części drugiej znalazły się dalsze gazownie pomorskie, w tym przede wszystkim dwie najstarsze po Gdańsku – w Elblągu i w Słupsku. Kolejna, czwarta w kolejności, gazownia na opisywanym obszarze – grudziądzka, stanowi ciekawy przypadek firmy, która jako jedna z nielicznych na ziemiach polskich, wprowadziła specjalny żeton gazowy dla uiszczania opłat za gaz. Dalsze opisane w tomie gazownie i struktury kontynuujące działalność gazowniczą znajdują się w Łasinie, Nowem, Kwidzynie, Prabutach, Suszu, Dzierzgoniu, Uście, Sławnie i Bytowie. Sporo ich, bo prawie każde pomorskie miasto miało swoją gazownię. Ta ostatnia, bytowska, była najdłuższą działającą gazownią klasyczną w regionie. Ciekawy jest przypadek gazowni prabuckiej, która po II wojnie światowej została uruchomiona bardzo późno, bo dopiero w 1956 roku. Trzeba dodać, że współautorem rozdziału elbląskiego był Lech Słodownik. Nowością w stosunku do części pierwszej są ilustracje na wklejkach, które pozwoliły pokazać więcej szczegółów budowli gazowniczych.

3. Gazownictwo w Elblągu. Rys historyczny

Publikacja ta autorstwa Tadeusza Gruszczyńskiego i Lecha Słodownika jest wydaniem samodzielnie też w roku 2009 rozdziałem z „Gazownictwa na Pomorzu Gdańskim - część druga” poświęconym gazownictwu elbląskiemu.

4. Przepisy regulujące dostarczanie gazu świetlnego do użytku prywatnego

Reprodukcja i tłumaczenie oryginalnego dokumentu z 1859 roku wydane w 2009 roku. Przepisy stanowią pierwszy zbiór zasad normujących dostarczanie gazu mieszkańcom Elbląga

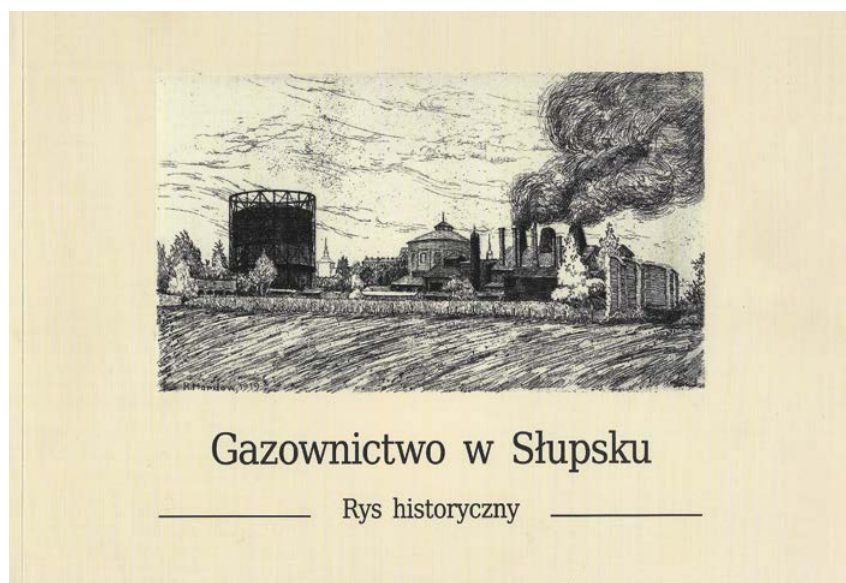
przez ówczesnie budowaną gazownię miejską. Zawierają one szczegółowe regulacje dotyczące sposobu i wysokości pobieranych opłat za gaz i gazomierz oraz opisują uwarunkowania techniczno-prawne doprowadzania gazu. Oryginalny egzemplarz Przepisów został odnaleziony przez Tadeusza Gruszczyńskiego w Archiwum Państwowym w Gdańsku. Wersję polską na podstawie tłumaczeń z języka niemieckiego opracował Tadeusz Gruszczyński.

5. Gazownictwo w Słupsku. Rys historyczny

Publikacja została wydana w roku 2012 z okazji 150. rocznicy uruchomienia gazowni w Słupsku. Miało to miejsce 17 października 1862 roku. Wydawnictwo składa się z dwóch części. Pierwsza część autorstwa Tadeusza

Gruszczyńskiego to krótki zarys dziejów słupskiego gazownictwa, będący rozszerzeniem i aktualizacją jednego z rozdziałów wydanej w 2009 roku książki „Gazownictwo na Pomorzu Gdańskim - część druga”. Druga część to reprodukcja i tłumaczenie historycznej broszury z pierwszej połowy XX wieku autorstwa Gerharda Meyera i Karlheinz Herfurtha, która ukazała się w języku niemieckim w 1937 roku z okazji 75-lecia gazowni w Słupsku. Polską wersję tej publikacji, na podstawie tłumaczenia Leszka Chmieleckiego, opracował Tadeusz Gruszczyński.

Ciekawostką publikacji jest zaprezentowanie odkrytej na nowo wersji artystycznej gazowni w postaci akwaforty Rudolfa Hardowa, przedwojennego słupskiego malarza i grafika.





6. Gazownictwo w Grudziądzu. Rys historyczny

Publikacja wydana w 2015 roku z okazji 150-lecia gazownictwa w Grudziądzu. Gazownia w Grudziądzu rozpoczęła działalność 19 sierpnia 1865 roku. Wydawnictwo przedstawia powstanie gazowni, jej rozbudowę i rozwój lokalnego miejskiego gazownictwa węglowego do roku 1974, a potem gazownictwa systemowego w Grudziądzu w oparciu o gaz ziemny do roku 2014. Wydawnictwo zaktualizowane i poszerzone w stosunku do rozdziału w drugiej części „Gazownictwa na Pomorzu Gdańskim”. Zawiera też wiele nowych ilustracji, w tym zdjęcia załogi Gazowni Miejskiej na 100-lecie i załogi Rozdzielni Gazu na 150-lecie.

7. Przepisy regulujące wykonywanie prywatnych instalacji gazowych oraz dostarczanie gazu świetlnego konsumentom gazu przez Gazownię Miejską w Grudziądzu

Zostały one wydane w lutym 1865 roku i podpisane przez przedstawicieli magistratu. Odnalezione w Bibliotece Miejskiej w Grudziądzu przez Tadeusza Gruszczyńskiego zostały przetłumaczone i opracowane przez niego, a potem wydane w 2015 roku jako reprodukcja oryginału i tłumaczenie. Przepisy stanowią pierwszy zbiór zasad normujących budowę instalacji gazowych i dostarczanie gazu mieszkańcom Grudziądza wraz z opłatami i ceną materiałów przez budowaną ówczesnie gazownię miejską.

8. Gazownia pierwszej latarni morskiej w Gdańsku Nowym Porcie. 1819-1860

Publikacja prezentuje mało znany epizod z dziejów pierwszej nieistniejącej już latarni

morskiej w Gdańsku Nowym Porcie przy ulicy Blizowej. Latarnia ta, powstała w 1758 roku, w latach 1819 - 1860 jako źródło jej światła stosowała gaz węglowy. Historia latarnianej gazowni została przedstawiona w powiązaniu z gdańskim latarnictwem morskim i na tle ówczesnego rozwoju technologicznego gazownictwa europejskiego oraz w kontekście zastosowania gazu w sygnalizacji morskiej. Zawiera dużo ilustracji, w tym mało znane, pochodzące z zagranicznych bibliotek i zbiorów.

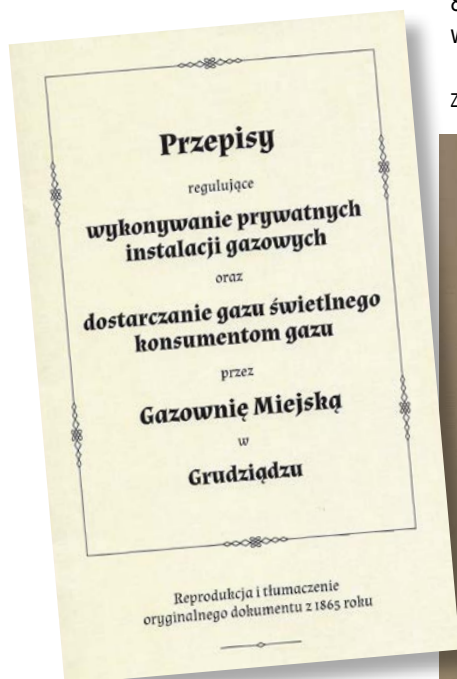
Tadeusz Gruszczyński

Małgorzata Celej

SITPNiG Oddział w Gdańsku

Zdjęcia okładek arch. SITPNiG

Oddział w Gdańsku



Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego Nr 231



W ramach Prac Naukowych INiG – PIB, pod numerem 231 ukazała się monografia autorstwa: Piotr Szewczyk, Jacek Jaworski pt.: *Analiza wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na szczelność połączeń mechanicznych wybranych elementów sieci i instalacji gazowych*.

Jak Autorzy piszą: „.... Jednym ze sposobów wykorzystania energii elektrycznej pozyskiwanej z odnawialnych źródeł energii jest produkcja wodoru, który w wyniku spalania wytwarza jedynie parę wodną. Dodanie wodoru do gazu ziemnego, a następnie jego spalanie, będzie powodowało mniejszą emisję dwutlenku węgla, sprawiając, że paliwo to stanie się bardziej przyjazne środowisku. Wodór dodawany do gazu ziemnego może być przesyłany gazociągami przesyłowymi, a następnie poprzez sieci dystrybucyjne docierać do odbiorców przemysłowych i indywidualnych. Ze względu na znacznie mniejszą gęstość wodoru od gazu ziemnego istotne jest zachowanie szczelności połączeń mechanicznych elementów sieci i instalacji gazowych. W publikacji przedstawiono wyniki prowadzonych w INiG – PIB badań wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na szczelność połączeń wybranych elementów instalacji i sieci gazowych. Według opracowanej metodyki przeprowadzono badania wybranych elementów sieci i instalacji gazowej, w których połączenia wykonywane były różnymi metodami oraz z zastosowaniem różnorodnych materiałów uszczelniających. Na podstawie przeprowadzonych badań i analizy ich wyników stwierdzono, że dodatnie 15% wodoru do metanu nie spowodowało nieszczelności łączonych elementów. Ponadto stwierdzono, że w przypadku wystąpienia nieszczelności w elementach

Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu
Państwowego Instytutu Badawczego

Nr 231



Piotr Szewczyk, Jacek Jaworski

Analiza wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego
na szczelność połączeń mechanicznych wybranych
elementów sieci i instalacji gazowych



Instytut Nafty i Gazu
Państwowy Instytut Badawczy

ISBN 978-83-65649-39-3

instalacji czy sieci gazowej mieszanka metanu z wodorem będzie wypływała szybciej niż gaz ziemny i w zamkniętych pomieszczeniach może powodować osiągnięcie w krótszym czasie dolnej granicy wybuchowości."

Książka liczy 134 strony i zawiera wykaz literatury obejmujący 55 pozycji, 42 tablice, 45 rysunków oraz 9 fotografii.

Recenzenci pracy: dr hab. inż. Andrzej Barczyński, dr inż. Krystian Liszka.

Zamówienia prosimy składać e-mailowo:
nafta-gaz@inig.pl

lub telefonicznie: 12 617 76 32.

Instytut Nafty i Gazu –
Państwowy Instytut Badawczy



20 000 haseł z zakresu poszukiwania, wiertnictwa i eksploatacji złóż węglowodorów

Jedyna polska wersja słownika „*Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production*”

Glosariusz z indeksem haseł w języku angielskim

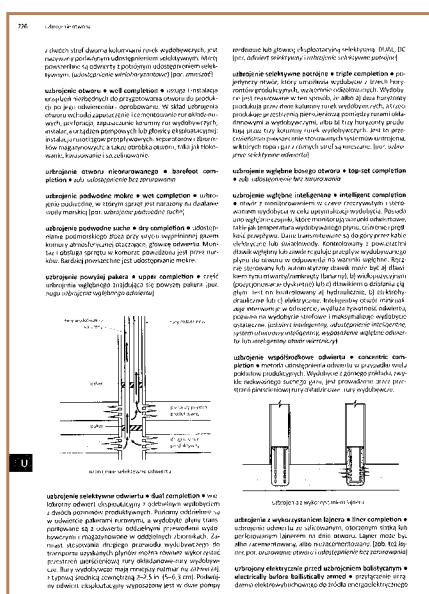
Dynamiczny rozwój branży naftowej w obszarach:

- geologii i geochemii,
- geofizyki,
- technologii wiercenia,
- modelowania złóż,
- stymulacji wydobycia węglowodorów,
- technik i technologii wydobywania ropy i gazu

spowodował pojawienie się szeregu nowych pojęć oraz terminów niemających swych odpowiedników w języku polskim.

Dlatego zaistniała potrzeba wydania polskiej wersji

„*Słownika terminologicznego z zakresu poszukiwania, wiertnictwa i eksploatacji złóż węglowodorów*”.



„*Słownik...*” został wydany w formie książkowej oraz wersji elektronicznej, jako e-book. Jest on zgodny z oryginalnym dziełem Normana J. Hyne’a wydanym przez PennWell w 2014 r. i zawiera ok. 20 000 haseł związanych z tematyką naftową. Obok haseł polskich zamieszczono też ich odpowiedniki w języku angielskim oraz Glosariusz z indeksem haseł w języku angielskim i ich znaczeniami w języku polskim.

Opracowany „*Słownik...*” powinien pozwolić nie tylko na uporządkowanie i ujednolicenie polskiej terminologii z zakresu górnictwa naftowego, lecz również na jej wzbogacenie.

Będzie on także dużym wsparciem zarówno dla pracowników branży, jak i również szerokiego grona studentów i naukowców zajmujących się tą dziedziną wiedzy.

„*Słownik terminologiczny z zakresu poszukiwania, wiertnictwa i eksploatacji złóż węglowodorów*” został wydany przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, a Głównym Partnerem jego wydania jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Serdecznie zapraszamy do zapoznania się i korzystania z powyższego wydawnictwa.

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Cena egzemplarza: 180 zł netto + 5% VAT (189 zł brutto).

Zamówienia „*Słownika...*” prosimy składać e-mailowo: nafta-gaz@inig.pl lub telefonicznie 12 6177632.



24 KONFERENCJA **GAZTERM** 2021

***Paliwa gazowe w procesie transformacji energetycznej
Polski i regionu Trójmorza.
Szczyt Gazowy Trójmorze – Ukraina.***

30 MAJA - 02 CZERWCA 2021 r. MIĘDZYDROJE
HOTEL VIENNA HOUSE AMBER BALTIC

PARTNER GŁÓWNY
KONFERENCJI



PARTNER BRANŻOWY
KONFERENCJI



PARTNER MERYTORYCZNY
KONFERENCJI



PATRON MEDIALNY



ORGANIZATOR

studio | 4u

BIURO ORGANIZACYJNE KONFERENCJI

Studio 4u, 70-782 Szczecin, ul. Leśna Polana 17, tel. kom.: +48 607 220 470, +48 602 365 879, e-mail: gazterm@gazterm.pl

www.gazterm.pl