

NR 1 (255)
styczeń
2020 r.
miesięcznik
Rok XXIII
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 BADAŃ ŚRODOWISKOWYCH

INSTYTUT NAFTY I GAZU –
PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY



Laboratorium Badań Środowiskowych INIG – PIB wykonuje **kompleksowe pomiary środowiskowe na stanowiskach pracy** w zakładach górnictwa naftowego i gazu – hałas, wibracja, oświetlenie, zapylenie oraz dla zakładów i przedsiębiorstw spoza branży naftowej.

Laboratorium Badań Środowiskowych **posiada certyfikat PCA** akredytacji Laboratorium Badawczego nr AB 493.

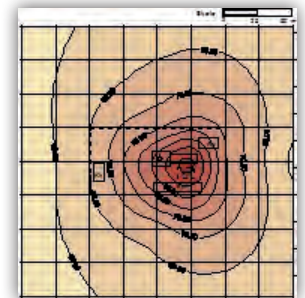
Badania w zakresie akredytacji:

- poziom hałasu na stanowiskach pracy,
- drgania mechaniczne (wibracja) o działaniu miejscowym i ogólnym,
- oświetlenie elektryczne we wnętrzach,
- hałas przemysłowy (od instalacji i urządzeń),
- pobieranie próbek w celu oceny narażenia zawodowego na pyły przemysłowe (frakcja wdychalna i frakcja respirabilna) oraz substancje nieorganiczne.



Badania **poza zakresem akredytacji:**

- hałas ultradźwiękowy w pasmach tercjowych,
- hałas infradźwiękowy,
- natężenie oświetlenia miejsc pracy na zewnątrz,
- wyznaczanie map akustycznych na podstawie pomiarów poziomu hałasu od instalacji lub urządzeń.



Laboratorium posiada wymagany zestaw aparatury pomiarowej I-szej klasy ze świadectwami wzorcowań wydawanymi przez laboratoria wzorcujące, przeszkolony personel oraz zorganizowany system zapewnienia jakości badań i pomiarów z interpretacją wyników włącznie.



analyzer dźwięku
i drgań typ SVAN 958

Kontakt:

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno

Janusz Buczek tel. 13 43 689 41 wew. 5105 e-mail: buczek@inig.pl

Zbigniew Balawajder tel. 13 43 689 41 wew. 5106 e-mail: balawajder@inig.pl





Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W bieżącym, styczniowym numerze Wiadomości Naftowych i Gazowniczych uderza różnorodność tematów i problemów – zarówno w obszarze nauki i techniki jak i w działach poświęconych wieściom z polskich firm i ukazujących aktywność Oddziałów Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

W bloku „Nauka i Technika” szczególną uwagę zwraca opracowanie naukowców z Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego poświęcone wykorzystaniu do badania zmienności litologicznej i facjalnej osrodka skalnego dwóch metod: analizy facjalnej opartej o interpretację obszaru sejsmicznego z wykorzystaniem atrybutów sejsmicznych oraz metody powiązania interpretacji sejsmicznej z interpretacją pomiarów pionowego profilowania sejsmicznego w otworach. W artykule przedstawiono przykłady interpretacji wykonanej dla różnych kompleksów litologiczno-facjalnych zapadliska przedkarpackiego, przedgórza Karpat oraz syneklizy perybałtyckiej. Autorzy sugestywnie podkreślają, że przedstawione przykłady interpretacji litofacjalnej to jeden z podstawowych elementów analizy systemu naftowego, a w powiązaniu z analizą tektoniki i rozprzestrzenienia się własności zbiornikowych basenu sedymentacyjnego i ogólną wiedzą o analizowanym obszarze – pozwalają w istotny sposób ograniczyć ryzyko poszukiwawcze.

W kolejnym artykule nasi stali współpracownicy z firm doradczych związanych z przemysłem gazowniczym dokonują pogłębionej analizy operacji napełniania i opróżniania ga-

zociągów wysokiego i średniego ciśnienia aby w konkluzji przedstawić algorytm wyznaczania czasu wykonywania tych operacji. W zamiarach autorów – przedstawione wzory i wykresy mogą być przydatne służbom dyspozytorsko-eksploatacyjnym do szybkiego i precyzyjnego wyznaczania czasu prowadzenia operacji opróżniania i napełniania gazociągów.

Również w styczniowym numerze WNIg kontynuujemy prezentację najciekawszych prac dyplomowych absolwentów uczelni wyższych z zakresu poszukiwań i eksploatacji surowców mineralnych. W cyklu „Promujemy wiedzę najlepszych”, tym razem zamieszczamy artykuł powstały na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH, a poświęcony oznaczaniu węglowodorów ciężkich C5+ z wykorzystaniem spektroskopii Ramana. Oprócz artykułu, uwagę zwraca sylwetka młodego autora: jego dotychczasowa aktywność badawcza i międzynarodowe sukcesy naukowe.

Z szerokiego pakietu informacji z polskich firm, na szczególną uwagę zasługuje materiał PGNiG Technologie S.A., ukazujący uruchomienie przez spółkę instalacji osuszania gazu ziemnego dostarczanego na terytorium Polski gazociągiem jamalskim. Podstawowym zadaniem instalacji jest osuszanie tego gazu w sytuacjach, gdy nie spełnia on parametrów jakościowych wymaganych przez krajowy system przesyłowy. Ta przeprowadzona w ekspresowym tempie inwestycja jest jedną z największych tego typu inwestycji w kraju i ma na celu zapewnienie ciągłości dostaw gazu ziemnego do Polski.

Zawarty w tym numerze Biuletyn Informacyjny SITPNIg ukazuje nasze Oddziały w działaniu: spotkanie noworoczne Oddziału w Krakowie, uroczyste posiedzenie władz Oddziału w Gdańsku (podsumowujące 2019 rok), a także wspólna „wyprawa” tarnowskich kół SITPNIg oraz PZliTS do kopalni soli w Bochni.

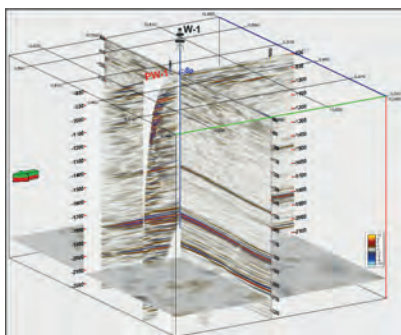
Numer zamykają reklamy i informacje o XX Jubileuszowych Mistrzostwach Polski w narciarstwie alpejskim branży gazowniczej i naftowej oraz zaproszenie na majową międzynarodową XXIII Konferencję GAZTERM, której patronem medialnym będą Wiadomości Naftowe i Gazownicze.

Ryszard Chylarecki

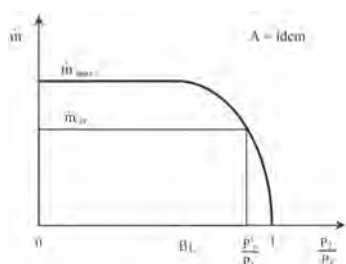


NAUKA I TECHNIKA

- Analiza zmienności litologicznej i fałdalnej kompleksów skalnych w oparciu o interpretację sejsmiczną 4



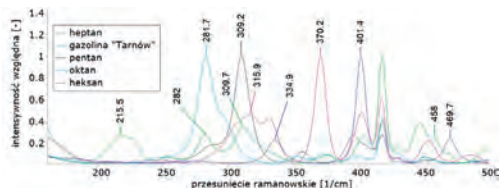
- Algorytm wyznaczania czasu napełniania oraz opróżniania gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia



- Wykaz norm opracowanych przez Komitety Techniczne działające przy Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym

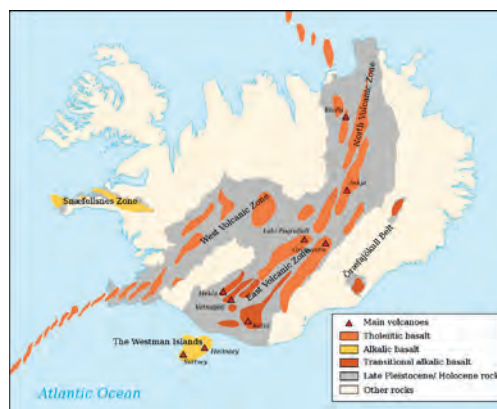
PROMUJEMY WIEDZĘ NAJLEPSZYCH

- Metodyka oznaczania węglowodorów ciężkich C5+ z wykorzystaniem spektroskopii Ramana 17



ENERGIA I GEOTERMALNA

- Potencjalne wykorzystanie morskich zasobów geotermalnych 21



10 ANALIZY I KOMENTARZE

- O jakości w łańcuchu dostaw transportowanego LNG 22

WIEŚCI Z POLSKICH FIRM

- PGNiG: priorytetem bezpieczeństwo energetyczne i wzrost wartości Spółki 23
- PGNiG Technologie S.A. uruchomiło instalację osuszania gazu 24

14 KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA

- Nowy Zarząd PGNiG SA 25
- Trzy nowe koncesje dla PGNiG w Norwegii 25
- Co przyniesie rok 2020? 25
- Mniejsze wahania cen ropy w 2019 r. 26
- ExxonMobil wycofuje się z Rumunii 27
- Wiercenia na świecie prawie bez zmian 27
- Na horyzoncie wiercenia autonomiczne 27
- Apache i Total odnoszą sukcesy w Surinamie 28
- Więcej ropy z Zatoki Perskiej w portfolio PKN ORLEN 28

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 Bernaś

SKŁAD DTP: Konrad Korona
DRUK: Drukarnia Aplus s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 2000 egz.

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

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

FOTO OKŁADKA:
str. I okł. – PMG Kosakowo. Fot. arch. PGNiG SA

- PKN ORLEN rozpoczyna projektowanie morskiej farmy wiatrowej 28
- LOTOS Norge z 2 nowymi koncesjami w Norwegii 29
- Gazownicy przyjęli Kodeks Dobrych Praktyk 29

WSPOMNIENIE

- Wspomnienie o koledze dr. inż. Zygmuncie Śliwińskim 30



DLA ZACHOWANIA PAMIĘCI.

- 25 rocznica śmierci doc. dr. inż. Stanisława Karlica 31



BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 33
- Jubileusze urodzinowe koleżanek i kolegów 33
- Spotkanie noworoczne Oddziału SITPNiG w Krakowie 34



NASZE STOWARZYSZENIE.

- Uroczyste Posiedzenie Władz Oddziału SITPNiG w Gdańsku 35



- Z górnikami do górników. Członkowie Kół SITPNiG i PZITS w Tarnowie w Kopalni Soli w Bochni 36



KONFERENCJE SYMPOZJA, TARGI.

- Konferencja Naukowo-Techniczna FORGAZ 2020 Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania, eksploatacja 38



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

Analiza zmienności litologicznej i facjalnej kompleksów skalnych w oparciu o interpretację sejsmiczną



Andrzej Urbaniec



Robert Bartoń



Aleksander Wilk



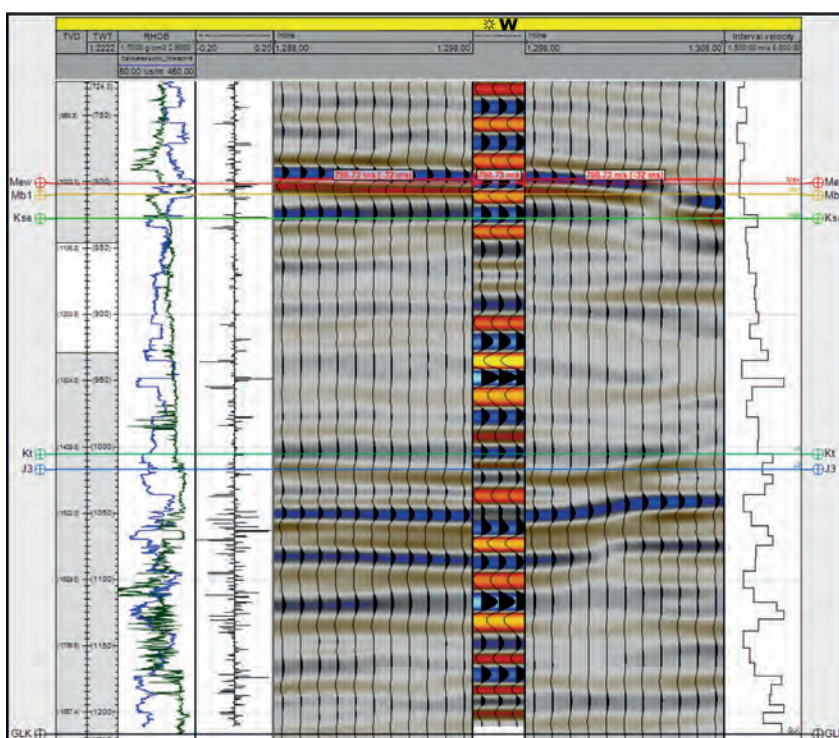
Analysis of lithological and facial variability of rock complexes based on seismic interpretation

Abstract

Detailed recognition of the lithofacial variability of rock complexes in the process of hydrocarbon exploration and appraisal is currently one of the most important issues having a significant impact on the location of wells, which may often directly translate into exploration success or lack of it. In this paper we focus on two basic methods, i.e. lithofacial analysis based on seismic image interpretation using seismic attributes and linking seismic interpretation with vertical seismic profiling (VSP) interpretation in boreholes. The paper presents examples of seismic interpretation of Miocene sediments from the Carpathian Foredeep, the carbonate formations of Upper Jurassic and Lower Cretaceous from the Carpathian Foreland, as well as clastic and carbonate sediments of the Lower Palaeozoic from the Peribaltic Syncline area.

Wstęp

Szczegółowe rozpoznanie zmienności litofacialnej kompleksów skalnych w procesie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów jest obecnie jednym z bardziej istotnych zagadnień, mających znaczący wpływ na lokalizację wierceń, co często może wprost przekładać się na sukces poszukiwawczy lub jego brak. Spośród szeregu różnych metod, pomocnych w procesie odzwierciedlenia zmienności facjalnej ośrodka skalnego, w ramach niniejszego artykułu zwrócimy uwagę na dwie podstawowe metody, tj. analizę litofacialną opartą na interpretacji obrazu sejsmicznego z wykorzystaniem atrybutów sejsmicznych oraz powiązanie interpretacji sejsmicznej z interpretacją pomiarów pionowego profilowania sejsmicznego (PPS) w otworach. W artykule przedstawiono przy-



Rysunek 1. Dowiązanie danych otworowych do danych sejsmicznych na podstawie sejsmogramu syntetycznego

kłady interpretacji sejsmicznej, wykonanej dla utworów klastycznych miocenu z obszaru zapadliska przedkarpackiego, utworów węglanowych górnej jury i dolnej kredy z rejonu przedgórza Karpat, jak również utworów klastycznych i węglanowych dolnego paleozoiku z obszaru syneklizy perybaltyckiej.

Dowiązanie pomiarów otworowych do danych sejsmicznych

Pierwszym etapem w procesie identyfikacji zmienności stratygraficznej, litologicznej i facjalnej formacji skalnych jest wykonanie interpretacji, opartej na profilowaniach geofizycznych w otworach wraz z analizą dostępnych rdzeni wiertniczych. Kolejnym krokiem jest dowiązanie pomiarów otworowych, wraz z interpretacją stratygraficzną i litologiczną, do danych

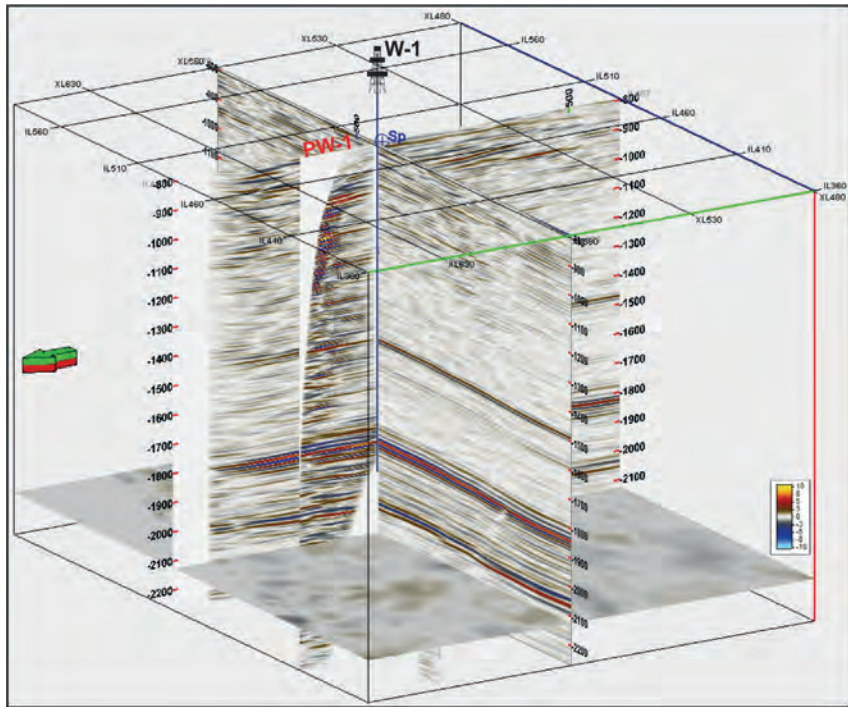
sejsmicznych. Procedura ta może być realizowana na podstawie pionowego profilowania sejsmicznego (PPS), trasy sumarycznej (wykresy typu L-plot) lub obliczonych sejsmogramów syntetycznych (Walia i in. 2005; Bartoń 2010). Spośród wymienionych metod najczęściej wykorzystuje się konstrukcję sejsmogramów syntetycznych, których wybór podyktowany jest m. in. dostępnością danych geofizycznych, głębokością odwiertów oraz ich lokalizacją w odpowiedniej odległości od profili sejsmicznych. Do obliczeń zostają użyte dostępne hodografy czasów pierwszych impulsów (prędkości średnie), profilowania prędkości (DT) i gęstości (RHOB). Przykładowe dowiązanie wybranych horyzontów sejsmicznych do danych otworowych przedstawiono na rysunku 1. Korelacja ta umożliwia przeniesienie wysokorozdzielczej

informacji z danych otworowych na dane sejsmiczne, których rozdzielczość jest zróżnicowana i zależna od metodyki pomiaru oraz procedur przetwarzania; zwykle wynosi ona od kilkunastu do kilkudziesięciu metrów.

Obliczone hodograpy z pomiarów PPS lub dane syntetyczne (DT) z profilowań otworowych są podstawowym elementem do określania właściwej relacji głębokość - czas, a tym samym dokładnej korelacji granic stratygraficznych i prędkościowych do sejsmicznych granic refleksyjnych (Bartoń 2010).

Najbardziej korzystny efekt uszczegółowienia interpretacji sejsmicznej w przestrzeni okołotworowej uzyskuje się przy wykorzystaniu pomiarów pionowego profilowania sejsmicznego (PPS). Korelacja wyników PPS (trasa sumaryczna, transformacja PPS-WPG) z pomiarami sejsmicznymi 2D/3D pozwala na poprawne zinterpretowanie zmienności litofalnej w bliskim sąsiedztwie otworu i ekstrapolację tych wydzieli na pozostały obszar badań (Bartoń 2016; Bartoń i Urbaniec 2018) (rys. 2).

Dodatkową zaletą pomiarów PPS jest możliwość ich wykorzystania do poszerzenia widma częstotliwościowego standardowej sekcji sejsmicznej w oparciu o dekonwolucję typu *shape filter*, która umożliwia uzyskanie większej rozdzielczości pola falowego. W wyniku zastosowania tej procedury uzyskujemy bardziej precyzyjną korelację pomiędzy profilowaniami geofizyki otworowej a sekcją sejsmiczną, która w lepszym stopniu odwzorowuje zmienność litologiczną w profilu otworu.

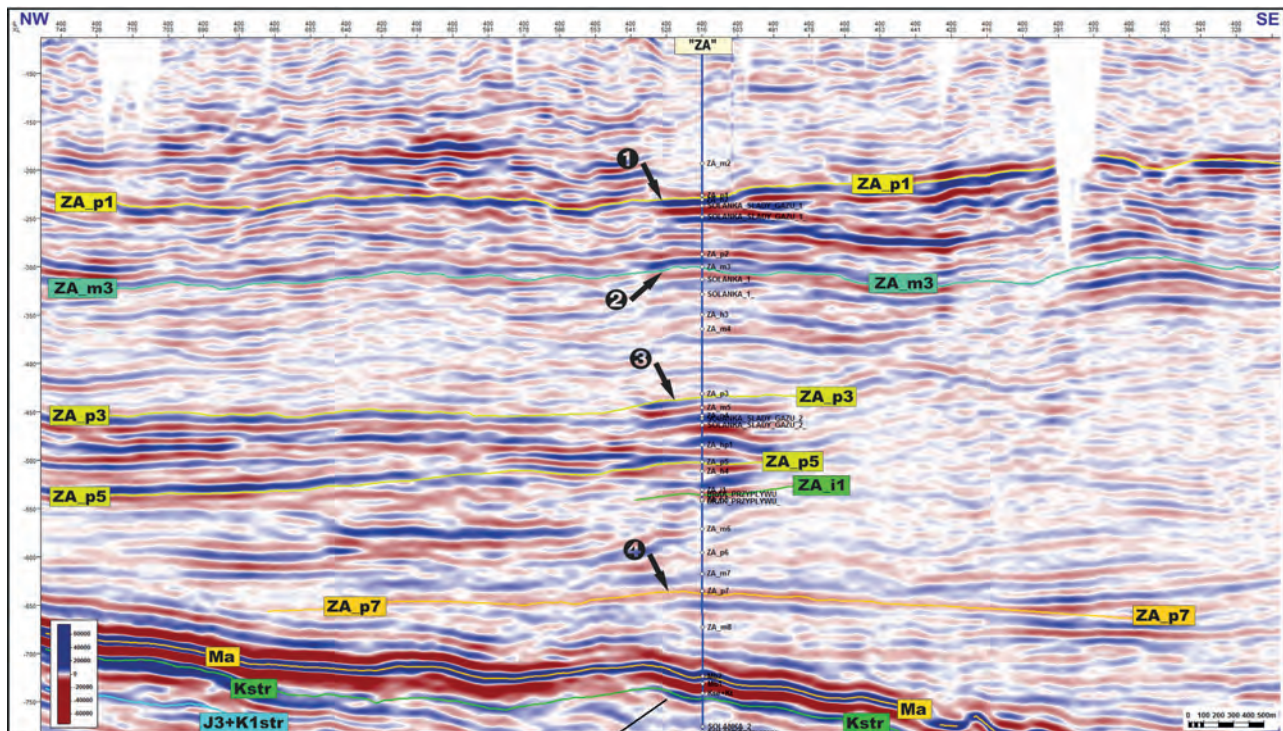


Rysunek 2. Przestrzenna wizualizacja profili sejsmicznych zintegrowanych z transformacją PPS-WPG dla offsetowego punktu wzbudzenia PW-1 (Bartoń i Urbaniec 2018)

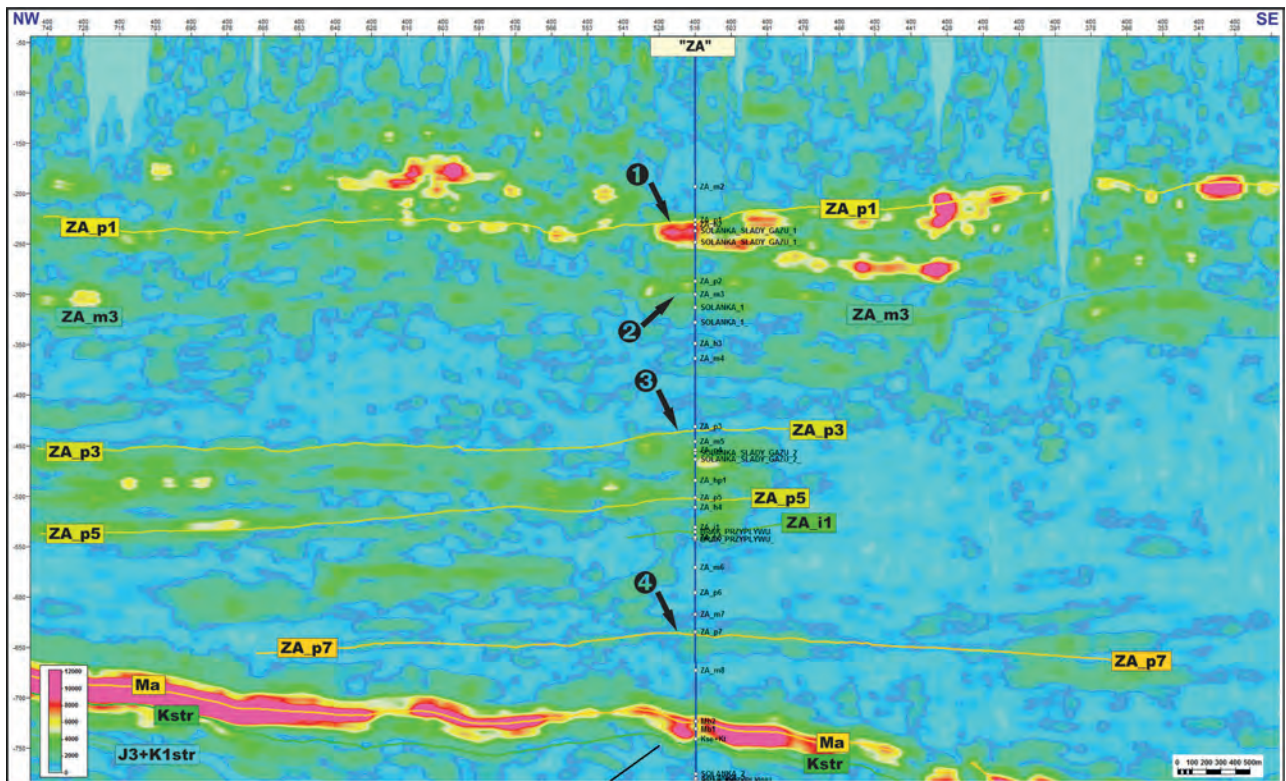
Przykłady analizy litofalnej kompleksów skał klastycznych

Jednym z głównych kryteriów analizy falcjalnej w utworach klastycznych jest zmienność litologiczna, związana bezpośrednio z udziałem osadów poszczególnych frakcji. Zgodnie z tym schematem wyróżniane są najczęściej facje: ilasta, mułowcowa, piaszczysta i zlepieńcowa, a także facje heterolitowe, tj. heterolity z prze-

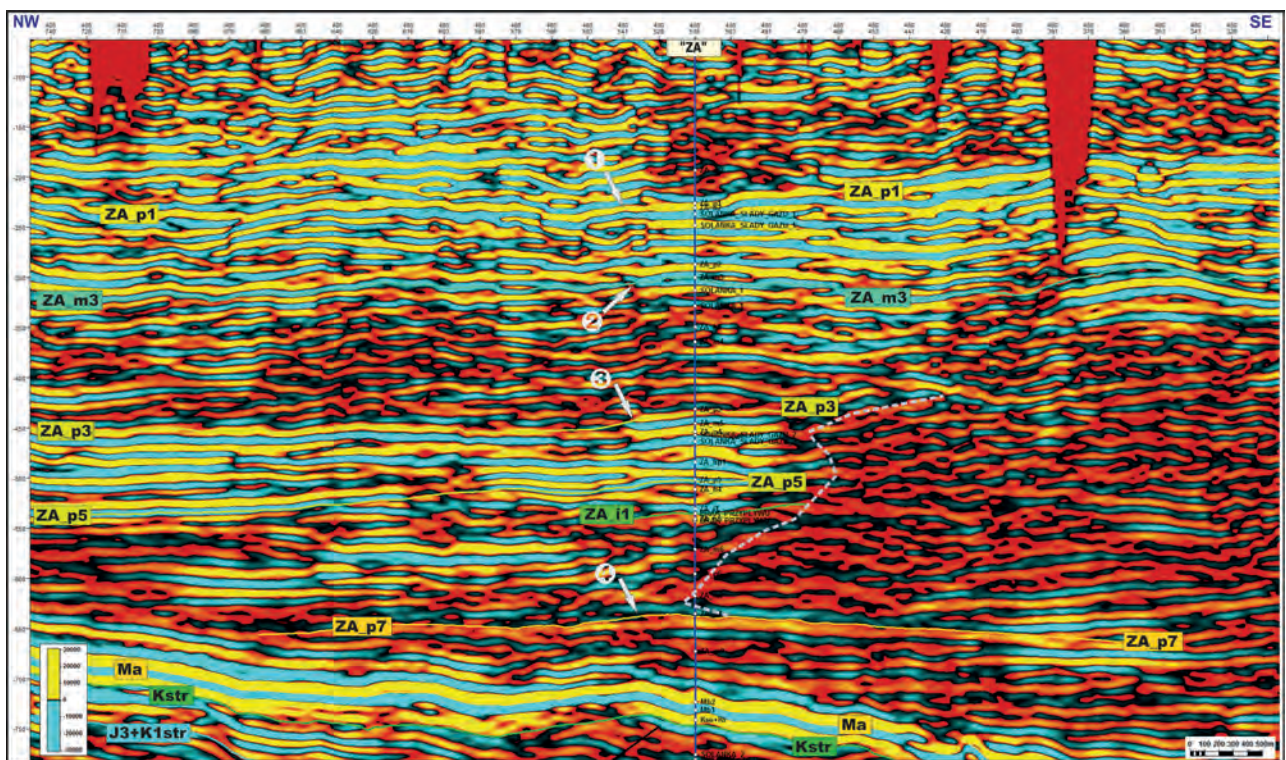
wagą mułowców, heterolity piaszczysto-mułowcowe (o podobnych proporcjach mułowców i piaszczystych) oraz heterolity z przewagą piaszczystych (np. Lis i Wysocka 2012). Poza litologią, w interpretacji litofalnej często bierze się pod uwagę również takie elementy jak struktury sedymentacyjne, charakter procesów depozycji i paleośrodowisko, właściwości zbiornikowe, cechy biogeniczne i inne (np. Dziadzio 2000;



Rysunek 3. Czasowy przekrój sejsmiczny w wersji atrybutu Time Gain; 1-strop kompleksu piaszczystego ZA_p1, 2- spąg kompleksu piaszczystego ZA_p2, 3-strop kompleksu piaszczystego ZA_p3, 4-strop kompleksu piaszczystego ZA_p7



Rysunek 4. Czasowy przekrój sejsmiczny w wersji atrybutu RMS Amplitude; objaśnienia jak na rys. 3

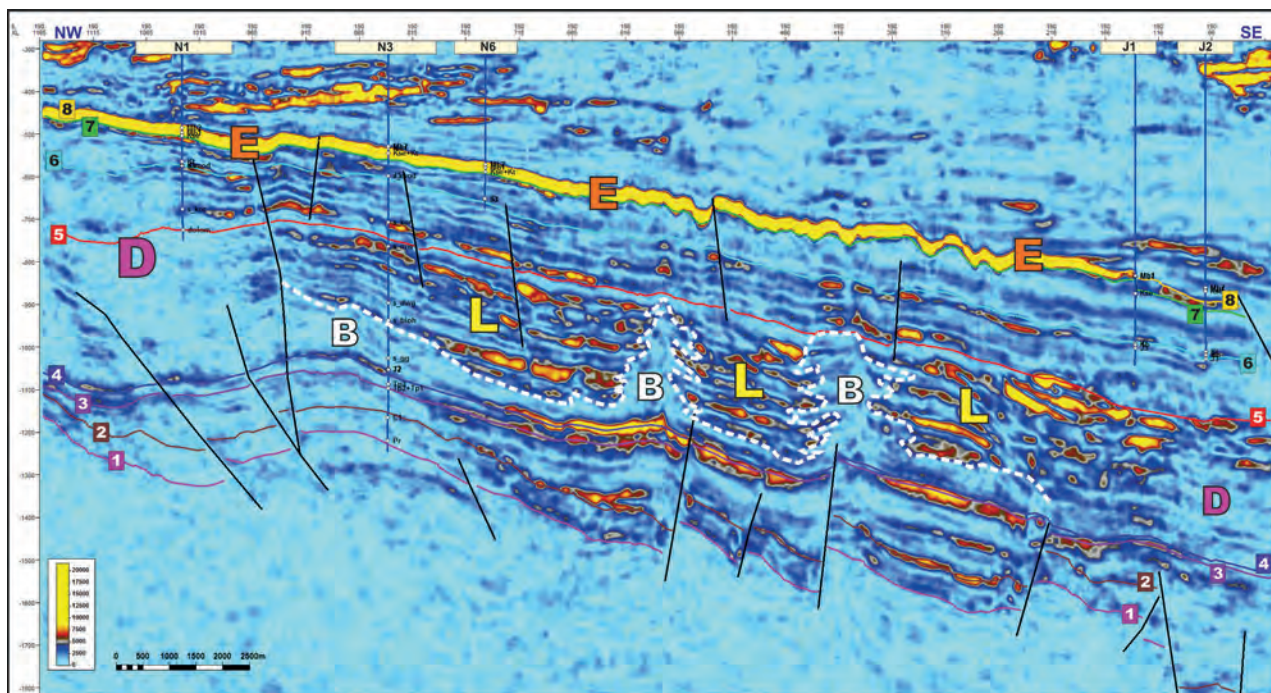


Rysunek 5. Czasowy przekrój sejsmiczny w wersji atrybutu First Derivative; objaśnienia jak na rys. 3

Myśliwiec 2004; Jasionowski 2006; Krzywiec i in. 2008; Paszkowski i in. 2009). W omówionym poniżej przykładzie z obszaru centralnej części zapadliska przedkarpacciego głównym kryterium wyróżnienia kompleksów fałdalnych była zmienność litologiczna, dodatkowo brano pod uwagę inne kryteria, takie jak właściwości zbiornikowe oraz rodzaj nasycenia mediami zło-

żowymi (vide Urbaniec i in. 2019). Na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzono, że najwyraźniej w obrazie sejsmicznym zaznaczają się strefy dużych zmian litologicznych, jak np. kontakty kompleksów mułowcowych lub heterolitowych z kompleksami piaszczystymi. Dobrze widoczne są również strefy zmian właściwości zbiornikowych i nasycień mediami złożowymi,

jak np. kontakt nasycenych węglowodorami mułowców z zalegającymi poniżej piaskowcami o dobrych właściwościach zbiornikowych nasycenymi wodami złożowymi. Wyraźnie zaznacza się również kontakt mułowców o lepszych parametrach zbiornikowych, nasycenych gazem ziemnym, z mułowcami lub heterolitami cechującymi się gorszymi parametrami zbiorni-



Rysunek 6. Czasowy przekrój sejsmiczny w wersji atrybutu Envelope; linią przerywaną zaznaczono strop serii biohermowej; 1. strop neoproterozoiku, 2. strop karbonu, 3. strop pstrego piaskowca środkowego i dolnego, 4. spąg jury, 5. granica wewnątrzjurska, 6. strop górnej jury i dolnej kredy, 7. strop kredy górnej, 8. strop serii ewaporatowej badenu; B – budowie organiczne, D – strefy regionalnej dolomityzacji, E – ewaporaty badenu, L – osady facji uławiconych

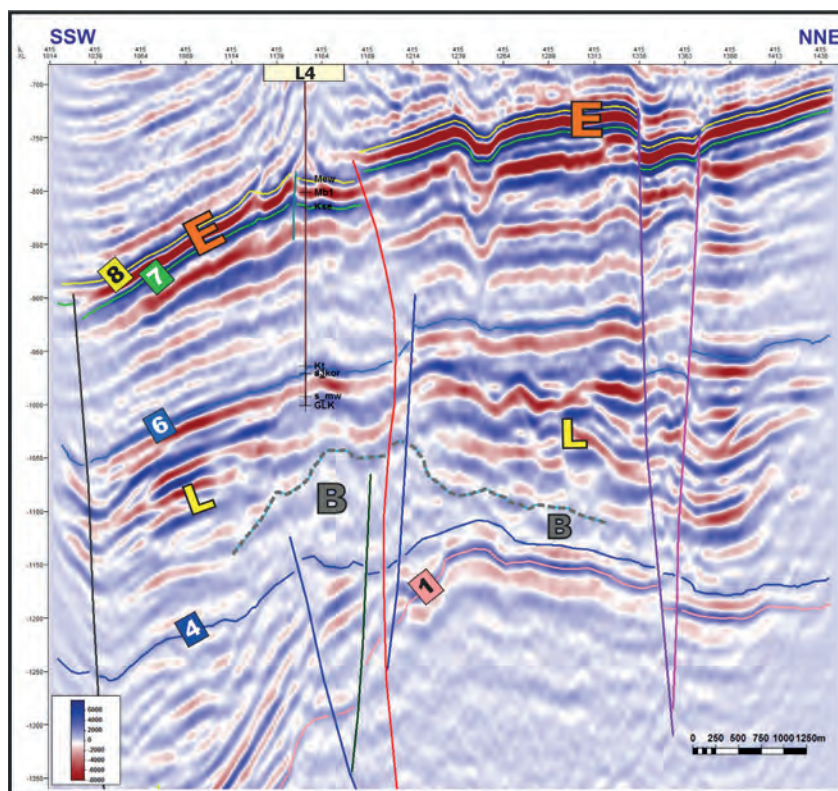
kowymi. Zmienność tą wyraźnie dokumentują wybrane atrybuty sejsmiczne, takie jak np. *Time Gain* (rys. 3) czy *RMS Amplitude* (rys. 4). W przypadku wspomnianego atrybutu *Time Gain*, skutkującego wzmocnieniem amplitudy z czasem, obraz sejsmiczny staje się zdecydowanie bardziej kontrastowy. Mięszsze kompleksy mułowcowe lub heterolitowe z przewagą mułowców w obrazie sejsmicznym cechują się najczęściej dosyć monotonnym niskoamplitudowym zapisem oraz zdecydowanie mniejszą ciągłością refleksów (rys. 3-4) w odróżnieniu od kompleksów piaszczystych. Uwagę zwraca również strefa dosyć gwałtownych zmian facjalnych w środkowej części profilu miocenu (zaznaczona na rys. 5 przerywaną linią), zlokalizowana na SE od otworu „ZA”. W strefie tej zanika część korelowanych horyzontów sejsmicznych, związanych z facjami piaszczystymi, zidentyfikowanymi we wspomnianym otworze, a w ich miejsce pojawiają się najprawdopodobniej utwory drobnoklastyczne (nierozpoznane wiertniczo). Ten kontrast w zapisie sejsmicznym uwypuklony został w wersjach atrybutów *RMS Amplitude* (rys. 4) oraz *First Derivative* (rys. 5).

Przykłady analizy litofacjalnej kompleksów skał węglanowych

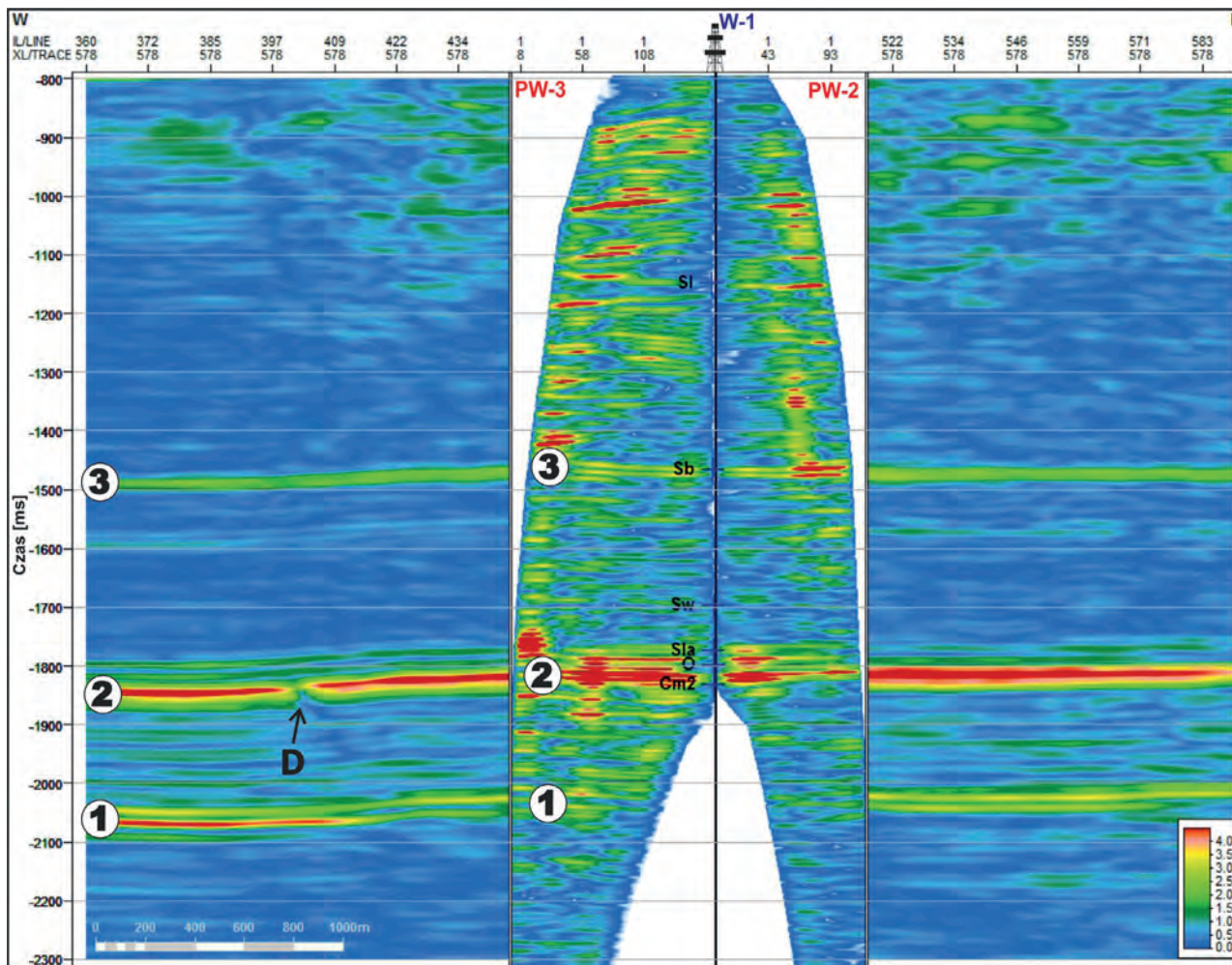
Kompleksy skał węglanowych są często znacznie trudniejsze w interpretacji sejsmicznej niż skały klastyczne, ze względu na dużą i nieprzewidywalną zmienność różnych parametrów, takich jak litologia, właściwości zbiornikowe czy szczelinywatość. W podanych poniżej przykła-

dach z obszaru przedgórza Karpat analizie podano mięszszą serię skał węglanowych (o miąższościach przekraczających miejscami 1000 m) wieku późnojurajskiego i wczesnokredowego (vide m. in. Morycowa i Moryc 1976, 2011; Olszewska 1999, 2001, 2004; Urbaniec i Świetlik 2003; Gutowski i in. 2007; Matyja i Barski 2007;

Matyja 2009; Urbaniec i in. 2010; Olszewska i in. 2012). Przeprowadzona analiza atrybutów sejsmicznych pozwoliła m. in. na wskazanie miejsc, w których rozwijały się kompleksy biohermowe (seria wielkich bioherm gąbkowo-mikrobiałnych według schematu Gutowskiego i in., 2007) (rys. 6-7), bądź też stref regionalnej



Rysunek 7. Czasowy przekrój sejsmiczny w wersji atrybutu Time Gain; linią przerywaną zaznaczono strop serii biohermowej; pozostałe objaśnienia jak na rys. 6



Rysunek 8. Zestawienie profilu sejsmicznego z transformacjami PPS-WPG dla PW-3 i PW-2 – odtworzenie w wersji atrybutu RMS Amplitude; 1-kontakt podłoża krystalicznego z kompleksem skał osadowych najwyższego ediakaru i kambru, 2-formacja wapieni z Kopalina, 3-ogniwo Redy, D-nieciągłość wynikająca z obecności płaszczyny dyslokacji

dolomityzacji, które w obrazie sejsmicznym na ogół zapisują się w bardzo podobny sposób jak utwory biohermowe (rys. 6). Jednocześnie na podstawie analizy wyodrębniono strefy rozwoju osadów facji uławiconych (rys. 6-7), tj. utworów należących do serii detrytycznych wapieni gąbkowych oraz serii marglisto-wapiennej zgodnie z podziałem litostratigraficznym Gutowskiego i in., 2007. Wyższe wartości i zakresy zmienności amplitudy, obserwowane w obrębie wspomnianych wyżej serii, tłumaczyć można dużą zmiennością litologiczną tych ogniw, wynikającą z regularnego przewarstwiania się poziomów margli i wapieni. Potwierdzają to dane z otworów wiertniczych w postaci materiału rdzeniowego, jak również interpretacja profilowań geofizyki otworowej.

Zintegrowana interpretacja litofacjalna pomiarów PPS i danych sejsmicznych

Wykorzystanie pomiarów PPS (trasa sumaryczna, transformacja PPS-WPG) w wielu przypadkach pozwala w dużym stopniu uszczegółwić interpretację ośrodka skalnego

ze względu na wyższą rozdzielczość i specyfikę tego pomiaru. W prezentowanym poniżej przykładzie dotyczącym utworów najwyższego prekambru i dolnego paleozoiku z obszaru syneklizy perybałtyckiej analiza atrybutów sejsmicznych uwypukliła trzy horyzonty o wyraźnej podwyższonej wartości amplitudy, tj. spągową część formacji smołdzińskiej, formację wapieni z Kopalina oraz ogniwo Redy (Bartoń i Urbaniec 2018). Analiza obrazu PPS w wersji atrybutu *RMS Amplitude* wykazała, że pakiet refleksów odpowiadający formacji z Kopalina nie jest tak jednorodny, jak wskazuje to obraz na profilu sejsmicznym (rys. 8). Zmienność zapisu bardziej rozdzielczego obrazu PPS wyraźnie dostrzegalna jest zarówno w profilu pionowym jak i lateralnie, co można przypuszczalnie wiązać ze zmienną zawartością minerałów węglanowych w obrębie formacji.

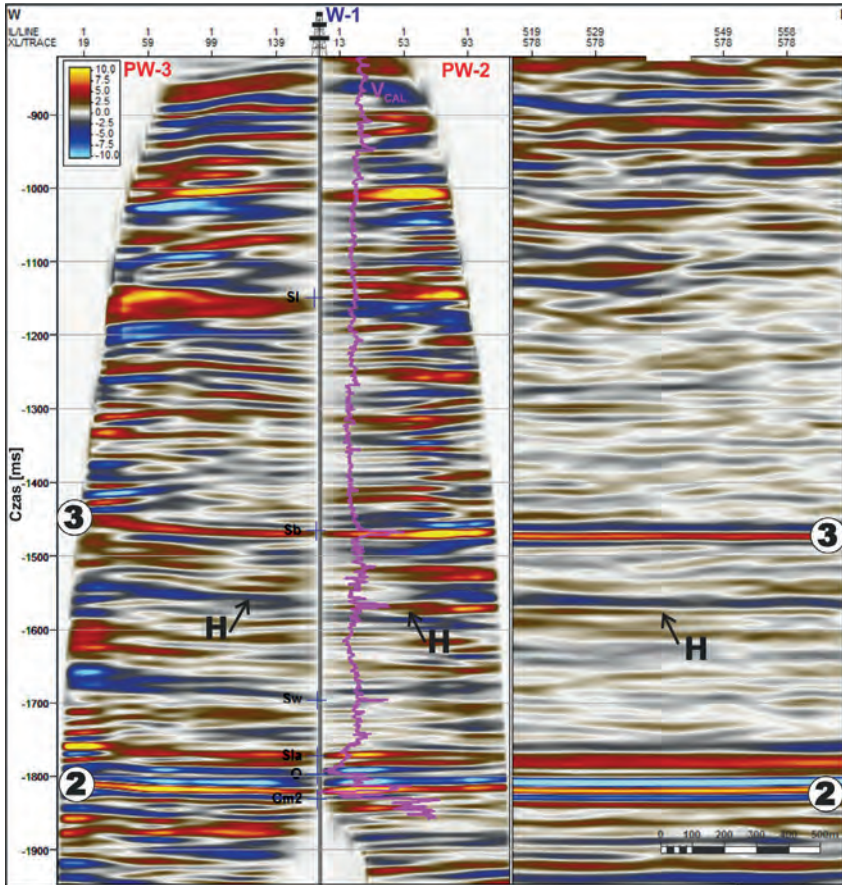
Analiza atrybutu *Relative acoustic impedance* umożliwiła szczegółowe prześledzenie zmian w dynamice refleksów na sekcji sejsmicznej oraz na transformacjach PPS-WPG. Stwierdzono, że zmienność dynamiki refleksów odpowiada różnicowanej zawartości minerałów węglanowych

w profilu utworów syluru, co potwierdzone zostało profilowaniem zawartości minerałów węglanowych w otworze W-1 (rys. 9).

Wnioski

Przedstawione przykłady interpretacji litofacjalnej, wykonanej dla wybranych formacji skalnych z obszaru Polski, dokumentują możliwości szczegółowego odzwierciedlenia zmienności wybranych parametrów w obrębie tych formacji, ściśle powiązanych m. in. z litologią, środowiskiem sedymentacji i historią procesów diagenetycznych. Jest to jeden z podstawowych elementów analizy systemu naftowego. Możliwie najbardziej precyzyjne odtworzenie tych elementów stanowi niezbędną podstawę, konieczną do dalszej analizy, mającej na celu wytypowanie obiektów perspektywicznych, a następnie charakterystykę potencjalnych pułapek złożowych dla akumulacji węglowodorów.

Prawidłowa interpretacja obrazu sejsmicznego, w powiązaniu z analizą tektoniki i rozprzestrzenienia właściwości zbiornikowych (najczęściej ściśle uzależnionego od rozkładu facji



Rysunek 9. Zestawienie transformacji PW-3 i PW-2 z profilowaniem zawartości minerałów węglanowych (Vcal) w otworze W-1 – odtworzenie w wersji atrybutu Relative acoustic impedance; H- horyzont o nieco większej zawartości węglanów w obrębie formacji z Kociewia, pozostałe objaśnienia jak na rys. 8

w basenie sedimentacyjnym), a także ogólną wiedzę o analizowanym rejonie, pozwala w dużym stopniu ograniczać ryzyko poszukiwawcze, jak również pomaga w stworzeniu wiarygodnego rankingu obiektów perspektywicznych, na podstawie którego podejmuje się decyzje o kolejności ich rozwiercania, jak również lokalizacji otworów poszukiwawczych i rozpoznawczych w obrębie wyinterpretowanych pułapek.

Literatura

1. Bartoń R., 2010. Zastosowanie pomiarów PPS 3C do szczegółowego odwzorowania i interpretacji strefy okołotworowej. *Nafta-Gaz*, 7: 561-572.
2. Bartoń R., 2016. Zastosowanie prędkości interwałowych PPS do modelowania ośrodka geologicznego. *Nafta-Gaz*, 3: 155-163.
3. Bartoń R., Urbaniec A., 2018 - Wykorzystanie pomiarów PPS do uszczegółowienia interpretacji sejsmicznej 3D na przykładzie utworów dolnego paleozoiku. *Nafta-Gaz*, 9: 655-668.
4. Działo P., 2000. Sekwencje depozycyjne w utworach badenu i sarmatu w SE części zapadliska przedkarpackiego. *Przegląd Geologiczny*, 48(12): 1124-1138.
5. Gutowski J., Urbaniec A., Złonkiewicz Z., Bobrek L., Świetlik B., Gliniak P., 2007. *Stratygrafia gór-*

nej jury i dolnej kredy środkowej części przedpola polskich Karpat. *Biuletyn Państw. Inst. Geol.*, 426: 1-26.

6. Jasionowski M., 2006. *Facie i geochemia dolnosarmackich raf z północnych obrzeży Paratejdy na Roztoczu (Polska) i Miodoborach (Ukraina): implikacje paleośrodowiskowe*. *Przegląd Geologiczny*, 54(5): 445-454.
7. Krzywiec P., Wysocka A., Oszczypko N., Mastalerz K., Papiernik B., Wróbel G., Oszczypko-Clowes M., Aleksandrowski P., Madej K., Kijewska S., 2008. *Ewolucja utworów mioceńskich zapadliska przedkarpackiego w rejonie Rzeszowa (obszar zdjęcia sejsmicznego 3D Sokołów – Smolarzyny)*. *Przegląd Geologiczny*, 56(3), 232-244.
8. Lis P., Wysocka A., 2012. *Middle Miocene deposits in Carpathian Foredeep: Facies analysis and implications for hydrocarbon reservoir prospecting*. *Ann. Soc. Geol. Polon.*, 82: 239-253.
9. Matyja B.A., 2009. *Development of the Mid-Polish Trough versus Late Jurassic evolution in the Carpathian Foredeep area*. *Geological Quarterly*, 53(1): 49-62.
10. Matyja B.A., Barski M., 2007. *Stratygrafia górnej jury podłoża zapadliska przedkarpackiego*. *Tomy Jurajskie*, 4: 39-50.
11. Morycowa E., Moryc W., 1976. *Rozwój utwo-*

rów jurajskich na przedgórzu Karpat w rejonie Dąbrowy Tarnowskiej – Szczucina. *Rocznik Pol. Tow. Geol.*, 46(1-2): 231-288.

12. Morycowa E., Moryc W., 2011. *Górnourajsko - ?dolnokredowy kompleks węglanowy w rejonie Dąbrowy Tarnowskiej - Szczucina (przedgórze Karpat)*. *Biuletyn Państw. Inst. Geol.*, 447: 25-48.
13. Myśliwiec M., 2004. *Mioceńskie skały zbiornikowe zapadliska przedkarpackiego*. *Przegląd Geologiczny*, 52(7), 581-592.
14. Olszewska B., 1999. *Thin sections microbiostratigraphy of the well Zagórzycze 6*. *Biuletyn Państw. Inst. Geol.*, 387: 149-153.
15. Olszewska B., 2001. *Stratygrafia malmu i neokomu podłoża Karpat fliszowych i zapadliska w świetle nowych danych mikropaleontologicznych*. *Przegląd Geologiczny*, 49(5): 451.
16. Olszewska B., 2004. *Próba korelacji wydziałów litostratigraficznych górnej jury w podłożu Karpat zewnętrznych i zapadliska na podstawie mikroskamieniałości*. *Tomy Jurajskie*, 2: 165.
17. Olszewska B., Matyszkiewicz J., Król K., Krajewski M., 2012. *Correlation of the Upper Jurassic – Cretaceous epicontinental sediments in southern Poland and southwestern Ukraine based on thin sections*. *Biuletyn Państw. Inst. Geol.*, 453: 29-80.
18. Paszkowski M., Porębski S.J., Warchoń M., 2009. *Koncepcja projektu otworu kierunkowego w mioceńskich utworach zapadliska przedkarpackiego*. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*: 3(131), 4-13.
19. Urbaniec A., Bobrek L., Świetlik B., 2010. *Litostratygrafia i charakterystyka mikropaleontologiczna utworów kredy dolnej w środkowej części przedgórza Karpat*. *Przegląd Geologiczny*, 58(12): 1161-1175.
20. Urbaniec A., Stadtmüller M., Bartoń R., 2019. *Possibility of a more detailed seismic interpretation within the Miocene formations of the Carpathian Foredeep based on the well logs interpretation*. *Nafta-Gaz*, 9: 527-544.
21. Urbaniec A., Świetlik B., 2003. *Weryfikacja stratygrafii utworów wyższej górnej jury i niższej dolnej kredy w środkowej części przedgórza Karpat w świetle nowych danych mikropaleontologicznych*. *Tomy Jurajskie*, 1: 105-110.
22. Walia R., Brandt K., Duthie R., Whittaker R., Malterre E., Bell P., 2005. *New concepts for borehole and VSP data integration in seismic data processing*. *First Break*, 23(6): 83-87.

Andrzej Urbaniec
Robert Bartoń
Aleksander Wilk
Instytut Nafty i Gazu
– Państwowy Instytut Badawczy

Algorytm wyznaczania czasu napełniania oraz opróżniania gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia



Andrzej Barczyński



Paweł Barczyński

Calculation algorithm of filling and blow-off time for high and middle pressure gas piping

Abstract

The article provides algorithms for calculating the time of filling and emptying gas pipelines, taking into account the composition, pressure, temperature and compressibility of gas as well as geometric parameters of the gas pipeline. The presented formulas and diagrams can be useful for dispatch and operation services, allowing for quick and precise determination of the time of conducting the operations of emptying and filling of gas pipelines.

Streszczenie

W artykule podano algorytmy do obliczenia czasu napełniania i opróżniania gazociągów z uwzględnieniem składu, ciśnienia, temperatury i ściśliwości gazu oraz parametrów geometrycznych gazociągu. Przedstawione wzory i wykresy mogą być przydatne dla służb dyspozytorsko - eksploatacyjnych, umożliwiając szybkie i precyzyjne wyznaczenie czasu prowadzenia operacji opróżniania i napełniania gazociągów.

Wstęp

W wielu pracach eksploatacyjnych prowadzonych na gazociągach wysokiego i średniego ciśnienia występują operacje związane z ich napełnianiem lub opróżnianiem [4,5]. Na podstawie praw wynikających z termodynamiki (przepływ gazów ściśliwych) opracowano odpowiednie wzory dla przepływów krytycznych i podkrytycznych dla gazów ziemnych pozwalające na obliczenie czasu napełniania i opróżniania gazociągów z uwzględnieniem składu, ciśnienia, temperatury i ściśliwości gazu oraz

parametrów geometrycznych gazociągu. Wzory te posłużyły do opracowywania odpowiedniego algorytmu i programu komputerowego.

Podano również wykresy dla typowych przypadków eksploatacyjnych przy napełnianiu i opróżnianiu gazociągów.

Zarówno program komputerowy jak i przedstawione wykresy mogą być przydatne dla służb dyspozytorsko - eksploatacyjnych, pozwalając na szybkie i precyzyjne wyznaczenie czasu prowadzenia operacji opróżniania i napełniania gazociągów.

Podstawowe wzory

Przepływ gazu przez otwór o powierzchni A można z pewnym przybliżeniem przyrównać do przepływu gazu przez dyszę Bendemanna [1,2].

Przepływ ten jest charakteryzowany przez krytyczny stosunek ciśnień β_L .

$$\beta_L = \left(\frac{2}{\kappa+1}\right)^{\frac{\kappa}{\kappa-1}}$$

gdzie: κ – wykładnik adiabaty

Dla gazu ziemnego krytyczny stosunek wynosi około $\beta_L = 0,544$.

Masa strumienia gazu w zależności od stosunku ciśnienia za i przed króćcem zasilającym (wydmuchowym) p_2/p_1 zmienia się wg. krzywej podanej na rys. 1.

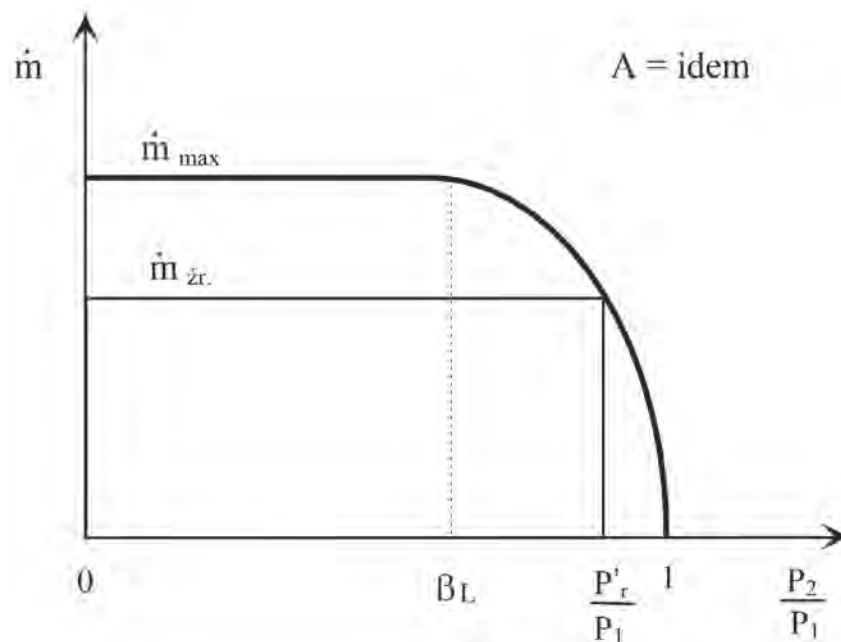
W przypadku gdy stosunek $\frac{p_2}{p_1} \leq \beta_L$

prędkość gazu w otworze będzie równa prędkości dźwięku i stąd masowy strumień gazu będzie wielkością stałą.

W tym przypadku masowy strumień gazu można obliczyć wg wzoru

$$\dot{m}_{\max} = A^* \varphi_{\max} \sqrt{p^* \rho_g}$$

$$\varphi_{\max} = \sqrt{2 \frac{\kappa}{\kappa+1} \left(\frac{2}{\kappa+1}\right)^{\frac{1}{\kappa-1}}}$$



Rys. 1. Masowy strumień gazu przy zmiennym stosunku ciśnień.

gdzie:

p_1 – ciśnienie przed otworem
 r_g – gęstość gazu

W przypadku gdy: $p_2/p_1 > \beta_L$
 strumień masowy gazu przepływającego przez otwór o powierzchni A będzie można w przybliżeniu zastąpić równaniem elipsy:

$$\dot{m} = \dot{m}_{\max} \sqrt{1 - \left(\frac{p_2 - \beta_L * p_1}{p_1 - \beta_L * p_1} \right)^2}$$

Do powyższych wzorów należałoby wprowadzić dodatkowo współczynnik poprawkowy α wynikający z oporów przepływu gazu przez króciec wydmuchowy (zasilający) do gazociągu. W celu wyznaczenia czasu napełniania (opróżniania) gazociągu od ciśnienia p_1 do p_2 należy podzielić go na dwa zakresy:

- zakres I (czas $\Delta \tau_1$)
 przepływ odbywa się z prędkością krytyczną (dźwięku) tzn. od ciśnienia p_1 do ciśnienia $p_2 = \beta_L p_1$ i wtedy czas opróżniania (napełniania) można wyznaczyć ze wzoru:

$$\Delta \tau_1 = \frac{V_{zr}}{\alpha * \varphi_{\max} * A * \sqrt{Z_{sr} * R * T_g}} * \ln \frac{p_2}{p_1} \quad (1)$$

gdzie:

V_n – objętość gazociągu
 α – współczynnik oporu
 R – stała gazowa
 A – przekrój króćca wydmuchowego (zasilającego)
 Z_{sr} – średni współczynnik ściśliwości w zakresie p_1 do p_2

- zakres II (czas $\Delta \tau_2$)
 przepływ odbywa się z prędkością niższą od krytycznej tzn. $\beta_L p_1 < p_2$ i wtedy wyprowadzając zależności obowiązujące w termodynamice można uzyskać następujący wzór:

$$\int_{p_1}^{p_2} \frac{dp}{\sqrt{(p_1 - \beta_L * p_0)^2 - (p_2 - \beta_L * p_1)^2}} = \frac{\alpha}{1 - \beta_L} * \frac{\sqrt{Z_{sr} * R * T_g}}{V_r} * \varphi_{\max} * A * d\tau$$

Po scałkowaniu otrzymano wzór:

$$\Delta \tau_2 = \frac{1 - \beta_L * \frac{V_r}{\alpha * \sqrt{Z_{sr} * R * T_g}} * \frac{1}{A * \varphi_{\max}} * \left[\arcsin \frac{p_2 - \beta_L * p_1}{p_1 - \beta_L * p_1} - \arcsin \frac{p_1 - \beta_L * p_1}{p_1 - \beta_L * p_1} \right]}{(2)}$$

Całkowity czas napełniania (opróżniania) gazociągu wyniesie $\tau = \Delta \tau_1 + \Delta \tau_2$

Przy napełnianiu gazociągu od ciśnienia początkowego p_1 do ciśnienia końcowego p_2 mogą wystąpić ograniczenia wynikające ze:

- zdolności nadawczej źródła gazu (V_{zr}), np. kopalni gazu, z którego napełniany jest dany gazociąg
- dopuszczalnego wzrostu ciśnienia mierzonego na początku napełnianego gazociągu wynikającego z wymogów eksploatacyjnych, np. dla sieci wysokiego ciśnienia wzrost ten nie powinien przekroczyć 100 kPa/min lub w wyjątkowych wypadkach - 300 kPa/min

W przypadku, gdy zdolność nadawcza źródła zasilającego (wynikająca z ograniczonej zdolności źródła lub względów eksploatacyjnych) jest niższa od maksymalnego strumienia gazu, mogącego przepłynąć przez otwór króćca o średnicy A przy $p_1/p_{zr} < \beta_L$, wtedy napełnianie gazociągu będzie odbywało się przy ograniczonym strumieniu gazu do ciśnienia pośredniego p_r , którego wartość można wyznaczyć ze wzoru:

$$p_r = \beta_L * p_{zr} + (p_{zr} - \beta_L * p_{zr}) *$$

$$\sqrt{1 - \frac{m_{zr}^2}{m_{\max}^2}}$$

(3)

przy czym: $m_{zr} = V_{zr} * \rho_{zr}$

gdzie:

p_{zr} – ciśnienie nadawcze źródła gazu zasilającego gazociąg
 ρ_{zr} – gęstość gazu źródła zasilającego
 m_{zr} – masowy strumień gazu napełniającego gazociąg

W przypadku ograniczenia wynikającego z dopuszczalnego wzrostu ciśnienia mierzonego na początku napełnianego gazociągu wynikającego z wymogów eksploatacyjnych (np. wzrost ciśnienia $\Delta p < G$, gdzie G w kPa/min), masowy strumień gazu ze źródła napełniającego gazociąg można wyznaczyć wg. wzoru:

$$m_{zr} = G * V_{zr} * \rho_{zr}$$

gdzie: G – dopuszczalny (graniczny) wzrost ciśnienia

Wtedy czas napełniania oblicza się ze wzoru:

$$\Delta \tau = \Delta \tau_{1v} + \Delta \tau_2$$

przy czym:

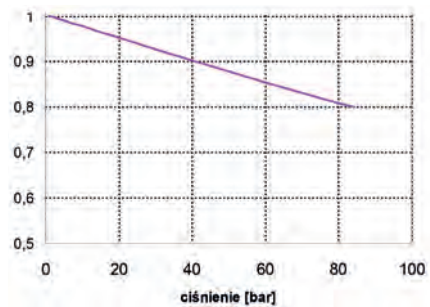
$$\Delta \tau_{1n} = \frac{V_r * p_r}{\rho_{gn} * \varphi * A * \sqrt{\rho_{zr} * p_{zr}}} \quad (4)$$

oraz $\Delta \tau_2$ – wyznacza się ze wzoru (2) przy założeniu, że $p_1 = p_r$

Natomiast współczynnik Z , nazywany względny współczynnikiem ściśliwości, jest bezwymiarowy i określa, o ile objętość zajmowana przez gaz ziemny różni się w stosunku do objętości gazu doskonałego. Wartość współczynnika Z zależy od składu chemicznego gazu, ciśnienia i temperatury. Gaz ziemny jako mieszanina cząsteczek o różnej budowie i wielkości zajmuje mniejszą objętość niż gaz doskonały. Różnica ta ma zauważalną wartość przy większych ciśnieniach.

Proponuje się przyjąć średnią wartość tego ciśnienia wg wykresu – rys. 2 [6]:

Z - współczynnik ściśliwości



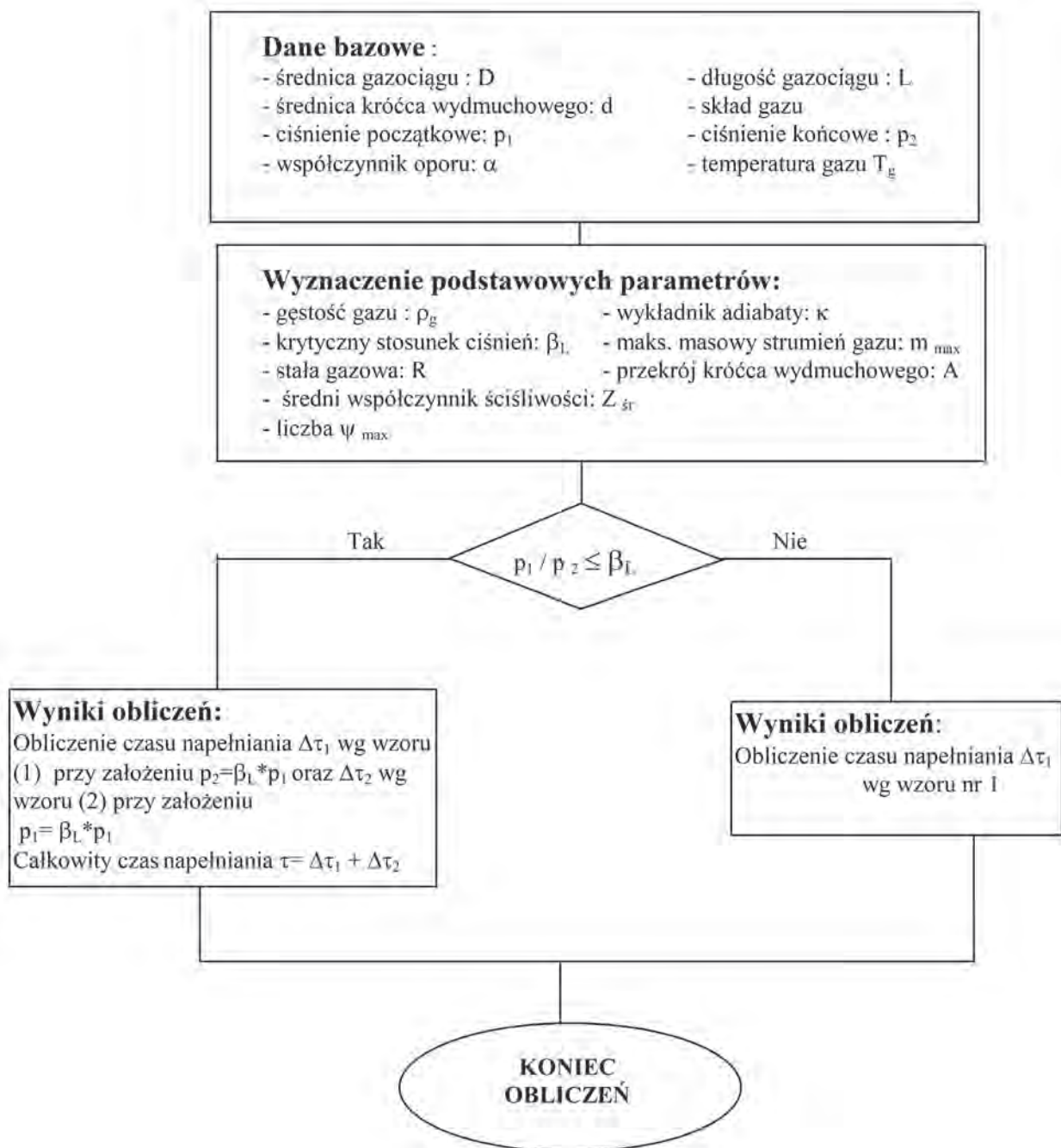
Rys. 2. Przybliżona zależność współczynnika Z od ciśnienia gazu

Przykłady wyznaczania czasu opróżniania gazociągu

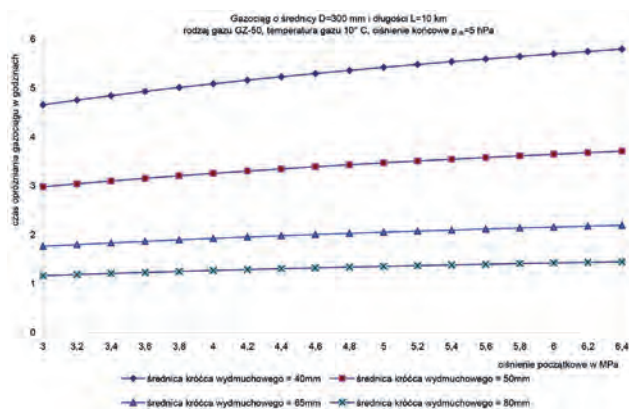
Na rys. 3 przedstawiono algorytm wyznaczania czasu opróżniania gazociągów o długości L i średnicy D przez króciec o średnicy d .

Przykład wyznaczania czasu opróżniania gazociągu o długości 10 km od ciśnienia początkowego 3,0 MPa do 6,4 MPa dla różnych średnic króćców wydmuchowych (upustowych) $\varnothing 40, \varnothing 50, \varnothing 65, \varnothing 80$ przedstawiono na rys. 4 (dla średnicy gazociągu $D_n 300$) i na rys. 5 (dla gazociągu o średnicy $D_n 500$).

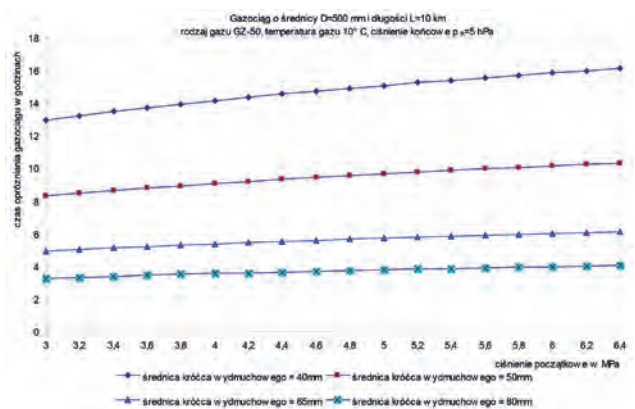
Zgodnie z [1] współczynnik poprawkowy α przyjęto: $(0,64 \div 0,65) * 0,85 = 0,544$ do 0,5525. Do dalszych obliczeń przyjęto wartość $\alpha = 0,5$



Rys. 3. Algorytm wyznaczania czasu opróżniania gazociągu



Rys. 4. Czas opróżniania gazociągu o średnicy D=300 mm



Rys. 5. Czas opróżniania gazociągu o średnicy D=500 mm

Przykłady wyznaczania czasu napełniania gazociągu

Na rys. 6 przedstawiono algorytm wyznaczania czasu napełniania gazociągu o średnicy D i o długości L .

Przykłady wyznaczania czasu przy napełnianiu gazociągu o długości 10 km od ciśnienia $p_1=2,6$ MPa do $p_2=5$ MPa przy ciśnieniu nadawczym źródła $p_{zt}=6,3$ MPa dla różnych średnic otworów króćców zasilających, którymi tłoczony jest gaz ($\phi 40, \phi 50, \phi 65, \phi 80$) przy założeniu że $m_{zt} \geq m_{max}$ podano na rys. 7 (dla gazociągu $\phi 300$) i na rys. 8 (dla gazociągu $\phi 500$). Współczynnik oporu $\alpha = 0,5$.

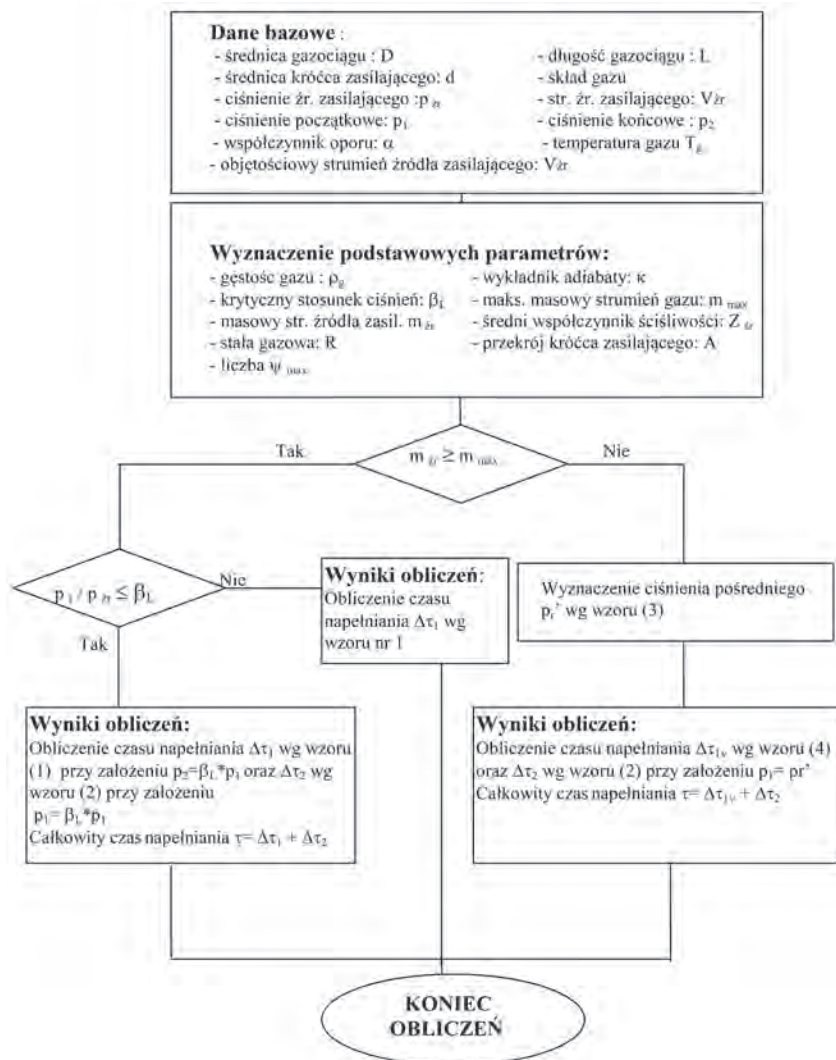
Podsumowanie

W wielu pracach eksploatacyjnych prowadzonych na gazociągach wysokiego i średniego ciśnienia występują operacje związane z ich napełnianiem lub opróżnianiem.

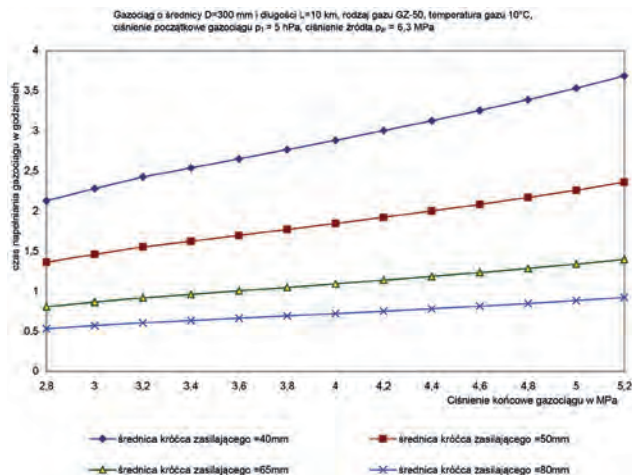
Przedstawione wzory i wykresy mogą być przydatne dla służb dyspozytorsko – eksploatacyjnych, umożliwiając szybkie i precyzyjne wyznaczenie czasu prowadzenia takich operacji.

Piśmiennictwo

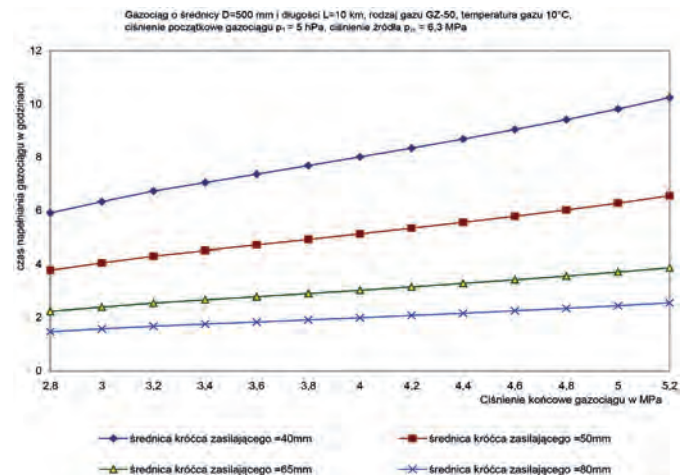
1. Stanisław Ochęduszek „Termodynamika stosowana”, WNT, Warszawa 1967
2. Stanisław Ochęduszek i inni „Zbiór zadań z termodynamiki”, WNT, Warszawa 1970
3. Andrzej Barczyński „Procesy termodynamiczne zachodzące w reduktorze gazu” - Nowoczesne Gazownictwo str. 5-8 Nr 4 (X) 2005
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 grudnia 2009 r. w sprawie bezpieczeństwa i hi-



Rys. 6. Algorytm wyznaczania czasu napełniania gazociągu



Rys. 7. Czas napełniania gazociągu o średnicy $D=300$ mm przy założeniu, że $m_{zt} \geq m_{max}$



Rys. 8. Czas napełniania gazociągu o średnicy $D=500$ mm przy założeniu, że $m_{zt} \geq m_{max}$

5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń,

6. przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzanie kwalifikacji. (Dz.U. 1998 nr 59 poz. 377)
7. Vademecum Gazownika tom II „Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego” - Praca zbiorowa pod redakcją Andrzeja Barczyńskiego,

skiego, SITP NiG, Kraków 2013 r.– ISBN 978-83-934374-2-9

dr hab. inż. Andrzej Barczyński
Doradztwo GAZ-ENERGIA

mgr inż. Paweł Barczyński
ROMGOS Gwiazdowski Sp. z o.o.

Wykaz norm opracowanych przez Komitety Techniczne działające przy Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym

Normy opublikowane przez Polski Komitet Normalizacyjny w 2019

Normy z zakresu prac KT 31 ds. Górnictwa Nafty i Gazu

1	PN-EN ISO 10418:2019-07 - wersja angielska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Morskie instalacje wytwórcze -- Systemy bezpieczeństwa
2	PN-EN ISO 11961:2019-01 - wersja angielska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Stalowe rury płuczkowe
3	PN-EN ISO 13679:2019-12 - wersja angielska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Procedury badania połączeń rur okładzinowych i rur wydobywczych
4	PN-EN ISO 15156-1:2015-11 - wersja polska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H ₂ S -- Część 1: Ogólne zasady doboru materiałów odpornych na pękanie
5	PN-EN ISO 15156-2:2015-11 - wersja polska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H ₂ S -- Część 2: Stale niestopowe i niskostopowe odporne na pękanie oraz stosowanie żeliw
6	PN-EN ISO 15156-3:2015-11 - wersja polska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H ₂ S -- Część 3: Stopy odporne na pękanie CRA (stopy odporne na korozję) i inne stopy
7	PN-EN ISO 16812:2019-04 - wersja angielska	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Płaszczowo-rurowe wymienniki ciepła
8	PN-EN ISO 17348:2016-04 - wersja polska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Dobór materiałów dla środowiska o wysokiej zawartości CO ₂ dla rur okładzinowych, rur wydobywczych i wyposażenia wglębnego odwiertów
9	PN-EN ISO 17782:2019-01 - wersja angielska	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- System oceny zgodności wytwórców materiałów specjalnych
10	PN-EN ISO 19277:2019-02 - wersja angielska	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Badania kwalifikacyjne i kryteria akceptacji dla systemów powłok ochronnych pod izolacją
11	PN-EN ISO 19345-2:2019-07 - wersja angielska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Systemy transportu rurociągami -- Specyfikacja zarządzania integralnością rurociągu -- Część 2: Zarządzanie integralnością w pełnym cyklu życia rurociągu morskiego
12	PN-EN ISO 19900:2019-09 - wersja angielska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Wymagania ogólne dotyczące konstrukcji morskich
13	PN-EN ISO 19901-9:2019-12 - wersja angielska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Szczególne wymagania dotyczące konstrukcji morskich -- Część 9: Zarządzanie integralnością konstrukcyjną
14	PN-EN ISO 19904-1:2019-07 - wersja angielska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Pływające konstrukcje morskie -- Część 1: Konstrukcje walcowe o kształcie statku, częściowo zanurzalne, kolumnowe i o płytym zanurzeniu
15	PN-EN ISO 19906:2019-12 - wersja angielska	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Arktyczne konstrukcje morskie
16	PN-EN ISO 20815:2019-01 - wersja angielska	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Pewność eksploatacji i zarządzanie niezawodnością
17	PN-EN ISO 24817:2017-10 - wersja polska	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Naprawy rurociągów materiałami kompozytowymi -- Kwalifikacja oraz projektowanie, instalowanie, badanie i kontrola

Normy z zakresu prac KT 222 ds. Przetworów Naftowych oraz Produktów Podobnych Pochodzenia Biologicznego i Syntetycznego

Podkomitet ds. Paliw Płynnych KT222/PK1

1	PN-EN 12916:2019-06 - wersja angielska	Przetwory naftowe -- Oznaczanie grup węglowodorów aromatycznych w średnich destylatach -- Metoda wysokosprawnej chromatografii cieczowej z detektorem współczynnika załamania światła
2	PN-EN 13016-1:2018-05 - wersja polska	Ciekłe przetwory naftowe -- Prężność par -- Część 1: Oznaczanie prężności par nasyconych powietrzem (ASVP) i obliczanie równoważnika prężności par suchych (DVPE)
3	PN-EN 14214+A2:2019-05 - wersja angielska	Ciekłe przetwory naftowe -- Estry metylowe kwasów tłuszczowych (FAME) do użytku w silnikach samochodowych o zaplonie samoczynnym (Diesla) i zastosowań grzewczych -- Wymagania i metody badań
4	PN-EN 15471:2017-08 - wersja polska	Skroplone gazy węglowodorowe -- Oznaczanie rozpuszczalnej pozostałości -- Wysokotemperaturowa metoda grawimetryczna
5	PN-EN 5940+A1+AC:2019-04 - wersja angielska	Paliwa do pojazdów samochodowych -- Parafinowy olej napędowy z procesów syntezy lub uwodornienia -- Wymagania i metody badań
6	PN-EN 1601:2017-09 - wersja polska	Ciekłe przetwory naftowe -- Oznaczanie tlenowych związków organicznych i całkowitej zawartości organicznie związanego tlenu w benzynie bezołowiowej -- Metoda chromatografii gazowej (O-FID)

7	PN-EN 589:2019-04 - wersja angielska	Paliwa do pojazdów samochodowych -- LPG -- Wymagania i metody badań
8	PN-EN ISO 22995:2019-06 - wersja angielska	Przetwory naftowe -- Oznaczenie temperatury mętnienia -- Automatyczna metoda stopniowego chłodzenia
9	PN-EN ISO 3015:2019-06 - wersja angielska	Przetwory naftowe i produkty podobne pochodzenia syntetycznego i biologicznego -- Oznaczenie temperatury mętnienia
10	PN-EN ISO 3405:2019-05 - wersja angielska	Przetwory naftowe i produkty podobne pochodzenia naturalnego i syntetycznego -- Oznaczenie składu frakcyjnego metodą destylacji pod ciśnieniem atmosferycznym
11	PN-EN ISO 4259-1:2018-01 - wersja polska	Przetwory naftowe i produkty podobne -- Precyzja metod pomiaru i wyników -- Część 1: Wyznaczanie danych precyzji dotyczących metod badania
12	PN-EN ISO 4259-2:2018-01 - wersja polska	Przetwory naftowe i produkty podobne -- Precyzja metod pomiaru i wyników -- Część 2: Interpretacja i zastosowanie danych precyzji dotyczących metod badania
13	PN-EN ISO 5165:2018-03 - wersja polska	Przetwory naftowe -- Oznaczenie właściwości zapłonowych olejów napędowych -- Metoda silnikowa oznaczania liczby cetanowej
14	PN-EN ISO 6246:2017-05 - wersja polska	Przetwory naftowe -- Zawartość żywic w paliwach -- Metoda odparowania w strumieniu
15	PN-ISO 8216-1:2019-06 - wersja polska	Przetwory naftowe -- Klasyfikacja paliw (klasa F) -- Część 1: Rodzaje paliw żeglugowych
16	PN-ISO 8217:2019-06 - wersja polska	Przetwory naftowe -- Paliwa (klasa F) -- Specyfikacje paliw żeglugowych

Podkomitet ds. Asfaltów KT222/PK2

1	PN-EN 12607-3:2014-12 - wersja polska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Oznaczenie odporności na starzenie pod wpływem ciepła i powietrza -- Część 3: Metoda RFT
2	PN-EN 13074-1:2019-03 - wersja angielska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Odzyskiwanie lepiszcza z emulsji asfaltowych lub lepiszczy asfaltowych upłynionych lub fluksowanych -- Część 1: Odzyskiwanie metodą odparowania
3	PN-EN 13074-1:2019-03 - wersja polska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Odzyskiwanie lepiszcza z emulsji asfaltowych lub lepiszczy asfaltowych upłynionych lub fluksowanych -- Część 1: Odzyskiwanie metodą odparowania
4	PN-EN 13074-2:2019-03 - wersja angielska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Odzyskiwanie lepiszcza z emulsji asfaltowych lub lepiszczy asfaltowych upłynionych lub fluksowanych -- Część 2: Stabilizacja po odzyskaniu metodą odparowania
5	PN-EN 13074-2:2019-03 - wersja polska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Odzyskiwanie lepiszcza z emulsji asfaltowych lub lepiszczy asfaltowych upłynionych lub fluksowanych -- Część 2: Stabilizacja po odzyskaniu metodą odparowania
6	PN-EN 13302:2018-06 - wersja polska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Oznaczenie lepkości dynamicznej lepiszczy asfaltowych lepkościomierzem obrotowym
7	PN-EN 13358:2019-08 - wersja angielska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Oznaczenie charakterystyki destylacyjnej upłynionych i fluksowanych lepiszczy asfaltowych, wytworzonych z fluksiem mineralnym
8	PN-EN 13399:2017-12 - wersja polska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Oznaczenie stabilności podczas magazynowania asfaltów modyfikowanych
9	PN-EN 13589:2018-08 - wersja polska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Oznaczenie siły rozciągania asfaltów modyfikowanych, metoda z duktylometrem
10	PN-EN 13702:2018-11 - wersja polska	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Oznaczenie lepkości dynamicznej asfaltów i lepiszczy asfaltowych metodą stożek i płytka

Podkomitet ds. Środków Smarowych KT222/PK3

1	PN-C-04358:2019-11 - wersja polska	Przetwory naftowe -- Metoda pomiaru lepkości dynamicznej i gęstości z zastosowaniem lepkościomierza Stabingera oraz obliczanie lepkości kinematycznej olejów bazowych, olejów smarowych i olejów opałowych
2	PN-C-04670:2019-11 - wersja polska	Przetwory naftowe -- Oznaczenie odporności na utlenianie olejów do sprężarek powietrza
3	PN-C-96060:2019-03 - wersja polska	Przetwory naftowe -- Oznaczenie odczynu wyciągu wodnego
4	PN-EN 12081:2017-10 - wersja polska	Kolejnictwo -- Maźnice -- Smary
5	PN-EN 17181:2019-03 - wersja angielska	Środki smarowe -- Oznaczenie biologicznej degradacji tlenowej w roztworach wodnych gotowych środków smarowych -- Metoda badań oparta na wytworzonym CO ₂
6	PN-EN ISO 20623:2018-02 - wersja polska	Przetwory naftowe i produkty podobne -- Oznaczenie właściwości przeciwzatarciowych i przeciwzuzyciowych środków smarowych -- Metoda czterokulowa (warunki europejskie)
7	PN-EN ISO 2592:2017-10 - wersja polska	Przetwory naftowe i produkty podobne -- Oznaczenie temperatury zapłonu i palenia -- Metoda otwartego tygla Clevelanda
8	PN-EN ISO 3016:2019-06 - wersja angielska	Przetwory naftowe i produkty podobne pochodzenia naturalnego i syntetycznego -- Oznaczenie temperatury płynięcia
9	PN-ISO 13357-1:2019-02 - wersja polska	Przetwory naftowe -- Oznaczenie filtrowalności olejów smarowych -- Część 1: Procedura dla olejów w obecności wody
10	PN-ISO 13357-2:2019-02 - wersja polska	Przetwory naftowe -- Oznaczenie filtrowalności olejów smarowych -- Część 2: Procedura dla olejów bez dodawania wody

Normy z zakresu prac KT 277 ds. Gazownictwa Podkomitet ds. Pomiarów i Oceny Jakości Paliw Gazowych KT277/PK1

1	PN-EN 16723-1:2016-12 - wersja polska	Gaz ziemny i biometan używany w transporcie oraz biometan zatłaczany do sieci gazu ziemnego -- Część 1: Wymagania dotyczące biometanu zatłaczanego do sieci gazu ziemnego
2	PN-EN 16723-2:2017-10 - wersja polska	Gaz ziemny i biometan używany w transporcie oraz biometan zatłaczany do sieci gazu ziemnego -- Część 2: Specyfikacja dla paliw do pojazdów
3	PN-EN 1359:2017-11 - wersja polska	Gazomierze -- Gazomierze miechowe
4	PN-EN ISO 15112:2019-01 - wersja angielska	Gaz ziemny -- Wyznaczanie energii
5	PN-EN ISO 20765-1:2019-01 - wersja angielska	Gaz ziemny -- Obliczanie właściwości termodynamicznych -- Część 1: Właściwości fazy gazowej do zastosowań w przesyłce i dystrybucji
6	PN-EN ISO 20765-2:2019-01 - wersja angielska	Gaz ziemny -- Obliczanie właściwości termodynamicznych -- Część 2: Właściwości jednej fazy (gazu, cieczy, i gęstych płynów) dla rozszerzonych zakresów zastosowań
7	PN-EN ISO 23874:2019-01 - wersja angielska	Gaz ziemny -- Wymagania dotyczące metody chromatografii gazowej stosowanej do obliczania temperatury punktu rosy węglowodorów
8	PN-EN ISO 6142-1:2015-12 - wersja polska	Analiza gazu -- Sporządzanie gazowych mieszanin wzorcowych -- Część 1: Metoda wagowa dla mieszanin 1 rzędu
9	PN-EN ISO 6145-7:2019-01 - wersja angielska	Analiza gazu -- Sporządzanie gazowych mieszanin wzorcowych z zastosowaniem metod dynamicznych -- Część 7: Termiczne regulatory przepływu masy
10	PN-EN ISO 6974-3:2019-02 - wersja angielska	Gaz ziemny -- Oznaczanie składu metodą chromatografii gazowej z oszacowaniem niepewności -- Część 3: Precyzja i odchylenie
11	PN-EN ISO 6976:2016-11 - wersja polska	Gaz ziemny -- Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu

Podkomitet ds. Dystrybucji Paliw Gazowych KT277/PK2

1	PN-EN 14236:2019-01 - wersja angielska	Gazomierze domowe ultradźwiękowe
2	PN-EN 15399:2019-02 - wersja angielska	Infrastruktura gazowa -- System zarządzania bezpieczeństwem dla sieci gazowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 16 bar włącznie

Podkomitet ds. Przesyłu Paliw Gazowych KT277/PK3

1	PN-EN 12261:2018-06 - wersja polska	Gazomierze -- Gazomierze turbinowe
2	PN-EN 12405-1:2019-01 - wersja angielska	Gazomierze -- Przeliczniki -- Część 1: Przeliczanie objętości
3	PN-EN 14382:2019-12 - wersja angielska	Gazowe zabezpieczające urządzenia odcinające dla ciśnień wejściowych do 10 MPa (100 bar)
4	PN-EN 334:2019-12 - wersja angielska	Reduktory ciśnienia gazu dla ciśnienia wejściowego do 10 MPa (100 bar)

Podkomitet ds. Użytkowania Gazu KT277/PK4

1	PN-EN 12309-5:2015-04 - wersja polska	Urządzenia sorpcyjne do grzania i/lub chłodzenia opalane gazem o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 70 kW -- Część 5: Wymagania
2	PN-EN 13203-2:2019-02 - wersja angielska	Domowe urządzenia wytwarzające gorącą wodę opalane gazem -- Część 2: Ocena zużycia energii
3	PN-EN 13203-5:2019-02 - wersja angielska	Domowe urządzenia wytwarzające gorącą wodę opalane gazem -- Część 5: Ocena zużycia energii kombinacji urządzeń gazowych z elektrycznymi pompami ciepła
4	PN-EN 13611:2019-07 - wersja angielska	Urządzenia zabezpieczające i sterujące do palników i odbiorników spalających paliwa gazowe i/lub płynne -- Wymagania ogólne
5	PN-EN 14543:2017-09 - wersja polska	Wymagania dla urządzeń przeznaczonych do zasilania skroplonym gazem węglowodorowym -- Tarasowe ogrzewacze parasolowe -- Ogrzewacze promiennikowe bez odprowadzenia spalin do użytku na zewnątrz lub w przestrzeni dobrze wentylowanej
6	PN-EN 15502-2-1+A1:2017-02 - wersja polska	Kotły centralnego ogrzewania opalane gazem -- Część 2-1: Szczegółowa norma dotycząca urządzeń typu C i typu B2, B3 oraz urządzeń typu B5 o znamionowym obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 1 000 kW
7	PN-EN 16436-2:2019-02 - wersja angielska	Węże gumowe i z tworzyw sztucznych, rury i zespoły do stosowania z propanem i butanem oraz ich mieszaninami w fazie gazowej -- Część 2: Zespoły
8	PN-EN 437:2019-03 - wersja angielska	Gazy do badań -- Ciśnienia próbne -- Kategorie urządzeń
9	PN-EN 484:2019-08 - wersja angielska	Wymagania dla urządzeń przeznaczonych do zasilania skroplonym gazem węglowodorowym -- Kuchnie wolnostojące wraz z kuchniami wyposażonymi w opiekacz do użytkowania na zewnątrz
10	PN-EN 521+AC:2019-12 - wersja angielska	Wymagania dla urządzeń przeznaczonych do zasilania skroplonym gazem węglowodorowym -- Przenośne urządzenia o ciśnieniu zasilania równym prężności par skroplonego gazu węglowodorowego

Metodyka oznaczania węglowodorów ciężkich C5+ z wykorzystaniem spektroskopii Ramana



Michał A. Zając

Summary:

The issue of testing the composition of fluids used in the oil and gas industry is extremely important for economic and safety reasons. Existing methods do not give satisfactory results, so it is important to look for new solutions. Raman spectroscopy is one of them. It can be used for quantitative and qualitative measurements enabling measurements of fluid composition in situ. The paper presents the possibility of using this method in C5 + hydrocarbon measurements under various thermodynamic conditions and aggregate states. The following substances were used for reference measurements: 2-methylbutane, n-pentane, n-hexane, heptane, and octane. Data was collected for pure substances, their mixtures of known composition, and for condensate and gasoline samples from a gas mine. Analysis of hydrocarbon signals in the range of 200 cm⁻¹ - 500 cm⁻¹ showed that there are significant and easily detectable differences in the location of the peaks characteristic of individual substances. In addition, the studies performed indicate that quantitative analysis using Raman spectroscopy is also possible. Most of the correlations obtained had a Pearson coefficient above 0.9.

Streszczenie:

Zagadnienie badania składu płynów eksploatacyjnych w branży naftowej i gazowniczej jest niezwykle istotne ze względów ekonomicznych oraz bezpieczeństwa. Dotychczasowe metody nie dają satysfakcjonujących rezultatów, dlatego ważne jest poszukiwanie nowych rozwiązań. Jednym z nich jest spektroskopia Ramana. Może zostać ona wykorzystana do pomiarów ilościowych i jakościowych umożliwiając pomiary składu płynu in situ. W pracy zaprezentowano możliwość wykorzystania tej metody w pomiarach węglowodorów C5+ w różnych warunkach termodynamicznych i stanach skupienia. Do pomiarów referencyj-

Michał Zając jest Absolwentem Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu na kierunku Inżynieria Naftowa i Gazownicza, specjalność Inżynieria Gazownicza. W trakcie studiów odbył staże w PSG, OLPP (obecnie PERN) oraz w PGNiG. Jest członkiem najstarszego z kół studenckich działających przy AGH – Koła Naukowego „Nafta i Gaz”. Jest również aktywnym członkiem międzynarodowego stowarzyszenia inżynierów naftowych Society of Petroleum Engineers (SPE), które zrzesza ok 100 000 inżynierów oraz studentów związanych z szeroko pojętą branżą naftową. Celem tej organizacji jest gromadzenie, rozpowszechnianie oraz wymiana wiedzy i doświadczeń, a sekcja studencka działająca przy AGH jest jedyną tego typu organizacją działającą w Polsce (od 2001 roku).

Zwycięzca 4 edycji konkursu „Młodzi Innowacyjni dla PGNiG”. W swojej pracy zaproponował wykorzystanie bardzo efektywnego i szybko działającego enzymu produkowanego przez ćmy (*Galleria mellonella*) do degradacji zanieczyszczeń węglowodorowych oraz produkcji glikolu. Jury uznało ten projekt za najlepszy i podkreśliło jego potencjał ekologiczny i komercyjny. Technologię tę można wykorzystać również do utylizacji opakowań foliowych.

Podczas Międzynarodowego Kongresu Studenckiego „East Meets West” organizowanego w AGH, wraz z drużyną zajął 1 miejsce w kwalifikacjach europejskich do konkursu wiedzy o przemyśle naftowym i gazowniczym „Petro-Bowl” aby w finale ogólnosiwiatowym, także z drużyną, zajął wysoką 4 lokatę. Należy tu wspomnieć, że „PetroBowl” to najbardziej prestiżowy studencki konkurs wiedzy o branży naftowej. Tematyka konkursu obejmuje aspekty techniczne wiertnictwa, inżynierii złożowej i eksploatacji złóż, a także wiedzę o przemyśle i jego historii. W tym roku do rywalizacji w ramach ogólnoeuropejskich kwalifikacji konkursu przystąpiło 18 drużyn z najlepszych europejskich uniwersytetów technicznych. Poziom wszystkich zespołów był bardzo wysoki. W drodze do zwycięstwa nasi reprezentanci pokonali z ogromną przewagą punktową między innymi zespoły z University of Leeds w Wielkiej Brytanii, czy NTNU w Norwegii. Konkurs corocznie organizowany jest przez SPE.

Na koniec 2019 roku, według listy rankingowej i przeprowadzonej oceny absolwentów WWiNiG Akademii Górniczo-Hutniczej do nagrody „Honorowej Szpady SITPNiG” dla najlepszych absolwentów, Michał Zając zajął 4 miejsce.

Ponadto współautor publikacji w czasopiśmie Przemysł Chemiczny pt. „Ocena zanieczyszczenia powietrza w Małopolsce metodą spektroskopii Ramana”.

W ramach Szkoły Doktorskiej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie zajmuje się badaniem właściwości fizyko-chemicznych z wykorzystaniem urządzeń mikro-przepływowych. Badania są ukierunkowane na zastosowanie tej technologii w przemyśle, w szczególności na skrócenie czasu badania względem konwencjonalnych metod oraz poprawy jakości pozyskiwanych danych.

Swoje naukowe zainteresowania kieruje w stronę fizyko-chemii procesów zachodzących i wykorzystywanych w przemyśle naftowym i gazowniczym oraz przy wykorzystaniu energii geotermalnej. Prywatnie oddaje się pasji fotografii oraz enologii.

Redakcja Wiadomości Naftowych i Gazowniczych

nych wykorzystano następujące substancje: 2-metylobutan, n-pentan, n-heksan, heptan oraz oktan. Dane zbierano dla czystych substancji, ich mieszanin o znanym składzie oraz dla próbek kondensatu oraz gazoliny z kopalni gazu. Analiza sygnałów węglowodorów z zakresu 200 cm⁻¹ - 500 cm⁻¹ wykazała, że istnieją

istotne i łatwe do wychwycenia różnice w położeniu pików charakterystycznych dla poszczególnych substancji. Ponadto, wykonane badania wskazują, że jest również możliwa analiza ilościowa z wykorzystaniem spektroskopii Ramana. Większość uzyskanych korelacji miała współczynnik Pearsona powyżej 0.9.

Określenie składu wydobywanych płynów złożowych jest jednym z kluczowych kroków, które należy podjąć aby określić bezpieczny i ekonomiczny sposób zagospodarowania zasobów węglowodorów. Jest to szczególnie ważne w przypadku zbiorników, w których występuje gaz kondensatowy i kondensujący, ponieważ niewłaściwa eksploatacja (spowodowana niezajomością składu bądź jego błędnym określeniem) może uniemożliwić dalszy dopływ płynu do otworu, doprowadzić do awarii infrastruktury lub spowodować niewłaściwy dobór urządzeń (Dąbrowski i in., 2019). Wzrost zawartości dodekanu (C12) o 1 ppm może doprowadzić do wzrostu temperatury krytycznej gazu bazowego o 15°C (Nagy, 2011).

Najbardziej rozpowszechnioną metodą określania składu płynów złożowych jest chromatografia gazowa, pozwalająca uzyskać niepewność pomiaru na poziomie ok.1%. Jednak konstrukcja urządzenia wyklucza zastosowanie w warunkach in situ (np. w odwiercie) i wymaga poboru próbek, co jest źródłem kolejnych, trudnych do oszacowania niepewności. Z tych względów istnieje potrzeba rozwijania innych metod analitycznych, pozwalających na wyeliminowanie wad towarzyszącym klasycznym technikom.

Jedną z obiecujących technik jest spektroskopia Ramana, która umożliwia wykonywanie oznaczeń jakościowych i ilościowych (Kęcki, 1992), również w czasie rzeczywistym (Kosecki i Srinivasan, 2017a, 2017b). Dodatkowo, za zastosowaniem tej metody przemawia jej czułość, zdolna do identyfikacji stężeń od 0,4mg/l (Cygański, 2012,2013).

Zastosowanie spektroskopii Ramana w analizie składu płynów złożowych jest znane od dawna, jednak nie wykorzystuje się jej na szeroką skalę. Pierwsze kompleksowe opracowanie zagadnienia w postaci widm węglowodorów zebranych w jednej publikacji pojawiło się dopiero na początku lat 80 XX wieku (Sterin i in., 1980). Obejmowało ono pomiary sygnału dla związków węgla i wodoru od metanu (C1) do eikozanu (C20), w tym wielu izomerów i związków z wiązaniami podwójnymi oraz potrójnymi. Z wyjątkiem metanu, którego widmo zostało zmierzone w fazie gazowej, wszystkie substancje były poddawane pomiarom w fazie ciekłej z wykorzystaniem fali wzbudzającej o długości 435,8 nm. Wykonywano również pomiary intruzji węglowodorowych (C5-C13) w skałach (Orange, 1996 oraz Zhang i in., 2007). Na podstawie stosunku intensywności drgań grup metyloowych do metylenowych próbowano ustalić jakie izomery występowały w badanych próbkach. Do pomiarów wykorzystywano fale wzbudzające o długości odpowiednio 1064 nm oraz 514,32 nm. Ze względu

na komplementarność spektroskopii Ramana, do spektroskopii w podczerwieni powstały tablice korelacyjne, opisujące wartości przesunięć pików w zależności od typu drgań w cząsteczce (Socrates, 2001 oraz Daimay, 1991). Ostatnie lata to również próby zastosowania tej metody do pomiarów płynów złożowych bezpośrednio w odwiercie, uwzględniające węglowodory od metanu do butanu, z wykorzystaniem fali o długości 785 nm (Dąbrowski i in., 2019).

Celem pracy było określenie metodyki pozwalającej oznaczać w sposób jakościowy i ilościowy węglowodory o liczbie atomów węgla w cząsteczce większej bądź równej 5, wykorzystując do tego celu spektroskopię ramanowską.

Metodyka pomiarów

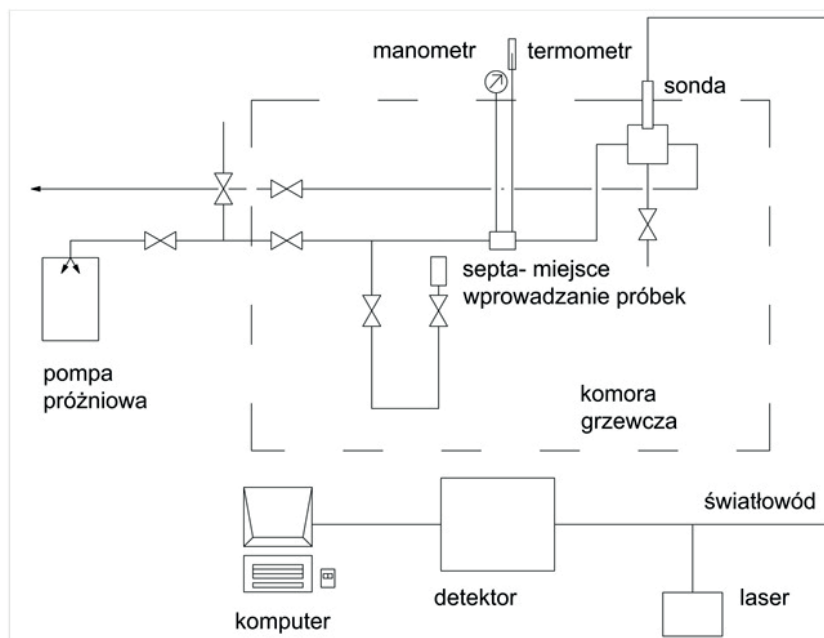
Pomiary wykonywano wykorzystując następujące węglowodory: n-pentan (cz.d.a.; POCH BASIC), 2-metylobutan (cz.d.a.; POCH BASIC), n-heksan (cz.d.a.; POCH BASIC), heptan (cz.d.a.; POCH BASIC), oktan (cz.d.a.; SIGMA-ALDRICH). Eksperyment składał się z dwóch części- pomiarów widma w fazie ciekłej oraz par węglowodorów. Każda z nich obejmowała pomiar czystych substancji, mieszanin referencyjnych oraz próbek gazoliny z kopalni „Tarnów” i kondensatu z kopalni „Grabownica”.

Pomiary fazy ciekłej wykonywano w środowisku odizolowanym od wpływu światła dziennego i sztucznego. Czas pomiaru wynosił 5 sekund i był sumą 4 akwizycji sygnału.

Pomiary par były przeprowadzane w przygotowanym do tego układzie (Rys. 1). W pierwszej kolejności, za pomocą pompy próżniowej, usuwano z układu powietrze, tym samym ciśnienie obniżało się do około 0.07 bar. Następnie do układu wprowadzano 20 ml czystej substancji i oczekiwano aż ciśnienie ustabilizuje się. Wykonywano wtedy pierwszej rejestracji danych (temperatura około 20°C), składającej się z 4 akwizycji sygnału po 5 sekund. Następnie układ podgrzewano do odpowiednio: 40°C, 60°C i 80°C. Po ustabilizowaniu się ciśnienia, wykorzystując takie same parametry akwizycji, rejestrowano widmo. Po zakończeniu pomiaru układ opróżniano i przedmuchiowano powietrzem.

Mieszaniny referencyjne zostały przygotowane w strzykawkach o pojemności 10 ml, do których nabierano pewną objętość węglowodoru, a następnie ważono z dokładnością do 0.001g. W ten sposób sporządzono 5 cieczy o składach przedstawionych w Tab. 1.

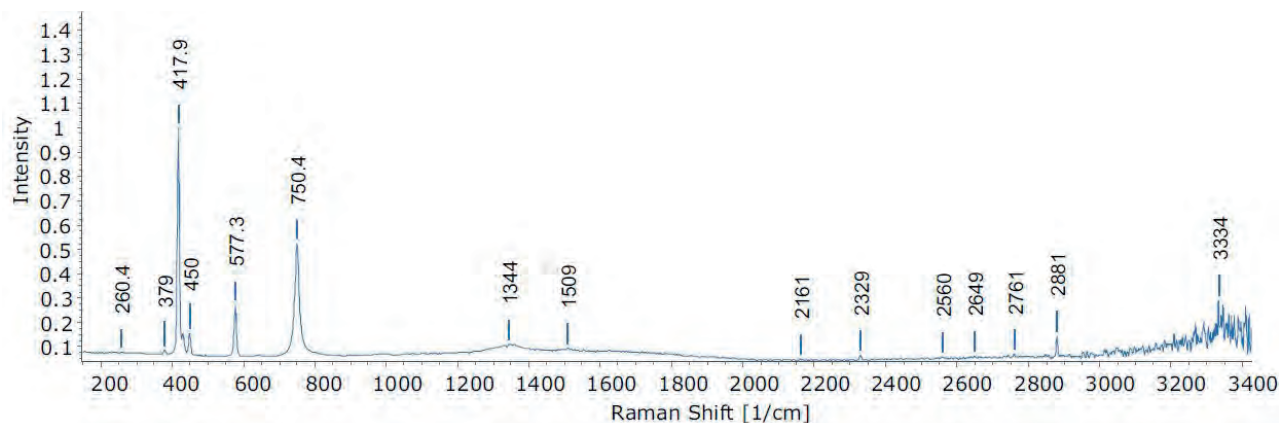
Widmo mieszanin w fazie ciekłej oraz gazoliny z kopalni „Tarnów” i kondensatu z kopalni „Grabownica” zbierano stosując takie same parametry jak w przypadku czystych substancji.



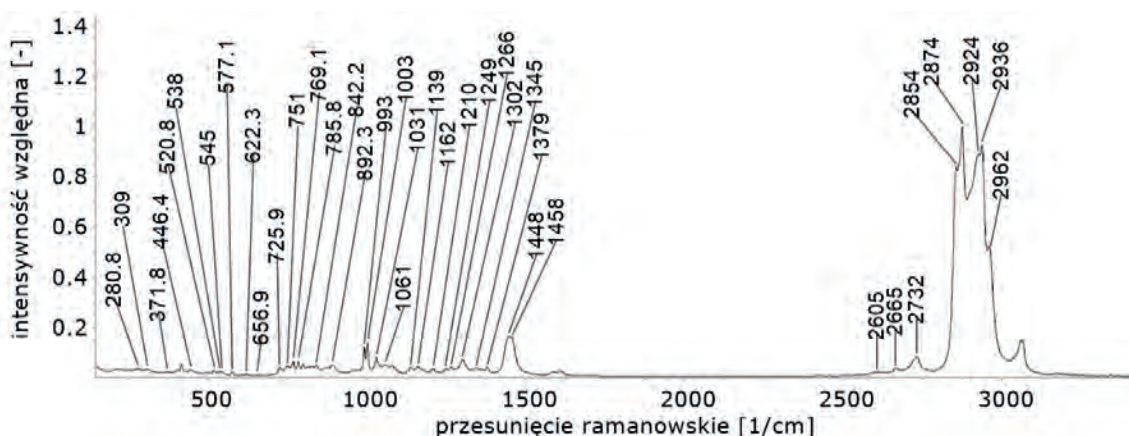
Rys. 1 Schemat układu pomiarowego dla pomiarów par

Tab. 1 Udziały molowe poszczególnych węglowodorów w mieszaninach.

	n-pentan[%]	n-heksan[%]	heptan [%]	oktan[%]
Mieszanina 1	79,9	9,5	10,6	-
Mieszanina 2	74,7	16,0	9,3	-
Mieszanina 3	35,1	21,0	18,2	25,7
Mieszanina 4	36,7	39,7	13,7	9,9
Mieszanina 5	44,6	16,5	27,3	11,6



Rys. 2. Tło dla pomiarów widma w fazie ciekłej. Na widmie zaznaczono piki charakterystyczne



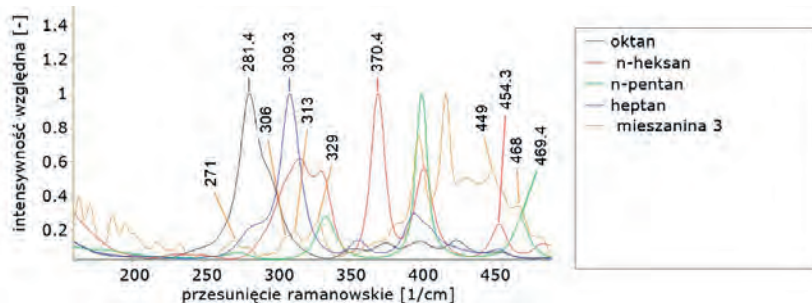
Rys. 3. Widmo gazoliny z kopalni gazu „Tarnów” w fazie ciekłej

Pomiar sygnału dla par mieszanin przeprowadzono w tym samym układzie, który wykorzystano do rejestracji widma substancji czystych. Do układu pozbawionego powietrza wprowadzano 250 μ l mieszaniny. Kolejne kroki były analogiczne jak w przypadku pomiaru próbek referencyjnych. Zmieniono czas akwizycji sygnału do 600 sekund, wykonując 1 rejestrację widma. Taką samą procedurę zastosowano dla par gazoliny z kopalni „Tarnów” i par kondensatu z kopalni „Grabownica”.

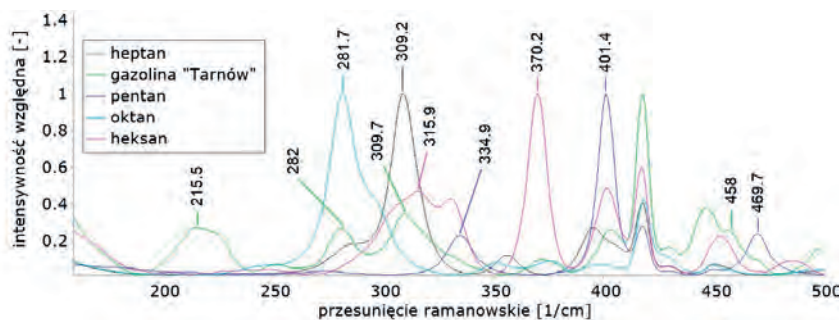
Uzyskane widma poddano normalizacji względem piku o najwyższej intensywności. Przed przystąpieniem do właściwych pomiarów, w układzie pozbawionym mierzonych substancji, rejestrowano sygnał tła. Do pomiarów wykorzystano falę wzбудającą o długości 785 nm. Do obróbki widma oraz pomiaru powierzchni pod pikami wykorzystano program Spectragryph.

Rezultaty

Na Rys. 2 zaprezentowano widmo tła po obróbce, zmierzone przed przystąpieniem do pomiarów próbek w fazie ciekłej. Występują tam szczególnie intensywne piki w położeniach: 379 cm^{-1} , 417,9 cm^{-1} , 450 cm^{-1} , 577,3 cm^{-1} , 750,4 cm^{-1} , szerokie pasmo ok. 1344 cm^{-1} i 1509 cm^{-1} .



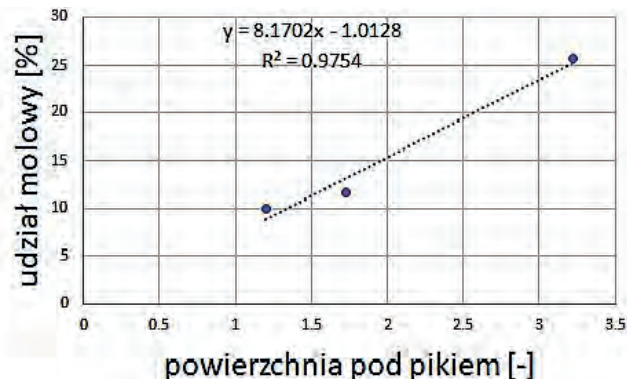
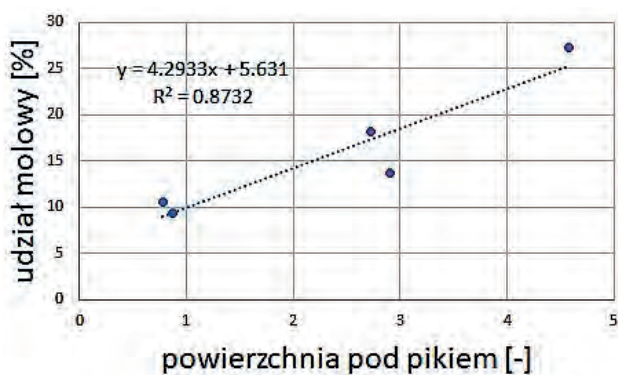
Rys. 4. Porównanie widma par mieszaniny 3 z pomiarami referencyjnymi



Rys. 5. Porównanie widma gazoliny z kopalni „Tarnów” z pomiarami referencyjnymi. Faza ciekła

We wszystkich próbkach zaobserwowano przesunięcia ramanowskie w podobnym położeniu. Sygnały z zakresu od 270 cm^{-1} do 1200 cm^{-1} to rezultat drgań szkieletu węglowego (drgania deformacyjne, symetryczne, rozciągające). Piki z zakresu od 1350 cm^{-1} do 1380 cm^{-1}

są wynikiem symetrycznych drgań wiązania węgiel-węgiel grupy metylowej z pozostałą częścią szkieletu węglowego. W okolicach 1450 cm^{-1} zaczynają się pojawiać pasma związane z drganiami zginającymi wodór-węgiel w grupie metylowej. Charakterystyczne sygnały pojawia-



Rys. 6. Zależność pola powierzchni pod pikiem od udziału molowego heptanu (po lewej) i oktanu (po prawej) w mieszaninach w fazie ciekłej wraz z równaniem prostej i współczynnikiem korelacji Pearsona

jące się w okolicach 2760 cm^{-1} są związane z pojawianiem się rodników i drganiami wodór-węgiel w tychże. Bardzo intensywne nagromadzenie pików dla przesunięć powyżej 2850 cm^{-1} jest związane z silnym oddziaływaniem drgań węgiel-wodór w grupie metylowej i metylenowej. Powyższe grupy pików zostały zaobserwowane we wszystkich typach próbek. Zarówno czyste substancje jak i mieszaniny wykazywały podobny charakter (Rys. 3).

Konfrontacja widm (Rys. 4) węglowodorów w zakresie przesunięcia ramanowskiego od 200 cm^{-1} do 480 cm^{-1} pokazuje, że nawet w przypadku obecności wielu substancji możliwe jest rozróżnienie, do którego związku należy dany pik. Przyjmuje się, że pasmem charakterystycznym dla n-pentanu jest 470 cm^{-1} , dla n-heksanu 370 cm^{-1} , dla heptanu 309 cm^{-1} , a dla oktanu 281 cm^{-1} . Na tej podstawie możliwe jest przeprowadzenie analizy jakościowej badanej próbki (Rys. 5). Gazolina z kopalni „Tarnów” zawiera n-heksan, heptan, oktan oraz inne węglowodory (o czym świadczy duży pik 215 cm^{-1}).

Dane zgromadzone w analizie jakościowej posłużyły do próby stworzenia analizy ilościowej. W widmach mieszanin wytypowano sygnały, których położenie koreluje z obecnością danego składnika (Rys. 5). Następnie przy pomocy programu Spectragryph wyznaczono powierzchnie pod danymi pikami reprezentującymi zarówno obecność danego składnika w mieszaninie, jak i jego zawartość (im większa

powierzchnia pod pikiem tym większa koncentracja). Wyżej wspomniane czynności wykonano dla co najmniej trzech różnych stężeń danego węglowodoru. Przykładowe rezultaty naniesione na wykres dla heptanu i oktanu w fazie ciekłej, zaprezentowano na Rys. 6. Kolejnym krokiem było znalezienie równania opisującego powstałe zależności.

W Tab. 2 zaprezentowano uzyskane powierzchnie pod pikami charakterystycznymi dla pomiarów próbek w fazie ciekłej z kopalni „Grabownica” oraz „Tarnów”. Wyznaczone wcześniej równania prostych pozwoliły na obliczenie zawartości danego składnika w mieszaninie. Wyniki przedstawiono w Tab. 3.

Wnioski

Spektroskopia Ramana jest atrakcyjną metodą do analizy jakościowej składu mieszanin węglowodorów, co zostało pokazane w niniejszej pracy. Pomimo zbliżonej budowy cząsteczek, pojawiające się różnice w widmie są wystarczające aby móc rozwiąć skład badanego płynu. Badane próbki wykazywały dobrą korelację pomiędzy zawartością danego składnika, a powierzchnią pod pikiem, co umożliwiło przeprowadzenie analizy ilościowej. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że jedną z największych wad tej metody jest trudność w oszacowania niepewności pomiarowej, która jest związana z intensywnym parowaniem związków przy tworzeniu próbek referencyjnych, pojawianie się rodników, obróbką

widma oraz niekompletną bazą danych. Wiele z tych niedogodności można wyeliminować dzięki zastosowaniu fali wzbudzającej o większej długości, przygotowanie próbek w warunkach chłodniczych oraz zastąpieniu obliczania pola powierzchni pod pikiem, jego intensywnością.

Bibliografia

1. Cygański, A. (2012,2013). *Metody spektroskopowe w chemii analitycznej*. Warszawa: WNT.
2. Daimay, L.-V. (1991). *The Handbook of Infrared and Raman Characteristic Frequencies of Organic Molecules*. Londyn: Academic Press.
3. Dąbrowski, K. M., Kuczyński, S., Barbacki, J., Włodek, T., Smulski, R. i Nagy, S. (2019). *Downhole measurements and determination of natural gas composition using Raman spectroscopy*. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 25-31.
4. Kęcki, Z. (1992). *Podstawy spektroskopii molekularnej*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.
5. Kosecki, I. i Srinivasan, S. (2017). *Application of Raman Spectroscopy for Hydrocarbon Characterization*. Nowy Orlean: NACE International.
6. Kosecki, I. i Srinivasan, S. (2017). *Application of Raman Spectroscopy for Real Time Speciation Monitoring and Quantification*. *Houston: Offshore Technology Conference*.
7. Nagy, S. (2011). *Wybrane elementy termodynamiki gazu ziemnego*.
8. Orange, D. (1996). *Raman spectroscopy of crude oils and hydrocarbon fluid inclusions: A feasibility study*. Houston: GEOCHEMICAL SOCIETY.
9. Socrates, G. (2001). *Infrared and Raman Characteristic Group Frequencies*. Chichester: John Wiley and Sons.
10. Sterin, K., Aleksanyan, V. i Zhizhin, G. (1980). *Raman spectra of hydrocarbon*. Oxford: Pergamon Press.
11. Zhang, N., Tian, Z. i Leng, Y. (2007). *Raman characteristics of hydrocarbon and hydrocarbon inclusions*. *SCI CHINA SER D*, 1171-1178.

Tab. 2. Powierzchnie pod pikami odpowiadającymi czystemu składnikom, w widmach mieszanin węglowodorów w fazie ciekłej.

Nazwa mieszaniny	oktan	heptan	heksan	pentan
Kondensat „Grabownica”	0.20	0.72	0.5	0
Gazolina „Tarnów”	1.65	2.08	0.21	0

Tab. 3. Wyznaczony skład fazy ciekłej mieszanin węglowodorów, wyrażony w udziałach molowych.

Nazwa mieszaniny	Oktan [%]	heptan[%]	Heksan [%]	pentan[%]	Inne frakcje [%]
Kondensat „Grabownica”	0.62	8.71	23.02	0	67.65
Gazolina „Tarnów”	12.47	14.56	12.00	0	60.97

Autor: Michał A. Zajac
 Promotor: Karol M. Dąbrowski
 Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

Potencjalne wykorzystanie morskich zasobów geotermalnych



Michał
Kruszewski

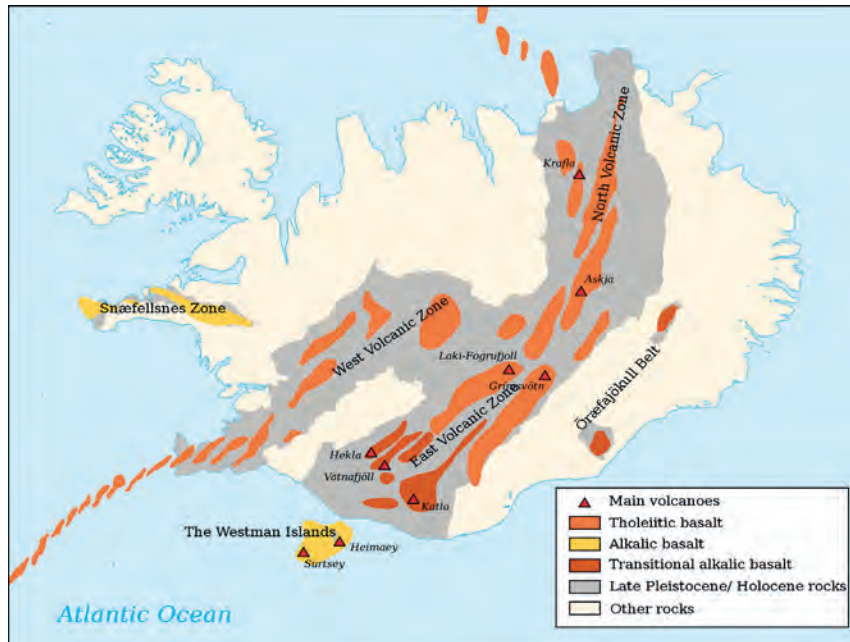
Energia geotermalna jest wykorzystywana na szeroką skalę w wielu obszarach na całym świecie wyłącznie na lądzie poprzez płytkie lub głębokie otwory geotermalne. Takie zasoby są przez wielu uważane jako jedne z najlepszych, lecz najmniej wykorzystywanych, dostępnych źródeł ciepła oraz energii elektrycznej.

Eksploatacja morskich zasobów geotermalnych od dłuższego czasu było uważane za rozwiązanie technicznie niewykonalne. Jednak przy obecnych obawach związanych ze zmianami klimatycznymi, rosnącymi cenami energii oraz ograniczonymi i kurczącymi się zasobami paliw kopalnych, opcja wykorzystania morskich zasobów geotermalnych staje się coraz bardziej atrakcyjna.

Morskie zasoby energii geotermalnej są pod pewnymi względami bardziej atrakcyjne od zasobów lądowych. Do budowy morskiej elektrowni geotermalnej nie jest konieczne przeprowadzanie szczegółowej wizualnej oceny oddziaływania inwestycji na środowisko. Do wydobycia morskich zasobów geotermalnych nie jest również wymagana powierzchnia lądowa. Ponadto, technologia wiercenia głębokich otworów offshore jest codziennością w branży naftowo-gazowniczej, z której geotermalny przemysł morski może łatwo skorzystać. Z drugiej strony, zasoby offshore byłyby znacznie droższe niż zasoby lądowe oraz mogłyby powodować zaburzenia w funkcjonowaniu zwierząt morskich. Co więcej, warunki pogodowe (tj. silne wiatry, wysokie fale lub niskie temperatury) w niektórych lokalizacjach mogą być zbyt ekstremalne dla prawidłowego funkcjonowania elektrowni morskich.

Niektóre z potencjalnych opcji wykorzystania morskich zasobów geotermalnych do produkcji energii elektrycznej mogą obejmować:

1. Elektrownie oparte na platformie morskiej, w których para geotermalna wydobywana jest przez rurociąg z dna morskiego do platformy.
2. Elektrownia lądowa oddzielająca dwufazowy płyn geotermalny na dnie morskim, a następnie kierująca czystą parą na ląd rurociągami.
3. Podwodna elektrownia produkująca energię



System wulkaniczny Islandii (źródło: Wikimedia commons)

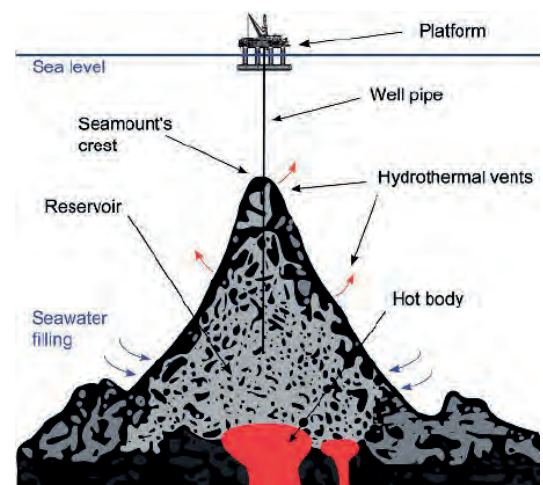
elektryczną i transportującą ją na ląd.

4. Binarna elektrownia na lądzie wykorzystująca wymiennik ciepła zlokalizowany na dnie morskim z cyrkulującą cieczą roboczą.
5. Rurociąg połączony z urządzeniem termoelektrycznym wykorzystującym różnicę temperatur pomiędzy cieczą geotermalną, a oceanem.

Kilka projektów badawczych rozpoczęło badania nad możliwością wykorzystania morskiej energii geotermalnej. Są to m.in. projekt Marsili we Włoszech, gdzie celem było wydobycie pary wodnej z podwodnego wulkanu do produkcji energii elektrycznej. Warty uwagi jest również projekt w Zatoce Kalifornijskiej, gdzie badano potencjalne wykorzystanie łodzi podwodnej ze stacją binarną do eksploatacji morskich wód geotermalnych. W ostatnim czasie obserwuje się również duże zainteresowanie eksploatacją zasobów offshore na wodach islandzkich, głównie przy półwyspie Reykjanes w południowo-zachodniej części kraju oraz na wyspie Grimsey w północnej części Islandii.

Literatura:

1. Armani F.B., Paltrinieri D., *Perspectives of offshore geothermal energy in Italy*, EPJ Web of Conferences, Volume 54, New Strategies for Energy Generation, Conversion and Storage, 2013.
2. Eurobuilding. 2012. "Marsili Project." Retrieved (http://www.eurobuilding.it/marsiliproject/index.php?option=com_content&view=article&id=54&Itemid=61).
3. Hiriart G., Prol-Ledesma R. M., Alcocer S., Espíndola G., *Submarine geothermics: Hydrother-*



Schematyczny rysunek morskich zasobów geotermalnych (Armani & Paltrinieri, 2013)

mal vents and electricity generation, *Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*.

4. Karason B., Gudjonsdottir M.S., Valdimarsson P., Thorolfsson G., *Utilization of Offshore Geothermal Resources for Power Production*, *Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, February 11-13, SGP-TR-198, 2013*.

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

O jakości w łańcuchu dostaw transportowanego LNG

Jednym ze składowych elementów transformacji energetycznej jest sukcesywne odchodzenie od stosowania w transporcie morskim oraz lądowym tradycyjnych nośników energii, tj. ropy naftowej, na rzecz alternatywnych paliw, wśród których znaczny potencjał wiąże się ze spopularyzowaniem wykorzystywania pojazdów zasilanych LNG (skroplonym gazem ziemnym). Niemniej jednak transformację energetyczną w obrębie sektora transportu warunkuje konieczność inwestycji państwa w wielu obszarach, które to pozornie nie związane ze sobą, wymagają prowadzenia w stosunku do każdego z nich skonkretyzowanej polityki. Do wspomnianych obszarów należy zaliczyć sfery: systemowo – rynkową, prawną, ekonomiczną, technologiczną oraz infrastrukturalną. Obok przytoczonych umiejscowić należy sferę społeczną, w ramach której przekształcenia zachodzą dużo wolniej i stanowią wypadkową zmian wprowadzonych w innych płaszczyznach. W każdym z tych obszarów pojawia się seria barier i ryzyk, które mogą wpłynąć na spowolnienie przytoczonych procesów, a pochodzących ze specyfiki dostaw skroplonego gazu ziemnego.

Uwzględniając fakt, iż gaz ziemny ma sześćsetrotnie większą gęstość energetyczną w postaci LNG (21 GJ/m³) niż w nieskompresowanej postaci (0,03 GJ/m³), ekonomicznie uzasadniony jest transport gazu ziemnego nie tylko tradycyjnymi gazociągami (lądowymi lub podmorskimi) ale i w inny sposób. Z tego względu morski transport LNG z czasem stał się alternatywnym sposobem dostaw wolumenów gazu ziemnego do obszarów o niewystarczających zasobach gazu. Gęstość energetyczna LNG na 1 m³ przewyższa także ponad trzykrotnie gęstość energetyczną CNG (6 GJ/m³), należy jednak pamiętać, że jest około 1/3 niższa w stosunku do tradycyjnych paliw – benzyny czy oleju napędowego (odpowiednio o gęstości energetycznej 32 i 36 GJ/m³). Ponadto, LNG stanowi paliwo znacznie bardziej przyjazne środowisku aniżeli inne paliwa kopalne. Wskaźnik emisji dwutlenku węgla w przeliczeniu na jednostkę energii równy jest 56 kgCO₂/GJ, co oznacza, że spalanie gazu ziemnego emituje prawie o 50% mniej CO₂, niż spalanie paliw kopalnych (węgla kamiennego i brunatnego), których wskaźnik emisji wynosi kolejno 94 oraz 109 kgCO₂/GJ. Gaz ziemny jest także znacznie bardziej ekologicznym paliwem w stosunku do paliw płynnych

(benzyny silnikowej i oleju napędowego), których wskaźniki emisyjności wynoszą 69 oraz 73 kgCO₂/GJ. Powyższe właściwości wpływają na atrakcyjność wykorzystania LNG do celów energetycznych, głównie w krajach, które starają się wpłynąć na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

Łańcuch dostaw LNG można opisać, jako sieć współpracujących ze sobą firm posiadających licencje i trudniących się wydobyciem gazu ziemnego ze złóż lądowych oraz podmorskich, jak i korporacji tworzących spółki na zasadzie "joint ventures" użytkujących terminale produkcyjne gazu LNG (skraplające gaz ziemny) oraz armatorów, którzy posiadają różnego rodzaju specjalistyczne statki służące do przewozu LNG, firm posiadających odbiorcze terminale gazu LNG (terminale regazyfikacji) i klientów ostatecznych, którzy kupują gaz ziemny, a zatem przedsiębiorstw z różnych sektorów gospodarki i gospodarstw domowych. Głównym celem przedmiotowego łańcucha jest opracowanie odpowiedniego przepływu gazu ziemnego z obszaru wydobycia do klienta przy jednoczesnym zapewnieniu jego maksymalnej efektywności widzianej z perspektywy producenta i odbiorcy końcowego.

Ze względu na złożoność procesu dostaw LNG, ważne jest zapewnienie poprawności realizacji tego procesu aby nie utracić jakości ciekłego gazu na żadnym z przedstawionych etapów. Odpowiedni poziom jakości w łańcuchu dostaw gazu ziemnego zapewnia właściwa infrastruktura, która gwarantuje niezakłóconą realizację wszystkich procesów logistycznych. To od niej w największym stopniu zależy fizyczny przepływ gazu ziemnego we wszystkich ogniwach łańcucha dostaw.

W celu określenia wartości energii LNG w procesie rozliczeniowym ładunku (dostarczonego oraz rozładowanego w terminalu odbiorowym) konieczne jest precyzyjne określenie jego składu. Przeprowadzane są bieżące analizy jakości ciekłego gazu, na podstawie których możliwe jest wyliczenie gęstości LNG oraz wszelkich kalorycznych wartości. Podobnie jak w przypadku kontroli jakości gazów ziemnych w infrastrukturze liniowej, tak i w przypadku morskich terminali LNG do kontroli jakości stosuje się metody chromatografii gazowej. Zważywszy na konieczność zapewnienia stałego nadzoru pomiarowo-analitycznego nad chromatografami gazowymi, urządzenia te lokowane są wyłącznie na lądzie

(na terenie terminali). W trakcie rozładunku LNG pobierane są ciekłe próbki, które są bezpośrednio regazyfikowane. Analizie składu poddawana jest reprezentatywna - odparowana próbka LNG. Analizy w obrębie terminali wykonywane są z zastosowaniem procesowych chromatografów gazowych w trybie on-line bądź w stacjonarnych laboratoriach.

Zagadnienia dotyczące polityki dostaw gazu ziemnego, w tym LNG i ropy naftowej, a także wiele innych, m.in. odnoszących się do odnawialnych źródeł energii, integracji rynku elektroenergetycznego, cyberbezpieczeństwa infrastruktury krytycznej, morskiej energetyki wiatrowej, wodoru oraz bezpieczeństwa energetycznego, jak i energetyki jądrowej i sztucznej inteligencji będą poruszane w ramach V Konferencji Naukowej „Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju” w Rzeszowie (30-31 marca 2020 r.).

Celem Konferencji jest wniesienie wkładu w dyskusję naukową i ekspercką dotyczącą sektora energii, stąd wydarzenie kierowane jest do szerokiego grona odbiorców: naukowców, ekspertów i praktyków z branży, przedstawicieli administracji, studentów. Uczestnicy konferencji będą mieli możliwość przygotowania artykułów naukowych, które (po uzyskaniu pozytywnych recenzji) mogą zostać opublikowane w punktowanych czasopismach naukowych.

Sponsorami Konferencji są m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Gas-Trading S.A., Województwo Podkarpackie i MPWiK Rzeszów. Konferencja została objęta patronatem Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego, a także patronatem honorowym Ministra Klimatu, Prezesa URE, Parlamentarnej Zespołu Energii i Klimatu, Prezesa GUS, NCBI, Narodowej Agencji Poszanowania Energii, Przewodniczącego Komisji Gospodarki i Rozwoju Sejmu RP, Wojewody Podkarpackiego, Marszałka Województwa Podkarpackiego oraz Rektora Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza.

Zgłoszenia udziału w Konferencji przyjmowane są do 6 marca 2020. Szczegółowe informacje o Konferencji dostępne są na stronie:

www.institutpe.pl/konferencja2020

mgr inż. Karolina Czerwińska
Politechnika Rzeszowska im. I. Łukasiewicza
Wydział Budowy Maszyn i Lotnictwa
Katedra Technologii Maszyn i Inżynierii Produkcji

V Konferencja Naukowa
Bezpieczeństwo energetyczne
filary i perspektywa rozwoju

30-31.03.2020

www.institutpe.pl/konferencja2020

PGNiG: priorytetem bezpieczeństwo energetyczne i wzrost wartości Spółki



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo będzie kontynuować strategię dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Kluczowym wyzwaniem na najbliższe miesiące będzie podniesienie wartości Spółki. Jednocześnie PGNiG zaangażuje się w budowę gospodarki niskoemisyjnej opartej na zielonej energii.

– Bezpieczeństwo energetyczne kraju i dywersyfikacja dostaw paliwa gazowego pozostają priorytetem Spółki. Niezmiennie są również środki, które prowadzą do jego realizacji: pełne uniezależnienie od rosyjskiego gazu po 2022 roku oraz rozwój własnego wydobycia w kraju i za granicą – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Zasadniczym celem działań Zarządu PGNiG będzie także wzrost wartości Spółki, m.in. poprzez współpracę z podmiotami spoza GK PGNiG oraz wykorzystanie efektów synergii, do których prowadzi ma wzmocnienie zarządzania korporacyjnego w GK PGNiG.

– Grupa Kapitałowa PGNiG ma największą sieć sprzedaży w całej Polsce i jedną z największych baz klientów. Dostarczamy gaz do ok. 7 mln odbiorców, którym możemy zaproponować również inne usługi i produkty tworząc tym samym dodatkowe źródła przychodu – wyjaśnił Prezes PGNiG.

Jerzy Kwieciński podkreślił, że w procesie transformacji polskiej energetyki gaz ziemny ma do odegrania istotną rolę. Dlatego PGNiG zamierza, między innymi, nawiązać ścisłą współpracę z samorządami, aby rozwijać ciepłowni-

two oparte na gazie ziemnym.

Prezes PGNiG dodał, że Spółka już teraz powinna zintensyfikować prace nad technologiami, które będą spełniać wymogi neutralności klimatycznej. Wśród analizowanych i rozważanych przez PGNiG rozwiązań jest m.in. biogaz, paliwo wodorowe oraz fotowoltaika. Przy ich rozwoju Spółka będzie współpracować również z innymi podmiotami.

– Nasze plany związane z rozwojem gospodarki niskoemisyjnej zostaną ujęte w zaktualizowanej Strategii GK PGNiG, którą chcemy przedstawić do końca tego roku – zapowiedział Jerzy Kwieciński.

Departament Public Relations
PGNiG SA



Od lewej: Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych Przemysław Waclawski, Wiceprezes Zarządu Jarosław Wróbel, Prezes Zarządu Jerzy Kwieciński, Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych Robert Perkowski, Wiceprezes Zarządu Magdalena Zegarska, Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju Arkadiusz Sekściński. Fot. arch. PGNiG SA

PGNiG Technologie S.A. uruchomiło instalację osuszania gazu



PGNiG | TECHNOLOGIE

PGNiG Technologie S.A. zakończyło w połowie grudnia 2019 r. z wynikiem pozytywnym rozruch instalacji osuszania gazu ziemnego dostarczanego na terytorium Polski gazociągiem jamalskim.

Instalacja wraz z zespołem przyłączeniowym do gazociągu DN 1000 zlokalizowana jest w miejscowości Mikanowo w województwie kujawsko-pomorskim w pobliżu jednego z dwóch tzw. Punktów Wzajemnego Połączenia gazociągu

jamalskiego z krajowym systemem przesyłowym gazu. Powierzchnia terenu inwestycji w obrębie ogrodzenia zajmuje w przybliżeniu 1,6 hektara.

Zadaniem instalacji jest osuszenie gazu transportowanego gazociągiem jamalskim, w sytuacjach gdy nie spełnia on parametrów jakościowych wymaganych w krajowym systemie przesyłowym. Wydajność instalacji wynosi 1 mln m³ na godzinę, czyli około 8,5 mld m³ rocznie.

Do osuszenia gazu zastosowano sprawdzoną na innych inwestycjach metodę absorpcji glikolem trójetylenowym (TEG).

Kompletne wykonanie inwestycji „pod klucz” realizowane jest w oparciu o formułę „zaprojektuj i wybuduj”. Głównym Realizatorem Inwestycji jest firma PGNiG Technologie S.A., która podpisała umowę z Inwestorem – PGNiG SA koźcem września 2018 r. Całe przedsięwzięcie objęte jest regulacjami ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

Patrząc na terminy realizacji inwestycji można śmiało powiedzieć, że jest ona prowadzona w ekspresowym tempie. Etap projektowy rozpoczęto po podpisaniu umowy głównej, wynikiem czego było wydanie koźcem kwietnia pozwolenia na budowę, a następnie wbicie „pierwszej łopaty”. W połowie grudnia, po około siedmiu miesiącach, instalacja osuszania została uruchomiona z pozytywnym wynikiem.

W połowie 2017 roku dostawy gazociągiem jamalskim z Rosji musiały zostać na kilka dni wstrzymane, po tym jak rosyjski dostawca przekroczył dopuszczalne normy wody w gazociągu, co znacznie wpłynęło na pogorszenie parametrów przesyłanego gazu. Nowa instalacja pozwala zapobiec takim sytuacjom. Realizowana przez PGNiG Technologie S.A. inwestycja jest jedną z największych tego typu w kraju i ma na celu zapewnienie ciągłości dostaw gazu ziemnego do Polski.



Fot. arch. PGNiG TECHNOLOGIE S.A.

PGNiG TECHNOLOGIE SA



Jerzy
Zagórski

Nowy Zarząd PGNiG SA

Rada Nadzorcza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA w dniu 9 stycznia 2020 r. powołała z dniem 10 stycznia 2020 r. następujące osoby do składu Zarządu PGNiG wspólnej VI kadencji:

- Jerzego Kwiecińskiego – Prezesa Zarządu PGNiG,
 - Roberta Perkowskiego – Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych,
 - Jarosława Wróbla – Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych,
- oraz z dniem 15 stycznia 2020 r.:
- Przemysława Waclawskiego – Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych,
 - Arkadiusza Sekścińskiego – Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju.

Kadencja wspólna Zarządu Spółki trwa 3 lata.

Jednocześnie Rada Nadzorcza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA odwołała, w związku z upływem trzyletniej wspólnej kadencji, ze skutkiem na koniec dnia 9 stycznia 2020 r.:

- Piotra Woźniaka – Prezesa Zarządu PGNiG,
- Michała Pietrzyka – Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych,
- Roberta Perkowskiego – Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych,
- Macieja Woźniaka – Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych,
- Łukasza Kropiewskiego – Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju.



Trzy nowe koncesje dla PGNiG w Norwegii

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo wzbogaciło się o nowe koncesje poszukiwawcze na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Przyznało je w ramach corocznej rundy koncesyjnej (APA 2019) norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii. Tym samym liczba kon-

cesji na szelfie, w których udziały posiada Grupa Kapitałowa PGNiG, wzrosła do 29. Jest operatorem na czterech z nich.

PGNiG Upstream Norway, spółka zależna PGNiG SA, znalazła się wśród 28 firm naftowych działających w Norwegii, którym przyznano nowe obszary koncesyjne. Nagrodzono nimi aplikacje najlepiej przygotowane pod względem geologicznym i technicznym. Dwie z nowo otrzymanych koncesji – PL1064 i PL 1009B znajdują się na Morzu Norweskim, natomiast koncesja PL636C na Morzu Północnym.

– Zgodnie ze strategią GK PGNiG rozwijamy wydobywanie węgłowodórów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wydobywany i zakupiony tam gaz ziemny będzie po 2022 roku stanowił znaczną część surowca wykorzystywanego przez polskich odbiorców indywidualnych i przedsiębiorców – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA i dodał: – Nasza spółka w Norwegii to przykład wysokiej pozycji biznesowej, jaką osiągają w ostatnich latach polskie firmy na rynku międzynarodowym.

Koncesja PL636C jest rozszerzeniem koncesji PL636, w obrębie której leży złożo gazu ziemnego i ropy naftowej o nazwie Duva. PGNiG posiada w niej aktualnie 20 proc. udziałów. Przejęcie dodatkowych 10 proc. udziałów w Duva w wyniku ubiegłorocznej transakcji z Pandion Energy zostało niedawno zatwierdzone przez norweskie władze. Operatorem na tym złożu jest firma Neptun Energy Norge (30 proc. udziałów), a obok PGNiG pozostałymi partnerami są Idemitsu i Pandion Energy oraz Solveig Gas Norway.

Z kolei koncesja PL1009B jest poszerzeniem koncesji PL1009, gdzie PGNiG wspólnie z firmą ConocoPhillips planuje wiercenie otworu poszukiwawczego przed końcem 2020 roku. W tej koncesji PGNiG otrzymało 35 proc. udziałów, a rolę operatora pełni na niej ConocoPhillips (65 proc.).

Koncesja PL1064, w której PGNiG otrzymało 30 proc. udziałów, znajduje się niedaleko złoża Skarv, w bezpośrednim sąsiedztwie koncesji PL1009 i PL1009B. Operatorem na niej została firma ConocoPhillips (40 proc. udziałów), a drugim obok PGNiG partnerem – firma Aker BP (30 proc.).

W ciągu ostatnich trzech lat PGNiG podniosło swój stan zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w Norwegii z 80 mln do ok. 200 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (boe). Spółka PGNiG Upstream Norway przejęła w tym okresie udziały w złożach Skogul, Fogelberg, Tommeliten Alpha, King Lear i Duva.

Dokonała też odkrycia nowego złoża Shrek i znacznie przyspieszyła prace nad zagospodarowaniem złoża Ærfugl.

Obecnie Spółka eksploatuje 5 złóż: Skarv, Gina Krog, Morvin, Vilje i Vale, a działania inwestycyjne i analityczne prowadzone są na 6 kolejnych: Skogul, Ærfugl, Duva, Tommeliten Alpha, Król Lear oraz Shrek.

Uruchomienie wydobywania ze złoża Skogul planowane jest w I kwartale 2020 roku, a ze złoża Ærfugl w II kwartale 2020 roku.

Departament Public Relations
PGNiG SA



Co przyniesie rok 2020?

Autorzy ubiegłorocznej prognozy spodziewali się, że rok 2019 będzie okresem spokojnego rozwoju, jednak wydarzenia potoczyły się inaczej. W grudniu ub. roku redakcja „World Oil” powierzyła tym samym specjalistom ze swojego sztabu ekspertów opracowanie prognozy na rok 2020. Ocenili oni, że w 2019 najpierw nastąpiło przyspieszenie, a potem spowolnienie w branży łupkowej. Później były działania OPEC powstrzymujące ruchy cen ropy. Pozytywnym objawem była powolna, ale systematyczna poprawa w sektorze poszukiwań na morzu.

Tegoroczna prognoza bardzo różni się od ubiegłorocznej pod względem charakteru i tematyki. Prawie zupełnie nie ma przewidywań i analiz z zakresu szeroko pojętych problemów sektora ropy i gazu, dominują natomiast ogólne rozważania o polityce światowej, ekonomii, demografii, socjologii i historii. O ile w ubiegłorocznych prognozach przynajmniej sygnalizowano świadomość zmian zachodzących w strukturze źródeł energii i konieczność dostosowania przemysłu naftowego do tych zmian, teraz już nie ma mowy o żadnych zmianach i ograniczeniach. Zgodnie z przewodnim hasłem artykułu D. Vaillieu wzrost, rentowność, zrównoważony rozwój i bezpieczeństwo są fundamentem sukcesu firmy. Zrównoważony rozwój to zmiany w technologii zapewniające większą efektywność i zmniejszenie strat. Bezpieczeństwo to zapobieganie awariom, ponieważ mieszkańcy i lokalne społeczności są teraz bardziej wyczulone na wycieki, skażenie wody czy szkody budowlane. Jeśli mowa o środowisku, to mówi się o bezpośrednim otoczeniu wiertni czy rafinerii, a nie o regionie czy kraju. W większości wypowiedzi wyraźne jest echo przemówień D. Trumpa i jego poglądów w sprawie zmian klimatycznych.

D. Vaillau podkreśla, że dzięki rosnącemu wydobyciu USA wkrótce staną się największym producentem ropy na świecie. Jednocześnie jednak przypomina, że znaczna część tego wzrostu pochodzi ze złóż niekonwencjonalnych charakteryzujących się niskim współczynnikiem szczypania. W przypadku ropy zamkniętej jest to tylko 3-10%, w przypadku ropy z łupków 10-30%. Obecnie poprawa stopnia szczypania jest głównym przedmiotem badań. Porównywana jest skuteczność różnych metod eksploatacji ze wspomaganiami jak naprzemienne zatłaczanie gazu ze złoża i CO₂, stosowanie nanosubstancji powierzchniowo czynnych i reduktorów tarcia. Są to badania dofinansowane przez Departament Energii. Wzrastające wydobycie powoduje sięganie po bloki poszukiwawcze oceniane wcześniej jako drugo- lub nawet trzeciorzędne, a to z kolei generuje wzrost kosztów i zagrożenie płynności finansowej operatorów. Dane z 43 spółek giełdowych mówią, że mimo stosunkowo wysokich cen ropy okresowo ponoszą one straty, co powoduje zmniejszenie lub zamrożenie inwestycji. Temat opłacalności powraca w przewidywaniach D. Nesterera, który spodziewa się kolejnego okresu osłabienia koniunktury w przemyśle naftowym. Będzie to szczególnie niebezpieczne dla operatorów, którzy nie są w stanie wytworzyć dochodów wystarczających do sfinansowania następnych wierceń, czyli do kontynuacji działalności. Środki zaradcze to redukcja kosztów operacyjnych, stosowanie nowych technologii i sztucznej inteligencji do bieżącej kontroli wydajności pracy. Nowe technologie powinny dostarczyć przede wszystkim dostawcy usług serwisowych, ale zmniejszanie nakładów na badania i rozwój oraz redukcje personelu u potentatów w tej branży jak *Schlumberger* czy *Halliburton* nie są dobrą wiadomością. Pomoc w tym zakresie może przyjść ze strony start-upów – ich liczba szybko się zwiększa, okres wdrażania nowych rozwiązań jest krótki, a elastyczność w reagowaniu na wyzwania większa niż w strukturach korporacyjnych.

R. Warren upatruje główną przyczynę trudności, jakie przeżywa przemysł naftowy w utracie pozycji na rynku opinii w wyniku zmasowanych ataków zwolenników ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych. Na czele tej koalicji znajduje się Kalifornia z postulatem osiągnięcia poziomu zero emisji do 2045 r., w tym z zakazem używania gazu ziemnego. Autor pyta, czy nie zważając na koszty, zorganizujemy na nowo nasze życie i czy jesteśmy świadomi, że obecny poziom życia zawdzięczamy współczesnej gospo-

darce, która rozwijała się właśnie korzystając z energii dostępnej z węgla, ropy i gazu. Padają nawet demagogiczne pytania, czy jesteśmy gotowi zrezygnować z elektryczności, ogrzewania, lekarstw, nawozów sztucznych, telefonów itd. w imię utopijnej wizji „Nowego Zielonego Ładu”. W podobnym tonie wypowiada się A. Schroeder, który uważa, że radykalne zmiany struktury sektora energii mogą zagrozić całemu przemysłowi. Obecna polityka gospodarcza jest właściwa, przynosi efekty i dlatego większość rozwijających się państw narodowych zmierza do gospodarki rynkowej.

Interesujące jest przypomnienie przez N. Meehana ambitnego planu ogłoszonego przez prezydenta G. Busha w 2003 r. Dotyczył on zastosowania wodoru do napędu pojazdów i wytwarzania energii elektrycznej. W porównaniu z rozwojem odnawialnych źródeł energii postęp w tej dziedzinie jest wolniejszy, jednak trwają prace nie tylko nad nowymi konstrukcjami, ale i nad metodami produkcji wodoru. Wodór może być wytwarzany z gazu ziemnego metodą reformingu SHR (para wodna-metan) lub metodą reformingu autotermicznego. Przykłady zaawansowanych projektów badawczych cytowane przez N. Meehana pochodzą jednak nie z USA, lecz z Europy. Zastosowanie do napędu samochodów to najbardziej zaawansowany kierunek, ale uzależniony od dostępności sieci zasilania, czyli od stworzenia zupełnie nowej infrastruktury.

Jedynym komentatorem z Europy w tym gronie jest prof. A. Kemp z Uniwersytetu Aberdeen. Jego wypowiedź dotyczy Morza Północnego, właściwie jednak jest to omówienie aktualnej sytuacji na brytyjskim szelfie kontynentalnym. Duży spadek inwestycji, który nastąpił w okresie 2015-18, został zahamowany, wzrasta także zatrudnienie. Trudne

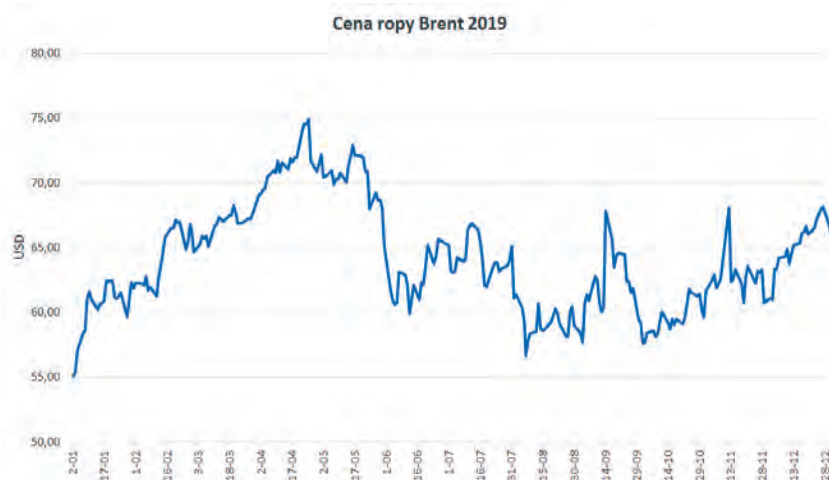
warunki wymusiły znaczną obniżkę kosztów operacyjnych, chociaż nadal są one wyższe niż w innych prowincjach naftowych, gdzie są większe złoża. Wydobycie wzrosło z 213 tys. t równoważnika ropy naftowej w 2015 r. do 236 tys. t w 2019 r. Rok 2019 był okresem poważnych zmian własnościowych, wycofało się kilku dużych operatorów, ale zastąpili ich nowi koncesjodawcy. A. Kemp nie przedstawił swojej prognozy na rok 2020, podkreślił tylko element niepewności dla rozwoju poszukiwań i produkcji, jakim jest Brexit.



Mniejsze wahania cen ropy w 2019 r.

Zmiany ceny ropy Brent w roku 2019 pokazuje wykres (rys. 1). Średnia cena wynosiła 64,1 dolara za baryłkę, a więc mniej niż w 2018 r., gdy wynosiła 71,81 dolara. Wahania ceny były mniejsze, rozpiętość wynosi 19,88 dolara, podczas gdy w 2018 było to 32,84 dolara. Najwięcej, bo 74,93 dolara trzeba było zapłacić za baryłkę 25 kwietnia ub. roku, najmniej 2 stycznia – tylko 55,05 dolara. Te wartości są w przybliżeniu zgodne z prognozą banku inwestycyjnego *Arab Petroleum Investment Corp.* z 2018 r. Na wykresie nie widać wpływu takich wydarzeń, jak sankcje USA nałożone na Wenezuelę, wielkiego pożaru rafinerii w Arabii Saudyjskiej, ani też decyzji podjętych na 176 i 177 Konferencji OPEC.

Rok 2020 rozpoczęła się ceną 66,2 dolara, ale następnego dnia, po ataku dronów USA i śmierci gen. Sulejmaniego z Iranu, na giełdzie w Londynie zanotowano skok ceny o 4%. Był to jednak krótkotrwały wzrost, już 8 stycznia br. cena wynosiła 65,8 dolara.



Rys. 1.

Tabela 1. Wiercenia na świecie w latach 2017-2019 (według World Oil, 2019)

Region	2017		2018		2019 (prognoza)	
	Ilość otworów	Metraż	Ilość otworów	Metraż	Ilość otworów	Zmiana 2018:2019 w %
Ameryka Północna	27716	88427933	30949	112492356	30086	97,2
Ameryka Południowa	2601	5386922	2575	5219958	2612	101,4
Europa Zachodnia	386	1451058	412	1531412	476	115,5
Rosja i Europa Wschodnia	10655	31595656	10759	31918749	10857	100,9
Afryka	714	2012340	829	2257926	955	115,2
Bliski Wschód	3011	8166804	3010	8081219	3207	106,5
Daleki Wschód	19515	46492748	20881	49784394	20982	100,5
Australia i Oceania	205	432797	268	575276	305	113,8
Razem świat	64803	183966258	69683	211861291	69480	99,7



ExxonMobil wycofuje się z Rumunii

W komunikacie z 7 stycznia br. koncern *ExxonMobil* zawiadomił o zamiarze wycofania się z gazowych projektów poszukiwawczych na Morzu Czarnym i wystawieniu na sprzedaż swoich udziałów w tej inwestycji. Jest to projekt Neptun Deep realizowany wspólnie z *ÖMV Petrom*, spółką austriackiego *ÖMV*. Jednocześnie potwierdzono zamiar kontynuowania funkcji operatora projektu i wykonywania zobowiązań koncesyjnych. Nieco wcześniej premier Ludovic Orban powiedział, że państwowy producent gazu *Romgaz* byłby zainteresowany dołączeniem do konsorcjum, aby razem z *ÖMV Petrom* prowadzić rozpoznanie Neptun Deep.

Kilku producentów prowadzących trwające ponad dekadę przygotowania do udostępnienia zasobów gazu ziemnego w rumuńskiej części Morza Czarnego, które pochłonęły miliardy dolarów, zostało zaskoczonych przez ograniczenia cen, podatki i restrykcje eksportowe wprowadzone przez poprzedni rząd socjaldemokratów. Gabinet Orbana z udziałem liberałów stara się rozwiązywać te problemy.



Wiercenia na świecie prawie bez zmian

Statystyka wierceń na świecie w okresie 2017-2019 zamieszczona w miesięczniku „World Oil” pokazuje, że ogólna ilość otworów wiertniczych wykonanych w 2019 prawie nie zmieniła się w porównaniu z rokiem poprzednim (tab. 1). Nie powtórzył się szybki wzrost z roku 2017 – ponad 20%. Redakcja zastrzega,

że jest to prognoza zestawiona na podstawie okresowych informacji z firm i dane ostateczne po zakończeniu roku mogą się zmienić. Liczba 69480 wierceń rozkłada się nierównomiernie na poszczególne regiony świata, ale przede wszystkim w dalszym ciągu dominujący jest udział 4 krajów: USA, Chin, Rosji i Kanady, gdzie wykonuje się 86% wierceń. Na USA przypada 24653 wiercenia, w Chinach jest to 19425 wierceń, w Rosji 9705 wierceń i w Kanadzie 5720 wierceń.

Wskaźniki procentowe w tabeli 1 pokazują wzrosty lub spadki w regionach w 2019 r., ale również duże jest zróżnicowanie w obrębie regionów. W Europie Zachodniej spodziewana jest większa aktywność w wierceniach, po stagnacji w 2017 r. i spadku w 2018 r. W najważniejszym rejonie tj. na Morzu Północnym można oczekiwać 3-procentowego wzrostu w Norwegii i podobnego w W. Brytanii. W sektorze brytyjskim o 9% wzrasta też wydobycie. Osobnym problemem jest likwidacja wyeksploatowanych platform i urządzeń produkcyjnych. Brytyjskie nakłady na demontaż i usuwanie sprzętu wyniosły w 2018 r. 1,45 mld funtów (1,9 mld dolarów).

Ponieważ w statystykach „World Oil” kraje członkowskie Unii z naszej części Europy są zgrupowane razem z Rosją i państwami b. Związku Radzieckiego, brak danych o naszych sąsiadach. W Rosji ilość wierceń w 2019 bardzo nieznacznie się zwiększyła. Największy przyrost wierceń nastąpił w Azerbejdżanie, Kazachstanie i Turkmenistanie. Drugim regionem z wyraźnym wzrostem aktywności wiertniczej jest Afryka, a szczególnie Angola z wskaźnikiem +29%. Wzrost powyżej 10% odnotowano też w regionie Australia i Oceania, ale jest to wyłącznie wzrost w Australii. Procentowy udział Bliskiego Wschodu w ilości wierceń nie jest duży, ale o znaczeniu tego regionu decyduje wielkość produkcji ropy i dlatego wzrost wierceń o 6,5% to dobry prognostyk. Na Dalekim Wschodzie na utrzymanie dotychczasowej ilości wierceń wpływają Chiny, których potencjał w regionie stanowi 92,5%. Ameryka

Północna to dwaj potentaci spośród czwórki największych wymienionych na początku artykułu: USA i Kanada. W obu przypadkach rok 2019 nie był pomyślny dla firm wiertniczych, bo nastąpił 3-procentowy spadek wierceń. Nieco lepiej było w Ameryce Południowej, gdzie największy przyrost ilości odwierceń zarejestrowano w Argentynie, podobnie było w Boliwii, natomiast spowolnienie wystąpiło w Brazylii.

Ogółem w 2018 r. na świecie odwiercono 211 861 291 mb.



Na horyzoncie wiercenia autonomiczne

Amerykański Departament Energii zainicjował prace nad przygotowaniem systemu wspomagającego proces wiercenia. Prowadzi je uniwersytet Texas A & M wspólnie z firmą *E-Spectrum Technologies* produkującą systemy telemetryczne stosowane w technologii wierceń LWD i MWD. Obecnie sprzęt pomiarowy znajdujący się w otworze wiertniczym za świdrem rejestruje dane o wibracji, prędkości wiercenia, zmianach akustycznych, temperaturze, ciśnieniu i inne, ale ma ograniczoną pamięć, aby gromadzić i analizować wszystkie informacje z czujników. W projekcie koordynowanym przez prof. Eduardo Gildena proponuje się nowe rozwiązanie, w którym dane zapisywane w otworze są w czasie rzeczywistym przesyłane bezprzewodowo do aparatury na powierzchni, co dzięki algorytmom E. Gildena umożliwia np. wykrycie odbiegającej do normy pracy świdra. Jest to sygnał dla wiertacza, że zmienił się rodzaj przewiercanej skały i należy zmniejszyć lub zwiększyć prędkość wiercenia. Ponieważ oprogramowanie rejestruje wszystkie parametry i jest oparte na algorytmach samouczących się, będzie uprzedzać o wystąpieniu podobnych anomalnych objawów i umożliwi wyprzedzające działanie wiertacza zapobiegające awarii. W drugim

etapie projektu, po zgromadzeniu większej ilości danych, system nie tylko będzie monitorował to, co się dzieje w otworze, ale również podawał operatorowi wskazówki, jak powstał problem. Kolejnym etapem będzie system automatyczny ze sprzężeniem zwrotnym, dostosowujący pracę urządzeń do aktualnych warunków w otworze, chociaż nadal jego działania mogą być korygowane przez człowieka. W perspektywie otwiera to drogę do wiercenia autonomicznego, gdzie operacje będą wykonywane przy minimalnej interwencji ludzkiej.



Apache i Total odnoszą sukcesy w Surinamie

Po serii odkryć w Gujanie trwającej od 2015 r., również w sąsiednim Surinamie wiercenia poszukiwawcze przyniosły pozytywny rezultat w postaci otworu Maka Central-1 w obrębie bloku 58, w którym przewiercono dwa horyzonty roponośne. W płytszym, w utworach kampanu, o miąższości 50 m występuje lekka ropa i kondensat (c. wł. 0,8251-0,7389 g/cm³, 40-60 API), w głębszym, w utworach santonu, o miąższości 73 m stwierdzono ropę (c. wł. 0,8498-0,8016 g/cm³, 35-45 API). Na strukturze Maka Central nawiercono też trzeci interwał produktywny w dolnym santonie, ale z powodu bardzo wysokich ciśnień wiercenie zakończono na głębokości ok. 6300 m. Przewidziano przewiercenie i opróbowanie tego horyzontu w kolejnym otworze Sapa-kara West-1, który wkrótce zostanie rozpoczęty. Operator, którym jest Apache Corp. określa to odkrycie jako „znaczące”. Badania sejsmiczne bloku 58 o powierzchni 5660 km² określiły 7 typów pułapek i ponad 50 struktur. Podobnie jak w Gujanie, obserwuje się podobieństwa budowy geologicznej i warunków złożowych obszaru Maka Central do Afryki Zachodniej.

W Gujanie w odległości 10 km od złoża Lisa-1 (z którego właśnie 20 grudnia ub. roku rozpoczęto produkcję) odwiercono otwór Mako-1, w którym stwierdzono 50-metrowy pakiet piaskowców roponośnych o bardzo dobrych warunkach złożowych. Jest to 16 odkrycie koncernu *ExxonMobil* w obrębie słynnego już bloku Stabroek. Znaczną rolę w przygotowaniu kierunków poszukiwań odegrało zastosowanie w interpretacji wyników badań inwersji sejsmicznej.

Jerzy Zagórski

Źródła: Apache Corp., Bloomberg, ExxonMobil, Gazprom, Hart Energy, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Reuters, Texas A & M, World Oil.



Więcej ropy z Zatoki Perskiej w portfolio PKN ORLEN

PKN ORLEN zwiększy dostawy ropy naftowej z Saudi Aramco o kolejny ładunek ropy Arabian Light miesięcznie. Podpisany aneks do obowiązującej umowy długoterminowej to kolejny krok w umacnianiu relacji z Saudi Aramco.

– Zgodnie z zapowiedziami umacniamy naszą pozycję w rejonie Zatoki Perskiej, zacieśniając relacje z naszym sprawdzonym partnerem z Arabii Saudyjskiej. To kolejny krok na drodze do zabezpieczenia pracy naszych instalacji w całej Grupie i zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Konsekwentnie budujemy naszą pozycję handlową w różnych regionach świata. Ten proces ułatwi niewątpliwie finalizacja procesu przejęcia Grupy LOTOS, kiedy staniemy się liczącym się odbiorcą surowca dla globalnych partnerów – powiedział Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

W związku z podpisanym aneksem Saudi Aramco będzie dostarczał ok. 400 tys. ton surowca miesięcznie na potrzeby Grupy ORLEN, a nie jak dotychczas 300 tys. ton. Ropa może być przerabiana, w zależności od potrzeb, w rafineriach w Polsce na Litwie i w Czechach.

PKN ORLEN wykorzystuje każdą możliwość podjęcia szerszej współpracy z nowymi dostawcami, ponieważ zwiększa to bezpieczeństwo energetyczne Polski. Spółka ma zbudowane relacje z firmami spoza Europy, w tym z Afryki, czy Zatoki Perskiej. Działania podejmowane przez PKN ORLEN umożliwiają uzyskanie korzystnego miks ropy, optymalizującego produkcję. Mają one także pozytywny wpływ na finalną jakość i cenę produktów oraz stabilność na rynku. Tylko od początku 2018 roku, w ramach zakupów typu spot, zakontraktowany został surowiec m.in. z Angoli, Nigerii, Norwegii, czy Stanów Zjednoczonych. Miesięcznie do rafinerii w Płocku trafia ok. 1,4 mln ton ropy naftowej, a udział surowca spoza Rosji systematycznie wzrasta.

Kontrakt długoterminowy pomiędzy PKN ORLEN a Saudi Aramco obowiązuje od 2016 r., a współpraca jest konsekwentnie rozwijana. Wolumen dostaw w ramach tej

umowy wzrósł na przestrzeni lat o 50 proc., zabezpieczając pracę instalacji w ramach Grupy ORLEN. Współpraca z producentem surowca z Zatoki Perskiej wpisuje się w strategię dywersyfikacji kierunków dostaw. Dla Saudi Aramco współpraca z PKN ORLEN jest okazją do wzmacniania obecności w basenie Morza Bałtyckiego.



PKN ORLEN rozpoczyna projektowanie morskiej farmy wiatrowej

ORLEN rozpoczął proces wyboru projektanta morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku. W ramach postępowania wyłoniony zostanie doradca techniczny, który przygotuje wstępny projekt morskiej farmy wiatrowej, projekt budowlany, analizy produktywności oraz analizy pomocnicze. Zakończenie procesu wyboru doradcy przewidywane jest w pierwszej połowie 2020 roku.

Koncern prowadzi obecnie na Bałtyku badania środowiskowe, pomiary wietrzności oraz badania dna morza. Zebrane dane zostaną poddane szczegółowej analizie, dzięki której możliwe będzie stworzenie wstępnego projektu technicznego morskiej farmy wiatrowej. Projekt będzie zawierał między innymi wstępny plan rozmieszczenia turbin, określi optymalny rodzaj i wielkość konstrukcji wsporczych turbin wiatrowych oraz założenia dotyczące przewidywanej produktywności farmy. Prace prowadzone na tym etapie pozwolą również na dobór konkretnych rozwiązań technicznych oraz doprecyzowanie harmonogramu i kosztorysu planowanej inwestycji. Przygotowany projekt będzie podstawą do złożenia wniosku o pozwolenie na budowę morskiej farmy wiatrowej.

Uważnie przyglądamy się trendom na światowym i europejskim rynku energetycznym, dostosowując naszą działalność do wyzwań, które są z nimi związane. Morska energetyka wiatrowa wpisuje się w strategię PKN ORLEN, zakładającą stworzenie silnego koncernu multienergetycznego. W ten sposób dywersyfikujemy źródła przychodów i uniezależniamy się od wpływu czynników makroekonomicznych. W perspektywie najbliższych lat chcemy stać się ważnym producentem czystej energii elektrycznej, na którą zapotrzebowanie będzie stale rosło. Rozpoczynając postępowanie na wstępny projekt techniczny farmy wiatrowej przechodzimy do kolejnego

etapu tej inwestycji. Jesteśmy przekonani, że realizując ją będziemy mogli maksymalnie wykorzystywać potencjał polskich dostawców, przyczyniając się do rozwoju całej krajowej gospodarki – powiedział Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Zapytanie ofertowe zostało skierowane do potencjalnych oferentów, posiadających szerokie doświadczenie w projektowaniu morskich farm wiatrowych. Po zakończeniu etapu przygotowania wstępnego projektu technicznego Koncern rozpocznie postępowania przetargowe na dostawy kluczowych urządzeń.

PKN ORLEN (poprzez swoją spółkę Baltic Power) posiada koncesję na budowę farm wiatrowych na Bałtyku o maksymalnej łącznej mocy do 1200 MWe. Jej obszar, o łącznej powierzchni ok. 131 km², zlokalizowany jest ok. 23 km na północ od linii brzegowej Morza Bałtyckiego, na wysokości Choczewa i Łeby. Koncern posiada warunki przyłączenia farmy do sieci, finalizuje również proces pozyskiwania partnera branżowego do realizacji inwestycji.

Biuro Prasowe
PKN ORLEN



LOTOS Norge z 2 nowymi koncesjami w Norwegii

Podczas rundy koncesyjnej APA 2019 (Awards in Predefined Areas) spółka LOTOS Exploration and Production Norge AS (LOTOS Norge) wnioskuje o 2 nowe licencje poszukiwawczo-wydobywcze. Zgodnie z wydaną 14 stycznia br. decyzją władz norweskich spółka otrzymała obie z nich. Po ich przyjęciu portfel LOTOS Norge w Norwegii wzrośnie do 29 licencji.

Na obszarach objętych nowymi licencjami LOTOS Norge będzie współpracować z firmą AkerBP. Obydwie licencje są istotne dla rozwoju aktualnie posiadanych aktywów. Wciąż pozostają tam zasoby ropy i gazu, których potwierdzenie i wydobywanie jest możliwe m.in. dzięki istniejącej lub planowanej infrastrukturze technicznej.

Jedną z przyznanych licencji to rozszerzenie obszaru Liatårnet, na którym w lipcu 2019 roku odkryto zasoby węgłowodórów o szacowanej wielkości wydobywanej 80-200 mln boe (udział LOTOS Norge w licencji wyno-

si 9.74%). Druga licencja natomiast to obszar niezbędny do efektywnego rozwoju licencji Trell and Trine (potwierdzone zasoby to ok. 21 mln boe, udział LOTOS Norge w licencji to ok. 12%), na których decyzja o przygotowaniu planu zagospodarowania ma zostać podjęta w 2020 roku.

Nowe licencje wpisują się w strategię rozwoju działalności Grupy LOTOS S.A. w Norwegii a rundy koncesyjne APA to najbardziej efektywny sposób rozwoju portfela aktywów o dużym potencjale wzrostu wartości.

LOTOS Exploration & Production Norge prowadzi działalność w dziedzinie poszukiwań i wydobywania węgłowodórów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Należy do Grupy Kapitałowej LOTOS Upstream (wchodzącej w skład Grupy Kapitałowej LOTOS), w której odpowiada za realizację strategii segmentu wydobywczego LOTOSU na Morzu Północnym i Norweskim.

Dział Komunikacji Zewnętrznej
Grupa LOTOS S.A.



Gazownicy przyjęli Kodeks Dobrych Praktyk

Dokument jest zbiorem zasad, którymi przy współpracy powinni kierować się inwestorzy i wykonawcy w branży gazowniczey. Po raz pierwszy obie strony spotkały się, aby wypracować rekomendacje dla dobra polskiego gazownictwa.

Kodeks Dobrych Praktyk powstał w Izbie Gospodarczej Gazownictwa, w której skupionych jest ok. 150 firm z branży. Na początku stycznia przyjęły go spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG. To swoisty dekalog zasad i regulacji określający relacje między inwestorem a wykonawcą.

– Proponowane rozwiązania będą miały pozytywny wpływ na cały proces przygotowania i realizacji inwestycji w kraju i to nie tylko w obszarze zamówień publicznych. Przygotowując Kodeks Dobrych Praktyk, chcieliśmy uniknąć błędów, jakie miały miejsce w branży budownictwa drogowego. Nie brakuje przykładów, w których brak porozumienia między inwestorem a wykonawcą prowadził do zejścia firm realizujących zadanie z placu bu-

dowy albo kończył się upadłością wykonawcy. W efekcie realizacja projektu drogowego ulega dużym opóźnieniom i wiąże się z dodatkowymi kosztami – mówi Łukasz Kroplewski, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa (9 stycznia 2020). To on jako wiceprezes PGNiG SA ds. rozwoju był inicjatorem stosowania nowego Kodeksu w Grupie Kapitałowej PGNiG. – Z punktu widzenia sektora gazowego głównym celem każdego procesu inwestycyjnego powinna być skuteczna i terminowa realizacja projektu, o odpowiednich parametrach i jakości, przy zapewnieniu bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego. Dlatego nasz Kodeks Dobrych Praktyk mówi między innymi o właściwym rozkładaniu ryzyka na wszystkich uczestników realizowanego przedsięwzięcia – wyjaśnił.

W Kodeksie Dobrych Praktyk znalazły się także takie zasady, jak konieczność pisania umów prostym językiem, w tym jasne przedstawienie procedur płatności oraz rękojmi i gwarancji. To wydawałoby się błahie postanowienie ma nie pozostawić miejsca dla odmiennych interpretacji zapisów umowy i nadużywania niejasności przez jedną ze stron, co niejednokrotnie wpływa na jakość współpracy inwestora z wykonawcą. Kodeks wskazuje na warunki, których spełnienie sprawi, że inwestycja gazowa będzie realizowana sprawniej i bezpieczniej, zmniejszy się liczba sporów między inwestorami a wykonawcami, obie strony będą się lepiej komunikować, zaś wykonawcy otrzymywać będą płatności terminowo oraz w sposób zapewniający płynność finansową. Wszystkie te założenia wynikające z zapisów kodeksu mają doprowadzić do stabilizacji rynku wykonawców, a przez to umożliwić realizację planów długoterminowych. Udana współpraca inwestorów z wykonawcami i partnerskie relacje między stronami przyczynią się ponadto do wspierania innowacyjności, konkurencyjności i przedsiębiorczości całej branży gazowniczej.

Pełna treść Kodeksu Dobrych Praktyk dostępna jest na stronie internetowej Izby Gospodarczej Gazownictwa: <https://www.igg.pl/node/370>

Izba Gospodarcza
Gazownictwa



Wspomnienie o koledze dr. inż. Zygmuncie Śliwińskim



Maciej
Bednarek



Andrzej
Macheta-Olszacki

13 listopada 2019 roku w wieku 94 lat zmarł jeden z najstarszych i najbardziej zasłużonych członków Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego - dr inż. Zygmunt Śliwiński. Żegnamy Go w imieniu całej społeczności Stowarzyszenia, przede wszystkim w imieniu Jego macierzystego Oddziału Warszawa II i Koła Seniora przy tym Oddziale.

Kolega Zygmunt Śliwiński urodził się 18 lutego 1925 roku w Antopolu na Lubelszczyźnie. Maturę zdał w czasie okupacji, w trybie tajnego nauczania. W sierpniu 1944 roku, w czasie akcji „Burza” został zatrzymany przez NKWD i wcielony do Ludowego Wojska Polskiego, w którym walczył do końca wojny, uczestnicząc m.in. w walkach o Berlin, za co został odznaczony medalem. Z wojska został zwolniony w roku 1946. Kolega Zygmunt Śliwiński był oficerem rezerwy w stopniu kapitana.

Po zwolnieniu z wojska rozpoczął studia na Wydziale Geologiczno-Mierniczym Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, które ukończył w roku 1951, uzyskując tytuł magistra inżyniera geologa. W roku 1962 obronił pracę doktorską, uzyskując tytuł doktora nauk technicznych w zakresie geofizyki.

Pracę zawodową rozpoczął w roku 1950 (jeszcze przed ukończeniem studiów), w krakowskim oddziale Przedsiębiorstwa Poszukiwań Geofizycznych z Warszawy. Pracował tam do roku 1952, w którym podjął pracę w Akademii Górniczo – Hutniczej, początkowo jako starszy asystent, a następnie adiunkt i p.o. Kierownika Zakładu Metod Sejsmicznych w Katedrze Geofizyki Geologicznej. Pod Jego kierunkiem dyplomy magisterskie z zakresu sejsmiki uzyskały pierwsze roczniki absolwentów geofizyki AGH. Stanowili Oni trzon kadry dla dynamicznie rozwijających się badań sejsmicznych w Polsce. Zastąpili specjalistów radzieckich w terenowych grupach sejsmicznych oraz organizowali nowe grupy. W trakcie pracy w AGH dr inż. Zygmunt Śliwiński wykładał też przez dwa

lata geofizykę na Uniwersytecie Warszawskim i cały czas ściśle współpracował z instytucjami prowadzącymi w kraju badania geofizyczne.

W roku 1961 przeszedł do pracy w Przemysle Naftowym, gdzie wkrótce objął stanowisko Zastępcy Dyrektora Biura Dokumentacji i Projektów Geologicznych (późniejsza GEONAFTA), na którym pozostawał do emerytury w 1991 roku. Równoległe pełnił w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie obowiązki Naczelnego Inżyniera ds. Geofizyki oraz Zastępcy Dyrektora ds. Poszukiwań. W latach 1973 – 1976 był oddelegowany do pracy na stanowisku Dyrektora KOPEX – ALGERIA, kierując grupą polskich specjalistów naftowych pracujących w Algierii.

W czasie długoletniej pracy w Górnictwie Naftowym dr inż. Zygmunt Śliwiński był bezpośrednio zaangażowany w prace projektowe i dokumentacyjne z zakresu poszukiwań węglowodorów, których rezultatem były odkrycia w Polsce nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Przez cały czas był też z ramienia Zjednoczenia Górnictwa Naftowego, a później Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, przewodniczącym komisji oceniającej i odbierającej naftowe projekty i dokumentacje geofizyczne. Pełniąc funkcję Naczelnego Inżyniera ds. Geofizyki, za jedno ze swoich głównych zadań uznawał podnoszenie poziomu wyposażenia technicznego i unowocześnienie metod pracy w geofizyce naftowej. Wspólnie z kierownictwem i specjalistami z przedsiębiorstw geofizycznych w Krakowie i Toruniu prowadził bezustanną walkę o dostęp do zachodnich technologii. Dzięki swoim długoletnim kontaktom z Europejską Asocjacją Geofizyczną i branżowymi firmami zagranicznymi, przyczynił się do wdrożenia osiągnięć techniki światowej w polskiej geofizyce naftowej, szczególnie po zakupach sprzętu i technologii w ramach kredytu z Banku Światowego w latach 90-tych XX wieku.

Dr inż. Zygmunt Śliwiński przez cały okres swojej działalności zawodowej, był także bardzo



Dr inż. Zygmunt Śliwiński

aktywnym członkiem różnych gremiów. Był członkiem Komitetu Geofizyki PAN, Rady Geologicznej przy Ministrze Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa (Zastępca Przewodniczącego), Komisji Oceny Projektów Badań Geologicznych MOŚZNIL (Zastępca Przewodniczącego Zespołu ds. Nafty i Gazu), Komisji Zasobów Kopaliny w Ministerstwie Środowiska, Rady Programowej ds. Poszukiwań PGNiG i Rady Programowej w Stowarzyszeniu ds. Głębokich Badań Geologicznych. Był autorem ponad 20 publikacji oraz laureatem Nagrody Państwowej II stopnia za opracowanie wyników badań sejsmicznych w pracy „Budowa Geologiczna Niżu Polskiego”. Za swoje osiągnięcia był wyróżniany, w tym m.in. Orderem Sztandar Pracy II kl., Krzyżem Kawalerskim OOP, Złotym Krzyżem Zasługi i złotymi odznakami resortowymi: Zasłużony dla Górnictwa Naftowego, Zasłużony dla Polskiej Geologii, Zasłużony dla Górnictwa PRL, Zasłużony dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Posiadał stopień Generalnego Dyrektora Górnictwa III stopnia.

Po przejściu na emeryturę nadal był związany zawodowo z geologią i geofizyką. Współpracował ze służbą geologiczną PGNiG, uczestnicząc w opracowaniach dotyczących budowy geologicznej i poszukiwania nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Na szczególne podkreślenie zasługuje Jego współpraca ze Stowarzyszeniem ds. Głębokich Badań Geologicznych, mających fundamentalne znaczenie dla poznania budowy basenów sedimentacyjnych i typowania obszarów do nowych poszukiwań.

Pomimo tak absorbującej i odpowiedzialnej działalności zawodowej, Kolega Zygmunt Śliwiński

ski od samego początku bardzo silnie włączył się w pracę społeczną na rzecz naszego Stowarzyszenia. Należał do „Nestorów” SITPNIg – był jego członkiem od lat 50-tych XX wieku. Zawsze wyróżniał się aktywnością i zaangażowaniem. Przejawiło się to szczególnie w latach 80-tych i pierwszej połowie lat 90-tych, jednym z najtrudniejszych okresów w dziejach Stowarzyszenia i Oddziału Warszawa II. Nastąpił wówczas ogólny, drastyczny spadek liczebności i aktywności członków oraz władz Kół i Oddziału, a transformacja ustrojowa pociągnęła za sobą duże zmiany w strukturze organizacyjnej branży i jednostek organizacyjnych Stowarzyszenia. W tym trudnym okresie, w latach 1981 – 1992 Kolega Zygmunt Śliwiński kierował Oddziałem Warszawa II, który przetrwał m.in. dzięki Jego wytrwałości i zaangażowaniu, w czym aktywnie pomagał Mu Jego zastępca, a później następca ś.p. Kolega Mieczysław Jastrzęb.

Głównym przejawem odrodzenia Oddziału było organizowanie wspólnie z byłym Biurem Geologicznym GEONAFTA konferencji naukowo-technicznych, stojących na wysokim poziomie merytorycznym i cieszących się dużym powodzeniem w całej branży. Kolega Zygmunt Śliwiński miał tu swój duży, osobisty wkład. Należąc do kierownictwa Biura, inspirował tematykę konferencji i dopingował autorów wystąpień do utrzymania wysokiego poziomu merytorycznego, a organizatorów do sprawnej organizacji.

Kolega Zygmunt Śliwiński działał aktywnie nie tylko na forum naszego, warszawskiego Oddziału Stowarzyszenia. Przez dwie kadencje był członkiem Prezydium Zarządu Głównego, w latach 1992 – 2000 reprezentował SITPNIg w Ra-

dzie Krajowej Federacji NOT. Był także członkiem licznych gremiów doradczych – w latach 80-tych Przewodniczącym Komitetu ZG SITPNIg ds. Geologii i Poszukiwań, w latach 2000 – 2004 członkiem Komitetu ZG SITPNIg ds. Górnictwa Nafty i Gazu, od końca lat 80-tych do 2016 roku członkiem Rady Programowej Czasopism. Był także członkiem Rady Seniorów (jako Członek Honorowy SITPNIg) oraz członkiem Kapituły Medalu im. Ignacego Łukasiewicza. Kolega Zygmunt Śliwiński należał do inicjatorów powołania w naszym Oddziale Klubu Seniora, był jednym z jego członków założycieli w roku 2006 i dopóki pozwalało Mu zdrowie – działał w Klubie bardzo aktywnie, wygłaszając m.in. bardzo ciekawe prelekcje.

Nie udało nam się tylko namówić Go do jednej rzeczy. Nie wszyscy wiedzą, że Kolega Śliwiński był wielkim miłośnikiem przyrody, a Jego pasją było obserwowanie ptaków. Zaszływał się w okolicach swojej działki nad Bugiem i oddawał swojemu hobby. Wielokrotnie prosiliśmy, aby na forum Klubu podzielił się z nami swoimi spostrzeżeniami w tym zakresie. Zawsze słyszeliśmy, że obcowanie z przyrodą to Jego bardzo osobiste hobby i nie nadaje się do publicznych wystąpień.

Aktywność i działalność kolegi Zygmunta Śliwińskiego na forum Stowarzyszenia i Federacji NOT była dostrzeżona i właściwie doceniona przez władze. W roku 1992 wyróżniono Go godnością Członka Honorowego SITPNIg, a w roku 2005 Medalem im. Ignacego Łukasiewicza – najwyższym odznaczeniem Stowarzyszenia. Posiadał także Srebrne, Złote i Diamentowe Odznaki Honorowe SITPNIg i Federacji NOT, a także tytuły „Zasłużony Senior SITPNIg” i „Zasłużony Senior NOT”.

Będzie nam w naszym środowisku bardzo brakowało Kolegi Zygmunta Śliwińskiego, a szczególnie Jego błyskotliwych, niebanalnych opinii na różne tematy, wygłaszanych zawsze z charakterystycznym ujmującym uśmiechem. Będzie nam też brakowało naszych, co najmniej dwukrotnych w roku, spotkań z Zygmuntem w Jego domu, gdy już niedomagał na zdrowiu i nie mógł uczestniczyć w spotkaniach Koła. Byliśmy wówczas bardzo serdecznie goszczeni przez Gospodarza i Jego Syna, a same spotkania były dla nas wielką przyjemnością i miłym przeżyciem – mamy nadzieję, że dla Niego także. W trakcie tych wizyt staraliśmy się zaspokoić Jego ciekawość o bieżących problemach nurtujących naszą byłą Firmę i branżę. Tą drogą składamy wyrazy szczerego żalu i współczucia Synowi Zmarłego – Koledze Zygmunтови Śliwińskiemu Juniorowi, dziękując Mu równocześnie za udostępnienie materiałów umożliwiających przygotowanie niniejszego wspomnienia.

Pogrzeb Kolegi Zygmunta Śliwińskiego odbył się 18 listopada 2019 roku, po nabożeństwie w kościele Najświętszego Zbawiciela na Placu Zbawiciela w Warszawie. Spoczął w grobie rodzinnym na cmentarzu w Nałęczowie, obok zmarłej wcześniej Małżonki.

Drogi Kolego – „Seniorze Seniorów” (jak sam siebie lubieś tytułować) - spoczywaj w pokoju.

Koledzy z Koła Seniora SITPNIg przy Oddziale Warszawa II
Maciej Bednarek
i Andrzej Machela-Olszacki

DLA ZACHOWANIA PAMIĘCI.

25 rocznica śmierci doc. dr. inż. Stanisława Karlica

Doc. dr inż. Stanisław Karlic – Dyrektor Techniczny Fabryki Maszyn i Sprzętu Wiertniczego Glinik w Gorlicach, Dziekan Wydziału Wiertniczo-Naftowego AGH, inicjator wierceń morskich na Bałtyku

Urodził się 30 marca 1918 r. na Wołyniu w Pokropiwniej w powiecie tarnopolskim, w niezamożnej rodzinie. Gdy liczył cztery lata, rodzina jego przeniosła się do Lwowa. Tam ukończył szkołę średnią, następnie studiował na Wydziale Mechanicznym Politechniki Lwowskiej. Studia przerwała wojna. Dyplom magistra inżyniera uzyskał na Politechnice Śląskiej w 1946 r. Jeszcze w czasie wojny, po wyjeździe z bombardowanego Lwowa, podjął pracę fizyczną jako palacz kotłowy i maszynista na kopalni nafty „Turze Pole”.

Było to jego pierwsze spotkanie z naftą i wiertnictwem, z którym związał się do końca życia. Po wojnie pracował w Sanoku, Tarnowie i Krośnie jako kierownik Działu Energetycznego.

W 1949 r. został przeniesiony do Fabryki Maszyn i Sprzętu Wiertniczego Glinik na stanowisko kierownika w Biurze Konstrukcyjnym. W 1956 r. został Naczelnym Inżynierem, a następnie Dyrektorem Technicznym Fabryki Maszyn i Sprzętu Wiertniczego Glinik. W ostatnich latach, przed przejściem w 1972 r. na stały etat docenta w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, był dyrektorem Zakładu Doświadczalnego Urządzeń Wiertniczych.

Doc. S. Karlic był od dawna związany z AGH, gdyż od 1951 r. dojeżdżał do Krakowa pociągami (nocnym) na wykłady; prawie przez wszystkie lata pracy w Fabryce Maszyn prowadził zajęcia



Doc. dr inż. Stanisław Karlic



Fot. ze zbiorów S. Karlica

na uczelni. W 1964 roku na Wydziale Górnictwa Stanisław Karlic otrzymał stopień naukowy doktora nauk technicznych. Od 1971 r. był kierownikiem Zakładu Urządzeń Wiertniczych i Eksploatacyjnych, a w latach 1972 do 1981 Prodziekanem i Dziekanem Wydziału Wiertniczo-Naftowego. W 1982 r. wyjechał do Tunezji, jako *visiting professor* prowadził wykłady w Institut Supérieure Technologie des Industries et des Mines w Gafsie a także w Gabesie i Tunisie do roku 1992; wydał w owym czasie kilka skryptów dla studentów w języku francuskim. Na emeryturę przeszedł w 1992 r.

Od czasu pracy w Fabryce Maszyn Glinik był niezwykle zaangażowany w rozwój produkcji urządzeń i sprzętu wiertniczego, będąc projektantem wielu typów wiertnic i rodzajów narzędzi oraz przewodu wiertniczego. Jest autorem 22 patentów, 12 książek, kilkudziesięciu artykułów i wielu referatów, wygłaszał je w kraju i zagranicą m.in. w Niemczech, Francji, Tunezji, posługując się biegle językiem niemieckim, francuskim, rosyjskim oraz angielskim. Zapraszany był regularnie na seminaria naukowo-techniczne przez takie koncerny jak Mannesman, Thyssen, wcześniej już w latach sześćdziesiątych był konsultantem z ramienia ONZ w przemyśle wiertniczym w Pakistanie. Był gorącym orędownikiem krajowej produkcji maszyn i urządzeń opartej także o oryginalne polskie rozwiązania, starał się o przeprowadzanie prób przemysłowych i modyfikację



Fot. ze zbiorów S. Karlica



Stawianie wieży urządzenia WOS-2000 na placu montażowym w Fabryce Maszyn „Glinik” w Gorlicach w latach 60 ubiegłego wieku. Fot. ze zbiorów S. Karlica

konstrukcji, apelował o cierpliwość i wytrwałość w badaniach rozwojowych. Projekty konstrukcyjne i rozwiązania technologiczne urządzeń, narzędzi i sprzętu wiertniczego z jego zasadniczym udziałem były stosowane w krajowej produkcji urządzeń, stanowiąc przez wiele lat podstawowe zaplecze techniczne w wierceniach naftowych i geologiczno-poszukiwawczych. Należały do nich takie urządzenia wiertnicze jak: UP-800, JL-35 Rudno, OP-800, WOS-2000, N12, N20, N30, N16, N25, N40.

Na początku lat 70. zainicjował rozwój techniki wierceń morskich w Polsce, występując m.in. z odpowiednim memorandum do rządu. Napisał książkę „Zarys górnictwa morskiego” oraz prowadził wykłady z „Techniki wierceń morskich”, był aktywnym propagatorem technologii wierceń i górnictwa morskiego. Prowadzone pod jego kierownictwem prace naukowo-badawcze w tym zakresie zmierzały także do budowy w kraju morskich jednostek wiertniczych. Doc. Stanisław Karlic owocnie współpracował z zagranicznymi ośrodkami badawczymi w zakresie narzędzi i przewodów wiertniczych, konstrukcji i eksploatacji maszyn wiertniczych i wydobywczych oraz techniki wierceń morskich, wielokrotnie wygłaszał tam referaty. Kładł nacisk na organizację sympozjów międzynarodowych, co w tamtym okresie stanowiło nie lada wyzwanie; wykładowcami goszczącymi w AGH byli projektanci urządzeń z USA, Niemiec, Francji, Japonii,

naukowcy tacy jak m.in. prof. Artur Lubiński, prof. Claus Marx, prof. Zbigniew Wyszyński. Był członkiem Komitetu Górnictwa PAN w sekcji Technologii Górnictwa i Sekcji Mechanizacji Górnictwa a od 1978 r. członkiem Komitetu Badań Morza PAN. Wypromował 6 doktorów.

Był aktywnym członkiem Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego jako Przewodniczący Komisji Ergonomii i BHP, później Przewodniczący Głównej Komisji Informacji Naukowo-Technicznej, następnie Przewodniczący Głównej Komisji ds. Maszyn i Urządzeń Górnictwa Naftowego (do 1982 r.). W związku ze swoją działalnością otrzymał szereg nagród i odznaczeń m.in. Złoty Krzyż Zasługi, Order Sztandaru Pracy II klasy, Medal Państwowej Rady Górnictwa, Złotą Odznakę Honorową NOT, był Generalnym Dyrektorem Górnictwem III stopnia.

Podczas pracy w przemyśle jak i na uczelni dbał o solidne działanie współpracowników, dając przykład pracowitości, zachęcając do pracy twórczej i racjonalizatorskiej. Nie przykładał natomiast wagi do spełniania wszystkich wymagań biurokracji akademickiej dotyczących starania się o stopnie naukowe.

Był także kolekcjonerem starych odbiorników radiowych, zbierał i naprawiał radia lampowe. Dbął bardzo o niezawodny stan techniczny i nienaganny wygląd swojego samochodu, interesował się fotografią czarno-białą, wywoływał filmy i wykonywał powiększenia. W młodości skakał na nartach na skoczni koło Lwowa i latał na szybowcach.

Zmarł 28 stycznia 1995 r. pozostawiając żonę Irenę (zmarła w 2012 r.) oraz córki Jolantę i Katarzynę. Jest pochowany na Cmentarzu Rakowickim w Krakowie.

Na podstawie: Wielka Księga 85-lecia Akademii Górniczo-Hutniczej, Wyd. Helion, Gliwice 2004; Pabis T. Śladami gorlickich naftowców, 2006.

Stanisław Bednarz



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

10.01.2020 r. odbyło się uroczyste dyplomatorium na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, podczas którego wręczono Honorową Szpadę SITP-NiG najlepszemu absolwentowi wydziału oraz dyplomy wyróżnienia dziesięciu absolwentom zajmującym kolejne miejsca w rankingu na najlepszego absolwenta w 2019 roku.

15.01.2020 r. w Sali Fundacji Krakus w Krakowie odbyło się posiedzenie Zarządu Oddziału SITP-NiG w Krakowie połączone z noworocznym spotkaniem koleżeńskim członków oddziału, podczas którego:

- przedstawiono sprawozdanie z działalności Oddziału w roku 2019,
- wręczono odznaki honorowe SITP-NiG zasłużonym działaczom Oddziału.

31.01.2020 r. odbyło się uroczyste dyplomatorium na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, podczas którego wręczono Honorową Szpadę SITP-NiG najlepszemu absolwentowi wydziału oraz dyplomy wyróżnienia dziewięciu absolwentom zajmującym kolejne miejsca w rankingu na najlepszego absolwenta w 2019 roku.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

70 urodziny

Anastazja Bieniek z Oddziału w Czechowicach,
Antoni Tomaszek z Oddziału w Czechowicach,
Edward Klecha z Oddziału w Krośnie,
Zbigniew Aleksandrowicz z Oddziału w Łodzi,
Bugaj Czesław z Oddziału w Warszawie I,
Iwona Drofiak z Oddziału w Warszawie II,
Edward Prugar z Oddziału w Sanoku,
Zbigniew Winiarski z Oddziału w Sanoku,
Krystyna Hoffman z Oddziału w Sanoku,
Alicja Balawejder z Oddziału w Sanoku,
Alicja Kaczmarczyk z Oddziału w Tarnowie,
Teresa Jamróz z Oddziału w Zielonej Górze,
Marian Buchta z Oddziału w Zielonej Górze,
Teresa Lewicka z Oddziału w Zielonej Górze.

75 urodziny

Henryk Skoneczny z Oddziału w Łodzi,
Ryszard Ramski z Oddziału w Sanoku,
Paweł Jureczko z Oddziału w Zielonej Górze.

80 urodziny

Hanna Warchulska z Oddziału w Czechowicach,
Jan Cholewiński z Oddziału w Warszawie II,
Mieczysław Menżyński z Oddziału w Tarnowie.

85 urodziny

Jan Gomułka z Oddziału w Czechowicach,
Eugenia Korzyk z Oddziału w Sanoku.

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

Spotkanie noworoczne Oddziału SITPNIg w Krakowie



Fot. arch. SITPNIg O/Kraków

15 stycznia 2020, w sali koncertowej Fundacji Krakus odbyło się uroczyste noworoczne spotkanie Zarządu Oddziału SITPNIg w Krakowie z udziałem przewodniczących Kół Zakładowych, szefów zakładów pracy macierzystych Kół, członków honorowych SITPNIg oraz odznaczonych członków SITPNIg.

Prezes Oddziału SITPNIg w Krakowie, Dominik Staśko, powitał zebranych przedstawiając honorowych gości.

W spotkaniu wzięli udział m.in.: prezes Krakowskiej Rady Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT Andrzej Kucharski, prezes Krakowskiego Oddziału PZITS Małgorzata Michalik-Duma, przewodniczący Głównego Sądu Koleżeńskiego SITPNIg, członek Rady Nadzorczej PGNiG prof. Andrzej Gonet, dziekan Wydziału WNIg AGH prof. Rafał Wiśniowski, prof. Wojciech Górecki z Instytutu Surowców Energetycznych AGH, dyrektor Gaz-Systemu w Tarnowie Krystian Liszka, dyrektor PSG Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie Paweł Firlej, z-ca Dy-



Fot. arch. SITPNIg O/Kraków

rektora INIG-PIB w Krakowie dr Jacek Jaworski.

Następnie odbyło się uroczyste wręczenie honorowych odznaczeń SITPNIg oraz NOT, którą to celebrację przeprowadził wiceprezes Oddziału SITPNIg w Krakowie Albin Wojnar.

Odznaczenia otrzymali:

- Srebrna Odznaka Honorowa SITPNIg: Ewa Knapik, Piotr Narloch, Aneta Sapińska-Sliwa

- Złota Odznaka Honorowa SITPNIg: Mirosław Janowski, Beata Kozłowska, Dominik Staśko, Alicja Szczepaniak, Jan Więcek
- Diamentowa Odznaka Honorowa SITPNIg: Henryk Sechman, Stanisław Stryczek
- Złota Odznaka Honorowa NOT: Zdzisław Herman

Po wręczeniu odznaczeń, prezes Dominik Staśko złożył wszystkim uczestnikom spotkania serdeczne życzenia noworoczne, które zostały uświetnione toastem lampką szampana.

Wcześniej Michał Płatosz wręczył prezesowi Dominikowi Staśko Honorowe Odznaczenie Związku Weteranów i Rezerwistów Wojska Polskiego.

Kolejnym punktem programu był występ Młodzieżowego Chóru Gospel z MDK Dom Harcerza przy ul. Reymonta w Krakowie.

Po koncercie prezes Dominik Staśko przedstawił sprawozdanie z działalności Oddziału SITPNIg w Krakowie za rok 2019 oraz planowane zamierzenia Oddziału w roku 2020.

Podczas uroczystej kolacji głos zabierali:

- prezes KRFSNT Andrzej Kucharski
- prezes PZITS Małgorzata Michalik-Duma
- dziekan W.WNIg AGH prof. Rafał Wiśniowski
- dyrektor Zakładu Gazowniczego w Krakowie Paweł Firlej
- dyrektor Gaz-Systemu w Tarnowie Krystian Liszka
- prof. Andrzej Gonet
- kol. Krystyna Maciurzyńska
- kol. Jan Artymiuk
- kol. Jan Wójcik
- kol. Albin Wojnar

Spotkanie noworoczne Oddziału SITPNIg w Krakowie było okazją do wymiany poglądów na tematy zawodowe oraz stowarzyszeniowe. Pod koniec spotkania zorganizowano jeszcze biesiadę przy gitarze.

Albin Wojnar



Fot. arch. SITPNIg O/Kraków

Uroczyste Posiedzenie Władz Oddziału SITP NiG w Gdańsku



Małgorzata Celej



ODDZIAŁ W GDAŃSKU

Prezes uroczyście wręczył Złote i Srebrne Odznaki Honorowe SITP NiG oraz NOT członkom Kół PSG, Lotos Petrobaltic i Metrix.

Po części oficjalnej posiedzenia odbyło się spotkanie świąteczno-noworoczne.

Małgorzata Celej
SITP NiG Oddział w Gdańsku

10 grudnia 2019 roku odbyło się uroczyste Posiedzenie Władz Oddziału SITP NiG w Gdańsku, w którym uczestniczyli – członkowie Zarządu Oddziału, Komisji Rewizyjnej Oddziału, Sądu Koleżeńkiego Oddziału, byli Prezesi Oddziału w Gdańsku oraz zaproszeni członkowie przewidziani do odznaczania.

Prezes Zdzisław Nowak podsumował działalność Oddziału za 2019 rok oraz omówił założenia do planu działania na kolejny rok. Omówił również bieżące sprawy organizacyjne związane z działalnością Kół i Oddziału – aktualizacja stanu członków, płatności składek członkowskich, działalność Komisji Kwalifikacyjnej przy Zarządzie Oddziału powołanej do prowadzenia szkoleń i egzaminów na uprawnienia energetyczne, sprawozdawczość za 2019 rok oraz sprawy związane z przeprowadzeniem inwentaryzacji na koniec 2019 roku.



Obecny i byli Prezesi Oddziału - (od lewej) Andrzej Dębogórski, Zdzisław Nowak, Edward Cejko, Ryszard Wrzosek.
Fot.arch. Oddziału



Uczestnicy spotkania. Fot. arch. Oddziału

Z górnikami do górników. Członkowie Kół SITP NiG i PZITS w Tarnowie w Kopalni Soli w Bochni



ODDZIAŁ W TARNOWIE



Janina Dziędziel-Gostek

Początek grudnia, czas barbórkowych zabaw, to dobry czas do obejrzenia miejsca pracy górników. Tak przynajmniej pomyśleli członkowie tarnowskich kół stowarzyszeń technicznych, zrzeszających pracowników branży gazowniczej, Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych oraz Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

7 grudnia br. wyruszyli w podróż. Nie trzeba było jechać daleko, bo w rejonie tarnowskim, w Bochni znajduje się najstarsza w Polsce kopalnia soli.



Podziemna kolejka. Fot. Lucjan Łużecki

Słów kilka o bocheńskiej kopalni i pokładach soli

Kopalnia Soli w Bochni powstała w pierwszej połowie trzynastego wieku, kiedy odkryto

pokłady soli kamiennej, a pierwsze wzmianki o niej pojawiły się w roku 1248. Sól w okolicach Bochni była używana już 5,5 tysiąca lat temu, a uzyskiwano ją w warzelniach poprzez odpa-



Uczestnicy podziemnej wędrowki. Fot. Lucjan Łużecki



W kaplicy przed ołtarzem Św. Barbary. Fot. Lucjan Łużecki



W Kaplicy Św. Kingi. Fot. Michał Styś

rowanie wody z solanki. Pojawiła się w tym miejscu około 13,6 miliona lat wcześniej, to jest w epoce miocenu. Wtedy teren południowej Polski zwany Zapadliskiem Przedkarpackim zalany był wodami ciepłego morza. Sól rozpuszczona w wodzie morskiej ulegała krystalizacji, tworzyły się warstwy w formie wąskich nieregularnych soczewek. Wydobyte prowadzono do głębokości 468 m. W ciągu 750 lat eksploatacji zgłębiono szesnaście szybów, z których do dzisiaj pozostały trzy: szyb Trinitatis – pełniący funkcję wentylacyjną, szyb Sutoris oraz Campi (transportowo-komunikacyjne).

W kopalni i w złożu

W kopalni podzieleni zostaliśmy na grupy, które ruszyły dwoma trasami: Przyrodniczą i Multimediałną.

Pierwszą atrakcją był przejazd podziemną kolejką, kursującą 176 m pod ziemią korytarzami na poziomie August, pomiędzy szybami Campi i Sutoris. Uczestnicy Trasy Przyrodniczej

udali się na poziom Sienkiewicz na głębokość 212 m i dalej do Komory 81, gdzie znajduje się Podziemna Przeprowa Łodziami. Na dwunastoosobowych łodziach płynęliśmy razem z flisakami wzdłuż studwudziestometrowej podłużnej komory zalanej solanką. Następnie rozpoczęliśmy zwiedzanie pieszo. Trasa wiodła podziemnymi chodnikami, z których niektóre były dosyć ciasne i wymagały wspinania się po drewnianych trapach. W jej trakcie oglądaliśmy warstwy halitu w postaci skupisk solnych nacieków, wykwitów, kalafiorów, a przede wszystkim okazy halitu fluorescencyjnego, świecącego na pomarańczowo pod wpływem działania światła ultrafioletowego. Napotkaliśmy też warstwy gipsu, anhydrytu, w tym bocheńskie trzewiowce - charakterystycznie zafaldowane anhydryty, cienkie warstwy tufitu andezytowego, warstwy iłków marglistych, iłowców anhydrytowych oraz iłowców solnych.

Na głębokości około 250 metrów pod ziemią zatrzymaliśmy się w komorze Ważyn,

w ogromnym, wspaniałym wnętrzu o długości 255 m, szerokości blisko 15 m i wysokości 7 metrów. Zwiedzanie zakończyliśmy na poziomie August, gdzie znajduje się Kaplica św. Kingi z pięknymi, wykutymi w soli ołtarzami i rzeźbami solnymi.

Podsumowanie w Kasztelu

Na zakończenie wszyscy razem, tarnowianie, rzeszowianie i sandomierzanie udali się do restauracji Kasztel w Rzeszawie. Tam też wspomniano wspólne działania prowadzone w 2019 roku i doprecyzowano, zgłoszone do planu na 2020 rok pomysły i zamierzenia, w tym: wyjazdy, seminaria, wyjścia do teatru w ramach Festiwalu Komедii Talia, a także wybory zarządów w kołach, z uwagi na kończącą się kadencję.

Janina Dziędział-Gostek
Skarbnik Oddziału SITP NiG
w Tarnowie



Przed Kasztel. Fot. Lucjan Łużecki

Konferencja Naukowo-Techniczna FORGAZ 2020

Techniki i technologie dla gazownictwa

– pomiary, badania, eksploatacja



W dniach 8-10 stycznia 2020 r. w Muszynie odbyła się IX edycja Konferencji Naukowo-Technicznej FORGAZ 2020 pt.: „Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania, eksploatacja”, której organizatorem był Pion Gazownictwa Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego.

Tematyka Konferencji dotyczyła zagadnień związanych z:

- wodorem jako paliwem przyszłości w transporcie, energetyce i gazownictwie,

- nowymi technologiami pomiarowymi: smart metering, gazomierze termiczne, gazomierze bezpulsacyjne,
- nowymi technologiami do budowy i renowacji sieci gazowych,
- ochroną środowiska w przemyśle gazowniczym.

Zagadnienia te zostały przedstawione w postaci 22 referatów wygłoszonych w trakcie sześciu sesji tematycznych. Po raz pierwszy w trakcie Konferencji odbyła się również sesja posterowa. Konferencja zgromadziła ponad 120 osób, reprezentujących środowiska naukowe oraz najważniejsze na polskim rynku firmy działające w obszarze gazownictwa.

Patronat honorowy nad wydarzeniem objęli: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o., Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. oraz Izba Gospodarcza Gazownictwa. Platynowym Sponsorem Konferencji było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Złotymi Sponsorami Konferencji zostali: Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o., System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. oraz COMMON S.A. Srebrnym Sponsorem Konferencji był Apator Metrix S.A., a brązowym Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Konferencję sponsorowały również firmy: Lab-solution Sp. z o. o., PLUM Sp. z o. o., RADPOL S.A. oraz DGT Sp. z o. o.

Patronat medialny nad Konferencją FORGAZ 2020 objął miesięcznik Nafta-Gaz.

Instytut Nafty i Gazu
– Państwowy Instytut Badawczy



Fot. arch. INiG-PIB



**XX JUBILEUSZOWE MISTRZOSTWA POLSKI
BRANŻY GAZOWNICZEJ, NAFTOWEJ I CIEPŁOWNICZEJ
W NARCIARSTWIE ALPEJSKIM**



**27.02-01.03.2020 r.
ZAKOPANE**

**Nosalowy Dwór Resort & SPA
Stacja Jurgów SKI**

ORGANIZATOR

Stowarzyszenie MSiR "Alpejczyk", 37-500 Jarosław, ul. Krakowska 54
e-mail: biuro@alpejczyk.pl

www.alpejczyk.pl



GAZTERM XXIII

2020 KONFERENCJA

Szczyt Gazowy Trójmorza – bezpieczeństwo, integracja, transformacja.

4-7 MAJA 2020

MIĘDZYDROJE, HOTEL VIENNA HOUSE AMBER BALTIC

PARTNER GŁÓWNY
KONFERENCJI



PARTNER MERYTORYCZNY
KONFERENCJI



BRANŻOWY PARTNER
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