

NR 10
(296)
październik
2023 r.
miesięcznik
Rok XXVI
ISSN-1505-523X
32,40 zł w tym 8%VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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





Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa SITP NiG realizuje:

- ▶ projekty techniczne;
- ▶ opinie rzeczoznawców i ekspertyzy techniczne;
- ▶ szkolenia specjalistyczne i branżowe;
- ▶ egzaminy energetyczne zgodnie z uprawnieniami Urzędu Regulacji i Energetyki

Posiadamy powołane przez URE Komisje Kwalifikacyjne, sprawdzające kwalifikacje zawodowe osób zatrudnionych na stanowiskach dozoru i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych

Ośrodek to Twój Partner w podnoszeniu kwalifikacji zawodowych i egzaminów energetycznych Grupy 1, 2 i 3, tj. elektryczne, ciepłe i gazowe tzw. uprawnienia SEP

Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa SITP NiG
ul. Łukasiewicza 1/A24
31-429 Kraków

Obecnie egzaminy prowadzimy on-line, zapisy: osir@sitpnig.pl
lub bezpośrednio telefonicznie
12 421 31 04, GSM +48 503 029 451



Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Tegoroczna jesień jest bardzo kolorowa, ciepła i optymistyczna – taka prawdziwa „polska złota jesień”. I taki też jest nasz październikowy numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych, gdzie każdy może znaleźć coś dla siebie. Rozpoczyna go kontynuacja (II część) artykułu z poprzedniego numeru „Szczególne zagadnienia hydrogeologiczne w ocenie parametrów hydraulicznych w realizacji otworów – studni geotermalnych w Polsce” – opracowanego zarówno w oparciu o powszechnie znaną literaturę przedmiotu jak i bogate własne doświadczenie autora zdobyte w trakcie wykonawstwa projektów hydrogeologicznych w kraju i zagranicą. Zgodnie z intencją autora – artykuł stanowi autorski wkład w dyskusję nad oceną ryzyka projektów geotermalnych.

Z dużą satysfakcją odnotowujemy przebieg i rezultaty kolejnej edycji kongresu energetycznego Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych, która pod koniec września już po raz dziewiąty miała miejsce we Wrocławiu. Dwa, bardzo bogate programowo dni dyskusji, poświęcone były poszukiwaniom odpowiedzi na najbardziej nurtujące branżę energetyczną pytania: co dalej z transformacją i bezpieczeństwem energetycznym, co z obniżaniem emisyjności i co z nowymi technologiami w energetyce? Było to rzeczywiście prawdziwie dyskusyjne forum wymiany myśli, wiedzy i doświadczeń społecznych kilkuset osobowego grona ekspertów, biznesmenów i polityków z Polski, Europy i Stanów Zjednoczonych.

Kongres Energetyczny DISE to także prześlana i bardzo efektywna próba docenienia roli kobiet w branży energetycznej. Coraz więcej wspaniałych ekspertek i liderek tej branży wnosi wymierny, autorski i godny podkreślenia wkład w transformację energetyczną. Im to właśnie trzy lata temu Dolnośląski Instytut dedykował projekt „Energia Kobiet” będący, w formie konkursu, sposobem podkreślenia obecności i wkładu

kobiet w rozwój sektora. W tym roku wybrano cztery laureatki, wnoszące nie tylko nową jakość ale nadające bieg transformacji energetycznej, a swoim przykładem inspirujące inne menadżerki do sięgania po własne cele zawodowe. Gorąco zapraszam na stronę 15.

Wśród „Krótkich wieści z kraju i ze świata” zwraca uwagę informacja o zakończeniu eksploatacji największego lądowego złoża gazu ziemnego w Europie. Odkryte ponad 60 lat temu holenderskie złożo Groningen było jednym ze źródeł prężnego rozwoju gospodarczego Beneluksu i dało impuls do intensywnych poszukiwań gazu na lądzie w Europie lat 60-tych XX wieku. Również dla polskich geologów naftowych holenderski sukces był potężnym bodźcem potwierdzającym celowość poszukiwań Na Niżu Polskim, gdzie budowa geologiczna basenu permskiego była bardzo zbliżona do jego zachodnioeuropejskiej części. I na efekty nie musieliśmy długo czekać.

Zgodnie z zapowiedziami z poprzedniego numeru – rozpoczynamy druk dwuczęściowego artykułu poświęconego 100-leciu powstania żurawia wiertniczego „Bitków” (str. 24). To doskonały przykład wykorzystania analizy techniczno-ekonomicznej przeprowadzonej na początku lat 20-tych XX wieku przez sekcję naukową Stowarzyszenia Polskich Inżynierów Przemysłu Naftowego dla celów skonstruowania efektywniejszego stacjonarnego urządzenia udarowego, dostosowanego do karpackich warunków geologicznych. Bogato ilustrowany artykuł jest szczególnego rodzaju hołdem oddanym ówczesnym inżynierom, technikom i pracownikom branży – autorom tego nowatorskiego i efektywnego rozwiązania w stulecie jego powstania.

Na koniec zapraszam Państwa na strony 32-35, gdzie prezentujemy dwa materiały przygotowane przez tarnowski Oddział SITPniG. Pierwszy z nich to bardzo ciekawa relacja z wyjazdu techniczno-poznawczego na Bałkany (przy okazji gratulacje dla autora doskonale dobranej trasy wyjazdu – wyjątkowo atrakcyjnej pod względem walorów zarówno turystyczno-krajobrazowych jak i historyczno-kulturowych), drugi natomiast – to kompetentnie i ekspercko naszkicowany opis procesu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego dla krajów bałkańskich z wykorzystaniem gazu ze złożeń obszaru Morza Kaspijskiego. Projekt ten to fragment tworzonego obecnie przez Unię Europejską Południowego Korytarza Gazowego, różnicującego źródła dostaw gazu ziemnego do krajów europejskich.

Zapraszam do lektury
(z kolorową i radosną jesienią w tle)

Ryszard Chylarecki



NAUKA **W** TECHNIKA.

- Szczególne zagadnienia hydrogeologiczne w ocenie parametrów hydraulicznych w realizacji otworów-studni geotermalnych w Polsce
Artykuł dyskusyjny „Woda źródłem zdrowia – SPA i źródłem energii” (część II) 4

WIEŚCI Z POLSKICH **W** FIRM.

- PSG przygotowuje się do dystrybucji wodoru 10



- GAZ-SYSTEM zakończył budowę gazociągu Gustorzyn – Wronów 11

KONFERENCJE **W** SYMPOZJA, TARGI.

- Międzynarodowa Konferencja Geochemiczna IMO 2023 12



- IX Kongres Energetyczny DISE
Transformacja energetyczna sposobem na wyjście z kryzysu 13



KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU **W** ZE ŚWIATA.

- Nadal zmiany w rankingu największych firm 16
- Złóża litu w USA i Kanadzie 16
- Czy pojawi się nowy duży producent LNG? 17
- Wielka Brytania rozpoczyna prace na złożu Rosebank 17
- Wydobywanie ropy z basenu permskiego w USA rośnie 18
- Ostateczne zakończenie eksploatacji złoża Groningen 18
- Więcej gazu z Norwegii – Grupa ORLEN uruchomiła wydobywanie ze złoża Tommeliten A pół roku przed zakładanym terminem 18

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



ADRES REDAKCJI
ul. Biecka 9B, 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 Bernas

SKŁAD DTP: Konrad Korona
DRUK: NOVA SANDEC

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 3500 egz. (wersja drukowana i elektroniczna)

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ: tel. 18 352 64 84

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

FOTO OKŁADKA:
str. I okł. – Fot. arch. ORLEN S.A.

- VIII Posiedzenie Zarządu Głównego SITPNIg 19



- Branża Oil & Gas w obliczu transformacji energetyczno-społecznej. Podsumowanie 24. World Petroleum Congress 20
- Sprawozdanie z Seminarium Naukowo-Technicznego 22

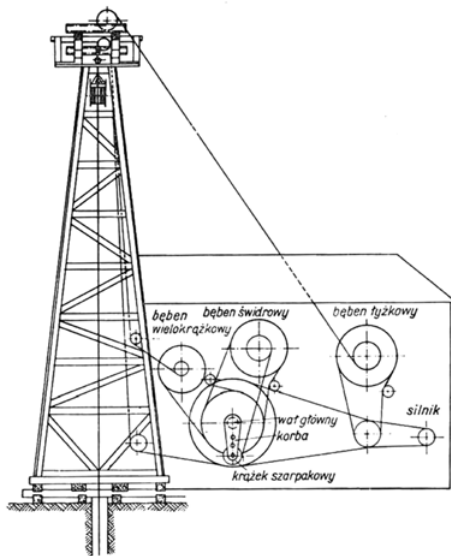
- Sympozjum wyjazdowe „Czysta energia z głębi ziemi” 29



- Bałkańskim szlakiem: Serbia – Czarnogóra – Chorwacja 32

Z KARTY HISTORII.

- 100 lat od powstania żurawia wiertniczego „Bitków” (Część I) 24



- Dostawy gazu ziemnego do krajów bałkańskich (Chorwacja, Czarnogóra, Serbia) z nowych kierunków, z ominięciem dostaw z Rosji 35

WITRYNA WYDAWNICZA.

- Ocena skuteczności naprzemiennego zatłaczania wody i gazu w procesie pozyskiwania ropy naftowej ze złóż węglanowych – studium eksperymentalne 36

RADA PROGRAMOWA WNIg

prof. dr hab. inż. Mariusz Łaciak – przewodniczący

Członkowie:

- dr inż. Mirosław Janowski
- mgr inż. Andrzej Koźlecki
- mgr Magdalena Kudła
- dr Rafał Kudrewicz
- mgr inż. Mirosław Majchrzak
- prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
- inż. Jan Sęp
- prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa
- mgr inż. Erwin Szwast

RADA NAUKOWA

- prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący
- dr hab. inż. Jan Lubaś prof. INiG-PIB
- dr hab. inż. Andrzej Barczyński

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

- Redaktor naczelny – mgr inż. Ryszard Chylarecki
- Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Adam Szurlej prof. AGH
- Sekretarz redakcji – Konrad Korona
- Marketing i dystrybucja – Anna Hudzik

Redaktorzy tematyczni:

- dr hab. inż. Jan Ziąja prof. AGH – wiertnictwo
- dr hab. inż. Andrzej Barczyński – gazownictwo
- dr hab. inż. Paweł Wojnarowski prof. AGH – eksploatacja złóż ropy naftowej
- dr hab. inż. Jacek Blicharski prof. AGH – eksploatacja złóż gazu ziemnego
- dr hab. inż. Mariusz Ruszel prof. PRz – polityka energetyczna
- dr inż. Grzegorz Machowski – geologia i geofizyka naftowa
- prof. dr hab. inż. Barbara Uliasz-Misiak – geotermia stosowana
- dr Wojciech Gardziński – procesy rafinerijne i petrochemiczne

Szczególne zagadnienia hydrogeologiczne w ocenie parametrów hydraulicznych w realizacji otworów-studni geotermalnych w Polsce

Artykuł dyskusyjny „Woda źródłem zdrowia – SPA i źródłem energii” (część II)



Wiesław
Witek

WES®

Specific hydrological issues in evaluation hydraulic parameters of geothermal wells drilled on territory of Poland.
Dabatable Paper
Motto: "Water as source of health-SPA and as source of energy"

Summary:

In the article the author discusses broadly the issues related to the drilling of a hydrogeological well with particular emphasis on the implementation of hydraulic parameters and hydraulic efficiency of deep geothermal well.

One of the most important operations in the execution of a geothermal well is the procedure of proper design and setting of the screen column and effective execution of the gravel placement if such operation is designed. These operations are preceded by many tests and measurements made during the drilling of the well and also after the completion of the drilling called as DEVELOPMENT of the well.

In the article author presents general issues concerning geological and deposit and hydrogeological problems, mainly presenting 2 types of PZW called AQUIFER with particularly description of TYPE II called CONFINED AQUIFER. This type of aquifer is mostly met in exploration of geothermal water in Poland and not only.

The article in part one shortly presents the history of development of geothermal industry in Poland pointing out the economic issues and economic efficiency of geothermal project mainly for municipal use and some other problems connected with deteriorating and contamination process of well performance connected with high temperature of geothermal water and its high minerals contents. These problems should be cover by risk analysis of the geothermal projects having in mind very high costs of drilling wells, very often negative or not successful and the cost of surface instalations.

The whole article is summarized with a list of general recommendations which should apply in the design and execution process of a geothermal well and at the same time indicate the development of appropriate instructions or guidelines in this respect.

The whole article is prepared on the basis of commonly known literature on the subject and on the author's own experience in the implementation of hydrogeological projects in Poland and abroad. The whole article is illustrated by several illustrations indicating the most important deposit-hydrogeological issues and technical issues related to exploration of doublet wells means exploration well vs injection well.

Streszczenie:

W artykule autor omawia szeroko zagadnienia związane z wykonaniem otworu hydrogeologicznego ze szczególnym uwzględnieniem określenia parametrów hydraulicznych i parametrów - wskaźników sprawności hydraulicznej głębokiego otworu geotermalnego.

Jedną z najważniejszych operacji w wykonaniu studni geotermalnej jest kwestia właściwego zaprojektowania i zapuszczenia kolumny filtracyjnej w tym skuteczne wykonanie zabiegu żwirowania, jeżeli taka operacja ma miejsce oraz całego procesu wywołania i uzdatniania odwiertu-studni, procesu zwanego popularnie DEVELOPMENT.

W artykule przedstawiono ogólne zagadnienia dotyczące kwestii geologiczno-żyłowych i hydrogeologicznych, w tym głównie opisano 2 typy PZW (Podziemny Zbiornik Wodny) zwanych w nomenklaturze angielskiej AQUIFER ze szczególnym omówieniem TYPU II, a więc PZW z napiętym zwierciadłem lustra wody najczęściej spotykanym w realizacji projektu geotermalnego.

Artykuł nawiązuje w części pierwszej do historii rozwoju geotermii w Polsce wskazując jednocześnie na kwestie ekonomiczne efektywności eksploatacji instalacji geotermalnych, w tym problemów jakie pojawiają się po pewnym okresie eksploatacji związanych z wysoką temperaturą wody oraz jej wysoką mineralizacją, co jest najczęściej przyczyną kolmatacji tak filtra jak i złoża. Zagadnienie to wiąże się ściśle z oceną ryzyka realizacji projektów geotermalnych z uwagi na ich bardzo wysokie koszty wykonania, w tym często otworów negatywnych lub nie gwarantujących sukcesu termalnego.

Całość artykułu jest opracowana na bazie powszechnie znanej literaturze przedmiotu oraz na bazie własnych doświadczeń autora w realizacji projektów hydrogeologicznych w kraju i za granicą. Całość artykułu jest zobrazowana kilkoma ilustracjami ze wskazaniem na najważniejsze kwestie złożowo-hydrogeologiczne oraz kwestie techniczne związane z eksploatacją doubletu odwiertów, czyli odwiertu-studni eksploatacyjnej oraz odwiertu-studni chłonnej.

4. Geneza powstawania systemów wodonośnych

W rozdziale tym zatrzymamy się krótko i omówimy zagadnienie genezy powstawania i formowania się systemów wodonośnych zwanych w języku angielskim AQUIFER, co w wolnym tłumaczeniu znaczy WODONOSIEC. Ta część artykułu stanowi jakby wprowadzenie do zagadnień hydrologicznych przepływu wody w złożu, które są głównymi tezami artykułu, o czym będzie mowa w dalszej części.

Wszystkie skały magmowe i metamorficzne nagromadzone w górnej warstwie Ziemi znajdują się w niestabilnych chemicznych i fizycznych warunkach. W minionym, trwającym miliony lat okresie geologicznym, skały te ulegały destrukcji i na wskutek procesu odkładania, sedymentacji i na wskutek procesu odkładania, sedymentacji cząstek skalnych. Procesy te odegrały istotną rolę w wytworzeniu trzech z czterech głównych typów wodonośnych zwanych w literaturze AQUIFERAMI lub WODONOŚCAMI. [2, 3, 4, 5, 6, 7]

Do tych systemów zaliczamy:

1. System aluwialny - czyli system składający się z cząstek naniesionych, napływowych.
2. System sedymentacyjny - czyli system składający się z cząstek podlegających odkładaniu, czyli sedymentacji
3. System glacialny - czyli system składający się z utworów polodowcowych
4. System magmowo-metamorficzny - czyli system składający się z cząstek wystygłej magmy i skał przeobrażonych.

Pojęcie AQUIFER, a mówiąc językiem konwencjonalnym WODONOSIEC, czyli PZW - Podziemny Zbiornik Wody, jest w ogólnym rozumieniu skalną formacją geologiczną nasyconą wodą o zróżnicowanym stopniu mineralizacji i temperatury uwarunkowanych głębokością zalegania jak również geologicznymi warunkami otoczenia, w którym dana woda się znajduje. Istnienie PZW w danej formacji geologicznej stanowi w pierwszej kolejności podstawę do eksploracji i ewentualnej eksploatacji wód podziemnych, w tym również wód geotermalnych.

Dla uznania danej formacji geologicznej jako potencjalnego PZW muszą być spełnione następujące warunki.

- a) Formacja musi posiadać odpowiednią porowatość lub mieć formę szczelin
- b) Formacja musi zawierać wodę, czyli po prostu jako PZW musi stanowić złożo w pojęciu geologicznym
- c) Wielkość porów, innymi słowy porowatość ośrodka skalnego PZW lub szczelin, musi być odpowiednio duża, aby zapewnić właściwy i komercyjny dopływ wody do otworu przy praktycznym i wymaganym natężeniu przepływu z zachowaniem dopuszczalnej prędkości przepływu wody tak w złożu jak i w obrębie filtra i jego obsypki. [5, 16]

Wielkość-rozmiar porów lub szczelin jak i całkowita porowatość ośrodka nasyconego wodą złożową jest różna i zależy od typu materiału z jakiego zbudowana jest warstwa wodonośna, a głównie od uwarunkowań geologicznych, w tym uwarunkowań chemicznych. Obok ww. uwarunkowań powstawania i akumulacji wód podziemnych i tworzenia się komercyj-

nych PZW istnieją nie mniej ważne fizyczne uwarunkowania występowania tych zbiorników wodnych, które mogą być od siebie kompletnie różne.

Najbardziej popularnymi warunkami fizycznymi występowania wód podziemnych są wody, których zwierciadło jest bezpośrednio pod wpływem oddziaływania ciśnienia atmosferycznego. Wody takie nazywane są w hydrogeologii jako wody o „wolnym (swobodnym) zwierciadle” lub w nomenklaturze angielskiej „unconfined”. Natomiast PZW izolowane od oddziaływania ciśnienia atmosferycznego w punkcie przepuszczalnej warstwy wodonośnej nazywamy w hydrogeologii wodami o „zwierciadle napiętym” zwane w nomenklaturze angielskiej „confined”. Tego typu zbiorniki PZW mają ciśnienie większe od ciśnienia atmosferycznego.

W artykule skupimy się wyłącznie na drugim typie występowania PZW, czyli na złożach o napiętym zwierciadle lustra wody, w szczególności z uwagi na występowanie wód geotermalnych zaliczanych do tego typu PZW i zalegających na znacznych głębokościach, a więc absolutnie izolowanych od wpływu ciśnienia atmosferycznego. Obydwa typy występowania PZW jak również ich szczegółowa charakterystyka tak fizyczna jak hydrauliczna, są szeroko opisane w literaturze przedmiotu. [3, 4, 5, 6, 7]

Z punktu widzenia użyteczności tych systemów i zrozumienia ich funkcji w zakresie warunków występowania i warunków czysto termalno-balneologicznych istotnym jest zrozumienie formy energii zawartej w PZW. Całkowita energia jakiegokolwiek masy wody będącej w stanie napiętego czy wolnego lustra wody podziemnego zbiornika składa się z trzech (3) komponentów, a mianowicie:

- ciśnienia
- prędkości przepływu
- położenia lustra wody, czyli wysokości względem terenu

Suma poszczególnych składników tej energii (H) - tak kinetycznej jak i potencjalnej, jest opisana wzorem Bernoulli'ego [...]

$$H = p/\gamma + V_2/2g + Z \quad [1]$$

gdzie:

- p - ciśnienie
- γ - ciężar właściwy wody złożowej
- V_2 - prędkość przepływu wody złożowej
- g - przyspieszenie ziemskie
- Z - współrzędna wysokości położenia zwierciadła wody

Wartość i sposób wyliczania wzorem [1] energii zależy od przyjętego systemu jednostek SI lub jednostek anglosaskich.

Poszczególne składniki tego równania zawierają specyficzne cząstki energii, które są

bardzo istotne w procesie udostępniania złoża i jego eksploatacji, w szczególności, gdy mamy do czynienia z dubletem odwiertów eksploatacyjnych dla wykorzystywania energii geotermalnej do celów komunalnych (ogrzewanie pomieszczeń, ogrzewanie wody).

Pierwszy składnik równania [1] p/γ stanowiący gradient ciśnienia statycznego jest energią zawartą w masie wody, czyli energią odnoszącą się do sił utrzymywania tej masy wody pod określonym ciśnieniem. Miarą tych sił może być przepływ lub ekspansja (wypływ samoczynny) danego PZW w momencie, mówiąc obrazowo, gdy siła ta zostanie „usunięta” np. w momencie przewiercenia danej warstwy otworem.

Drugi składnik równania [1] $V_2/2g$ czyli gradient ciśnienia dynamicznego stanowi komponent energii wynikający z przepływu wody ze złoża do otworu tak w fazie przewiercania jak i później w trakcie pompowań oczyszczających, pomiarowych i eksploatacyjnych. Oczywiście jest, że przepływ wody w fazie przewiercania warstwy jest możliwy w sytuacji utraty równowagi ciśnień pomiędzy ciśnieniem złożowym a ciśnieniem dynamicznym cyrkulacji płuczki, aczkolwiek sytuacja taka musi być przewidywana w projekcie wiercenia otworu-studni. Niemniej jednak przewiercanie warstwy PZW na granicy równowagi ciśnień lub nawet z małym kontrolowanym nadciśnieniem jest sytuacją idealną z punktu widzenia ograniczenia, lub nawet w niektórych wypadkach, wyeliminowania uszkodzenia strefy przyodwiertowej. Uszkodzenie strefy przyodwiertowej poprzez kolmatację osadem filtratu z płuczki ściany otworu będzie miało praktyczne przełożenie na wielkość współczynnika Waltona „C”, który niestety często mieszany jest z innym wskaźnikiem określonym jako „Skin Effect”. O tej kwestii będzie jeszcze mowa w dalszej części artykułu.

Trzeci składnik równania [1] Z stanowi gradient głębokości zalegania lustra wody i jest „utajoną” formą energii. Oznacza to, że w trakcie próbnych pompowań lub eksploatacji odwiertu mamy do czynienia ze zmianą wysokości lustra wody (zmienną depresją), która ulega jakby na zamianie w prędkość przepływu wody lub zmiany ciśnienia tak hydrostatycznego jak i dynamicznego wynikającego ze zmiany wysokości słupa wody, co właśnie przekłada się na efekt powstawania tzw. energii utajonej.

Równanie Bernoulli'ego na określenie energii potencjalnej jest bardzo istotne z punktu widzenia straty energii, która wynika z przepływu wody z punktu „A” do punktu „B”, a więc w sytuacji, gdy mamy do czynienia z dubletem otworów zaprojektowanych do zasilania instalacji geotermalnych. Straty energii wynikające z tego przepływu zależą z kolei od wielu czynników,

a wśród nich można wymienić następujące:

- odległość pomiędzy odwiertem eksploatacyjnym a odwiertem chłonnym
- jednorodność ośrodka warstwy złożowej w otworze eksploatacyjnym i otworze chłonnym
- charakterystyka hydrodynamiczna poszczególnych odwiertów pod kątem sprawności hydraulicznej wynikającej z określenia wartości współczynnika oporów hydraulicznych, czyli współczynnika Waltona „C”
- charakterystyka termalna i mineralogiczna wód złożowych przepływających pomiędzy odwiertem eksploatacyjnym, a odwiertem chłonnym w aspekcie kolmatacji filtra i obsypki jak również samego złoża różnego rodzaju osadami, w tym głównie pochodzenia chemicznego - tego rodzaju zjawiska wynikające z wysokiej mineralizacji wody złożowej stanowią poważną barierę w komercyjnym wykorzystywaniu wód termalnych, o czym będzie jeszcze mowa w dalszej części artykułu
- charakterystyka piaszczenia i sam problem piaszczenia poszczególnych odwiertów z uwzględnieniem specyfiki tego zjawiska często odmiennego w poszczególnych odwiertach dubletu, co wynika z charakterystyki przepływu wody tak przez samo złożo jak i kolumnę filtrującą jak również z dynamiki i kierunku przepływu wody. Otworem eksploatacyjnym woda jest wydobywana przy pomocy pompy wgłębnej stwarzając określoną depresję, natomiast w odwiercie chłonnym dynamika przepływu wody jest wspomagana ciśnieniem słupa hydrostatycznego (całkowite wypełnienie odwiertu) w związku z czym kwestia przepływów turbulentnych w obrębie filtra takiego odwiertu-studni może mieć niekorzystny wpływ na cały proces krążenia wody, nie tylko pomiędzy odwiertami, ale również w samym złożu. Zjawisko to jest trudne do oceny w sposób teoretyczny, natomiast wykonanie kilku otworów obserwacyjnych w obrębie samego złoża pomiędzy dubletem otworów może dawać pewne informacje i dane na temat stanu i poziomu wód złożowych w PZW, jak również może być pomocne w określeniu charakteru i prędkości przepływu wody, jednym słowem hydrauliki tego przepływu.

W dalszej części artykułu powyższe zagadnienia będą szerzej omawiane jako istotne czynniki mające wpływ na efektywność pracy dubletu odwiertów-studni w systemach instalacji geotermalnych, w tym głównie pod kątem zminimalizowania

prac renowacyjnych zwanych z j. angielskiego „rehabilitation”, jak również ograniczenia częstotliwości wymiany pomp wgłębnych, nie mówiąc już o kosztownej rekonstrukcji odwiertu-studni czy nawet wierceniu nowego otworu.

Powróćmy do bardziej szczegółowego omówienia poszczególnych systemów PZW - akwiferów z punktu widzenia ich wpływu chociażby na funkcjonowanie m.in. instalacji geotermalnej.

TYP I – PZW - akwifer o swobodnym zwierciadle lustra wody, zwany w nomenklaturze angielskiej jako UNCONFINED AQUIFER.

Jak już uprzednio nadmieniono ten typ PZW, charakteryzuje się tym, że ciśnienie wody w tego typu zbiornikach wynika bezpośrednio ze statycznego ciśnienia słupa wody i ciśnienia atmosferycznego. Ciśnienie atmosferyczne jest na ogół stałe dla różnych lokalizacji, a więc z zasady jest pomijane w kalkulacjach energii potrzebnej do wywołania przepływu wody w tego rodzaju odwiertach-studniach. W takim przypadku wymagana energia przepływu wody przez złożo wynika bezpośrednio z głębokości kolumny wody, a ściślej mówiąc wynika z różnicy położenia (elewacji) dwóch punktów danego systemu PZW - akwifera. Ta „utajona” energia potencjalna zamieniona na przepływ wody ze złoża do otworu stanowi podstawowe źródło energii dla PZW - akwiferów charakteryzujących się swobodnym zwierciadłem lustra wody.

Dalszy przepływ wody wymaga instalacji pompy wgłębnej, co powoduje automatycznie zmianę wartości energii „utajonej”, chyba że mamy do czynienia z artezyjskimi warunkami dopływu wody ze złoża, czyli innymi słowy wartość energii „utajonej” pozwala na swobodny wypływ wody bez instalacji pompy wgłębnej. Oczywiście jest, że nawet w takich sytuacjach przy niskiej wydajności odwiertu-studni montuje się pompy wgłębne dla uzyskania pożądanej wydajności dla spełnienia warunków zapisanych w projekcie badań hydrogeologicznych. Ale to już zupełnie inne zagadnienie, o którym w artykule nie będzie mowy. Jest ono wystarczająco dobrze i trafnie opisane w bogatej literaturze przedmiotu.

Sytuacja, o której jest mowa powyżej, dotyczy głównie studni wgłębnych o małej głębokości, wierconych dla celów spożywczych lub gospodarczych np. nawadniania pól. Jak już nadmieniono studnie tego typu (TYP I) jak to ujęto w przyjętej nomenklaturze, nie stanowią przedmiotu rozważań w niniejszym artykule.

TYP II – PZW - akwifer o napiętym zwierciadle lustra wody, zwany w nomenklaturze angielskiej jako CONFINED AQUIFER.

Wykorzystywanie wód termalnych do celów komunalnych (ogrzewanie, ciepła woda w kranie itp.) opiera się przede wszystkim na

II-gim typie PZW - akwiferów, czyli na złożach warstw zawodnionych z napiętym zwierciadłem lustra wody zwany jw. CONFINED AQUIFER. Złoża wody tego typu zalegają na znacznych głębokościach rzędu 1500 i więcej metrów, i co do zasady są przykryte nakładem warstw nieprzepuszczalnych, co skutkuje tym, że złożo tak odizolowanej i uszczelnionej warstwy wodonośnej nasyconej wodą o podwyższonym gradiencie temperatury, czyli wodą geotermalną, znajduje się pod określonym ciśnieniem stanowiącym jakby „napięcie” hydrauliczne. Tego typu położenie wód geotermalnych - TYP II rodzi określone konsekwencje tak w zakresie udostępnienia złoża czyli jego przewiercania otworem, jak i później co jest często o wiele ważniejszą kwestią, czyli wywołania, testowania i eksploatacji odwiertu-studni.

Skoro jest to tak ważne – warto poświęcić temu problemowi i systemowi parę zdań opisu w formie popularno-naukowej z dodatkami pewnych elementów czysto hydrogeologicznych, powszechnie znanych w nauce i praktyce. Otóż, kiedy przewiercamy otwór przez nieprzepuszczalne warstwy nakładu, które uszczelniają leżące pod nimi warstwy zawodnione będące źródłem dopływu wody geotermalnej, a więc jednocześnie odcięte bezpośrednio od wpływu ciśnienia atmosferycznego, wówczas poziom wody w otworze podnosi się automatycznie ponad strop warstwy wodonośnej. To zaburzenie równowagi ciśnień dające taki efekt jest oczywiście uzależnione od gęstości stosowanej płuczki podczas wiercenia otworu. Podniesienie poziomu lustra wody po przewierceniu nakładu i warstwy wodonośnej do pewnego poziomu ponad strop tej warstwy stanowi ciśnienie „napięcia” zwierciadła lustra wody. Ciśnienie to można określić dystansem pomiędzy aktualną głębokością lustra wody a stropem warstwy wodonośnej. Wielkość ta stanowi ekwiwalent ciśnienia hydrostatycznego wyrażonego w metrach słupa wody. Poziom, do którego woda się podniesie w otworze po przewierceniu warstwy wodonośnej zwany jest w hydrogeologii „poziomem potencjometrycznym” odwiertu-studni. Wartość ta rzutuje bezpośrednio na wielkość powierzchni potencjometrycznej, a więc stanowi potencjalny wskaźnik zasobów wód geotermalnych i nie tylko.

Z tego faktu wynikają bardzo poważne konsekwencje dla projektowania i budowy instalacji geotermalnych. Określenie wartości potencjometrycznych (ciśnienia i obszaru) powinno być priorytetem w trakcie realizacji otworu badawczego na danej koncesji. Dane takie można uzyskać metodą opróbowania rurowym próbnikiem złoża, tzw. DST lub przy zastosowaniu technologii UNDBALANCED, a nawet w skrajnych sy-

tacjach technologii MPD pod warunkiem, że na to pozwalają warunki geologiczne i konstrukcja otworu. Tego typu rozwiązania technologiczne są aktualnie w powszechnym zastosowaniu w przemyśle naftowym i coraz szerzej są stosowane podczas wiercenia głębokich i badawczych otworów geotermalnych.

Rozpoznanie charakterystyki hydraulicznej złoża „napiętego” jest kluczowe dla finalnego zaprojektowania filtra i obsypki warstwy wodonośnej. W sytuacji występowania w otworze warunków artezyjskich, czyli swobodnego wypływu wody, sytuacja staje się prawie komfortowa, niemniej jednak decyzja co do wyboru otworu w zakresie funkcjonalnym, czyli ze wskazaniem, który otwór będzie otworem eksploatacyjnym, a który otworem chłonnym musi opierać się na dodatkowych informacjach dotyczących np. problemu piaszczenia danego otworu. Wywołanie dopływu wody poprzez pory złoża warstwy wodonośnej TYPU II jest łatwe do wyobrażenia, ponieważ mamy tutaj do czynienia ze zjawiskiem drenażu zawodnionych warstw. Z drugiej strony, z uwagi na fizyczny aspekt przepływu wody przez złożo TYPU II i dopływ wody złożowej do odwiertu z takiego złoża, problem eksploatacji takiego złoża jest bardziej skomplikowany niż się pozornie wydaje.

Zjawisko przepływu wody ze złoża TYP II badane m.in. przez Meinzera [5] wskazuje, że główne źródło dopływu wody ze złoża TYP II obejmuje:

- a) Dopływ wody przez warstwy zawodnione otworu, filtr otworu-studni
- b) Dopływ wody spowodowany jest ciśnieniem-ciężarem warstw nadkładu
- c) Dopływ wody spowodowany jest ekspansją wynikającą z obniżenia ciśnienia w złożu, czyli stworzeniem depresji podczas pompowania
- d) Przepływ i dopływ wody z sąsiadujących złóż nie powiązanych generalnie hydraulicznie z głównym złożem

Przepływ wody i jego charakterystyka hydrauliczna ze złoża TYPU I i TYPU II są całkowicie odmienne, stąd też matematyczny opis przepływu wody ze złoża TYPU II jest skomplikowany z uwagi na uwarunkowania hydrogeologiczne. Z powyższego wynika jeden z najważniejszych wniosków dotyczących udostępnienia wody geotermalnej ze złoża TYPU II. Wniosek ten może mieć następujące brzmienie:

„Każde złożo TYPU II zakwalifikowane do budowy instalacji geotermalnej musi być szczegółowo przebadane otworem badawczym, a być może w skrajnych sytuacjach kilkoma otworami, przed podjęciem decyzji o zakresie i wielkości

energetycznej realizacji projektu instalacji geotermalnej”

Wniosek ten wynika głównie z wielkości nakładów finansowych poniesionych na budowę instalacji, która musi funkcjonować minimum 25 lat, a więc kwestie opłacalności inwestycji w powiązaniu z podstawową kwestią jaką jest zapewnienie odpowiedniej jakości wody termalnej stają się dla inwestora priorytetowe.

Otwory badawcze nie mogą jednocześnie wypełniać roli ruchowej czyli stanowić otwory eksploatacyjne i chłonne, natomiast powinny stanowić docelowo otwory obserwacyjne-piezometryczne na obszarze budowanej instalacji geotermalnej. Nie można wykluczyć, że otwory badawcze spełnią również rolę otworów ruchowych, ale wyłącznie jako otwory zapasowe w sytuacji, gdy podstawowe otwory instalacji będą w przestoju, np. z uwagi na prace rehabilitacyjne czy inne, w tym wymianę pomp wgłębnych.

4.1. Funkcje PZW - akwiferów

Ocena fizyczna każdego PZW - akwifera na etapie rozpoznania złoża należy do priorytetowych zadań projektanta i inwestora przed podjęciem decyzji o budowie instalacji geotermalnej, a nieco w mniejszym stopniu przy instalacji typu badawczego. Każdy PZW - akwifer spełnia dwie bardzo istotne funkcje, mające podstawowy wpływ na ekonomiczną ocenę projektu budowy instalacji geotermalnej, a mianowicie:

- a) funkcja magazynowa, czyli innymi słowy wielkość zasobów PZW - akwifera
- b) funkcja właściwości i parametrów złożowych, w tym przewodności hydraulicznej PZW, czyli zdolności przepływu wody w złożu i dopływu do otworu, w tym charakterystyki tego przepływu dla danego złoża

Jak już powyżej wspomniano – w hydrogeologii rozróżniamy 3 klasy-typy kwalifikujące dane złożo pod kątem przewodności hydraulicznej sprowadzającej się w rzeczywistości do występujących wolnych przestrzeni wypełnionych wodą danego zbiornika wodnego - złoża. Kształt tych wolnych przestrzeni w skale, ich wielkość, całkowita objętość jak również sposób i struktura rozłożenia tych wolnych przestrzeni (porów), odgrywają istotną rolę w hydrogeologii w dużej mierze na etapie eksploatacji, która w przypadku instalacji geotermalnej powinna zakładać minimum 15-20 lat ciągłej pracy danego systemu geotermalnego czyli systemu naczyń połączonych, który stanowią otwory eksploatacyjne i chłonne, jak również kosztowna instalacja napowierzchniowa.

Tak znaczny okres funkcjonowania instalacji wynika nie tylko z jej przeznaczenia, czyli ciągłej dostawy energii w postaci ciepłej wody, ale głównie z wysokich nakładów inwestycyjnych w tym głównie kosztów wiercenia otworów, kosztów budowy sieci przesyłowych wody na znaczne odległości do ośrodków miejskich od źródeł zasilania, czyli odwiertów-studni.

Zajmijmy się pokrótce charakterystyką poszczególnych funkcji PZW - akwifera.

A) Funkcja magazynowania.

Funkcja magazynowania zwana dalej „FM” jest ściśle związana z dwoma właściwościami - parametrami PZW – akwifera, a są to:

1. porowatość złożowa ośrodka PZW
2. specyficzna, jednostkowa (zwana też właściwą) wydajność złożowa PZW - akwifera

Porowatość ośrodka skalnego złoża określona w [%] definiuje w prosty sposób ile wody może być zakumulowanej w danej objętości jednostkowej danego materiału, w tym wypadku skały. Wielkości te są bardzo różne w zależności od stopnia konsolidacji danej skały i mogą się wahać od kilku [%] a nawet mniej, do kilkudziesięciu [%]. Dla wód geotermalnych występujących w Polsce, głównie na Niżu Polskim, wskaźnik porowatości „ n ” oscyluje w granicach 25-30 % (+/-10) w zależności od głębokości zalegania utworów jury dolnej i kredy dolnej (podstawowe formacje Niżu Polskiego w aspekcie zasobów wód geotermalnych). [1, 10, 12]

Kwestie porowatości ośrodków skalnych typu szczelinowego stanowią zupełnie odmienny temat i dotyczą głównie Niecki Podhalańskiej i samych Tatr. Choć niewątpliwie objętość wody zawarta w danym PZW - akwiferze (zasoby) stanowi główny czynnik w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych budowy instalacji geotermalnej, to jednak nie mniej ważnym czynnikiem w ocenie PZW - akwifera z punktu widzenia funkcji magazynowania wody staje się określenie, ile wody można aktualnie uzyskać z danego PZW na jednostkę powierzchni złoża i na jednostkę zmiany ciśnienia hydrostatycznego. Z faktu tego wynika, że jeżeli porowatość ośrodka wodnego reprezentuje i może określać objętość wody jaka jest zawarta w danym PZW - akwiferze, to nie oznacza jednocześnie jaka będzie wydajność jednostkowa danego zbiornika-złoża.

Takie rozróżnienie w fazie projektowania instalacji geotermalnej nie zawsze jest brane pod uwagę przy składaniu stosownych wniosków dotyczących dofinansowania projektu z różnych funduszy docelowych. Można by wskazać w tym miejscu jeszcze na inną procedurę oceny projektu w fazie przedrealizacyjnej w aspekcie starań inwestorów o dofinansowanie projektu, a mianowicie sporządzanie doku-

mentu pt. „Studium wykonalności” w oparciu o potwierdzone odpowiednimi raportami dane dotyczące samego złoża, w tym głównie zatwierdzonej Dokumentacji Hydrogeologicznej przez Ministra Środowiska/Wojewodę wg właściwości miejscowej.

W Projekcie Robót Geologicznych, zwane dalej PRG, (uprzednio określane jako Projekt Prac Geologicznych zwane dalej PPG), opracowywanym przez firmy specjalistyczne (w Polsce mamy kilka takich firm) na zlecenie właścicieli koncesji lub właścicieli innych pozwoleń i notarialnie potwierdzonych aktów własności gruntów, na których zamierza się budować instalacje geotermalne zgodnie z rozporządzeniem MŚ wynikającym wprost z ustawy Prawo geologiczne i górnicze, zwane dalej „pgg” zamieszcza się często powołanie-przywołanie oparte na danych hydrogeologicznych z odwiertów wierconych w latach 80 i 90-tych ubiegłego wieku pod kryptonimem IG. Były to otwory głębokie wiercone i nadzorowane przez Państwowy Instytut Geologiczny - PIG w celu rozpoznania geologicznego i strukturalnego obszaru Polski od Bałtyku aż po Tatry. Trzeba w tym miejscu wyraźnie podkreślić, że otwory te o znacznej głębokości, bo nawet ponad 5 000 m były wiercone wówczas głównie przez firmy wiertnicze podlegające Centralnemu Urzędowi Geologicznemu – CUG, w tym głównie przez Przedsiębiorstwo Geologiczne Warszawa - PG Warszawa, a po roku 1977, czyli po przekazaniu ciężkich urządzeń wiertniczych z CUG do Zjednoczenia Górnictwa Naftowego, przez Przedsiębiorstwa Poszukiwań Nafty i Gazu.

Otwory IG nie były przedmiotem szeroko zakrojonych badań hydrogeologicznych i w sposób dość uproszczony i przypadkowy dokumentowały złoża wody, które kwalifikowano wówczas jako potencjalne źródła geotermalne. Takich przykładów w opracowaniach PRG mamy wiele. Powoływanie się na tego rodzaju informacje i źródła w aspekcie podejmowania decyzji inwestycyjnych jest obarczone dużym ryzykiem i wymaga dodatkowej weryfikacji wykonanej na podstawie oddzielnego projektu hydrogeologicznego.

Wróćmy jednak do zasadniczego tematu związanego z hydrogeologią PZW - akwiferów. Otóż specyficzna, właściwa czyli jednostkowa wydajność danego PZW - akwifera dotyczy wprost zbiorników o swobodnym lustrze zwierciadła wody, co wynika z warunków hydrostatycznych i bezpośrednim kontakcie słupa wody z ciśnieniem atmosferycznym, natomiast w sytuacji występowania tzw. „napiętego zwierciadła lustra wody” określenie specyficznej wydajności danego PZW - akwifera jest niemożliwe z uwagi na fakt, że w trakcie pompowania dana war-

stwa złoża nie ulega całkowitemu odwodnieniu. W takiej sytuacji ważnym wskaźnikiem będzie określenie tzw. współczynnika zmagazynowania, zwanego w nomenklaturze angielskiej „Storage Coefficient” [4, 5]. Współczynnik ten jest wyrażony w procentach (%) i dla złóż PZW - akwiferów TYP II jest o wiele niższy w stosunku do PZW TYP I. Wynika to jak już powyżej wspomniano z faktu, że złoża TYP II nie podlegają całkowitemu odwodnieniu w trakcie pompowania, a każda ilość wody pompowanej ze złoża TYP II związana jest ze zjawiskiem kompresji - ciśnienia nadkładu i ekspansji wody wydobywanej przy pomocy pompy węgłębnej. Innymi słowy stworzenie depresji w odwiercie-studni na złożu TYP II powoduje wywołanie warunków przepływu nie tylko przez samo złożo, ale również dopływu na powierzchnię terenu i przez instalację napowierzchniową (często o znacznej długości i skomplikowanej konfiguracji rurociągów).

Ustalenie optymalnych warunków takiego przepływu ma ścisły związek z ww. omawianymi parametrami. W uzupełnieniu powyższych informacji i wiedzy z zakresu podstaw hydrogeologii przydatnych w ocenie projektów geotermalnych we wstępnej fazie studialnej, należy dodać, że współczynnik magazynowania „S” (Storage Coefficient) dla danego PZW – akwifera reprezentuje objętość wody jaka zostanie uzyskana ze złoża odwiertem eksploatacyjnym lub wpompowana do złoża odwiertem chłonnym na jednostkę powierzchni złoża i jednostkową zmianę ciśnienia hydrostatycznego. Warto nadmienić, że dla złóż TYP I współczynnik „S” ma taką samą wartość jak wartość specyficzna, jednostkowa opisana powyżej. W przypadku złóż PZW TYP II wartość współczynnika „S” wynika z charakterystyki pompowania, czyli ustalenia zależności wielkości depresji w odniesieniu do danego ustalonego poziomu wydajności. Współczynnik „S” jest bezwymiarowy i dla PZW TYP I wynosi od 0,01 do 0,3 natomiast dla PZW TYP II wynosi od 10^{-5} do 10^{-3} , a więc jak widać jest to duża różnica w wartościach bezwzględnych.

Omawiane powyżej wskaźniki mające istotny wpływ na ocenę charakterystyki hydraulicznej danego PZW - akwifera, pozostają również w ścisłym związku z określeniem równie ważnego współczynnika, jakim jest współczynnik transmisyjności „T”, zwany w nomenklaturze angielskiej „Coefficient of Transmissivity” czyli przepuszczalności. [5]

Współczynnik ten wynika wprost z równania Darce’go

$$V = K (h_1 - h_2) : L \quad [2]$$

i zmodyfikowany przez Theis’a (1935 r.) z wykorzystaniem równania Darce’go przez wprowadzenie współczynnika „T”

$$Q = T I W \quad [3]$$

gdzie:

- V - prędkość dopływu wody ze złoża do odwiertu-studni
- $h_1 - h_2$ - wielkość depresji, zmiana ciśnienia hydrostatycznego
- L - dystans pomiędzy punktami h_1 i h_2
- K - przepuszczalność
- T - współczynnik przepuszczalności
- Q - natężenie przepływu
- W - szerokość i miąższość warstwy złożowej
- I - gradient ciśnienia pomiędzy punktem h_1 a punktem h_2 na dystansie „L” między punktami

Aby wyrazić praktycznie wartość współczynnika „T” określa się wielkość przepływu wody przez teoretyczny „pas” wody o szerokości 1 m ciągnącego się wzdłuż całej nasyczonej warstwy złożowej przy gradientcie „1” (100%). W praktyce w procesie uzdatniania studni dla określenia i wyznaczenia współczynnika oporów hydraulicznych, czyli współczynnika „C” Waltona, ustala się warunki przy stałej wydajności pompowania, np. na poziomie 120 m³/h, co daje w przeliczeniu na minutę 2 000 l/min i przy założonej wielkości wskaźnika Q/S czyli wydajności jednostkowej na metr wywołanej depresji.

Warto w tym miejscu nadmienić, że współczynnik „C” Waltona utożsamiany jest w niektórych opracowaniach dokumentacyjnych ze współczynnikiem „SE” - Skin Effect, który jest domeną w określaniu uszkodzenia strefy przyodwiertowej w otworach naftowych i gazowych, gdzie mamy do czynienia z warunkami występowania nadciśnienia złożowego i głowicowego liczonego często w kilku do kilkudziesięciu MPa. Na temat współczynnika „C” Waltona będzie jeszcze mowa w dalszej części artykułu.

Kontynuując powyższy kontekst rozważań, dla różnych wartości Q/S ustalonej minimalnie na trzech (3) poziomach {najlepiej na pięciu (5)} należy uzyskać w trakcie 24-godzinnej pompowania na każdym poziomie Q/S stosowny współczynnik „T”. Uzyskana wartość tego współczynnika musi się mieścić w ścisłym założonym przedziale i będzie stanowić podstawę do stwierdzenia uzyskanego optymalnego przepływu wody i braku uszkodzenia (kolmatacji) strefy-warstwy złożowej, a to może zagwarantować właściwą żywotność odwiertu-studni i jej długotrwałą bezawaryjną pracę.

Wartość współczynnika „T” ma zakres od 1 000 do 1 000 000 dla jednostek anglosaskich czyli (gpd/ft) lub 850 do 850 000 wyrażoną w jednostkach SI czyli (lpd/m), co oznacza w pierwszym przypadku galony imperialne na

dzień/stopę, a drugim litr na dzień przez metr.

Biorąc pod uwagę teoretyczne wartości współczynnika „T” opisane w literaturze przedmiotu [4, 5] można by założyć, że dla odwiertów geotermalnych przeznaczonych do celów komunalnych uzyskane podczas pompowań próbnych wartości współczynnika „T” powinny osiągać wartości na poziomie od 100 do 500 (m³pd/m) dla stałej depresji na poziomie +/- 20 m. Wartości te ulegają zmianom w prostej zależności od założonego wskaźnika „Q/S”, przy czym przy wzroście wskaźnika „Q/S” notuje się wzrost wskaźnika T. Finalnie określenie wskaźników „S i T” na etapie rozpoznania złoża ma kapitalne znaczenie dla zdefiniowania charakterystyki dopływu wody za złoża do strefy filtrowej, czyli obsypki i przepływu wody pomiędzy otworem eksploatacyjnym a otworem chłonnym. Współczynnik T jest wskaźnikiem jaka ilość wody w czasie może przepłynąć przez PZW-akwifer, czyli przez daną formację geologiczną (złożo), natomiast wskaźnik „S” obrazuje ilość wody jaka może być wydobyta podczas pompowania w jednostce czasu, lub jaka ilość wody może być jednocześnie zatłaczana do odwiertu chłonnego.

Jeżeli w projekcie realizacyjnym otworów geotermalnych przeznaczonych do celów komunalnych uda się ww. wskaźniki w miarę dokładnie ustalić, to wówczas można z dużym prawdopodobieństwem, a wręcz pewnością, przewidzieć i zaplanować następujące kwestie:

- Wielkość depresji w złożu podczas pompowania przy różnych odległościach od odwiertu-studni
- Wielkość depresji po każdym rozpoczęciu pompowania z założoną wydajnością
- Łączność hydrauliczną pomiędzy otworami eksploatacyjnym i chłonnym, co stanowi bardzo istotną informację w racjonalnej eksploatacji samego złoża PZW - akwifera i utrzymania w ciągłym ruchu instalacji geotermalnej
- Efektywność i wydajność poszczególnych warstw złoża PZW – akwifera przy wielo- i jedno- poziomowej strukturze złoża dla zaprojektowanej i zabudowanej konstrukcji filtra
- Kontrolę i regulację wielkości depresji dla różnych wartości wydajności pompy wgłębennej
- Kontrolę i regulację ciśnienia zatłaczania dla odwiertu chłonnego w powiązaniu z charakterystyką pompowania odwiertu eksploatacyjnego i jakością pompowanej wody, w tym głównie zawartości fazy stałej

C.d.n.

Wiesław Witek „WES”
Rzeczoznawca SITPniG

Materiały źródłowe i literatura:

- Górecki W. i zespół 2006 r. - Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim - Zakład Surowców Energetycznych AGH, Kraków.
- Kondracki J. 1998 r. - Geografia regionalna Polski wyd. PWN
- Z. Pazdro - Hydrogeologia Ogólna - Wydawnictwo Geologiczne Warszawa 1983 r. Wydanie II uzupełnione
- C. W. Fetter Jr - Applied Hydrogeology - Published by A Bell Howell Company, Columbus, Ohio 43216- 1980
- Fletcher G. Driscoll PhD - Groundwater and Wells -Second Edition, Published by Johnson Division, St. Paul. Minnesota 55112 - 1986
- Penberthy, W. L. Shaughnessy, C. M. - Sand Control
- Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte - Reservoir Stimulation - Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632 - Second Edition
- Polska Norma - PN-G-02318 - Studnie Wiercone - Zasady Projektowania, wykonania i odbioru
- Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy - Informacje zamieszczone na portalu PIG-PIB GEOTERMIA
- Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy - Jakub Sokołowski – Poszukiwanie i dokumentowanie złóż wód termalnych w Polsce w latach 2010-2020 w aspekcie rozpoznania warunków hydrogeologicznych głębokich systemów wodonośnych - Przegląd Geologiczny vol. 69 nr 9 2021 r.
- Państwowy Instytut Geologiczny - Ministerstwo Środowiska - Słownik Hydrogeologiczny - Warszawa 2002
- Beata Kępińska - Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce w latach 2019-2021 r. Przegląd Geologiczny vol. 69 nr 9 2021
- Magdalena Skłodowska - Czego potrzebujemy geotermia w Polsce - Portal Wysokie Napięcie.pl - 01.07.2022
- Zdzisław Siwek, Mariusz Mańkowski - Wyznaczenie parametrów hydraulicznych ujęcia wód podziemnych na podstawie pompowań próbnych Wyd. CUG
- Zdzisław Siwek - Geneza współczynnika sprawności studni „C” - artykuł w druku
- Firma Konsultingowa „WES” Wiesław Witek - Zasady projektowania, wykonania i odbioru studni wierconych ze szczególnym uwzględnieniem procedur w zakresie wykonania otworów-studni geotermalnych - WNiG 5 (259) 2020 r. - Nauka i Technika
- Materiały archiwalne FK WES z wierceń hydrogeologicznych w rejonie odkrywki Bełchatów
- Materiały archiwalne FK WES z wierceń otworów hydrogeologicznych (studni) dla MEW w Kuwecie w latach 1987-1990.
- Materiały archiwalne FK WES z realizacji próbnej instalacji geotermalnej na Podhalu. Projekt geotermalny PAN tandemu otworów Bańska - Biały Dunajec.
- Materiały archiwalne FK WES z konferencji dot. problematyki Sand Control. Materiały i katalogi firm Baker oraz KAC.
- Extra Publikacja; A Theoretical study of heat extraction from aquifer with uniform regional flow - A.C. Gringarten, J.P. Sauty - JGR 10 December, 1975

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 pendrive lub CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 20 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja@wnig.pl, jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść oraz streszczenie. Pod nim imię(a) nazwisko(a) autora(ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczania w tekście rysunki, zdjęcia, itp. powinny być cytowane jako figury. Figury numerowane w osobnych plikach (wykonane w Corel Draw 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>

PSG przygotowuje się do dystrybucji wodoru



Polska Spółka Gazownictwa uruchomiła w Mławie projekt badawczo-rozwojowy, którego celem jest analiza wpływu mieszaniny gazu ziemnego i wodoru na istniejącą sieć gazową PSG. W jego inauguracji uczestniczyli m.in. Maciej Małecki, sekretarz stanu w Ministerstwie Aktywów Państwowych i Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa.

– Polska Spółka Gazownictwa poprzez ten projekt włącza się zarówno w realizację inwestycji strategicznych dla naszej gospodarki, jak i w utrzymanie wiodącej roli Grupy Kapitałowej Orlen na rynku paliwo-energetycznym. Wszystko dlatego, że wodor ma coraz większe znaczenie w miksie energetycznym naszego kraju i może za kilka lat okazać się paliwem kluczowym dla rynku energetycznego – powiedział Maciej Małecki, sekretarz stanu w Ministerstwie Aktywów Państwowych.



Fot. arch. PSG

Coraz powszechniej uważa się, że wykorzystanie wodoru do celów energetycznych może upowszechnić się już za kilkanaście lat. W efekcie globalne zużycie wodoru do 2050 r. ma wzrosnąć trzy-, a nawet czterokrotnie.

– Polska Spółka Gazownictwa jest nowoczesnym przedsiębiorstwem korzystającym z najnowszych technologii i dlatego chcemy być gotowi na wodor w naszych sieciach. Jednym z wyzwań, które stoi przed nami, jest proces dostosowania sieci gazowej do dystrybucji wodoru. Zainaugurowany dziś projekt pozwoli nam przy-

gotować się na nadchodzące wyzwania, gdyż naturalną konsekwencją działań prowadzonych w ramach transformacji energetycznej, wydaje się być wykorzystanie naszej sieci do transportu mieszaniny wodoru – dodał Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa.

Aby odpowiednio przygotować się do wyzwań, Polska Spółka Gazownictwa w ramach projektu:

- wybuduje i uruchomi wyodrębnioną instalację pilotażową z elementów pozyskanych z istniejącej sieci gazowej PSG,
- przeprowadzi szczegółowe badania długotrwałego wpływu mieszaniny gazu ziemnego i wodoru na elementy sieci dystrybucyjnej i wybrane odbiorniki końcowe,
- wskaże komponenty krytyczne dla bezpieczeństwa i poprawnego funkcjonowania eksploatowanej sieci gazowej w przypadku kontaktu z wodorem.

– Mam nadzieję, że to miejsce w Mławie będzie przestrzenią, w której spotka się polska nauka z polskim biznesem działającym w sektorze energetycznym. Bardzo ważne jest, abyśmy mogli korzystać z naszej technologii i polskich rozwiązań, a następnie oferować je innym krajom – zakończył Maciej Małecki, sekretarz stanu w Ministerstwie Aktywów Państwowych.

Projekt badawczy będzie realizowany do końca 2027 r.

Grzegorz Cendrowski
rzecznik prasowy
Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.



Fot. arch. PSG

GAZ-SYSTEM zakończył budowę gazociągu Gustorzyn – Wronów



Gazociąg Gustorzyn – Wronów o długości 308 km łączy tłocznię gazu w Gustorzynie (woj. kujawsko-pomorskie) z tłocznia w Wronowie (woj. lubelskie). Jest to najdłuższa inwestycja liniowa zrealizowana w tym roku przez spółkę.

Jej trasa przebiega przez cztery województwa: kujawsko-pomorskie, mazowieckie, łódzkie i lubelskie. Gazociąg zasili w gaz centralną Polskę, zwiększy elastyczność systemu przesyłowego, a także umożliwi przyłączenie kolejnych podmiotów do sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM.

Gazociąg relacji Gustorzyn – Wronów umożliwi elastyczne sterowanie przesyłem gazu do centrum i na południe Polski. W przyszłości będzie także przysyłał gaz z Terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej. Inwestycja zapewni ciągłość oraz bezpieczeństwo dostaw gazu dla mieszkańców aglomeracji warszawskiej, łódzkiej i radomskiej. Realizacja tego przedsięwzięcia umożliwi nowe przyłączenia Polskiej Spółki Gazownictwa do krajowego systemu przesyłowego. GAZ-SYSTEM podpisał już dwie umowy przyłączeniowe w województwie mazowieckim: Radom – Stary Gózd oraz Pszczonów. Gazociąg Gustorzyn – Wronów umożliwi też dostarczenie gazu do elektrowni w Koźlicach.

– Rozwinięta infrastruktura transportowa zapewniająca swobodny dostęp do źródeł energii jest podstawą bezpieczeństwa i sprawnego funkcjonowania państwa. Gazociąg Gustorzyn – Wronów to strategiczne 308 km infrastruktury przesyłowej w centralnej części kraju. W ten sposób obecny rząd kontynuuje budowę znaczącej pozycji Polski w regionie. Dzięki inwestycjom GAZ-SYSTEM takim jak funkcjonujące już interkonektory gazowe z Danią, Litwą i Słowacją, rozwój mocy regazyfikacyjnych Terminalu LNG w Świnoujściu oraz powstający Terminal LNG typu FSRU w Gdańsku stajemy się hubem gazowym dla państw Europy Środkowo-Wschodniej. Konsekwencją w działaniu obecnych władz Rzeczypospolitej jest gwarancja wzrostu gospodarczego kraju i zapewnienia dobrostanu naszych obywateli – podkreśliła Anna Moskwa, Minister Klimatu i Środowiska.

– Strategia rządu i wynikające z niej działania Spółek Skarbu Państwa, takich jak GAZ-SYSTEM, mają na celu stworzenie warunków umożliwiających Polsce rozwijanie modelu



Fot. arch. PSG

gospodarki przyszłości opartej na zrównoważonym rozwoju i pełnej niezależności energetycznej. Chcemy, aby krajowy system energetyczny cechował się elastycznością, opierał się na kilku źródłach energii i dzięki temu był odporny na działanie czynników zewnętrznych. Naszym nadrzędnym celem jest zapewnienie energii niezbędnej dla rozwoju gospodarki i zwiększanie konkurencyjności rynku poprzez zabezpieczenie surowców energetycznych na długie lata – powiedziała Anna Łukaszewska – Trzeciakowska, Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

– Inwestycja, którą dziś uroczymy kończymy, to efekt konsekwentnej rozbudowy polskiego systemu przesyłowego. Budowa gazociągu Gustorzyn – Wronów zapewni centralnej i wschodniej Polsce większy dostęp do stabilnego źródła energii, które jest kołem zamachowym dla rozwoju przemysłu i energetyki zawodowej. Sieć gazowa GAZ-SYSTEM zaspokaja nie tylko obecne potrzeby, ale sprosta oczekiwaniom rynku w przyszłych dekadach. Spółka chce ekonomicznie wykorzystywać infrastrukturę przesyłową i poprzez wspieranie rozwoju regionów budować przewagę polskiej gospodarki – powiedział Marcin Chłudziński, prezes GAZ-SYSTEM.

Oficjalne zakończenie budowy odbyło się na terenie Terenowej Jednostki Eksploatacji Wronów. Wśród uczestniczących gości byli m.in.: Marek Suski – Poseł na Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, Przewodniczący Komisji ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych, Anna Łukaszewska – Trzeciakowska, Pełnomocnik Rządu

ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz dyrektor Wojciech Wysocki, reprezentant Przedstawicielstwa Komisji Europejskiej w Warszawie. Zgodnie z harmonogramem prac cały gazociąg zostanie przekazany do eksploatacji do końca tego roku.

Budowa gazociągu Gustorzyn Wronów obejmowała budowę 308 km gazociągu w podziale na trzy etapy realizacyjne:

- ETAP I – odcinek Gustorzyn – Leśniewice o długości 54 km,
- ETAP II – odcinek Leśniewice – Rawa Mazowiecka o długości 100 km,
- ETAP III – Rawa Mazowiecka – Wronów o długości 154 km.

Inwestycja rozpoczęła się w 2021 r. GAZ-SYSTEM zabezpieczył dostawę rur na potrzeby całej inwestycji Gustorzyn-Wronów w ramach dostaw inwestorskich. Prace budowlane rozpoczęły się z początkiem 2022 r. Średnica gazociągu wynosi 1000 mm, natomiast maksymalne ciśnienie robocze 8,4 MPa.

Komisja Europejska przyznała inwestycji status „Projektu o znaczeniu wspólnotowym” (Project of Common Interest-PCI). Projekt pn. Gazociąg Gustorzyn-Wronów otrzymał dofinansowanie z Unii Europejskiej w łącznej wysokości ponad 700 mln PLN w ramach wsparcia REACT-EU oraz Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020. Celem projektu było wybudowanie 308 km gazociągu

Iwona Dominiak
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM

Międzynarodowa Konferencja Geochemiczna IMOG 2023



W dniach 10-15 września odbyła się 31 Międzynarodowa Konferencja Geochemiczna IMOG 2023 organizowana w cyklu dwuletnim pod egidą European Association of Organic Geochemists.

Tegoroczna konferencja miała miejsce we Francji, w Montpellier. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy na tych cyklicznych wydarzeniach jest obecny od 25 lat. W tym roku, w tak ważnym wydarzeniu dla świata geochemii, uczestniczyło trzech reprezentantów Instytutu.

Zaprezentowano 2 postery w różnych sesjach tematycznych:

- ASSESMENT OF HYDROCARBONS POTENTIAL OF LITHOFACIAL UNITS IN OUTER CARPATHIAN USING VARIOUS PYROLYSIS METHODS

Autorzy: Irena Matyasik, Małgorzata Labus, Małgorzata Kania, Marek Janiga,



Fot. arch. INIG – PIB

- OPTIMIZATION OF PYROLYSES CONDITIONS FOR EFFECTIVE ACQUIRING OF LIQUID FRACTION (BIO-OIL) FROM BIOMASS

Małgorzata Kania, Marek Janiga, Irena Matyasik, Agnieszka Wciślak-Oleszycka

W konferencji wzięło udział 350 naukowców z całego świata (w tym około 100 studentów). Zaprezentowano 73 referaty i 190 posterów.



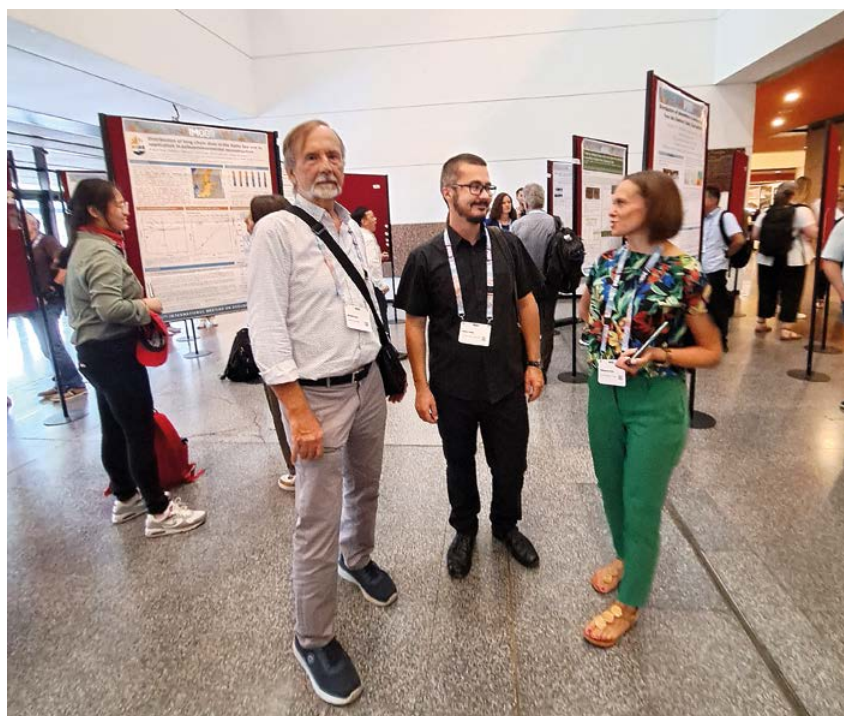
Fot. arch. INIG – PIB

Tematyka konferencji obejmowała 5 następujących bloków tematycznych:

- Biogeochemia,
- Paleosrodowisko i paleoklimat,
- Geochemia ropy naftowej i węgla,
- Geochemia srodowiska i gleb,
- Nowe trendy, technologie i innowacje w geochemii organicznej.

Bloki te podzielono na sesje, gdzie prezentowano zagadnienia dotyczące zmian klimatycznych, geochemii srodowiska, a także tematykę dotyczącą działalności mikrobiologicznej w zastosowaniu do dywersyfikacji energetycznej. Interesujące były referaty z zakresu wykorzystania metod izotopowych oraz badań biomarkerów do celów monitorowania przemian w srodowisku naturalnym.

Treść prezentowanych referatów oraz posterów wyraźnie uległa w tym roku przekierowaniu w stosunku do lat ubiegłych. Mniej uwagi poświęcono zagadnieniom dotyczącym systemów naftowych, poszukiwań węglowodorów i geochemii węgla, na rzecz wykorzystania surowców wtórnych, w tym biomasy odpadowej i jej przeróbki z wykorzystaniem technik pirolitycznych. Podczas czterodniowej konferencji przeprowadzono wiele dyskusji odnośnie przyszłości badań geochemicznych, wykorzystania potencjału informacji geochemicznej w obliczu zmian energetycznych i klimatycznych, a także ich aplikacji przy monitorowaniu sekwestracji CO₂.



Fot. arch. INIG – PIB

Instytut Nafty i Gazu –
Państwowy Instytut Badawczy

IX Kongres Energetyczny DISE

Transformacja energetyczna sposobem na wyjście z kryzysu



Dolnośląski Instytut
Studiów Energetycznych

Za nami IX edycja Kongresu Energetycznego DISE, który odbył się 27-28 września we Wrocławiu. Organizowane przez Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych wydarzenie, zgromadziło ekspertów reprezentujących najważniejsze państwowe i międzynarodowe instytucje, przedsiębiorstwa oraz organizacje sektora energetyczno-paliwowego.

Dwa dni dyskusji, poświęcone były poszukiwaniom odpowiedzi na najbardziej nurtujące branżę kwestie, jak transformacja i bezpieczeństwo energetyczne, obniżanie emisyjności i nowe technologie w energetyce.

Energetyka stoi obecnie przed wieloma wyzwaniami. W perspektywie krótkoterminowej kluczowe jest wyjście z kryzysu energetycznego, co oznacza, że potrzebne jest pilnie przyjęcie rozwiązań, które pozwolą zdywersyfikować dostawę energii i paliw, zwiększą odporność wobec wahań cen i zapewnią niezależność energetyczną. W perspektywie długoterminowej, Polska podobnie jak cały świat, dąży do neutralności klimatycznej. Realizacja tego celu to szereg szans, wśród których należy wskazać zwiększenie konkurencyjności i innowacyjności gospodarki i osiągnięcie stanu zrównoważonego rozwoju. Wobec powyżej zarysowanych wyzwań naukowcy, przedsiębiorcy, politycy, jak



Fot. arch. DISE

i interesariusze szeroko rozumianej branży energetycznej poszukują rozwiązań, które pozwolą wyjść z kryzysu energetycznego i obniżyć wysokie ceny energii i paliw, przy jednoczesnym skalowaniu zielonych inwestycji i przyspieszeniu procesu transformacji klimatyczno-energetycznej.

IX Kongres Energetyczny stanowił forum wymiany wiedzy i doświadczeń ekspertów z Polski, Europy i zza Atlantyki, którzy dyskutowali o tym, czy proces transformacji ener-

getycznej może stanowić sposób na wyjście z kryzysu i jakie działania w tym względzie należy podjąć. Debaty plenarne były w tym roku skoncentrowane na strategicznych tematach zielonej transformacji, międzynarodowych partnerstw oraz finansowania inwestycji, przybliżających nas do osiągnięcia nadrzędnych celów. Kongresowe dyskusje poruszały kluczowe dla branży kwestie, takie jak: polski miks energetyczny i Krajowy System Elektroenergetyczny, przyszłość gazu ziemnego, gazów odnawialnych i technologii węglowych; status polskich projektów jądrowych, inwestycje w odnawialne źródła energii, współpraca transgraniczna, rozwiązania cyfrowe, czy obniżanie emisyjności w ciepłownictwie i przemyśle.

Tezy, które postawili prelegenci, mogą istotnie wpłynąć na kierunek dyskursu o przyszłości rynku energii. Poniżej przedstawiono najważniejsze kwestie, które zostały poruszone podczas sesji dyskusyjnych.

Podczas sesji głównej, „Transformacja energetyczna sposobem na wyjście z kryzysu”, podkreślono, że priorytetem jest bezpieczeństwo energetyczne oraz przeprowadzenie sprawiedliwej transformacji. Dyskutowano o charakterze systemu przejściowego, który może przyczynić się do przyspieszenia dekarbonizacji oraz inwestycjach zero- i niskoemisyjnych. Wskazano na racjonalne, świadome i efektywne korzystanie



Fot. arch. DISE



Fot. arch. DISE



Fot. arch. DISE

z surowców i strategii dekarbonizacyjne. Podczas kolejnej sesji plenarnej poruszono temat budowy wielkoskalowej energetyki jądrowej o znaczeniu strategicznym oraz modułowych reaktorów, które w znacznym stopniu obniżą emisyjność polskiej energetyki oraz z biegiem czasu będą pokrywać zapotrzebowanie na energię, zgodnie ze strategią PEP2040. Podkreślono wagę współpracy międzynarodowej przy zabezpieczaniu dostaw energii oraz transferu technologii.

Duże zainteresowanie wzbudził temat przyszłości Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Podniesiono kwestię łączenia rynków energii i tworzenia wspólnego rynku europejskiego. Zwrócono uwagę na ogromną zmianę w myśleniu o dostawach energii i wzrost rangi odbioru energii od klienta, kwestie nowych przyłączy i energii odnawialnej w systemie. Jako obszary problemowe wskazano konieczne inwestycje w sieć oraz opanowanie, również legistylacyjne, rozproszonego rynku źródeł.

W panelu poświęconym sektorowi gazu, zwrócono uwagę na aspekty geopolityczne oraz powiązania dywersyfikacji dostaw z koniecznością rozbudowy infrastruktury. Odniesiono się również do konieczności reakcji na dynamiczne zmiany na rynkach gazu oraz przystosowywaniu przesyłu do nowych, niskoemisyjnych źródeł, jak wodór i biometan.

Przyszłość stosowania węgla w energetyce stanowiła temat do rozważań nad technologią sekwestracji dwutlenku węgla oraz procesach legislacyjnych, umożliwiających taką działalność gospodarczą. Rozmawiano o podejściu komercyjnym w poprawie efektywności energii i ciepła z paliw kopalnych, strategiach przedsiębiorstw i problematyce negatywnych emisji.

Dyskutowano również o wciąż niewykorzystanym potencjale polskiej energetyki wiatrowej. Jako obszary problematyczne wskazano potrzebę pilnych inwestycji w sieci energetyczne oraz bariery prawne, hamujące rozwój OZE, jak kwestia lokalizacji i akceptacji społecznej. Podczas debaty o nowoczesnych rozwiązaniach

cyfrowych w energetyce, zauważono, że znaczna część celów transformacji byłaby łatwiej osiągalna, gdyby zwiększono ich wykorzystanie. Podniesiono również temat ryzyk, związanych z digitalizacją, kwestii bezpieczeństwa, zastosowań sztucznej inteligencji w dystrybucji i potencjalnych awariach systemu energetycznego. Wskazano przykłady stosowania cyfryzacji w ochronie infrastruktury energetycznej, gromadzeniu danych i zarządzaniu systemem.

Uwagę słuchaczy przykuł temat finansowania transformacji energetycznej, odpornej infrastruktury energetycznej i zielonych inwestycji. Zwrócono uwagę na rolę edukacji oraz ekonomii w zrównoważonym rozwoju, dywersyfikacji instrumentów finansowych oraz zwiększaniu konkurencyjności. Podkreślono znaczenie inwestycji w infrastrukturę, a nie wyłącznie w źródła energii.

Zainteresowanie budziły również panele o energetyce jądrowej. Dyskutowano o krajowym programie budowy wielkoskalowej elektrowni jądrowej, omawiając stopień skomplikowania tego procesu oraz rolę komunikacji, harmonogramu i specjalistycznej kadry. Podkreślono wagę bezpieczeństwa i badań materiałowych. Omówiono również status prac nad budową małych reaktorów SMR w Polsce, proces licencjonowania i wymiany doświadczeń z zagranicznymi partnerami. Zauważono jak wzrost świadomości społecznej w kwestii dekarbonizacji wpływa na akceptację inwestycji w energię jądrową, podkreślono wagę stabilności tego źródła energii i konieczność zapewnienia alternatywy dla energii węglowej.

Kolejnym poruszonym tematem była polska gospodarka wodorowa. Poza szerokim zakresem możliwości jakie daje wykorzystanie wodoru, zwrócono uwagę na wyzwania, jakie wiąże się z jego produkcją. Wśród nich wymieniono legislację, emisyjność w całym cyklu życia i łańcuchu dostaw, podkreślając że przyjęcie sprzyjającego prawa byłoby impulsem do realizacji celowanych projektów wodorowych.

Podkreślono wagę nadążania za dynamicznym rozwojem technologii i instrumentami finansowania inwestycji.

Podczas Kongresu Energetycznego po raz kolejny również doceniono rolę kobiet w branży energetycznej, która z roku na rok rośnie, wspierając konkurencyjność gospodarki. Coraz więcej wspaniałych ekspertek i liderki w swoich dziedzinach wnosi ogromny wkład w transformację energetyczną. Dla nich powstał projekt DISE, zatytułowany „Energia Kobiet”, który eksponuje wkład kobiet w rozwój sektora energetycznego. To przestrzeń dla kobiet nadających kierunek transformacji energetycznej, których praca poprzez zróżnicowanie kompetencji, niesablonowość i elastyczność, wnosi nową jakość do sektora energetycznego.

Już po raz trzeci na uroczystej gali Kongresu, kapituła konkursu spośród czterestu nominowanych wyłoniła cztery laureatki. W tym roku nagrody przyznano w kategoriach: Energia Przyszłości – Anna Szczodra, Partner at CEE, Head of Energy Law KPMG Group, Energia Rozwoju – Anna Striżyk, Dyrektor Departamentu Zarządzania Strategią i Rozwojem Grupy Enea, Energia Zmian – Agnieszka Okońska, Member of the Management Board (VP), Stoen Operator, oraz Nagroda Publiczności - Dorota Zawadzka-Stępiak, Dyrektor Biura Ochrony Powietrza i Polityki Klimatycznej Urzędu Miasta Stołecznego Warszawy.

Nagroda „Energii Kobiet” jest ukoronowaniem całego projektu i powstała, by podkreślić obecność oraz wkład kobiet w rozwój sektora energetycznego. To wyróżnienie dla kobiet nadających bieg transformacji energetycznej, które wnoszą nową jakość do całego sektora. Sukces Laureatek ma inspirować inne kobiety do sięgania po własne cele zawodowe i dodać im odwagi do budowania przyszłości polskiej energetyki.

Link do galerii <https://dise.org.pl/kongres/energia-kobiet-2023/>

Nagroda w Kategorii Energia Przyszłości



Anna Szczodra
Partner at CEE,
Head of Energy Law
KPMG Group

Nagroda w Kategorii Energia Rozwoju



Anna Striżyk
Dyrektor Departamentu
Zarządzania
Strategią i Rozwojem
Grupy Enea

Nagroda w Kategorii Energia Zmian



Agnieszka Okońska
Member of the Management
Board (VP),
Stoen Operator

Nagroda Publiczności



Dorota Zawadzka-Stępiak
Dyrektor Biura Ochrony
Powietrza i Polityki
Klimatycznej Urzędu Miasta
Stołecznego Warszawy



Fot. arch. DISE

Prelegenci byli zgodni, że działania wpisujące się w proces transformacji klimatyczno-energetycznej nie stoją w opozycji, a wręcz przyspieszają ożywienie gospodarki i zwiększanie odporności rynku energii, pomimo czasu kryzysu i rewizji modelu funkcjonowania systemu energetycznego. W ostatnim roku przyjęte zostały wyczekiwane przez branżę rozwiązania w zakresie m.in. cable pooling (zmiana definicji

hybrydowej instalacji OZE), linii bezpośredniej, prawnie zdefiniowany został odnawialny wodór i biometan. Z kolei, Polska jest coraz bardziej atrakcyjną przestrzenią biznesową dla inwestorów w zakresie projektów fotowoltaicznych i wiatrowych. W perspektywie 2030 r. w Polsce powstanie gospodarka wodorowa, sektor offshore i projekty w zakresie wielkoskalowej energetyki jądrowej i SMR. Jesteśmy świadkami

wielkich zmian, które określą model funkcjonowania sektora energetycznego na następne dziesięciolecie.

Link do galerii
<https://dise.org.pl/kongres/galeria/>

Dolnośląski Instytut Studiów
Energetycznych



Jerzy
Zagórski

Nadał zmiany w rankingu największych firm

W ub. roku na liście największych firm naftowych na świecie nastąpiły duże zmiany, jedynie ścisła czołówka pozostała stabilna. Rok był szczególny i podobnie można określić rok 2022. Nie brakowało wydarzeń wpływających zarówno na produkcję ropy jak i na dochody, ale były też decyzje nie związane wprost ze statystyką. W kwietniu br. rosyjski urząd statystyczny Rosstat wydał komunikat o zaprzestaniu publikowania informacji o stanie sektora naftowego, w tym danych o wydobyciu ropy i gazu. Spowodowało to swego rodzaju zniekształcenie listy, bo nie ma na niej ważnych producentów jak Gazprom, Lukoil i Rosneft zajmujących poprzednio 11, 13 i 19 miejsca.

W dalszym ciągu kurczy się lista firm amerykańskich, zamiast 150 jest ich tylko 85, co więcej

dla ostatniej brak danych o aktywach, produkcji i zasobach. Kilkanaście firm osiągnęło spektakularne wzrosty i awanse na liście OG150. Na czele jest Apache Corp. zajmujący teraz 15 miejsce ze wzrostem aktywów z 10288 mln USD do 14118 mln USD, dalej jest Chord Energy Corp. ze wzrostem z 3646 mln do 6631 mln USD i Sino Royalty Corp. ze wzrostem z 369,6 mln do 5170 mln USD. Na tegorocznej liście pojawiły się też 4 nowe firmy, ale zajmują miejsca daleko za czołową 50-tką, bo 49, 51, 69 i 77.

Tab. 1 obejmująca firmy z list OG150 i OG100 zestawiona jest według wielkości wydobycia ropy i obejmuje 25 pozycji. Koncerny z USA to ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips i Occidental, teraz dołączyło do nich EOG Resources. Kanadę reprezentują trzy firmy, które pojawiły się w rankingu w 2021 r. i utrzymują się w grupie 25.

Przyjmując za kryterium klasyfikacji wielkość aktywów, na pierwszym miejscu znajduje się Saudi Aramco z kwotą 664 mld USD, które jako jedyny z potentatów naftowych z Bliskiego Wschodu publikuje sprawozdania finansowe. Kolejne miejsca zajmują Shell 443 mld USD, Petrochina 384 mld USD i ExxonMobil 369 mld USD.

Rok 2022 był bardzo pomyślny dla koncernów naftowych m. in. ze względu na wysokie

ceny ropy – ropa WTI kosztowała ok. 95 USD/baryłkę – dzięki temu zyski osiągnęły bardzo wysoki poziom. Rekord w wysokości 160 mld USD znów należy do Saudi Aramco, ale inne wielkie koncerny również mają się dobrze, bo zysk Exxonu wyniósł 55 mld USD, zysk Petrobrasu 36 mld, Chevronu 35 mld, Equinoru 28 mld, Petrochina 24 mld, TotalEnergies i CNOOC 21 mld i ConocoPhillips 18 mld USD. Wyjątkiem jest BP, które wskutek wycofania się z Rosji odnotowało stratę.



Złoża litu w USA i Kanadzie

Transformacja energetyczna obejmuje również zmiany w transporcie, w tym wymianę pojazdów spalinowych na elektryczne. Stąd ważnym surowcem stały się pierwiastki rzadkie z litem na czele. Informacja z USA z czerwca ub. roku o badaniach nad możliwością odzyskiwania litu z zasolonych wód odpadowych po szczelinowaniu wzbudziła znaczne zainteresowanie. W listopadzie 2022 r. cena litu w Chinach przekroczyła 82800 USD za tonę. Dlatego wiadomości o odkryciu na pograniczu Nowej Anglii i Oregonu nowego złoża litu, które może zawierać od 20 do 40 mln t tego surowca zostały podchwyczone nie tylko przez portale górnicze, bo zasoby największego na świecie złoża litu

Tabela 1 Ranking największych firm naftowych na świecie w 2022 r. (według Oil&Gas Journal)

Miejsce	Miejsce w 2021 r.	Kraj	Firma	Wydobycie ropy w mln t	Wydobycie gazu w mld m ³	Zasoby ropy w mln t	Zasoby gazu w mld m ³	Aktywa w mln USD	Przychody w mln USD	Zysk netto w mln USD
1	1	Arabia Saud.	Saudi Aramco	572,8	109,7	30736,0	5713,9	664780	604366	16068
2	2	Irak	INOC	221,0	13,9	19722,6	3711,7	-	-	-
3	4	Kuwejt	KPC	134,4	13,9	13804,0	1782,9	-	-	-
4	5	Iran	INOC	126,8	262,1	28369,6	33967,1	-	-	-
5	3	Chiny	Petrochina	123,2	132,3	872,8	2078,7	384160	480831	24341
6	6	Brazylia	Petrobras	101,9	18,3	1211,8	262,1	187191	124474	36755
7	7	USA	ExxonMobil	100,5	60,9	1391,8	683,4	369067	413680	55740
8	9	Meksyk	Pemex	96,6	24,2	828,1	200,3	115264	133823	5615
9	17	Norwegia	Equinor	94,5	-	343,8	423,0	158021	150806	28744
10	13	Francja	TotalEnergies	75,3	69,8	777,4	681,8	303864	280999	21044
11	10	Holandia	Shell	74,8	88,7	636,5	1456,2	443024	139340	14680
12	12	USA	Chevron	70,7	73,0	662,3	814,0	257709	413680	35465
13	15	Chiny	CNOOC	65,1	20,5	589,3	253,7	133481	52400	21034
14	8	W. Brytania	BP	60,2	76,7	543,6	523,0	288120	248891	1357*
15	14	Nigeria	NNPC	56,4	44,3	5027,5	5909,4	-	-	-
16	16	Angola	Sonangol	56,4	5,5	346,8	128,9	-	-	-
17	18	USA	ConocoPhillips	55,5	23,5	519,5	248,1	93829	82156	18680
18	20	Algieria	Sonatrach	50,6	100,5	1659,2	4501,2	-	-	-
19	19	Kanada	CNResources	44,9	21,4	1527,8	384,6	56115	32489	8401
20	21	USA	Occidental	43,7	17,2	375,2	179,7	72609	37095	12504
21	23	Oman	PDC	42,2	38,7	730,7	672,6	-	-	-
22	22	Włochy	ENI	37,3	46,7	428,9	515,4	163177	139340	14680
23	24	Kanada	Suncor	36,6	0,1	568,5	0,1	62361	44909	6972
24	-	USA	EOG	32,6	15,8	381,6	243,1	41371	25702	7759
25	25	Kanada	Cenovus	31,8	9,0	777,4	62,1	41174	55123	8401

*strata w roku finansowym

w Boliwii wynoszą 21 mln ton. Firma górnicza zapowiada, że eksploatacja rozpocznie się już w 2026 r.

Złoże znajduje się na przełęczy Thacker w kalderze McDermitt. Powstała ona w miocenie i w wyniku wybuchu wulkanicznego została wypełniona zasadową magmą bogatą w sól, potas i lit. W tym rejonie jest kopalnia litu *Lithium America Corp.* należąca do giganta *Chinese Ganfeng Lithium*. Nowe złoże wymaga jednak odmiennego procesu technologicznego, aby wyodrębnić metal z ilów zalegających na dnie kaldery.

Niemal równoległe z informacjami o nowym złożu litu w USA napłynęły doniesienia z Kanady o wynikach badań geologicznych w Nowej Fundlandii, Ontario i Quebecu. Zachętą do tych prac było przyznanie przez rząd Kanady w listopadzie 2022 r. dotacji w wysokości 27 mln USD firmie *E3 Lithium* na projekt zakładów produkcji litu o zdolności 20 tys. t (koszt całej inwestycji wyniesie 87 mln USD).

Oprócz znanego wcześniej złoża Tanco odkrycia złóż litu dokonano w północnozachodniej części prowincji Ontario – w rejonie koncesji *Newland Lithium Property* znajdują się kolejne złoża, także w rejonie jeziora Georgia w granicach z muskowitem i w pegmatytach. Złoża określono jako "znaczące" nie podając bliższych szczegółów.

Obecnie w Kanadzie przygotowano 409 projektów dotyczących eksploatacji litu, z czego 2 są przygotowane do rozpoczęcia produkcji, a 15 jest w zaawansowanym stadium inwestycji. Budowa nowej kopalni litu *Snow Lake Lithium* trwa również w prowincji Manitoba.

Nowe zasoby mogą zmienić równowagę na globalnym rynku litu wpływając na cenę i bezpieczeństwo dostaw



Czy pojawi się nowy duży producent LNG?

W styczniu br. największym eksporterem LNG był Katar sprzedający 7,3 mln t, kolejne miejsca zajmowały USA (6,9 mln t), Australia (6,8 mln t), Rosja (2,65 mln t) i Malezja 2,45 mln t). Dwa lata wcześniej czołowym eksporterem była Australia. Ta grupa 5 producentów kontroluje 70% rynku gazu skroplonego.

Na konferencji w Houston poświęconej problemom gazu ziemnego w basenie permskim i perspektywom eksportu LNG dyskutowane były też projekty inwestycyjne z Meksyku. Są one na różnych etapach przygotowania, ale ich

realizacja może wprowadzić Meksyk do wspomnianej grupy największych producentów i eksporterów LNG. Bazę surowcową zapewniają zasoby gazu ziemnego w basenie permskim, który rozciąga się również na terytorium Meksyku.

Zaawansowany jest projekt firmy *Mexico Pacific* z Houston, która uzyskała zainteresowanie inwestorów i poparcie rządu Meksyku. Głównym udziałowcem odpowiedzialnym za projekt i realizację jest meksykańska firma *Saguaro Energia* posiadająca rozbudowaną infrastrukturę gazową. Projekt będzie podzielony na trzy etapy, w pierwszej fazie zbudowane zostaną 2 linie produkcyjne LNG o zdolności 9,4 mln ton skroplonego gazu rocznie. W fazie drugiej powstanie trzecia linia o zdolności 4,7 mln tpo zapewnieniu zapotrzebowania krajowego ci 4,7 mln ton rocznie i wreszcie w trzeciej fazie powstaną linie 4, 5 i 6 o zdolności 14 do 15 mln t rocznie. Jest to ogromna inwestycja o kosztorysie 14 mld USD, przewidująca, po zapewnieniu zapotrzebowania krajowego, stabilny eksport LNG w ciągu 12 lat. Już teraz *ConocoPhillips*, *ExxonMobil* i *Shell* zgłosiły gotowość zawarcia długoletnich kontraktów na dostawy gazu, co zwiększa szanse realizacji tego przedsięwzięcia.

Hub gazowy Waha w stanie Zacatecas będzie połączony 1000-kilometrowym gazociągiem Sierra Madre o zdolności przesyłowej 79 mln m³/d z terminalem Puerto Libertad w dolnej Kalifornii w stanie Sonora. W lipcu br. *Mexico Pacific* podpisało kontrakt z chińską firmą *Zhejiang Energy* jako generalnym wykonawcą projektu. Partnerami będą również *Bechtel*, *Baker Hughes*, *CFEnergy* i *Technip*.

Wszystkie firmy i instytucje zaangażowane w tej inwestycji podkreślają znaczenie otwarcia nowego szlaku dostaw LNG na rynki wschodniej Azji. Rejs gazowca z terminalu Puerto Libertad w Zat. Kalifornijskiej zajmie 36 dni eliminując konieczność przechodzenia przez Kanał Panamski i oszczędzając paliwo. Transport z terminalu w Zat. Meksykańskiej *via* Kanał Panamski zwiększa czas podróży o 30 dni. Armatorzy prześcigają się w obliczaniu i porównywaniu oszczędności w stawkach frachtu, kosztów paliwa, opłat portowych i innych kosztów pokazując korzyści z nowej trasy z zachodniego wybrzeża Ameryki do Azji.

Terminal w Puerto Libertad niewątpliwie otworzy nowe możliwości w obrocie LNG. Pozostaje tylko odpowiedź na pytanie, kiedy to nastąpi. *Saguaro Energia* planuje uruchomienie pierwszej instalacji produkcji gazu skroplonego w 2026-27.



Wielka Brytania rozpoczyna prace na złożu Rosebank

Odkryte w 2004 r. złoże ropy i gazu Rosebank o zasobach ocenianych na 40,8 mln t równoważnika ropy naftowej jest największą akumulacją złożową w ostatnich latach w brytyjskim sektorze Morza Północnego. Biorąc pod uwagę utrzymujący się od 20 lat spadek wydobycia ropy w W. Brytanii i uzależnienia od importu, możliwość uzyskania dodatkowej produkcji krajowej stała się dla rządu premiera Rishi Sunaka szansą na poprawę bilansu paliwowego i dodatkowe zatrudnienie w branżach zaopatrujących przemysł naftowy.

Wcześniejsze zobowiązania do ograniczenia poszukiwań i eksploatacji na Morzu Północnym podjęte 2021 r. w związku z Konferencją COP26 w Glasgow zostały przypomniane przez ekologów sprzeciwiających się nowej inwestycji. Jednak regulator poszukiwań *NSTA (North Sea Transition Authority)* 27 września br. wydał zgodę na projekt zagospodarowania złoża Rosebank przedłożony przez konsorcjum *Equinor* i *Ithaca Energy*.

Złoże Rosebank znajduje się 130 km na NW od Szetlandów na wodach o głębokości 1100 m, w obrębie koncesji P1026, P1191 i P1272. Pierwsze wiercenie do głębokości 2743 m stwierdziło w piaskowcach eoceńskich interwał złożowy o miąższości 24 m z lekką ropą API 37°. Uzyskano przyływ w ilości 950m³/dobę.

Udostępnianie złoża rozpocznie się w II kwartale od wierceń z platformy *Deepsea Atlantic* – 7 otworów w bezpośrednim sąsiedztwie złoża i 4 dodatkowe. Eksploatacja będzie prowadzona z otworów podwodnych połączonych z jednostką FPSO *Petrojarl Knarr* zakontraktowaną na 9 lat z opcją przedłużenia do 25 lat. Ropa będzie przewożona tankowcami do rafinerii, natomiast gaz będzie przesłany do Szkocji gazociągiem West of Shetland.

Zgoda na projekt Rosebank została wydana w porozumieniu z rządem brytyjskim uwzględniając wymagania wynikające z ustawy North Sea Transition Deal i dotyczące najniższego poziomu emisji w czasie eksploatacji. Zapewnić ma to zaprojektowany do elektryfikacji statek FPSO, a także zasilanie platform wiertniczych energią elektryczną z ładu.

Kosztorys fazy I projektu *Equinoru* określono na 3,8 mld USD, natomiast całość inwestycji przewidzianych w okresie eksploatacji złoża szacuje się na 8,1 mld GBP, co stanowić będzie poważny impuls dla przemysłu brytyjskiego, ponieważ 78% zamówień będą realizować firmy krajowe. Głównym wykonawcą będzie firma *Technip FMC* z Newcastle. Przybędzie 1600

nowych miejsc pracy, ponadto 450 osób będzie zatrudnionych do obsługi platform i instalacji wydobywczych.

Na znaczenie złoża Rosebank dla gospodarki brytyjskiej zwróciła uwagę minister energii Claire Coutinho mówiąc, że po pełnym rozpoznaniu mogą to być potencjalne zasoby rządu 68 mln t ropy, które dostarczą 8% ropy dla UK.



Wydobycie ropy z basenu permskiego w USA rośnie

Agencja Informacji Energetycznej (EIA) przekazuje rekordowe dane o rosnącym wydobywaniu ropy w basenie permskim powiększające wydobywanie krajowe. Wynik z III kwartału br. w ilości 1800 tys. t/d niemal dorównuje rekordowi 1768 tys. t/d z listopada 2019 r. Ten rezultat uzyskano mimo niekorzystnej tendencji w kontraktach wiertniczych. Przedsiębiorcy zmniejszają przyszłe zamówienia na urządzenia o 20%, ponadto liczba czynnych urządzeń w ostatnim tygodniu września zmniejszyła się o 5. Z kolei wykupienie przez ExxonMobil firmy Pioneer Natural Resources zapowiada powstanie w basenie permskim nowego dużego producenta. W 2022 r. Pioneer zajmował 6 miejsce na liście OGJ 150 z wydobywaniem 25,4 mln t ropy.

Większe wydobywanie w USA może wspomagać rynek światowy zmniejszając niedobory powstałe w wyniku ograniczenia produkcji ropy w Arabii Saudyjskiej i Rosji. Zapotrzebowanie krajowe prawdopodobnie nie wpłynie hamująco na eksport. Agencja Informacji Energetycznej USA (EIA) prognozuje wydobywanie ropy w IV kw. br. na 1,9 mln t/d.



Ostateczne zakończenie eksploatacji złoża Groningen

Kryzys gazowy nieco opóźnił koniec wydobywania gazu z największego lądowego złoża w Europie zaplanowanego na koniec 2022 r. jednak 1 października br. Definitywne wstrzymanie produkcji gazu nastąpiło jednak 1 października br. Rozpoczął się etap porządkowania terenu. Usuwane będą wszystkie instalacje naziemne, zdejmowana będzie warstwa skażonego gruntu, miejscami do 3 m i przywracanie do użytkowania rolniczego. Należy też zlikwidować ok. 300 odwiertów.

Złoże Groningen odkryto w 1959 r. Horyzontem złożowym są piaskowce czerwonego spągowca zalegające na głębokości od 1000 do 3000 m. Zasoby wydobywalne oszacowano na 2,7-2,8 bln m³. Wydobywanie gazu rozpoczęto w 1963 r., więc październikowe zamknięcie zakończyło 60-letni okres zasilania holenderskiej gospodarki w gaz ziemny, a budżetu najpierw w guldeny, a później w euro. Oblicza się, że przychody holenderskiego operatora NAM (*Der Nederlandse Aardolie Maatschappij*) oraz Shella i ExxonMobil w okresie eksploatacji wyniosły 428 mld euro.

Intensywna eksploatacja gazu wywoływała protesty okolicznych mieszkańców z powodu osiadania terenu i lokalnych wstrząsów. W ostatnich latach stopniowo ograniczono wydobywanie gazu, jednak niewielkie trzęsienia nie ustawały i wreszcie parlament w 2018 r. zdecydował o zamknięciu złoża.

Przypadek zrządził, że ostatni wstrząs o sile 1,9 w skali Richtera zarejestrowano 1 października w rejonie Hooghalen w pobliżu złoża Eieveld.

Jerzy Zagórski

Źródła: Bloomberg, Equinor, Hart Energy, IEA, Mexico Pacific, Mining Technology, NAM, Offshore, Oil & Gas Journal, OPEC, Petrobras, Reuters, Shell, World Oil



Więcej gazu z Norwegii – Grupa ORLEN uruchomiła wydobywanie ze złoża Tommeliten A pół roku przed zakładanym terminem

Grupa ORLEN rozpoczęła eksploatację złoża Tommeliten A na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zapewni to koncernowi dodatkowe 0,5 mld metrów sześciennych gazu ziemnego rocznie, który będzie dostarczany do kraju za pomocą gazociągu Baltic Pipe. Eksploatację Tommeliten A uruchomiono pół roku wcześniej niż przewidywał harmonogram, dzięki czemu wydobywany ze złoża gaz wzmocni bezpieczeństwo energetyczne kraju jeszcze w tym sezonie grzewczym.

– Tommeliten A to jeden z największych projektów inwestycyjnych Grupy ORLEN na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Nie tylko

ze względu na wielkość zasobów, ale także fakt, że jesteśmy największym udziałowcem tego złoża. Uruchomienie eksploatacji Tommeliten A oznacza dla Grupy ORLEN skokowy wzrost produkcji gazu, o 0,5 mld m sześć. rocznie. Przybliżyło to nas do realizacji strategicznego celu, jakim jest podwojenie wydobycia w Norwegii do poziomu 6 mld m sześć. gazu rocznie. Wzrost wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym jest jednym z priorytetów Grupy ORLEN, aby zapewnić nieprzerwane dostawy surowców potrzebnych polskiej gospodarce. Dzięki dobrej współpracy naszej norweskiej spółki z pozostałymi udziałowcami złoża udało się przyspieszyć rozpoczęcie eksploatacji Tommeliten A o prawie sześć miesięcy. To duży sukces, który świadczy o wysokich kompetencjach koncernu w realizacji projektów wydobywczych i ma istotne znaczenie dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski – mówi Daniel Obajtek, Prezes ORLEN.

Grupa ORLEN, poprzez spółkę zależną PGNIG Upstream Norway AS (PUN), posiada ponad 42 proc. udziałów w Tommeliten A. Zasoby złoża oceniane są na 120-180 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej, z czego udział Grupy ORLEN wynosi 50-76 mln baryłek ekwiwalentu ropy, w tym 6-9 mld m sześć. gazu. Docelowo produkcja z Tommeliten A będzie prowadzona z wykorzystaniem 11 otworów i dostarczana za pomocą podgrzewanego rurociągu do infrastruktury na koncesji PL 018, skąd po dalszym uzdatnieniu będzie transportowana dalej. PL 018 jest obecnie jednym z najważniejszych hubów produkcyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym a znajdujące się na nim instalacje zostały zmodyfikowane na potrzeby odbioru produkcji z Tommeliten A.

Uruchomienie eksploatacji złoża Tommeliten A jest jednym z dziewięciu projektów inwestycyjnych zainicjowanych przez Grupę ORLEN w ostatnich dwóch latach, w celu zwiększenia produkcji gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zgodnie ze Strategią ORLENU do końca 2030 r. wzrośnie ona do 6 mld m sześć. gazu rocznie z 3,5 mld m sześć. w roku ubiegłym. Przyczyni się to do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski, ponieważ gaz produkowany w Norwegii jest przesyłany do Polski gazociągiem Baltic Pipe. ORLEN zarezerwował w nim ponad 8 mld m sześć. przepustowości rocznie i planuje, aby jak największa część surowca transportowanego tą drogą pochodziła z własnego wydobycia. W 2030 roku będzie mogła ona wypełnić nawet 75 proc. zarezerwowanej przepustowości tego gazociągu.

Biuro prasowe ORLEN S.A.



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



VIII Posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG

12 października 2023 r. w Krakowie odbyło się w trybie hybrydowym VIII posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG. W posiedzeniu oprócz członków Zarządu wzięli również udział zaproszeni goście: Marzena Majdzik – przewodnicząca Głównej Komisji Rewizyjnej SITP NiG, Jolanta Likus – dyrektorka BZG, Małgorzata Kozdrój – główna księgowa SITP NiG, Stanisław Szafran – Przewodniczący Rady Seniorów. Moderatorem spotkania była kol. Dominika Bernaś z Biura Zarządu Głównego SITP NiG.

Posiedzenie poświęcone było omówieniu bieżącej działalności Stowarzyszenia, zatwierdzeniu stosownymi uchwałami: założeń do prowizorium budżetowego SITP NiG na 2024 rok, wysokości składek członków wspierających w roku 2024, wysokości zapomogi przyznawanej przez Komisję Pomocy Koleżeńskiej, a także nadania odznak honorowych SITP NiG zasłużonym członkom stowarzyszenia i wystąpienie o nadanie odznak honorowych do NOT.

Przedmiotem obrad były również organizacja XIV Kongresu Naftowców i Gazowników oraz przeprowadzenie kampanii wyborczej i zwołanie XLIII Walnego Zjazdu Delegatów SITP NiG w 2024 r.

Informacje dotyczące działalności Stowarzyszenia między poprzednim posiedzeniem w dniu 16 marca 2023 r., a obecnym przedstawił kol. Janusz Pudło, Sekretarz generalny SITP NiG. Poinformował zebranych, że otrzymaliśmy dotację z Fundacji Orlen, która zostanie przeznaczona na organizację wydarzeń w 2023 r.: Forum Młodzieży; III Konferencji Historycznej oraz Spotkań Seniorów w Oddziałach SITP NiG. Podjęte zostały działania zmierzające do przygotowania XIV Kongresu Naftowców i Gazowników – przygotowanie harmonogramu kongresu; zebranie ofert dotyczących jego organizacji; spotkania i rozmowy z Biurem Organizacji Kongresów Jordan i przedstawicielami Orlen SA; przygotowanie sponsoringowego do Orlen SA; przygotowanie



VIII Posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG w dniu 12 października 2023 r.

pism z zaproszeniem do udziału i sponsoringu do firm branżowych. Na wniosek Prezesa SITP NiG członkowie Zarządu stosowną uchwałą zatwierdzili organizację kongresu wspólnie z Wydziałem Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH.

Kolejnym punktem posiedzenia było omówienie projektu założeń do prowizorium budżetowego stowarzyszenia na rok 2024, który przedstawił K. Knap – Skarbnik SITP NiG. Założenia zostały zarekomendowane przez Komisję Finansowo-Budżetową do przyjęcia przez Zarząd Główny. Przy omawianiu projektu skarbnik zaproponował wprowadzenie zmiany dotyczącej podziału składki członków wspierających pozyskiwanych przez Oddziały. Zmiana została zaakceptowana przez zebranych i po jej wprowadzeniu Zarząd jednogłośnie przyjął stosowną uchwałą założenia do prowizorium budżetowego na rok 2024.

Członkowie Zarządu Głównego zatwierdzili również przebieg kampanii wyborczej w Kołach i Oddziałach SITP NiG oraz termin i miejsce XLIII Walnego Zjazdu Delegatów (14-15.11.2024 r. w Krakowie)

W dalszej części posiedzenia podjęto uchwały dotyczące członków wspierających: wysokości składki członków wspierających, skreślenia z listy członkowskiej Spółki Orlen Południe SA na skutek złożonej na piśmie rezygna-

cji z członkostwa; a także wysokości zapomogi przyznawanej przez Główną Komisję ds. Pomocy Koleżeńskiej ZG SITP NiG w roku 2024.

Na wnioski Zarządu Oddziału w Gdańsku, pozytywnie zaopiniowane przez Komisję ds. Odznaczeń i Tytułów Honorowych, Zarząd Główny podjął uchwały nadające Honorowe Odznaki SITP NiG członkom Oddziału oraz akceptujące wystąpienie do Zarządu Głównego FSNT NOT o nadanie Odznak Honorowych NOT. Przyznano 6 srebrnych i 16 złotych Odznak Honorowych SITP NiG, i zaakceptowano wystąpienie do FSNT NOT o przyznanie 4. złotych i 5. srebrnych Odznak Honorowych NOT.

W punkcie „Sprawy wniesione i wolne wnioski” omówiono propozycję FSNT NOT zwiększenia składki członkowskiej wnoszonej do Federacji przez zrzeszone stowarzyszenia. Sama propozycja podniesienia składki przyjęta została ze zrozumieniem, natomiast jej skala nie uzyskała akceptacji. Proponowana wysokość dwukrotnie przewyższałaby płaconą obecnie przez nas składkę. Zdecydowano o przedstawieniu na piśmie naszego stanowiska Radzie Krajowej Federacji: podniesienie składki w części stałej do kwoty 1500 zł i w części ruchomej do 0,48 zł.

Na tym zakończono VIII posiedzenie Zarządu Głównego.

Jolanta Likus

Branża Oil & Gas w obliczu transformacji energetyczno-społecznej

Podsumowanie 24. World Petroleum Congress

World Petroleum Congress to wyjątkowa platforma do wymiany doświadczeń i pogłębiania wiedzy w zakresie zaawansowanych technologii i najnowszych osiągnięć sektora energetycznego. Poza stroną techniczną, skupia się także na pozostałych aspektach przemysłu: zrównoważonym zarządzaniu, jego oddziaływaniem społecznym, gospodarczym i środowiskowym. Co 3 lata gromadzi przedstawicieli przeszło 100 krajów.

Każdorazowo program wydarzenia oraz lista prelegentów są przygotowane w taki sposób, aby wywołać żywą dyskusję nt. wyzwań z jakimi boryka się aktualnie branża, oraz potencjalnych rozwiązań.

24. edycja World Petroleum Congress odbyła się w dniach 18-22 września 2023 roku w Calgary, Kanada. Jedną z największych na świecie konferencji z branży naftowej organizowaną przez WPC Energy była przełomowa pod względem zmiany nazwy i strategii samej organizacji, ogłoszonej po dwóch latach przygotowań. Zmiana ta była mocno widoczna podczas całego wydarzenia, którego motywem przewodnim była transformacja energetyczna i droga do neutralności klimatycznej. Program paneli dyskusyjnych, część wystawowa, czy pre-



Fot. arch. SITPNIg

zentacje techniczne dotyczyły sposobów transformacji oraz nowych projektów realizowanych przez firmy i rządy na całym świecie.

Głównymi technologiami, które wydają się mieć najwyższy potencjał według firm obecnych na kongresie są wszelakie rozwiązania wodoro- we dla transportu i przemysłu. Planowane jest również zastosowanie paliw alternatywnych (biopaliw lub paliw syntetycznych) oraz sekwestracja dwutlenku węgla (CCUS). Zaskoczeniem

był brak obecności firm pracujących nad energią geotermalną, która w dużej mierze bazuje na wiedzy i doświadczeniu firm naftowych.

Śluchając wypowiedzi prezesów największych światowych koncernów energetycznych nie miało się jednak wrażenia, że ropa naftowa, gaz oraz produkty pochodne szybko zostaną zapomniane. Wręcz przeciwnie – wydobycie surowców oraz ich wykorzystanie nadal będą kontynuowane po roku 2050, zmieni się jednak ich główne przeznaczenie. Założenia przewidują redukcję zużycia węglowodorów jako paliw i nośników energii, jednak planowana jest ich dalsza aplikacja w przemyśle petrochemicznym czy kosmetycznym.

Zasadnicza zmiana podejścia dotyczy również redukcji, bądź całkowitego wyeliminowania emisji generowanych podczas eksploatacji i przetwarzania węglowodorów.

Przytaczając słowa prezesa Saudi Aramco, Amina Nassera, świat powinien zjednoczyć się w wyznaczeniu lepszych, bardziej realistycznych, planów transformacji energetycznej, aby osiągnąć cele klimatyczne.

Śluchając wypowiedzi branżowych ekspertów można wyciągnąć wnioski, że brak jest idealnego, jednego rozwiązania, które można zastosować we wszystkich regionach świata czy przedsiębiorstwach. Każdy z graczy musi przeanalizować dostępne technologie oraz dostosować je do własnych potrzeb i możliwości. Gruntowne zmiany wymagają czasu. Wciąż pozostaje wiele pytań i wątpliwości, np. odnośnie



Fot. arch. SITPNIg



Fot. arch. SITPNiG

tego w jaki sposób do dekarbonizacji powinny podejść kraje słabo rozwinięte. Transformacja energetyczna wymaga równoległych, skumulowanych działań w obszarach regulacji, edukacji/zmiany nawyków konsumenckich oraz rozwoju i implementacji technologii.

Przed oficjalnym rozpoczęciem konferencji przedstawiciele Polskiego Komitetu WPC Young Professionals wzięli udział w spotkaniu z innymi narodowymi komitetami oraz Zarządem WPC Energy, gdzie podsumowali poprzednią kadencję oraz dyskutowali o tym w jaki sposób zachęcić młodych ludzi do

zainteresowania się branżą energetyczną, w szczególności sektorem naftowo-gazowniczym. Wyraźnym problemem obserwowanym w większości regionów świata jest spadające zaangażowanie młodszych pokoleń oraz mylne, często negatywne, wyobrażenie na temat systemu energetycznego.

Silne zaangażowanie nowej generacji jest kluczowe nie tylko dla transformacji energetycznej, lecz także w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Istotne jest propagowanie wśród społeczeństwa, w tym młodzieży, wiedzy na temat szerokiego zastosowania

produktów ropopochodnych oraz realnych możliwości rozsądnej transformacji energetycznej. Dla studentów oraz młodych profesjonalistów rozpoczynających karierę zawodową kluczowe będzie odpowiednie dostosowanie swoich umiejętności do zmieniającego się rynku pracy.

Kongres był dużym sukcesem, a kanadyjski komitet narodowy zorganizował niesamowite wydarzenie, zarówno pod względem merytorycznym jak i kulturowym. Dla członków sekcji Young Professionals przewidziano dodatkowe elementy programu, takie jak np. panele dyskusyjne czy sesje networkingowe. Ponadto przeprowadzono warsztat pt. „Net-Zero Emissions Pathways x Young Professionals”, gdzie uczestnicy podzieleni na 5-osobowe zespoły dostali za zadanie opracowanie strategii osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku. Wyniki prac zostały zaprezentowane i poddane dyskusji, a następnie ocenione przez jury, w skład którego wchodziłi doświadczeni eksperci, przedstawiciele przemysłu. Warto zaznaczyć, iż grupy do których przydzielono reprezentantów z ramienia Polskiego Komitetu WPC Young Professionals wygrały obydwie nagrody przyznawane w konkursie.

Zwyczajem lat ubiegłych w trakcie kongresu ogłoszono gospodarza kolejnego sympozjum zaplanowanego na 2026 rok, którym będzie Arabia Saudyjska.

Patryk Bijak



Fot. arch. SITPNiG



Fot. arch. SITPNiG

Sprawozdanie z Seminarium Naukowo-Technicznego

27 oraz 28 października 2023 roku w Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii WGGiOŚ, AGH w Miękinii, Komisja ds. Młodzieży SITPNiG zorganizowała Seminarium Naukowo-Techniczne, promujące wśród młodych członków SITPNiG oraz uczniów techników naftowych działalność w Stowarzyszeniu SITPNiG oraz w sekcji Young Professional.

W seminarium uczestniczyło 36 osób, w tym 16 uczniów ze szkół średnich w Krakowie i Krośnie, 8 młodych członków SITPNiG, delegaci Zarządu Głównego, w tym wiceprezes SITPNiG kol. Jan Artymiuk, Sekretarz Generalny SITPNiG kol. Janusz Pudło, Prezydium Komisji ds. Młodzieży SITPNiG w osobach kol. Edyta Stopyra, kol. Miłosz Muzyka, kol. Albert Złotkowski, władze Oddziału Krakowskiego, w tym w-ce Przewodniczący kol. Albin Wojnar i Członek Sądu Koleżeńskiego SITPNiG kol. Czesław Rybicki, przedstawiciele Biura Zarządu Głównego SITPNiG kol. Jolanta Likus oraz kol. Dominika Bernaś. Osobą odpowiedzialną za prowadzenie obrad był kol. Albert Złotkowski.

Seminarium rozpoczęło się od powitania zgromadzonych gości i przedstawienia zarysu harmonogramu dwudniowego spotkania. Na wstępie głos zabrał Sekretarz Generalny SITPNiG, kol. Janusz Pudło, który powitał zgromadzonych gości oraz nakreślił cel Seminarium. Podziękował również gospodarzom, tj. Władzom Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, za możliwość zorganizowania spotkania w ośrodku w Miękinii. Następnie głos zabrał przedstawiciel gospodarzy ośrodka, kol. Dr hab. inż. Henryk Sechman, Prof. AGH. W kilku słowach zaprezentował historię ośrodka oraz jego misję. Wyraził przekonanie, iż wszyscy uczestnicy z przyjemnością zapamiętają pobyt w Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii WGGiOŚ, AGH w Miękinii.



Fot. Dominika Bernaś

Zgodnie z przygotowanym harmonogramem, po słowie wstępnym nastąpiło oprowadzenie uczestników Seminarium po laboratoriach i instalacjach ośrodka, po czym gości zaproszono na posiłek.

W kolejnym punkcie spotkania odbył się pierwszy panel, podczas którego głos zabrali przedstawiciele Młodych Profesjonalistów (Young Professional), tj. kol. Piotr Kiezbak, kol. Edyta Stopyra oraz kol. Kornelia Kamińska. Przedstawili oni zarys działalności swojej grupy, wygłosili sprawozdanie z uczestnictwa w 24 Kongresie WPC oraz zachętili do uczestnictwa w działaniach, w ramach promowanej przez siebie grupy. Przedstawili swoje dotychczasowe osiągnięcia oraz plany na przyszłość.

W kolejnym punkcie programu głos zabrał Pan Janusz Dańda, Członek Zarządu UOS DRILLING S.A. Przedstawił on aktualną sytuację w Polskim przemyśle wiertniczym. Wyraził przekonanie, że na rynku pracy cały czas brakuje młodych i zdolnych osób, gotowych do podjęcia pracy w szeroko rozumianym przemyśle naftowym. Do słów Pana Janusza Dańdy odniósł się kol. Piotr Kiezbak, nakreślając nieustanne zapotrzebowanie rynku pracy na młodych i zdeteterminowanych sukcesu specjalistów branży Oil and Gas.

W odpowiedzi na zakomunikowane aktualności, ze świata przemysłu naftowo-gazowego ulegającego transformacji, w imieniu Pani Joanny Kubit, Dyrektora Zespołu Szkół Naftowo-Gazowych w Krośnie, głos zabrał przewodniczący Samorządu Uczniowskiego, który w imieniu koleżanek i kolegów z ław szkolnych wyraził wdzięczności i podziękowanie za możliwość uczestniczenia w Seminarium. Wyraził również głębokie zainteresowanie ofertą pracy dla osób bezpośrednio zajmujących się udostępnieniem i wydobywaniem węglowodorów, ale również szeroko rozumianą logistyką, bez której ten sektor gospodarki nie mógłby istnieć.

Podsumowując pierwszy panel głos zabrał wicedyrektor Zespołu Szkół Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Krakowie, Pan Witold Tama. Zasygnalizował, że właściwe kształcenie młodych kadr jest możliwe tylko dzięki odpowiedniemu zapleczu dydaktycznemu oraz wsparciu zakładów przemysłowych, które później są beneficjentami młodych specjalistów, poszukiwanych i chętnie zatrudnianych w celu zachowania sztafety pokoleniowej pracowników w firmach wiertniczych i wydobywczych.

Następnie uczestnicy Seminarium udali się na przerwę kawową, gdzie w kularach indywidualnie wyrażano swoje spostrzeżenia i opinie.



Fot. Dominika Bernaś



Fot. Dominika Bernaś

Drugi panel rozpoczęto od zapowiedzenia prelegenta, kol. Prof. Dr hab. inż. Czesława Rybickiego, który do zgromadzonych wygłosił referat pt: „Wodór paliwem przyszłości?”, w którym nawiązał do zalet i problemów technicznych wykorzystania tego paliwa.

Wygłoszony referat zainicjował ożywioną dyskusję oraz przedstawienie swoich odczuć, przez wiceprzewodniczącego Oddziału SITPniG Kraków, kol. Albina Wojnara. Między innymi w swoim przemówieniu nawiązało on do połączenia tradycji z nowoczesnością, której patronem i nieustannym mecenasem pozostaje SITPniG.

Kolejno głos zabrał Sekretarz Generalny SITPniG, kol. Janusz Pućło, który podziękował za znakomite przygotowane spotkanie, edukacyjny przekaz do młodzieży oraz kapitalną atmosferę seminarium.

Ostatnim punktem programu części audytoryjnej było wystąpienie kol. Dr inż. Alberta Złotkowskiego, przewodniczącego Komisji ds. Młodzieży SITPniG, który wykorzystując historie i tradycje Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH aktywizował młodzież ze szkół średnich do wzięcia we własne ręce odpowiedzialności za



Fot. Dominika Bernas

swoją przyszłość i zaplanowania już teraz własnego rozwoju. Na koniec zachęcił do licznego wstępowania w szeregi SIPniG, jak także kontynuowania edukacji w murach AGH oraz rywalizowania o trofeum Honorowej Szpady SITPniG.

Po części oficjalnej Seminarium rozpoczęło się spotkanie towarzyskie, podczas którego w kameralnych gremiach toczono rozmowy o aktualnych problemach związanych z transformacją branży Oil and Gas. Omówiono dalsze

działania mające na celu aktywne promowanie działalności młodych członków SITPniG.

Seminarium Naukowo-Techniczne zakończyło się śniadaniem, po którym podsumowano spotkanie i zakończono imprezę.

Albert Złotkowski
Przewodniczący Komisji
ds. Młodzieży SITPniG

ZAPROSZENIE NA SEMINARIUM

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego Oddział w Krakowie zaprasza na seminarium, które odbędzie się dnia **15 listopada 2023 roku (środa)**

w godzinach 16:00 - 17:00 w budynku A-4, sala nr 3.

W trakcie seminarium (wstęp wolny) zostanie przedstawiony referat Pani:

dr hab. inż. Joanny Jaworek-Korjakowskiej, prof. AGH

Dyrektor Centrum Doskonałości Sztucznej Inteligencji AGH

Z-ca Kierownika Katedry Automatyki i Robotyki | <http://kair.agh.edu.pl>

Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Laboratorium Systemów Wizyjnych | Machine Vision Group | <http://mdig.agh.edu.pl>

pt.: **Przyspieszając przyszłość motoryzacji:**

AGH Drive Open Dataset i rola sztucznej inteligencji w autonomicznych pojazdach

Zarząd Oddziału SITPniG w Krakowie
Zarząd Koła SITPniG przy Wydz. WNiG AGH

III Międzynarodowa Konferencja

**Polski przemysł naftowy i gazowniczy (do 1939 r.)
Ludzie – biografie znane i nieznane, 29-30 listopada, Bóbrka**



UNIwersytet Komisji Edukacji Narodowej
w Krakowie



100 lat od powstania żurawia wiertniczego „Bitków” (Część I)



Czesław
Rybicki

Wprowadzenie

Od czasu kiedy Ignacy Łukasiewicz wynalazł metodę otrzymania ropy, która oświetliła świat rozpoczęła się era poszukiwań surowca jakim była ropa naftowa. Najpierw kojarząc naturalne wycieki ropy z budową geologiczną jak grzyby po deszczu powstawały kopanki na terenie jeszcze działającej do dzisiaj kopalni ropy naftowej w Bóbrce i terenie Muzeum Naftowego. Były to wyrobiska ręcznie wykonywane obudowywane drewnianymi deskami. Miały one głębokość kilku, kilkunastu a nawet kilkudziesięciu metrów. Głębokość tych wyrobisk uwarunkowana była możliwościami dostarczania powietrza do pracujących na dole ludzi.

Z chwilą kiedy zaczęła się rozwijać geologia (nauka o Ziemi) stwierdzono, że warstwy skalne o większej zawartości ropy naftowej i większych możliwych wydajnościach znajdują się głębiej, zrodziła się potrzeba wiercenia głębszych otworów. Okazało się, że dobrym sposobem drążenia tych otworów jest metoda uderowa.

Krótką charakterystyką rozwoju techniki uderowej

Początkowo otwory były wiercone uderowo metodą ręczną. Widok takiego urządzenia pokazano na rysunku 1.

Jak widać z Foto. 1 elementami składowymi tego urządzenia są:

- drewniany trójnóg 1 wraz krążkiem linowym 2 zamocowanym w górnej części, oraz pomostami manewrowymi 3.
- bęben linowy wraz kołem obracającym siłą ludzkich mięśni 4
- drewniany wahacz 5 podparty na konstrukcji drewnianej na jednym końcu którego jest uchwyt ręczny do podnoszenia narzędzia wiertącego, na drugim uchwyt do podwieszenia zestawu wiertącego (tzw. warsztatu),
- hamulec drewniany 6 pozwalający na kontrolowane opuszczanie do otworu narzędzia wiertącego lub łżyki do wyciągania zwiercin.
- zestaw wiertący tzw. warsztat wiertniczy 7.

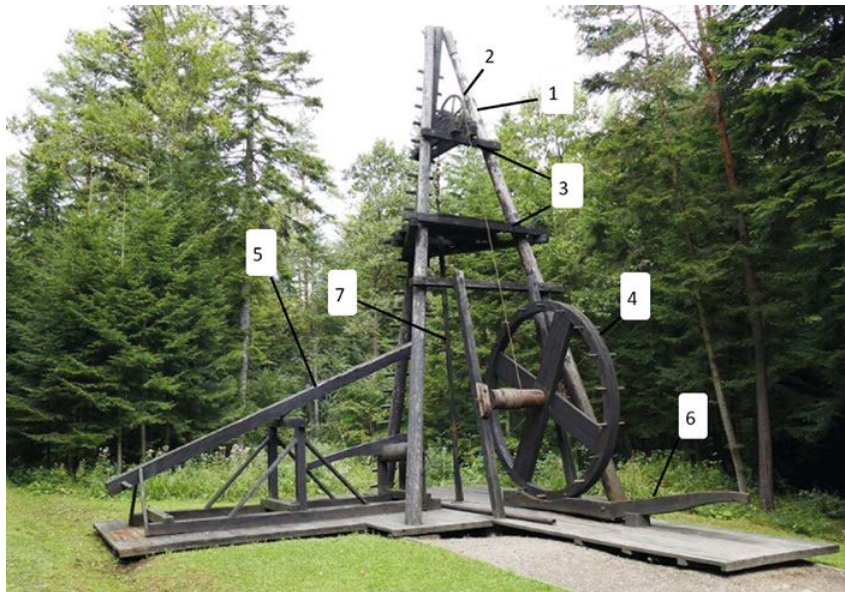
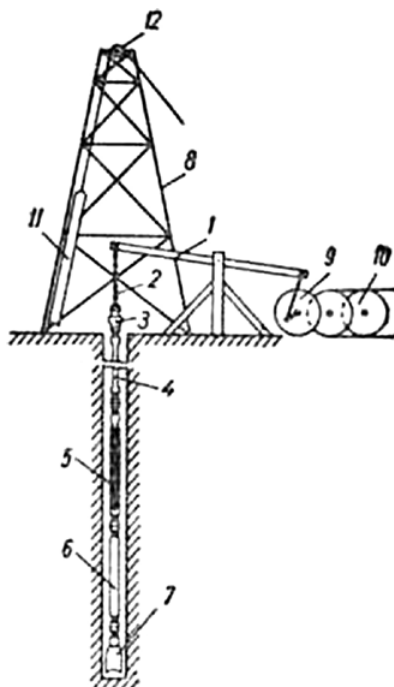


Foto. 1. Widok zrekonstruowanego urządzenia do wiercenia otworów ręczną metodą uderową [5]

Z chwilą kiedy została do użycia wprowadzona maszyna parowa a potem silnik spalinowy a po nim silnik elektryczny, napęd wahacza oraz bębna wyciągowego był napędem mechanicznym.

Na rys. 1 pokazano schemat kinematyczny urządzenia do wiercenia metodą uderową na żerdziach sztywnych (system kanadyjski)



Rys.1. Układ kinematyczny urządzenia wiertniczego do wierceń na przewodzie sztywnym typu kanadyjskiego [3]
1 – wahacz, 2 – popuszczadło, 3 – klucz do obracania przewodem, 4 – przewód wiertniczy, 5 – nożyce, 6 – obciążnik, 7 – świder, 8 – wieża wiertnicza, 9 – bęben wielokrążkowy, 10 – bęben łżykowy, 11 – łżyka, 12 – wielokrążek stały

Wiercenie otworów metodą uderową na przewodzie sztywnym (żerdziach) wymagało początkowo ręcznego obracania przewodem przed każdym uderem bowiem świder używany do wiercenia ma kształt płaski a otwór musi być okrągły. Później tą funkcję spełniały nożyce wolnospadowe Fabiana. Dodatkowo warsztat wiertniczy był wyposażony w rozszerzacz lub konstrukcja świdra pozwalała na wiercenie otworu o średnicy większej niż jego średnica. Wiercenie otworu o większej średnicy było i jest spowodowane koniecznością zapuszczenia do otworu rur okładzinowych dla zachowania jego stabilności oraz zamknięcia innych horyzontów. Rury okładzinowe są zapuszczane początkowo o większej średnicy (tak jest rurowany pewien odcinek otworu), w miarę głębienia otworu zapuszczana jest kolejna kolumna o mniejszej średnicy. Rury okładzinowe w wierceniu uderowym nie są cementowane, natomiast są stawiane na wcześniej przygotowanej o otworze warstwie łu.

W miarę zwiększania się głębokości otworów wiertniczych żuraw kanadyjski okazywał się coraz mniej sprawny. Powodem tego był mały postęp wiercenia i duża strata czasu na zapuszczanie i wyciąganie przewodu. Stąd też, wynikała dążność do zastąpienia żerdzi liną wiertniczą, zwłaszcza po udanych wierceniach w Bitkowie.

Urządzenia wiertnicze uderowe na przewodzie elastycznym linowym, tzw. system pensylwański, są efektem dużego postępu technicznego w pracach wiertniczych. Istotą tego postępu było zastąpienie sztywnego przewodu żerdziowego, łączącego świder z wahaczem,

przewodem elastycznym linowym, co w dużym stopniu zapobiegło odlamywaniu się narzędzia wiertniczego od przewodu wiertniczego oraz umożliwiło:

- zwiększenie prędkości wyciągania przyrządu wiertniczego, związanego z wymianą świdra i z usuwaniem zwiercin;
- zmniejszenie ciężaru przewodu wiertniczego (lina jest lżejsza od żerdzi), przez co możliwe było zwiększenie ciężaru świdra (lepszy efekt wiercenia) przy tej samej mocy napędowej;
- lepszą organizację robót przez wyeliminowanie czynności rozkręcania i skręcania żerdzi w przewodzie wiertniczym,
- wykorzystanie skrętności liny dla obracania warsztatem wiertniczym dzięki zastosowaniu pasterki.

Wymienione zalety dają oszczędność czasu i zmniejszają pracochłonność poszczególnych operacji, dlatego wiercenia udarowe na przewodzie linowym znalazły duże zastosowanie początkowo we wszystkich gałęziach przemysłu przy poszukiwaniu surowców stałych, ropy i gazu oraz wody.

Wprowadzenie oryginalnego żurawia pensylwańskiego do wiercenia linowego natrafiało na duże trudności, z powodu wysokich cen tych żurawi, a także z tego powodu, że przemysłowcy posiadali duże zapasy urządzeń kanadyjskich. Decydowało tu również przyzwyczajenie pracowników do urządzeń kanadyjskich, brak zaufania do instrumentacji na linie, oraz nieufność do postępu wiercenia na linie w otworach ze słupem wody.

Mimo tego w Polsce wiercenia udarowe na linie znalazły szerokie zastosowanie, bowiem dzięki nim zostało wykonane ok. 70 % otworów na terenie tradycyjnego polskiego zagłębia naftowego. Wiercenia udarowe na linie były stosowane do końca prawie lat 60 -tych. Głębokość otworów wykonywanych tą metodą przy poszukiwaniu ropy naftowej i gazu ziemnego sięgała nawet 1500 - 2000 m.

Urządzenie wiertnicze (wiertnica) typu Bitków

Warunki geologiczne w Karpatach na jakie natrafiano na większych głębokościach spowodowały powstanie wielu nowych rozwiązań konstrukcyjnych stosowanych żurawi. Stąd też powstały u nas żurawie kombinowane. Żurawie te zbliżone były początkowo bardziej do typu kanadyjskiego. Należały do tej grupy żurawie: „Nafta”, „Galicja”, „Nafta-B2”, „Bitków”, „Nafta-A”, „Limanowa”, „Karpaty”. Żurawie zbliżone do żurawia pensylwańskiego to: „Standard-Nobel”, „Glinik Marjampolski” i „Premier”. Duży udział w opracowaniu nowych konstrukcji żura-

wi, dostosowania do warunków geologicznych jak też obniżania wysokich kosztów wiercenia miała Sekcja Naukowa Stowarzyszenia Polskich Inżynierów Przemysłu Naftowego.

W oparciu o ideę wiercenia udarowego na linie zwanego systemem pensylwańskim, w oparciu o analizy techniczno-ekonomiczne opracowane przez Sekcję Naukową Stowarzyszenia Polskich Inżynierów Przemysłu Naftowego w 1923 roku na terenie kopalni Bitków (obecnie Ukraina), polscy inżynierowie, konstruktorzy i wiertnicy wdrożyli do pracy konstrukcję urządzenia wiertniczego udarowego stacjonarnego, zwanego też wiertnicą udarową, która w polskim przemyśle wiertniczym otrzymała nazwę „wiertnica Bitków”. Jest to wspólnie rozwiązanie będące dowodem wysokiego poziomu technicznego ówczesnych inżynierów, techników i pracowników.

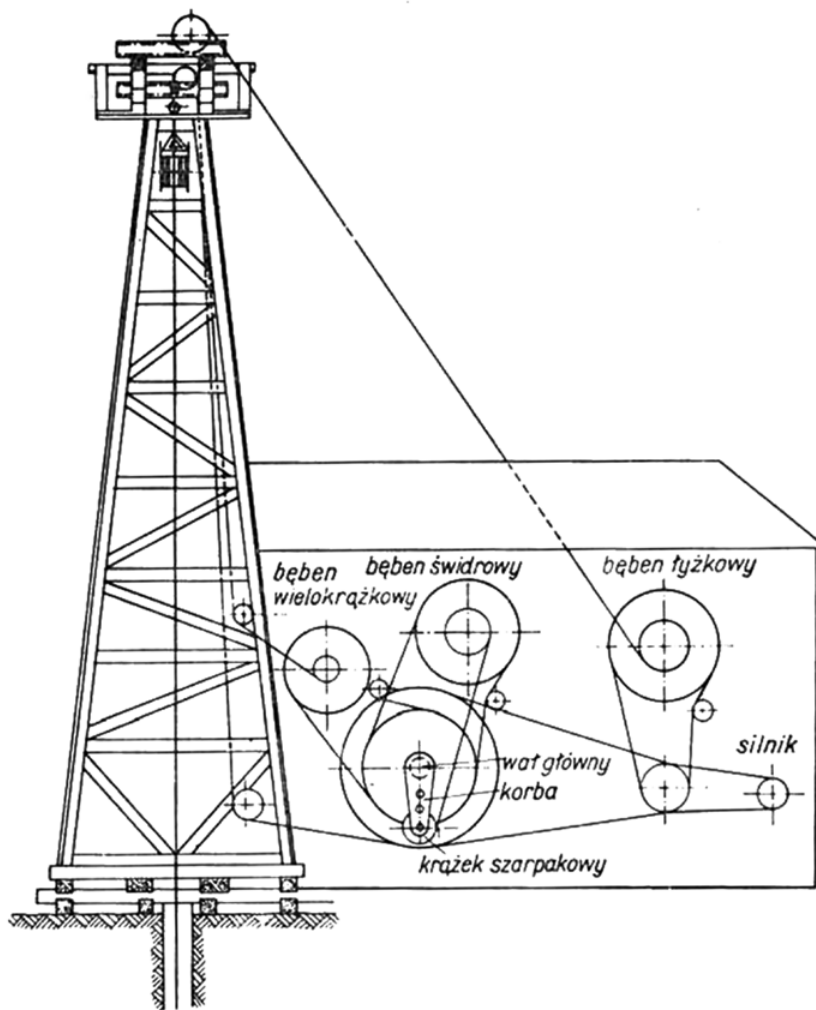
Charakterystyka elementów składowych wiertnicy typu Bitków

Ogólny schemat kinematyczny wiertnicy Bitków pokazano na rys. 2.

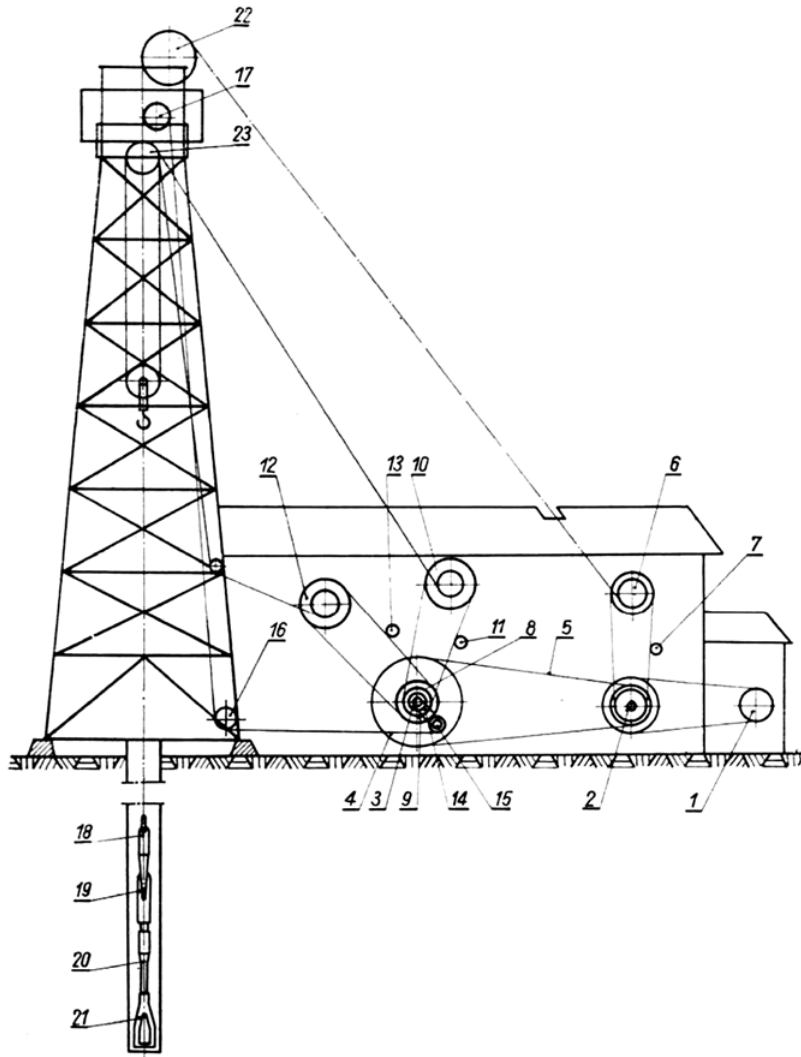
Wiertnica Bitków pokazana na rys.2 wyposażona jest w przekładnię pasową z napędem silnikowym przekazującą napęd na trzy bębny: wielokrążkowy nazywany w żargonie ciężarowym, bęben świdrowy i bęben łyżkowy. Na wale głównym jest też krążek szarpakowy. Dokładniejszy opis wszystkich elementów wiertnicy Bitków jest pokazany na rys. 3.

Napęd wiertnicy Bitków

Jak pokazano na Rys. 3 napęd z silnika 1 którym mogła być: albo maszyna parowa pokazana na Foto.5, albo silnik spalinowy albo silnik elektryczny przekazywany był pasem płaskim na wał przekładniowy 2 na którym jest także osadzone koło pasowe do napędu bębna łyżkowego 6. Napęd z wału przekładniowego przekazywany był na wał główny 3. Na wale tym osadzone są jeszcze dwa koła pasowe 8 i 9. Jedno koło 8 do napędu bębna wielokrążkowego 12 a drugie 9 do napędu bębna świdrowego 10. Na końcu wału głównego osadzona jest korba szarpaka 14 wraz ze zdejmowalnym krążkiem szarpaka 15. W wielu wiertnicach



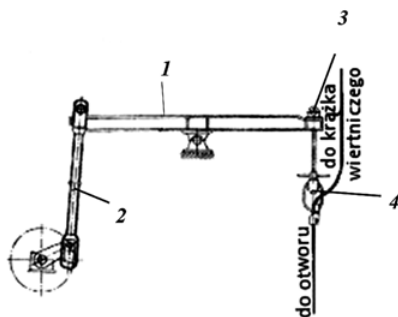
Rys. 2 Ogólny schemat kinematyczny wiertnicy Bitków [2]



Rys. 3. Pełny schemat kinematyczny wiertnicy Bitków [2]

1 – silnik napędowy, 2 – wał przekładniowy z dwoma kołami pasowymi (napęd na wał główny i napęd na bęben łyżkowy, 3 – wał główny, 4 – napędowe koło pasowe wału głównego, 5 – pas transmisyjny płaski, 6 – bęben łyżkowy, 7, 11, 13 – napinacze pasa (tzw. wózki fleksyjne), 8 – koło pasowe napędu bębna wielokrążkowego, 9 – koło pasowe bębna świdrowego, 10 – bęben świdrowy, 12 – bęben wielokrążkowy (ciężarowy), 14 – korba szarpaka, 15 – krążek szarpakowy, 16 – krążek przewodnikowy, 17 – krążek wieżowy liny świdrowej, 18 – pasterka, 19 – nożyce ogniwove, 20 – obciążnik, 21 – świder, 22 – krążek wieżowy liny łyżkowej, 23 – wielokrążki: górny i dolny

typu Bitków znajdował się także wahacz nie zaznaczony na rys.3 ale jego schemat pokazany jest na rys.4. Pociągacz tego wahacza mógł być osadzony na czopie korby szarpaka zamiast krążka szarpakowego. W ten sposób można było wywołać udary świdra z użyciem wahacza.



Rys. 4. Schemat wahacza używanego do wiercenia udarowego na linie [1]. 1.wahacz, 2 – pociągacz wahacza, 3- popuszczadło ślimakowe, 4 – uchwyt liny tzw. pająk

Rzeczywisty wygląd wahacza wiertnicy typu Bitków z mechanizmem popuszczania pokazano na Foto. 2

Na jednym końcu wahacza był pociągacz na drugim popuszczadło z uchwytem na linę zwanym pająkiem. Na Foto. 3 pokazano uchwyt na linę (pająk), zaś na Foto. 4 pociągacz.

Na fotografiach 5 i 6 pokazano korbę szarpaka i krążek szarpaka oraz krążek przewodnikowy liny między szarpakiem a krążkiem linowym na wieży.

Na Foto.7 pokazana jest maszyna parowa, która napędzała urządzenie wiertnicze Bitków.

Aby maszyna parowa działała potrzebna była para wytwarzana w kotle parowym, który mógł zasilać w parę kilka urządzeń. W starszych napędach parowych była używana lokomobila pokazana na Foto-8. Jest to maszyna parowa zamontowana jest na kotle wytwarzającym parę a całość jest osadzona na kołach co sprawia, że układ jest mobilny.

Maszyna parowa na wale napędowym posiadała koło zamachowe dla stabilizacji obrotów oraz koło pasowe dla przekazania napędu.

Z powyższego wynika, że wiertnica typu Bitków umożliwiała alternatywne wiercenie udarowe na linie przy użyciu wahacza lub przy użyciu szarpaka.

Wieża wiertnicza

Oprócz napędu wiertnicy Bitków, oraz przekładni pasowej i bębnow istotnym elementem jest wieża wiertnicza zbudowana ze stali profilowej, skręcana z elementów o wysokości roboczej 24 m i udźwigu 60 ton. W starszych wiertnicach typu Bitków stosowane były wieże drewniane, budowane na miejscu a w wielu wypadkach przy bliskich odległościach między wierconymi otworami były w całości przemiesz-



Foto. 2. Wahacz wraz mechanizmem popuszczadła ślimakowego [foto C. Rybicki]



Foto.3. Uchwyt na linę (pająk) wahacza [foto. C. Rybicki]



Foto.4 Pociągacz wahacza [foto. C. Rybicki]



Foto. 5. Korba szarpaka i krążek szarpaka [foto C. Rybicki]

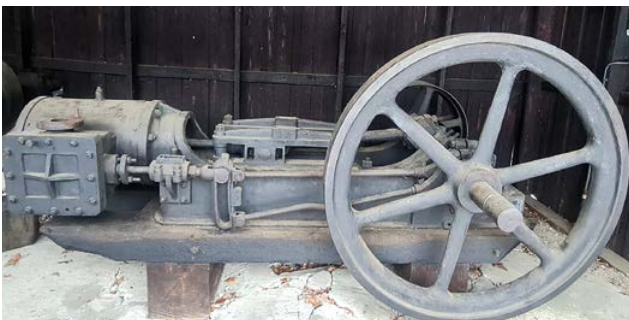


Foto. 7. Maszyna parowa do napędu wiertnicy Bitków [foto C. Rybicki]



Foto. 6. Krążek prowadnikowy liny wiertniczej między krążkiem szarpaka a krążkiem linowym na wieży wiertniczej [Foto C. Rybicki]



Foto. 8. Lokomobila do napędu urządzeń wiertniczych lub innych urządzeń mechanicznych [foto C. Rybicki]



Foto. 10. Korona wieży urządzenia wiertniczego udarowego Bitków, [1]



Foto. 9. Wieża urządzenia wiertniczego udarowego Bitków, [foto. T. Wais]

czane z miejsca na miejsce przy użyciu ręcznych wyciągów lub zaprzęgów konnych. Widok wieży wiertniczej urządzenia typu Bitków pokazano na Foto. 9.

W górnej części wieży wiertniczej zwanej koroną wieży jak wspomniano wcześniej zamontowane są krążki linowe. Korona wieży wiertniczej urządzenia wiertniczego typu Bitków pokazano na Foto. 10.

C.d.n.

Literatura:

1. Artymiuk J., Rybicki C., Wais T., Ocena stanu technicznego eksponatów urządzeń wiertniczych na terenie Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce, Kraków, sierpień, 2023

2. Cząstka J., Zarys wiertnictwa, Wyd. Śląsk, 1972
3. Tkaczenko A., Studnie wiercone, cz. I, Wyd. Geol. 1971
4. Materiały niepublikowane autora z lat 1963-68, Krosno, Kraków
5. Materiały Muzeum w Bóbrce, (materiały niepublikowane), Bóbrka
6. Przemysł Naftowy nr.5,6,7- 1930 rok
7. Bielski Z_1936_Wiertnictwo

Dr hab. inż. Prof. uczelni
Zatrudniony w Katedrze Inżynierii Gazowniczej Akademii Górniczo Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie. W latach 1963-1968 ukończył Technikum Przemysłu Naftowego

w Krośnie w specjalności technik eksploatacji. Po ukończeniu studiów na Wydziale Wiertniczo Naftowym AGH w Krakowie rozpoczął pracę jako nauczyciel akademicki. W ciągu 50 – lat pracy prowadził zajęcia dydaktyczne z przedmiotów związanych z wiertnictwem i eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Przez cały okres pracy wykształcił wielu inżynierów zatrudnionych w polskim przemyśle naftowym. Nie stracił kontaktu z przemysłem naftowym. Jest rzeczoznawcą SITPNIg. Jest zatrudniony na stanowisku profesora uczelni.

Symposium wyjazdowe „Czysta energia z głębi ziemi”



ODDZIAŁ W TARNOWIE

W dniach 14-16 września 2023 roku członkowie SITP NiG Koła Kielce uczestniczyli w symposium wyjazdowym poświęconym tematu „Czysta energia z głębi ziemi”. Wydarzenie to miało miejsce na terenie Węgier, w miastach Miskolc, Sárospatak i Tokaj.

W symposium wzięło udział 36 członków naszego koła, którzy reprezentowali Zakład Kielce oraz Gazownię w Ostrowcu Świętokrzyskim, Skarżysku Kamiennej, Kielcach i Sandomierzu.

Podczas wyjazdu odbyło się seminarium techniczne połączone z odczytami i panelem dyskusyjnym nt. wód geotermalnych. Prelegentami byli członek naszego koła, Mariusz Buczałowski oraz Pani Regina Sarvaszi, mieszkanka Sárospatak, która była naszą przewodniczką po regionie.

W trakcie wyjazdu mieliśmy również okazję zwiedzić regionalne zabytki i interesujące obiekty architektoniczne, takie jak Zamek Rákóczy, który został wzniesiony przez Andrzeja II i był miejscem narodzin jego córki św. Elżbiety Węgierskiej, Kolegium kalwińskie oraz bibliotekę, w której przechowywany jest pierwszy polski przekład Starego Testamentu, zwany Biblią królowej Zofii, żony Władysława Jagiełły. Ponadto zwiedziliśmy budynki modernistyczne zaprojektowane przez węgierskiego architekta Imre Makovecza.

Więcej informacji na temat Sárospatak można znaleźć w filmie „Sárospatak Image Film” na YouTube.



Fot. Maciej Kępiński



Fot. Maciej Kępiński



Fot. Maciej Kępiński



Fot. Maciej Kępiński



Fot. Maciej Kępiński

Następnie zwiedzaliśmy Tokaj, miasto leżące u zbiegu rzek Bodrog i Cisa, będące stolicą tokajskiego regionu słynącego z produkcji niepowtarzalnych i znanych na całym świecie win.

Podczas naszego pobytu mieliśmy okazję wziąć udział w degustacji flagowych produktów, takich jak Vinum Regum Rex Vinorum oraz słodkiego Tokajskiego ASZŰ. Po obiedzie odbyliśmy rejs statkiem po rzece Bodrog. Zakończeniem rejsu był spacer uliczkami uroczego Tokaju.

Podsumowaniem naszego pobytu w regionie tokajskim była uroczysta kolacja, która odbyła się w piwnicy Tolcsvie.

Więcej informacji na temat węgierskich piwnic można znaleźć w filmie „Węgierskie piwnice” na YouTube.



Fot. Maciej Kępiński



Fot. Maciej Kępiński



Fot. Maciej Kępiński



Fot. Maciej Kępiński



Fot. Maciej Kępiński

Ostatni dzień sympozjum wyjazdowego był poświęcony bezpośredniemu zapoznaniu się uczestników z walorami wód termalnych. Po przyjeździe do Miskolca, w naturalnych grotach zażywaliśmy kąpiele w ciepłych wodach wydobywających się z wnętrza ziemi.

Więcej informacji na temat basenu rekreacyjnego można znaleźć w filmie pod linkiem: <https://barlangfurdo.hu/>

Późnym wieczorem 16 września 2023 roku zakończyliśmy nasze wyjazdowe sympozjum szczęśliwym powrotem do domów.

Maciej Kępiński
Przewodniczący Koła Kielce



Fot. Maciej Kępiński

Bałkańskim szlakiem: Serbia – Czarnogóra – Chorwacja



ODDZIAŁ W TARNOWIE



Serbia. Teatr Narodowy w Nowym Sadzie. Fot. Ryszard Ryba

Oddział SITP NiG w Tarnowie przyłączył się do wyjazdu organizowanego przez tarnowski Oddział Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych. Dzięki temu członkowie obu stowarzyszeń z kół w Tarnowie, Sandomierzu i Jarosławiu wyruszyli na bałkański szlak trasą od Serbii przez Czarnogórę do Chorwacji.

Wyjazd zorganizowany został na podstawie zlecenia, przez Biuro Podróży „POLONIA” z Wieruszowa. W programie przewidziano poznanie możliwości dostaw gazu ziemnego do krajów Bałkańskich (Chorwacja, Czarnogóra, Serbia) z nowych kierunków w celu ominięcia dostaw z Rosji. Zaplanowano też zwiedzanie licznych zabytków kultury.

Do Nowego Sadu, stolicy okręgu Wojwodina w Serbii przyjechaliśmy z miasta Szeged na Węgrzech, gdzie był nasz pierwszy nocleg. Nowy Sad, najładniejsze miasto Serbii, położone nad Dunajem, poznaliśmy spacerując po

dzielnicy miasta Stari Grad, wstępując do świątyni katolickiej Imienia Marii i prawosławnego Soboru świętego Jerzego, a także do Nowej Synagogi. Poświęciliśmy też chwilę, górującej nad miastem Twierdzy Petrovaradin zwanej „Gibraltarem Dunaju”, drugiej pod względem wiel-

kości twierdzy w Europie. Droga do Czarnogóry wiodła przez piękne krajobrazowo trasy Gór Dynarskich. Na nocleg przyjechaliśmy do miasta Žabljak na terenie parku narodowego Durmitor. To najwyższe położone miasto w tym regionie (1420-1500 m n.p.m). Tu też odbył się wieczór



W Nowym Sadzie w Serbii. Fot. Ryszard Ryba



Kanion rzeki Tary w Serbii. Fot. Janina Dziędziel-Gostek



Rejs po jeziorze Szkoderskim. Fot. Ryszard Ryba

regionalny połączony z degustacją specjalności narodowych, miejscowych win i żywiłowej bałkańskiej muzyki.

Rano, w trzecim dniu, przyjechaliśmy nad most nad kanionem rzeki Tary we wsi Durdevica Tara. Aby móc podziwiać piękno głębokiego kanionu z wijącą się na jego dnie turkusową rzeką, musieliśmy przejść po ażurowej konstrukcji mostu o długości 366 metrów, mającej pięć przęseł (najdłuższe 116 metrów) i z wysokości 168 m, a miejscami nawet 172 metrów i spoglądać na przepływające strumienie wody mieniącej się barwami zieleni i niebieskiego. Kilku śmiałków podziwiała widoki zjeżdżając na linie za pomocą tzw. tyrolki. Po przejeździe pięknymi trasami przez park narodowy Gór Durmitor wzdłuż malowniczego kanionu rzeki Tara, najgłębszego w Europie, podążyliśmy dalej drogą biegnącą

przez kanion rzeki Moracy, drogą wijącą się po skalnych półkach, między licznymi tunelami. Po pełnych dreszczu przeżyciach dojechaliśmy do stolicy Czarnogóry, Podgoricy, Nazwa miasta pochodzi od wzgórza Gorica dominującego nad centrum. W dzielnicy Stara Varos, położonej nad brzegami rzek Ribnica i Morača znajdują się zabytki architektury tureckiej i muzułmańskiej.

Z Podgoricy pojechaliśmy w stronę granicy z Albanią, nad jezioro Szkoderskie, największe jezioro na Bałkanach. Jezioro słynie z wysp na których znajdują się zabytkowe monastyny, a także z unikatowej fauny i flory. Gniazduje tutaj 280 gatunków ptaków, to aż połowa gatunków występujących w Europie. Na nocleg przybyliśmy do Budwy do hotelu Poseidon, położonego wzdłuż morskiej plaży, z widokiem na morze Adriatyckie.

W czwartym dniu przybyliśmy do Cetyni, miasta związanego z początkami państwa czarnogórskiego, dawnej stolicy Królestwa Czarnogóry (1878-1918). W Cetyni udaliśmy się pod Pałac Króla Mikołaja I, Monaster Narodzenia Matki Bożej, mauzoleum władcy Daniela I na wzgórzu „Skala Orła”, Cerkiew Wołoską (ogrodzenie zostało zrobione z przetopionych karabinów tureckich) i pod Cerkiew na Ćipurze (dawną świątynię dworską).

Autobusem dojechaliśmy do Parku Narodowego Lovćen, gdzie na szczycie Jezerski Vrh (1657 m) wzniesiono mauzoleum biskupa-władcy Piotra II Petrowić-Niegosza. Na pierwszy punkt widokowy doszła część grupy, a tylko najwytrwalsi dotarli do miejsca pochówku władcy i punktu widokowego z panoramą na Cetynię i Jezioro Szkoderskie.



Podgorica. Pomnik pieśniarza Władimira Wysockiego. Fot. Ryszard Ryba

Następnie udaliśmy się do Niegusi, miejsca narodził się dynastia Petrović, która rządziła Czarnogórą w latach 1697-1918. Miejscowość ta znana jest ze suszonej na wietrze szynki zwanej „prsut” i czarnogórskiego sera z mleka owczego.

Po drodze, w autobusie, wysłuchaliśmy opowieści o wyspie Święty Stefan położonej na adriatyckim wybrzeżu na południe od Budwy.

Potem wzdłuż nabrzeża Adriatyku autobusem udaliśmy się do Baru, a zwłaszcza do jego części zwanej Stary Bar, opuszczonej przez mieszkańców po przesileniu ziemi w 1979 roku. Mijaliśmy tutaj bardzo stare drzewa oliwne, liczące ok. 2 tysiące lat.

W piątą dzień objechaliśmy największą zatokę Adriatyku, wspaniałą Bokę Kotorską i zwiedziliśmy Kotor, jedno z najlepiej zachowanych średniowiecznych miast w tej części Europy. Zachwyciły nas wąskie, kręte uliczki, nieregularne place, prawosławne i katolickie świątynie, budynki, w różnych stylach architektonicznych od romańskiego do barokowego. Stare Miasto otoczone jest średniowiecznymi murami miejskimi, które łączą się z twierdzą św. Jana na Samotnym Wzgórzu.

Kolejnym punktem zwiedzania był rejs statkiem wycieczkowym na wysepkę „Matka Boska na Skale” zbudowaną m.in. z osiadłych na dnie wraków statków.

Dalej nasza trasa wiodła do Porto Montenegro, luksusowej mariny w miasteczku Tivat. Tu spacerowaliśmy pośród okazałych luksusowych jachtów, eleganckich hoteli, ekskluzywnych butików, nadmorskich kawiarni, wśród donic z kwitnącymi strelcami, pośród wysmukłych palm. Tutaj poczuliśmy się „jakby luksusowo”.

W szósty dzień rano opuściliśmy nasz nadmorski hotel, aby znaleźć się w Dubrowniku, najpiękniejszym mieście w Chorwacji. W najstarszej części Dubrownika został zachowany unikatowy średniowieczny układ miasta wraz z systemem umocnień obronnych.



Kotor w Czarnogórze. Fot. Janina Dziędziel-Gostek

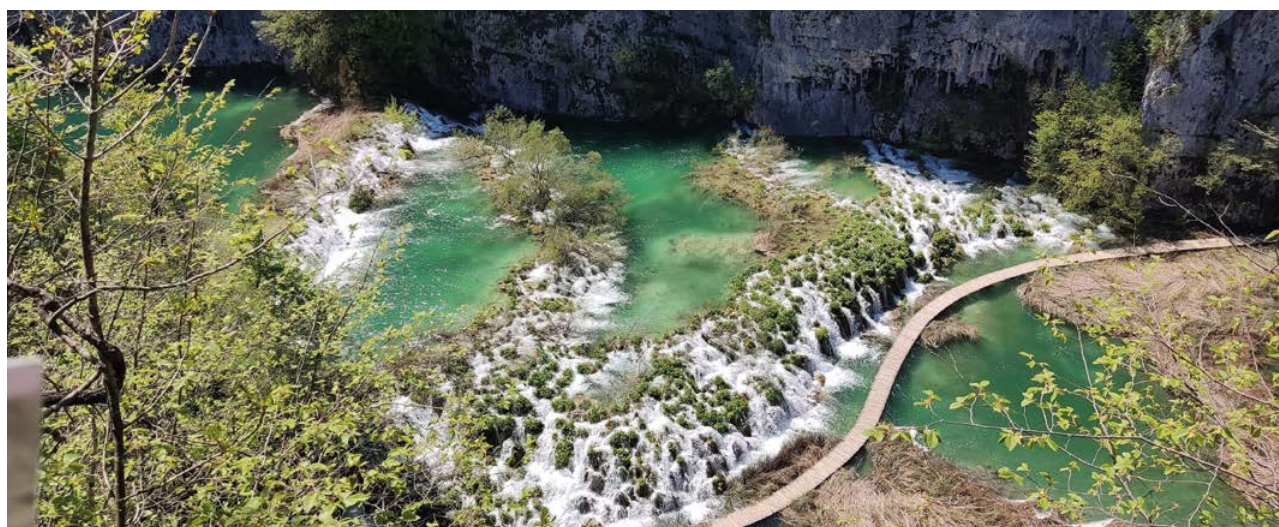


Czarnogóra - Luksusowa marina w Tivat. Fot. Janina Dziędziel-Gostek

Siądmy dzień dostarczył nam malowniczych bałkańskich widoków na trasie wzdłuż dalmatyńskiego wybrzeża: Makarska-Split-Zadar, bo jechaliśmy do Jezior Plitwickich. Park narodowy Jezior Plitwickich, to piękne miejsce na Ziemi, gdzie 16 turkusowych tarasowo położonych jezior, połączonych jest ze sobą 72 wodospadami. Woda spada, woda płynie, przecieka, sączy się,

szumi, mieni wszystkimi barwami tęczy i oczarowuje. Takim pięknym akcentem zakończyliśmy nasz pobyt na bałkańskim szlaku, bogaci o wiedzę i niezapomniane wrażenia.

Janina Dziędziel-Gostek
Skarbnik Oddziału SITPNiG
w Tarnowie



Park Narodowy Jezior Plitwickich. Fot. Janina Dziędziel-Gostek

Dostawy gazu ziemnego do krajów bałkańskich (Chorwacja, Czarnogóra, Serbia) z nowych kierunków, z ominięciem dostaw z Rosji



ODDZIAŁ W TARNOWIE

NASZE WSTAWIENIE



Mapa systemu gazowego. Źródło: www.biznes-alert.pl (www.tap-ag.com)

Dywersyfikacja dostaw gazu do krajów bałkańskich jest elementem unijnego projektu energetycznego Południowego Korytarza Gazowego mającego różnicować źródła dostaw gazu do krajów europejskich z użyciem surowca azerskiego z rejonu Morza Kaspijskiego przez Gruzję i Turcję.

Częścią Południowego Korytarza Gazowego jest wybudowany gazociąg Transadriatycki (TAP) o przepustowości 10 mld m sześciennych rocznie łączący granicę grecko-turecką z Włochami. Tłoczy on gaz z Gazociągu Transanatolijskiego (TANAP) w Turcji i gazociągu Południowokaukaskiego (SCP) ciągnącego się przez Kaukaz do Azerbejdżanu.

Do Chorwacji gaz ziemny z gazociągu Transadriatyckiego (TAP) dostarczany będzie gazociągiem Jońsko-Adriatyckim (IAP) o długości ok. 520 km. Będzie on wybudowany od miasta Split w kierunku portu Ploče, a dalej przez Czarnogórę do Albanii, gdzie gazociąg IAP połączy się z TAP. Oprócz Chorwacji w projekcie biorą udział Albania, Bośnia i Hercegowina oraz Czarnogóra.

Import gazu ziemnego do Chorwacji jest możliwy również poprzez Terminal LNG na wyspie Krk. Jego zdolności regazyfikacyjne wynoszą 2,9 mld m³ rocznie.

Serbia otrzymuje gaz ziemny z GAZPROMU z bałkańskiej odnogi rosyjskiego gazociągu TurkStream biegnącego przez terytorium Bułgarii. Aby Serbia mogła korzystać z gazu z terminali greckiego i tureckiego rozpoczęto budowę

170-kilometrowego połączenia systemów gazociągów Bułgarii i Serbii. W Bułgarii interkonektor zaczyna się w okolicach Sofii, przechodzi przez miasto Pernik i graniczny punkt Kałotina, na serbskim terytorium kończy się w mieście Nisz. Przepustowość gazociągu będzie wynosić 1,8 mld m sześciennych rocznie. Gaz będzie mógł płynąć w obie strony. Będzie to część Południowego Korytarza Gazowego i zapewni Serbii alternatywne źródła gazu.

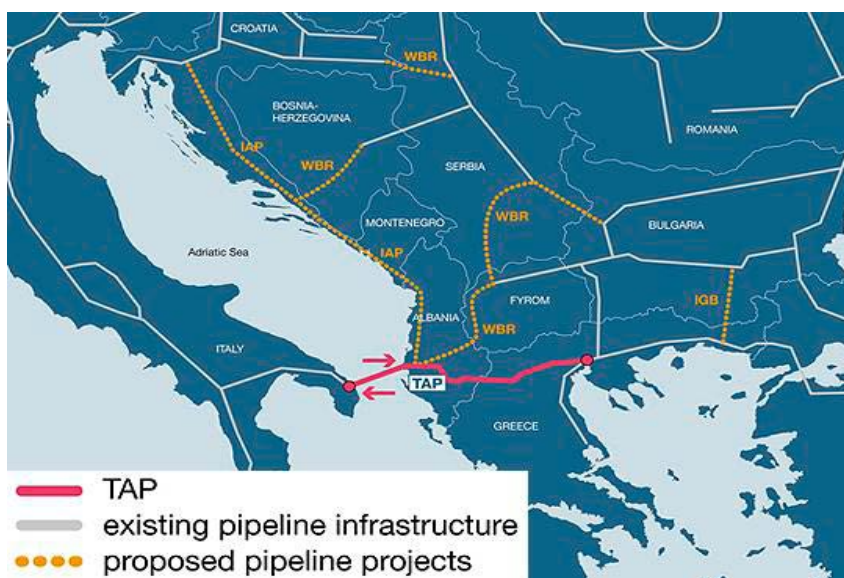
W Czarnogórze przewiduje się budowę terminala LNG w porcie Bar na wybrzeżu adriatyckim. Będzie to regionalne centrum handlu skroplonym gazem ze Stanów Zjednoczonych. Port ma dużą głębokość, co pozwoli na przyjmowanie gazowców. Gaz skroplony przewożony będzie cysternami samochodowymi lub kolejowymi do końcowego odbiorcy. W najbliższym czasie przewidziana jest budowa gazociągów do dalszego transportu gazu.

Wybudowanie gazociągów w ramach Południowego Korytarza Gazowego umożliwi połączenie funkcjonujących nad Morzem Bałtyckim (Polska, Litwa), Morzem Adriatyckim (Chorwacja), Morzem Egejskim (Grecja, Turcja) oraz morzem Marmara (Turcja) wszystkich terminali LNG w tym regionie, co przyczyni się do zwiększenia elastyczności całego systemu energetycznego w Europie Środkowej oraz Południowej.

Opracowała:

Janina Dziędział-Gostek

(wykorzystano informacje ze stron internetowych: www.biznes-alert.pl; www.inzynieria.com; www.cire.pl; www.ies.lublin.pl;)



Mapa systemu gazowego. Źródło: www.inzynieria.com

Ocena skuteczności naprzemiennego zatłaczania wody i gazu w procesie pozyskiwania ropy naftowej ze złóż węglanowych – studium eksperymentalne



W ramach Prac Naukowych Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, pod numerem Nr 238, ukazała się drukiem nowa monografia autorstwa dr. inż. Mirosława Wojnickiego pt. „Ocena skuteczności naprzemiennego zatłaczania wody i gazu w procesie pozyskiwania ropy naftowej ze złóż węglanowych – studium eksperymentalne”.

Praca liczy 184 strony, zawiera 40 tablic, 81 rysunków oraz bogaty wykaz literatury, obejmujący 220 pozycji.

Recenzentami pracy byli:

- dr hab. inż. Paweł Wojnarowski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie
- dr inż. Adam Wójcicki, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Redaktor wydawnictwa: mgr Agnieszka Kozak

Jak Autor monografii pisze:

„Biorąc pod uwagę fakt, że wydobywanie z dojrzałych złóż ropy naftowej sukcesywnie spada, a nowe odkrycia nie są wystarczające, by sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na produkty naftowe, należy stwierdzić, że metody wspomaganie wydobywania (EOR) stają się niezbędnym ogniwem światowego przemysłu naftowego. Problematyka ta jest aktualna również w ujęciu krajowym, w którym kluczowe złoża ropy naftowej wymagają niezwłocznego wprowadzenia skutecznej metody EOR.

Celem niniejszej monografii jest rozpoznanie możliwości wspomaganie wydobywania ropy naftowej z krajowych złóż węglanowych przy zastosowaniu naprzemiennego zatłaczania wody i gazu (WAG) z wykorzystaniem różnego typu gazów, w tym gazów ziemnych wysokoazotowanych występujących na obszarze Niżu Polskiego. Praca ma w głównej mierze charakter eksperymentalny, choć zostały w niej również zastosowane zaawansowane metody obliczeniowe. Głównym procesem badawczym były eksperymenty wypierania ropy naftowej z rdzeni wiertniczych prowadzone z dokładnym odwzorowaniem warunków złożowych dzięki wykorzystaniu oryginalnych płynów złożowych, skały złożowej oraz zadaniu odpowiednich warunków termobarycznych. Eksperymenty te pozwoliły na ocenę skuteczności poszczególnych wariantów procesu WAG – wyróżniających się typem zatłaczanego gazu, stosunkiem wody do gazu w strumieniu zatłaczanych płynów oraz ciśnieniem tłoczenia. Przetestowano również skuteczność metody WAG w warunkach szczelinowego ośrodka porowatego (sztuczna szczelina) oraz efektywność ograniczania mobilności gazu z wykorzystaniem przepływu pianowego (FAWAG).

Na podstawie danych eksperymentalnych dokonano wstępnej oceny efektywności ekonomicznej testowanych wariantów WAG. Eksperymenty wypierania poprzedzono szeregiem badań i analiz pozwalających na ich odpowiednie zaprojektowanie, przeprowadzenie i zbilansowanie. Dla pełniejszej ewaluacji procesu WAG w węglanowym ośrodku poro-



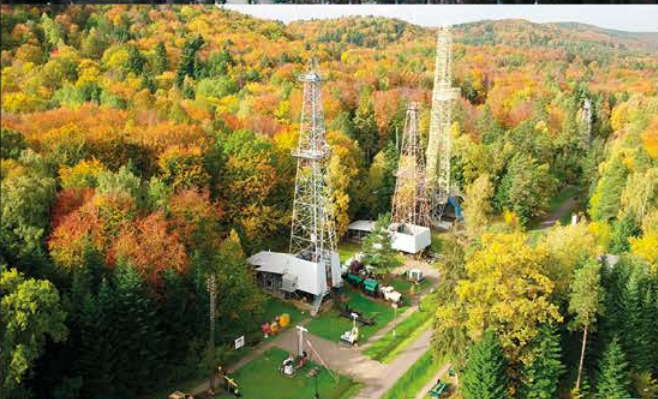
watym przeprowadzono również eksperymenty uzupełniające, mające na celu rozpoznanie wpływu zatłaczanych w procesie WAG mediów na skałę zbiornikową. Ostatecznie, opierając się na wynikach prac eksperymentalnych i wykorzystując algorytm programowania genetycznego, opracowano model matematyczny pozwalający na oszacowanie wartości współczynnika odropienia na podstawie zmiennych charakteryzujących dany wariant WAG”.

Osoby zainteresowane nabyciem książki
proszone są o kontakt:

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy
Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
Ośrodek Wydawnictw i Informacji
Dorota Kowaleczko-Świątak (swiatak@inig.pl)
tel. +48 12 61 77 632



Fundacja Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
im. Ignacego Łukasiewicza



✉ Bóbrka ul. Kopalniana 35,
38-458 Chorkówka, Polska

☎ +48 13 43 33 478

@ muzeum@bobrka.pl

🌐 www.bobrka.pl

POLAND

BÓBRKA

Dziękujemy Państwu za udział w IX KONGRESIE ENERGETYCZNYM TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA SPOSOBEM NA WYJŚCIE Z KRYZYSU



27 - 28 września 2023 Wrocław

**PARTNER TYTULARNY
IX KONGRESU ENERGETYCZNEGO**



**PARTNER STRATEGICZNY
- ENERGETYKA**



**PARTNER STRATEGICZNY
- OZE**



**PARTNER STRATEGICZNY
- BRANŻA WYDOBYWCZA**



**PARTNER
GŁÓWNY**



PATRONI HONOROWI



Prezes
Rady Ministrów
PATRONAT HONOROWY
MATEUSZ MORAWIECKI



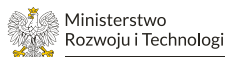
BIURO
BEZPIECZEŃSTWA
NARODOWEGO



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska



Minister
Cyfryzacji



Ministerstwo
Rozwoju i Technologii



PAŃSTWOWA
AGENCJA ATOMISTYKI



Urząd Regulacji
Energetyki



NARODOWE CENTRUM
BADAŃ JĄDROWYCH
SWIERK



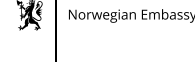
WOJEWODA
DOLNOŚLĄSKI



DOLNY
ŚLĄSK



Wrocław miasto spotkań
Patronat Honorowy Prezydenta Wrocławia



Norwegian Embassy



ROYAL DANISH
EMBASSY
Warsaw



Embassy of Italy
Warsaw



AMBASSADE
DE FRANCE
EN POLOGNE



Ambasada Szwecji
Warszawa



Ambasada Finlandii
Warszawa



ISRAEL
Ambasada Izraela
w WARSZAWIE



Consulate General
of the Federal Republic of Germany
Wrocław



NCBR
Narodowe Centrum Badań i Rozwoju



Polska Agencja
Inwestycji i Handlu
Grupa PFR



PKEE
Polski Komitet
Energii Elektrycznej



PTPIREE



Politechnika Wrocławska



PARP
Grupa PFR

PARTNERZY ŻŁOCI

PARTNERZY SREBRNI

PARTNERZY BRĄZOVI



GŁÓWNY PARTNER MERYTORYCZNY

