

NR 7 (261)
lipiec
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



ZAKŁAD OLEJÓW, ŚRODKÓW SMAROWYCH I ASFALTÓW



- opracowywanie i modyfikacja technologii wytwarzania:
 - » olejów podstawowych (bazowych), plastyfikatorów naftowych,
 - » środków smarowych: olejów przemysłowych i smarów plastycznych,
 - » wosków naftowych (parafin i mikrowosków), wosków i kompozycji specjalnych oraz emulsji woskowych,
 - » dodatków stosowanych podczas wydobycia i transportu ropy naftowej i gazu ziemnego: inhibitorów korozji, inhibitorów parafin, inhibitorów hydratów, inhibitorów hydratów i korozji, deemulgatorów oraz inhibitorów oporów przepływu ropy naftowej,
 - » asfaltów drogowych i przemysłowych,
 - » olejów technologicznych do obróbki metali: emulgujących i nieemulgujących,
 - » niskokrzepnących płynów do chłodziw samochodowych i spryskiwaczy samochodowych;
- specjalistyczne badania oraz ocena właściwości fizykochemicznych i użytkowych:
 - » środków smarowych, smarów plastycznych i olejów przemysłowych, silnikowych,
 - » wosków naftowych, wosków specjalnych oraz kompozycji i emulsji woskowych,
 - » asfaltów drogowych i przemysłowych oraz emulsji asfaltowych, roztworów i mas asfaltowych oraz innych specyfików asfaltowych;
- opracowywanie zagadnień związanych z gospodarką olejami odpadowymi i odpadami rafineryjnymi;
- sporządzanie ekobilansów procesów technologicznych metodą Oceny Cyklu Życia.

**INSTYTUTU NAFTY I GAZU –
PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY**
Zakład Olejów, Środków Smarowych i Asfaltów
Kierownik: dr inż. Stefan Ptak
Adres: ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków
Telefon: 12 617 75 74 Faks: 12 617 75 22
E- mail: stefan.ptak@inig.pl



Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Lipcowy numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych otwierają dwa artykuły naukowo-badawcze o dużym potencjale poznawczym: pierwszy z nich związany jest z mechaniką przepływów w ośrodkach skalnych z zawartością węglowodorów, drugi natomiast – z odsiarczaniem gazu ziemnego w instalacjach napowierzchniowych.

Na prośbę redakcji WNiG prof. prof. Stanisław Nagy i Jakub Siemek z Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH prezentują na łamach naszego periodyku „Termodynamikę układów węglowodorowych w nanoporowych strukturach złożowych”. Artykuł powstał na kanwie prowadzonych w Polsce na początku XXI wieku poszukiwań gazu niekonwencjonalnego, co było dla autorów artykułu motywacją do poznania termodynamiki i mechanizmów przepływów w dwufazowych systemach nanoporowych piaskowcowo-łupkowych z rejonu Basenu Bałtyckiego (gdzie stwierdzono występowanie gazu kondensatowego i gazolinowego).

Warto pamiętać, że w ostatnich latach gaz ziemny stanowi prawie połowę przyrostu (wzrostu) zużycia energii pierwotnej w świecie, a w najbliższych latach pozostanie w dalszym ciągu ważnym źródłem energii w procesie przestawiania się gospodarki światowej na niskoemisyjną.

Natomiast artykuł dr. Andrzeja Janochy z Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego zatytułowany „Odsiarczanie gazu ziemnego z wykorzystaniem technologii membranowej w procesie hybrydowym” jest efektem światowej intensyfikacji

prac w przemyśle naftowym nad wykorzystaniem separacji membranowej siarkowodoru z gazu ziemnego jako metody pierwszego etapu w procesie hybrydowego usuwania gazów kwaśnych z gazu ziemnego.

Zestaw artykułów bloku Nauka i Technika zamyka opracowanie autorstwa dyr. Aleksandry Imiołek „Budowa sieci gazowych wysokiego ciśnienia w Polsce – dynamiczny rynek, uwarunkowania prawne”, które uzyskało wysoką ocenę redakcyjnych recenzentów, podkreślających bardzo rzetelny przegląd i analizę wielości przepisów związanych z budową gazociągów i terminali. To bardzo przydatne, zaktualizowane kompendium wiedzy w tym zakresie, pomocne zarówno projektantom jak i wykonawcom inwestycji liniowych w Polsce.

Sporą część numeru poświęcamy relacjom redakcyjnych korespondentów z kampanii sprawozdawczo-wyborczej prowadzonej w naszym Stowarzyszeniu. Prezentujemy w nich podsumowania i zamknięcia czteroletniej kadencji w Oddziałach SITPNiG w Czechowicach-Dziedzicach, Gorlicach, Krakowie i w Pile. Pokazujemy ich dorobek i sukcesy (czasami też i porażki) a także założenia programowe na nową kadencję nowo wybranych zarządów.

Proszę pamiętać, że łamy Wiadomości Naftowych i Gazowniczych zawsze są otwarte na Państwa relacje, propozycje, uwagi i wszelkie publikacje pokazujące działalność Kół i Oddziałów.

Chciałbym również zwrócić Państwa uwagę na materiał w bloku Wieści z Polskich Firm zatytułowany: „PKN ORLEN rozpoczyna przejęcie Grupy PGNiG” ukazujący założenia planowanego połączenia dwóch gigantów gospodarczych na polskim rynku energetycznym. Warto przeczytać ten artykuł zawierający bardzo ciekawą argumentację właścicielską całego procesu konsolidacji. Warto, bo proces ten obejmie dużą część czytelników WNiG.

A że mamy ciepłe lato – to proszę z niego bezpiecznie korzystać – pamiętając, koniecznie, o wszystkich zaleceniach chronienia siebie i innych przed koronawirusem.

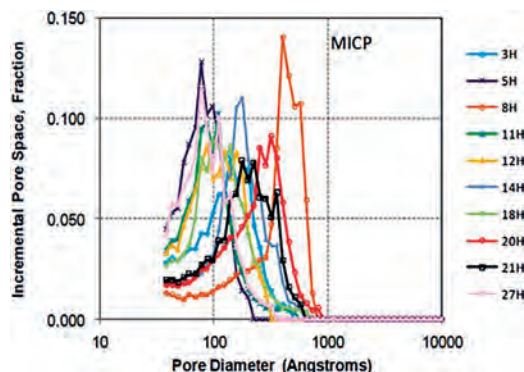
Ryszard Chylarecki



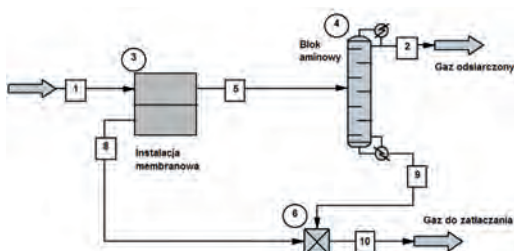
Fot. arch. PSS sp. z o.o.

NAUKA I TECHNIKA.

- Termodynamika układów węglowodorowych w nanoporowych strukturach złożowych 4



- Odsiarczanie gazu ziemnego z wykorzystaniem technologii membranowej w procesie hybrydowym 12



- Budowa sieci gazowych wysokiego ciśnienia w Polsce – dynamiczny rynek, uwarunkowania prawne 16



ENERGIA I GEOTERMALNA.

- Projekt „Kabel ZERO”, czyli wykorzystanie energii geotermalnej w przemyśle papierniczym 21



WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- PKN ORLEN rozpoczyna przejęcie Grupy PGNiG 22
- Dodatkowy miliard metrów sześć. gazu w okolicy Przeworska i Jarosławia 23
- Jubileuszowa 100-tna dostawa gazu skroplonego do Terminalu LNG w Świnoujściu 24



KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG coraz bliżej uruchomienia produkcji z kolejnego złoża na Morzu Północnym 25
- 179 Konferencja OPEC 25
- Gazociąg Trans Adriatic Pipeline (TAP) już gotowy 25

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 Aplis 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. – Stacja gazowa – zespół zaporowo-upustowy
Fot. arch. Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

- Szczyt MAE „Okres przejścia do czystej energii” 25
- Nord Stream 2 AG wznowia budowę gazociągu 26
- Dwa złoża ropy w rejonie Homla 26
- Inwestycja infrastrukturalna o wartości 10 mld USD w Abu Zabi 26
- Piraci w Zatoce Meksykańskiej 26
- Stan Pensylwania oskarża firmy wiertnicze o zaniedbania przy szczelinowaniu 26
- Chesapeake Energy na skraju bankructwa 27
- Otwarcie dla wierceń naftowych chronionych obszarów przyrodniczych na Alasce 27
- Bezzałogowe zdjęcie batymetryczno-geofizyczne 27
- Kolejny etap inwestycji w Boronowie zakończony 27



- Wybory naznaczone pandemią – Oddział SITPNIg w Pile 34



BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 29
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 29
- Walne Zgromadzenie Członków Oddziału SITPNIg w Czechowicach-Dziedzicach 29



- Walny Zjazd Delegatów Oddziału SITPNIg w Gorlicach 31
- Walny Zjazd Delegatów Oddziału SITPNIg w Krakowie 32

KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

- VIII edycja Ogólnopolskiego Szczytu Energetycznego – OSE GDAŃSK 2020 37



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 Szwałd

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

Termodynamika układów węglowodorowych w nanoporowych strukturach złożowych



Stanisław Nagy



Jakub Siemek



Thermodynamics of hydrocarbon systems in the nanopore structures

Abstract

Unconventional natural gas from low-permeable sandstone (tight) and shale reservoirs is one of the most important fossil fuels recognized as 'transient' fuels during the energy transformation. This paper describes complex phenomena related to confining conditions adsorption and capillary condensation in nanopore structures. The phenomena associated with nanopore systems also cause a critical point to shift, which essentially move the phase equilibria. Paper discusses a modified two-phase equilibrium model in micro and nanopore systems. Examples of changes in phase envelope curves are presented in the selected composition of gas-condensate systems.

Streszczenie

Gaz ziemny z łupków ze złóż niskoprzepuszczalnych piaskowcowych (typu 'tight') i łupkowych (typu 'shale') jest jednym z najważniejszych paliw kopalnych uznanych jako paliwo 'przejściowe' w okresie transformacji energetycznej. Niniejszy artykuł opisuje złożone zjawiska związane z wpływem rozmiarów kanałów porowych, adsorpcji i kapilarnej kondensacji w strukturach nanoporowych. Zjawiska towarzyszące układom nanoporowym powodują też zmianę położenia punktu krytycznego, co wpływa zasadniczo na przesunięcie równowagi fazowej. Omówiono zmodyfikowany dwufazowy model równowagowy dwufazowy w obszarze mikro i nanoporów. Pokazano przykłady zmiany krzywych nasycenia dla wybranego składu układu gazowo-kondensatowego.

1. Wprowadzenie

Wydobycie gazu ziemnego ze skał łupkowych, niskoprzepuszczalnych piaskowców (również eksploatacja metanu z pokładów węgla) – z powodzeniem wdrożona w USA w ciągu ostatnich dwóch dekad stymuluje amerykańską gospodarkę (IEA (2012, 2019). Niski koszt paliwa i obniżenie emisji dwutlenku węgla podczas spalania gazu ziemnego powoduje duże zapotrzebowanie na gaz na świecie w ciągu najbliższych 30 lat (IEA (2012, 2013, 2019)). Popyt na gaz ziemny wzrósł o 4,6% w 2018 r., jak wynika z najnowszego rocznego raportu rynkowego (IEA (2019)). Gaz stanowił prawie połowę wzrostu zużycia energii pierwotnej na całym świecie. Oczekuje się, że popyt na gaz ziemny wzrośnie o ok. 10% w ciągu najbliższych pięciu lat, osiągając ponad 4,3 biliona metrów sześciennych (tcm) w 2024 roku. Gaz ziemny pozostanie w dalszym ciągu ważnym źródłem energii w okresie tworzenia gospodarki niskoemisyjnej na świecie (IEA, 2019).

Pierwsze prace w zakresie poszukiwania i wykorzystania gazu niekonwencjonalnego rozpoczęte w Polsce na początku drugiej dekady XXI

zostały przerwane po pięciu latach. Wyniki badań z rejonu Basenu Bałtyckiego (Poprawa, 2010; Siemek & Nagy, 2012) wskazują na występowanie w tym rejonie gazu gazolinowego i kondensatowego, a także lekkiej ropy naftowej. Jest to również motywacja do oszacowania potencjalnej efektywności wydobywania gazu i zasobów wydobywalnych (Klimkowski & Nagy, 2014, Nagy et al. (2019)) oraz do poznania termodynamiki i mechanizmów przepływu w dwufazowych systemach nanoporowych piaskowcowo/łupkowych w których występuję tzw. efekt „confined” (wpływu rozmiarów porowych). Kompletna termodynamiczna analiza występowania i wydobywania węglowodorów z tych złóż jest niemożliwa ze względu na istotny wpływ czynników powodujących niejednorodność ośrodka porowatego i zwykle wymaga uproszczeń przy opisie wpływu sił grawitacyjnych i adsorpcji czy też efektów wywołanych rozmiarami kanałów porowych (tzw. 'confined effect') dla skał mezo-, mikro- i nanoporowych. Nowe efekty związane ze zjawiskami krytycznymi w wąskich porach są ważne dla opisu stanu równowagi ciecz-gaz (VLE) w nanoporowych skałach piaskowcowych i łupkowych.

2. Stan wiedzy of VLE w porowatych strukturach

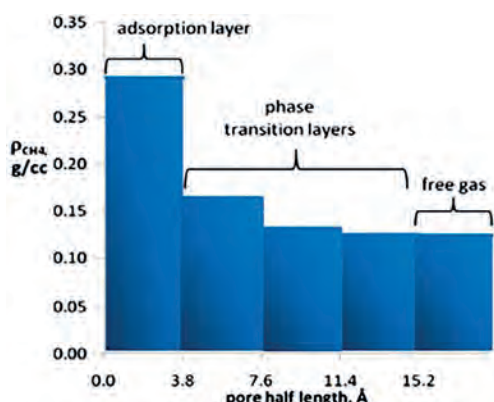
Powierzchnia rozdziału faz (tj. powierzchnia rozdziału faz gazowej, kondensatowej/ropnej, solankowej) nie jest płaska w ośrodku porowatym. Wpływ efektów kapilarnych i grawitacji na właściwości PVT i równowagi fazowej (VLE) płynów węglowodorowych jest pomijany w klasycznej analizie termodynamicznej, (zob. Ahmed (1989), Pedersen et al. (1989), Whitson & Brule, 2000). W badaniach laboratoryjnych PVT-VLE dodatkowy efekt kapilarny pomija się przy wyznaczaniu krzywej nasycenia (phase saturation curve). Pionierami badań zmian krzywej nasycenia w ośrodku porowatym byli m.in. Trebina i Zadory (1968), Sadyk i Zade (1963), Tindy i Raynal (1966), Smith, Yarborough (1968), Sigmund et al. (1973)). Wnioski wynikające z tych badań były niejednoznaczne, ale wynikały z możliwości technicznych obserwacji laboratoryjnej i własności skał porowatych wykorzystywanych do badań Sigmund (1973). W latach dziewięćdziesiątych XX wieku rozpoczęła się na nowo dyskusja w tym przedmiocie wywołana m.in. badaniami Ping et. al. (1996), Brusilovsky (1990), Firoozabadi (1999), Shapiro & Stanby (1996), Nagy (2002). Z kolei rozwój technologii wydobywania gazu ze skał łupkowych wymusił nowe spojrzenie na termodynamikę ośrodków nanoporowych (zob. Cam-

Tabela 1. Klasyczna klasyfikacja porów IUPAC (Everett, 1972)

	Średnica porów	Procesy termodynamiczne
Mikropory	poniżej 2 nm	adsorpcja jednowarstwowa
Mezopory	2 - 50 nm	wielowarstwowa adsorpcja i kondensacja kapilarna
Makropory	powyżej 50 nm	adsorpcja wielowarstwowa i kondensacja kapilarna

pos (2010), Campos et al. (2009); Didar & Akkutlu (2013), Pang et al. (2012), Devegowda et al. (2012), Firincioglu et al. (2012), Nagy & Siemek (2013, 2014). Uznano, że zjawiska występujące w strukturach mikro i nanoporowych wymagają nowej teorii termodynamicznej.

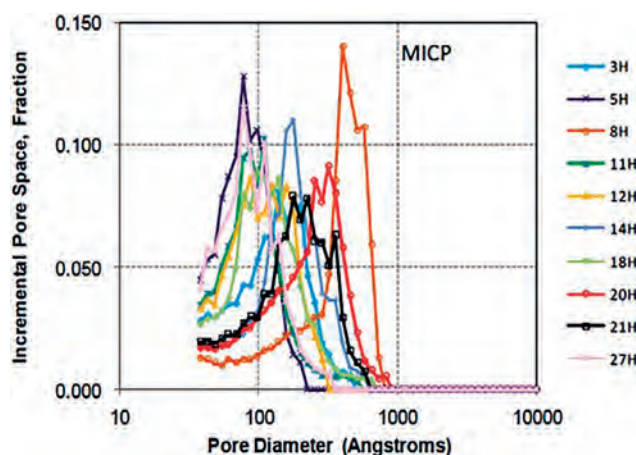
Jednym z warunków koniecznych występowania procesu kondensacji w ośrodku porowatym jest m. in. występowanie zwilżalności hydrofobowej. Przykład występowania takiej zwilżalności w strukturach niekonwencjonalnych jest pokazany m.in. przez Cao Minh i in. (2012), gdzie blisko 50% porów znajduje się w matrycy organicznej (kerogen). Opinia ta jest zgodna m.in. z pracami – Lee (1989), Brusilovsky (1990), Guo (1996), Firozabadi (1999), Nagy (2002, 2003), Elamin et al. (2013), Didar & Akkutlu (2013), Whitson & Sunjerga (2012), Orangi (2011), Hartman et al. (2011), Pang et al (2012), Honarpour et. al. (2012), Kuppe F. et al. (2012). Innym elementem wpływającym na odmienne zachowanie się układów węglowodorowych w skałach niekonwencjonalnych jest przesunięcie parametrów krytycznych (Didar & Akkutlu (2013), Elamin et al. (2013)). Zakres wymiarów (średnic) porów w formacjach zawierających gaz wynosi od 1,5 nm do 100 nm (Clarkson & Haghsheenas (2012), Derouane (2007), Kang (2011), Clarkson et al. (2012), Zhang et al. (2013), Sanaei et al. (2014)



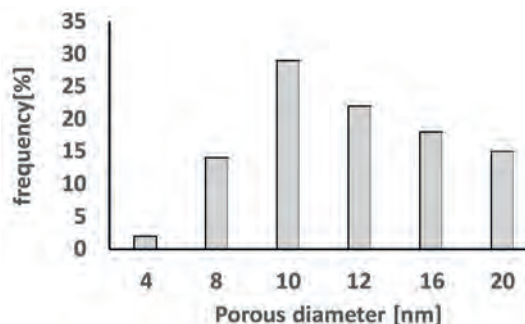
Rys. 1. Gęstość molowa metanu w przekroju poprzecznym w mikro i nanoporach (na podst. Kang (2011))

Przykładowy rozkład gęstości metanu w mikro- i nanoporowatym ośrodku przedstawiono na rys. 1 (Kang 2011). Rysunek ilustruje konieczność uwzględnienia zarówno gazu wolnego jak i zaadsorbowanego w rozważaniach termodynamicznych w ośrodku porowatym. Na rys. 2 i 3 pokazano przykłady histogramów średnicy porów uzyskanych z eksperymentów porozymetrii rtęciowej (MICP) w próbkach rdzenia pobranych ze skał łukowych (Clarkson & Haghsheenas 2012, Dhanapal et al., 2014). Na podstawie rozkładu wielkości porów IUPAC w oparciu o nową teorię termodynamiki nanoporowej można zdefiniować trzy typy występowania równowag fazowych w porowatych mediach (Alharthy et al., 2013):

1. Normalne zachowanie się węglowodorów w makro/mezo porach (**unconfined**), które jest wynikiem braku wpływu ograniczonej średnicy porów ('confined VLE') makroporach lub tym, co obserwuje się w klasycznej komorze do badań PVT. Przypadki takie zajmują one większość makro i mezoporów (60-80%).
2. Odmienne zachowanie się części węglowodorów występujących w mezo/mikroporach (**midconfined**), co jest wynikiem częściowego przesunięcia się warunków równowagi fazy w mezoporach i mikro porach. Ta kategoria zajmuje około 40-15% porów (pory o średnicy poniżej 10 nm).
3. Całkowicie odmienne zachowanie się węglowodorów wynikające z wpływu średnicy porów (w mikroporach/nanoporach) (tzw. „**confined effect**”), gdzie wielkość porów jest mniejsza niż 3 nm. Zwykle objętość tych porów to 3-5% (lub więcej) i silnie zależy od składu mineralogicznego (m.in. od zawartości materiału ilastego).

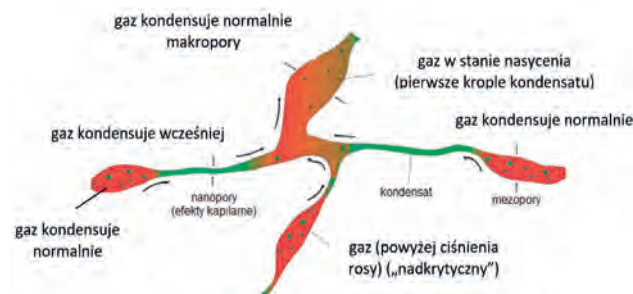


Rys. 2. Przykład rozkładu porów w ośrodku porowatym z wykorzystaniem porozymetrii rtęciowej (MICP) w skałach łukowych (na podst. Clarkson et al. (2012))



Rys. 3. Przykład rozkładu porów w ośrodku porowatym (na podst. Dhanapal et al (2014))

Przyjmuje się, że efekty 'nanoporowe' (confined/midconfined) mogą dotyczyć nawet 60% objętości porowej dla wybranych warunków złożowych.



Rys. 4 Początek procesu kondensacji w nanoporach dla przypadku nieuwzględniającego przesunięcia krzywej nasycenia (Alharthy et al., 2013)



Rys. 5 Początek procesu kondensacji w nanoporach dla przypadku uwzględniającego przesunięcie krzywej nasycenia (Alharthy et al., 2013)

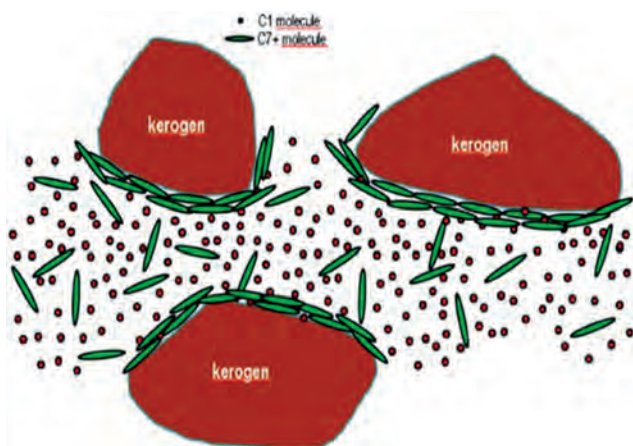
Dla procesu kondensacji węglowodorów poniżej krzywej nasycenia (phase envelope) istotne są dwa przypadki termodynamiczne istotne:

1. brak przesunięcia krzywej nasycenia: wewnątrz nanoporów ciśnienie kapilarne jest wysokie, a ciśnienie fazy gazowej jest wyższe niż pierwotne ciśnienie w punkcie rosy, które powoduje wcześniejszą kondensację płynu (kondensacja kapilarna (Nagy, 2002)). Zjawisko kondensacji w mikro i nanoporach występuje wcześniej, inaczej niż w mezo i makroporach, gdzie pod wysokim ciśnieniem nie występuje proces kondensacji (rys. 4)
2. przesunięcie krzywej nasycenia (przesunięcie krzywej rosy): proces kondensacji nie występuje w mikro i nanoporowym ośrodku. Płyn w nanoporach pozostaje w stanie nadkrytycznym przy minimalnym przepływie wykraplanej cieczy. W mezo i makroporach występuje wcześniejsza kondensacja składników ciężkich (rys. 5).

3. Zjawiska adsorpcji węglowodorów w porowatych skałach w pobliżu krzywej nasycenia

Zjawiska adsorpcji w porowatych mediach mogą mieć znaczący wpływ na rozkład zasobów w złożach metanowych w pokładach węgla czy gazu w skałach. Proces adsorpcji może w znacznie różnić się od adsorpcji powierzchni obserwowanej w laboratoriach chemicznych. Są dwa główne powody różniące proces: istnienie zjawisk kondensacji kapilarnej w mezo- mikroporach i możliwość blokowania przepływu w sieci. Zjawiska adsorpcji związane z porowatymi mediami są prezentowane w wielu podręcznikach (np. Defay, Prigogine (1966), Adamson (1990)). Nowe badania procesów adsorpcji w ośrodkach porowatych pod wysokim ciśnieniem można znaleźć w pracach: Shapiro, Stenby (1996), Guo et al. (1996) oraz Kang et al. (2011), Altman et al. (2014), Travalloni et al. (2010).

W niniejszym artykule przyjmuje się (jako podstawowy) konserwatywny model adsorpcji z pojedynczą warstwą molekularną, co jest zgodne z badaniami przedstawionymi na rys. 1. Pamiętać należy, że maksymalna grubość filmu adsorpcji obserwowana w rzeczywistym układzie mezoporowym wynosi 23 Å (Adamson, 1990). W praktyce oczywiście adsorpcja wielowarstwowa występuje, w szczególności w warunkach wysokich ciśnień (np. powyżej 15 MPa). Przykłady badań zjawisk adsorpcyjnych znaleźć można m.in. w pracy Altman et al. (2014), w której opisano proces selektywnej adsorpcji cząsteczek węglowodorowych (układ binarny nC7 i CH4) na powierzchni kerogenu w ośrodku porowatym zawierającym gaz kondensatowy zob. rys. 6 (Altman et al. (2014)).



Rys. 6. Przykład selektywnej adsorpcji składników gazu kondensatowego na powierzchni kerogenu (Altman et al., 2014)

4. Wpływ ciśnienia kapilarnego na zmianę własności płynu złożowego

Ciśnienie kapilarne występujące na granicy dwóch faz dwóch nie mieszających się ze sobą płynów jest definiowane wzorem:

$$P_{cap} = P_{nw} - P_w \quad (1)$$

gdzie:

P_{nw} - ciśnienie fazy niezwilżającej [Pa]

P_n - ciśnienie fazy zwilżającej [Pa]

Ciśnienie kapilarne można zapisać zgodnie ze wzorem Kelvina:

$$P_{cap} = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \phi}{r} \quad (2)$$

gdzie:

σ - napięcie powierzchniowe na granicy dwóch faz [N/m]

ϕ - kąt zwilżalności powierzchni fazy stałej

r - promień ośrodka porowego [m].

Ciśnienie kapilarne nie może być ignorowane dla porów o bardzo małej średnicy (mikro- i nanopory).

5. Wpływ adsorpcji na zmianę własności płynu złożowego

Adsorpcja w skałach mikroporowatych jest opisana (wg klasyfikacji Brunauera) izotermą typu „I” (zob. klasyfikacja IUPAC, Everett (1972)). Izoterma „I” charakteryzuje się szybkim wzrostem pojemności adsorpcyjnych dla niskich ciśnień, wywołanym przez silne oddziaływania występujące w bardzo małych porach. Dla wyższych ciśnień występuje spowolnienie procesu adsorpcji, spowodowane zapełnieniem porów (tzw. plateau). Modele Langmuira (1916), Freundlicha (1906), DR (Dubinina i Raduszkiewicza, 1947) oraz DA (Dubinina i Astachowa) są stosowane do opisu izotermi typu I. Izoterma BET (Brunauera, Emmetta i Tellera) opisuje II typ klasyfikacji wg IUPAC tzn. adsorpcję wielowarstwową. Model trójparametrowy BET można też wykorzystać do konstrukcji do izotermi I typu (zob. Rogers et al. 2007, Zhang et al. 2012). Model izotermi Langmuira jest powszechnie wykorzystywany w przemyśle, ale pamiętać należy, że opisuje on adsorpcję monowarstwową. Fizyczna adsorpcja na mikroporowatych adsorbentach, spowodowana głównie oddziaływaniami van der Waalsa pomiędzy adsorbentem i adsorbentem, powoduje przyciąganie cząsteczek do powierzchni adsorbentu (Hao et al., 2014, Chattarajab, 2016). Równanie izotermi Langmuira ma postać:

$$a = \frac{a_L \cdot P}{P_L + P} \quad (3)$$

gdzie

a - zdolność adsorpcyjna dla danych warunków ciśnienia, m³/t,

P - ciśnienie, MPa,

P_L - ciśnienie Langmuira, równe wartości ciśnienia, dla którego ilość zaadsorbowanego adsorbentu, wyniesie połowę maksymalnej ilości adsorbentu mogącego zaadsorbować się na adsorbencie, MPa,

a_L - maksymalną objętość substancji, która może być zaadsorbowana na jednostkę masy adsorbentu, m³/t.

Opis adsorpcji układów wieloskładnikowych jest zastąpiony przez tzw. rozszerzony model Langmuira dla adsorpcji:

$$a_i = \frac{a_{Li} \frac{P \cdot y_i}{P_{Li}}}{1 + P \cdot \sum_{j=1}^n \frac{y_j}{P_{Lj}}} \quad (4)$$

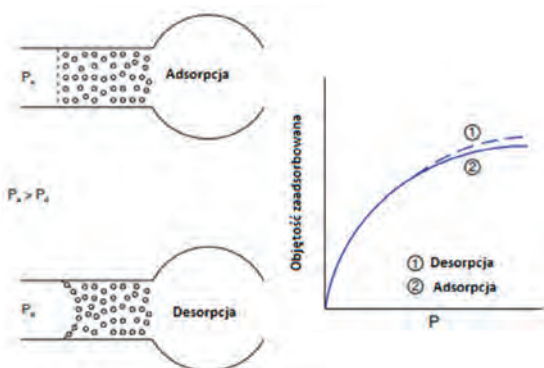
gdzie:

a_i - zdolność adsorpcyjna składnika „i” dla danego ciśnienia, m³/t,
 a_{Li} - maksymalna objętość substancji i-tego składnika, która może być zaadsorbowana na jednostkę masy adsorbentu, m³/t,
 y_i i y_j - udziały molowe poszczególnych składników w fazie gazowej,
 P_{Li} i P_{Lj} - ciśnienia Langmuira (dla pojedynczych składników), MPa.

Model izotermy Langmuira do opisu wieloskładnikowej adsorpcji obarczony jest znacznym błędem m.in. z powodu różnic średnic cząsteczek adsorbowanych, co uniemożliwia równy dostęp do centrów adsorpcji na powierzchni adsorbentu. Z powodu oddziaływań jakie występują pomiędzy składnikami gazu a powierzchnią skały podczas desorpcji gazu z adsorbentu, poszczególne składniki desorbują nierównomiernie. Dla złóż gazu ziemnego w skałach łupkowych zawierających homologii metanu widoczne są zmiany składu wydobywanego gazu podczas desorpcji. Skład wydobywanego gazu charakteryzuje się początkowo zwiększonym udziałem metanu i azotu, które z powodu słabszego oddziaływania ze skałą, desorbują w większej ilości niż pozostałe składniki w początkowej fazie wydobywania. W dalszym etapie eksploatacji z powodu coraz mniejszego ciśnienia i coraz większego udziału węglowodorów cięższych od metanu zwiększa się ilość tych składników w wydobywanym gazie (Rogers et al. 2007, Imiolo J., 2018, Yu et al. 2016). Krzywe adsorpcji i desorpcji, nie pokrywają się i tworzą tzw. pętlę histerezy (Rogers et al., 2007, Zhang et al. 2012)

W warunkach ciśnień i temperatur panujących w złożu metan znajduje się w stanie nadkrytycznym i dlatego występująca histereza między opracowanymi krzywami (rys. 7), nie jest spowodowana kondensacją kapilarną. Jednak zaadsorbowany gaz może w kapilarach zachowywać się podobnie jak ciecz (Mohanty, Pal 2017) za sprawą oddziaływań międzycząsteczkowych np. sił van der Waalsa. Dlatego też występuje zjawisko podobne do zjawiska związanego z kondensacją kapilarną, powstawanie histerezy, która generuje powstanie menisku wklęsłego zaadsorbowanego gazu podczas desorpcji i konieczność znacznego obniżenia ciśnienia w stosunku do procesu adsorpcji, tak aby cząsteczka gazu uległa desorpcji. Na rys. 7 (Imiolo, 2018), przedstawiono schemat powstania tego zjawiska. Innym powodem powstania histerezy mogą być ograniczenia wymiarów przy wejściu kanałów porowych (tzw. 'gardeł'). Desorpcja gazu z takiego układu i dyfuzja wymaga dodatkowego obniżenia ciśnienia, (Rogers et al., 2007, Zhang et al. 2012, Mohanty, Pal 2017).

Przy znacznym podniesieniu się ciśnienia (np. powyżej 20 MPa) obserwuje się zwiększenie pojemności adsorpcyjnej gazu, które jest



Rys. 7. Schemat powstania histerezy w pokładach węgla z powodu powstania zjawiska podobnego do kondensacji kapilarnej w bardzo małych porach. (Smulski et al., 2018, Imiolo, 2018)

spowodowane otwarciem zamkniętych dotychczas porów i ekspansji gazów do tych porów, w których tworzą się nowe miejsca adsorpcji. Na powierzchni materii organicznej lub minerałów ilastych, w mezoporach lub makroporach mogą dodatkowo tworzyć się poliwarstwy zaadsorbowanego gazu, co powoduje, że krzywe adsorpcji i desorpcji przypominają izotermy wg typu II. Dlatego izoterma BET jest lepszym modelem procesu adsorpcji/desorpcji gazu w łupkach. Równanie dwuparametrowe dla n powstałych warstw adsorbentu jest opisane równaniem BET (Smulski et al., 2018):

$$a = \frac{a_m K \frac{p}{p_0}}{\left(1 - \frac{p}{p_0}\right) \left[1 + (K-1) \frac{p}{p_0}\right]} \quad (5)$$

gdzie

a - zdolność adsorpcyjna dla danego ciśnienia, m³/t,
 a_m - pojemność monowarstwy (objętość zaadsorbowanego gazu dla powstania monowarstwy do masy adsorbentu), m³/t,
 p - ciśnienie adsorbentu MPa,
 p_0 - ciśnienie pary nasyconej adsorbentu, dla stanu nadkrytycznego tzw. „pseudociśnienie nasycenia” ($p_0 > p$) MPa,
 K - stała równowagi, zależna od ciepła adsorpcji.

Liczba powstałych warstw adsorpcyjnych jest ograniczona przez rozmiar porów w łupkach. Zastosowanie równania trójparametrowego, dla którego trzecim parametrem jest liczba powstałych warstw adsorbentu (Imiolo 2018) umożliwia modelowanie wielowarstwowej adsorpcji. Według badań przeprowadzonych w skałach łupkowych z formacji Marcellus uzyskano wyniki świadczące, że dla ciśnień, do ok. 20 MPa, izoterma Langmuira jest modelem, który wystarczająco dokładnie odwzorowuje proces adsorpcji. Dla wyższych ciśnień, gdy na krzywej modelu Langmuira pojawia się *plateau*, ilość zaadsorbowanej substancji wzrasta, co powoduje znaczny błąd wyznaczanie pojemności adsorpcyjnej. Model izotermy BET jest modelem eliminującym mankamenty modelu Langmuira w stosunku do uzyskanych danych z badań laboratoryjnych w całym zakresie badanych ciśnień. Dokładność modelu BET jest związana głównie z tworzeniem się poliwarstw cząsteczek w mezoporach, makroporach oraz zachodzącym pod wysokim ciśnieniem gazu otwieraniem i wypełnianiem porów dotychczas zamkniętych (Imiolo 2018). Maksymalna grubość warstw adsorpcyjnych osiąga wielkość 2,3 nm (Adamson (1990)) co sugeruje, że w mezoporach mogą występować co najwyżej cztery lub pięć warstw adsorpcyjnych. Dane z badań adsorpcji przeprowadzanych w skałach łupkowych wskazują, że krzywa adsorpcji metanu przypomina kształt izotermy typu II, co związane jest z tworzeniem kilku warstw adsorbentu w licznych mezoporach i makroporach. Przyjmuje się, że izoterma BET jest uniwersalnym modelem opisującym bardzo dokładnie proces adsorpcji i desorpcji, dla całego zakresu ciśnienia (Yu et al., 2016).

6. Wpływ rozmiarów porów na parametry krytyczne płynu złożowego ('confined effect')

Uważa się powszechnie, że parametry punktu krytycznego dla pojedynczych składników węglowodorowych zmierzone na drodze doświadczalnej i są stałe. W przypadku niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, w których występują struktury mega-, mezo- mikro- i nanoporowe, istnieje zjawisko przesunięcia parametrów krytycznych wywołane oddziaływaniem ścianek porowych. Zmiana ciśnienia i temperatury krytycznej wynika m.in. z oddziaływania cząsteczek gazu ciała ze ściankami porów. Wraz ze spadkiem wymiarów porowych (średnicy) obniża się ciśnienie krytyczne i temperatura krytyczna. W mikro- i nanoporach znajduje się mniej gazu wolnego (tzn

nie zaadsorbowanego) (nawet o 10%), niż w analogicznych porach o średnicy większej (w przeliczeniu na objętości porów), co wynika ze wzrostu współczynnika ściśliwości Z (w warunkach złożowych rośnie temperatura zredukowana i ciśnienie zredukowane w porównaniu do klasycznych wielkości parametrów krytycznych) (zob. rys. 8). Efekt adsorpcji gazu w mikro- i nanoporach (znaczna ilość gazu zaadsorbowanego) - wcześniej omawiany - kompensuje opisane zjawisko zmniejszania się ilości gazu wolnego w nanoporach. Razem ze zmianą parametrów krytycznych zmian ulega także gęstość oraz współczynnik lepkości dynamicznej (Zhang et al., 2013). Z kolei, dla układów wieloskładnikowych wpływ obniżenia się parametrów krytycznych skutkuje przesunięciem krzywej nasycenia (układ pozostaje w stanie jednofazowym przez znacznie dłuższy czas eksploatacji złoża).

Właściwości węglowodorów są m.in. funkcją promienia/średnicy porów oraz klasycznych parametrów krytycznych poszczególnych składników. Znanych jest kilka korelacji opisujących zmienność parametrów krytycznych. Jedną z bardziej znanych korelacji jest funkcja Singha (2009):

$$\frac{T_{cc}}{T_c} = 1.1126 \ln\left(\frac{r}{r_0}\right) + 0.8057 \quad (6)$$

gdzie:

T_{cc} - temperatura krytyczna w nanoporach [K]

T_c - temperatura krytyczna [K]

r_0 - referencyjny promień pora, równy 1,5 [nm]

r - aktualny promień pora [nm]

Ciśnienie krytyczne wyznacza się ze wzoru (Singh, 2009):

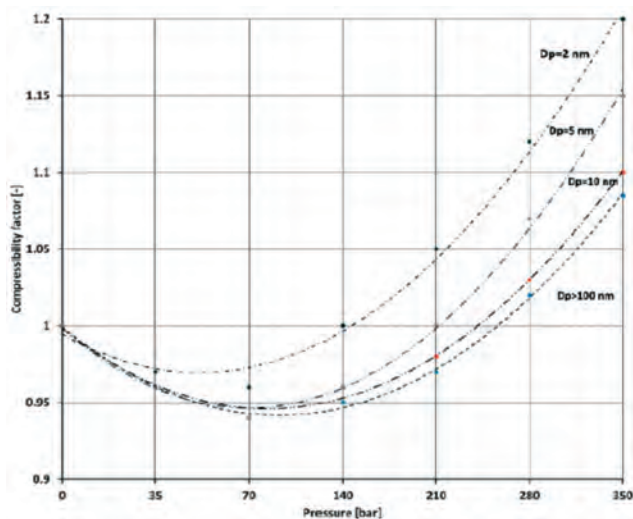
$$\ln\left(\frac{P_{cc}}{P_c}\right) = 6.4265 - \frac{6.3709}{\frac{T_{cc}}{T_c}} \quad (7)$$

gdzie:

P_{cc} - ciśnienie krytyczne w strukturach mikro- i nanoporowych [Pa]

P_c - 'klasyczne' ciśnienie krytyczne [Pa].

Równania powyższe są właściwe jedynie dla porów o średnicy od 3 do 10 nm (Nagy, Siemek, 2014). Inną korelacją jest model Didara i Akkutlu (2013).



Rys. 8. Współczynnik ściśliwości Z dla czystego metanu (dla średnicy ($D_p > 100$ nm) i warunków mikro- i nanoporowych ($D_p = 2,5,10$ nm) przy stałej temperaturze 85°C przy użyciu równania stanu PVT Penga-Robinsona w wersji TsaiChen ze zmodyfikowanymi parametrami krytycznymi

7. Wpływ rozmiarów porów na przesunięcie stałej równowagi płynu złożowego ('vle confined effect')

Warunek równowagi termodynamicznej dla procesu kondensacji kapilarnej (dla promienia porowego mniejszego od 50 nm) wymaga spełnienia równań (Nagy 2002):

a/ stałości potencjału chemicznego dla trzech faz: ciekłej, gazowej i zaadsorbowanej dla każdego składnika mieszaniny:

$$\mu_i^L = \mu_i^V = \mu_i^{Vad}, \quad i=1, \dots, n_c \quad (8)$$

lub dla fugatywności każdego składnika płynu

$$f_i^L(p_v - p_c, T, x_1, x_2, \dots, x_{n_c}) - f_i^V(p_v, T, y_1, y_2, \dots, y_{n_c}) = 0, \quad i=1, \dots, n_c \quad (9)$$

b/ spełnienia równania bilansowego dla składników w fazie ciekłej:

$$\sum_{i=1}^{n_c} x_i - 1 = 0 \quad (10)$$

c/ spełnienia równania bilansowego dla składników w fazie gazowej:

$$\sum_{i=1}^{n_c} y_i - 1 = 0 \quad (11)$$

d/ spełnienia relacji ciśnień faz gazowej i ciekłej oraz ciśnienia kapilarnego ciec-z-gaz

$$p_v - p_l - \frac{2 \cdot \sigma_{IFT}}{r_c} = 0 \quad (12)$$

gdzie

p_v - ciśnienie fazy gazowej, Pa

p_l - ciśnienie fazy ciekłej, Pa

σ_{IFT} - napięcie pomiędzy fazami, m Pa

r_c - promień kapilary, m

e/ spełnienia zmodyfikowanego (z uwagi na adsorpcję) równania Kelvina (zob. Nagy 2002):

$$\ln\left(\frac{p_v}{p_v^\infty}\right) = -\frac{2 \cdot \sigma_{IFT} \cdot V_L}{R \cdot T \cdot (r - t)} \quad (13)$$

gdzie

p_v - ciśnienie pary (w kapilarze), MPa

p_v^∞ - ciśnienie pary nad powierzchnią płaską, MPa

V_L - objętość molowa, m^3/mol

R - uniwersalna stała gazowa, $\text{J}/\text{mol}/\text{K}$

T - temperatura, K

r - promień kapilary,

t - grubość warstwy adsorpcyjnej;

W przypadku zjawisk kondensacji dla fazy ciekłej w obecności ciśnienia kapilarnego (Nagy 2002) zmiana potencjału chemicznego i tego składnika w fazie ciekłej może być przybliżona wzorem:

$$\left(d\mu_i^L(p_l)\right)_T = \left(d\mu_i^L(p_v)\right)_T + \frac{\partial \mu_i^L}{\partial (p_v - p_l)} dp_c \quad (14)$$

co można zapisać dla fugatywności parcjalarnej i tego składnika w fazie ciekłej

$$f_i(p_l) = f_i(p_v) \exp\left(\frac{V_{Li}}{RT} p_c\right) \quad (15)$$

gdzie

V_{Li} - parcyjna objętość molowa, m^3/mol

R- uniwersalna stała gazowa, $J/mol/K$

T- temperatura, K

r - promień kapilarny,

t - grubość warstwy płynu zwilżającego wewnątrz kapilary;

Napięcie powierzchniowe na granicy ciecz-gaz wyznaczone jest wzorem: (Danesh et al. 1991)

$$\sigma_{IFT}^{1/E} = \frac{P_V}{Z^V \cdot R \cdot T} \sum_{i=1}^{nc} \left[\left(\frac{Z_V}{Z_L} \right) \cdot x_i - y_i \right] \cdot \pi_i \quad (16)$$

gdzie

σ_{IFT} - napięcie powierzchniowe na granicy ciecz-gaz (IFT), [N/m]

Z^V, Z^L - wsp. ściśliwości fazy gazowej i fazy ciekłej, [-]

E - empiryczna stała bezwymiarowa, [-]

π_i - parachora dla i-składnika (Fanchi 1990, Hamada et al., 2007), Zuo & Stenby, 1997) [-].

Przesunięcie pomiędzy punktem rosy fazy gazowej w ośrodku porowatym a punktem rosy w układzie bez ośrodka porowatego ($N_v=1$, gdzie N_v - udział fazy gazowej) jest wyznaczone na podstawie równania (Nagy 2002):

$$F(N_v = 1, p_c(r, t) = 0) \equiv 1 - \sum_{i=1}^{nc} \frac{y_i}{K_i} = 0 \quad (17)$$

lub

$$F(N_v = 1, p_c(r, t) \neq 0) \equiv 1 - \sum_{i=1}^{nc} \frac{y_i}{K_i} \exp(-\varepsilon_i p_c(r, t)) = 0 \quad (18)$$

gdzie:

$$\varepsilon_i = \frac{\bar{V}_{Li}}{R \cdot T} \quad \text{- tzw. współczynnik Poyntinga dla i-tego składnika.}$$

Podobne równanie może być napisane dla punktu wrzenia fazy ciekłej:

$$F(N_v = 0, p_c(r, t) \neq 0) \equiv \left[\sum_{i=1}^{nc} x_i K_i \exp(\varepsilon_i p_c(r, t)) \right] - 1 = 0 \quad (19)$$

Uwzględnienie przesunięcia warunków równowagi wywołanego ciśnieniem kapilarnym, adsorpcją prowadzi do nowej definicji stałej równowagi fazowej.

$$K_i = K_i^\infty \cdot \exp(\varepsilon_i p_c(r, t)) \quad (20)$$

Stała równowagi fazowej dodatkowo zależna jest od składu układu węglowodorów i parametrów krytycznych zależnych od wymiarów kanału mezo-, mikro- i nanoporowego (Nagy, 2002).

8. Selekcja równania stanu PVT do opisu termodynamicznego układów gazowo-kondensatowych

Temat selekcji i konstrukcji specjalnych równań stanu do opisu zachowania się płynu w ośrodku jest dyskutowany w literaturze (Zarragicoechea 2004; Derouane, 2007; Travalloni et al., 2010, 2013). W niniejszym artykule przyjęto do obliczeń równanie PVT stopnia trzeciego w wersji z modyfikacją objętości („volume translated”) Penga-Robinsona zmodyfikowanego przez Tsai i Chena (1998).

9. Przykłady obliczeń

Procedura rozwiązania jest podobna jak przedstawiona przez Nagy (2002) przy użyciu klasycznych stałych krytycznych (Reid, Prausnitz (1977)) i przy wykorzystaniu zmodyfikowanych parametrów

krytycznych. W obliczeniach wykorzystano zmodyfikowane parametry krytyczne dla średnicy porów 5 i 2 nm. Skład do obliczeń jest przyjęty na podstawie pracy Brusilovsky (1990) (metan 0.7643; etan 0.0746; propan 0.0312; i-butan 0.0059; n-butan 0.0121; i-pentan 0.005; n-pentan 0.0059; n-hexan 0.0079; n-heptan 0.01; n-octan 0.01; n-nonan 0.01; n-decan 0.037; CO₂ 0.0249; N₂ 0.0012). Wyniki obliczeń pokazano na rys. 9 poniżej. Wpływ wyłącznie zjawisk kapilarnych i adsorpcji na kształt i położenie górnej części linii punktu rosy jest niewielki w porównaniu do efektu wywołanego przesunięciem równowagi spowodowanej zmianą ciśnienia i temperatury krytycznej składników.

W przypadku temperatury złożowej wyższej niż 110°C proces kondensacji składników (C₂-C₁₀) zostaje znacznie ograniczony dla średnicy porów 2 nm i 5 nm. W tych przypadkach ciśnienie nasycenia jest niższe (odpowiednio ok. 15 MPa i 8 MPa). Zjawisko może być istotne dla procesów wydobywania w głębokich strukturach w których występuje gaz kondensatowy, np. poniżej 3000 m. Zauważalne jest zanikanie wpływu procesu kondensacji kapilarnej (krzywa d=2 np cap, d=5 nm cap) w nanoporach w związku z pojawieniem się wpływu wielkości porów („confined effect”). Wpływ kondensacji kapilarnej na przesunięcie krzywej nasycenia widoczny jest na rysunku w mezoporach (d=20 nm).

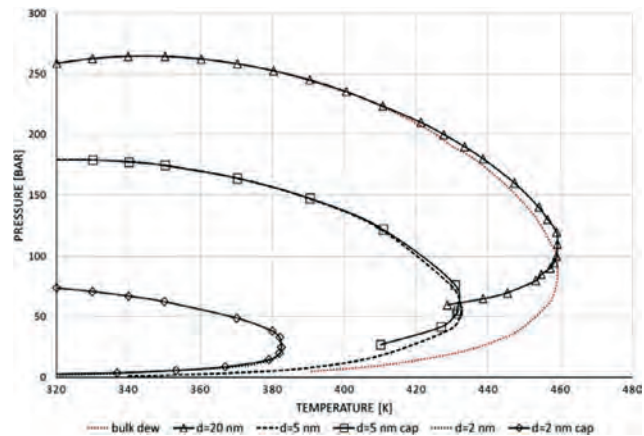


Fig. 9. Krzywe nasycenia przykładowych układów gazowo-kondensatowych (skład na podstawie pracy Brusilovsky (1990)). Obliczenia z wykorzystaniem zmodyfikowanego równania stanu PVT Penga Robinsona wg Tsai & Chena. (Nagy & Siemek (2014))

10. Wnioski

1. Rozkład makro-, mezo- i mikro/nanoporów złóż niekonwencjonalnych w warstwach łupkowych i niskoprzepuszczalnych warstwach piaskowcowych wskazuje na konieczność uwzględnienia zjawisk adsorpcji i kondensacji kapilarnej w modelowaniu procesu eksploatacji złóż gazowo-kondensatowych.
2. Widoczna jest konieczność uwzględnienia w całości (mikro/nanoporowata struktura) i w części (struktura mezoporowata) (tzw. „confined/midconfined effect”)
3. Efekty związane z wpływem ograniczonej objętości porów („confined effect”) wpływa obniżając na ilość gazu wolnego w mikro/nanoporach w porównaniu do analogicznej objętości porowej w strukturach makroporowych (zmniejszenie gęstości fazy gazowej wywołane efektem ‘confined’)
4. Efekt adsorpcji kompensuje zmniejszenie się pojemności gazu wolnego w mikro/nanostrukturach
5. Zauważalny jest wpływ oddziaływania ścianek („confined effect”) na pozostałe własności takie lepkość, gęstość, napięcie powierzchniowe, ciśnienie kapilarne.

6. Proces kondensacji kapilarnej (zob. rys. 3 i 4) przebiega odmiennie w nanoporach i mikroporach w związku ze znacznym obniżeniem się krzywej nasycenia (obniżenie krzywej rosy o kilkadziesiąt bar)

Praca wykonana w ramach badań finansowanych ze wspólnego programu NCBiR i ARP „BLUE GAS” w ramach projektu „IRES” zgodnie z umową NCBiR BG1/IRES/13.

Literatura

1. Adamson A.W., 1990. *Physical Chemistry of Surfaces*. J. Wiley & Sons Inc.
2. Ahmed T., 1989. *Hydrocarbon Phase Behavior (Contributions in Petroleum Geology and Engineering)*. Gulf Publishing Co (October 1989).
3. Alharthy N.S. et al., 2013. *Multiphase Compositional Modeling in Small-Scale Pores of Unconventional [Conferência]*. - New Orleans : Society of Petroleum Engineers, 2013. - SPE 166306.
4. Altman R.M. et al., 2014. *Understanding Mechanisms for Liquid Dropout from Horizontal Shale Gas Condensate Wells*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170983-MS.
5. Brusilovsky A.I., 1990. *Mathematical Simulation of Phase Behavior of Natural Multicomponent Systems at High Pressures with an Equation of State*. SPE 20180.
6. Campos M.D., 2010. *Uncertainties in Shale Gas- in-Place Calculations: Molecular Simulation Approach*. Ph.D. Dissertation, University of Oklahoma, Norman, OK, 2011.
7. Campos M.D., Akkutlu I.Y., Sigal R.F., 2009. *A Molecular Dynamics Study on Natural Gas Solubility Enhancement in Water Confined to Small Pores*, Paper SPE124491-MS.
8. Cao Minh et al., 2012. *2D-NMR Applications in Unconventional Reservoirs*. SPE 161578.
9. Chattarajab, S., D. Mohanty, T. Kumarc, G. Haldera, *Unconventional Oil Gas Resources* 2016, 16, 14.
10. Clarkson C.R., Haghshenas B., 2012. *Modeling of Supercritical Fluid Adsorption on Organic-Rich Shales and Coal*. SPE 164532.
11. Clarkson C.R., Wood J.M., Burgis S.E., Aquino S.D., Freeman M., Birss V., 2012. *Nanopore Structure Analysis and Permeability Predictions for a Tight Gas/Shale Reservoir Using Low-Pressure Adsorption and Mercury Intrusion Techniques*. SPE 155537.
12. Danesh A.S., Dandekar A.Y., Todal A.C., Sarkar R., 1991. *A Modified Scaling Law and Parachor Approach for Improved Prediction of Interfacial Tension of Gas-Condensate System*. SPE 2270.
13. Defay R., Prigogine I., 1966. *Surface Tension and Adsorption*. Longmans, London.
14. Derouane E.G., 2007. *On the physical state of molecules in microporous solids*. *Microporous and Mesoporous Materials*. 104. 46-51.
15. Devegowda D., Sapmanee K., Civan F., Sigal R.F., 2012. *Phase Behavior of Gas Condensates in Shales Due to Pore Proximity Effects: Implications for Transport, Reserves and Well Productivity*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/160099-MS.
16. Dhanapal K. et al., 2014. *Phase Behavior and Storage in Organic Shale Nanopores: Modeling of Multicomponent Hydrocarbons in Connected Pore Systems and Implications for Fluids-in-place Estimates in Shale Oil and Gas Reservoirs*. SPE-169008-MS.
17. Didar B.R., Akkutlu I.Y., 2013. *Pore-Size Dependence of Fluid Phase Behavior and Properties in Organic-Rich Shale Reservoirs*. SPE 164099.
18. Elamin A. et al., 2013. *Simulation of Multicomponent Gas Flow and Condensation in Marcellus Shale Reservoir*. SPE 159869.
19. Everett D.H., 1972. *IUPAC manual of symbols and terminology for physicochemical quantities and units*. App. II, Part I. Pure Appl. Chem. Vol. 21, p. 584-594.
20. Fanchi J., 1990. *Calculation of Parachors for Compositional Simulation: An Updated*. SPE Res. Eng., p. 43 SPE 19453.
21. Firincioglu T. et al. 2012. *Thermodynamics of Multiphase Flow in Unconventional Liquids rich Reservoirs*. SPE 123455.
22. Guo P. et al., 1996. *A Theoretical Study of the Effect of Porous Media on the Dew Point Pressure of a Gas Condensate*. SPE 25644.
23. Hamada Y., Koga K., Tanaka H., 2007. *Phase equilibria and interfacial tension of fluids confined in narrow pores*. J. Chem. Phys., 127 (8): 084908-1-084908-9.
24. Hao S, W. Chu, Q. Jiang, X. Yu, *Colloids Surfaces A: Physicochemical Eng. Aspects* 2014, 444, 104.
25. Hartman R.C. et al., 2011. *Shale Gas-in-Place Calculations Part 2 – Multicomponent Gas Adsorption Effects*. SPE 144097-MS.
26. Honarpour et al., 2012. *Characterization of Critical Fluid, Rock, and Rock-Fluid Properties – Impact on Reservoir Performance of Liquid-Rich Shales*. SPE 158042.
27. IEA (2013), *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/golden-rules-for-a-golden-age-of-gas>
28. IEA (2019), *Gas 2019*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/market-report-series-gas-2019>
29. IEA, 2012. *World Energy Outlook: Golden Rules in the Golden Age of Natural Gas*. Report IEA. IEA, 2011. *World Energy Outlook 2011: Golden Age of Natural Gas? Report IEA*.
30. Imiolo J., *Model adsorpcji/desorpcji metanu i dwutlenku węgla w pokładach i złożach mulowcowo-lupkowych*, praca magisterska, AGH 2018.
31. Kang S., Fathi E., Ambrose R.J., Akkutlu I.Y., Sigal R.F., 2011. *Carbon Dioxide Storage Capacity of Organic rich Shales*. SPE Journal, Vol. 16 (4), 842-855.
32. Kang S.M., 2011. *Carbon Dioxide Storage Capacity of Barnett Shale*. MSc, Oklahoma Univ.
33. Lee S-T., 1999. *Capillary-Gravity Equilibria for Hydrocarbon Fluids in Porous Media*. SPE 19650.
34. Lin H., Duan Y-Y., 2005. *Empirical correction to the Peng-Robinson equation of state for the saturated region*. *Fluid Phase Equilibria*, 233 (2005) 194-203.
35. Ma Y., Jamili A., 2014. *Modeling the Effects of Porous Media in Dry Gas and Liquid Rich Shale on Phase Behavior*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169128-MS.
36. Ma Y., Jin L., Jamili A., 2013. *Modifying van der Waals Equation of State to Consider Influence of Confinement on Phase Behavior*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166476-MS.
37. Mohanty, M.M., B.K. Pal, *Int. J. Mining Sci. Technol.* 2017, 27, nr 2, 307.
38. Nagy S., 1992. *Isenthalpic throttling effect in multiphase and multicomponent systems*. *Archiwum Termodynamiki*, Vol. 12, No. 1-4, p.116-128.
39. Nagy S., 2002. *Capillary adsorption effects in gas condensate systems in tight rocks*. *Arch. Min. Sci.*, Vol. 47, No 2, p. 205-253
40. Nagy S., 2003. *Capillary adsorption effects in gas condensate systems in tight rocks – Vertical variation of hydrocarbon composition*. *Arch. Min. Sci.*, Vol. 48, No 3, p. 355-402.

41. Nagy S., Siemek J., 2011. *Shale Gas in Europe: the state of the technology - challenges opportunities*. Arch. Min. Sci., Vol. 56, No. 4.
42. Nagy S., Siemek J., 2013. *Phase envelope of gas condensate systems in nanopores*. [In:] ICEE/ICIT-2013 conference: joint International Conference on Engineering Education and Research and International Conference Information Technology: 8-12 December Cape Town, South Africa. – Cape Town: Cape Peninsula University of Technology, p. 111-119.
43. Nagy, S., J. Siemek (2014). *Confined phase envelope of gas-condensate systems in shale rocks*. Archives of Mining Sciences, Vol. 59, no. 4, p.1005—1022
44. Orangi A. et al., 2011. *Unconventional Shale Oil and Gas-Condensate Reservoir Production, Impact of Rock, Fluid and*
45. Ortiz V., Lopez-Álvarez Y.M., Lopez G.E., 2005. *Phase diagrams and capillarity condensation of methane confined in single- and multi-layer nanotubes*. Molecular Physics, 103 (19): 2587-2592.
46. Pang J. et al., 2012. *Impact of Porous Media on Saturation Pressures of Gas and Oil in Tight Reservoirs*. SPE 161143.
47. Pedersen K.S., Fredenslund A., Thomassen P., 1989. *Properties of Oils and Natural Gases*. Gulf Publishing Co., Houston, Tx.
48. Peng D.-Y., Robinson D.B., 1976. *A New Two-Constant Equation of State*. Ind. Eng. Chem. Fund., 15, No. 1, 59-64. PGI, 2012. *Assessment of shale gas and shale oil resources of the Lower Paleozoic Baltic-Podlasie-Lublin Basin in the*
49. Ping S. et al., 1996. *A Theoretical Study of the Effect of Porous Media on the Dew Point Pressure of a Gas Condensate* SPE 35644.
50. Poprawa P., 2010. *Poszukiwanie złóż gazu ziemnego w łupkach (shale gas) w Polsce*. Wiadomości Naftowe i Gazownicze, 2/2010.
51. Reid R.C., Prausnitz I.M., Sherwood T., 1977. *The Properties of Gases and Liquids*. third edition, McGraw-Hill Book Co. Inc., New York City.
52. Rogers, R.E., K. Ramurthy, G. Rodvelt, M. Mullen, *Coalbed methane. Principles and practices*, Starkville 2007.
53. Sadyk K., Zade E.S., 1963. *Determination of the Beginning of Condensation in the Presence of Porous Media*. Neft i Gaz.
54. Sadyk K., Zade E.S., 1968. *A Study of the Process at Equilibrium Rate Attainment During Condensate System*. Neft i Gaz.
55. Sanaei A., et al., 2014 *Production Modeling in the Eagle Ford Gas Condensate Window: Integrating New Relationships between Core Permeability Pore Size and Confined PVT Properties [Conference]*. SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Regional Meeting, Denver, 2014. SPE-169493-MS.
56. Shapiro A.A., Stanby E.H., 1996. *Effect of Capillary Forces & Adsorption on Reserves Distributions*. SPE 36922.
57. Siemek J., Nagy S., 2012. *Energy carriers use in the world: natural gas – conventional and unconventional gas resources*, Arch. Min. Sci., Vol. 57, No 2, p. 283-312.
58. Sigmund P.M. et al., 1973. *Retrograde Condensation in Porous Media*. SPE 3476.
59. Singh S.K. at al., 2009. *Vapor-Liquid Phase Coexistence, Critical Properties, and Surface Tension of Confined Alkanes*. J. of Phys. Chem. C, 113(17).
60. Smith L.R., Yarborough L., 1968. *Equilibrium Revaporization of Retrograde Condensate by Dry Gas Injection*. SPEJ (March 1968), p. 87-94.
61. Smulski, R. J. Imioło, S. Nagy. (2018) *Modele izoterm sorpcji stosowane w złożach gazu w pokładach węgla i w skałach mułowcowo-lupkowych*, Przemysł Chemiczny, 2018, T 97, nr 6, s. 899--902
62. Tindy R., Raynal M., , 1966. *Are Test-Cell Saturation Pressures Accurate Enough? Oil and Gas Journal*, 64(126).
63. Travalloni L., Castierb M., Tavaresa F.W., Sandler S.I., 2010. *Critical behavior of pure confined fluids from an extension of the van der Waals equation of state*. Journal of Supercritical Fluids, 55 (2): 455-461.
64. Trebin F.A., Zadora, 1968. *Experimental Study of the Effect of a Porous Media on Phase Change in Gas Condensate System*. Neft i Gaz, 8(37).
65. Whitson C., Sunjerga S., 2012. *PVT in Liquid-Rich Shale Reservoirs*. SPE 155499.
66. Whitson C.H., Brule M R., 2000. *Phase Behavior*. SPE Monograph Series. Vol. 20.
67. Yu W., Sepehnoori K., Patzek T., 2016: *Modeling gas adsorption in Marcellus shale with Langmuir and BET isotherms*, SPE Journal
68. Zhang Y., Civan F., Devegowda D., Jamili A., Sigal R. F., 2013. *Critical Evaluation of Equations of State for Multi- component Hydrocarbon Fluids in Organic Rich Shale Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.1190/URTEC2013-182.
69. Zhang Y., X. Fan, X. Han, Z. Nan, J. Xu, *Global Geology* 2012,15, nr 1, 74.
70. Zuo Y., Stenby E.H., 1997. *Corresponding-States and Parachor Models for the Calculation of Interfacial Tensions*. Can. J. Chem. Eng., 75, 1130-1137.

Prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy

Czł. korespondent Polskiej Akademii Nauk,
profesor zwyczajny na Wydziale Wiertnictwa,
Nafty i Gazu AGH w Krakowie.

Główne kierunki działalności naukowej:
termodynamika gazu ziemnego i ropy naftowej,
inżynieria złóż ropy i gazu, inżynieria złóż geotermalnych,
inżynieria i ochrona środowiska,
el. sztucznej inteligencji w inżynierii naftowej.
Autor i współautor ponad 200 publikacji,
promotor 9 przewodów doktorskich,
koordynator wielu projektów międzynarodowych.

Prof. dr hab. inż. Jakub Siemek

Członek rzeczywisty Polskiej Akademii Nauk,
em. profesor zwyczajny na Wydziale Wiertnictwa,
Nafty i Gazu AGH w Krakowie; doctor honoris causa
i profesor honorowy wielu uczelni krajowych
i zagranicznych.

Główne kierunki działalności naukowej:
fizyka i inżynieria złóż ropy i gazu, hydromechanika.
Autor i współautor ponad 400 publikacji, współautor 5
patentów, promotor 15 przewodów doktorskich,
recenzent ponad 70 prac doktorskich i habilitacyjnych.

Odsiarczanie gazu ziemnego z wykorzystaniem technologii membranowej w procesie hybrydowym



Andrzej Janocha



Natural gas sweetening using membrane technology in a hybrid process

Summary

Laboratory tests, pilot tests and field implementation of hydrogen sulfide membrane separation from natural gas are carried worldwide out on with an increasing scale. These works have intensified since the economic profitability of using this method as the first stage (before the amine installation) in the process of hybrid removal of the acid gas stream from natural gas has been demonstrated [Bhide, 1998]. The streams with high hydrogen sulfide content obtained from both stages can be combined and injected back into the reservoir to enhance hydrocarbon recovery. Single-stage membrane systems are sufficient for gas containing more than 12% H_2S , for gases with lower H_2S content a two-stage cascade system is suggested.

Streszczenie

Badania laboratoryjne, testy pilotowe oraz wdrożenia separacji membranowej siarkowodoru z gazu ziemnego prowadzone są na świecie na coraz to większą skalę. Prace te zintensyfikowały się od momentu wykazania ekonomicznej opłacalności zastosowania tej metody jako pierwszego etapu (przed instalacją aminową) w procesie hybrydowego usuwania strumienia gazów kwaśnych z gazu ziemnego [Bhide, 1998]. Z obu etapów uzyskiwane strumienie z wysoką zawartością siarkowodoru mogą być łączone i wspólnie zatłaczane powrotnie do złoża wspomagając jego stopień szczypania.

Jednostopniowe układy membranowe są wystarczające dla gazu zawierającego powyżej 12% H_2S , dla gazów mniej zsiarczonych sugerowany jest dwustopniowy układ kaskadowy.

Wprowadzenie

Prace separacji składników gazów kwaśnych z gazu ziemnego prowadzone są na różnych membranach polimerowych [1–33]. Od pewnego czasu prowadzone są także badania pilotowe na mieszkach gazowych o dużo wyższych stężeniach siarkowodoru [7, 12, 13, 21–23, 26, 29], a przy ciśnieniach do 80 bar uzyskano wyniki wskazujące na dużą stabilność procesu w długotrwałym użytkowaniu, uzyskując 70–90% odseparowania siarkowodoru przy stratach węglowodorów nieprzekraczających 10% [11]. W ramach dużego projektu ZEA testowany jest na dużą skalę układ hybrydowy odsiarczania gazu zawierającego 25% H_2S i 10% CO_2 z użyciem membran [4]. Celem ograniczenia strat metanu podczas separacji membranowej prowadzone są prace wielostopniowych konstrukcji membranowych [1, 4, 9, 17, 27]. Na zdjęciach (Fot. 1, Fot. 2) przedstawiono przykładowe membranowe instalacje przemysłowe do separacji H_2S z gazu ziemnego (materiały reklamowe).

Fot. 1. Instalacja do usuwania H_2S z gazu ziemnego firmy GrasyFot. 2. Instalacja do usuwania H_2S z gazu ziemnego firmy MTR

Jednym z głównych wskaźników stosowanym przy projektowaniu założeń separacji gazów w skali komercyjnej jest współczynnik podziału Θ (stage cut). Wysokociśnieniowy strumień wpływający do modułu membranowego - F zmniejsza się o niskociśnieniowy strumień przechodzący przez membranę (permeat) - N. Stosunek przepływu permeatu (N) do przepływu gazu wlotowego określany jest jako współczynnik podziału Θ :

$$\Theta = N/F$$

Współczynnik podziału jest wskaźnikiem niezależnym od skali prowadzonego procesu separacji i może być sterowany w rzeczywistych procesach poprzez regulowanie szybkości przepływu gazu w części wysokociśnieniowej.

Badania laboratoryjne

Badania laboratoryjne w INiG-PIB prowadzono na module kapilarnym (holow fiber) o długości ok. 30 cm, składającym się z kilkuset włókien poliimidowych (rys. 1.) firmy UBE. Moduł umieszczony jest wysokociśnieniowej obudowie stalowej, zaprojektowany do przepływów strumieni w układzie przeciwnym. Ten moduł testowy jest miniaturą modułu stosowanego w skali przemysłowej. Celem prowadzonej pracy było przetestowanie modułu z membranami poliimidowymi pod kątem możliwości obniżenia zawartości siarkowodoru w strumieniu gazu. Badany rodzaj membran jest obecnie materiałem o jednym z najwyższych selektywnościach rozdzielania $H_2S - CH_4$ w wysokich ciśnieniach, wśród dostępnych produktów handlowych.

Badania prowadzono na instalacji umożliwiającej pomiary ciśnień i przepływów poszczegól-



Rys. 1. Zdjęcie wiązki kapilarnych membran poliimidowych zestawionych w moduł



Rys. 2. Widok zestawu pomiarowego membranowej instalacji odsiarczania gazu

gólnych strumieni oraz pobór próbek do analizy, przedstawionej na rys.2.

Na instalacji tej wykonano szereg pracochłonnych pomiarów stężeń siarkowodoru w produktach separacyjnych w zależności przepływu permeatu od przepływu gazu wlotowego. Wybrane wyniki dla trzech stężeń wlotowych w zależności od współczynnika podziału zamieszczono na rys. 3.

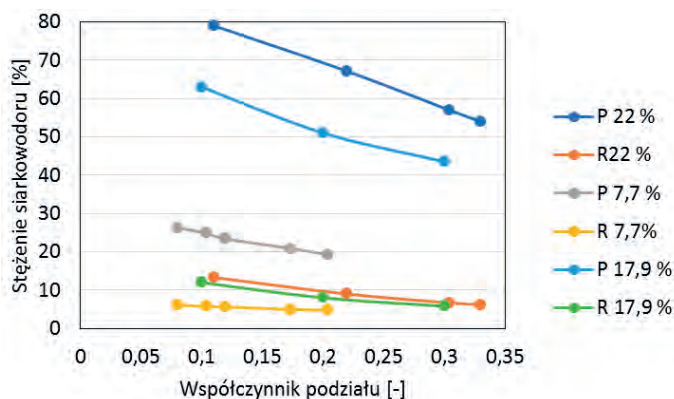
Jak wynika z tego wykresu poziom zawartości H_2S w permeacie dla wyższych stężeń w gazie wlotowym jest satysfakcjonujący pod kątem bezpośredniego powrotnego zatłoczenia go do złoża, zwłaszcza dla niższych współczynników podziału. Jest to tym bardziej zasadne w związku ze wspomnianą opcją, że jest to wstępna część odsiarczania gazu, który to proces będzie kontynuowany na klasycznej instalacji aminowej (instalacja hybrydowa), z której gaz kwaśny zasili dodatkowo strumień permeatu. W uproszczeniu przedstawiono to schematycznie na rys. 4.

Przykład symulacji rozwiązania hybrydowego prowadzonego w INiG-PIB na podstawie ofert komercyjnych (m.in. firmy UBE) został przeprowadzony dla zasiarczonego złoża ropno-gazowego, zawierającego w fazie gazowej około 18% H_2S . W tym wypadku założono, jako priorytet, maksymalne zminimalizowanie bloku aminowego, co powodowało konieczność

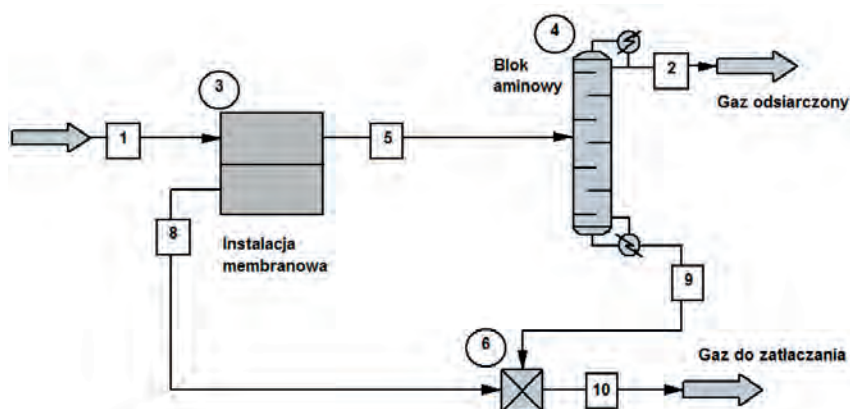
znaczącej redukcji zawartości siarkowodoru w retentacie z instalacji membranowej i wpływającej na blok aminowy. W tym przykładzie obniżono zawartość H_2S w retentacie poniżej 2% i osiągnięto prawie dziesięciokrotne zmniejszenie gabarytów instalacji aminowej. Wiązało się to jednak z przedostaniem się do strumienia permeatu dużej ilości metanu i w sumarycznym gazie kwaśnym „po hybrydzie” uzyskano: H_2S – 58%, CH_4 – 21%, CO_2 – 9% i N_2 – 8%. Obliczony punkt krytyczny dla takiego gazu wygenerowany w programie PVTsim wynosi około 140 bar i 50°C, co jak sprawdzono przy użyciu programu CHEMCAD, umożliwia jednak jego skroplenie i zatłoczenie z wykorzystaniem czterostopniowej sprężarki.

Inny przykład opisywany w literaturze [4] to propozycja hybrydowego odsiarczania gazu ziemnego, zawierającego 25% siarkowodoru i 10% CO_2 , w którym zastosowano separację hybrydową przy współczynniku podziału na poziomie 0,3, uzyskując w permeacie gaz zawierający 76% H_2S i 16,7% CO_2 (straty metanu około 7%), a w retentacie 3,8% H_2S i 7,5% CO_2 . W tym przypadku połączone strumienie gazów kwaśnych z instalacji membranowej i aminowej zutilizowano w instalacji Clausa.

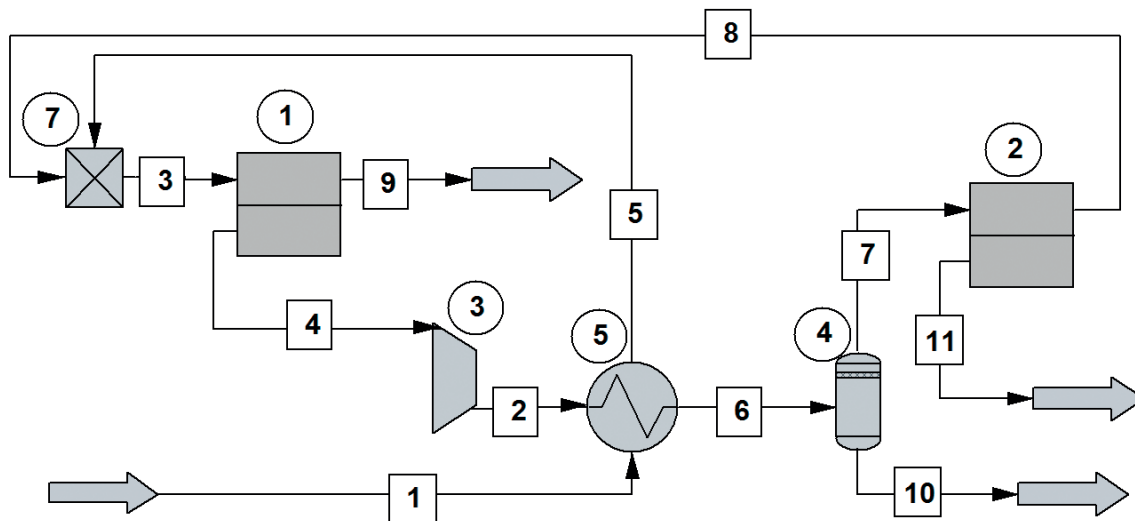
Dotychczas omówiono możliwości wykorzystania instalacji membranowej w jedno-



Rys. 3. Zależność poziomu stężenia siarkowodoru w permeacie (R) i retentacie (P) w zależności od współczynnika podziału dla trzech stężeń H_2S w gazie wlotowym.



Rys. 4. Schemat odsiarczania gazu ziemnego z wykorzystaniem technologii membranowej i doczyszczania na aminie (Instalacja hybrydowa)



Rys. 5. Schemat układu dwustopniowego kaskadowego ze sprężaniem permeatu po pierwszej membranie. Oznaczenia aparatów: 1, 2 – moduły, 3 – sprężarka, 4 – separator, 5 – wymiennik ciepła. Wybrane oznaczenia strumieni: 1, 3, 5, 8 – gaz zasilający instalację, 4, 2, 6, 7 – permeat z pierwszego stopnia separacji (wlot do drugiego stopnia separacji), 9 – retentat, 10 – ewentualna faza ciekła po sprężeniu permeatu modułu 1, 11 – gaz kwaśny

stopniowym zespole membran, dedykowanej dla gazów zawierających wysokie zawartości siarkowodoru.

W przypadku, gdy mamy do czynienia z gazem ziemnym zawierającym poniżej 11–13% siarkowodoru należy rozważyć zastosowanie bardziej złożonego – kaskadowego układu membranowego jako pierwszą część instalacji hybrydowej. Ta opcja nawiązuje do wyników badań przedstawionych na rys. 3 dla gazu zawierającego 7,7% H_2S , gdzie uzyskiwane stężenie permeatu (poniżej 25% H_2S) generuje duże straty metanu, co może być jednocześnie utrudnieniem w procesie sprężania gazów z przeznaczeniem do powrotnego zatłaczania do złoża. Duża zawartość metanu w sumarycznym strumieniu gazów kwaśnych wymaga większego zapotrzebowania na moc kompresorów i zwiększa ilość stopni sprężania. Jak wskazują przeprowadzone testy i dokonane symulacje na pojedynczym module oraz na konfiguracjach dwumodułowych: szeregowym i kaskadowym z zawracanymi strumieniami uzyskujemy bardzo zróżnicowane wyniki stopnia usunięcia H_2S i strat metanu [23].

W proponowanym w tej pracy zmodyfikowanym modelu sugerowane jest sprężanie permeatu z pierwszego stopnia separacji (modułu 1) przed wejściem do drugiego modułu. Wygenerowany schemat takiego układu z wykorzystaniem programu CHEMCAD przedstawiono na rys. 5.

Na podstawie badań zamieszczonych na rys. 3 oraz w wyniku symulacji z użyciem kilkunastu równań bilansowych obliczono, że układzie kaskadowym z gazu wlotowego zawierającego 7,7% H_2S można uzyskać stężenie siarkowodoru w permeacie 55,7%, a w retencji 5,2%. Część membranowa w instalacji

hybrydowej usuwa około 36% całkowitej masy siarkowodoru z gazu surowego, generując zaledwie 2,4% strat metanu.

Podsumowanie

Membranowy układ jednostopniowy może być dobrym rozwiązaniem dla wyższych stężeń H_2S w gazie wlotowym. Wraz ze zmniejszaniem się jego koncentracji w gazie wlotowym należałoby znacząco obniżyć współczynnik podziału Θ , albo zastosować układ kaskadowy, który generuje po drugim stopniu separacji permeat (gaz kwaśny) o znacznie wyższym stężeniu siarkowodoru niż układy jednostopniowe.

Dokonane symulacje z zawracaniem retentatu z drugiego stopnia separacji na wlot do pierwszego modułu w tym układzie kaskadowym szacują straty metanu zaledwie na 2,4%.

Wypracowana metoda symulacji i prognoz na podstawie testów eksperymentalnych umożliwi uzyskanie danych niezbędnych do praktycznego zastosowania technologii membranowej, w tym w hybrydowych procesach odsiarczania gazu ziemnego

Analizując wyniki przeprowadzonych badań stwierdzono możliwość zastosowania technologii membranowej do odsiarczania gazu ziemnego w instalacji hybrydowej. Wyniki testów wykazały możliwość dokonania znaczących zmian w składach strumieni produktowych w procesie separacji membranowej.

Literatura

1. Ahmad F., Lau K.K., Shariff A.M., Murshid G., *Process simulation and optimal design of membrane separation system for CO_2 capture from natural gas*, *Computers and Chemical Engineering* 36 (2012), pp. 119–128.

2. Ahsan M., Hussain A., *Mathematical modeling of membrane gas separation using the finite difference method* *Pacific, Natural Science and Engineering*, Vol. 18, (2016), pp. 47–52.
3. Alcheikhhamdon Y., Hoorfar M. *Natural gas purification from acid gases using membranes*, *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, Volume 120, (2017), pp. 105–113.
4. Alkatheri M., Grandas R., *Process design and techno-economic analysis for ultra sour natural gas sweetening using membranes/ amines hybrid systems*. Abu Dabi UAE, 2017.
5. Baker R.W., *Future Directions of Membrane Gas Separation Technology*, *Ind. Eng. Chem. Res.* 41, (2002), pp. 1393–1411.
6. Bernardo P., Drioli E., & Golemme G., *Res. Membrane Gas Separation: A review/State of the Art*, *Ind. Eng. Chem* 48, (2009) pp. 4638–4663.
7. Berstad D., Nekså P., Anantharaman R., *Low-temperature CO_2 Removal from Natural Gas*, *Energy Procedia*, Volume 26, (2012), pp. 41–48.
8. Bhide B.D., Stern S.A., *Membrane processes for the removal of acid gases from natural gas*. *Journal of Membrane Science* Volume 81, Issue 3, (1993), pp. 239-252.
9. Bhide B.D., Voskericyan A., Stern S.A., *Hybrid processes for the removal of acid gases from natural gas*, *Journal of Membrane Science* Volume 140, 1998, pp. 27–49.
10. Chenar M.P., Savoiji H., Soltanieh M., Matsuura T., Tabe-Mohammadi A., *Removal of hydrogen sulfide from methane using commercial polyphenylene oxide and Cardo-type polyimide hollow fiber membranes*, *Korean J. Chem. Eng.*, 28(3), (2011), pp. 902–913.

11. Cnop T, Dormund D., Schott M., *Continued Development of gas separation membranes for highly sour service, materiały prezentacji UOP LLC*, 2016.
12. Faiz R., Li.K., Al-Marzouqi M.H., *H₂S absorption at high pressure using hollow fiber membrane contactors*, *Polymeric Gas-Separation Membranes for Petroleum Refining*, Vol. 83, (2014), pp. 33–42.
13. Favvas E.P., Katsaros F.K., Papageorgiou S.K., Sapalidis A.A., Mitropoulos A.C., *A review of the latest development of polyimide based membranes for CO₂ separations*, *Reactive and Functional Polymers*, Vol. 120, (2017), pp. 104–130.
14. Gabrielli P., Gazzani M., Mazzotti M., *On the optimal design of membrane-based gas separation processes*, *Journal of Membrane Science*, 526 (2017) pp.118–130.
15. George G., Bhoria N., AlHallaq S., Abdala A., Mittal V., *Polymer membranes for acid gas removal from natural gas*, *Separation and Purification Technology*, 158 (2016) p. 333–356.
16. Ghasemzadeh K., Jafari M., Sari A., Babalou A. A., *Performance investigation of membrane process in natural gas sweetening by membrane process: modeling study*, *Journal of Chemical Product and Process Modelling*, Vol.11, Issue 1 (2016), pp. 23-27.
17. Hao J., Rice P.A., Stern S.A., *Upgrading low-quality natural gas with H₂S- and CO₂-selective polymer membranes: Part I. Process design, economics, and sensitivity study of membrane stages with recycle streams*, *Journal of Membrane Sci.*, (2002), pp.177–206.
18. Hao J., Rice P.A., Stern S.A., *Upgrading low-quality natural gas with H₂S- and CO₂-selective polymer membranes: Part II. Process design, economics, and sensitivity study of membrane stages with recycle streams*, *Journal of Membrane Science*, Vol. 320, Issues 1–2, (2008), pp. 108–122.
19. Hosseini, S.S., Roodashti, S.M., Kundu, P.K., Tan, N.R. *Transport Properties of Asymmetric Hollow Fiber Membrane Permeators for Practical Applications: Mathematical Modelling for Binary Gas Mixtures*, *Canadian Journal of Chemical Engineering*, Vol.93, No.7, (2015) pp.1275–1287.
20. Huang Y., Merkel T.C., Baker W., *Pressure ratio and impact on membrane gas separation processes*, *Journal of Membrane Science* Vol. 1463, (2014), pp. 33–40.
21. Janocha A., *Studium możliwości zastosowania membran do separacji siarkowodoru z wykorzystaniem gazu ze złoża Różańsko*, *Dokumentacja INiG*, 2016.
22. Janocha A., Wojtowicz K., *Studies reducing the H₂S from natural gas of using polyimide membrane*, *Nafta-Gaz*, 2018, 7, pp. 511–517, DOI: 10.18668/NG.2018.07.04.
23. Janocha A., *Badania separacji siarkowodoru z gazu zasiarczonego przy różnych konfiguracjach modułów membranowych*, *Nafta-Gaz*, 2019, 4, pp. 222–229, DOI: 10.18668/NG.2019.04.04.
24. Khalilpour R., Abbas A., La Z., Pinnau I., *Analysis of hollow fibre membrane systems for multicomponent gas separation*, *Chem. Eng. Res.Des.* 91 (2013) pp. 332–347.
25. Klass, D.L., Landahl C.D., *Gas sweetening by membrane permeation*, *US Patent 4561864*, 1985 (2006).
26. Kraftschik B., Koros W.J., Johnson J.R., *Dense film polyimide membranes for aggressive sour gas feed separations*, *Journal of Membrane Science*, Vol. 428, 1, (2013), pp. 608–619.
27. Lock S.S.M., Lau K.K., Shariff A.M., *Effect of recycle ratio on the cost of natural gas processing in countercurrent hollow fiber membrane system*, *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, Vol. 21, (2015), pp. 542–551.
28. Merkel, T.C., Baker, R.W. *Pressure ratio and its impact on membrane gas separation processes*, *J. Membr. Sci.*; Vol. 463, (2014) p. 33–40.
29. Niknejad, S.M.S., Savoji, H., Pourafshari Chenar, M., Soltanieh, M. *Separation of H₂S from CH₄ by polymeric membranes at different H₂S concentrations* *International Journal of Environmental Science and Technology*, 14(2), (2017), pp. 375-384.
30. Safari M., Ghanizadeh A., Montazer-Rahmati M., *Optimization of membrane-based CO₂ – removal from natural gas using simple modules considering bath pressure and temperature effect*, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3, (2009), pp.3-10, DOI: 10.1016/j.ijggc.2008.05.001.
31. Sanders D.F., Smith Z.P., Guo R., Robeson L.M., McGrath J.E., Paul D.R., Freeman B.D., *Energy-efficient polymeric gas separation membranes for a sustainable future*, *Polymer*, Vol. 54, Issue 18, 16 (2013), pp. 4729–4761.
32. Scholes C.A., Stevens G.W., Kentish S.E., *Membrane gas separation applications in natural gas processing*, *Fuel* 96, (2012), pp. 15–28.
33. Vaughan J.T., Koros W.J., *Analysis of feed stream acid gas concentration effects on the transport properties and separation performance of polymeric membranes for natural gas sweetening: A comparison between a glassy and rubbery polymer*, *Journal of Membrane Science*, 465 (2014), pp. 107–116.

Artykuł na podstawie kilku prac badawczych realizowanych przez INiG-PIB w ostatnich kilku latach, w tym pracy: „Badania rozdziału membranowego składników gazu o wysokiej zawartości siarkowodoru” – Praca INiG-PIB na zlecenie MNiSW, nr zlec. 04/KE/18.

dr Andrzej Janocha
 Adiunkt w Zakładzie Technologii
 Eksploatacji Płynów Złożowych.
 Instytut Nafty i Gazu – Państwowy
 Instytut Badawczy

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

Wszystkie dostarczane materiały przeznaczone do druku powinny być w formie elektronicznej, przesłane na adres redakcji na CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 20 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja@wnig.pl, redakcja.wnig@interia.pl, jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść oraz streszczenie. Pod nim imię(a) nazwisko(a) autora(ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczenia w tekście rysunki, zdjęcia, itp. powinny być cytowane jako figury. Figury numerowane w osobnych plikach (wykonane w Corel Draw 7-14 lub jako JPG lub TIFF 300 DPI) z zaznaczeniem w tekście miejsc ich umieszczenia. Podpisy pod figurami na końcu tekstu. Spis literatury powinien zawierać imię i nazwisko autora, rok publikacji, tytuł, wydawcę i strony. Szczegółowe zasady opisane są na naszej stronie internetowej: <http://www.wnig.pl/info/publikuj-u-nas>

Budowa sieci gazowych wysokiego ciśnienia w Polsce – dynamiczny rynek, uwarunkowania prawne



Aleksandra Imiotek

Prawo budowlane - Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. (Dz.U. 1994 nr 89 poz. 414 z późn. zm., Dz.U. 2019 poz. 1186 – tekst jednolity) stanowi podstawowy akt prawny dla realizacji inwestycji budowlanych w naszym kraju. Ustawa ta normuje działalność obejmującą sprawy projektowania, budowy, utrzymania i rozbiórki obiektów budowlanych oraz określa zasady działania organów administracji publicznej w tych dziedzinach.

W ślad za opublikowaniem w dniu 19.03.2020r. Ustawy z dnia 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (DZ.U. z 2020r. poz. 471) po upływie 6 miesięcy, czyli od dnia 19.09.2020 r. mają obowiązywać nowe przepisy, których celem jest uproszczenie i przyspieszenie procedur administracyjnych. Czy cel ustawodawcy tj. usprawnienie proceduralne procesu inwestycyjno-budowlanego zostanie osiągnięty? Odpowiedź na to pytanie zapewne pojawi się w najbliższej przyszłości po pierwszych doświadczeniach inwestorów i pozostałych uczestników procesu budowlanego.

Realizacja inwestycji liniowych celu publicznego w Polsce takich jak sieci gazowe, o których szerzej traktuje niniejszy artykuł, ale również wszelkich innych sieci jak: ropociągi, wodociągi, sieci kanalizacyjne, linie energetyczne itp. jest procesem niezwykle złożonym. Brak dodatkowych ułatwień inwestycyjnych na poziomie ustawowym (poza wspomnianą nowelizacją Prawa budowlanego) może doprowadzić do sytuacji, w której inwestorzy zmuszeni będą do ograniczenia zakresu swoich inwestycji, do odłożenia ich w czasie bądź ostatecznie do ich zaniechania. Dzięki zastosowaniu specjalnych regulacji prawnych tzw. specustaw proces inwestycyjno-budowlany może być sprawny i skuteczny.

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku definiuje cele w zakresie bezpieczeństwa energetycznego kraju, integracji z rynkami krajów ościennych, podniesienia konkurencyjności i zapewnienia warunków dla rozwoju krajowej gospodarki i funkcjonujących w niej przedsiębiorstw. Priorytetowymi zadaniami Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM jest zapewnienie alternatywnych kierunków dostaw gazu do Polski oraz rozbudowa Krajowego Systemu Przesyłowego. Rozwój infrastruktury gazowej w Polsce determinowany jest głównie koniecznością zapewnienia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu dążąc do niezależnienia się od historycznie dominującego dostawcy tj. Rosji przy jednoczesnym zwiększaniu integracji z innymi krajami członkowskimi UE. Jest to możliwe dzięki budowie dwukierunkowych połączeń międzysystemowych (interkonektory Polska –

Litwa i Polska – Słowacja) oraz wybudowaniu terminala LNG w Świnoujściu i realizacji wspólnie przez Polskę i Danię strategicznego projektu Baltic Pipe. Inwestycja ta umożliwi transport gazu z Norwegii na rynek duński i polski, ale również poprzez rozbudowany system przesyłowy do krajów sąsiednich. Budowa dwukierunkowego gazociągu (również transport gazu w kierunku z Polski do Danii) umożliwi przesył ok. 10 mld m³ gazu rocznie. Obecnie realizowany jest również program rozbudowy ww. terminala LNG w Świnoujściu o dwa dodatkowe regazyfikatory SCV, które umożliwią osiągnięcie zdolności regazyfikacji do ok. 7,5 mld m³ gazu rocznie. Biorąc pod uwagę prognozowany wzrost zużycia gazu ziemnego w Polsce oraz potrzebę realnej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, w kolejnych latach konieczna będzie kontynuacja działań zmierzających do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu oraz otwarcie nowych kierunków dostaw. Na listę PCI czyli europejskich projektów o znaczeniu wspólnotowym trafił drugi polski gazoport – pływający gazoport FSRU (Floating Storage and Regasification Unit), którego lokalizację przewiduje się w Zatoce Gdańskiej. Pływający terminal będzie wyposażony w pokładowe urządzenia do regazyfikacji LNG. Po pierwszym etapie inwestycji terminal pozwoli na przyjęcie dodatkowych 4 mld. m³ gazu rocznie, a w kolejnym etapie będzie możliwość zwiększenia jego przepustowości do ok. 12 mld. m³ gazu rocznie. W świetle powyższego, ogromnego znaczenia nabiera budowa kolejnych gazociągów przesyłowych niezbędnych do rozprowadzenia dodatkowych ilości gazu. Największy w historii program rozbudowy polskiego systemu przesyłowego wymaga specjalnych uregulowań prawnych, aby inwestorzy mogli sprostać wyzwaniom jakie stawia przed nimi rynek.

Budowę sieci gazowych wysokiego ciśnienia w Polsce wspiera uchwalona w dniu 24 kwietnia 2009 r. *Ustawa o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz.U. 2009 nr 84 poz. 700 z późn. zm.) – Specustawa gazowa.*

Specustawa gazowa określa zasady przygotowania, realizacji i finansowania inwestycji w zakresie terminalu wymaganych ze względu na istotny interes bezpieczeństwa państwa oraz inwestycji towarzyszących. Przyspiesza ona i upraszcza procedury administracyjne podczas realizacji inwestycji w niej ujętych. Pierwot-



Fot. arch. autora

na regulacja z 2009r. odnosiła się do budowy terminala LNG w Świnoujściu oraz inwestycji towarzyszących. Kolejne jej nowelizacje objęły budowę przez GAZ-SYSTEM kilkudziesięciu najważniejszych gazociągów przesyłowych, węzłów, tłoczni gazu, rozbudowę terminala LNG oraz budowę i rozbudowę przez PGNiG podziemnych magazynów gazu w Wierchowicach, Mogilnie, Kosakowie i Goleniowie. Efektywny przepływ gazu ziemnego zależy jednakże nie tylko od sieci przesyłowych ale również od sieci dystrybucyjnych. Ostatnia nowelizacja (obowiązuje od 25.09.2019r.) objęła po raz pierwszy największe, kluczowe gazociągi dystrybucyjne realizowane przez Polską Spółkę Gazownictwa czyli operatora gazociągów dystrybucyjnych. Ustawodawca wprowadził również przepis, który pozwala objąć Specustawą gazową budowę przez odbiorcę końcowego dokonującego zakupu paliw gazowych, na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w jednostce wytwórczej lub jednostce kogeneracji – przyłącza lub gazociągu, wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi, łączących tę jednostkę wytwórczą lub jednostkę kogeneracji z siecią przesyłową gazową. Otwiera to nowe możliwości dla podmiotów zainteresowanych zakupem paliwa gazowego na ww. potrzeby.

Projektowanie i późniejsza realizacja robót budowlanych inwestycji liniowych celu publicznego w Polsce takich jak opisywane sieci gazowe wysokiego ciśnienia opiera się na wielu przepisach i regulacjach prawnych, których respektowanie jest konieczne dla prawidłowego przeprowadzenia całego procesu inwestycyjnego. Są to, oprócz wcześniej wskazanych ustaw Prawo budowlane i Specustawa gazowa, w szczególności:

- 1) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26.04.2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. 2013, poz. 640). Przepisy rozporządzenia stosuje się przy projektowaniu, budowie, przebudowie sieci gazowej służącej do transportu gazu ziemnego (gaz palny wydobywany ze złóż podziemnych, którego głównym składnikiem palnym jest metan)
- oraz:
- 2) Ustawa z dnia 20 lipca 2017r. – Prawo wodne
- 3) Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska
- 4) Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym
- 5) Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody

- 6) Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach
- 7) Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 grudnia 2014 r. w sprawie katalogu odpadów
- 8) Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko
- 9) Ustawa z dnia 13 kwietnia 2007 r. o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie
- 10) Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 06 lutego 2003r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy podczas wykonywania robót budowlanych
- 11) Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Socjalnej z dnia 26 września 1997 r. w sprawie ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy
- 12) Ustawa z dnia 24 sierpnia 1991 r. o ochronie przeciwpożarowej
- 13) Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 07 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych

i wiele innych ustaw łącznie z rozporządzeniami wykonawczymi.

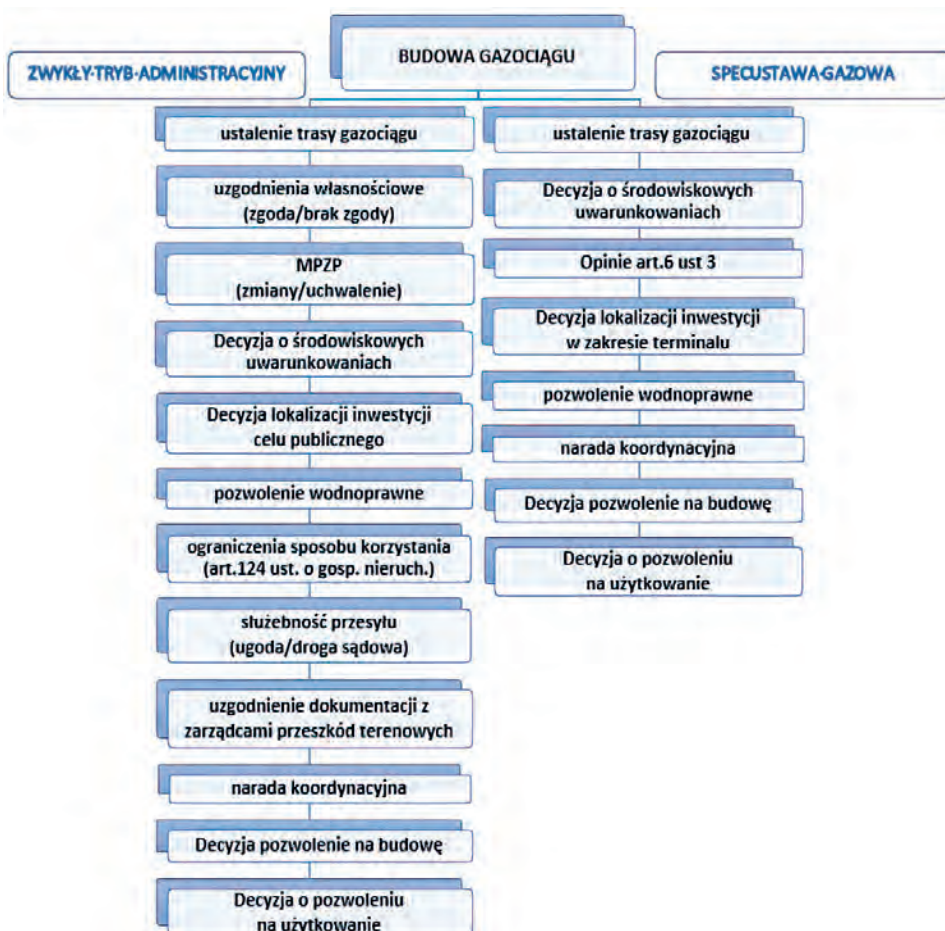
Inne regulacje, na których opiera się cały proces to wytyczne i instrukcje operatorów gazociągów, Normy Polskie i Branżowe, Standardy Izby Gospodarczej Gazownictwa itp.

Niestety nie każdą inwestycję liniową, w tym przypadku omawianą sieć gazową, można projektować w oparciu o Specustawę gazową, gdyż jej zapisy można wykorzystać jedynie w przypadku inwestycji w niej wymienionych. Różnicę pomiędzy realizacją inwestycji na podstawie Specustawy gazowej, a w oparciu o zwykły tryb administracyjny pokazuje poniższy schemat.

Realizacja inwestycji w oparciu o Specustawę gazową

Ustalenie trasy gazociągu i uzyskanie Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia

Etap początkowy obejmuje wyznaczenie docelowej trasy gazociągu wraz ze zlokalizowaniem obiektów na sieci gazowej tj. zespółów zaporowo upustowych, stacji gazowych itd. Projektant wyznacza najbardziej optymalną trasę gazociągu z uwzględnieniem wszelkich uwarunkowań terenowych, środowiskowych



Źródło: opracowanie własne autora

czy społecznych. Trasa gazociągu, co bardzo istotne, nie musi być zgodna z zapisami w istniejących Miejscowych Planach Zagospodarowania Przestrzennego. Kolejnym krokiem jest najczęściej opracowanie inwentaryzacji przyrodniczej, a następnie przygotowanie i złożenie wniosku o wydanie Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia. W zależności od długości i średnicy projektowanego gazociągu do wniosku załącza się Raport o oddziaływaniu na środowisko lub Kartę Informacyjną Przedsięwzięcia. Na wniosek inwestora właściwy Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska (RDOŚ) wydaje decyzję z rygiem natychmiastowej wykonalności. Jeśli RDOŚ nie wyda decyzji z ww. rygiem kolejne kroki w procedurze administracyjnej będzie można podjąć dopiero po nadaniu decyzji klauzuli ostateczności. Ustawodawca określił maksymalny termin wydania Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach – 45 dni, z zastrzeżeniem, że do terminu nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności oraz w szczególności okresów zawieszenia postępowania oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu. W praktyce inwestor uzyskuje decyzję w terminie ok. 6 miesięcy.

Uzyskanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu

Kolejnym krokiem na ścieżce administracyjnej jest opracowanie wniosku o wydanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu. Przed złożeniem wniosku inwestor zgodnie z Art.6 ust 3 Specustawy gazowej występuje o opinie do organów administracji publicznej, m.in. właściwych ministrów, rządów województwa, rządów powiatów, gmin, jak również zarządców przeszkód terenowych itd. Ustawodawca określił termin wydania przez właściwy organ opinii na 14 dni. Niewydanie przez organ opinii w tym terminie traktuje się jako brak zastrzeżeń do wniosku o wydanie Decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu. Opinie te zastępują uzgodnienia, pozwolenia, opinie, zgody bądź stanowiska właściwych organów, wymagane odrębnymi przepisami dla lokalizacji inwestycji. Zgodnie z zapisami Specustawy gazowej wniosek opracowuje się na kopii mapy zasadniczej lub kopii mapy ewidencyjnej obejmującej teren, którego wniosek dotyczy. Jednakże ze względu na to, iż Decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu daje prawo do terenu – stanowi podstawę do podpisania przez inwestora Oświadczenia o prawie do dysponowania nieruchomością na cele budowlane - celem jest aby opracować wniosek na aktualnej mapie do celów projektowych z aktualną nakładką ewidencyjną, gdyż pozwala

to na uniknięcie wszelkich błędów w ewidencji, które mogłyby w konsekwencji zagrozić płynności procesu inwestycyjnego w jego dalszych etapach. Ustawodawca również w przypadku tej procedury określił organowi wydającemu – właściwemu Wojewodzie maksymalny termin wydania Decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu na miesiąc od dnia złożenia wniosku. Oczywiście również w tym przypadku do terminu nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności oraz w szczególności okresów zawieszenia postępowania oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu. W praktyce inwestor uzyskuje decyzję w terminie ok. 45 dni. Decyzja wydawana jest przez organ z klauzulą natychmiastowej wykonalności co oznacza, że może stanowić podstawę do dalszej procedury administracyjnej bez uzyskania klauzuli ostateczności. Dopiero jednak ostateczna decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu stanowi, na wniosek właściwego Wojewody, podstawę do dokonywania wpisów w księdze wieczystej i w katastrze nieruchomości. Zaznaczyć należy, iż do inwestycji w zakresie terminalu, dla której została wydana Decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu, nie stosuje się przepisów odrębnych ustaw w zakresie, w jakim uzależniają one przygotowanie lub realizację tej inwestycji od uzyskania decyzji administracyjnej lub innego rozstrzygnięcia z wyjątkiem m.in. zgody wodnoprawnej.

Uzyskanie zgody wodnoprawnej

Jeżeli realizacja inwestycji wymaga uzyskania zgody wodnoprawnej (pozwolenia wodnoprawnego) zgodę tą wydaje właściwy organ PGW Wody Polskie w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia złożenia wniosku o jej wydanie. Zgoda wodnoprawna może być udzielona przed złożeniem wniosku o wydanie Decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu zatem decyzja ta nie jest wymagana jako załącznik do wniosku o wydanie zgody wodnoprawnej. Jednym z załączników jest wcześniej uzyskana Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach. Zgoda wodnoprawna wydawana jest z rygiem natychmiastowej wykonalności.

Uzyskanie Decyzji Pozwolenia na budowę inwestycji w zakresie terminalu

Decyzję Pozwolenie na budowę w zakresie terminalu wydaje na wniosek inwestora właściwy Wojewoda w trybie Ustawy z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane, oczywiście z zastrzeżeniami zapisów Specustawy gazowej. Ustawodawca również w przypadku tej procedury określił maksymalny termin wydania Decyzji Pozwolenie na budowę w zakresie terminalu na miesiąc od dnia złożenia wniosku, przy czym

do terminu nie wlicza się, jak zwykle, terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności oraz w szczególności okresów zawieszenia postępowania oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu. Podpisane przez inwestora Oświadczenie o prawie do dysponowania nieruchomością na cele budowlane, którego podstawę stanowi uzyskana wcześniej Decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu stanowi załącznik do wniosku o wydanie Decyzji Pozwolenia na budowę. W pozwoleniu na budowę, z wyjątkiem inwestycji prowadzonej przez GAZ SYSTEM, Wojewoda zezwala również na usunięcie drzew i krzewów. W tym przypadku inwestor zobligowany jest do załączenia do wniosku inwentaryzacji drzew i krzewów, na których usunięcie wymagane jest zezwolenie. Decyzja wydawana jest z rygiem natychmiastowej wykonalności.

Uzyskanie Decyzji Pozwolenia na użytkowanie inwestycji w zakresie terminalu

Po zrealizowaniu prac budowlanych inwestor jest zobowiązany uzyskać ostatnią z decyzji – Pozwolenie na użytkowanie inwestycji w zakresie terminalu. Decyzję tą, w terminie do miesiąca czasu od złożenia przez inwestora wniosku, wydaje właściwy wojewódzki inspektor nadzoru budowlanego w trybie Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, z uwzględnieniem zapisów Specustawy gazowej. Obowiązkową kontrolę wojewódzki inspektor nadzoru budowlanego jest zobowiązany przeprowadzić w terminie do 14 dni od dnia otrzymania wniosku o wydanie Pozwolenia na użytkowanie inwestycji w zakresie terminalu.

Realizacja inwestycji w oparciu o zwykły tryb administracyjny

Zupełnie odmienną specyfiką charakteryzuje się proces inwestycyjny prowadzony zwykłym trybem administracyjnym.

Ustalenie trasy gazociągu i uzyskanie zgody na wejście w teren nieruchomości objętych inwestycją

Etap początkowy obejmuje, jak to miało miejsce w poprzedniej procedurze, wyznaczenie docelowej trasy gazociągu wraz ze zlokalizowaniem obiektów na sieci gazowej tj. zespołów zaporowo upustowych, stacji gazowych itd. Projektant również wyznacza najbardziej optymalną trasę gazociągu z uwzględnieniem wszelkich uwarunkowań terenowych, środowiskowych czy społecznych. W tym przypadku trasa gazociągu musi być akceptowalna przez wszystkich właścicieli nieruchomości na jego trasie. W zwykłym trybie administracyjnym koniecznym jest uzyskanie zgody na lokalizację inwestycji od każdego właściciela nieruchomości objętych tą inwestycją,



Fot. arch. autora

gdyż stanowi ona następnie podstawę dla inwestora do podpisania Oświadczenia o prawie do dysponowania tą nieruchomością na cele budowlane. Dokument ten jest podstawowym załącznikiem do wniosku o wydanie Decyzji Pozwolenia na budowę. Zatem na etapie ustalania trasy należy uzyskać zgodę wszystkich właścicieli nieruchomości na wejście w teren. W przypadku braku zgody należy przystąpić do negocjacji/rozkowań z właścicielami nieruchomości opierając się najczęściej na opracowanych przez rzeczoznawców operatach szacunkowych. Niestety niejednokrotnie rokowania kończą się wynikiem negatywnym - część właścicieli nie wyraża zgody na wejście w teren. Taka sytuacja uniemożliwia dalsze prace nad realizacją inwestycji i prowadzi do konieczności przeprowadzenia w dalszej kolejności procedury na podstawie art. 124 Ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami. Inwestor może wystąpić o wydanie decyzji o ograniczeniu sposobu korzystania z nieruchomości (art. 124 ust 1 u.g.n.) oraz zezwolenia na niezwłoczne zajęcie nieruchomości (art. 124 ust. 1a u.g.n.). Procedura ta może być bardzo czasochłonna, dodatkowo część właścicieli nieruchomości odwołuje się od wydanych przez właściwy organ decyzji. Łącznie proces może trwać nawet kilka lat.

Zgodność z zapisami MPZP, wyłączenie gruntów z produkcji leśnej/rolnej

Trasa gazociągu, co bardzo istotne w tym przypadku, musi być zgodna z zapisami w istniejących Miejscowych Planach Zagospodarowania Przestrzennego. Zastosowanie znajdują tu zapisy Ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz Ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, a w związku z tym jeśli inwestycja nie jest w swym przebiegu zgodna z obowiązującymi MPZP inwestor jest zmuszony do wprowadzania i uchwalania w nich zmian. Również jeśli inwestycja wymaga wyłączenia czy odrolnienia (Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych) inwestor musi podjąć kroki w kierunku zmiany bądź uchwalenia nowego MPZP. Procedura zmiany lub uchwalania nowych MPZP jest bardzo czasochłonna i trudna do przewidzenia. Może trwać wiele miesięcy a nawet lat. Nie funkcjonują mechanizmy, które motywowałyby władze lokalne do prac nad zmianami lub uchwalaniem nowych MPZP. Inwestor nie ma wpływu na termin realizacji tych prac poza stałym monitorowaniem prac władz lokalnych i współdziałaniem w tym zakresie. Na terenach innych, gdzie nie ma obowiązującego MPZP inwestor, aby zloka-

lizować inwestycję musi uzyskać Decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego.

Uzyskanie Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia

Ostateczne ustalenie trasy gazociągu oraz doprowadzenie do zgodności przebiegu inwestycji z zapisami istniejących MPZP pozwala inwestorowi na złożenie wniosku o wydanie Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia. Tak jak w przypadku procedury opartej o zapisy Specustawy gazowej w zależności od długości i średnicy projektowanego gazociągu do wniosku załącza się Raport o oddziaływaniu na środowisko lub Kartę Informacyjną Przedsięwzięcia. Również dla tych projektów na ogół przeprowadzana jest inwentaryzacja przyrodnicza. Na wniosek inwestora właściwy organ (Wójt, Burmistrz lub Prezydent Miasta) wydaje decyzję, która po uzyskaniu rygoru natychmiastowej wykonalności (na wniosek inwestora) lub klauzuli ostateczności pozwala podjąć kolejne kroki w procedurze administracyjnej. Ustawodawca nie wprowadza w tej procedurze innego ograniczenia czasu jej wydania poza zapisy Kodeksu Postępowania Administracyjnego (KPA), co oznacza, że organy są zobowiązane załatwić sprawę bez zbędnej zwłoki, czyli niezwłocznie powinny zostać załatwione sprawy, które mogą zostać rozpatrzone w oparciu o dowody przedstawione przez stronę. W przypadku jeśli sprawa wymaga postępowania wyjaśniającego ustawodawca wskazuje termin miesiąca czasu na załatwienie sprawy zaś w przypadku sprawy skomplikowanej – dwa miesiące. W praktyce czas uzyskania niniejszej decyzji to ok. pół roku od złożenia wniosku.

Uzyskanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego

Jak już wyżej wspomniano na terenach nieobjętych zapisami MPZP należy uzyskać Decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego. Ustawodawca określił maksymalny termin wydania decyzji na 60 dni od daty złożenia wniosku. Decyzja nie jest wydawana z rygorem natychmiastowej wykonalności, zatem wymagane jest uzyskanie klauzuli ostateczności aby mogła stanowić załącznik do wniosku o wydanie Decyzji Pozwolenia na budowę.

Uzyskanie zgody wodnoprawnej

Jeżeli realizacja inwestycji wymaga uzyskania zgody wodnoprawnej (pozwolenia wodnoprawnego) zgodę tą wydaje właściwy organ PGW Wody Polskie w terminie zgodnym z KPA. Tu również do ww. terminów nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności oraz w szczególności okresów zawieszenia postępowania oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu. W praktyce inwestor uzyskuje decyzję w terminie ok. dwóch miesięcy. W tym przypadku załącz-

nikiem do wniosku o wydanie zgody wodnoprawnej jest zarówno decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach jak i decyzja lokalizacyjna celu publicznego – obydwie opatrzone klauzulą ostateczności (ew. środowiskowa z rygorem natychmiastowej wykonalności).

Uzgodnienia z zarządcami przeszkód terenowych

Dokumentację projektową planowanej inwestycji należy uzgodnić z wszystkimi zarządcami przeszkód terenowych na jej trasie. Dopiero uzyskanie wszystkich uzgodnień, opinii i innych rozstrzygnięć łącznie z uzgodnieniem inwestycji na Naradach Koordynacyjnych przy właściwych Starostwach Powiatowych umożliwia inwestorowi złożenie kompletnego wniosku o wydanie Decyzji Pozwolenia na budowę.

Uzyskanie Decyzji Pozwolenia na budowę

Decyzję Pozwolenie na budowę wydaje na wniosek inwestora właściwy organ architektoniczno-budowlany w trybie Ustawy z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane. Ustawodawca w tym przypadku określił maksymalny termin wydania Decyzji Pozwolenie na budowę na 65 dni od dnia złożenia wniosku, przy czym do terminu nie wlicza się, jak zwykle, terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności oraz w szczególności okresów zawieszenia postępowania oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu. Podpisane przez inwestora Oświadczenie o prawie do dysponowania

nieruchomością na cele budowlane, którego podstawę stanowią uzyskane od właścicieli zgody na wejście w teren lub decyzje o ograniczeniu sposobu korzystania stanowi załącznik do wniosku o wydanie Decyzji Pozwolenia na budowę.

Uzyskanie Decyzji Pozwolenia na użytkowanie inwestycji celu publicznego

Po zrealizowaniu prac budowlanych inwestor jest zobowiązany uzyskać ostatnią z decyzji – Pozwolenie na użytkowanie. Decyzję tą wydaje właściwy organ w trybie Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane. Obowiązkową kontrolę organ nadzoru budowlanego jest zobowiązany przeprowadzić w terminie do 21 dni od dnia otrzymania wniosku.

Podsumowanie

W ślad za powyższym podkreślić należy, iż niniejszy artykuł dotyka jedynie zagadnień kluczowych dotyczących różnic pomiędzy procedurami w trybie Specustawy gazowej i poza nią i nie wyczerpuje w pełni tematu. Realizacja inwestycji liniowych w Polsce jest procesem niezwykle skomplikowanym i czasochłonnym. Inwestorzy podążający zwykłym trybem administracyjnym borykają się z problemem terminowej realizacji prac projektowych i budowlanych. W głównej mierze powodem opóźnień jest konieczność pozyskania zgód na wejście w teren od wszystkich właścicieli nieruchomości objętych inwestycją oraz wymóg doprowadzenia do zgodności lokalizacji inwestycji z zapisami w MPZP. W tym przypadku etap projektowania

wynosi średnio od 6 do nawet 10 lat, po którym dopiero można przystąpić do robót budowlanych. Znakomitym ułatwieniem dla realizacji tego typu inwestycji jest wprowadzenie przez ustawodawcę specjalnych ustaw. W przypadku opisywanych inwestycji gazowych jest to Specustawa gazowa, która znacznie upraszcza i przyspiesza procedury administracyjne. W związku z przyjętą przez rząd polityką energetyczną Polski, zakładającą bardzo dynamiczny rozwój rynku gazu oraz kontynuację działań zmierzających do dalszej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu poprzez otwarcie nowych kierunków dostaw, ta regulacja prawna jest niezwykle istotna. Pozwala ona na realizację w relatywnie krótkim czasie sieci i obiektów gazowych poprzez zamknięcie prac projektowych w okresie do ok. 2,5 roku i następnie sprawną realizację robót budowlanych. Ułatwienia proceduralne zawarte w Specustawie gazowej stanowią w znacznej mierze o możliwości zrealizowania przez inwestorów ambitnych planów dotyczących koniecznego rozwoju infrastruktury gazowej w Polsce. Inwestorzy mają szansę, w relatywnie krótkim czasie, osiągnąć założone cele strategiczne.

mgr inż. Aleksandra Imiołek
Dyrektor Działu Gaz
w ANTEA POLSKA S.A.

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 17.07.2020 r.
Artykuł przyjęto do druku: 30.07.2020 r.

PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH
i WIEKU NAFTY

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84
http://www.wnig.pl e-mail: prenumerata@wnig.pl

Projekt „Kabel ZERO”, czyli wykorzystanie energii geotermalnej w przemyśle papierniczym



Michał
Kruszewski

Produkcja papieru jest jedną z najbardziej energochłonnych gałęzi przemysłu w Niemczech. Graficzny papier ozdobny jest produkowany w zakładzie firmy Kabel Premium Pulp & Paper GmbH w Hagen w Niemczech od prawie 125 lat.



Produkcja papieru w firmie Kabel Premium Pulp & Paper GmbH w Hagen. Źródło: Kabel Premium Pulp & Paper GmbH w Hagen

Ogromne ilości energii i ciepła w procesie suszenia papieru (tj. około 550 000 MWh ciepła rocznie) są nadal w dużej mierze dostarczane przez paliwa kopalne. W rozwiązaniu tego problemu mają pomóc energie odnawialne. W ramach projektu „Kabel ZERO” firma Kabel Premium Pulp & Paper GmbH z Hagen, chce rozszerzyć wykorzystanie energii odnawialnych, a przede wszystkim głębokich zasobów geotermalnych, w procesie produkcyjnym.

Firma Hagen wraz z Instytutem Fraunhofera ds. Infrastruktury Energetycznej i Energii Geotermalnej (IEG) w Bochum oraz Instytutem Fraunhofera ds. Środowiska, Bezpieczeństwa i Technologii Energetycznych (UMSICHT) w Oberhausen zainicjowała projekt zbadania możliwości wykorzystania energii geotermalnej w mieście Hagen. Partnerzy projektu są wspierani przez Agencję Energii NRW.

Przy wsparciu finansowym UE i kraju związkowego Nadrenia Północna-Westfalia, Fraunhofer IEG zbada do końca 2022 roku geologię podpowierzchniową do głębokości 4000 metrów, aby

oszacować, w jakim stopniu można wykorzystać energię geotermalną. Oczekiwana temperatura na tej głębokości ma wynosić około 130°C. Na podstawie uzyskanych wyników opracowywany będzie szczegółowy model geologiczny, który posłuży jako podstawa do późniejszych koncepcji rozwoju i wykorzystania energii geotermalnej.

Fraunhofer UMSICHT opracowuje koncepcje inżynierii procesowej w celu zintegrowania ciepła, które można uzyskać z głębokiej energii geotermicznej, w procesach suszenia papieru. Wyzwanie polega na tym, że temperatury występujące w Niemczech nie są wystarczające do bezpośredniego wytwarzania pary technologicznej o wymaganych w przemyśle parametrach. Z tego powodu

opracowywany jest proces efektywnego i oszczędzającego zasoby naturalne wzbogacania ciepła geotermicznego w parę użytkową, która będzie wykorzystana do celów przemysłowych.

„Mamy nadzieję, że dzięki współpracy z Instytutem Fraunhofera uda nam się opracować koncepcję wykorzystania odnawialnej energii geotermalnej w celu zaspokojenia dużej części na-

szych potrzeb w zakresie ogrzewania bezpośrednio w zakładzie. Jeśli realizacja jest ekonomicznie opłacalna, jesteśmy również gotowi na odpowiednie inwestycje”, mówi Juha Ebeling, dyrektor zarządzający Kabel Premium Pulp & Paper GmbH.

Udany projekt w mieście Hagen może posłużyć jako wzór dla innych lokalizacji w przemyśle papierniczym. Dlatego też Kabel Premium Pulp & Paper towarzyszy integracji wykorzystania głębokich zasobów geotermalnych w całym przemyśle papierniczym. Pomimo ograniczeń związanych z obecnie panującą epidemią partnerzy projektu zaprosili niedawno burmistrzów i starostów gmin Hagen, Dortmund, Herdecke i Schwerte, agencję energetyczną kraju związkowego Nadrenia Północna-Westfalia, służbę geologiczną kraju związkowego Nadrenia Północna-Westfalia oraz urząd górniczy powiatu Arnsberg na spotkanie informacyjne w papierni, aby złożyć sprawozdanie z planowanej działalności projektu.

Planowane działania badawcze, a przede wszystkim wykonanie badań sejsmicznych 2-D i odwiercenie otworu badawczego o głębokości około 300 metrów na terenie papierni muszą zostać zatwierdzone przez organ górniczy. Podstawą do tego jest zezwolenie na wydobycie energii geotermalnej na obszarze około 25 km², który znajduje się na terenie czterech gmin (tj., Hagen, Dortmund, Herdecke i Schwerte). W rozumieniu prawa górniczego energia geotermalna jest zasobem naturalnym, którego poszukiwanie i wydobycie reguluje prawo górnicze. Rząd powiatu Arnsberg jako krajowy urząd górniczy jest odpowiedzialny za wymagany proces zatwierdzenia.

Źródła:

1. <https://www.wp.de/staedte/hagen/papiermacher-aus-hagen-setzen-auf-geothermie-id229532526.html> (dostęp 28.07.2020)
2. <https://www.thinkgeoenergy.com/german-paper-and-pulp-company-exploring-geothermal-for-energy-needs/> (dostęp 28.07.2020)

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



Uczestnicy projektu „Kabel ZERO”. Źródło: Michelle Ina Reindl / Kabel Premium Pulp & Paper GmbH

PKN ORLEN rozpoczyna przejęcie Grupy PGNiG



PKN ORLEN i Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Aktywów Państwowych, podpisały List Intencyjny w sprawie przejęcia przez PKN ORLEN Grupy PGNiG. Planowana transakcja to kolejny krok PKN ORLEN, po wykupie akcji Grupy ENERGA i warunkowej zgodzie Komisji Europejskiej na przejęcie Grupy LOTOS, w budowaniu silnego multienergetycznego koncernu. Wiodącym podmiotem, który zrealizuje proces tworzenia jednej, polskiej firmy o zdywersyfikowanych przychodach i znaczącej pozycji na rynku europejskim jest PKN ORLEN.

- Powiększony PKN ORLEN jest kluczowym podmiotem. Dla przeprowadzenia procesu jest niezbędna siła kapitałowa. Poprzez tego typu połączenia tworzy się możliwość wygenerowania dodatkowych synergii po stronie dochodowej i kosztowej. To przełomowy proces, który zwiększy efektywność funkcjonowania PGNiG i PKN ORLEN. Całościowa integracja pewnych rynków, dystrybucji, sprzedaży i obrotu pokazuje kolejne kierunki rozwoju - powiedział podczas konferencji Mateusz Morawiecki, Prezes Rady Ministrów.

- Polska gospodarka dostaje dziś potężny impuls gospodarczy. To nie koniec. Dokonujemy dziś dwóch kroków – nie tylko mamy otwartą zgodę na przejęcie Grupy LOTOS przez PKN ORLEN, ale otwieramy też drzwi do kolejnej konsolidacji. Rozpoczynamy proces przejęcia PGNiG przez PKN ORLEN. Budujemy w Polsce potężny koncern multienergetyczny o globalnym zasięgu. Konsolidacja spółek skarbu państwa to nasza odpowiedź na coraz bardziej wymagające otoczenie – mówi Jacek Sasin, Wicepremier, Minister Aktywów Państwowych. - Trzeba tworzyć duże podmioty, które po połączeniu swoich budżetów inwestycyjnych, będą mogły realizować śmiało i ambitne projekty. Transformacja energetyczna Polski to duże wyzwanie, a naszym zadaniem jest jej przeprowadzenie w sposób jak najbardziej efektywny. PKN ORLEN ma kompetencje do realizacji tego procesu, dlatego będzie wiodącym podmiotem tej transakcji.

Jesteśmy częścią Europy, w której wiele spółek energetycznych procesy konsolidacyjne ma już za sobą. Wspierały je rządy państw, w których działają. Tworzenie wielosektorowych koncernów, liczących się w Europie i na świecie, wpisuje się w politykę gospodarczą naszego rządu – podkreśla Wicepremier, Minister Aktywów Państwowych.

W wyniku integracji aktywów PKN ORLEN, Grupy ENERGA, LOTOS i PGNiG łączne roczne przychody nowego koncernu wyniosłyby ok. 200 mld zł. Zysk operacyjny EBITDA kluczowych segmentów osiągnąłby ok. 20 mld zł rocznie. Za zysk operacyjny połączonego podmiotu w ok. 40 proc. odpowiadałby nadal podstawowy biznes, czyli rafineria i petrochemia. Z kolei wydobycie z łączną roczną produkcją na poziomie ok. 70 mln boe stanowiłoby ok. 20 proc. wyniku. Po ok. 15 proc. generowałyby sprzedaż detaliczna paliw, gazu i energii oraz regulowana dystrybucja, z dużym potencjałem wzrostu w kolejnych latach. Wytwarzanie energii odpowiadałoby za ok. 10 proc. zysku operacyjnego. W tym przypadku możliwe byłoby podwojenie wyniku w perspektywie do 2030 r. dzięki realizacji nowych inwestycji.

- PKN ORLEN, jest zdeterminowany, aby zbudować silny koncern multienergetyczny, który będzie bardziej odporny na wahania rynku i sprosta wyzwaniom konkurencyjnego rynku.

To projekt strategiczny dla przyszłości polskiej gospodarki, która potrzebuje transformacji energetycznej. Jeśli chcemy liczyć się na biznesowej mapie Europy musimy go zrealizować – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN. - Branża rafineryjna jest cykliczna, bo w dużej mierze zależy od otoczenia makroekonomicznego, które podlega dużym wahanom. Aby inwestować i myśleć o rozwoju w długiej perspektywie, trzeba mieć stabilne i zdywersyfikowane przychody. Dlatego budujemy jeden silny multienergetyczny koncern, który będzie oparty również o biznes regulowany, z jakim mamy do czynienia w energetyce i gazie. Aktywa przejętej już Grupy ENERGA oraz przejmowanego LOTOSu i są doskonałym uzupełnieniem naszej działalności. Integracja z PGNiG rozszerzy łańcuch wartości koncernu o gaz ziemny, co będzie kolejnym ważnym krokiem do budowania jednej, silnej, multie-

nergetycznej firmy – dodaje Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Zgodnie z zapisami Listu intencyjnego model transakcji oraz jej harmonogram zostaną wypracowane przez zespół składający się z przedstawicieli stron porozumienia. Fundamentem będzie rola PKN ORLEN jako wiodącego podmiotu transakcji. Na potrzeby transakcji opracowana zostanie wycena wartości PGNiG, w tym pakietu posiadanego przez Skarb Państwa. Niezbędne będzie także przeprowadzenie procedury przed odpowiednimi organami ochrony konkurencji tj. Komisją Europejską lub UOKiK.

Prowadzone przez PKN ORLEN transakcje wpisują się w światowe trendy. Największe światowe koncerny paliwowe już dawno zbudowały zintegrowane łańcuchy wartości oparte na wydobyciu ropy naftowej i gazu, inwestycjach w nowoczesną elektroenergetykę i poszerzaniu kompetencji w sprzedaży detalicznej. Na przykład BP, Total, Shell czy Equinor zarządzają swoją organizacją właśnie w sposób segmentowy, koncentrując się przede wszystkim na dywersyfikacji źródeł przychodów. PKN ORLEN wykorzysta i wzmocni istniejący system zarządzania segmentowego do zarządzania Grupą po akwizycjach.

Grupa ORLEN dąży do tego, aby zostać biznesowym liderem zrównoważonej transformacji sektora energetycznego w Europie Środkowo-Wschodniej. W przypadku segmentu wydobycia, konsolidacja poprawiłaby efektywność operacyjną i inwestycyjną oraz umożliwiłaby skoncentrowanie się na złożach gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce i Europie. W zakresie energii elektrycznej powstałoby zintegrowane portfolio wytwórcze w kraju, oparte o efektywne elektrownie gazowe oraz odnawialne źródła energii, w tym morską energetykę wiatrową. W tym kontekście istotny byłby potencjał jednostek gazowych do bilansowania nieregularnego profilu wytwarzania z odnawialnych źródeł energii. Jednocześnie zarządzanie szerokim portfolio aktywów umożliwiłoby optymalizację handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej.

Beneficjentami stworzenia multienergetycznego koncernu będą klienci. Połączenie kompetencji umożliwi wypracowanie rozszerzonej, atrakcyjnej oferty handlowej w zakresie paliw, gazu i energii. To także duży potencjał do dalszego rozwoju marki ORLEN oraz programu lojalnościowego VITAY opartego o szereg kompleksowych usług.

Stworzenie zintegrowanej Grupy umożliwiłoby pełne wykorzystanie i rozwój kompetencji pracowników. Obecnie na rynku odczuwalny jest deficyt pracowników, szczególnie w branży produkcyjnej. W wyniku konsolidacji łączne za-

trudnienie wyniosłoby ponad 60 tys. osób.

Grupa ORLEN posiada duże doświadczenie w realizacji procesów akwizycyjnych, nie tylko w Polsce, ale też na rynku globalnym. Na przestrzeni lat do Grupy ORLEN włączone zostały m.in. ANWIL we Włocławku, czeski Unipetrol, litewska spółka ORLEN Lietuva, czy ostatnio Grupa Energa. W każdym przypadku efektem przejść był rozwój spółki ukierunkowany na budowę specyficznych kompetencji, zwiększanie roli spółki w regionie i wykorzystanie potencjału pracowników.

Połączona grupa miałaby również znaczące doświadczenie w realizacji dużych projektów inwestycyjnych. Tylko w ciągu ostatnich 3 lat, Grupa ORLEN zrealizowała 3 projekty, których koszty przekroczyły 1 mld zł. Chodzi o instalację do produkcji polietylenu w czeskim Unipetrolu i dwie elektrownie gazowo-parowe w Płocku i Włocławku. Grupa posiada także licencję na budowę morskiej farmy wiatrowej o mocy ok. 1200 MW na Morzu Bałtyckim. Koszty tego typu inwestycji sięgają standardowo kilkunastu miliardów złotych.

Z kolei marka ORLEN jest szeroko rozpoznawalna w regionie, dzięki silnym relacjom Grupy z jej klientami, pracownikami i współpracującymi instytucjami. Koncern cały czas wzmacnia globalną rozpoznawalność poprzez realizowany proces co-brandingu w europejskiej sieci czy inwestycje w sponsoring sportowy. To przemysłowa strategia, która pomaga w budowaniu relacji z klientami i partnerami biznesowymi.

Biuro Prasowe PKN ORLEN

Dodatkowy miliard metrów sześć. gazu w okolicy Przeworska i Jarosławia



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo rozpoczyna rewitalizację złoża gazowego Mirocin na Podkarpaciu. Spółka ocenia, że jego zasoby są nawet o 1/5 większe niż do tej pory sądzono.

Około miliarda metrów sześciennych gazu znajduje się w nowo odkrytym horyzoncie gazonośnym złoża Mirocin – szacują specjaliści z PGNiG. Jeszcze w tym roku Spółka planuje rozpocząć wiercenia, które umożliwią eksploatację surowca.

– Konsekwentnie realizujemy strategiczny plan zwiększenia wydobycia gazu ziemnego na Podkarpaciu. Eksploatacja krajowych złóż pozostaje najbardziej efektywnym kosztowo źródłem pozyskaniu gazu a jednocześnie przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski i rozwoju lokalnych społeczności – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA. – Złoże Mirocin to kolejny dowód wyjątkowych kompetencji PGNiG w zakresie poszukiwania i wydobycia węglowodorów. Odkrycie dodatkowych zasobów gazu przedłuży eksploatację złoża o kolejne dekady.

Złoże Mirocin położone jest na granicy powiatów przeworskiego i jarosławskiego. Jest eksploatowane od 1962 roku. Do tej pory jego zasoby były szacowane na 4,5 mld m sześć. gazu ziemnego, z czego wydobyto już prawie 4,2 mld m sześć., a więc ok. 92 procent. Jednak po analizie danych geologicznych, specjaliści z PGNiG doszli do wniosku, że w złożu mogą znajdować się nieeksploatowane wcześniej struktury gazonośne. Potwierdziły to odwierty rozpoznawcze, których wyniki pozwoliły osza-



Arch. PGNiG SA

cować dodatkowe zasoby Mirocina na około miliard metrów sześć. gazu. Oznacza to, że złożo jest o ponad 20 proc. większe niż wcześniej przypuszczano.

Do eksploatacji nowego horyzontu PGNiG chce wykorzystać już istniejące, ale nieczynne odwierty. Do tej pory w obrębie złoża wykonano 60 otworów, z których 25 jest nadal eksploatowanych. Część pozostałych odwiertów może zostać zrekonstruowana i pogłębiona, aby sięgnąć do nowej struktury gazonośnej. Pozwoli to na wykorzystanie już istniejącej infrastruktury wydobyczej, dzięki czemu włączenie zmodernizowanych odwiertów do produkcji będzie szybsze i tańsze niż w przypadku całkowicie nowych otworów.

Przy projektowaniu prac na Mirocinie PGNiG wykorzystuje doświadczenia z dwóch innych złóż na Podkarpaciu – Przemyśla i Sędziszowa. Tu również po odkryciu nowych horyzontów gazonośnych Spółka rozpoczęła rewitalizację z wykorzystaniem nieczynnych już odwiertów.

PGNiG wydobywa ropę naftową i gaz ziemny w południowo-wschodniej Polsce na terenie 95 gmin na podstawie 108 koncesji. Spółka posiada na tym obszarze 35 kopalni węglowodorów. W 2019 roku na Podkarpaciu PGNiG prowadziło prace wiertnicze na 24 odwiertach.

Biuro Public Relations
PGNiG SA

Jubileuszowa 100-tonna dostawa gazu skroplonego do Terminalu LNG w Świnoujściu



Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, należący do Grupy Kapitałowej GAZ-SYSTEM, przyjął jubileuszowy setny statek skroplonego gazu ziemnego, który przyплыł z Kataru.

Zamówiony przez PGNiG metanowiec o nazwie Al Safliya dostarczył w piątek, 3 lipca 2020 roku, ok. 90 tys. ton LNG od firmy Qatargas. Po regazyfikacji odpowiada to ok. 120 mln m sześć. gazu ziemnego.

– Oddanie do użytkowania Terminalu LNG w Świnoujściu w 2016 roku pozwoliło realnie rozpocząć proces zmniejszania zależności Polski od dbającego o swój monopol rosyjskiego dostawcy. Dzięki inicjatywie i determinacji Prezydenta Lecha Kaczyńskiego powstał projekt budowy gazoportu. Baltic Pipe oraz Korytarz Północ-Południe to kolejne elementy bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Te inwestycje pozwalają polskiemu rządowi realizować strategię suwerenności energetycznej i bezpieczeństwa dostaw. Dywersyfikacja kierunków i źródeł dostaw gazu pozwoli Polsce pełnić wiodącą rolę w naszym regionie Europy, zwiększając bezpieczeństwo naszych sąsiadów i umożliwiając rozwój rynku w regionie Europy Środkowej. Dowodem jest dzisiejsza jubileuszowa dostawa LNG - powiedział Piotr Naimski, Sekretarz Stanu w Kancelarii Prezesa Rady Mi-



Fot. arch. GAZ-SYSTEM

nistrów, Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

– Dzisiejsza setna dostawa gazu skroplonego do Polski jest potwierdzeniem tego, że Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego pełni bardzo ważną rolę w zakresie budowania konkurencyjnego rynku gazu. Od kilku lat obserwujemy dynamiczny wzrost zainteresowania gazem LNG, dlatego rozbudowujemy przepustowość Terminalu z obecnych 5 mld m³ do 8,3 mld m³ rocznie. Dzisiejszy jubileusz związany z setną dostawą nie byłby możliwy bez zaangażowania i profesjonalizmu pracowników Terminalu, za co składam im serdeczne podziękowania - powiedział Krzysztof Jackowski, Wiceprezes GAZ-SYSTEM i Polskie LNG.

– Import LNG jest jednym z filarów naszej strategii dywersyfikacyjnej, dzięki której wzmac-

niamy bezpieczeństwo energetyczne Polski. Z roku na rok przyplywa do naszego kraju coraz więcej LNG, a w kolejnych latach import ten wzrośnie jeszcze wyraźniej. Dlatego też zarezerwowaliśmy dodatkowe moce regazyfikacyjne terminalu w Świnoujściu, z którego operatorem współpraca układa się znakomicie, podobnie zresztą jak z naszymi partnerami handlowymi, od których kupujemy skroplony gaz – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG.

Odbiór pierwszej dostawy komercyjnej gazu skroplonego miał miejsce w czerwcu 2016 roku. Od tamtego czasu z roku na rok liczba dostaw, a także ich wolumen stopniowo wzrastają. Wśród dotychczasowych stu dostaw 67 pochodziło z Kataru, 21 z USA, a 11 z Norwegii. W marcu 2020 roku jeden ładunek LNG przyплыł z Trynidadu i Tobago. W ciągu ponad czterech lat łączny wolumen sprowadzonego w ten sposób gazu ziemnego wyniósł ok. 11 mld m sześć.

Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego dysponuje obecnie przepustowością 5 mld m³ rocznie, co stanowi ok. 1/4 zapotrzebowania na gaz w Polsce. Grupa Kapitałowa GAZ-SYSTEM podjęła decyzję o rozbudowie gazoportu, w odpowiedzi na potrzeby rynku. Dzięki zamontowaniu dodatkowych dwóch regazyfikatorów oraz wybudowaniu kolejnego zbiornika i drugiego nabrzeża zwiększy się funkcjonalność obiektu i zakres świadczonych usług. Handlowe możliwości wysyłania gazu z Terminalu do krajowej sieci przesyłowej od 2024 r. osiągną poziom 8,3 mld m³ rocznie.

Biuro prasowe
GAZ-SYSTEM S.A.



Fot. arch. GAZ-SYSTEM



Jerzy
Zagórski

PGNiG coraz bliżej uruchomienia produkcji z kolejnego złoża na Morzu Północnym

Prace nad uruchomieniem wydobycia ze złoża Duva, w których udziały ma PGNiG Upstream Norway, przekroczyły już półmetek. Zakończyło się właśnie układanie podwodnych instalacji, które posłużą do wydobycia węglowodorów z tego złoża.



PGNiG Upstream Norway posiada 30 proc. udziałów w złożu Duva (koncesje PL636 i PL 636B). Operatorem na złożu jest firma Neptune Energy. Ułożenie gazociągów wydobywczych i technologicznych pozwoli podłączyć złożo do platformy wydobywczej Gjøa oddalanej o 12 km. Planowany termin rozpoczęcia produkcji to III kwartał 2021 roku.

– Gaz z szelfu norweskiego już za niespełna dwa lata popłynie do Polski za pośrednictwem Baltic Pipe. Naszym strategicznym celem jest osiągnięcie jak największego wydobycia własnego gazu z norweskich złóż, w których mamy udziały. Minął dopiero rok od zaakceptowania planów zagospodarowania dla złoża Duva przez norweskie władze, a w przygotowaniach do wydobycia przekroczyliśmy już półmetek. Prace postępują, a projekt jest realizowany nawet z lekkim wyprzedzeniem wobec harmonogramu – skomentował Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG.

PGNiG prowadzi działalność w Norwegii od 2007 roku. PGNiG Upstream Norway posiada obecnie udziały w 31 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka wydobywa obecnie ropę naftową i gaz ziemny z 7 złóż na szelfie. W tym roku rozpoczęła się produkcja ze złóż Skogul i Ærfugl.

Biuro Public Relations
PGNiG SA



179 Konferencja OPEC

Jak zwykle przed spotkaniami OPEC pojawiały się przewidywania i spekulacje na temat możliwych decyzji kartelu i ich konsekwencji. Tak było też przed 179 Konferencją OPEC i 11 posiedzeniem Komitetu Ministerialnego OPEC i OPEC+. Niepewność podtrzymywały pogłoski o porozumieniu Rosji i Arabii Saudyjskiej, później o dołączeniu Iraku i zgodzie na przedłużeniu okresu redukcji. W efekcie, w pierwszych dniach czerwca cena ropy WTI wzrosła o 3,2%, a cena Brent o 2,7%. Według harmonogramu sekretariatu OPEC z kwietnia br., Konferencja była wyznaczona na 10 czerwca, jednak ostatecznie odbyła się 6 czerwca. Podobnie jak w kwietniu, Konferencja przygotowała rekomendacje dla Komitetu Ministerialnego. Jak zaznaczono w komunikacie końcowym, rekomendacje zostały przyjęte i zatwierdzone jednogłośnie. Posiedzenie było poświęcone przede wszystkim przedłużeniu dotychczasowych ustaleń dotyczących wielkości wydobycia na następny miesiąc, ale wprowadzono też większe możliwości kontroli cen. Potwierdziły się informacje, że nie wszyscy członkowie OPEC stosowali się do postanowień dotyczących limitów wydobycia. W Iraku wydobycie ropy wynosiło 38% limitu, w Nigerii tylko 19%. Nowe rozwiązania uwzględniają zarówno skutki krótkoterminowe jak i długoterminowe. Ceny *spot* mają zachęcać handlowców i rafinerie do bieżących zakupów i tworzenia zapasów zamiast wyboru cen *futures* i transakcji z odłożonym terminem płatności. Przypomniano o przypadającej we wrześniu br. 60 rocznicy założenia OPEC w Bagdadzie. Termin następnej sesji Komitetu Ministerialnego OPEC i OPEC+ został wyznaczony na 1 grudnia br., natomiast 30 listopada odbędzie się w Wiedniu kolejna Zwyczajna Konferencja OPEC.



Gazociąg Trans Adriatic Pipeline (TAP) już gotowy

W połowie czerwca br. zakończono budowę ostatniego segmentu gazociągu TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) stanowiącego przedłużenie magistrali TANAP (*Trans Anatolian Natural Gas Pipeline*) transportującej gaz z Azerbejdżanu ze

złoża Szach Deniz. Statek „Castoro Sei” należący do koncernu Saipem zakończył układanie 105-kilometrowego odcinka przez Adriatyk z Albanii do południowych Włoch. W najgłębszym miejscu rury o średnicy 36” leżą na głębokości 810 m. Przeciętnie dziennie układano 1,2 km rurociągu, ale rekordowy wynik to 2,8 km. Rozpoczęcie przesyłu gazu nastąpi pod koniec br. Udziałowcami TAP są brytyjski BP (20%), azerski SOCAR (20%), włoski Snam (20%), belgijski Fluxys (19%), hiszpański Enagas (16%) i szwajcarskie Axpo (5%).



Szczyt MAE „Okres przejścia do czystej energii”

Międzynarodowa Agencja Energii (MAE) zorganizowała 9 czerwca br. spotkanie na szczycie dotyczące zagadnień związanych z odbudową gospodarki światowej, pobudzeniem tworzenia nowych miejsc pracy i przyspieszeniem przejścia do czystej energii w okresie po zakończeniu pandemii. W szczycie wzięło udział 40 ministrów ds. energii, sekretarz generalny ONZ, przedstawiciele Banku Światowego, Komisji Europejskiej, OECD, Europejskiego Banku Inwestycyjnego, Międzynarodowego Funduszu Walutowego, Międzynarodowej Agencji Atomowej, koncernów energetycznych i organizacji społecznych. Obradom przewodniczył dyrektor wykonawczy MAE Fatih Birol. Punktem wyjścia do dyskusji o planach zrównoważonej odbudowy gospodarki był opublikowany w maju raport o inwestycjach energetycznych na świecie ostrzegający o 20-procentowym spadku w tej dziedzinie. Plan opracowany przez MAE we współpracy z Międzynarodowym Funduszem Walutowym powinien przyspieszyć globalny wzrost gospodarczy o 1,1% rocznie i ochronić lub stworzyć 9 milionów miejsc pracy. Ok. 35% nowych miejsc pracy powinno powstać dzięki zwiększaniu efektywności wykorzystania energii, kolejne 25% w energetyce wiatrowej, solarnej i modernizacji sieci elektrycznych. Wysoko oceniono program MAE przejścia do czystej energii (*Clean Energy Transitions Programme*).

W planie zrównoważonej odbudowy poruszono też zagadnienia ropy i gazu. W wielu krajach odpowiedzią na niskie ceny była rozbudowa strategicznych rezerw ropy. Spodziewany jest spadek inwestycji w sektorze *upstream* ropy i gazu o jedną trzecią w porównaniu z rokiem 2019 i zagrożenie utraty zatrudnienia przez 1,2 miliona pracowników. Obniżka cen ropy sprawiła, że stanął gaz płynny, natomiast podrożały alternatywne biopaliwa. Poważnym problemem są subsydia do paliw kopalnych - szacuje się,

że ich globalna wielkość wynosi 320 mld dolarów. Wskutek spadku cen ropy i gazu subsydia zmniejszą się w 2020 r. prawdopodobnie do 180 mld dolarów. Wycofanie się z nieefektywnych subsydiów mogłoby otworzyć nowe możliwości budżetowe i zlikwidować sytuację, gdy subsydia są niewłaściwie skierowane i nie spełniają pozytywnej roli. Jednocześnie niskie ceny umożliwiają ograniczenie subsydiów bez zwiększania cen płaconych przez końcowego użytkownika.

Uczestnicy szczytu postanowili zebrać się ponownie w połowie 2021 r. W spotkaniu uczestniczył minister klimatu Michał Kurtyka (zdalnie).



Nord Stream 2 AG wznawia budowę gazociągu

Korzystne rozstrzygnięcie niemieckiej Federalnej Agencji ds. Sieci z 15 maja br. nie wstrzymało jednak całkowicie budowy Nord Stream 2. Statek „Akademik Czernski” zamówiony obecnie w porcie Neu Mukran na Rugii w czasie układania rurociągu musi współpracować z jednostkami pomocniczymi. Jednym z warunków stawianych przez władze duńskie w ocenie oddziaływania na środowisko przy pracach na dnie Bałtyku jest wyposażenie tych statków w system dynamicznego pozycjonowania (DP) zapewniający precyzyjną lokalizację miejsca robót dennych ze względu na zatopioną broń chemiczną z okresu II wojny światowej. W tych miejscach niedozwolone jest trałowanie, kotwiczenie i naruszanie dna morskiego. „Akademik Czernski” ma system DP, ale niektóre statki *Gazpromu* obsługujące układanie gazociągu jak barka „Fortune”, nie mają takiego wyposażenia i używają kotwic. Duńska Agencja Energii (*Energistyrelsen*) na wniosek konsorcjum Nord Stream 2 AG 6 lipca br. zmieniła wcześniejszą decyzję środowiskową stwierdzając, że pozostała do ułożenia część Nord Stream 2 jest zlokalizowana poza rejonami wrażliwymi, wyłączonymi z kotwiczenia. Tym samym wznawienie budowy gazociągu Przez wykonawców rosyjskich jest możliwe. Najnowsze stanowisko duńskiej Agencji Energii może jeszcze być zaskarżone, ale jeśli do 3 sierpnia nie wpłyną żadne odwołania, ekipa *Nord Stream 2 AG* będzie mogła rozpocząć pracę.



Dwa złoża ropy w rejonie Homla

Na Białorusi zlokalizowano 85 złóż ropy i gazu, z czego obecnie eksploatowanych jest 61 złóż. Ok. 70% produkcji ropy pochodzi z 5 rejonów w rowie Prypoci: Rzeczyca, Ostasz-kowicze, Wiszańskie, Ostasz-kowicze Południe i Sosnowskie Południe. W czerwcu br. przedsiębiorstwo *Bielarusneft* poinformowało o odkryciu dwóch nowych złóż w Chojnikach w pobliżu Homla o łącznych zasobach szacowanych na 2,5 mln t ropy. Jest to ropa lekka, nisko siarkowa, o małej lepkości, z dużą zawartością lekkich frakcji. Najnowsze odkrycia mogą poprawić wy-niki produkcyjne *Bielarusnefti*, która w ub. roku wydobyla 1,69 mln tropy, a w br. planowane jest wydobycie 1,71 mln t. Krajowa produkcja ropy osiągnęła maksimum w 1975 r. – było to 7,96 mln t.



Inwestycja infrastrukturalna o wartości 10 mld USD w Abu Zabi

Na tle informacji o bankructwach i dra-stycznych cięciach wydatków na poszukiwania i produkcję wiadomość o powołaniu przez *Abu Dhabi National Oil Co. (ADNOC)* nowej spółki zależnej *Gas Pipeline Assets*, której plany inwestycyjne opiewają na 10 mld dolarów, a łącznie z udziałami inwestorów zagranicznych się-gają 20,7 mld, jest wiadomością szczególną, bo oznacza, że jest to największa inwestycja infrastrukturalna na świecie w tym roku. *Gas Pipeline Assets* zamierza zbudować w Abu Zabi i w sąsiednich emiratach 38 gazociągów o łącz-nej długości 982 km. Konsorcjum inwestorów zewnętrznych (*Global Infrastructure Partners, Brookfield Assets Management*, fundusz po-wierniczy *GIC* z Singapuru, nauczycielski fun-dusz emerytalny z Ontario, *NH Investment & Securities* i *Snam*) obejmie 49% udziałów nowo powstałej spółki, natomiast 51% należec bę-dzie do *ADNOC*. Koncern wydzierżawi swoje gazociągi *Gas Pipeline Assets* na 20 lat według ustalonych stawek i w tym okresie wolne prze-pływy pieniężne będą w całości przekazywane inwestorom w formie kwartalnej dywidendy. Własność gazociągów, zarządzanie nimi i od-powiedzialność za związane z tym wydatki operacyjne i kapitałowe pozostaje w rękach *ADNOC*. Dyrektor generalny *ADNOC* Sultan al-Jaber przedstawił też swoją opinię na temat skutków porozumienia OPEC+, które spowo-dowało, że rynek w ostatnich tygodniach jest lepiej regulowany, następuje odbudowa popy-tu, w miarę jak otwiera się światowa gospo-

darka i że ta tendencja będzie się utrzymywać przez pozostałą część roku.



Piraci w Zatoce Meksykańskiej

Dotychczas jako niebezpieczne akweny za-grożone atakami piratów wymieniano cieśninę Malakka czy też Zatokę Adeńską, teraz Depar-tament Stanu USA wydał komunikat ostrzega-jący przed zagrożeniem dla statków i instalacji naftowych w południowej części Zatoki Meks-ykańskiej ze strony meksykańskich zbrojnych grup przestępczych. Mogą one atakować statki handlowe, platformy eksploatacyjne i jednostki pomocnicze obsługujące platformy w zatoce Campeche. Ostrzeżenie zostało opublikowa-ne po niedawnych incydentach w tym rejonie, a szczególnie po próbie ataku na włoski statek handlowy na wodach stanu Campeche. Agen-cja Reutersa zwraca uwagę w komentarzu, że bezpieczeństwo żeglugi w tym rejonie nabrało większego znaczenia po ogłoszeniu przez Meks-yk dostępu do koncesji w swoim sektorze dla podmiotów zagranicznych. Prezydent Andres M. L. Obrador obejmując urząd półtora roku temu zapowiadał zmniejszenie liczby zabójstw i terroru kryminalnego w kraju, jednak skala przemocy nie tylko nie zmniejszyła się, ale wzro-sła w tym roku.



Stan Pensylwania oskarża firmy wiertnicze o zaniedbania przy szczelinowaniu

Wielka ława Przysięgłych stanu Pensylwa-nia uznała, że agencje rządowe systematycznie nie dopełniały obowiązku nadzoru nad opera-cjami szczelinowania hydraulicznego w celu ochrony mieszkańców przed nieodłącznymi za-grożeniami. Stanowy prokurator generalny Josh Shapiro oskarżył firmy *Range Resources Corp.* i *Cabot Oil & Gas Corp.* o wielokrotne naru-szenia przepisów o ochronie środowiska stanu Pensylwania. Podkreślając błędy stanowego de-partamentu ochrony środowiska i departamen-tu zdrowia ława przysięgłych wydała 8 zaleceń, aby ustrzec przed zagrożeniami powodowanymi przez szczelinowanie. Zalecenia obejmują m. in. rozszerzenie interwałów wyłączonych z wiercenia od 152 do 762 m i zobowiązanie firm wykonujących szczelinowanie do podania do publicznej wiadomości wszystkich substan-

cji chemicznych używanych w czasie wiercenia i szczelinowania hydraulicznego zanim zostaną one zastosowane na wiertni.



Chesapeake Energy na skraju bankructwa

Niekwestionowany lider w dziedzinie eksploatacji gazu z łupków w USA, firma *Chesapeake Energy* jest zagrożona bankructwem i grozi jej likwidacja. *Chesapeake* posiada znaczne aktywa w postaci zasobów basenach Anadarko, Niobrara, Utica i Eagle Ford, jednak są to złoża z przewagą łupków roponośnych, co przy niskich cenach ropy sprawiło, że ich eksploatacja stała się nieopłacalna. Sytuację dodatkowo pogorszyła epidemia koronawirusa i zadłużenie przedsiębiorstwa zaczęło się niebezpiecznie zwiększać. Na oficjalnej stronie *Chesapeake* pojawiła się informacja, że dobrowolnie poddała się procedurze z Kodeksu Bankructwa, ale zastosowanie ma rozdział 11 Kodeksu o reorganizacji, a nie rozdział 7 o likwidacji. Podkreślono, że pracownicy nadal otrzymują wynagrodzenie, akcje są na giełdzie, wykonywane są wszystkie zalecenia związane z naprawą stanu finansowego i firma wyjdzie z wzmocniona i bardziej konkurencyjna.

Trudna sytuacja *Chesapeake* jest udziałem wielu firm naftowych, nie tylko eksploatujących niekonwencjonalną ropę i gaz.



Otwarcie dla wierceń naftowych chronionych obszarów przyrodniczych na Alasce

Na początku kadencji prezydent Trump zapowiedział rozszerzenie dostępu do wielkich zasobów energetycznych istniejących na Alasce i na morzu i dotychczas niewykorzystanych. Teraz sekretarz Departamentu Zasobów Wewnętrznych D. Bernhardt ogłosił plan otwarcia wrażliwych pod względem ekologicznym terenów na Alasce, który ma być realizacją obietnic prezydenta. Jest to rejon *National Petroleum Reserve (NPR)* o powierzchni 75,6 tys. km² (całkowita powierzchnia NPR wynosi 93 tys. km²). Zarządzające terenami federalnymi *Bureau of Land Management (BLM)* podaje, że zniesienie ochrony dotyczy też części Narodowego

Rezerwatu Przyrody Arktycznej (*ANWR-Arctic National Wildlife Refuge*), w tym okolic Teshepuk Lake i rzeki Colville, gdzie znajdują się szlaki migracji ptaków i ostoje karibu.

Nowe plany rządu mogłyby zwiększyć w ciągu 20 lat produkcję ropy o 68 tys. t/d, po zbudowaniu 386 km rurociągów, 400 km dróg, stanowisk dla wiertni oraz towarzyszących instalacji technicznych.

Obrońcy przyrody i liderzy rdzennej ludności Alaski potępił ten plan stwierdzając, że społeczność tego regionu już teraz narażona jest na niedopuszczalne zagrożenia dla zdrowia, bezpieczeństwa żywności i suwerenności kulturalnej z powodu istniejącej działalności przemysłowej.

Prezydent B. Obama w 2013 r. zgodził się na otwarcie dla poszukiwań i eksploatacji ropy i gazu połowy terenów North Slope obecnie udostępnianych.



Bezzałogowe zdjęcie batymetryczno-geofizyczne

Rozszerzenie zakresu prac na morzu znacznie zwiększyło zapotrzebowanie na badania i pomiary, a jednym ze sposobów przyspieszenia prac i obniżenia kosztów są zdalne pomiary. Są to przede wszystkim prace podwodne, ze względu na głębokość wody niemożliwe do wykonania przez statki załogowe, ale również pomiary powierzchniowe z uwagi na warunki morskie, klimatyczne, czy też inne zagrożenia i utrudnienia. Przykładem jest kompleksowe zdjęcie geofizyczne firmy *Fugro* u wybrzeży Abu Zabi, zakończone w czerwcu br. i wykonane w całości przy wykorzystaniu bezzałogowego statku autonomicznego sterowanego z centrum operacyjnego w Abu Zabi. Zarejestrowano pełny zakres danych batymetrycznych oraz przewodność wody, temperaturę, zasolenie, ukształtowanie dna, profil osadów przydennych i ewentualną obecność obiektów metalowych. Dyrektor oddziału geofizyki morskiej *Fugro* Gerard Ferreira podkreślił, że pierwsze zastosowanie autonomicznego statku pomiarowego na Bliskim Wschodzie wykazało korzyści wynikające z eliminacji zatrudnienia wykwalifikowanego personelu pokładowego oraz znacznej obniżki kosztów.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Bielarusnielt, Energistyrelsen, Fugro, CIRE, Hart Energy, Nord Stream 2 AG, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Reuters, Rigzone, World Oil.*

PERN

Kolejny etap inwestycji w Boronowie zakończony

W Bazie Paliw nr 3 w Boronowie zakończono skomplikowany proces montażu dachu na budowanym zbiorniku. Realizacja tej inwestycji da Klientom PERN dodatkowe 10 tys. m³ pojemności na magazynowanie oleju napędowego. Projekt należy do II etapu rozbudowy baz paliw w ramach programu Megainwestycje PERN.

Montaż dachu zbiornika często jest największym wyzwaniem w czasie budowy, ponieważ to bardzo trudna i precyzyjna operacja, którą może uniemożliwić nawet minimalna zmiana pogody. Konstrukcję dachu, w tym przypadku o średnicy 34, 5 m i ważącą 110 ton, przygotowuje się na placu obok zbiornika, a następnie montuje na zbiorniku. Do wykonania tego zadania wykorzystano żurawia gąsienicowego o udźwigu 450 ton, który podniósł dach na wysokość około 20 m i przeniósł go na zbiornik. Choć sama operacja trwała kilkadziesiąt minut, to przygotowania do niej – kilkanaście godzin. Teraz dach zostanie przyspawany do płaszcza zbiornika.

– Rozbudowa bazy w Boronowie jest dobrym przykładem na to, że mimo trudniejszych warunków związanych z epidemią, konsekwentnie i zgodnie z planem realizujemy nasze plany inwestycyjne. Projekt planujemy zakończyć jeszcze w grudniu tego roku. – Tadeusz Zwierzyński, Wiceprezes Zarządu PERN

Nowe pojemności nie tylko w Boronowie

W ramach II etapu rozbudowy pojemności magazynowych PERN buduje nowe zbiorniki również w Dębogórzcu, Emilianowie, Rejowcu i Małaszewiczach, a na początku czerwca został oddany zbiornik w Kuluszkach. Łącznie da to 222 tys. m³ dodatkowej pojemności. Obecnie trwają również przygotowania do III etapu rozbudowy. Stopień jego realizacji będzie zależny od sytuacji rynkowej, konsumpcji paliw i zapotrzebowania na magazynowanie oraz obrót paliwami.

PERN S.A.

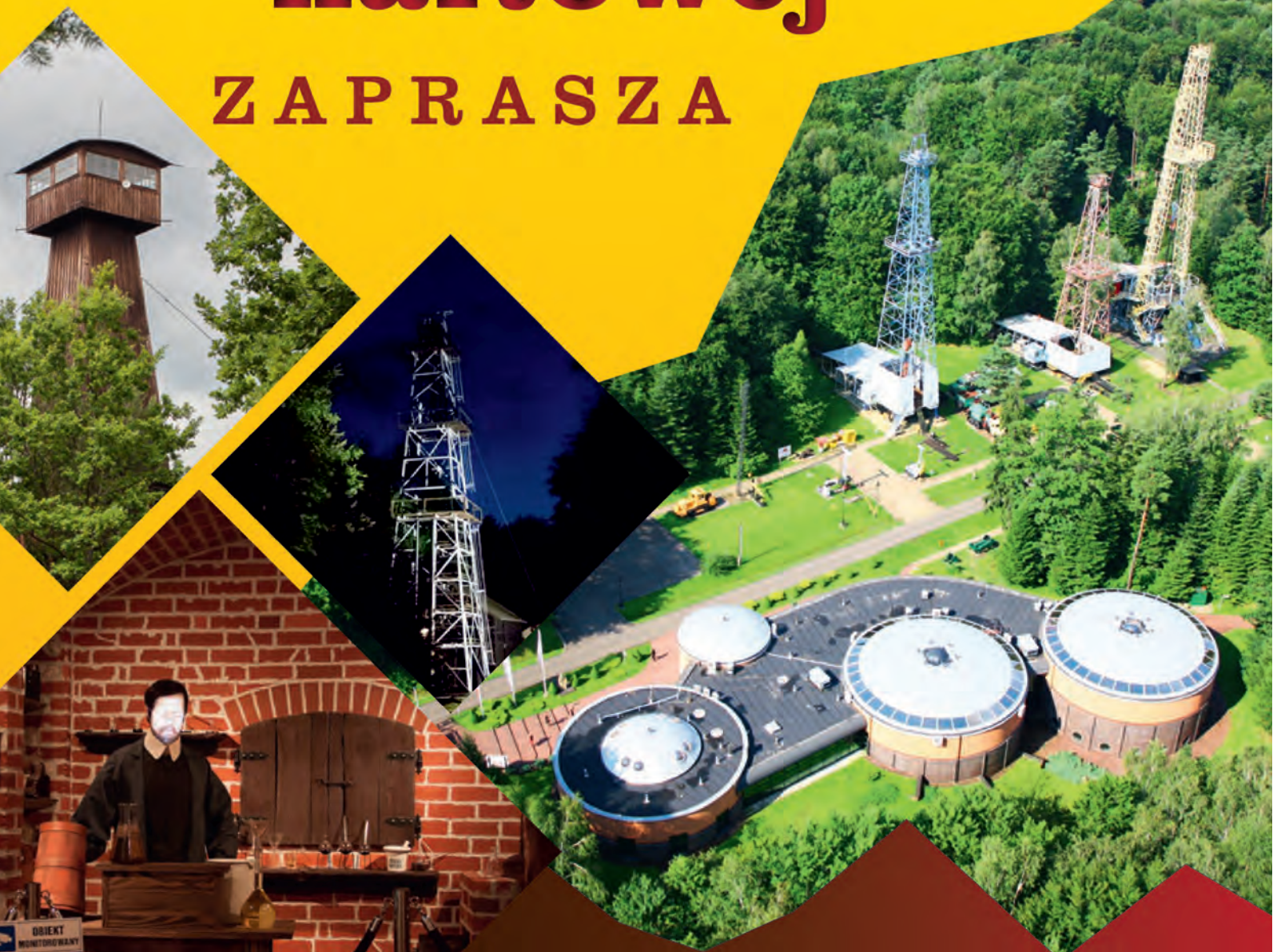




BÓBRKA

Najstarsza na świecie kopalnia ropy naftowej

ZAPRASZA



Bóbrka, ul. Kopalniana 35

38-458 Chorkówka

tel. 13 43 33 478

muzeum@bobrka.pl

www.bobrka.pl



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

30.06.2020 r. odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITP NiG w Krośnie, na którym podsumowano działalność Oddziału w mijającej kadencji 2016-2020 oraz wybrano władze na kadencję 2020-2024. Prezesem Oddziału został wybrany kol. Robert Wrzask.

06.07.2020 r. odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITP NiG w Krakowie, na którym podsumowano działalność Oddziału w mijającej kadencji 2016-2020 oraz wybrano władze na kadencję 2020-2024. Prezesem Oddziału został ponownie wybrany kol. Dominik Staśko.

06.07.2020 r. odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITP NiG w Pile, na którym podsumowano działalność Oddziału w mijającej kadencji 2016-2020 oraz wybrano władze na kadencję 2020-2024. Prezesem Oddziału został wybrany kol. Henryk Dytko.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

80 lat

Maria Roszniowska z Oddziału w Sanoku

75 lat

Janusz Dybek z Oddziału w Krakowie
Stanisław Łuczyński z Oddziału w Krakowie
Jacek Michalski z Oddziału w Gdańsku
Jan Liszka z Oddziału w Krośnie

70 lat

Krystyna Jedynek z Oddziału w Warszawie II
Bogdan Antos z Oddziału w Warszawie I

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

Walne Zgromadzenie Członków Oddziału SITP NiG w Czechowicach-Dziedzicach

25 czerwca w sali Dworku Eureka przy ul. Prusa 64 w Czechowicach-Dziedzicach odbyło się Walne Zgromadzenie Członków Oddziału Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Czechowicach-Dziedzicach. Obrady odbywały się zazwyczaj na terenie Spółek Grupy LOTOS, ale z uwagi na konieczność zapewnienia obradującym bezpieczeństwa w okresie pandemii koronawirusa Zarząd Oddziału podjął decyzję o przeniesieniu obrad do odpowiedniego obiektu.

Program Obrad został przedstawiony w tradycyjnie przyjętym trybie informowania tj. na tablicach ogłoszeń i na stronie internetowej.

W Oddziale Czechowice nie ma Kół i Klubów więc wszyscy członkowie Oddziału SITP NiG uczestniczący w Walnym Zgromadzeniu mają prawo głosu.

Gośćmi honorowymi byli Prezesi, dyrektorzy i kierownicy Oddziałów Spółek Grupy Lotos w Czechowicach.

Otwarcia Zgromadzenia dokonał Prezes Oddziału Mirosław Stec. Powitał obradujących i zaproszonych gości. Minutą ciszy uczczono pamięć zmarłych kolegów i koleżanek, a także z uwagi na przypadającą 49 rocznicę tragicznego pożaru Rafinerii uczczono tych, którzy wówczas zginęli.



ODDZIAŁ W CZECHOWICACH-DZIEDZICACH

W imieniu ustępującego Zarządu Oddziału, Prezes Stec zaproponował następujący skład osobowy Prezydium Walnego Zgromadzenia: Arkadiusz Kliber - przewodniczący, Tadeusz Bajorek - sekretarz, Bronisława Szkowron - członek. Uczestnicy Walnego Zgromadzenia jednogłośnie wybrali w głosowaniu jawnym Prezydium w zaproponowanym składzie.

A. Kliber przedstawił zaprezentowany wcześniej program, regulamin i ordynację wyborczą obrad pod głosowanie, które zostały jednogłośnie przyjęte. Następnie zostały powołane Komisje – Mandatowa i Wnioskowa. Składy Komisji zaakceptowano większością głosów.

Przewodniczący Komisji Mandatowej Bolesław Zatlóka ogłosił, że uprawnionych do głosowania było 111 członków wg stanu na koniec 2019 r.

Walne Zgromadzenie jest prawomocne w II terminie. Przybyło 40 członków.

W imieniu ustępującego Zarządu, Prezes Mirosław Stec przedstawił sprawozdanie z działalności Oddziału. Wśród najważniejszych działań Zarządu w minionej kadencji było wspieranie prac Ośrodka Szkoleń w Czechowicach. Członkowie Oddziału SITPNIg uczestniczyli w prezentacjach związanych z nowoczesną aparaturą analityczną, pomiarową i kontrolną z zakresu wszystkich obszarów aktywności biznesowej w Czechowicach, brali także udział w konferencjach i kongresach organizowanych przez Zarząd Główny i Zarządy Oddziałów SITPNIg.

Współpraca z macierzystym zakładem pracy-Grupą LOTOS polega na takim uczestniczeniu w procesie biznesowym, który nie zakłóca ładu korporacyjnego, a jednocześnie utrzymuje odrębne aktywności poszczególnych spółek wchodzących w jej skład. Uczestniczone w pracach zespołów koordynujących działanie Kierownictw Oddziałów Spółek z Czechowic w zakresie oceny dostawców usług, towarów i systemów informatycznych. Współorganizowane były spotkania okolicznościowe np. jubileusze pracy, zdobycie kwalifikacji, zakończenie studiów, pożegnanie odchodzących na emeryturę. Zarząd Oddziału brał udział w organizowanych corocznych spotkaniach integracyjnych pracowników spółek Grupy.

Mirosław Stec podkreślił życzliwą współpracę Zarządów Spółek z Czechowic, kierowników Oddziałów Spółek Grupy LOTOS w Czechowicach z Zarządem Oddziału SITPNIg.

Utrzymywana jest więź z młodzieżą szkół średnich i wyższych poprzez wycieczki techniczne w Spółkach i Oddziałach Spółek Grupy LOTOS, pokazy sprzętu laboratoryjnego, a także praktyki zawodowe. Podjęto współpracę z Gimnazjum Publicznym nr 3 im. I. Łukasiewicza w Czechowicach-Dz., które zostało objęte Programem Szkół Łukasiewiczowskich.

Dla członków zorganizowano kuligi (w Lipowej i w Huciskach), wycieczki do Albanii, do Szwajcarii "Expressem Lodowcowym", szlakiem polskiego renesansu(Sandomierz, Kazimierz, Puławy, Nałęczów, Lublin) i do Puszczy Białowieskiej. W celu lepszej komunikacji utrzymywana jest strona internetowa Oddziału. W okresie sprawozdawczym w Ośrodku Szkolenia i Rzeczoznawstwa w Czechowicach przeprowadzono 46 kursów przygotowujących do egzaminów kwalifikacyjnych, na których przeszkolono 1288 osób, 34 kursy w zakresie bhp, p. poz. i instalacji sanitarnych, na których przeszkolono 508 osób. Komisja Kwalifikacyjna przy Oddziale SITPNIg w Czechowicach przeegzaminowała 1288 osób, które uzyskały świadectwa kwalifikacyjne na stanowiska dozoru lub eksploatacji, 508 osób w zakresie bhp, p.poz. i instalacji sanitarnych.

Następnie Janina Zeman - Skarbnik Zarządu Oddziału, przedstawiła sprawozdanie finansowe za lata 2016-2020. W strukturze wydatków główne obciążenia stanowią dofinansowanie wycieczek i szkolenia. Zgromadzone środki przeznaczone są na działalność statutową Oddziału.

Sylwia Gezler-Filip - przewodnicząca Komisji Rewizyjnej, przedstawiła sprawozdanie Komisji, które zakończyła wnioskiem o przyjęcie sprawozdania ZO i udzieleniu absolutorium ustępującemu Zarządowi.

Na zakończenie wystąpiła przewodnicząca Sądu Koleżeńskiego - Bożena Janik-Kocyla informując zebranych, że w czasie minionej kadencji nie wpłynęła do Sądu żadna sprawa związana z zakresem działania Sądu Koleżeńskiego.

Przewodniczący Walnego Zgromadzenia zaprosił do dyskusji nad przedstawionymi materia-

mi i sprawozdaniami. Zaproponował głosowanie za udzieleniem absolutorium ustępującemu Zarządowi. Uchwałę o udzieleniu absolutorium podjęto jednogłośnie.

Zgodnie z programem obrad Przewodniczący Arkadiusz Kliber przystąpił do wyborów. Ogłosił powołanie Komisji Skrutacyjnej i przedstawił kandydatów do 10 osobowego Zarządu Oddziału oraz po 3 osoby w Sądzie Koleżeńskim i Komisji Rewizyjnej. Do władz Terenowej Jednostki Organizacyjnej Federacji SNT NOT delegowana ma być 1 osoba. Ze względu na ilość członków w Oddziale Czechowice na Walny Zjazd SITPNIg deleguje się 2 osoby, jedną z nich będzie wybrany Prezes Oddziału, a druga zostanie wyłoniona spośród członków Oddziału. Uchwałę podjęto większością głosów. Komisja Skrutacyjna po podliczeniu głosów przedstawiła nowo wybrane składy osobowe.

W skład Zarządu Oddziału na nową kadencję weszli: Koba Mikołaj, Lesisz Ewa, Lesisz Marek, Machnik Renata, Markiel Zenon, Pełowski Sylwester, Pysz Artur, Stec Mirosław, Szendzielorz Marek, Zeman Janina.

Do Komisji Rewizyjnej weszli: Gezler-Filip Sylwia, Wilczyński Marek, Zatlóka Bolesław.

Do Sądu Koleżeńskiego weszli: Gawłowska Jadwiga, Kocyla- Janik Bożena, Łusińska Izabela.

Następnie przystąpiono do wyborów Prezesa Oddziału spośród nowo wybranych członków ZO. W głosowaniu tajnym na Prezesa Oddziału został wybrany Mirosław Stec. W kolejnych głosowaniach tajnych wybrano delegatów do TJO FSNT NOT i na XLIII Walny Zjazd SITPNIg.

Delegatem do Terenowej Jedn. Organ. FSNT NOT został Wilczyński Marek, jego z-cą Szendzielorz Marek, natomiast delegatami na Walny Zjazd SITPNIg zostali Stec Mirosław i Lesisz Marek.

Przewodniczący Zgromadzenia Członków Oddziału SITPNIg Arkadiusz Kliber przedstawił wyniki wyborów na nową kadencję 2016-2020 do władz Oddziału.

Dyskusja, która toczyła się w trakcie wyborów i w przerwie na posiłek obejmowała sprawy istotne dla stowarzyszenia, a zwłaszcza dla Oddziału.

Prezes LOTOS Biopaliwa-dyrektor Marek Lesisz zwrócił uwagę na potrzebę integracji środowiska a zwłaszcza popularyzowanie wśród nowych pracowników osiągnięć Ośrodka Szkolenia, prezentowanie tradycji i dbanie o przekaz historii naftowców z Czechowic przez nowy Zarząd. Uczestnicy dyskusji podkreślali, że możemy być dumni, że w swoim gronie mamy tak doświadczonych i rzetelnych kolegów o wielkiej wiedzy i umiejętnościach i wysokiej kulturze bycia na co dzień. Zwracano uwagę na ciągłą potrzebę integracji oraz przekazywania pałeczki nowym pokoleniom i utrwalania tradycji dobrej pracy. Proces restrukturyzacji spowodował rozproszenie się członków Oddziału w struktury różnych Spółek, więc wszelkie pozazawodowe spotkania przy-



Fot. arch. SITPNIg Oddział w Czechowicach-Dziedzicach



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Czechowicach-Dziedzicach



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Czechowicach-Dziedzicach

czynią się do utrzymania lepszych kontaktów. Szczególnie dbać musimy o wysokie kwalifikacje Oddziału Szkoleń, bo dzięki temu możemy liczyć na zdobywanie środków do realizacji celów statutowych.

Komisja Wyborcza zebrane tematy przedstawiła w formie uchwały, którą przedstawił prze-

wodniczący Komisji Wnioskowej Artur Pysz. Ponieważ uczestnicy nie wnieśli uwag do projektu, Przewodniczący Walnego poddał ją pod głosowanie jawne i została przyjęta jednogłośnie.

Na zakończenie obrad Przewodniczący podziękował wszystkim uczestnikom i gościom oraz członkom Komisji za udział, dyskusję, cenne

uwagi, przekazał życzenia nowemu Zarządowi Oddziału i jego Prezesowi oraz Komisji Rewizyjnej i Sądowi Koleżeńskiemu.

Mirosław Stec

Walny Zjazd Delegatów Oddziału SITPNiG w Gorlicach

Zgodnie z Uchwałą Zarządu Głównego Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w dniu 29.06.2020 r. w Gorlicach w Sali konferencyjnej restauracji „Podzamcze” odbył się Zwyczajny Sprawozdawczo – Wyborczy Walny Zjazd Delegatów Oddziału SITPNiG w Gorlicach.

W WZDO uczestniczyli (z czynnym prawem wyborczym) delegaci wybrani w Kołach nr 1 i nr 2. Ponadto, w WZDO uczestniczyli (z głosem doradczym) członkowie ustępujących organów Oddziału, którzy nie zostali wybrani delegatami na WZDO. Dodatkowo do udziału w WZDO zaproszono pozostałych członków SITPNiG Oddziału Gorlice; część z nich skorzystała z zaproszenia. Zarząd Główny reprezentował na naszym Zjeździe Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu dr Piotr Dziadzio.

Zjazd podsumował dokonania Oddziału w mijającej kadencji, oraz nakreślił kierunki działań Oddziału SITPNiG na kolejną 4-letnią kadencję.

Sprawozdanie z działalności Oddziału za upływającą kadencję złożył prezes ustępującego Zarządu Oddziału Andrzej Drzymała. Prezentując sprawozdanie omówił stan organizacyjny Oddziału i podejmowane inicjatywy w działalności merytorycznej.

Sprawozdanie Komisji Rewizyjnej Oddziału oraz analizę i ocenę działalności Oddziału w upływającej kadencji przedstawił przewodniczący Komisji Rewizyjnej Oddziału – Jerzy Czajka.

Komisja Rewizyjna Oddziału pozytywnie oceniła działalność Zarządu Oddziału i postawiła wniosek o udzielenie absolutorium Zarządowi Oddziału za minioną kadencję. – podjęto uchwałę nr 5/2020 w sprawie udzielenia absolutorium ustępującemu Zarządowi Oddziału.

W wyniku procedury wyborczej wyłonione zostały władze Oddziału Stowarzyszenia na nową kadencję 2020 – 2024.

W skład Zarządu Oddziału weszli następujący członkowie SITPNiG :

- Wiesław Bał,
- Leszek Drućki
- Anita Dygoń
- Przemysław Gawel
- Zdzisława Martyka
- Stanisław Mitoraj

Skład Zarządu Oddziału uzupełniają ponadto Przewodniczący Koła nr.1 Andrzej Drzymała oraz Przewodniczący Koła nr. 2 – Miłoz Muzyka.

Do Komisji Rewizyjnej Oddziału weszły następujące osoby:

- Waclaw Borcz
- Jadwiga Kosińska
- Jakub Łęcki



ODDZIAŁ W GORLICACH

Do Sądu Koleżeńskiemu Oddziału weszły następujące osoby:

- Urszula Przybyłowicz
- Elżbieta Roicka
- Stanisław Kuk

Delegatami na XLIII Walny Zjazd Delegatów SITPNiG zostali wybrani Piotr Dziadzio i Stanisław Mitoraj

Delegatem do Rady Terenowej Jednostki Organizacyjnej Federacji SNT NOT został wybrany Przemysław Gawel.

W głosowaniu tajnym przeprowadzono wybory Prezesa Oddziału spośród członków Zarządu Oddziału – Prezesem Oddziału został wybrany Stanisław Mitoraj.

Komisja Wnioskowa przysłuchiwała się obradom, a wnioski załączyła w oddzielnym protokole. Po dyskusji wnioski przyjęto w głosowaniu jednomyślnie oraz zlecono ich realizację.

Andrzej Drzymała

Walny Zjazd Delegatów Oddziału SITP NiG w Krakowie



ODDZIAŁ W KRAKOWIE

6 lipca 2020, w sali seminaryjnej Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, odbył się WZDO.

W zgromadzeniu wzięli udział m.in.: prorektor elekt, obecny dziekan W.WNiG AGH – prof. Rafał Wiśniowski; dyrektor INiG – prof. Maria Ciechanowska; wiceprezes Rady Federacji SNT NOT – Grzegorz Bałda; dziekan elekt W.WNiG – prof. Mariusz Łaciak; członek Rady Nadzorczej PGNiG – prof. Andrzej Gonet oraz prof. Henryk Sechman z W. GGiOŚ AGH, a także członkowie honorowi SITP NiG – Krystyna Maciurzyńska, Ryszard Cygan, prof. Stanisław Rychlicki, dr Stanisław Szafran; prodziekan W.WNiG – dr. hab. Aneta Sapińska-Śliwa, kierownicy Katedr W.WNiG – prof. Stanisław Nagy, Jerzy Stopa, Jan Ziaja.

Wybory zorganizował Komitet Organizacyjny w składzie:

Albin Wojnar – przewodniczący, Jan Artymiuk, Mirosław Janowski, Dominik Staško, Krzysztof Wesołowski, Jan Wójcik, Albert Złotkowski.



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Krakowie

Po otwarciu WZDO przez ustępującego prezesa Dominika Staško i powitaniu zebranych, Albin Wojnar – wiceprezes ustępującego Zarządu przeprowadził wybór Prezydium WZDO, w skład którego weszli: Stanisław Rychlicki – przewodniczący, Jerzy Stopa – z-ca przewodniczącego, Mirosław Obara – sekretarz.

Po wyborze Komisji Mandatowej i Komisji Wnioskowej, odczytano sprawozdania wyborcze: referat sprawozdawczo-programowy ustępującego Zarządu Oddziału – wygłosił prezes ZO – Dominik Staško; sprawozdanie Komisji Rewizyjnej Oddziału – zreferował Przewodniczący Komisji Rewizyjnej – Andrzej Michniewski; sprawozdanie Sądu Koleżeńskiego Oddziału – przedstawił Przewodniczący Sądu – Czesław Rybicki.



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Krakowie

Ustępującemu Zarządowi Oddziału udzielono jednogłośnie absolutorium.

Przewodniczący Komisji Wyborczej - Albin Wojnar zreferował sprawozdanie Komisji Wyborczej dot. kandydatów do nowych władz i organów Oddziału. Po wyborze Komisji Skrutacyjnej, nastąpiły wybory.

W trakcie liczenia głosów nastąpiła przerwa na gustowny lunch, który zorganizowali Jan Artymiuk i Dominik Staško.

W dalszej części WZDO nastąpił wybór Prezesa Oddziału oraz Delegatów na XLIII Walny Zjazd Delegatów SITP NiG.

Nowym Prezesem Oddziału SITP NiG został Dominik Staško.

W skład ZO weszli – wybrani wcześniej przewodniczący Kół: Albin Wojnar, Krzysztof



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Krakowie



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Krakowie



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Krakowie



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Krakowie

Wesołowski, Iwona Kornecka, Krystyna Maciurzyńska, Barbara Czopek, Franciszek Brach oraz wybrani na WZDO: Jan Artymiuk, Józef Chowaniec, Mirosław Janowski, Elżbieta Jezierska, Mariusz Łaciak, Piotr Narloch, Jan Wójcik, Jan Ziaja, Albert Złotkowski.

W skład Komisji Rewizyjnej Oddziału weszli: Teresa Kułaga, Andrzej Dymacz, Marek Dohnalik.

Skład Sądu Koleżeńskiego: Czesław Rybicki – przewodniczący, Ryszard Cygan, Anna Wantuch.

Do Rady Federacji SNT NOT weszli: Jan Artymiuk, Józef Chowaniec.

Na Delegatów na WZD zostali wybrani: Dominik Staško, Albin Wojnar, Jerzy Stopa.

Na zastępców Delegatów: Andrzej Gonet, Krystyna Maciurzyńska, Jan Wójcik.

Na zakończenie WZDO przewodniczący WZDO przekazał prowadzenie Zgromadzenia nowo wybranemu Prezesowi – Dominikowi Staško, który podziękował za powierzenie mu na kolejną kadencję funkcji Prezesa Oddziału SITPNiG w Krakowie oraz krótko przedstawił perspektywę prowadzenia działalności w Oddziale.

Albin Wojnar
Przewodniczący Komisji Wyborczej
oraz Komitetu Organizacyjnego
Wyborów

Wybory naznaczone pandemią



Fot. arch. SITPNIG Oddział w Pile

6 lipca 2020 członkowie pilskiego Oddziału Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego wybrali nowy Zarząd i członków pozostałych organów Oddziału na kolejne 4 lata. Po kilku miesiącach pandemii, ustępujący Zarząd zdecydował o przeprowadzeniu Walnego Sprawozdawczo-Wyborczego Zgromadzenia członków Oddziału w wyjątkowych warunkach, do tej pory niespotykanych.

Wszyscy członkowie otrzymali sprawozdanie z działalności oraz sprawozdanie finansowe na podane adresy mailowe tydzień wcześniej, aby każdy mógł się z nimi wcześniej zapoznać i aby nie trzeba było omawiać ich w czasie zgromadzenia. To pozwoliło na oszczędność czasu. Zadbano też o odpowiednią odległość między zgromadzonymi członkami, środki dezynfekcyjne oraz maseczki. Doprawdy, takiego zjazdu nie pamiętał nikt ze zgromadzonych. Nie wpłynęło to jednak negatywnie na sympatyczną atmosferę i przyjacielskie nastawienie oraz patrzeć z nadzieją w nadchodzącą



ODDZIAŁ W PILE

przyszłość nie tylko Stowarzyszenia, ale także działań zawodowych.

W czasie ostatniej kadencji ustępujący Zarząd, działający od 13 czerwca 2016 roku, skupiał się na podtrzymaniu tradycji i kultury naftowej i gazowniczej wśród członków oraz na ich jednoczeniu środowiskowym poprzez liczne organizowane działania. Już na samym początku przeprowadzono turniej strzelecki, który zakończono piknikiem z tańcami, smacznym jedzeniem i rozmowami nie tylko o pracy wiertniczej. A potem były i pikniki, i spotkania na bowlingu, były profesjonalne wyjazdy techniczne. Niezapomnianą przygodą, ze świetnie zorganizowaną częścią pokazowo-techniczną był wyjazd do Rumunii do firmy National Oilwell Varco; był także hobbystyczny wyjazd na połów dorszy.

Udało się także zorganizować atrakcyjną wycieczkę rowerową, której uczestnicy dotarli do celu zmęczeni, choć szczęśliwi. Powiodły się także rokrocznie organizowane spotkania barbórkowe, które oprócz członków gromadziły bardzo wielu sympatyków Stowarzyszenia. Nieodmiennie przyciągają one wielu zainteresowanych z uwagi na ich wesoły, a równocześnie



Zarząd na kadencję 2020-2024 r. Od lewej: Jadwiga Samborska, Karolina Kokot, Wojciech Mielniczuk, Marta Woźniak-Hoffmann, Henryk Dytko (prezes), Ryszard Chylarecki, Piotr Makowski.
Fot. arch. SITPNIG Oddział w Pile



Ustępujący Zarząd kadencji 2016 – 2020. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Piłie

W trakcie dyskusji o działalności statutowej SITPNiG redaktor naczelny Wiadomości Naftowych i Gazowniczych obszernie przedstawił charakter i rolę wydawanego przez Zarząd Główny miesięcznika, podkreślając jego popularzatorsko-naukowy i informacyjno-szkoleniowy charakter, promocję osiągnięć technicznych branży naftowo-gazowniczej i rafineryjnej oraz środowiska naukowego Akademii Górniczo-Hutniczej i Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego.

Podczas Walnego Zgromadzenia ustępujący Zarząd w składzie: Wioletta Jarek (prezes), Artur Buwaj, Ryszard Chylarecki, Marek Dembiński, Anita Makowska, Marek Wiesiołek i Marta Woźniak-Hoffmann, po uzyskaniu absolutorium podziękował wszystkim za czteroletnią współpracę oraz dotychczasowe działania. Zrobiono też pamiątkowe zdjęcie.

Nowo wybrany Zarząd w składzie również 7-osobowym (Henryk Dytko, nowy choć już z wcześniejszym doświadczeniem prezes Zarządu, Ryszard Chylarecki, Karolina Kokot, Piotr Makowski, Wojciech Mielniczuk, Jadwiga Samborska i Marta Woźniak-Hoffmann) zadeklarował pracę na równie intensywnym poziomie, mając nadzieję na zgromadzenie w szeregach Stowarzyszenia nowych członków i próbę reaktywacji sprawdzonych już form działalności – np. konferencji naukowo-technicznych.

Marta Woźniak-Hoffmann
członek zarządu SITPNiG
Oddział Piła



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Piłie

kultywujący górnicze tradycje, charakter. Raz nawet w czasie upływającej kadencji, udało się przygotować odrębne spotkanie dla kobiet – comber babski i spotkanie dla mężczyzn – karcznię piwną, co miało swój niepowtarzalny urok i do dziś wspominać jest przez licznych uczestników.

Ustępujący Zarząd zatroszczył się również o organizację wyjazdów kulturo- i turystyczno-poznawczych do innych krajów. Niestety, nie doszły one do skutku – ten planowany na Bałkany z uwagi na niewielu chętnych, ten do Gazoportu z powodu jego remontu, a ten organizowany w tym roku do Izraela z powodu pandemii, której przebieg i decyzje władz zarówno naszego kraju, jak i kraju do którego się wybieraliśmy, powstrzymały zadeklarowanych uczestników tuż przed wyjazdem. Dzięki konsekwentnym działaniom organizatorki udało się jednak odzyskać całość już wpłaconych na wyjazd kwot, co nie wpłynęło negatywnie na stan finansów stowarzyszeniowych.



Fot. arch. SITPNiG Oddział w Piłie

Organizatorzy: Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza oraz Zakład Ekonomii Wydziału Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza we współpracy ze Studenckim Kołem Naukowym „Eurointegracja”



V Konferencja Naukowa
Bezpieczeństwo energetyczne
filary i perspektywa rozwoju

12-13.10.2020

**Politechnika Rzeszowska
im. I. Łukasiewicza**

POLITYKA INFORMACYJNA GOSPODARKA
W OBSZARZE ENERGII ODPADAMI ELEKTROMOBILNOŚĆ
RYNEK DOSTAWY SUROWCÓW SEKTOR 4.0
ENERGII ENERGETYKA GAZU TRANSFORMACJA WSPÓLNY RYNEK
ENERGETYCZNA EUROPEJSKIEJ
WIATROWA OFF-SHORE ZIEMNEGO POLITYKA
NOWE TECHNOLOGIE ENERGETYCZNA
ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII W SEKTORZE
ZNAACZENIE PANSTW ENERGETYCZNYM BEZPIECZENSTWO DOSTAWY
TROJMORZA DLA BEZPIECZENSTWA ENERGETYCZNEGO EUROPY ENERGETYCZNE NAFTOWEJ
ENERGETYKA OBYWATELSKA SEKTOR SZTUCZNA INTELIGENCJA W SEKTORZE
ELEKTROENERGETYCZNY ENERGETYCZNYM

**Konferencja będzie transmitowana online na żywo
z możliwością komentowania i zadawania pytań.**

Partnerzy Konferencji

Partnerzy Główni: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., OGP GAZ-SYSTEM S.A., PKN Orlen S.A.

Partnerzy Srebrni: Województwo Podkarpackie, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, MPWiK Rzeszów, ML-SYSTEM, Polska Spółka Gazownictwa, Towarowa Giełda Energii, PERN

Partnerzy Brązowi: Gas-Trading S.A., Asseco Poland, Fundacja Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, Inżynieria Rzeszów S.A., DFE Security

Patronat honorowy: Prezes Rady Ministrów, Minister Klimatu, Ministerstwo Aktywów Państwowych, Ministerstwo Cyfryzacji, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Prezes Głównego Urzędu Statystycznego, Szef Biura Bezpieczeństwa Narodowego, Dyrektor Rządowego Centrum Bezpieczeństwa, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Narodowa Agencja Poszanowania Energii, Przewodniczący Komisji Gospodarki i Rozwoju Sejmu RP, Parlamentarny Zespół Energii i Klimatu, Komisja do Spraw Energii i Skarbu Państwa, Dyrektor Central Europe Energy Partners, Komisja Cyfryzacji Innowacyjności i Nowoczesnych Technologii, Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej, Wojewoda Podkarpacki, Marszałek Województwa Podkarpackiego, Prezydent Miasta Rzeszowa oraz Rektor Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza.

Patronat medialny: Polska Agencja Prasowa Biznes, Interia, TVP Info, TVP3 Rzeszów, Biomasa, BiznesAlert.pl, Centrum Informacji Rynku Energii (cire.pl), Cng-Lng.pl, Energetyka24, Energetyka, Gazeta Codzienna Nowiny, Gazeta Politechniki, GospodarkaPodkarpacka.pl, Mój Rzeszów, Napędy i Sterowanie, Nowa Energia, Nowiny24, Polskie Radio Rzeszów, Radio Via, Smart-Grids.pl, The Warsaw Institute Review, Trendywnenergetyce.pl, Wiadomości Naftowe i Gazownicze, Wydawnictwo Seidel-Przywecki, WysokieNapiecie.pl, Grupa medialna Info, RzeszównaŻywo.pl, Radio Centrum, Miesięcznik Instal, green-news.pl, Euractiv.pl, Biznes i Styl, GlobEnergia, Energia i Recykling, Portal Morski, Ochrona i Bezpieczeństwo, gospodarkamorska.pl

Uczestnicy Konferencji będą mieli możliwość publikacji swoich wystąpień w formie artykułów naukowych w recenzowanych i punktowanych czasopismach naukowych współpracujących z nami:

„Rocznik Instytutu Europy Środkowo-Wschodniej”, „Polish Journal of Environmental Studies”, „Journal of Entrepreneurship, Management and Innovation”, „Sprawy międzynarodowe”, „Polityka energetyczna”, „Przegląd Europejski”, „Eastern Review”, „Polityka i Społeczeństwo”, „Rocznik Bezpieczeństwa Międzynarodowego”, Miesięcznik „Instal”, „Studia i Materiały”, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk”, „Problemy Jakości”, „Zarządzanie Innowacyjne w Gospodarce i Biznesie”, „Czasopismo Inżynierii Lądowej, Środowiska i Architektury”, „Modern Management Review”, „Energy Policy Studies”.

www.instytutpe.pl/konferencja2020

VIII edycja Ogólnopolskiego Szczytu Energetycznego – OSE GDAŃSK 2020



W dniach 2-3 lipca br. w Gdańsku w Muzeum II Wojny Światowej odbyła się VIII edycja Ogólnopolskiego Szczytu Energetycznego - OSE GDAŃSK 2020, poświęconego wyzwaniom stojącym przed polską energiką.

Szczyt objęty został Patronatem Honorowym przez Marszałka Senatu RP Tomasza Grodzkiego, Ministra Aktywów Państwowych Jacka Sasina, Ministra Klimatu Michała Kurtykę, Ministra Infrastruktury Andrzeja Adamczyka, Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej Michała Gróbarczyka, Ministerstwo Rozwoju, Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, Ministerstwo Cyfryzacji, Ambasadę Królestwa Szwecji w Warszawie, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Rafała Gawina, Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego Andrzeja Ziółkowskiego, Wojewodę Pomorskiego Dariusza Drelicha, Wojewodę Świętokrzyskiego Zbigniewa Koniusza, Marszałka Województwa Pomorskiego Mieczysława Struka, Wicemarszałka Województwa Zachodniopomorskiego Tomasza Sobieraja, Prezydenta Miasta Gdańska Aleksandrę Dulkievicz, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Agencję Rynku Energii, Fundację na rzecz Energetyki Zrównoważonej, Główny Instytut Górnictwa, Górniczą Izbę Przemysłowo-Handlową

Instytut Kolejnictwa, Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, Krajową Izbę Biopaliw, Krajową Izbę Gospodarczą, Krajowy Instytut Energii Rozproszonej, Narodową Agencję Poszanowania Energii, Politechnikę Gdańską, Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego, Polskie Stowarzyszenie Elektromobilności, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Pracodawców Pomorza, Polsko Skandynawską Izbę Gospodarczą, Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej - Polska PV, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Związek Miast Bałtyckich, Unię Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego, Związek Miast i Gmin Morskich.

Przed rozpoczęciem debat odbyła się uroczysta Gala Wręczenia statuetek „Bursztyn Polskiej Energetyki 2020”. Statuetka „Bursztyn Polskiej Energetyki” jest nagrodą przyznawaną osobom, instytucjom bądź firmom za szczególne działania w zakresie rozwoju i bezpieczeństwa polskiej gospodarki i energetyki w kraju i zagranicą. Laureaci w/w statuetki dzięki tej nagrodzie zostali uhonorowani za determinację oraz konsekwencję w realizacji podjętych zobowiązań lub wyzwań stawianych przed nimi z tytułu pełnionego stanowiska lub przyjętej strategii firmy. W tym roku statuetka została wręczona Zbigniewowi Gryglasowi - Podsekretarzowi Stanu w Ministerstwie Aktywów Państwowych za kon-

sekwentne promowanie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim oraz działania na rzecz zwiększenia udziału polskich firm z sektora gospodarki morskiej w rynku offshore, Monice Morawieckiej - Prezes Zarządu PGE BALTYKA za konsekwentne realizowanie Programu Offshore w grupie kapitałowej PGE, poprzez nadzorowanie przygotowań do budowy trzech farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim: Elektrowni Wiatrowej Baltica-1 (EWB1), Elektrowni Wiatrowej Baltica-2 (EWB2), Elektrowni Wiatrowej Baltica-3 (EWB3), Narodowemu Funduszowi Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej za skuteczne i konsekwentne realizowanie programu „Czyste powietrze”, czego efektem jest lepsze zarządzanie energią ciepłą i ograniczenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery, Gminie Potęgowo za zrealizowanie inwestycji budowy ekologicznej sieci ciepłowniczej oraz montażu paneli fotowoltaicznych na budynkach użyteczności publicznej, które przyczyniły się do poprawy efektywności energetycznej i wzrostu bezpieczeństwa ekologicznego gminy. Podczas gali wręczone zostały także statuetki „Bursztynowe Serce”. Statuetka „Bursztynowe Serce” jest nagrodą przyznawaną osobom, instytucjom bądź firmom za szczególne działania w zakresie filantropii. Laureaci w/w wyróżnienia dzięki tej nagrodzie zostali uhonorowani za determinację oraz konsekwencję w realizacji podjętych działań takich jak: długofalowe programy na rzecz pomocy potrzebującym, wyrównywania szans





Fot. arch. ECB

edukacyjnych utalentowanej młodzieży, pomocy lokalnym społecznościom, promowaniu postaw proekologicznych. W tym roku statuetka została wręczona Fundacji ORLEN w uznaniu za konsekwentne i skuteczne realizowanie projektów na rzecz poprawy bezpieczeństwa i ochrony zdrowia, a także wspieranie edukacji młodych ludzi poprzez programy stypendialne.

Debatą otwierającą OSE GDAŃSK 2020 była Sesja Plenarna pt. „Polska polityka energetyczna – priorytety unijne vs polskie cele strategiczne”. Moderatorem debaty był Wojciech Jakóbiak - Redaktor Naczelny, BiznesAlert.pl, zaś udział w niej wzięli: Janusz Kowalski - Sekretarz Stanu i Pełnomocnik Rządu ds. Reformy Nadzoru Właścicielskiego nad Spółkami Skarbu Państwa, Ministerstwo Aktywów Państwowych; Ireneusz Zyska - Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii, Ministerstwo Klimatu; Zbigniew Gryglas - Podsekretarz Stanu, Pełnomocnik Ministerstwa Aktywów Państwowych ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej; Stefan Gullgren - Ambasador Królestwa Szwecji w Polsce; Tale Kandal - Chargé d'Affaires Królestwa Norwegii w Polsce; Rafał Gawin - Prezes Urzędu Regulacji Energetyki; Artur Michalski - Wiceprezes Zarządu, NFOŚiGW. Początek debaty stanowił próbę odpowiedzi na pytanie o podstawowe kierunki zmian polityki energetycznej Polski do 2050 roku w kontekście Europejskiego Zielonego Ładu, co pozwoliło zastanowić się nad nowym polskim mixem energetycznym i rewolucji w podejściu do roli paliw kopalnych. W tym kontekście analizowano także uwarunkowania płynące z planu neutralności klimatycznej do 2050, dzięki czemu możliwe było omówienie nowych perspektyw rozwoju sektora OZE, także na podstawie doświadczeń płynących z aukcji dla OZE. Kolejnym tematem, z jakim zmierzili się zaproszeni goście to miejsce energetyki jądrowej

w nowej polityce energetycznej z uwzględnieniem stopnia zaawansowania polskiego projektu oraz modeli finansowania. Ważnym punktem debaty była także kwestia dywersyfikacji dostaw paliw i pytania czy „bezpieczniej” będzie znacząco również „taniej”. Druga część dyskusji uwzględniała międzynarodowy kontekst i dotyczyła m.in. priorytetów współpracy w basenie Morza Bałtyckiego (gaz, off-shore, elektroenergetyka, ciepłownictwo, kogeneracja, wzrost efektywności energetycznej), a także kształt wspólnego rynku energii i gazu po Brexicie. Zapoznano także słuchaczy z doświadczeniami krajów UE w zakresie przeciwdziałania negatywnym skutkom wzrostu cen nośników energii.

Po Sesji Plenarnej odbyły się trzy panele dyskusyjne: „Strategie dostosowawcze grup energetycznych do nowych trendów rynkowych i zmian polityki energetycznej Państwa”, „Off shore - perspektywy rozwoju, skala projektów, Polscy wytwórcy komponentów i instalacji” oraz „Projekty OZE w portfolio firm energetycznych”.

Panel „Strategie dostosowawcze grup energetycznych do nowych trendów rynkowych i zmian technologicznych” moderowany był przez Zbigniewa Kozłowskiego - Partnera, DWF Poland Jamka sp.k., zaś w dyskusji wzięli udział: Piotr Górnik - Dyrektor ds. Energetyki Ciepłej, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.; Dominik Wadecki - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych, Grupa Energa; Jerzy Kwieciński - Prezes Zarządu, PGNiG S.A.; Marcin Lewandowski - Prezes Zarządu, Grupa GPEC; Andrzej Modzelewski - Członek Zarządu, innogy Polska S.A.; Rafał Soja - Prezes Zarządu, TAURON Sprzedaż; Józef Węgrecki - Członek Zarządu ds. Operacyjnych, PKN ORLEN S.A. Na początku zaproszeni prelegenci starali się zidentyfikować konieczne zmiany strategii grup energetycznych i ich główne przyczyny, między innymi by odpowiedzieć na pytanie, czy zbliża się kres dotychczasowego modelu gospodarki paliwowej w Polsce. Następnie starano się rozwiązać kwestie pogodzenia bezpieczeństwa energetycznego, oczekiwań klientów i interesów akcjonariuszy grup energetycznych. Zastanawiano się również nad innowacjami technologicznymi wspierającymi zrównoważony rozwój i ich wpływ na modele rynkowe w poszczególnych podsektorach energetyki, a także przyszłymi programami inwestycyjnymi oraz sposobami ich finansowania. W dalszej części debaty pochyłono się nad zagadnieniem gazu jako coraz powszechniejszego surowca dla dużej energetyki oraz uzależnienia polskiej energetyki od systemów wsparcia. Na koniec poproszono uczestników dyskusji o ich opinie w kwestii nowych rozwiązań w polskiej energetyce, w tym wykorzystania wodoru.

Następny panel nosił tytuł „Off shore - perspektywy rozwoju, skala projektów, Polscy wytwórcy komponentów i instalacji” i poprowadzony został przez Mariusza Wójcika - Project



Fot. arch. ECB



Fot. arch. ECB

Managera, ILF i Członka Zarządu FNEZ. Gośćmi biorącymi udział się w debacie byli: Ireneusz Zyska - Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii, Ministerstwo Klimatu; Zbigniew Gryglas - Podsekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej, Ministerstwo Aktywów Państwowych; Mateusz Berger - Wiceprezes Zarządu, Agencja Rozwoju Przemysłu S.A.; Jarosław Dybowski - Dyrektor Wykonawczy ds. Energetyki, PKN ORLEN S.A.; Tomasz Jakubowski - Dyrektor ds. Operacyjnych, Centralna Jednostka Inwestycyjna PSE; Michał Kołodziejczyk - Prezes Zarządu, Equinor Polska; Monika Morawiecka - CEO, PGE Baltica; Paweł Przybylski - Prezes Zarządu, Siemens Gamesa Renewable Energy; Mariusz Witoński - Prezes Zarządu, Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej. Zaproszeni goście odnieśli się na początku do głównych obszarów regulacji, jeżeli chodzi o projekt ustawy o promocji morskiej energetyki wiatrowej. Omówiono również system finansowania morskich farm wiatrowych (kto, kiedy i na jakich zasadach może uzyskać wsparcie), jak i również plan udziału materiałów i usług lokalnych (kto może skorzystać, a kto stracić). Drugim, kluczowym elementem debaty było pytanie na jakich zasadach będzie odbywać się przyłączanie MFW do sieci. Na tej podstawie możliwe było zarysowanie obowiązków inwestora i operatora MFW w szczególności próbowano odpowiedzieć na pytanie, czy będzie łatwiej przygotować projekt morskiej farmy wiatrowej.

Ostatni panel pierwszego dnia nosił tytuł „Projekty OZE w portfolio firm energetycz-

nych”. Moderatorem debaty był Maciej Bando - b. Prezes URE, zaś w roli panelistów wystąpili: Wojciech Drożdż - Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji i Logistyki, ENEA Operator Sp. z o.o.; Mariusz Iskierski - Wiceprezes Zarządu ds. Inwestycji, PGE Energia Odnawialna S.A.; Przemysław Janiszewski - Wiceprezes Zarządu, Polimex-Mostostal S.A.; Ewa Malicka - Prezes Zarządu, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych; Roman Masek - Dyrektor Techniczny, BELSE Sp. z o.o. Panel dyskusyjny rozpoczął się od próby nakreślenia przez prelegentów miejsca energetyki w zapewnieniu zrównoważonego rozwoju, co stanowiło wstęp do analiz przyszłości sektora wydobywczego i jego aliansu z energetyką konwencjonalną. Odniesiono się także w debacie do potencjału rynkowego energetyki wiatrowej i fotowoltaiki a także, w szczególności, do szans rozwoju lądowej energetyki wiatrowej. Wnioski pozwoliły skonstruować ostrożne prognozy, jeżeli chodzi o miejsce energetyki rozproszone w KSE, jak i również zmierzyć się z kwestią rozwoju magazynów energii oraz energetyki jądrowej w Polsce.

W drugim dniu OSE GDAŃSK 2020 odbyły się trzy panele dyskusyjne: „Nowe uwarunkowania dla rozwoju ciepłownictwa i kogeneracji, program Czyste powietrze”, „Rynek energii elektrycznej, paliw płynnych oraz gazu” oraz „Inwestycje w innowacyjność - firmy, samorządy, prosumenci (OZE, e-mobility, fotowoltaika)”.

Debatę „Nowe uwarunkowania dla rozwoju ciepłownictwa i kogeneracji, program Czyste powietrze” poprowadził prof. Waldemar Kamrat z Politechniki Gdańskiej, zaś do debaty

zostali zaproszeni: Jacek Chodkowski - Prezes Zarządu, DALKIA Polska Energia S.A.; Anna Jakób - Członek Zarządu, Grupa GPEC; Przemysław Kołodziejak - p.o. Prezesa Zarządu, PGE Energia Ciepła S.A.; Andrzej Kuliński - Prezes Zarządu, Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.; Paweł Stańczyk - Prezes Zarządu, PGNIG Termika S.A.; Anna Wiosna - Dyrektor, Bank Pekao S.A.; dr inż. Krzysztof Zborowski - Wiceprezes Zarządu, Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC” S.A. W pierwszej części debaty odniesiono się do nowego systemu wsparcia kogeneracji w kontekście oczekiwań i szans rozwoju. Zastanawiano się także nad preferencjami dla rozwoju efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i czy w związku z tym zbliża się schyłek kogeneracji węglowej. Przeanalizowano także Program antysmogowy z perspektywy jego stanu zaawansowania, pierwszych efektów, niezbędnych korekt i naturalnie stymulowania proekologicznych zachowań. W dalszej części dyskusji podjęto temat inwestycji w ciepłownictwie, zwłaszcza jeżeli chodzi o podstawowe trendy rozwojowe, finansowanie projektów, czy bariery inwestycyjne. Następnie zastanawiano się nad miejscem samorządów w rozwoju polskiego ciepłownictwa (w szczególności pod kątem gospodarki odpadami) a także wykorzystania OZE w ciepłownictwie systemowym. Na koniec poproszono zaproszonych gości o odniesienie się do ostatnich zmian w otoczeniu regulacyjnym ciepłownictwa, paneliści zapoznali także słuchaczy z najnowszymi technologiami w ciepłownictwie i Kogeneracji.

Kolejny panel, zatytułowany „Rynek energii elektrycznej, paliw płynnych oraz gazu” poprowadzony został przez Marka Kulesę - Dyrektora w Towarzystwie Obrotu Energią. W roli prelegentów wystąpili: Piotr Dziadzio - Sekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu; Jan Frania - Wiceprezes Zarządu, PGE Dystrybucja S.A.; Rafał Gawin - Prezes Urzędu Regulacji Energetyki; Jakub Kowalski - Członek Zarządu, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.; Henryk Młodawski - Członek Zarządu, Exalo Drilling; Adam Stępień - Dyrektor Generalny, Krajowa Izba Biopaliw; Beata Wittmann - Członek Zarządu, Gas Storage Poland; Artur Zawisza - Wiceprezes Zarządu, Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego. Na wstępie uczestnicy panelu podzielili się swoimi wrażeniami, jeżeli chodzi o pierwsze doświadczenia płynące z wdrożenia rynku mocy. Następnie poproszono ich o nakreślenie przyszłości polskiego węgla z uwzględnieniem czynników społecznych, ekonomicznych oraz neutralności klimatycznej. W dalszej części zastanawiano się, czy prosumenci stanowią wzmocnienie dla pozycji konsumentów energii elektrycznej, co było istotne z punktu widzenia m.in. ochrony konkurencyjności przemysłu energochłonnego. Kolejną kwestią, jaka została omówiona, było rosnące znaczenie gazu jako podstawowego paliwa dla energetyki oraz stopnia liberalizacji polskiego rynku gazu, w tym rozwoju rynku giełdowego gazu ziemnego. Pod koniec debaty zastanawiano się nad problematyką dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu, ropy naftowej oraz paliw płynnych a także rozwoju nowych segmentów rynku paliw (elektromobilność, paliwa alternatywne – wodór). Odniesiono się także do tematu magazynów energii i gazu po 2020 roku a także wodoru jako prawdopodobnego paliwa przyszłości.

Ostatni panel nosił tytuł „Inwestycje w innowacyjność - firmy, samorządy, prosumenci (OZE, e-mobility, fotowoltaika)” i moderowany był przez Michała Szynycera - Wiceprezesa Zarządu Pracodawców Pomorza i Partnera w Kancelarii MGS Law Kancelaria Radców Prawnych, w roli prelegentów zaś wystąpili: Artur Dembny - Prezes Zarządu, CRK Energia Sp. z o.o.; Jakub Faryś - Prezes Polskiego Związku Przemysłu Motoryzacyjnego; Andrzej Kojro - Prezes Zarządu, Enea Operator Sp. z o.o.; Radosław Kwiecień - Członek Zarządu, Bank Gospodarstwa Krajowego; Paweł Niedzielski - Dyrektor ds. Sprzedaży, Sektor Energetyczny, Nokia Solutions and Network Sp. z o.o.; Arnold Rabiega - Prezes Zarządu, Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej; Bogdan Szymański - Prezes Zarządu, Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej - Polska PV; Grzegorz Walczukiewicz - Dyrektor, Port Czystej Energii Sp. z o.o. Zaproszeni goście zastanawiali się, czy Operator Systemu może być wyznacznikiem kierunków inwestycji sieciowych, jak i również jaka jest rola samorządów w realizacji projektów infrastrukturalnych. Następnie odniesiono się do zagadnienia wyzwań i barier w odniesieniu do wspierania przesyłu transgranicznego. Nie bez znaczenia był także temat podłączenia OZE do sieci w kontekście konkurencji i bezpieczeństwa systemu. Drugą część panelu dotyczyła przyszłości projektów dotyczących spalarni odpadów oraz biogazowi oraz energetyki rozproszonej i skutków nowej polityki energetycznej. Paneliści starali się także nakreślić sytuację, jeżeli chodzi o Magazyny energii ad 2020 jako niezbędny element dojrzalego rynku czystej energii. Na koniec zaś podjęto tematy rozwoju e-mobility (pojazdy elektryczne, stacje ładowania, technologie magazynowania energii), fotowoltaiki (zwłaszcza jeżeli chodzi o kierunki rozwoju: małe przydomowe instalacje

czy duże farmy) oraz rozwoju rynku wodoru jako prawdopodobnego paliwa przyszłości.

Interesująca dyskusja, zarówno pomiędzy uczestnikami paneli, jak i dzięki licznym pytaniom z sali świadczy o dużym zainteresowaniu poruszonymi tematami i stanowi punkt wyjścia do debaty w kolejnej edycji Ogólnopolskiego Szczytu Energetycznego, który odbędzie się już na wiosnę przyszłego roku. Więcej szczegółów można znaleźć na stronie internetowej www.osegdansk.pl.

Ogólnopolski Szczyt Energetyczny był wspierany przez liczne grono firm partnerskich oraz partnerów medialnych, które angażowały się w przygotowania wspomnianego przedsięwzięcia.

Europejskie Centrum Biznesu główny organizator OSE GDAŃSK 2020 pragnie szczególnie podziękować Partnerowi Strategicznemu: TAURON Polska Energia S.A. Partnerom Głównym: ENEA S.A. oraz Polskiemu Koncernowi Naftowemu ORLEN S.A., Partnerowi Merytorycznemu: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Partnerom: Agencji Rozwoju Przemysłu S.A., Bankowi Gospodarstwa Krajowego, Bankowi Ochrony Środowiska S.A., BELSE Sp. z o.o., Energoprojekt Poznań S.A., Grupie ENERGA, Grupie LOTOS S.A., Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., Gaz-System S.A., Grupie GPEC, Polskiemu Górnictwu Naftowemu i Gazownictwu S.A., Polskim Sieciom Elektroenergetycznym S.A., Gospodarzowi Gali Bursztyn Polskiej Energetyki Miasta Gdańsk, Partnerowi Motoryzacyjnemu: Grupie Zdunek. Pragniemy także podziękować za współpracę Samorządowi Województwa Pomorskiego, Fundacji na Rzecz Energetyki Zrównoważonej oraz firmie UpLive.

Podziękowania należą się także Patronom Medialnym: Portalowi BiznesAlert, Portalowi Capital24.pl, Magazynowi Chemia i Biznes, Centrum Informacji o Rynku Energii CIRE.PL, Portalowi CEO.com.pl, Dziennikowi Gazecie Prawnej, Portalom z Grupy Xtech: energetykacieplna.pl, elektroinzynieria.pl, srodowisko.pl, Magazynowi Energetyka Ciepła i Zawodowa, Czasopismu Energetyka Wodna, Portalowi Energetykon.pl, Magazynowi Law Business Quality, Magazynowi Biomasa, Portalowi mBrokers.pl, Czasopismu Nowa Energia, Portalowi Nuclear.pl, Portalowi OptimalEnergy.pl, Magazynowi OZEON, Portalowi Polish Market Online, Magazynowi Polski Przemysł, Radiu Gdańsk, Magazynowi Smart Grids Polska, Portalowi Teraz Środowisko, Warsaw Business Journal, Wiadomościom Naftowym i Gazowniczym, Portalowi WysokieNapiecie.pl.

Tomasz Sieduszewski
Dyrektor Biura Zarządu
Europejskie Centrum Biznesu



Fot. arch. ECB



GAZTERM XXIII

2020 KONFERENCJA

Szczyt Gazowy Trójmorza – bezpieczeństwo, integracja, transformacja.

27-30 WRZEŚNIA 2020

MIĘDZYDROJE, HOTEL VIENNA HOUSE AMBER BALTIC



PATRONAT HONOROWY
PREZYDENTA RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
ANDRZEJA DUDY

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



ZAPRASZAMY NA

VI KONGRES ENERGETYCZNY

European Green Deal w Polsce

7-8 października 2020 r. Wrocław

PARTNER TYTULARNY



PATRONI HONOROWI



MINISTERSTWO
KLIMATU



Urząd Regulacji
Energetyki



Ambasada Szwecji
Warszawa



Embassy of Italy
Warsaw



Komisja
Europejska

PARTNERZY SREBRNI



Narodowe Centrum
Badań i Rozwoju



DOLNY
ŚLĄSK

PATRONAT HONOROWY MARSZAŁKA WOJEWÓDZTWA
DOLNOŚLĄSKIEGO CZARĘGO PRZYBYLSKIEGO



WOJEWODA
DOLNOŚLĄSKI



Narodowy Fundusz
Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej



PTPiREE



PKEE
Polski Komitet
Energii Elektrycznej

Dołącz do nas na   

www.dise.org.pl/kongres

