

NR 4-5  
(280)  
kwiecień-maj  
2022 r.  
miesięcznik  
Rok XXV  
ISSN-1505-523X  
25 zł w tym 8%VAT

# wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



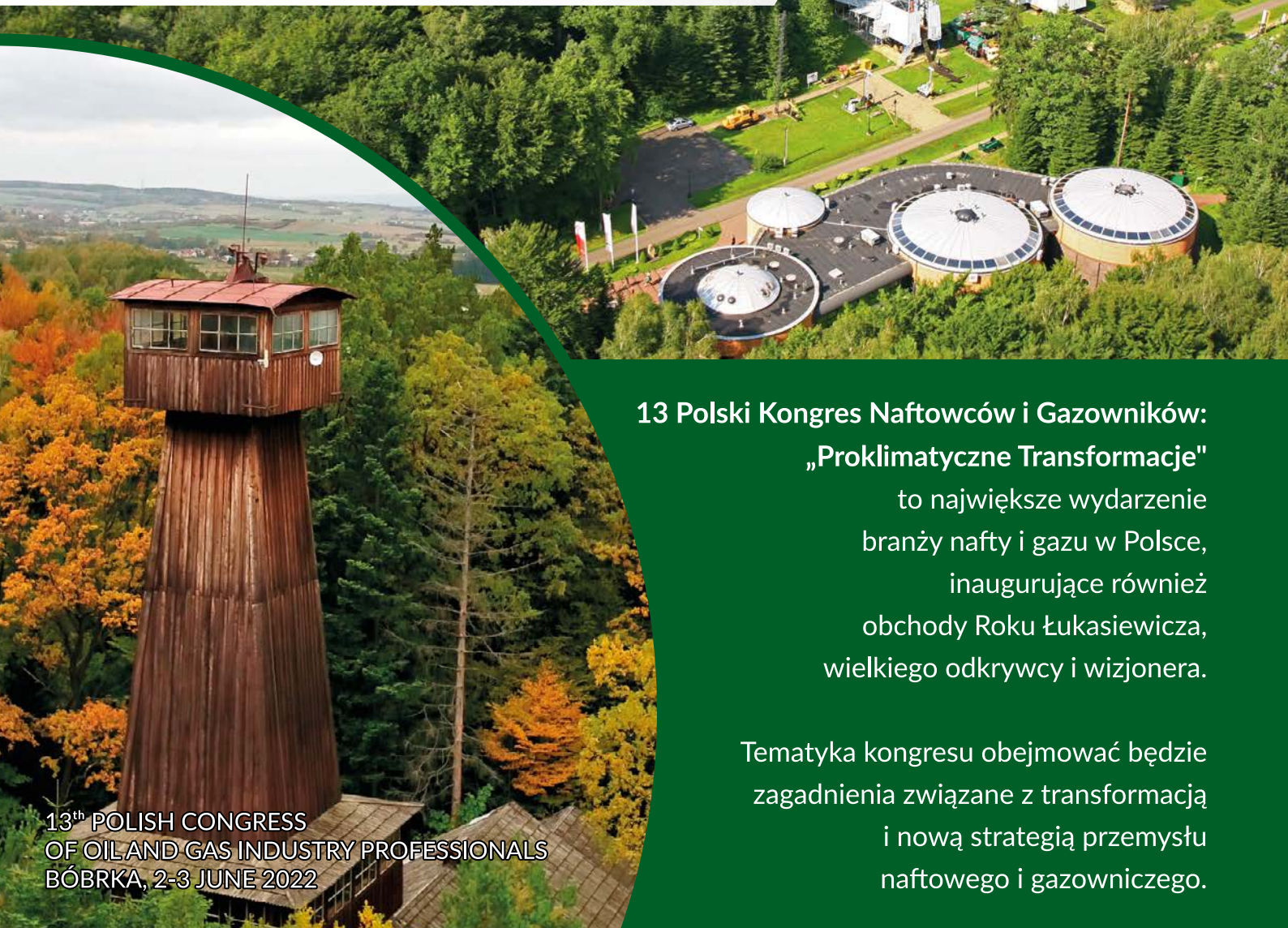
**13** POLSKI KONGRES  
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW  
BÓBRKA, 2-3 CZERWCA 2022





# 13 POLSKI KONGRES NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW

BÓBRKA, 2-3 CZERWCA 2022



**13 Polski Kongres Naftowców i Gazowników:  
„Proklimatyczne Transformacje”**  
to największe wydarzenie  
branży nafty i gazu w Polsce,  
inaugurujące również  
obchody Roku Łukasiewicza,  
wielkiego odkrywcy i wizjonera.

Tematyka kongresu obejmować będzie  
zagadnienia związane z transformacją  
i nową strategią przemysłu  
naftowego i gazowniczego.

13<sup>th</sup> POLISH CONGRESS  
OF OIL AND GAS INDUSTRY PROFESSIONALS  
BÓBRKA, 2-3 JUNE 2022

Patronat  
honorowy:



Partner  
srebrny:



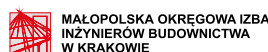
Partnerzy:



Torpol Oil&Gas



Partner branżowy:



Patronat  
medialny:





Ryszard Chylarecki  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

Bieżący numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych przygotowany był z myślą nie tylko o kilkudziesięcnej rzeszy czytelników wydań drukowanego i elektronicznego ale także z myślą o uczestnikach 13 Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników, odbywającego się 2-3 czerwca 2022 roku w Bóbrce. Stąd różnorodność tematyczna, zarówno w części naukowo-technicznej jak i komentarsko-analitycznej.

Zestaw publikacji otwiera „Strategia Rządu RP w zakresie wielosektorowej transformacji energetycznej” prezentowana przez pana Piotra Dziadzio – podsekretarza stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, pełnomocnika rządu ds. polityki surowcowej państwa. To syntetyczne omówienie rozpoczętej już transformacji polskiej energetyki i ciepłownictwa jak też procesów odchodzenia od paliw kopalnianych w gospodarce narodowej. Materiał sygnalizuje także silny wpływ bieżącej sytuacji międzynarodowej na konieczność zmiany podejścia do bezwarunkowego zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski i całej Unii Europejskiej w kierunku większej dywersyfikacji i niezależności dostaw surowców energetycznych. Na tym tle pełnomocnik rządu – główny geolog kraju ukazując problematykę zwiększenia różnorodności technologicznej i rozbudowy mocy energetycznej w oparciu o OZE i gospodarkę wodorem, a także potrzeby związane z rozwojem sieci przesyłowych i magazynowaniem energii. Odnosi się również do pilnej potrzeby dekarbonizacji gospodarki z jednoczesnym uwzględnieniem zmiany struktury podaży energii, wymuszonej sytuacją geopolityczną.

O innych możliwościach pozyskiwania energii mówi artykuł „Obecne wykorzystanie i kierunki rozwoju energetyki geotermii na świecie”. Autor opisuje stale rosnący trend wykorzystywania energii Ziemi zarówno dla potrzeb ciepłownictwa (w tym z wykorzystywaniem pomp ciepła) jak i produkcji energii elektrycznej. Ciekawym aspektem wykorzystywania wód geotermalnych jest wzrost zainteresowania potencjalnym odzyskiwaniem tzw. pierwiastków krytycznych (m.in. litu). Zdaniem autora – wstępne szacunki wskazują na możliwości pokrycia ok. 25% potrzeb UE w tym zakresie w perspektywie 2030 roku.

W dziale Nauka i Technika zwracam uwagę na artykuł „Wielofunkcyjny stymulator procesu wiercenia” ukazujący możliwości zastosowania specjalistycznej aparatury do badania płuczek wiertniczych w warunkach zbliżonych do otworowych. Badania prowadzone w Zakładzie Technologii Wiercenia Instytutu Nafty i Gazu – PIB na aparacie Grace M2200 HPHT umożliwiają m.in. rozbudowanie dotychczasowej metodyki badawczej dla kompleksowej analizy właściwości cieczy wiertniczych jak też ułatwiają wdrożenie do praktyki przemysłowej nowych rodzajów środków chemicznych do regulowania filtracji i właściwości smarnych płuczek wiertniczych w trudnych warunkach geologicznych.

Ponadto zwracam Państwa uwagę na dwie analizy. Pierwsza z nich – „Sektor naftowy wobec polityki ochrony klimatu” (str. 29 - 34) to wieloaspektowe spojrzenie z polskiego punktu widzenia na politykę ochrony klimatu, realizowaną na poziomie międzynarodowym i poszczególnych państw, a która jest i będzie w najbliższych latach głównym czynnikiem wpływającym na warunki ekonomiczne i działania regulacyjne w zakresie wydobycia i przerobu węglowodorów. Natomiast analiza na stronach 35 - 38 „Ropa, gaz i geopolityka” to pasjonująca kronika wpływu działań geopolitycznych na wahania cen na światowych rynkach węglowodorów w ostatnich kilkunastu miesiącach. To niezbędne vademecum każdego menadżera branży naftowej, porównywalne w swej dramaturgii i wnioskach do analiz Daniela Yergin’a.

Przyjemnej i skłaniającej do przemysłów lektury

*Ryszard Chylarecki*





- Strategia Rządu RP w zakresie wielosektorowej transformacji energetycznej

4

**NAUKA I TECHNIKA.**

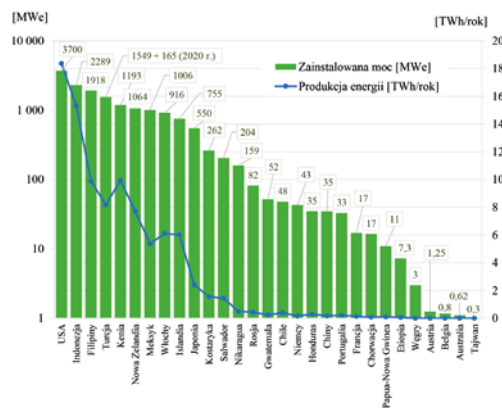
- Wielofunkcyjny symulator procesu wiercenia

6



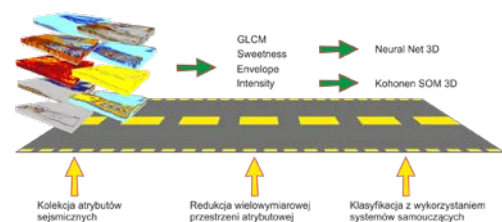
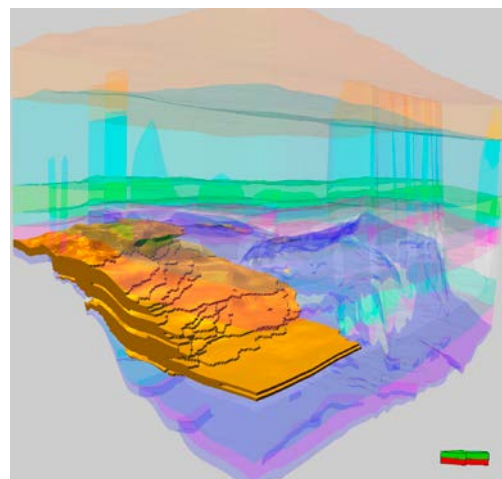
- Obecne wykorzystanie i kierunki rozwoju energetyki geotermii na świecie

12



- Innowacje technologiczne GEOFIZYKI TORUŃ S.A. wspierają zieloną transformację w sektorze multienergetycznym

18



**WYDAWCA:** STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO  
31-429 Kraków, ul. I. Łukasiewicza 1/110, tel./fax 12 421 32 47  
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, http://www.sitpnig.pl

**ADRES REDAKCJI**  
ul. 11 Listopada 39, 38-300 Gorlice, tel.: 18 352 64 84, 789 275 087  
e-mail: redakcja@wnig.pl, http://www.wnig.pl

**REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO**  
mgr inż. Jolanta Likus  
mgr inż. Dominika Bernaś

**SKŁAD DTP:** Konrad Korona  
**DRUK:** NOVA SANDEC

Wersja pierwotna (referencyjna)

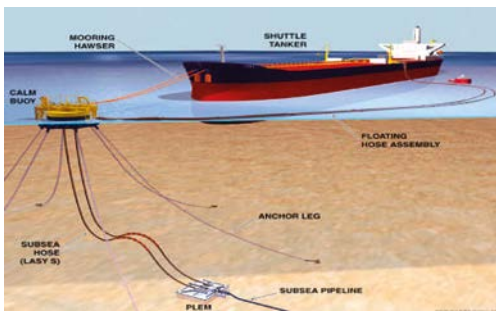
**NAKLAD:** 2000 egz.

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

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

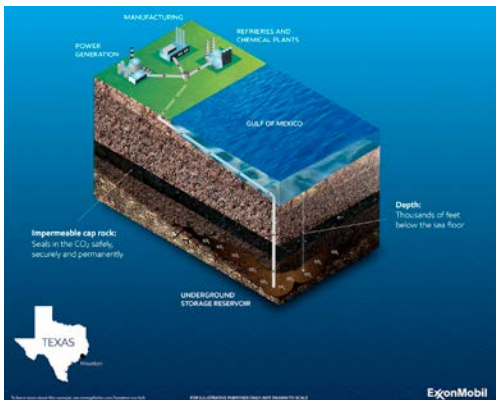
**FOTO OKŁADKA:**  
str. I okł. – Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce  
Fot. Archiwum Fundacji Bóbrka

- Węzłowe problemy związane z realizacją projektów CCS



## ANALIZY I KOMENTARZE.

- Sektor naftowy wobec polityki ochrony klimatu 29



### RADA PROGRAMOWA WNIg

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący

### Członkowie:

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

### RADA NAUKOWA

prof. dr hab. inż. Kazimierz Twardowski (AGH) – przewodniczący  
prof. dr hab. inż. Petr Bujok (Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava) – członek  
prof. dr hab. inż. Stefan Miska (University of Tulsa) – członek

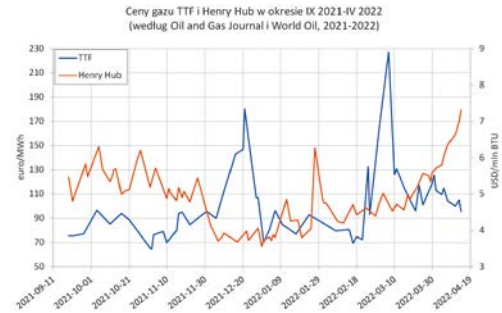
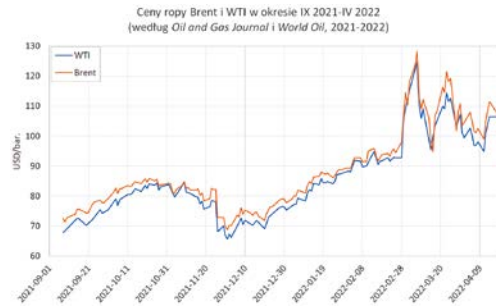
### ZESPÓŁ REDAKCYJNY

Redaktor naczelny – mgr inż. Ryszard Chylarecki  
Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Mariusz Łaciak  
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski  
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

### Redaktorzy tematyczni:

dr hab. inż. Mariusz Łaciak – Gazownictwo  
prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo  
dr hab. inż. Jan Lubaś prof. INiG-PIB – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowa  
dr inż. Grzegorz Machowski – Geologia i geofizyka naftowa  
dr Wojciech Gardziński – Procesy rafinerijne i petrochemiczne, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych

- Ropa, gaz i geopolityka

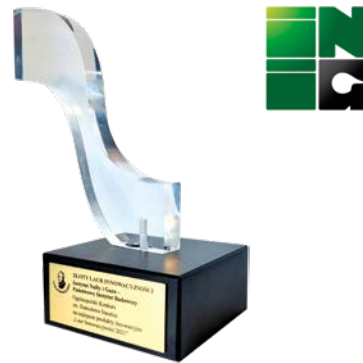


## BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 39

## NAGRODY WYRÓŻNIENIA.

- Złoty Laur Innowacyjności dla twórców z INiG – PIB i PGNiG SA 40



# Strategia Rządu RP w zakresie wielosektorowej transformacji energetycznej



Piotr Dziadzio, Podsekretarz stanu, Główny Geolog Kraju, Pełnomocnik Rządu ds. Polityki Surowcowej Państwa. Fot. arch. www.gov.pl/

*W ostatnich miesiącach jesteśmy świadkami zjawiska, które ni mniej, ni więcej nazwać można przewrotem kopernikańskim w energetyce. Stało się to za przyczyną wielu wcześniej nieprzewidywanych sytuacji i zjawisk politycznych. Na rozpoczęcie transformację w polskiej energetyce i ciepłownictwie oraz proces odchodzenia od paliw kopalnych nałożyła się zbrojna napaść Rosji na Ukrainę, która dodatkowo zaburzyła procesy transformacyjne.*

Inwazja rosyjska na Ukrainę obnażyła błędność założeń w Europie w odniesieniu do realizowanej przezeń polityki energetycznej w oparciu o węglowodory z Rosji. Z drugiej zaś strony, wojna na Ukrainie potwierdziła słuszność kierunku konsekwentnie realizowanego przez Polskę, tj. intensywnych działań na rzecz dywersyfikacji dostaw ropy i gazu. Działania te umacniają bezpieczeństwo energetyczne Polski i jej regionu, jak również wpisują się w starania na rzecz dekarbonizacji wynikające z Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. oraz różnych dokumentów europejskich, określających politykę odchodzenia od paliw kopalnych i dotyczących ochrony klimatu.

Dotychczas UE była uzależniona od importu węglowodorów z Rosji. Wg Międzynarodo-

wej Agencji Energetycznej (MAE) w minionym 2021 roku kraje UE kupiły łącznie nawet 155 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego od Rosji za ponad 27 mld euro, co stanowiło 45% skonsumowanego w ubiegłym roku gazu w UE. Również w ubiegłym roku co czwarta baryłka ropy naftowej w UE, pochodziła z Rosji, tj. ok. 2,3 mln baryłek ropy i 1.2 mln produktów ropopochodnych, na łączną kwotę ok 50 mld euro. Tylko od początku wojny w Ukrainie, UE zapłaciła Rosji przynajmniej 53 mld euro za węglowodory, w tym ponad 30 mld za gaz i ponad 21 mld za ropę<sup>1</sup>.

Zważywszy na wielkość tych wartości, szybka decyzja krajów UE o odejściu od importu surowców z kierunku rosyjskiego, może wywołać w perspektywie krótko- i średnioterminowej wzrosty cen konsumowanych w Europie paliw kopalnych (choćby zależy to od podaży tych surowców i zachowania największych eksporterów, poza Rosją), dlatego też kraje unijne nie śpieszą się z tą decyzją mimo dużej aktywności Polskiego Rządu w tym zakresie, co wynika z faktu, że nie są przygotowane na odejście w szybkim tempie. Nie przekonuje je również kwestia, że tym samym finansują reżim rosyjski i wojnę w Ukrainie. Jednak wydaje się, że światowy rynek się dostosowuje, co w krótkim okresie może wpłynąć na wzrost

cen. Jednak z biegiem czasu rynek osiągnie równowagę, a przyspieszenie transformacji spowoduje dodatkowy impuls do spadku cen, przy niższym popycie.

Rynek naftowy jest bardzo wrażliwy na nierównowagę podaży i popytu, a także na wszelkie ryzyka oddziałujące na nie. Inwazja Rosji na Ukrainę nie spowodowała bezpośredniego spadku podaży ropy naftowej, ale stworzyła ryzyko niedoboru ropy w wyniku sankcji. Niestety nałożyło się to również na trwający już silny trend wzrostu cen ropy związany pocovidowym globalnym ożywieniem gospodarczym.

Napięcia geopolityczne wymuszają na rządach i przemyśle przyspieszenie działań na rzecz transformacji energetycznej. Polska zaprzestała już importu węgla z Rosji, a koniec importu rosyjskiego gazu stał się faktem 27 kwietnia, poprzez zaprzestanie przez stronę rosyjską dostarczania tego paliwa, niezależnie od planów jakie miał Rząd Polski, czyli do końca 2022 r. W przypadku Polski możliwość takich decyzji wynika z konsekwentnie prowadzonych działań na rzecz dywersyfikacji dostaw. Realizowane od lat inwestycje w infrastrukturę strategiczną pozwalają na zaspokojenie rynku całkowicie bez importu tego surowca z Rosji. Uruchomienie jesienią tego roku gazociągu Baltic Pipe oraz rozbudowa portu LNG w Świ-

<sup>1</sup> <https://beyond-coal.eu/russian-fossil-fuel-tracker/>

noujściu to tylko dwa spośród przedsięwzięć, które umożliwią zaspokojenie polskiego zapotrzebowania na błękitne paliwo w całości z kierunków innych niż rosyjski. Rozbudowywane są także moce interkonektorów, tj. połączeń gazociągowych z systemami krajów sąsiednich np. Słowacją i Litwą, ten ostatni rozpoczął swoją działalność 1 maja tego roku.

Planuje się również odejść od importu ropy naftowej z Rosji, co wg planu nastąpi do końca tego roku. Wolumen ropy importowanej przez polskie spółki z Rosji spadł z ponad 90 proc. w 2015 r. do 60 proc. obecnie, w dużej mierze za sprawą portu północnego w Gdańsku, w którym odbierana jest ropa z dowolnego kierunku. Dobieramy importowaną ropę tak, aby nasze rafinerie mogły pracować nawet jeśli przesył ropociągami „Przyjaźń” zostanie wstrzymany w następstwie sankcji lub zaprzestania dostaw przez Rosję. Polskie rafinerie są przygotowane do przerobu różnych typów rop.

Mimo wszystko także w kryzysie widzimy szansę, tak dla Polski jak i szerzej dla UE, która dopiero teraz dostrzega konieczność uniezależnienia się od rosyjskich surowców. Gdy docelowa przepustowość polskich terminali gazowych i ropnych zostanie osiągnięta, Polska będzie mogła zacząć odgrywać rolę reeksportera tych surowców do krajów położonych na południu od Polski, przyczyniając się tym samym do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w regionie.

Równoległe do działań na rzecz dywersyfikacji dostaw, Polska realizuje długoterminowe założenia polityki zielonej transformacji, która w dalszej perspektywie również przyczyni się do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski i UE. Aby transformacja energetyczna się powiodła, musi ona zmienić priorytety. Przyjęty w ub.r. przez polski rząd dokument „Polityka Energetyczna Polski do 2040” (PEP2040) identyfikuje trzy obszary aktywności – sprawiedliwą transformację, budowę równoległego, zeroemisyjnego systemu energetycznego oraz zapewnienie dobrej jakości powietrza.

Priorytetem dla Polski będzie zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych o źródła krajowe. Rozwijając nasze moce z OZE i stawiając pierwszą w Polsce elektrownię atomową, będziemy równoległe dalej i szybciej dywersyfikować dostawy węgla-wodorów oraz poszukiwać dla nich alternatyw. Usprawnimy efektywność energetyczną, będziemy rozwijać sieci i magazynowanie energii.

Aktualna sytuacja międzynarodowa wpływa na wiele aspektów związanych z polityką energetyczną i spowodowała konieczność zmiany podejścia do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w kierunku większej dywersyfikacji i niezależności. Z tego względu niezbędna jest modyfikacja zapisów w PEP2040 w taki sposób, by zneutralizować lub ograniczyć ryzyka związane z potencjalnymi sytuacjami kryzysowymi w kraju oraz na arenie międzynarodowej, a jednocześnie pozwoli zrealizować główny cel polityki energetycznej, tj. zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko. Podjęta rewizja PEP2040 będzie mieć na celu dobranie optymalnej krajowej ścieżki w nowych ramach geopolitycznych i gospodarczych, mając na uwadze również ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen energii i pogłębieniem ubóstwa energetycznego. W tym kontekście, zaktualizowana polityka energetyczna Polski musi uwzględniać również czwarty filar – suwerenność energetyczną, której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz pochodnych (LPG, olej napędowy, benzyna, nafta) z Federacji Rosyjskiej oraz innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi poprzez dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz w alternatywne paliwa oraz źródła ciepła (rozwój szeroko rozumianej geotermii). Dopuszczymy możliwość okresowego zwiększenia wykorzystania jednostek węglowych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Wojna w Ukrainie doprowadziła już do zwrotów politycznych uznawanych wcześniej za niemożliwe. Może się ona też przyczynić do przyspieszenia dekarbonizacji, m.in. przez wysokie ceny uprawnień CO<sub>2</sub> w systemie EU ETS. To wymusza równocześnie aktywność w obszarze wychwyty i składowania CO<sub>2</sub>. Przy utrzymaniu systemu ETS, nawet przy niższych cenach emisji CO<sub>2</sub> niż obecnie, szczególnie Polska będzie nadal narażona na wysokie koszty, nie tylko energetyki, ale i przemysłu ciężkiego czy ciepłownictwa. Z tego też względu koordynowane przez MKiŚ są projekty wychwyty i składowania dwutlenku węgla (tzw. CCSU) na obszarach morskich i lądowych. Jest to nowy obszar koniecznych działań gospodarczych,

w których poprzez realizację powyższych projektów, Polska może zdobyć duże kompetencje.

Dostrzegamy również potencjał gospodarki opartej na wodorze. Polska już dziś jest trzecim, po Niemczech i Holandii, producentem wodoru w Europie, którego roczna produkcja w naszym kraju wynosi 1,3 miliona ton. Na tę chwilę jest to jednak głównie wodór niezielony, tj. pochodzący ze źródeł innych niż odnawialne, lecz zgodnie z założeniami przyjętymi w Polskiej Strategii Wodorowej (PSW), w 2030 r. w Polsce wytwarzane będzie nawet 2 GW bezemisyjnego, zielonego wodoru. PSW wskazuje na rolę wodoru jako magazynu energii oraz jako instrumentu mającego umożliwić bilansowanie sieci elektroenergetycznej. Wodór umożliwi też redukcję emisji w sektorach, których elektryfikacja nie ma uzasadnienia ekonomicznego.

Ważnym obszarem, który realizuje Rząd RP jest też prowadzenie długofalowej polityki surowcowej. 1 marca 2021 został przyjęty przez RM dokument Polityka Surowcowa Państwa do 2050 r. Głównym jej celem jest zapewnienie bezpieczeństwa surowcowego kraju poprzez zagwarantowanie dostępu do niezbędnych surowców (krajowych oraz importowanych) zarówno obecnie, jak i w perspektywie wieloletniej uwzględniającej zmieniające się potrzeby przyszłych pokoleń. PSP2050 jest dokumentem strategicznym, definiuje strategię bezpieczeństwa surowcowego Polski. PSP określa najważniejsze surowce, które są niezbędne, aby właściwie funkcjonowała krajowa gospodarka oraz określa ich zapotrzebowanie i wyznacza niezbędne działania w celu zabezpieczenia dostępu do nich.

Polska dostrzega i rozumie dychotomię wynikającą z potrzeby dekarbonizacji gospodarki przy jednoczesnej konieczności zmiany struktury podaży energii w okresie przejściowym, wymuszonej sytuacją geopolityczną i zmianami na światowych rynkach. Procesy i działania, jakie wdrażamy dla pogodzenia tych dwóch priorytetów pozwalają jednak szeroko rozumianej polskiej energetyce z optymizmem patrzeć w przyszłość.

Piotr Dziadzio  
Podsekretarz Stanu,  
Główny Geolog Kraju,  
Pełnomocnik Rządu ds. Polityki  
Surowcowej Państwa,  
Ministerstwo Klimatu i Środowiska

# Wielofunkcyjny symulator procesu wiercenia



Małgorzata Uliasz



Grzegorz Zima



Bartłomiej Jasiński



Sławomir Błaż

## Multifunctional drilling simulator

### Abstract

The article presents examples of use the Grace M2200 HPHT apparatus for testing drilling fluids in simulated borehole conditions. This device is a multifunctional drilling process simulator that allows to measure the lubricity of drilling fluid on the metal-metal or metal-rock contact, dynamic filtration of drilling fluids through the wall of the borehole and measurement of the drilling rate in real rock samples using a miniature drill bit in simulated borehole conditions. It is possible to simulate the borehole conditions thanks to the wide range of operating temperature (up to 260 °C) and pressure (up to 13,8 MPa). The device is operated using the M2200 PC software. Selected results of measurements of filtration and lubricating properties of exemplary drilling fluids as well as drilling rate are presented. The results obtained on the Grace apparatus were compared with the results of filtration measurements on the filter press under static and dynamic conditions and with the measurements of the friction coefficient on the Fann apparatus. Research conducted on the Grace M2200 HPHT apparatus will facilitate the implementation into industrial practice of new types of chemical agents to control the filtration and lubricating properties of drilling fluids in difficult geological conditions. They will expand the existing research methodology, allowing for a comprehensive analysis of drilling fluids properties.

### Streszczenie

W artykule przedstawiono przykłady zastosowania aparatu Grace M2200 HPHT do badań płuczek wiertniczych w warunkach zbliżonych do otworowych. Aparat ten jest wielofunkcyjnym symulatorem procesu wiercenia, który umożliwia przeprowadzenie pomiaru smarności w środowisku płuczki na kontakcie metal – metal i metal – skała, filtracji dynamicznej płuczek wiertniczych przez ścianę otworu oraz pomiar szybkości wiercenia w rzeczywistych próbkach skał przy



Fot. 1. Wielofunkcyjny symulator procesu wiercenia w warunkach HPHT Grace model M2200

pomocy miniaturowego świdra wiertniczego w symulowanych warunkach otworowych. Istnieje możliwość symulowania warunków otworowych dzięki dużemu zakresowi temperatury roboczej (do 260 °C) oraz ciśnienia (do 13,8 MPa). Obsługa urządzenia odbywa się przy użyciu oprogramowania komputerowego M2200 PC. Przedstawiono wybrane wyniki pomiarów filtracji i właściwości smarnych przykładowych płuczek wiertniczych a także szybkości wiercenia. Wyniki uzyskane na aparacie Grace porównano z wynikami pomiaru filtracji na prasie filtracyjnej w warunkach statycznych i dynamicznych oraz z pomiarami współczynnika tarcia na aparacie Fann. Badania prowadzone na aparacie Grace M2200 HPHT ułatwią wdrożenie do praktyki przemysłowej nowych rodzajów środków chemicznych do regulowania filtracji i właściwości smarnych płuczek wiertniczych w trudnych warunkach geologicznych. Umożliwią również rozbudowanie dotychczasowej metodyki badawczej pozwalającej na kompleksową analizę właściwości cieczy wiertniczych.

### 1. Wstęp

Wiercenie otworów w warunkach wysokich temperatur i ciśnienia wymaga zastosowania zaawansowanych systemów płuczek wiertniczych, w których szczególną uwagę należy zwrócić na dobór odpowiednich materiałów i środków chemicznych. Wymagania odnośnie płuczek wiertniczych, w szczególności stosowanych do dowiercania złóż w warunkach HPHT, to przede wszystkim zapewnienie jak najmniejszego uszkodzenia strefy przyotworowej, parametrów reologicznych umożliwiających zawieszenie materiału obciążającego i wynoszenia zwiercin, odpowiednich właściwości inhibitujących, smarnych oraz niskiej filtracji [6, 7, 8, 9, 10].

Nowe możliwości pomiarów parametrów fizycznych płuczek wiertniczych stwarza wielofunkcyjny symulator procesu wiercenia – Grace M2200 HPHT (fot. 1). Aparat ten umożliwia przeprowadzenie m.in. badań filtracji i smarności płuczek wiertniczych w symulowanych warunkach otworowych, tj. max. temperaturze – do ok. 260 °C i ciśnieniu – do ok. 13,8 MPa. Jego obsługa odbywa się przy użyciu nowo-



czesnego oprogramowania komputerowego M2200 PC, a wyniki przedstawiane są na wykresach (rys. 1, rys. 2, rys. 3).

Pomiar filtracji płuczek wiertniczych wykonywany jest za pomocą pras filtracyjnych: niskociśnieniowej i HPHT z użyciem bibuły filtracyjnej lub krążków ceramicznych (fot. 2, 3).

Natomiast do pomiaru filtracji na aparacie Grace M2200 stosuje się rdzenie z wyciętym współśrodkowo otworem, charakteryzujące się różnymi wartościami porowatości i przepuszczalności, które symulują ścianę otworu wiertniczego. Możliwe jest również przeprowadzenie pomiarów na samodzielnie przygotowanych próbkach skał. Podczas badania wewnątrz rdzenia wypełnione jest płuczką wiertniczą, a wewnątrz otworu obraca się współosiowy lub niewspółosiowy wałek symulujący przewód wiertniczy. W czasie badania na bieżąco mierzona jest objętość filtratu, a na ścianie rdzenia wytwarza się osad filtracyjny, który można obejrzeć po zakończonym teście (fot. 4). Aparat daje również unikatową możliwość pomiaru filtracji podczas zwiercania skały miniaturowym modelem świdra, z zadaną prędkością obrotową i naciskiem (fot. 5).

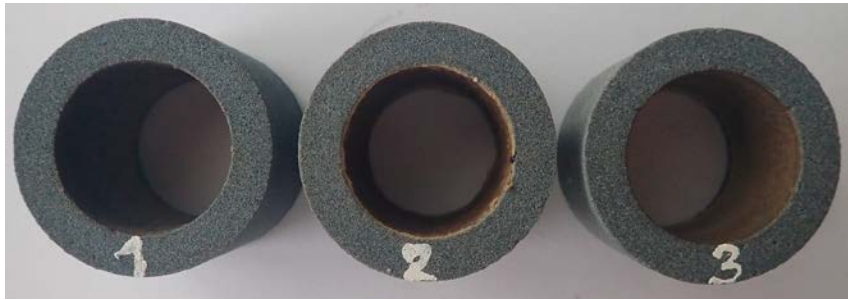
Kolejnym parametrem, który można zmierzyć stosując aparat Grace M2200 jest współczynnik tarcia na kontakcie metal-metal oraz metal-skała określający właściwości smarne płuczki. Do tej pory pomiar prowadzony był w temperaturze otoczenia na kontakcie metal-



Fot. 2. Bibuła filtracyjna z osadem



Fot. 3. Krążek ceramiczny z osadem



Fot. 4. Rdzenie ceramiczne po badaniu filtracji na aparacie Grace M2200 HPHT

-metal przy użyciu aparatu EP Lubricity Tester Model 212 EP (fot. 6).

Podczas pomiaru współczynnika tarcia z wykorzystaniem aparatu Grace M2200, obracający się z zadaną prędkością stalowy rotor jest dociskany do metalowego walca – w przy-

padku pomiaru współczynnika tarcia na kontakcie metal-metal, (fot. 7) bądź próbki skały – w przypadku pomiaru współczynnika tarcia na kontakcie stal-skała (fot. 7). Całość zestawu zanurzona jest w badanej płuczce wiertniczej. Aparat mierzy moment obrotowy potrzebny do



Fot. 5. Świder do wiercenia w skałę

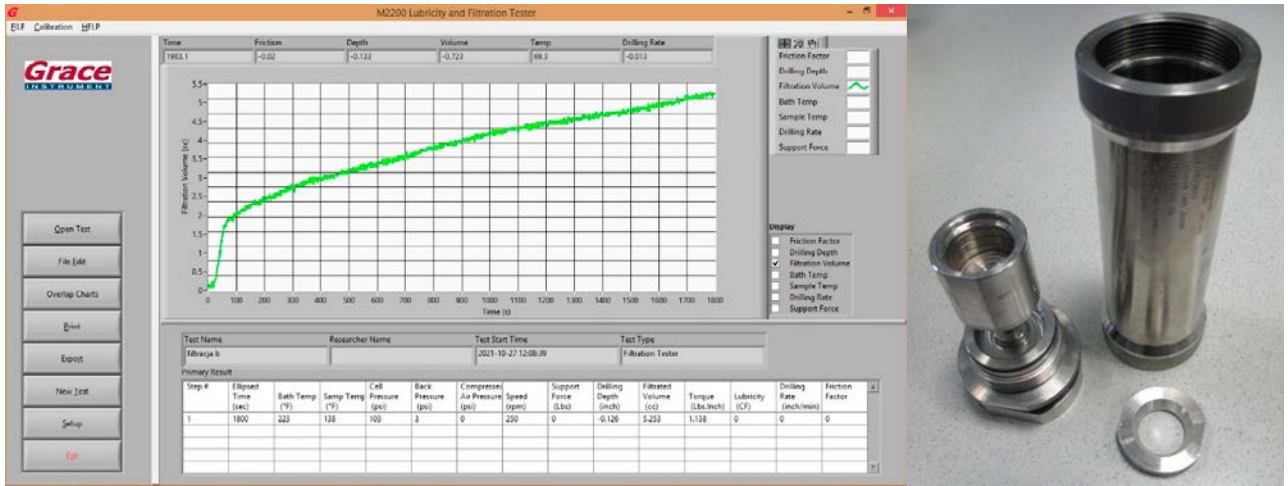


Fot. 6. Aparat do badania właściwości smarnych cieczy wiertniczych – EP Lubricity Tester Model 212 EP



Fot. 7. Próbkę wykorzystywane podczas badań smerności; od lewej: stal, anhydryt, piaskowiec, dolomit

obracania rotora z zadaną prędkością (np. 10, 20, 30, 40 i 50 obr/min.) przy zadanym docisku (np. 30, 60, 90 oraz 120 funtów) do próbki [4, 5]. Na podstawie tego pomiaru oznaczana jest smarność badanej płuczki wiertniczej, czyli jej zdolność do zmniejszania współczynnika tarcia między powierzchniami trącymi przy różnych konfiguracjach: nacisk – prędkość obrotowa



Fot. 8. Zrzut ekranu z badania filtracji oraz uchwyt na próbkę i komora

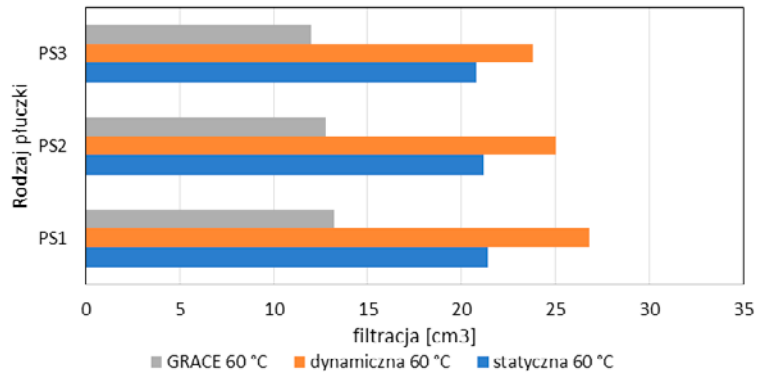
przy zadanej temperaturze. Natomiast w standardowym teście pomiar współczynnika tarcia przy użyciu aparatu EP Lubricity Tester wykonywany jest przez dociśnięcie metalowej kostki przykładając nacisk 150 lbin (16,95 N·m) przy pomocy ramienia klucza do pierścienia obracającego się z prędkością 60 RPM, a następnie odczytaniu momentu tarcia na amperomierzu.

## 2. Badania laboratoryjne z zastosowaniem aparatu Grace M2200 HPHT

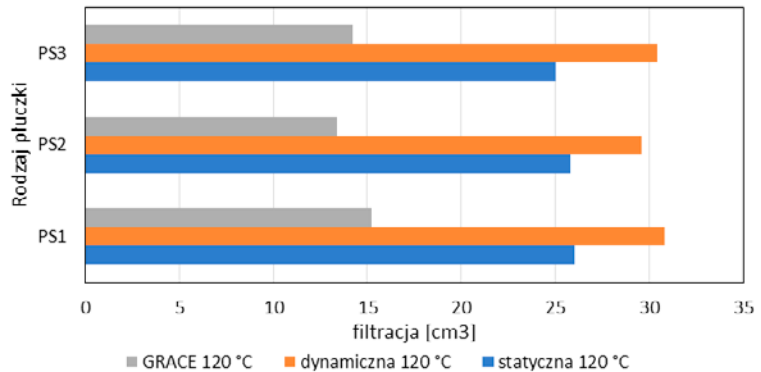
### 2.1. Pomiar filtracji płuczki wiertniczej

Wynikiem pomiaru filtracji na aparacie Grace jest ilość filtratu przenikającego ścianę otworu, którą przedstawia się w formie zależności objętości filtratu od czasu (fot. 8). Pomiar filtracji wybranych płuczek wiertniczych wykonano na próbkach rdzeni imitujących otwór wiertniczy o porowatości 20µm. Ze względu na różną powierzchnię filtracji, uzyskane wyniki badań na rdzeniach zostały przeliczone w celu porównania z filtracją HPHT na krążkach ceramicznych.

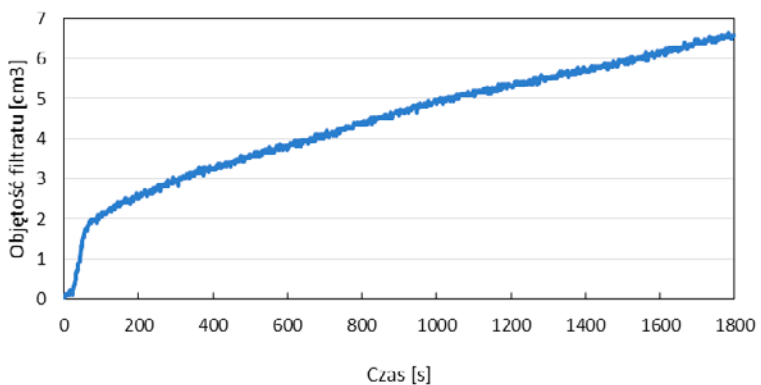
Na podstawie przeprowadzonych badań możliwe jest określenie korelacji pomiędzy wynikami badań filtracji HPHT uzyskanych na prasie filtracyjnej statycznej i dynamicznej zarówno przy użyciu bibuły filtracyjnej jak i dysków ceramicznych oraz wynikami filtracji otrzymanymi za pomocą aparatu Grace M2200 HPHT. Porównanie metod pomiaru filtracji dla tych samych płuczek użytych w badaniu wskazuje na występowanie zależności pomiędzy ich wartościami. Wartości filtracji uzyskane na rdzeniu ceramicznym z użyciem aparatu Grace są niższe niż na krążkach ceramicznych przy użyciu statycznej lub dynamicznej prasy filtracyjnej. Najwyższe wartości uzyskiwano natomiast na dynamicznej prasie filtracyjnej HPHT. Analiza wyników wykazała, że wartości filtracji oznaczone na statycznej prasie filtracyjnej HPHT stanowią 80 – 85% wartości filtracji uzyskanej na prasie dynamicznej HPHT,



Rys. 1. Wyniki pomiarów filtracji HPHT w temperaturze 60°C na krążku ceramicznym płuczek zawierających polimery syntetyczne o podwyższonej odporności termicznej



Rys. 2. Wyniki pomiarów filtracji HPHT w temperaturze 120°C na krążku ceramicznym płuczek zawierających polimery syntetyczne o podwyższonej odporności termicznej

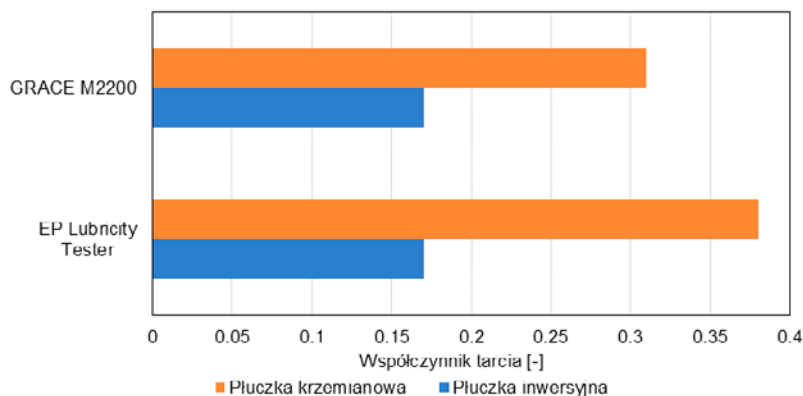


Rys. 3. Zmiana objętości filtratu w czasie pomiaru filtracji płuczki wiertniczej na aparacie Grace w 120°C



Fot. 9. Przykładowe wyniki pomiaru współczynnika tarcia przy różnych wartościach nacisku oraz rotor

wartości filtracji otrzymane przy użyciu aparatu Grace stanowią 45 – 50% wartości na prasie dynamicznej HPHT i 55 – 60% wartości na prasie statycznej HPHT. Najwyższe wartości filtracji na prasie dynamicznej są najprawdopodobniej spowodowane utrudnionym tworzeniem osadu filtracyjnego podczas ciągłego mieszania płuczki, natomiast pomiar filtracji na aparacie Grace odbywa się przez boczne ścianki rdzenia, a osad nie jest zrywany przez mieszadło, występuje tylko omywanie powierzchni ściany otworu przez płuczkę wywołane rotacją elementu imitującego przewód wiertniczy.



Rys. 4. Wpływ rodzaju płuczki na wartość współczynnika tarcia

## 2.2. Badania właściwości smarnych płuczki wiertniczej

W procesie wiercenia otworu, szczególnie otworu kierunkowego, jednym z zadań płuczki wiertniczej jest smarowanie elementów świdra jak i przewodu wiertniczego. Dlatego każda płuczka wiertnicza powinna posiadać określoną zdolność do zmniejszania współczynnika tarcia w celu zapobiegania zużyciu narzędzi wiertniczych.

Przy użyciu aparatu Grace M2200 HPHT można śledzić zmiany wartości współczynnika tarcia w zadanych temperaturach zależnie od nacisku i prędkości obrotowej rotora w środowisku badanej płuczki wiertniczej (fot. 9).

Wartość współczynnika tarcia najczęściej zależy od składu płuczki, zawartości fazy stałej pochodzącej ze zwiercanej skały oraz jej kontaktu z różnymi ośrodkami, rurami i skałą. Bez względu na metodę pomiaru współczynnika tarcia na kontakcie metal-metal, na przykładzie dwóch płuczek tj. olejowodyspersyjnej (inwersyjnej) oraz wodnodyspersyjnej (krzemianowej) przeprowadzone badania wykazały zależność właściwości smarnych od rodzaju płuczki (rys. 4). Płuczki te w warunkach otworowych charakteryzują się najniższym i najwyższym współczynnikiem tarcia, co potwierdziły próby

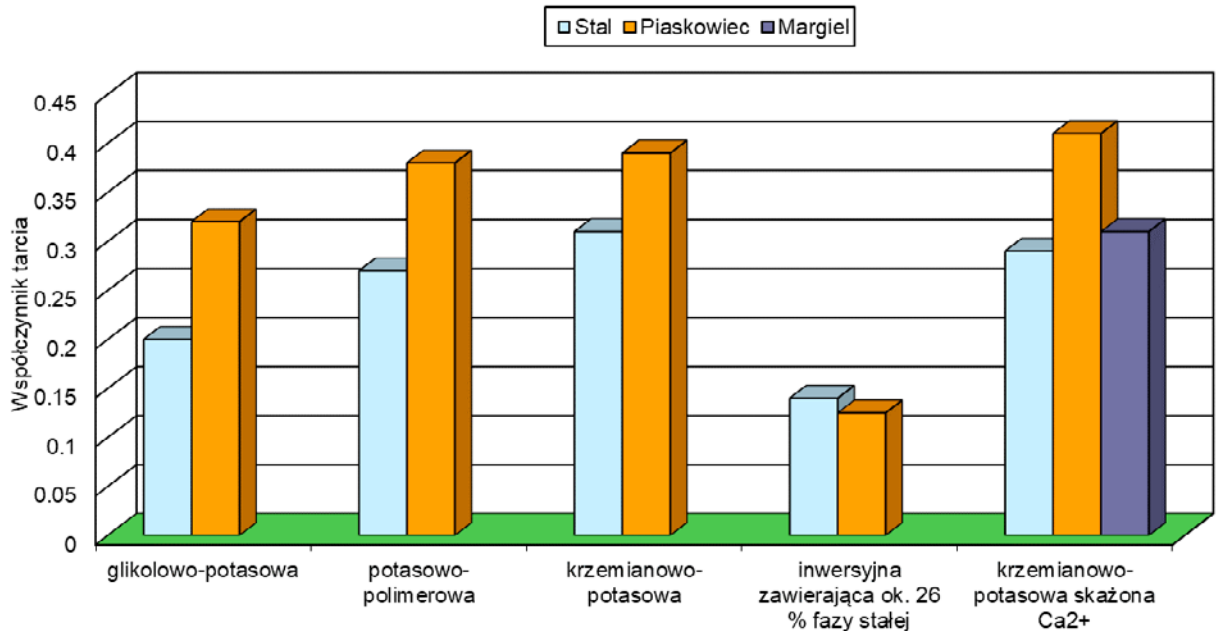
przemysłowe wykonane z ich udziałem podczas realizacji otworów na przedgórzu Karpat [11, 12, 13].

Kolejne badania przeprowadzone przy różnych naciskach na powierzchnie trącą (metal) i w różnych temperaturach wykazały, że istotny dla właściwości smarnych jest również skład płuczki. Dowodem są wyniki badań płuczek zawierające różne biopolimery, których wyniki przedstawiono w tabelicy 1.

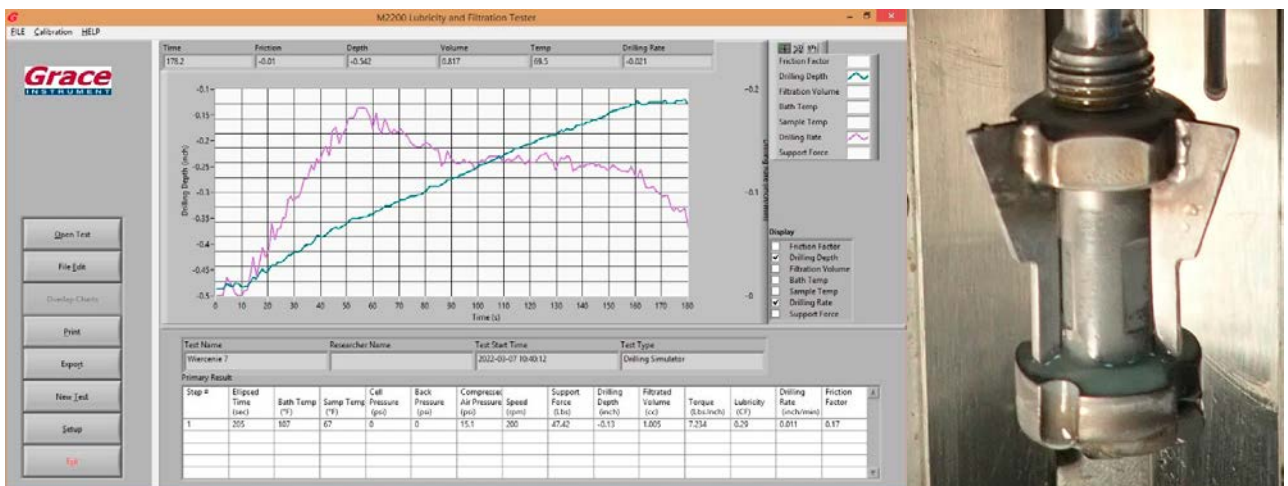
Na wartości współczynnika tarcia ma wpływ także rodzaj powierzchni trących, jak wykazały badania laboratoryjne wykonane dla różnych

Tabela 1. Wartości współczynnika tarcia uzyskane na kontakcie metal-metal w środowisku płuczki polimerowej z dodatkiem różnych

Nr płuczki	Skład płuczki	temperatura 20 °C		temperatura 100 °C	
		nacisk 50 funtów	nacisk 100 funtów	nacisk 50 funtów	nacisk 100 funtów
P1	Płuczka polimerowa zasolona 7%KCl + biopolimer	0,241	0,353	0,237	0,411
P2	Płuczka polimerowa zasolona 7%KCl + biopolimer HT	0,302	0,356	0,272	0,350
P3	Płuczka polimerowa zasolona 7%KCl + biopolimer sieciowany	0,217	0,301	0,394	0,448



Rys. 5. Wpływ rodzaju płuczki i powierzchni trących na wartość współczynnika tarcia



Fot. 10. Zrzut ekranu ze zwiarcania próbki skały i świdra

płuczek na kontakcie metal-metal i metal-skała. Wyniki badań przeprowadzonych w temperaturze 20°C zostały przedstawione na rysunku 5.

### 2.3. Pomiar szybkości wiercenia

Kolejną funkcją aparatu Grace M2200 HPHT jest symulowanie operacji wiercenia w skałach dowolnego typu. Specjalnie zaprojektowana komora symulująca warunki otworowe oraz zastosowanie miniaturowego świdra wiertniczego pozwalają przeprowadzić pomiar szybkości oraz postępu wiercenia w otoczeniu wybranej płuczki wiertniczej, co pozwala na optymalizację systemów płuczkowych w celu zmniejszenia całkowitych kosztów wiercenia. Próbki rdzeni użyte do testów mogą być przygotowane z dowolnego rodzaju skał, co pozwala użytkownikowi dostosować parametry badania do rzeczywistych warunków wiercenia. Podobnie jak w przypadku badania współczynnika tarcia, urządzenie

pozwala na zaprojektowanie badania poprzez dobór odpowiednich parametrów wiercenia (obroty, nacisk świdra na skałę) oraz temperatury i ciśnienia. Na fotografii 10 przedstawiono przykładowy wynik testu, w postaci wykresów szybkości oraz głębokości wiercenia.

### 3. Podsumowanie

Wielofunkcyjny symulator procesu wiercenia Grace M2200 HPHT jest urządzeniem dającym duże możliwości w ocenie właściwości płuczek wiertniczych, zarówno w warunkach normalnych jak i w warunkach wysokiego ciśnienia i wysokiej temperatury. W przypadku pomiaru filtracji, jego przewagą nad tradycyjnymi metodami pomiaru jest użycie próbek realistycznie oddających warunki otworowe, tj. rdzeni z współśrodkowo wywierconymi otworami, w których dodatkowo obraca się wałek symulujący pracę przewodu wiertniczego.

W przypadku pomiaru współczynnika tarcia, bardzo dużą zaletą urządzenia jest możliwość pomiaru zarówno na kontakcie stal-stal, jak również na kontakcie stal-skała, co nie było możliwe we wcześniej stosowanej metodzie pomiarowej. Bardzo dużą zaletą w porównaniu do aparatu EP Lubricity Tester jest możliwość prowadzenia badań w warunkach HPHT.

Trzecia funkcja urządzenia, czyli pomiar szybkości wiercenia, jest unikatowa na skalę światową. Uzyskane w tym badaniu dane zwiercalności skał w zależności od zadanych wartości parametrów wiercenia oraz przy zastosowaniu różnych typów płuczek wiertniczych, mogą być cenne z uwagi na optymalizację kosztów wiercenia.

Aparat Grace M2200 HPHT bardzo dobrze uzupełnia aparaturę Zakładu Technologii Wiercenia. Dzięki posiadanemu wyposażeniu,

Zakład dysponuje możliwościami pozwalającymi na kompleksową analizę właściwości cieczy wiertniczych.

#### Literatura:

1. Ezeakacha C. P., Salehi S., Hongfeng B., 2018. A New Approach to Characterize Dynamic Drilling Fluids Invasion Profiles in Application to Near-Wellbore Strengthening Effect. SPE-189596-MS. DOI: 10.2118/189596-MS.
2. Ezeakacha, C. P., Salehi, S., Ghalambor, A., 2018. Investigating Impact of Rock Type and Lithology on Mud Invasion and Formation Damage. SPE-189471-MS. DOI: 10.2118/189471-MS.
3. Jasiński B., 2017. Analiza skuteczności działania dodatków smarnych na podstawie badań przeprowadzonych z użyciem symulatora wiercenia Grace M2200. Nafta-Gaz, 5: 257–265. DOI: 10.18668/NG.2017.04.06.
4. Jasiński B., 2018. Określenie dynamicznej filtracji płuczek wiertniczych w warunkach HPHT z użyciem nowatorskiej metody pomiarowej. Nafta-Gaz, 2: 85–95. DOI: 10.18668/NG.2018.02.02.
5. Jasiński B., 2019, Analiza możliwości poprawy właściwości smarnych płuczek stosowanych w warunkach przemysłowych. Nafta-Gaz, 5: 275 – 282. DOI: 10.18668/ng.2019.05.05.
6. Livescu S., Craig S., 2015. Increasing Lubricity of Downhole Fluids for Coiled-Tubing Operations. SPE-168298-PA. DOI: 10.2118/168298-PA.
7. Owoseni S., Alonge O., Isehunwa S., 2020. Novel Analytical Technique for Evaluating Static Mud Filtration During Drilling of Horizontal Wells. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Virtual. DOI: 10.2118/203724-MS.
8. Salih A. H., Bilgesu H., 2017. Investigation of Rheological and Filtration Properties of Water-Based Drilling Fluids Using Various Anionic Nanoparticles. Paper presented at the SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California. DOI: 10.2118/185638-MS.
9. Uliasz M., Zima G., Błaż S., Kinel D., Szubra G., 2009. Wpływ płuczek wiertniczych na zdolność wnoszenia urobku w otworach kierunkowych i poziomych. Prace Instytutu Nafty i Gazu nr 158.
10. Uliasz M., 2021. Ciecze robocze – ich właściwości technologiczne i rola w procesie rekonstrukcji odwiertów. Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu - Państwowego Instytutu Badawczego Nr 235. DOI: 10.18668/PN2021.235.
11. Uliasz M. i zespół, 2017. Bieżące badania laboratoryjne właściwości technologicznych płuczek wiertniczych celem monitoringu w roku 2017 jakości prac wykonywanych przez krajowe i zagraniczne serwisy płuczkowe. Archiwum Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, Kraków.
12. Uliasz M., 2009. Właściwości smarne płuczki wiertniczej zawierającej szkło wodne, Nafta-Gaz, 2: 133 – 144.
13. Uliasz M., Zima G., Błaż S., 2008, Płuczka krzemianowo-potasowa i jej zastosowanie w warunkach otworowych. Wiadomości Naftowe i Gazownicze, 4.

Małgorzata Uliasz

Grzegorz Zima

Bartłomiej Jasiński

Sławomir Błaż

Instytut Nafty i Gazu

– Państwowy Instytut Badawczy

# PRENUMERATA

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

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84  
<http://www.wnig.pl> e-mail: [prenumerata@wnig.pl](mailto:prenumerata@wnig.pl)

# Obecne wykorzystanie i kierunki rozwoju energetyki geotermii na świecie



Marek  
Hajto



## The current use and directions of geothermal energy development in the world

### Summary

For many years, a constant tendency to increase the use of geothermal energy in the world has been recorded. This applies both to the increasing number of countries that report the use of this source for direct purposes or for the production of electricity, as well as the total installed power and energy consumption from the Earth's interior.

The number of countries reporting direct use of geothermal resources (including ground source heat pumps) has increased to 88 (34 in Europe), while the number of countries reporting geothermal electricity production to 29 (11 in Europe). The increase in the installed geothermal capacity for direct use in the last 5 years amounted to over 50%, thermal energy used slightly exceeds ca. 1 EJ/year, wherein ground source heat pumps (GSHP), responsible for almost 60% of the energy produced.

A growing interest in generating electricity using binary systems, in particular in Europe has been noticed. In recent years three new binary installations in: Croatia, Hungary and Belgium have been launched. The leader among the countries with the highest increase in installed geothermal capacity is Turkey, where solely in 2020 – 8 new geothermal power plants were commissioned, with installed capacity of approx. 165 MW<sub>e</sub>, apart from a wide range of geothermal water use in greenhouse sector and other purposes.

In recent years, especially in Europe, a significant increase in interest in the recovery of critical elements (CRMs) from geothermal waters, mainly lithium has been noticed. The initially identified potential indicates the possibility of covering up to approx. 25% of the EU countries' demand for Lithium from geothermal brines by 2030.

In many countries, geothermal energy is one of the most promising renewable energy sources, in which an important role is played primarily by environmental and economic considerations.

### Streszczenie

Od wielu lat odnotowuje się stałą tendencję wzrostu wykorzystania energii geotermalnej na świecie, dotyczy to zarówno wzrastającej ilości państw, które raportują wykorzystanie tego źródła do celów bezpośrednich, lub do wytwarzania energii elektrycznej, jak i sumarycznej zainstalowanej mocy i zużycia energii pochodzącej z wnętrza Ziemi. Ilość państw, które raportowały wykorzystanie zasobów geotermalnych w sposób bezpośredni (z uwzględnieniem gruntowych pomp ciepła) zwiększyła się do 88 (34 w Europie), a jednocześnie do 29 (11 w Europie) wzrosła ilość państw, które raportowały wytwarzanie energii elektrycznej z geotermii. Przyrost zainstalowanej mocy geotermalnej do wykorzystania bezpośredniego (w tym ciepłownictwo) w ostatnich 5 latach wyniósł ponad 50%, wykorzystanie sięgnęło wartości nieco ponad 1 EJ/rok, przy czym największy procentowy udział w powyższym wzroście mają gruntowe pompy ciepła (GPC), które odpowiadają za prawie 60% wytworzonej energii.

Wzrasta zainteresowanie wytwarzaniem energii elektrycznej z wykorzystaniem układów binarnych. W ostatnich latach w Europie uruchomiono trzy nowe instalacje tego typu w: Chorwacji, Węgrzech oraz w Belgii.

Liderem wśród krajów gdzie odnotowano największy przyrost zainstalowanej mocy geotermalnej jest Turcja, gdzie jedynie w 2020 r. oddano do użytku 8 nowych elektrowni geotermalnych, w których zainstalowano moc ok. 165 MW<sub>e</sub>, nie wspominając o szerokim zakresie ciepłowniczego wykorzystania wód geotermalnych w szklarnictwie i innych dziedzinach.

W ostatnich, w szczególności w Europie, odnotowano znaczący wzrost zainteresowania odzyskiem pierwiastków krytycznych z wód geotermalnych, w tym głównie Lit. Zidentyfi-

kowany wstępnie potencjał wskazuje na możliwość pokrycia w perspektywie roku 2030 aż do ok. 25% zapotrzebowania krajów EU na Lit z solanek geotermalnych.

Energia geotermalna w wielu krajach stanowi jedno z najbardziej perspektywicznych odnawialnych źródeł energii, w czym istotną rolę odgrywają przede wszystkim względy ekologiczne i ekonomiczne.

### Wstęp

Energia geotermalna stanowi niemal nieograniczoną ilość ciepła która zakumulowana jest w skałach, wodach oraz parach geotermalnych skorupy ziemskiej. Energia ta udostępniana jest zazwyczaj poprzez wykorzystanie technologii wiertniczych. Jednak pomimo wielu zalet, potencjał geotermii nadal pozostaje w dużej mierze niewykorzystany.

Zakładając średnią wartość ziemskiego strumienia ciepłego 80 mW/m<sup>2</sup>, całkowite ciepło emitowane do otoczenia, oszacowano na ok. 40–42 TW (Dickson, Fanelli, 2004; Stacey, Loper, 1988; Morgan, 1989).

Całkowitą ilość ciepła zakumulowaną w Ziemi, w odniesieniu do średniej temperatury 15°C, oszacowano na 12,6·10<sup>24</sup> MJ, a samej skorupy ziemskiej na ok. 5,4·10<sup>21</sup> MJ (Armstrong, 1983). Wartość tę można porównać do światowej produkcji energii elektrycznej, która w 2020 roku wyniosła ok. 9,36·10<sup>13</sup> MJ (IEA, 2022; Statista, 2022). W związku z powyższym światowa roczna produkcja energii elektrycznej stanowi ok. 1/60 mln część zasobów energii zakumulowanej w skorupie ziemskiej! Podobne dysproporcje w zakresie potencjału technicznego zasobów hydrogeotermalnych, a światowym końcowym zużyciem energii do celów ciepłowniczych opisali m.in. Limberger i in. (2018).

Potencjał techniczny w zakresie wytwarzania energii cieplnej z geotermii (hydro + EGS) do 2050 r. oszacowano na 5000 GW<sub>t</sub> (Lund, Toth, 2020; IRENA, 2021). Potencjał ekonomiczny wykorzystania systemów hydrotermalnych oraz HDR łącznie, do produkcji energii elektrycznej do 2050 r., przy wykorzystaniu istniejących technologii oszacowano na ok. 140 GW (Bertani, 2003; 2010; IRENA, 2021).

Szacunki pokazują, że energia geotermalna może zaspokoić około 8,3% całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną na świecie w odniesieniu do ok. 17% światowej populacji (IPCC, 2007).

Przytoczone powyżej wartości wskazują na ogromny, niewykorzystany potencjał zasobów energii geotermalnej, który może być zagospodarowany w szerokim zakresie, w pierwszej kolejności do celów ciepłowniczych oraz wytwarzania energii elektrycznej.

Wykorzystanie bezpośrednie	Wytwarzanie energii elektrycznej	Odzysk metali i substancji mineralnych
<ul style="list-style-type: none"> <li>Ciepłownictwo</li> <li>Rekreacja</li> <li>Balneoterapia</li> <li>Gruntowe pompy ciepła</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sucha przegrzana para (<i>Dry steam</i>)</li> <li>Ewaporacja (<i>Flash</i>)</li> <li>Systemy binarne (<i>Binary cycle: ORC, Kalina</i>)</li> <li>Systemy hybrydowe (<i>Combined - or hybrid cycle</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Uzdatnianie wód geotermalnych (w tym odsalanie)</li> <li>Odzysk substancji mineralnych (np.: <math>SiO_2</math>, Na, K, Ca, Mg i in.)</li> <li>Odzysk pierwiastków krytycznych (CRMs), głównie Litu i in.</li> </ul>

Rys. 1. Główne kierunki rozwoju geotermii na świecie  
Fig. 1. The main directions of geothermal development in the world

### Obecne wykorzystanie energii geotermalnej na świecie

Wykorzystanie energii geotermalnej na świecie obejmuje trzy główne kierunki, a mianowicie: wykorzystanie bezpośrednie, produkcja energii elektrycznej oraz odzysk metali i substancji mineralnych (Rys. 1).

Równolegle rozwojowi wykorzystania zasobów geotermalnych towarzyszy wszechstronny rozwój innowacyjnych technologii: materiałowych, wiertniczych, metod poszukiwawczych, inżynierii złożowej, a także rozwój innowacji procesowych w zakresie optymalizacji energetycznej i ekonomicznej systemów geotermalnych.

Kierunki zagospodarowania energii geotermalnej są ściśle powiązane z budową geologiczną oraz charakterem lokalnych zasobów. W strefach kontaktów płyt litosfery dominuje wykorzystanie energii geotermalnej do produkcji energii elektrycznej. W pozostałych rejonach, obejmujących rozległe baseny osadowe (np. Basen molasowy przedgórza Alp, Basen północnoniemiecki, Basen Niziny Polskiej, Basen Panoński, Basen Paryski, Basen rzeki Wei (Guangdong – centralne Chiny) i inne) wykorzystuje się zwykle wody termalne o temperaturach poniżej 150°C (niekiedy pary geotermalne), a dominującym kierunkiem wykorzystania tych wód jest ciepłownictwo, szklarnictwo, hydrouprawy oraz rekreacja, a niekiedy balneoterapia.

### Bezpośrednie wykorzystanie zasobów geotermalnych na świecie

Bezpośrednie wykorzystanie zasobów geotermalnych jest najstarszą formą wykorzystania energii geotermalnej, zwykle nie wymagający zaawansowanych technologii. Uznaje się, że wykorzystanie bezpośrednie dotyczy zastosowania wód o temperaturze poniżej

150°C, czyli tzw. niskotemperaturowych (niekiedy również średniotemperaturowych) zasobów geotermalnych.

W 2021 r. bezpośrednie wykorzystanie energii geotermalnej raportowało 88 krajów świata, co oznacza wzrost o 6 nowych krajów od 2015 r. (Lund, Toth, 2020).

Zainstalowaną moc geotermalną w zakresie wykorzystania bezpośredniego, włącznie z gruntowymi pompami geotermalnymi (GPC), oszacowano na ok. 108 GW<sub>t</sub>, co wskazuje na znaczący, tj. 52% wzrost w okresie 2015–2020 r. Biorąc pod uwagę wykorzystanie ciepła geotermalnego powyższy wzrost wygląda jeszcze bardziej imponująco, a mianowicie +72% w ciągu ostatnich 5 lat (Tab. 1). Zesta-

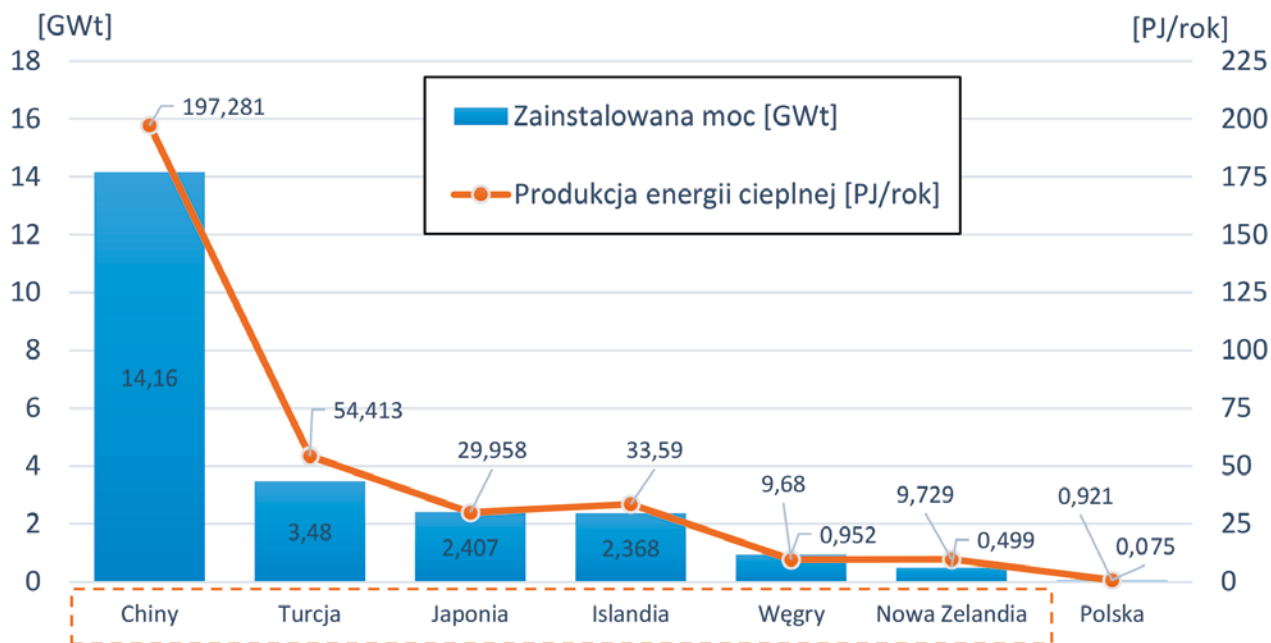
wienie wykorzystania zasobów geotermalnych w sposób bezpośredni (do celów grzewczych), uwzględniające różne kierunki zagospodarowania przedstawiono w tabeli 1.

Powyższa tabela potwierdza bardzo dynamiczny wzrost globalnego wykorzystania gruntowych pomp ciepła w ogrzewnictwie, których udział w całkowitym bilansie wykorzystania bezpośredniego, wyrażonego w PJ/rok wzrósł do ok. 59%. Na tym tle tzw. tradycyjne ciepłownictwo geotermalne (głębokie otwory geotermalne) stanowi jedynie ok. 16% (Lund, Toth, 2020).

Największy udział w zakresie bezpośredniego wykorzystania zasobów geotermalnych przypada krajom azjatyckim, gdzie zainstalowana moc geotermalna (włącznie z GPC) stanowi

Tabela 1. Wykorzystanie zasobów geotermalnych w sposób bezpośredni na świecie – 2020 r.  
Table 1. World direct use of geothermal resources – 2020 year.

Sposób wykorzystania	Zainstalowana moc geotermalna	Wykorzystanie ciepła geotermalnego
	[GW <sub>t</sub> ]	[PJ/rok]
Gruntowe pompy ciepła (GPC)	77,547	599,981
Ciepłownictwo – „głęboka geotermia”	12,768	162,979
Rekreacja, balneoterapia	12,253	184,07
Ogrzewanie szklarni	2,459	35,826
Akwakultury	0,95	13,573
Zastosowania przemysłowe	0,852	16,39
Odladzanie jezdni, chodników itp.	0,435	2,589
Suszenie produktów rolnych	0,257	3,529
Inne	0,106	1,95
Razem	107,727 (+52%)	1 020,887 (+72%)



Rys. 2. Czołówka państw na świecie w zakresie bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej – bez gruntowych pomp ciepła (na podst. Lund, Toth, 2020).  
 Fig. 2. Worldwide leaders in the direct use of geothermal energy – without ground source heat pumps (after Lund, Toth, 2020).

ok. 45,6% całkowitej zainstalowanej mocy na świecie. Kolejne miejsca zajmują kraje Europy – ok. 31,9% udziału, Ameryki – ok. 21,7%, a pozostałe jedynie 0,8% całkowitej zainstalowanej mocy dla zastosowań bezpośrednich (Turcja została uznana jako kraj azjatycki). Światowymi liderami pod względem bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej (bez GPC) są w kolejności: Chiny, Turcja, Japonia, Islandia, Węgry oraz Nowa Zelandia. Zakres wykorzystania energii geotermalnej, zainstalowaną moc geotermalną oraz wielkość produkcji ciepła – bez wykorzystania pomp ciepła w wiodących krajach na świecie przedstawia rysunek 2.

Chiny, z zainstalowaną mocą ok. 40,61 GW<sub>t</sub> oraz wykorzystaniem ciepła na poziomie 443,492 PJ/rok, przewodzą stawkę krajów pod względem łącznego wykorzystania zasobów głębokiej i płytkiej geotermii. W klasyfikacji bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej Polska plasuje się na końcowych pozycjach 2 dziesiątki państw na świecie i na ok. 13 miejscu spośród 38 krajów europejskich, które uwzględniono w statystyce.

### Główne kierunki bezpośredniego wykorzystania zasobów geotermalnych

Główne kierunki bezpośredniego wykorzystania zasobów geotermalnych obejmują: ciepłownictwo (zwłaszcza w Europie), rolnictwo, zastosowania przemysłowe, balneoterapia i rekreacja. Spośród ww. zastosowań szczególne znaczenie odgrywa ciepłownictwo geotermalne (w tym ciepłownictwo sieciowe),

które wciąż posiada znaczący, niewykorzystany potencjał. Globalnymi liderami w geotermalnym ciepłownictwie sieciowym są: Chiny, Islandia, Turcja, Francja oraz Niemcy. W powyższym zakresie Europa jest wiodącym rynkiem. W 2020 roku energia geotermalna do celów ciepłowniczych była wykorzystywana w 34 krajach Europy, z czego w 25 krajach zasilala systemy ciepłownicze, w tym w Polsce (Garabetian i in., 2020). W Europie, w 2020 r. działało 350 geotermalnych systemów ciepłowniczych (327 instalacji w 2019 r.), kolejne 232 znajdowały się na różnych etapach rozwoju (Garabetian i in., 2021). Powyższe dane świadczą o znacznym zainteresowaniu geotermalnym ciepłownictwem sieciowym w Europie. Całkowitą zainstalowaną moc termiczną systemów ciepłowniczych w 25 krajach Europy w 2020 r. oszacowano na ok. 6 GW<sub>t</sub>, w tym w ciepłownictwie sieciowym w krajach UE ok. 2 GW<sub>t</sub> (Garabetian i in., 2020).

W latach 2015–2019 w 42 krajach świata wykonano ponad 2 600 głębokich otworów geotermalnych (Lund, Toth, 2020).

### Ciepłownictwo geotermalne w Europie

Wiodącymi rynkami w Europie pod względem rozwoju ciepłownictwa sieciowego opartego geotermię są: Francja (41), Niemcy (33) i Holandia (10), Węgry (17), Włochy (16), Polska (20), Szwajcaria (13) oraz Dania (13) – w nawiasach podano przybliżoną ilość planowanych lub realizowanych projektów. W skali Europy obserwowany jest stały postęp w rozwoju

ciepłownictwa geotermalnego na poziomie 7–10% rocznie (Garabetian i in., 2021).

W rankingu 25 państw europejskich Polska znalazła się na 11 pozycji. W Europie strategiczne plany znacznego zwiększenia udziału ciepła geotermalnego zmierzające do osiągnięcia neutralności klimatycznej do roku 2035 mają takie miasta jak: Helsinki, Dublin, Monachium, Frankfurt, Paryż, Wiedeń i wiele innych. Miejmy nadzieję, że odwiercone w Polsce w ostatnich latach otwory geotermalne będą niebawem z sukcesem zagospodarowane. Dotyczy to również niewykorzystane zasoby energii geotermalnej w innych lokalizacjach (Hajto, 2018).

### Gruntowe pompy ciepła

Istotny udział w bilansie obejmującym bezpośrednie wykorzystanie zasobów geotermalnych zarówno na świecie, jak i w Europie zajmuje sektor geotermalnych pomp ciepła. W skali globalnej udział ciepła wytwarzanego przy pomocy GPC jest znaczący. Oszacowania wskazują, że w GPC na świecie zainstalowano moc ok. 77,5 GW<sub>t</sub> (produkcja ciepła ok. 600 PJ/rok). Liderem w tym zakresie są Chiny, gdzie zainstalowaną mocą geotermalnych pomp ciepła oszacowano na ok. 26,45 GW<sub>t</sub>, a kolejne miejsca zajmują: Stany Zjednoczone, Szwecja Niemcy oraz Finlandia. Według Garabetiana i in. (2021) w Europie w 2020 r. pracowało ok. 2,1 mln GPC, co oznacza, że ilość tych urządzeń podwoiła się przeciągu ostatniej dekady. W Europie w 2020 r. połowa sprzedanych urządzeń zasilala jedynie trzy rynki europejskie: Szwecję,



Niemcy oraz Holandię. Więcej informacji nt. wykorzystania gruntowych pomp ciepła znajdzie Państwo m.in. w publikacji Hajto (2021), a także materiałach European Geothermal Energy Council (EGEC – <https://www.egec.org>) oraz Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC, 2021).

### Wytwarzanie energii elektrycznej z geotermii

Kolejnym głównym kierunkiem wykorzystania zasobów geotermalnych jest wytwarzanie energii elektrycznej, dotyczy to w szczególności tzw. wysokotemperaturowych zasobów geotermalnych (temperatury skał i mediów powyżej 150°C). W 2020 r. powyższy sposób zagospodarowania zasobów miało miejsce w 29 krajach (Huttrer, 2020). Sumaryczna zainstalowana moc elektrowni geotermalnych na koniec 2019 roku wynosiła ok. 16 GW<sub>e</sub>, co pozwoliło na wyprodukowanie ok. 95 TWh/rok energii elektrycznej (tj. ok. 30% wzrost zainstalowanej mocy geotermalnej w tym zakresie od 2015 r.). Dla porównania krajowe zużycie energii elektrycznej

w Polsce w 2021 roku wyniosło ok. 174 TWh (<https://www.rynekelektryczny.pl>). Największymi producentami energii elektrycznej z geotermii są (w kolejności malejącej): USA, Indonezja, Filipiny, Turcja, Kenia, Nowa Zelandia oraz Meksyk (Rys. 3). W każdym z powyższych krajów zainstalowano co najmniej 1 GW<sub>e</sub> mocy w siłowniach geotermalnych.

Do krajów o największej dynamice wzrostu zainstalowanej mocy geotermalnej do produkcji energii elektrycznej w latach 2015–2020, gdzie całkowita nominalna moc pod koniec 2019 r. była większa od 100 MW<sub>e</sub> można zaliczyć: Turcję (290%), Kenię (101%), Indonezję (71%), Kostarykę (27%) oraz USA (19%). W latach 2015–2019 największą moc wytwórczą dla produkcji energii elektrycznej zainstalowano w: Turcji – 1152 MWe, Indonezji – 949 MW<sub>e</sub> Kenii – 599 MWe oraz w USA – 383 MWe. Dodatkowo Turcja w 2020 roku zwiększyła swoje moce wytwórcze o kolejne 164,7 MW<sub>e</sub>, co na koniec 2020 r. daje całkowitą zainstalowaną moc ok. 1,7 GW<sub>e</sub> (Garabetian i in., 2021).

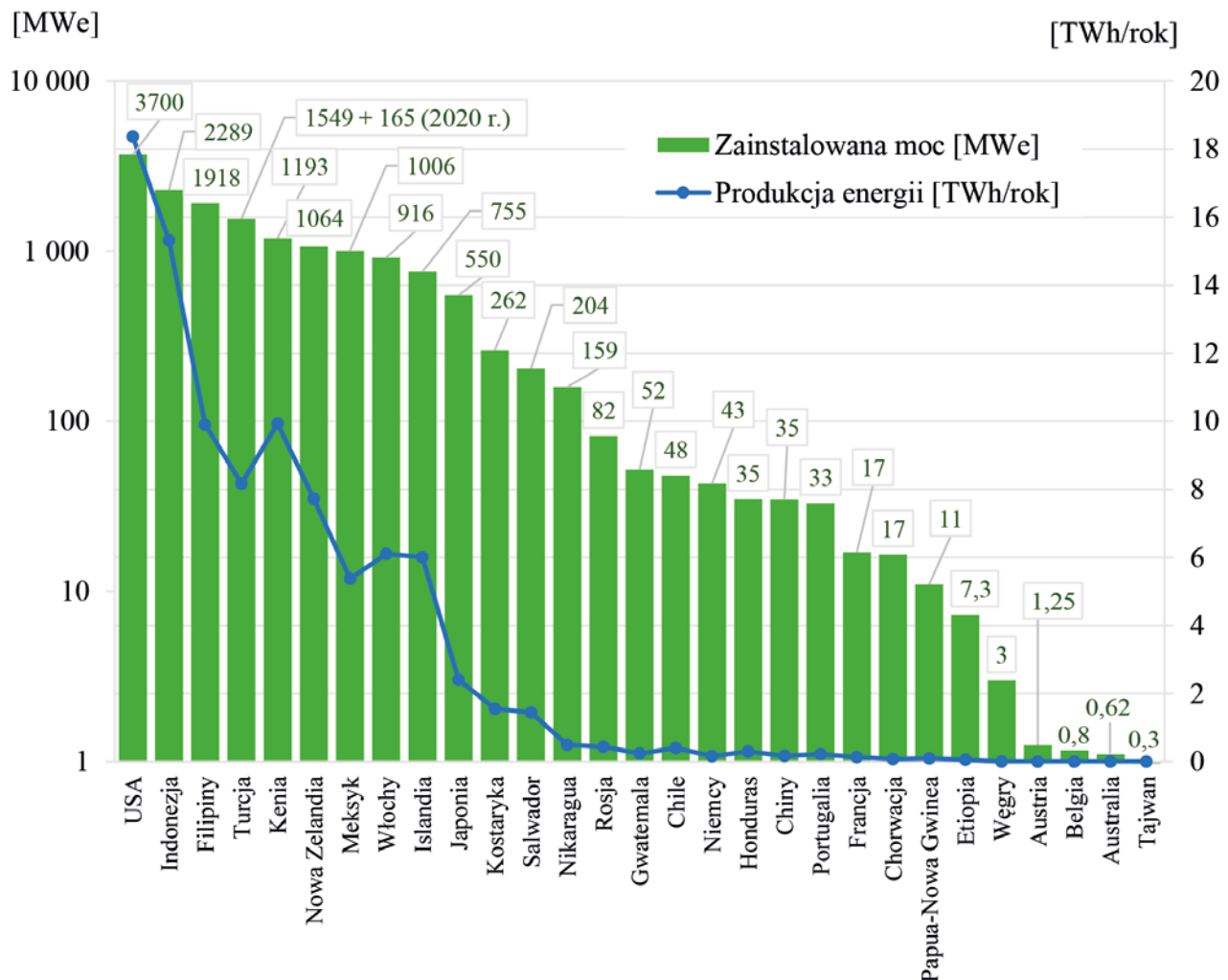
Turcja ma aspiracje aby w nieodległym czasie stać się światowym liderem w wytwarzaniu

energii elektrycznej ze złóż geotermalnych (Mertoglu i in., 2020).

Indonezja pozostaje krajem gdzie stwierdzono największy potencjał geotermalny do produkcji energii elektrycznej, który oszacowano na ok. 29 GW<sub>e</sub>.

W okresie 2015–2019 r. 5 krajów rozpoczęło produkcję energii elektrycznej wykorzystując zasoby geotermalne, są to: Chile (48 MW<sub>e</sub>), Honduras (35 MW<sub>e</sub>), Chorwacja (16,5 MW<sub>e</sub>), Węgry (3 MW<sub>e</sub>) oraz Belgia (0,8 MW<sub>e</sub>).

W Europie energię elektryczną z geotermii produkuje się w 11 krajach, gdzie sumaryczną, zainstalowaną moc w 130 elektrowniach, oszacowano na ok. 3,5 GW<sub>e</sub> (w tym ok. 1 GW<sub>e</sub> w krajach UE). Pozwala na produkcję ok. 20 TWh energii elektrycznej rocznie. Zgodnie z informacjami zaczerpniętymi z raportów EGEC (Garabetian i in., 2020; 2021) pod koniec 2020 r. 41 nowych inwestycji znajdowało się w różnej fazie realizacji, a ponad 120 było w fazie przedinwestycyjnej. W dużej mierze uwzględniały one systemy binarne i kogenerację. Krajami wiodącymi w Europie w zakresie wytwarzania energii elektrycznej są: Turcja, Włochy, Islandia, Francja i Niemcy (Rys. 3).



Rys. 3. Zainstalowana moc geotermalna oraz wielkość produkcji energii elektrycznej w 29 państwach na świecie (na podst. Huttrer, 2020).  
Fig. 3. Installed power capacity and electricity production in 29 countries in the world (based on Huttrer, 2020).

W okresie 2015–2019 uruchomiono w Europie 3 instalacje binarne w: Belgii (2016), Węgrzech (2017) i Chorwacji (2018). Największą z ww. jest instalacja w Chorwacji, w miejscowości Velika Ciglena (ok. 100 km na E od Zagrzebia), o mocy turbiny 16,5 MW<sub>e</sub>. W 2020 roku w Turcji oddano do użytku 8 nowych elektrowni geotermalnych, w których zainstalowana moc wynosi ok. 165 MW<sub>e</sub> (Garabetian i in., 2021).

Korzystne warunki geotermiczne występują w szeregu innych regionach Europy, gdzie z powodzeniem można rozważyć budowę niewielkich instalacji binarnych dla zaspokojenia lokalnych potrzeb energetycznych, poprzez dostarczenie energii elektrycznej i ciepła.

### Odzysk metali oraz substancji mineralnych z wód termalnych

Odzysk substancji mineralnych, metali i innych był zwykle elementem towarzyszącym eksploatacji wód i par geotermalnych. W latach 30-tych XIX w. w Larderello we Włoszech rozpoczęto pozyskiwanie na skalę przemysłową kwasu borowego i boraksu z par geotermalnych. Wody geotermalne zawierają niekiedy okruszczenie metalami, w tym metalami szlachetnymi, które mogą być przedmiotem eksploatacji. Inną substancją mineralną pozyskiwaną na skalę przemysłową z wód i par geotermalnych jest krzemionka (SiO<sub>2</sub>), w szczególności w stanie koloidalnym. Przemysłowa produkcja krzemionki z płynów geotermalnych odbywa się w Nowej Zelandii, Japonii, Rosji, USA (Bourcier i in., 2005) oraz w Islandii (SPA „Blue Lagoon”, „GeoSilica”) i w innych krajach.

W ostatnich latach szczególną rolę zaczęto przywiązywać do możliwości pozyskania minerałów ziem rzadkich (REE) z wód geotermalnych. Minerale te znajdują zastosowanie w innowacyjnych gałęziach przemysłu cywilnego, ale także zbrojeniowego. Należy tutaj podkreślić, że ponad 80% światowej produkcji REE pochodzi z Chin, które pokrywają nawet do 99% zapotrzebowania krajów EU. Spośród 29 pierwiastków krytycznych (CRMs) w wodach geotermalnych, w ilościach przemysłowych, występuje jedynie Lit (Lewicka i in., 2021). Wykorzystywany jest on na szeroką skalę jako dodatek do szkła i ceramiki żaroodpornej, wytrzymałych stopów wykorzystywanych m.in. w lotnictwie, ogniowach litowych oraz akumulatorach litowo-jonowych a także jako składnik smarów i do innych celów. Dotychczasowe badania wskazują, że największe koncentracje Litu w wodach geotermalnych w Europie występują w Dolinie Górnego Renu, wzdłuż granicy niemiecko-francuskiej (nawet 150–200 mg/dm<sup>3</sup>). Możliwości produkcji litu z solanek potwierdziły także wstępne badania przeprowadzone w rejonie jeziora Salton Sea

w Kalifornii (USA), a także w Wielkiej Brytanii (Kornwalia – <https://www.thinkgeoenergy.com/successful-commissioning-of-geothermal-direct-lithium-extraction-plant-cornwall>). Prace nad ekstrakcją litu z wód geotermalnych prowadzone są także w: USA, Kanadzie, Nowej Zelandii, Kenii oraz Chile. Poszukiwania nowatorskich rozwiązań w zakresie pozyskania litu z solanek geotermalnych w Europie wpisuje się w strategię dekarbonizacji i elektromobilności Unii Europejskiej. Strategia zwiększenia pozyskania litu opracowana pod egidą EGEC zakłada, że do 2030 r. 25% zapotrzebowania na lit do baterii wykorzystywanych w Unii Europejskiej będzie pochodziło ze złóż geotermalnych (Garabetian, 2020).

### Perspektywy i główne kierunki rozwoju geotermii na świecie

Podsumowując należy stwierdzić, że systematycznie od lat odnotowuje się znaczący wzrost wykorzystania energii geotermalnej na świecie. Przyrost zainstalowanej mocy geotermalnej do wykorzystania bezpośredniego w ostatnich 5 latach wzrósł o ponad 50%, przy czym największy procentowy udział w powyższym wzroście mają gruntowe pompy ciepła. W ostatnich latach na świecie zauważa się wyraźne zainteresowanie rozwojem technologii odzysku minerałów zawartych w wodach termalnych, w tym przede wszystkim tzw. pierwiastków krytycznych, warunkujących możliwości rozwoju nowych technologii wspierających dekarbonizację przemysłu i elektromobilność oraz inne obszary priorytetowe UE. Wielokierunkowy dynamiczny rozwój wykorzystania energii geotermalnej dał asumpt aby okres 2020–2030 okrzyknąć mianem „Geotermalnej Dekady”. Przewiduje się że do 2030 r. sektor geotermalny w Europie wzrośnie 13-krotnie (EGEC – <https://www.egec.org/geothermal-decade-2>).

W skali globalnej wykorzystanie energii geotermalnej może wspierać zrównoważony rozwój gospodarczy i energetyczny, w tym realizacji koncepcji niskoemisyjnej gospodarki. Zasoby geotermalne zwiększają też lokalne bezpieczeństwo energetyczne, a niekiedy mogą znacząco zmniejszyć negatywne skutki braku dostępu do surowców kopalnych, w tym przede wszystkim gazu ziemnego, który do niedawna uważany był jako jedyne, ekologiczne paliwo kopalne na którym do niedawna (marzec 2022) budowano strategię transformacji energetycznej w wielu państwach Europy i świata. Technologie oparte na zasobach geotermalnych, w tym na pompach ciepła, sukcesywnie wypierają instalacje gazowe. Proces ten może ulec przyspieszeniu, w szczególności w krajach europejskich, które przy okazji „kryzysu ukraińskiego” uświa-

domiły sobie istotną zależność ich gospodarek od rosyjskich surowców energetycznych, w tym przede wszystkim od gazu ziemnego.

### Innowacyjne kierunki rozwoju geotermii

Wdrażanie rozwiązań w zakresie udostępnienia zasobów energii geotermalnej (pominąwszy technologie wykorzystujące GWC) jest kapitałochłonne i wiąże się z wysokimi kosztami początkowymi, które dotyczą przede wszystkim wiercenia otworu/otworów geotermalnych, co stanowi zwykle 30–70% całkowitej inwestycji. Jest to szczególnie istotne w przypadku systemów geotermalnych typu EGS, wymagających wiercenia głębokich 4–5 km otworów w zwięzłych skałach wraz z zaawansowanymi zabiegami inżynierii złożowej. Trudne warunki wiercenia, wysokie temperatury, ciśnienia, agresywne chemicznie środowisko węgłne, w tym obecność agresywnych gazów wpływają na skrócenie żywotności komponentów, co wymaga często stosowania materiałów o podwyższonych parametrach wytrzymałościowych.

Korozja, erozja, osadzanie się kamienia i inne zjawiska wpływają na wysokie koszty eksploatacji i konserwacji, a w konsekwencji zmniejszają rentowność instalacji geotermalnych. Innowacje technologiczne, wiertnicze, materiałowe oraz procesowe pozwalają (np. holistyczne podejście do zagospodarowania złóż geotermalnych) pozwalać na ograniczenie ryzyka występującego na różnych etapach realizacji projektów geotermalnych.

Od 2014 r. Europejska Rada ds. Energii Geotermalnej (EGEC) corocznie przyznaje nagrodę imienia Ruggero Bertanigo w dziedzinie innowacji w geotermii „*The Ruggero Bertani European Geothermal Innovation Award*”. Nagroda przyznawana jest firmom, które wniosły wybitny wkład w rozwój geotermii w postaci innowacyjnych produktów, badań naukowych lub wyjątkowo ciekawych projektów (<https://www.egec.org/european-geothermal-innovation-award>). W 2021 roku wyłoniono 6 finalistów, a nagrodę Ruggero Bertanigo przyznano za rozwiązania wypracowane w projekcie *ENGIE Solutions (Antea Group – Francja)*. Innowacja polega na opracowaniu technologii równoczesnego udostępnienia kilku poziomów wodonośnych jednym otworem geotermalnym (ang. *multidraw technology*). Została ona zaprojektowana dla nowej geotermalnej sieci ciepłowniczej w miejscowości Vélizy-Villacoublay, we Francji (Basen Paryski). Więcej informacji dostępnych jest na stronie internetowej EGEC: <https://www.egec.org/engie-solutions-is-the-geothermal-innovator-of-the-year-with-the-multidraw-boreholes>.

W nadchodzących latach spodziewany jest dalszy rozwój zagospodarowania zasobów energii geotermalnej w zakresie różnych technologii i dziedzin wykorzystania. Przykładowe, interesujące kierunki i tematy obejmują:

- Rozwój wykorzystania gruntowych pomp ciepła w kierunku zwiększanie efektywności dolnego źródła ciepła, nowe technologie wierceń, szersze udostępnienie informacji dot. potencjału geotermicznego, np. projekt GeoPLASMA-CE, mapowanie potencjału płytkiej geotermii (<https://geoplasma-ce.eu>) i inne;
- Budowa nowych systemów GeoDH oraz optymalizacja pracy istniejących;
- Wykorzystanie zasobów niskiej entalpii do skojarzonej produkcji prądu i ciepła (skalowalne instalacje CHP) w technologii systemów binarnych, w tym np. z wykorzystaniem modułowych instalacji firmy Climeon – <https://climeon.com/geothermal-plants>, a także projekt MEET – obejmujący wytworzenie energii elektrycznej w modułowym/kontenerowym układzie ORC, wykorzystującym odseparowaną wodę złożową z otworu naftowego – <https://www.meet-h2020.com/producing-electricity-from-oil-wells-early-results-from-ongoing-field-test-in-france>;
- Rozwój technologii Enhanced/Engineered Geothermal Systems (EGS), w tym systemy CO<sub>2</sub>-EGS, np. projekt EnerGizerS – <http://www.energizers.agh.edu.pl/>;
- Rozwój technologii Advanced Geothermal Systems (AGS), w tym np. opatentowana technologia firmy Eavor – <https://eavor.com>. Technologia zamkniętego systemu geotermalnego, skalowalnego, opartego o zespół pionowych i poziomych otworów działających na zasadzie termosyfonu;
- Wykorzystanie głębokich wierceń w celu wykorzystania płynów w stanie nadkrytycznym w ekstremalnych temperaturach powyżej 375°C i pod wysokim ciśnieniem, w celu zmaksymalizowania wydajności energetycznej odwiertu, np. projekt Iceland Deep Drilling – <https://iddp.is>, koncepcja systemu Magma-EGS;
- Optymalizacja kosztów wiercenia poprzez opracowywanie holistycznych technologii wiercenia, np. projekt GEODRILL – <https://www.geodrillproject.eu/>;
- Rozwój nowatorskich technik wiercenia, w tym np. przy użyciu palmy, np. projekt PLASMABIT® (GA Drilling) – <https://www.gadrilling.com/plasmabit/>;
- Opracowywanie wysokowydajnych, innowacyjnych materiałów i powłok w celu zwiększenia wydajności i trwałości elementów instalacji, np. projekt Geo-coat – <https://www.geo-coat.eu/>;

- Odzysk metali oraz substancji mineralnych, w tym: uzdatnianie wód geotermalnych, odzysk: SiO<sub>2</sub>, Na, K, Ca, Mg i innych; odzysk pierwiastków krytycznych, w tym Litu, np. projekt EuGeLi – <http://www.eramet.com/en/activities/innovate-design/eugeli-project>; projekt Zero Carbon Lithium (Volcan Energy) – <https://v-er.eu>; Raport EGEC – <https://www.egec.org/time-to-invest-in-clean-geothermal-lithium-made-in-europe>;
- Rozwój technologii składowania CO<sub>2</sub> i innych kwaśnych gazów w złożach geotermalnych, np. projekt CarbFix – <https://www.carbfix.com>.

Artykuł przygotowano w ramach realizacji prac statutowych AGH nr 16.16.140.315/05.

### Literatura

1. Armstead H.C.H., 1983. *Geothermal Energy: Its Past, Present, and Future Contributions to the Energy Needs of Man*. E. & F. N. Spon., London, 404 pp. ISBN 0419122206, 9780419122203.
2. Bertani R., 2003. *What is Geothermal Potential?* IGA News, 53, 1-3.
3. Bourcier W.L., Lin M., Nix G. 2005. *Recovery of Minerals and Metals from Geothermal Fluids*. 2003 SME Annual Meeting Cincinnati, OH, United States February 24, 2003 through February 26, 2003. <https://core.ac.uk/download/pdf/71314413.pdf>, dostęp 17.04.2022.
4. Dickson M.H.; Fanelli, M., 2004. *What is Geothermal Energy* [http://mif.duo.netstrefa.pl/geothm\\_files/CO%20TO%20EST%20GTH.pdf](http://mif.duo.netstrefa.pl/geothm_files/CO%20TO%20EST%20GTH.pdf), dostęp 28.04.2022.
5. Garabetian T. 2020. *Geothermal Lithium in Europe. An industrial strategy for the geothermal lithium battery value-chain*. EGEC Report. [https://www.egec.org/wp-content/uploads/2020/05/Geothermal-Lithium-paper\\_FINAL-Version.pdf](https://www.egec.org/wp-content/uploads/2020/05/Geothermal-Lithium-paper_FINAL-Version.pdf), dostęp 15.04.2022.
6. Garabetian T., Dumas P., Serrano C., Mazzagatti V., Kumar S., Dimitrisina R., Erbanova H., Katchi S. 2021. *2020 EGEC Geothermal Market Report. Key Findings*. [https://www.egec.org/wp-content/uploads/2021/06/MR20\\_KF\\_Final.pdf](https://www.egec.org/wp-content/uploads/2021/06/MR20_KF_Final.pdf) (dostęp 22.04.2022).
7. Garabetian T., Dumas P., Serrano C., Mazzagatti V., Kumar S., Dimitrisina R., Ruaud J., Truong C. 2020. *2019 EGEC Geothermal Market Report. Key Findings*. [https://www.egec.org/wp-content/uploads/2020/06/MR19\\_KeyFindings\\_new-cover.pdf](https://www.egec.org/wp-content/uploads/2020/06/MR19_KeyFindings_new-cover.pdf), dostęp 22.04.2022.
8. Hajto M., 2021. *Stan wykorzystania energii geotermalnej w Europie i na świecie w 2020 r. Przegląd Geologiczny*, vol. 69, nr 9. (<https://www.pgi.gov.pl/dokumenty-pig-pib-all/publikacje-2/przegląd-geologiczny/2021-2/9-wrzesien-1/8629-stan-wykorzystania-energii-geotermalnej-w-europie-i-na-swiecie-w-2020-r/file.html>).
9. Hajto M. 2018. *Potencjał geotermalny Polski oraz możliwości adaptacji międzynarodowej klasyfikacji zasobów geotermalnych UNFC-2009*. *Nafta-Gaz*;74:898–904. <https://doi.org/10.18668/ng.2018.12.04>.
10. Huttner G.W. 2020. *Geothermal Power Generation in the World 2015–2020 Update Report*. *Proceedings World Geothermal Congress 2020. Iceland*. pp. 17. <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGASTandard/WGC/2020/01017.pdf>, dostęp 22.04.2024.
11. IPCC, 2007. *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change*, Cambridge University Press New York. [www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/ar4\\_wg3\\_full\\_report-1.pdf](http://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/ar4_wg3_full_report-1.pdf), dostęp 18.02.2022.
12. IRENA, 2021. *Geothermal: The solution underneath. The value of Geothermal for a Clean Energy Transition*. <https://www.globalgeothermalalliance.org/-/media/Files/IRENA/GGA/Publications/Geothermal---The-Solution-Underneath.pdf>, dostęp 18.04.2022.
13. Lewicka E., Guzik K., Galos K. 2021. *On the Possibilities of Critical Raw Materials Production from the EU's Primary Sources*. *Resources*, 10, no. 5: 50. <https://doi.org/10.3390/resources10050050>.
14. Limberger J., Boxem T., Pluymaekers M., Bruhn D., Manzella A., Calcagno, P., Beekmana F., Cloetingha S., van Wees, J. D., 2018. *Geothermal energy in deep aquifers: A global assessment of the resource base for direct heat utilization*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 961–975. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.084>.
15. Lund J.W., Toth A.N. 2020. *Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review*. *Proceedings World Geothermal Congress 2020. Iceland*. pp. 39. <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGASTandard/WGC/2020/01018.pdf>, dostęp 22.04.2022.
16. Mertoglu O., Simsek S., Basarir N., 2020. *Geothermal Energy Use - Projections, Country Update for Turkey*. <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGASTandard/WGC/2020/01049.pdf>, dostęp 22.04.2022.
17. Morgan P., 1989. *Heat flow in the earth*. In: *Geophysics. Encyclopedia of Earth Science*. Springer, Boston, MA. [https://doi.org/10.1007/0-387-30752-4\\_79](https://doi.org/10.1007/0-387-30752-4_79).
18. PORT PC, 2021, *Raport rynkowy PORT PC: 2020. Scenariusze elektryfikacji ogrzewania w budynkach jednorodzinnych w Polsce do 2030 roku. Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010–2019. Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku*. [http://portpc.pl/pdf/raporty/01-70\\_Raport\\_2020\\_P.pdf](http://portpc.pl/pdf/raporty/01-70_Raport_2020_P.pdf), dostęp 15.04.2022.
19. Stacey, F.D. and Loper, D.E., 1988. *Thermal history of the Earth: a corollary concerning non-linear mantle rheology*. *Phys. Earth. Planet. Inter.* 53, 167–174.
20. Statista, 2022. <https://www.statista.com/statistics/238610/projected-world-electricity-generation-by-energy-source>.
21. IEA, 2022. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>.

Marek Hajto  
Akademia Górniczo-Hutnicza,  
Wydział Geologii Geofizyki  
i Ochrony Środowiska,  
Katedra Surowców Energetycznych

# Innowacje technologiczne GEOFIZYKI TORUŃ S.A. wspierają zieloną transformację w sektorze multienergetycznym

## Technological innovations of GEOFIZYKI TORUŃ S.A. support the green transformation in the multi-energy sector

Geofizyka Toruń S.A. (GT), belonging to the PGNiG Group, has been a supplier of innovative geophysical, geotechnical and geological-drilling solutions for over 50 years to multi-energy sector, including hydrocarbons exploration and renewable energy sources, in Poland and abroad.

Geofizyka Toruń S.A. (GT) należąca do GK PGNiG jest od ponad 50 lat dostawcą innowacyjnych rozwiązań geofizycznych, geotechnicznych i geologiczno-wiertniczych dla szeroko pojętego sektora multienergetycznego w tym poszukiwań naftowych i OZE w kraju i zagranicą.

Celem Spółki jest technologiczne wspieranie firm w procesie rozpoznania budowy wglębnego ośrodka skalnego celem efektywnego i bezpiecznego pozyskiwania i dostarczania energii. Firma posiada duże doświadczenie na rynku międzynarodowym, a marka GT znana jest na pięciu kontynentach.

Dzięki zaangażowaniu i pasji licznego zespołu doświadczonych inżynierów różnych specjalności, partnerzy GT uzyskują na bieżąco dostęp do najnowszych osiągnięć w dziedzinie geofizyki i geotechniki, dzięki czemu możliwe jest optymalizowanie realizowanych projektów inwestycyjnych zarówno pod kątem stawianych zadań jak również czasu i ponoszonych kosztów.

Trwająca transformacja sektora energetycznego i przeciwdziałanie zmianom klimatu w Europie to wielkie wyzwanie gospodarcze i społeczne. Równoległe z nią dokonuje się zielona transformacja GT, która nieustannie kreuje rozwiązania geofizyczne bardziej przyjazne środowisku naturalnemu i wspierające politykę minimalizacji śladu węglowego w prowadzonej działalności.

Transformacja technologiczna GT doskonale wpisuje się w problematykę i potrzeby współczesnej branży multienergetycznej. Firma jest zdeterminowana, aby nieustannie przesuwając granice możliwości poznania budowy geologicznej w oparciu o innowacyjne rozwiązania geofizyczne, geotechniczne i geologiczno-wiertnicze.



Fot. arch. Geofizyka Toruń S.A.

### Sejsmika nowej generacji

Niezależnie od tego jakie wyzwania dla akwizycji danych sejsmicznych niosą środowiska lądowe, strefy przejściowe i akweny morskie, GT oferuje profesjonalne usługi wykorzystując unikatowe know-how i własne innowacyjne zasoby technologiczne. Firma jest liderem innowacyjnych metod akwizycji danych sejsmicznych. Realizując projekty wielkoskalowe, GT gwarantuje zastosowanie unikatowych rozwiązań geofizycznych i niezwykle elastyczność operacyjną. Rozwiązania Spółki są ukierunkowane na skuteczne rozwiązywanie różnorodnej problematyki badawczej.



Fot. arch. Geofizyka Toruń S.A.

Poszukiwanie węglowodorów i minerałów, przemysł wydobywczy, podziemne magazyny, energia geotermalna i elektrownie to tylko niektóre z obszarów, w których GT oferuje swoje usługi.

Rozwiązania sejsmiczne GT wykraczają poza obecne standardy branżowe, wytyczając kierunek rozwoju nowoczesnych badań sejsmicznych – zwanych sejsmiką nowej generacji (ang. Next Generation Seismic). Jej podstawą jest zaawansowany sejsmiczny system nodalny wraz z towarzyszącą, zaawansowaną informatycznie, infrastrukturą.

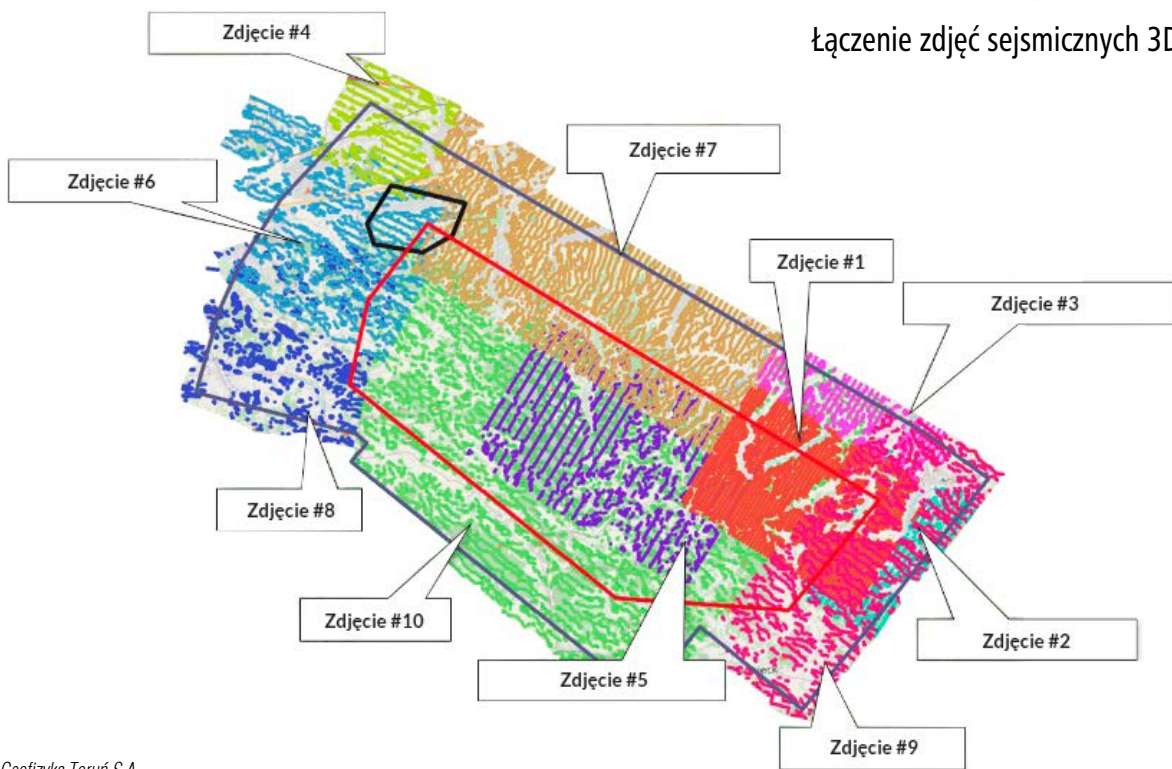
System ten umożliwia badania sejsmiczne wysokiej rozdzielczości, rzędu setek milionów tras sejsmicznych na kilometr kwadratowy. Znaczny wzrost powierzchniowej gęstości rejestrowanych danych, wpływa w znacznym stopniu na udoskonalenie odwzorowania wglębnego, jak również poprawia efektywność działania zaawansowanych procedur przetwarzania danych.

Co istotne, sejsmika nowej generacji zapewnia doskonale obrazowanie sejsmiczne przy minimalnym oddziaływaniu na otoczenie i pozwala na znacznie zmniejszenie emisji dwutlenku węgla podczas prac poszukiwawczych.

### Zaawansowane przetwarzanie danych sejsmicznych

GT posiada jeden z największych ośrodków przetwarzania danych sejsmicznych na świecie, o potencjale umożliwiającym szybkie i równoległe przetwarzanie kilkunastu wielkoskalowych projektów sejsmicznych. Szeroka wiedza z zakresu geofizyki oraz interdyscyplinarne podejście do całego procesu przetwarzania danych sejsmicznych, pozwalają Spółce uzyskać najlepsze możliwe wyniki prac z pozyskanych danych sejsmicznych, bez względu na to, jak trudnym

Łączenie zdjęć sejsmicznych 3D



Arch. Geofizyka Toruń S.A.

w warunkach geologicznych trzeba stawić czoła. Dzięki know-how i dedykowanym zasobom technologicznym GT, przetworzone dane umożliwiają wiarygodną wizualizację formacji złożowych, minimalizując ryzyko poszukiwawcze i koszty operacyjne. W procesach obrazowania sejsmicznego integrowane są wszelkie dostępne pomiary otworowe i geofizyczne. Wspierając je następnie wiedzą geologiczną i doświadczeniem eksploracyjnym powstaje wiarygodny obraz węglębnej budowie geologicznej.

konstrukcją względnych relacji amplitudowych, Q kompensacją, tłumieniem refleksów wielokrotnych, interpolacją/regularyzacją tras sejsmicznych, poprawą stosunku sygnału do szumu, zaawansowanymi izotropowymi i anizotropowymi migracjami czasowymi i głębokościowymi przed składaniem (VTI, TTI, HTI), obrazowaniem głębokościowym z zaawansowaną budową

modelu wstępnego, jak również udokładnianiem modelu poprzez tomografię refleksyjną, w tym tomografię pełnego azymutu FAZ.

Więcej niż standard

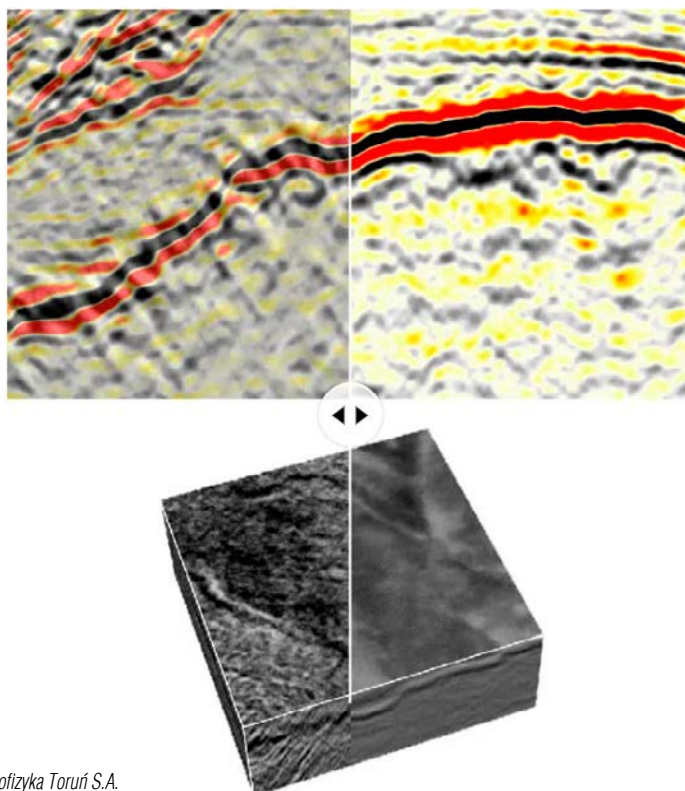
Ponadto GT realizuje zaawansowane zadania takie jak obrazowanie spekularne / dyfrakcyjne, inwersję pełnego pola falowego dla

Nowa jakość z archiwalnych danych

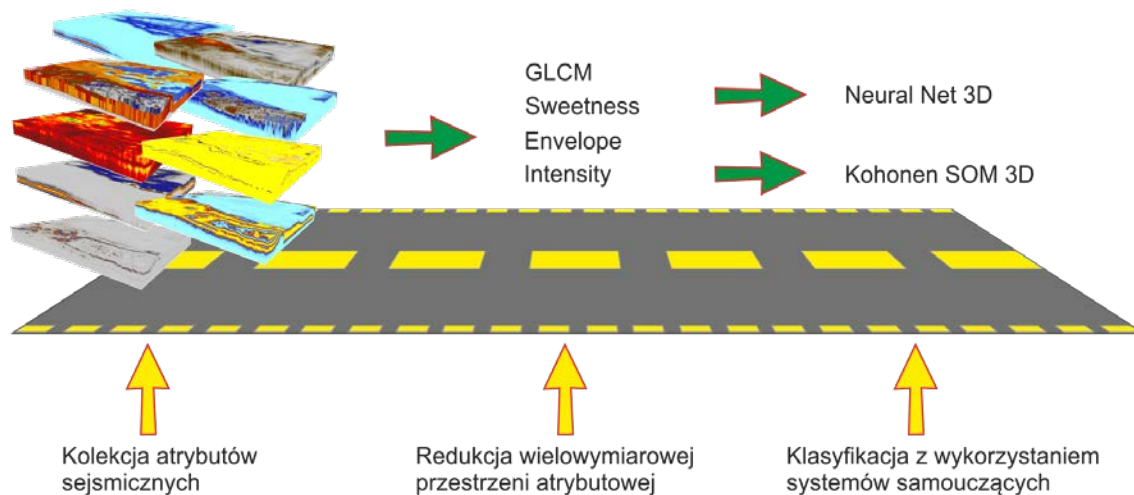
Profesjonalnie prowadzone badania terenowe stanowią wyzwanie dla każdej firmy z uwagi na związane z nimi znaczne koszty. Często bywają poprzedzone procesem pozyskiwania nowych informacji z danych archiwalnych. Przykładem takiego podejścia jest łączenie sąsiadujących ze sobą różnych zdjęć sejsmicznych.

Nieustanny rozwój technologii umożliwia powrót do archiwalnych danych w celu ich ponownego przetworzenia i interpretacji, co w efekcie prowadzi do pozyskania nowych informacji, niedostępnych we wcześniejszych latach. Pomysłodawcą pomysłu łączenia przedstawionych na grafice zdjęć jest PGNiG SA, które projektowało te prace.

Łączenie zdjęć i pozyskanie nowych informacji odbywa się wraz ze standaryzacją sygnału sejsmicznego, określeniem optymalnych poprawek statycznych i kinematycznych, formowaniem sygnału sejsmicznego, tłumieniem zakłóceń koherentnych i przypadkowych, re-



Arch. Geofizyka Toruń S.A.



Arch. Geofizyka Toruń S.A.

odwzorowania skomplikowanych struktur geologicznych, sektoryzację danych sejsmicznych pełnego azymutu, estymację atrybutów VVAZ/ AVAZ z pakietu ES360, a także poprawę koherencji sygnału (ECP).

### Zaawansowana interpretacja danych sejsmicznych

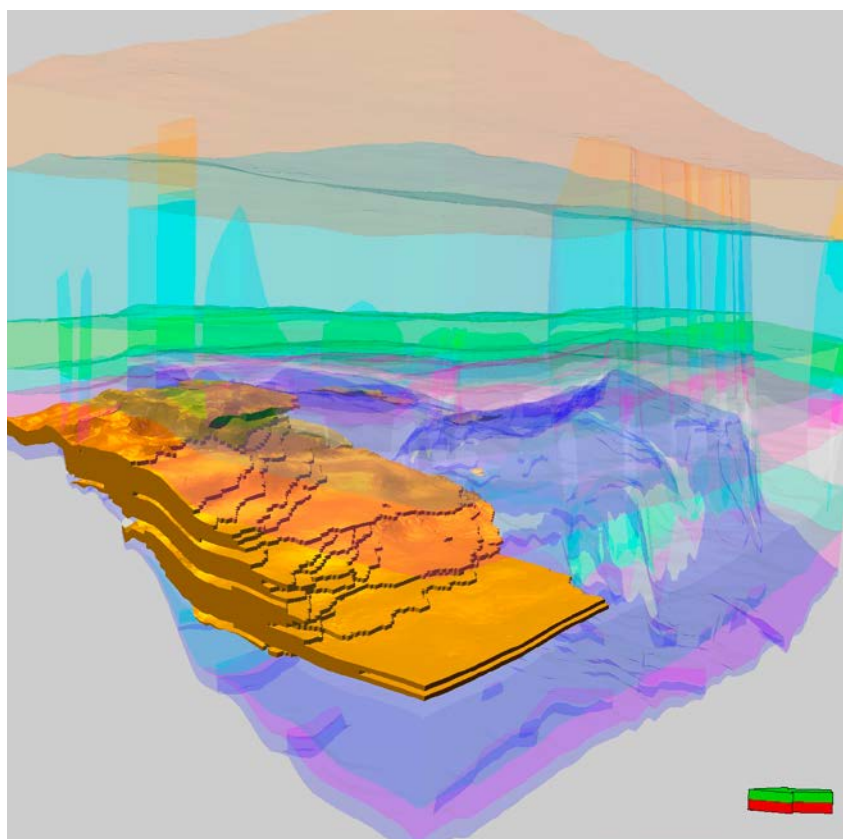
Bogate doświadczenie inżynierów GT pozwala na wykonanie najtrudniejszych zadań interpretacyjnych i uzyskanie wiarygodnego obrazowania złożonych struktur ośrodka geologicznego. Rozległa wiedza geologiczna i interdyscyplinarne podejście pozwalają Spółce na kompleksową interpretację strukturalną i facyjną prowadzącą do określenia warunków paleogeograficznych, w których powstały formacje osadowe.

Firma wykorzystuje zaawansowaną technologię i wydajne sekwencje interpretacyjne, aby płynnie analizować duże ilości danych sejsmicznych 2D i 3D. Innowacyjne podejście badawcze umożliwia GT szybkie rozwiązywanie zadań geologicznych, budowanie dokładnych modeli strukturalnych ośrodka geologicznego i uzyskanie najlepszych możliwych wyników analiz niezależnie od poziomu trudności celów geologicznych.

Firma koncentruje się na tworzeniu dedykowanych rozwiązań, aby dostarczyć więcej informacji z istniejących danych i zwiększyć pewność podejmowania decyzji inwestycyjnych. Bogate portfolio zaawansowanych zintegrowanych technologii i sekwencji interpretacyjnych pozwala GT na precyzyjną analizę i modelowanie złożonych ośrodków geologicznych.

### Geofizyka otworowa

W trakcie kilkudziesięciu lat działalności, realizując różnego typu pomiary otworowe, GT zdobywała doświadczenie i poszerzała zasoby,



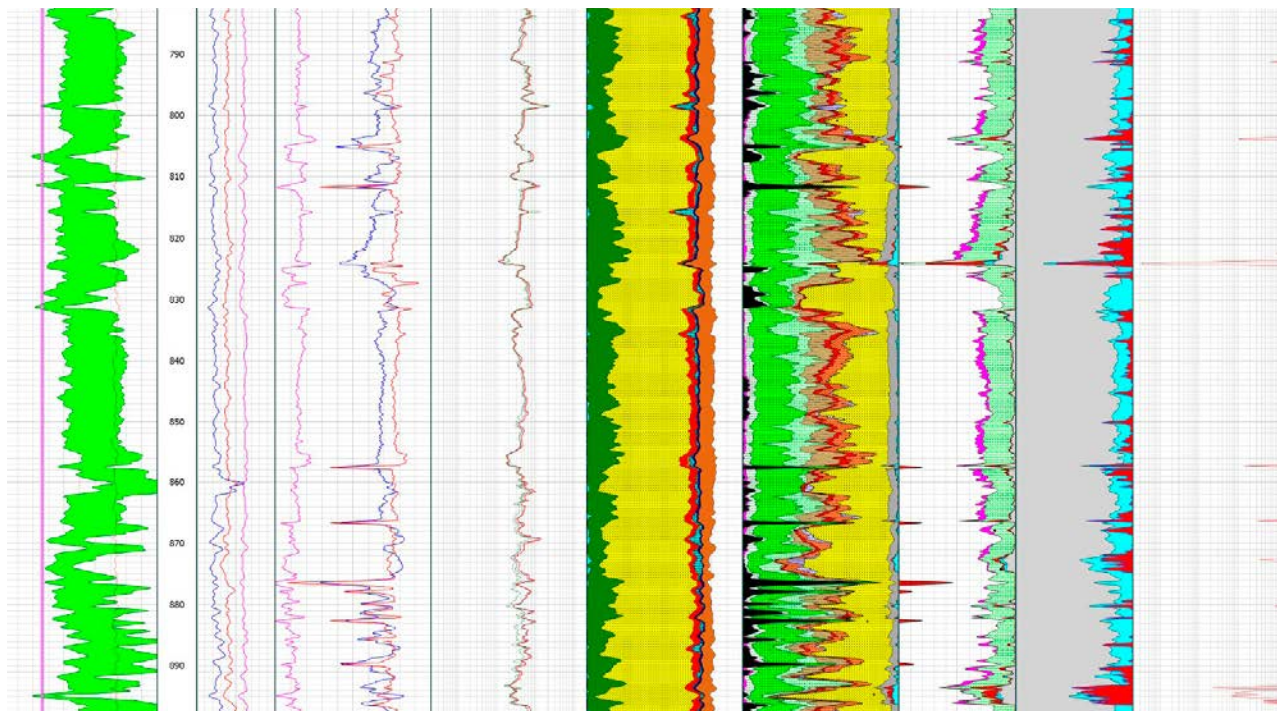
Arch. Geofizyka Toruń S.A.

znacznie ograniczając ryzyko oraz koszty swoich klientów związane z poszukiwaniem i wydobywaniem węgłowodorów. W zależności od różnych czynników, takich jak warunki geologiczne, rodzaj złoża czy etap eksploracji, firma stosuje szerokie spektrum rozwiązań pomiarowych. Spółka realizuje innowacyjne usługi na wszystkich etapach życia otworu: wiercenia, uzbrajania, produkcji, rekonstrukcji i likwidacji. Ponadto GT wykonuje zaawansowaną analizę danych z pomiarów otworowych i zapewnia pełne zrozumienie charakterystyki ośrodka skalnego, aby zmaksymalizować wartość złoża przez cały cykl jego życia.

### Nowe szanse – Badania dna morskiego

Sz szczególnie perspektywicznym dla GT sektorem odnawialnych źródeł energii jest dynamicznie rozwijająca się w Polsce morska energetyka wiatrowa, wpisująca się w realizację założeń Europejskiego Zielonego Ładu.

W ramach zielonej transformacji planuje się istotnie rozbudować moc morskich farm wiatrowych (MFW). Celem strategicznym Spółki jest dostarczanie rozwiązań geofizycznych i geotechnicznych dla określenia środowiskowych warunkowań MFW i wyznaczenia podmorskich



Arch. Geofizyka Toruń S.A.

skiego przebiegu tras kabli elektroenergetycznych, łączących MFW z lądem. Rozwiązania GT dla sektora morskiej energetyki wiatrowej pozwalają istotnie zmniejszyć ryzyko inwestycyjne związane z realizacją tego typu projektów i ich dalszym funkcjonowaniem, a tym samym wpływają na realizację celów w zakresie neutralności klimatycznej. Wychodząc naprzeciw potrzebom tego dynamicznie rozwijającego

się rynku, firma rozwija swój potencjał i know-how w zakresie rozwiązań geotechnicznych i geofizycznych, pozwalających na pełne wykorzystanie potencjału energii wiatrowej Morza Bałtyckiego. W oparciu o usługi geotechniczne Spółka zamierza realizować także zadania z zakresu rozbudowy szeroko pojętej infrastruktury lądowej i morskiej, w tym portów i terminali instalacyjnych.

GT dysponuje najnowocześniejszym sprzętem dedykowanym do badań geotechnicznych na morzu, w tym sondą zaburtową Geomil Manta 200, wibrosondą Feritech FT551 z czujnikiem TRT FT580, wibrosondą Seabed SVC 500E oraz wiertnicą soniczną Eijkelkamp CRS 170 XL Max Duo.

Umożliwiają one m.in. sondowania CPT, CPTU, sondowania SPT w otworach, sondo-



Fot. arch. Geofizyka Toruń S.A.

wania CPT z dowiercaniem, pobór prób gruntu przy użyciu wibrosondą, pomiar przewodności cieplnej gruntu TRT, wiercenia geotechniczne w otworach zarurowanych i odcięcie dopływu wody morskiej do otworu oraz pobór prób gruntu do badań laboratoryjnych (próby NNS).

### GT firmą Innowacyjną

Truizmem będzie stwierdzenie, że we współczesnym świecie mają szansę przetrwać jedynie firmy innowacyjne. Innowacyjność to proces długotrwały, zaszczerpiony w GT od samego jej początku. To metodyczna i przemyślana praca zespołowa, którą Spółka potrafi skomercjalizować w każdym obszarze swojej działalności.

Innowacje są kluczowym elementem strategii Spółki. Ich głównym celem jest ciągle zwiększanie konkurencyjności poprzez oferowanie coraz doskonalszych usług i optymalizację kosztów ich wykonywania. Ważną rolę odgrywają również inicjatywy oddolne. GT jest zawsze otwarta na nieszlachetne pomysły, a programy innowacyjne pracowników, obecnie prowadzone pod hasłem „Nasza Przyszłość, Nasz Sukces”, będą zawsze wyznacznikiem kierunku rozwoju Spółki.

W ostatnim okresie, poza skutecznie wprowadzoną na rynek krajowy i rynki zagraniczne sejsmiką nowej generacji, firma wdrażała wiele innych praktycznych rozwiązań. Spółka aktywnie uczestniczy w pracach Komitetu ds. Strategicznych Projektów Obszaru Badań, Rozwoju i Innowacji GK PGNiG. Z realizowanych obecnie projektów innowacyjnych wymienić można choćby kamerę otworową wysokiej rozdzielczości FullHD do pomiarów inspekcyjnych w otworach wiertniczych. Ponadto GT rozwija technologie rozpoznania budowy dna morskiego, różnorodnie aplikacje do przetwarzania danych sejsmicznych, a także systemy inteligentnego



Fot. arch. Geofizyka Toruń S.A.

zarządzania w Spółce energią z udziałem OZE. Te ostatnie innowacje polegają na wykorzystaniu energii elektrycznej pochodzącej z instalacji fotowoltaicznych, jak również wykorzystanie do ogrzewania pomieszczeń Spółki odzyskaną energię cieplną pochodzącą z serwerowni GT.

### Podsumowanie

GT wypracowała pozycję lidera w sektorze usług sejsmicznych w Europie. Posiada również mocną pozycję konkurencyjną na rynku pozaeuropejskim i prowadzi aktywną długofalową działalność w zakresie dywersyfikacji rynków w Afryce, Ameryce Południowej, Azji i na Bliskim Wschodzie. Wśród rynków zagranicznych, na których operuje Spółka są m.in. Chorwacja, Niemcy, Mozambik, Kolumbia oraz Zjednoczone Emiraty Arabskie.

Transformacja technologiczna GT doskonale wpisuje się w problematykę współczesnej branży multienergetycznej i jej cele. Firma jest zeterminowana, aby tworzyć wartość dla klientów, nie tylko pod względem jakości, ale także elastyczności, bezpieczeństwa i zrozumienia wyzwań, jakie niesie ze sobą Zielona Transformacja i realizacja programów eksploracyjnych. GT ma ambicję, aby nieustannie przesuwać granice możliwości poznania budowy geologicznej w kraju i zagranicą, w oparciu o innowacyjne i niskoemisyjne rozwiązania geofizyczne, geotechniczne i geologiczno-wiertnicze. Zapraszamy do odwiedzenia strony [www.geofizyka.pl](http://www.geofizyka.pl) oraz śledzenia aktywności na profilu LinkedIn.

Geofizyka Toruń S.A.



Fot. arch. Geofizyka Toruń S.A.



# Węzłowe problemy związane z realizacją projektów CCS



Helena  
Cygnar



Michał  
Porębski



Artur  
Wójcikowski



Jarosław  
Tyburcy

## Main issues with the implementation of CCS projects

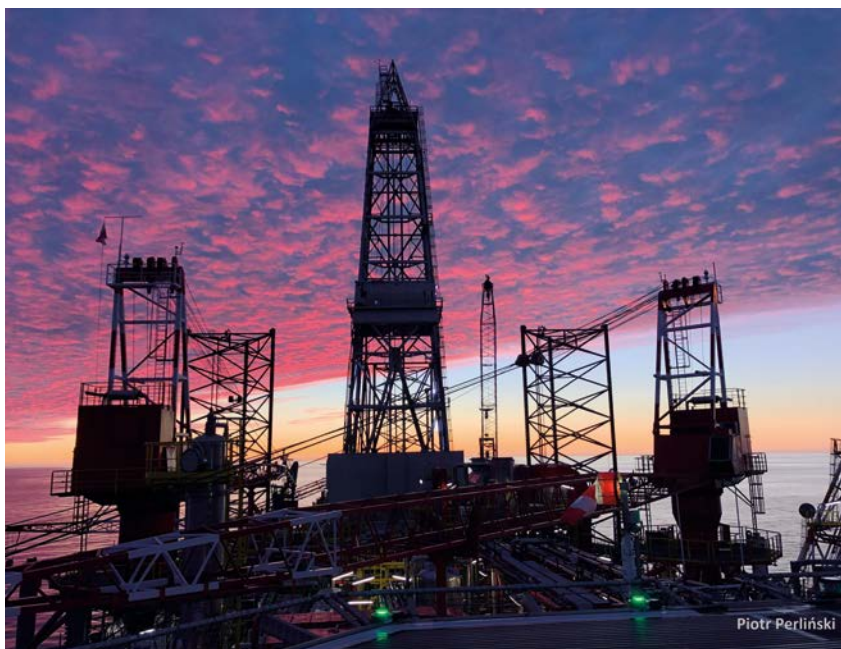
Projekty związane z geosekwestracją dwutlenku węgla (CCS, carbon capture and storage) to skomplikowane zamierzenia inwestycyjne, których poszczególne elementy: wychwyty, transport oraz załączanie stanowią równoważne części decydujące dla prawidłowego funkcjonowania całego procesu.

W ramach projektu CCS rozpatrywanego jako pewien zorganizowany zespół obiektów infrastruktury, instalacji, urządzeń i procesów technologicznych należy jednak wyróżnić pewne szczególnie składniki o absolutnie kluczowym znaczeniu dla powodzenia tego rodzaju przedsięwzięć.

Elementy, które powinny zostać szczególnie zweryfikowane i opracowane przed uruchomieniem projektu, to w szczególności:

- podziemne składowisko dwutlenku węgla – wytypowane miejsce podziemnego magazynu CO<sub>2</sub> o określonej pojemności magazynowej zapewniającej opłacalność wdrożenia i realizacji projektu;
- transport CO<sub>2</sub> – wybór optymalnego środka transportu uwzględniającego lokalizację podziemnego magazynu oraz instalacji emitenta w powiązaniu z ilością CO<sub>2</sub> możliwego do składowania w perspektywie rocznej, jak i w całym okresie realizacji projektu;
- model biznesowy – określenie korzyści wynikających z projektu, długoterminowy plan działalności w ramach projektu CCS określający relacje zachodzące pomiędzy poszczególnymi uczestnikami zamierzenia; struktura produktu, usługi oraz przepływ informacji.

W artykule omówiono wyżej wyszczególnione, kluczowe elementy składające się na projekty CCS. Opisano kryteria wyboru składowiska dwutlenku węgla (w tym niezbędne prace analityczne i badawcze w celu stworzenia modeli dla



Fot. Piotr Perliński

określenia pojemności magazynowej), dostępne na rynku środki transportu i założenia ekonomiczne konieczne do uwzględnienia w fazie projektowej wraz z opisem modelu biznesowego. W poszczególnych częściach opracowania autorzy opisują zarówno techniczne aspekty wymienionych zagadnień, jak i wybrane finansowe i prawne ryzyka działalności CCS

### Składowisko

Pierwszym krokiem przy realizacji projektu CCS powinien być wybór struktury, która będzie stanowić podziemny magazyn dla dwutlenku węgla – im lepsza lokalizacja tej struktury (w pobliżu instalacji wychwyty CO<sub>2</sub>, dobra dostępność do środków transportu, znaczna pojemność magazynowa), tym lepsze perspektywy powodzenia przedsięwzięcia, tak pod względem realizacji polityki klimatycznej, jak i opłacalności przedsięwzięcia. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla z dnia 23

kwietnia 2009 r. (Dz. Urz. UE. L Nr 140, str. 114) określa m.in. kryteria wyboru dla podziemnych składowisk CO<sub>2</sub>:

- pojemność składowania struktury wyraźnie większa od całkowitej emisji zakładu przemysłowego, przynajmniej dla kilku milionów ton CO<sub>2</sub>;
- głębokość występowania podziemnego zbiornika: głębokość minimalna to 800 m (płycej CO<sub>2</sub> nie występuje w fazie nadkrytycznej/ciekłej), maksymalna głębokość uzależniona jest od własności zbiornikowych – do 3000 m;
- miąższość zbiornika: minimalna 20 m, optymalnie 30 m i więcej;
- nadkład (uszczelnienie) pozbawiony uskoków, nieprzepuszczalny, o miąższości minimum 50 m, a optymalnie 100 m.

Idealnymi magazynami dwutlenku węgla są wyeksploatowane złoża ropy naftowej i gazu ziemnego, które spełniają wyżej wymienione kryteria, i – co najważniejsze – mają potwierdzoną szczelność pułapki, więc są bezpieczne

z punktu widzenia procesu składowania dla życia, zdrowia oraz środowiska naturalnego. Operatorem takiego podziemnego składowiska mógłby zostać przedsiębiorca, który prowadził działalność związaną z eksploatacją ropy naftowej lub gazu ziemnego. W trakcie działalności wydobywczej prowadzone są prace wiertnicze, a także wykonywane są różnego rodzaju pomiary i analizy służące ocenie parametrów złożowych. Wszystkie wymienione działania będą również niezbędne dla prowadzenia zatłaczania dwutlenku węgla i badania jego zachowania w podziemnym magazynie. W opisany sposób następowaloby więc wykorzystanie wiedzy, doświadczenia oraz potencjału zakładu górniczego, którego działalność zostałaby przekształcona z poszukiwawczo-wydobywczej na magazynowanie CO<sub>2</sub>.

Podstawą budowy modelu przestrzennego składowiska są dane sejsmiczne, na podstawie których tworzone są mapy głębokościowe, stanowiące wsad do modeli statycznych, a następnie dynamicznych.

Istotne jest, aby dane sejsmiczne miały odpowiednią rozdzielczość pionową i poziomą, która pozwoli scharakteryzować ośrodek geologiczny i sprawdzić jego szczelność. Analizując dane, określa się budowę tektoniczną – możliwość ucieczki CO<sub>2</sub> poprzez strefy uskokowe, a także szacuje się miąższość nakładu, która jest istotna z punktu widzenia bezpieczeństwa składowiska.

Przetwarzając ponownie dane sejsmiczne zarejestrowane kilka/kilkadziesiąt lat wcześniej, można szczegółowo zmapować interesujący obszar (Rys. 1).

Trójwymiarowy model opierający się na wspomnianych danych, zgodnie z *Rozporządzeniem Ministra Środowiska w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinien odpowiadać plan zagospodarowania podziemnego składowiska dwutlenku węgla* z dnia 8 maja 2014 r. (Dz.U. z 2014 r. poz. 591), wymagany jest do pozyskania koncesji na składowanie dwutlenku węgla.

Model podziemnego magazynu stosowany jest dla planowania przestrzennego inwestycji, identyfikacji zagrożeń, gospodarowania objęto-

ścią magazynową, a także do przeprowadzania symulacji dynamicznych procesów geologicznych, hydrogeologicznych i geomechanicznych (Rys. 2). W trakcie prowadzenia zatłaczania CO<sub>2</sub> i obserwacji takich parametrów, jak ciśnienie i temperatura można aktualizować model i na bieżąco kontrolować jego parametry. Jest to niezmiernie istotne dla właściwego monitoringu podziemnego składowiska i sprawdzania ewentualnej drogi ucieczki gazu.

### Transport

Po określeniu objętości magazynowej podziemnego kompleksu uzyskuje się informacje o maksymalnej ilości możliwego do zatłoczenia CO<sub>2</sub> i tym samym można założyć roczną wielkość tłoczonego gazu. Jest to kluczowe dla doboru optymalnego środka transportu CO<sub>2</sub>.

### Transport gazociągowy

Do rozwoju technologii transportu CO<sub>2</sub> można wykorzystać zdobyte doświadczenie w obsłudze instalacji do przesyłu ciekłego gazu paliwowego. Decyzja o wykorzystaniu gazociągu jako

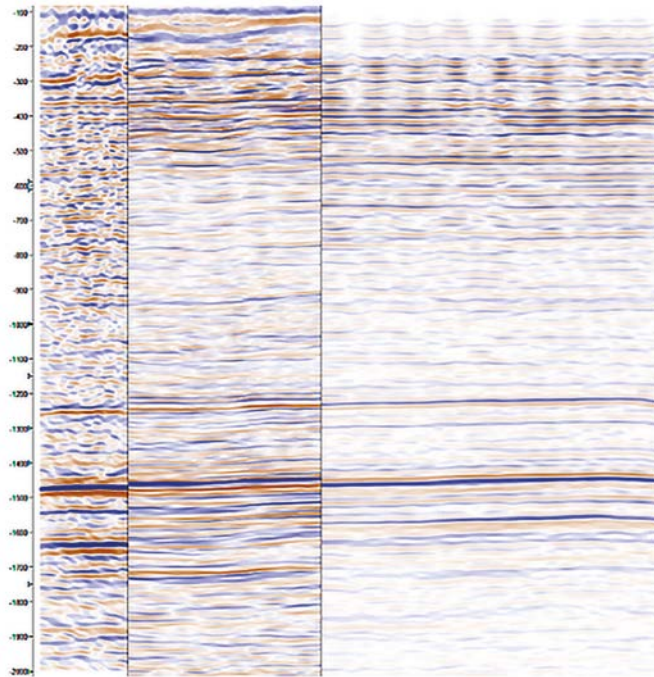
środka transportu CO<sub>2</sub> musi być powiązana z lokalizacją emitentów, a jego budowa winna być poparta szeregiem analiz opłacalności.

Dla transportu znacznych ilości CO<sub>2</sub> gazociąg jest najtańszym środkiem transportu w fazie operacyjnej (OPEX), natomiast podczas jego budowy, uzgadniania spraw właścicielskich, uzyskiwania decyzji administracyjnych itp. staje się rozwiązaniem bardzo skomplikowanym i czasochłonnym.

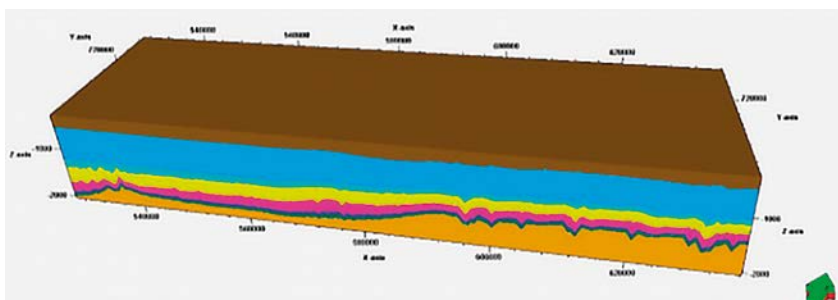
Transport CO<sub>2</sub> dla celów intensyfikacji wydobycia ropy naftowej (EOR-CCS), prowadzony jest od ponad 30 lat, dlatego też jest on dobrze ugruntowany i technicznie sprawdzony. W USA ponad 30 milionów ton antropogenicznego CO<sub>2</sub> transportowanych jest rocznie przez 6 200 km rurociągów (CSLF, 2009). Pierwszy długodystansowy rurociąg CO<sub>2</sub> został uruchomiony na początku 1970 roku (Rubin, Meyer, & de Coninck, 2005).

Biorąc pod uwagę dużą liczbę potencjalnych podmorskich magazynów CO<sub>2</sub>, rurociągi stanowią realny sposób transportu CO<sub>2</sub> ze źródeł lądowych do podmorskich składowisk.

Wychwycony CO<sub>2</sub>, w zależności od procesu, w którym powstaje, jest zanieczyszczony wieloma toksycznymi gazami i ma bardzo wysoką temperaturę. Jego skład zależy od rodzaju źródła, wdrożonej technologii wychwytywania CO<sub>2</sub> i rodzaju stosowanego paliwa, z którego CO<sub>2</sub> pochodzi. Z tego powodu jego transport siecią rurociągów może stanowić duże wyzwanie. Na rysunku poniżej (Rys. 3) przedstawiono typowy ciąg technologiczny składowania CO<sub>2</sub> (CCS).



Rys. 1. Przykład poprawy jakości danych sejsmicznych po kolejnych reprocessingach.



Rys. 2. Przykład trójwymiarowego modelu.



Rys. 3. Schemat łańcucha technologicznego projektu CCS.

W zakresie poszczególnych elementów składowych przedstawionego schematu ideowego napotyka się na szereg zagadnień technologicznych wymagających osobnej analizy. Na chwilę obecną autorzy proponują podejście bardziej ogólne. Niewielkie ilości zanieczyszczeń wpływają na właściwości fizyczne CO<sub>2</sub>, a to z kolei ma wpływ na projekt rurociągu, moc sprężarki, odległość ponownego sprężania i przepustowość rurociągu (Seevam, Race, & Downie, 2007). Zanieczyszczenia te to zwykle CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> i woda. Dlatego w miarę możliwości należy zminimalizować poziom zanieczyszczeń, tak aby CO<sub>2</sub> nadawał się do transportu rurociągowego. Obecność wody w CO<sub>2</sub> może powodować powstawanie hydratów (stałych kryształów przypominających lód), które mogą zatykać rurociąg (Rys. 4). Ze względu na zawartość wilgoci w CO<sub>2</sub> może także wystąpić korozja (Wallace, 1985). Dlatego konieczne jest odwodnienie CO<sub>2</sub>, tak aby zmniejszył poziom wilgotności do dopuszczalnego limitu.

Aby określić szacunkową średnicę otworu, można wykorzystać poniższe wzory, a dokładniejsze obliczenia powinny być wykonane podczas projektowania rurociągu uwzględniające średnicę rurociągu i dopuszczalny jednostkowy spadek ciśnienia:

$$d = \frac{1.03 \sqrt{\frac{Q}{S_g}}}{\rho^{0.33}}$$

Gdzie:

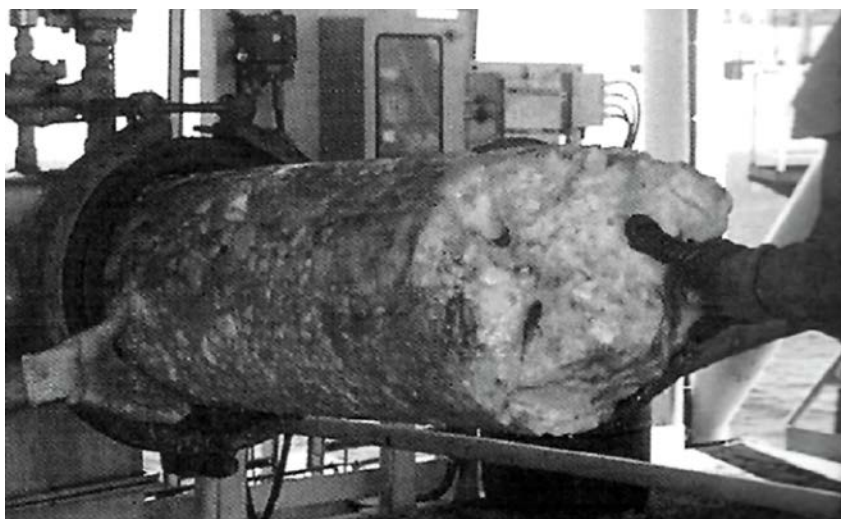
$d$  – średnica rurociągu [cale],  
 $Q$  – wydatek CO<sub>2</sub>, [gal/min]  
 lub  $x0,0038 = Q$  [m<sup>3</sup>/min],  
 $S_g$  – ciężar właściwy ciekłego CO<sub>2</sub>,  
 $\rho$  – gęstość ciekłego CO<sub>2</sub>

Dopuszczalną grubość ścianki gazociągu można określić, stosując metodę naprężeń dopuszczalnych,  $S > S_d$

$$S_d = \frac{pD_w}{2(\sigma_{dop}^r - p)}$$

Gdzie:

$S_d$  – teoretyczna grubość ścianki [m],  
 $S$  – założona w projekcie grubość ścianki [m],  
 $p$  – maksymalne ciśnienie robocze rurociągu [MPa],  
 $\sigma_{dop}^r$  – naprężenia dopuszczalne [MPa]



Rys. 4. Odebrany z rurociągu blok gazo-hydratów. Źródło: <http://www.itp-interpipe.com/products/subsea-production-flowlines/heat-traced-flowlines.php>

Do określenia żywotności gazociągu konieczne należy uwzględnić wyniki badań kompatybilności materiału gazociągu w stosunku do medium transportowanego. Teoretycznie, bazując na parametrach wytrzymałościowych materiału gazociągu, na podstawie przewidywanych naprężeń można określić ich rozkład wzorem:

$$P * D_w = 2s * \delta,$$

$$\text{dla } \sigma = \frac{P * D_w}{2 * s} \ggg S_k = \frac{P * D_w}{2 * \sigma * 0,6}$$

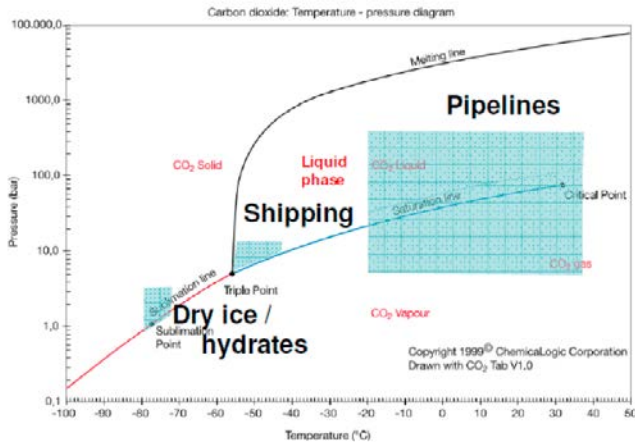
Dla określenia grubości ścianki zakłada się zakres granicy plastyczności rurociągu, np.  $0.6 \sigma$ , kolejno poprzez przekształcenie uzyskuje się wymaganą formułę obliczeniową – na wartość  $S_k$  – minimalną wartość grubości ścianki. Kolejno poprzez odjęcie wartości minimalnej od rzeczywistej grubości ścianki rurociągu i podzieleniu przez przewidywany (np. uzyskany w laboratorium) parametr intensywności korozji, uzyskamy czas, na jaki możemy zakładać bezpieczną eksploatację rurociągu z punktu widzenia procesów korozyjnych calizny rurociągu.

Analizując dedykowane okno technologiczne, widać, że utrzymanie tych parametrów dla każdego z rodzajów transportu nie powinno stanowić dużego wyzwania dla operatora/inwestora. Jedynym wyjątkiem może okazać się transport rurociągowy, szczególnie podmorski, kiedy to wymiana ciepła z otoczeniem przepływającego strumienia CO<sub>2</sub> może doprowadzić do przemiany CO<sub>2</sub> i przejścia do fazy gazowej. Na Rys. 5 przedstawiono możliwe stany fizyczne CO<sub>2</sub> dla warunków podmorskich, Rys. 6 przedstawia średnioroczną temperaturę Morza Bałtyckiego w funkcji głębokości. Zauważamy, że w okresie letnim od głębokości 25 m temperatura stabilizuje się do wartości stałej średniorocznej.

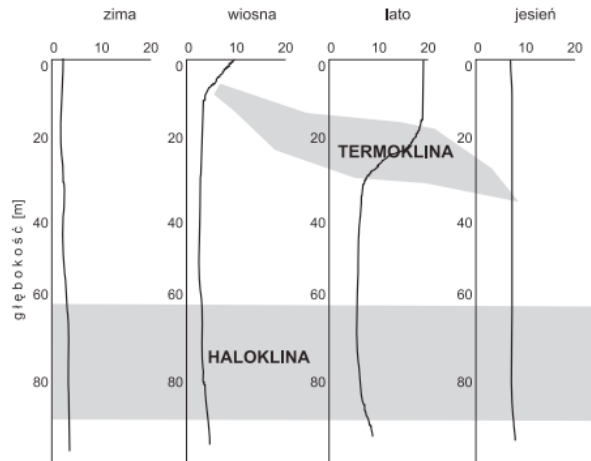
Przedstawione warunki to spore wyzwanie technologiczne i finansowe stawiane w trakcie prowadzenia eksploatacji podmorskiego rurociągu CO<sub>2</sub>. Biorąc pod uwagę powyższe dla projektów młodych, należy rozważyć możliwość wykorzystania alternatywnych środków transportowych. Pozwoli to na optymalizację kosztów, zarówno dla fazy inwestowania, jak i fazy eksploatacji na wczesnym etapie realizacji przedsięwzięcia.

Tabela 1. Okno technologiczne przedstawiające CO<sub>2</sub> w fazie nadkrytycznej (Morbee, Correia Serpa dos Santos, & Tzimas, 2010)

	Temperatura [°C]	Ciśnienie [bar]
Dolna granica	12	85
Górna granica	44	150



Rys. 5. Diagram fazowy CO<sub>2</sub>, przedstawiający optymalny region do transportu CO<sub>2</sub> (Martynov et al. 2012)

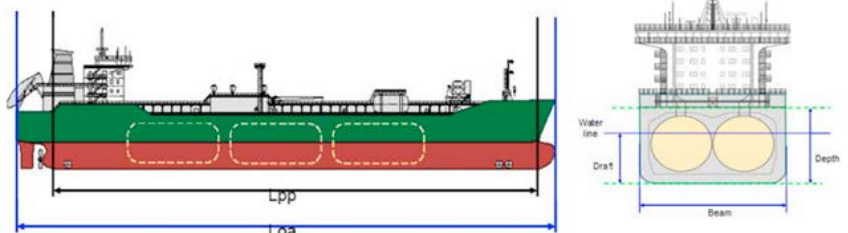


Rys. 6. Średnia sezonowa zmienność pionowego rozkładu temperatury wody (Andrzejewicz E., et al. 2008)

### Morski transport statkowy

Dowodem na to, że technologia statkowa jest jeszcze na bardzo wczesnym etapie jest to, że na świecie pływa zaledwie około czterech statków, które przewożą CO<sub>2</sub>. Dodatkowo, nie są przeznaczone do wsparcia technologii CCS. Dzięki pewnemu podobieństwu do LPG (głównie propan i butan) są transportowane na dużą skalę handlową przez gazowce LPG. CO<sub>2</sub> można transportować statkami w podobny sposób, ale obecnie odbywa się to na niewielką skalę ze względu na ograniczony popyt. Biorąc pod uwagę podobieństwo właściwości skroplonego CO<sub>2</sub> do właściwości LPG, istnieje możliwość przekształcenia istniejących nośników LPG w nośniki CO<sub>2</sub> (Rys. 7).

Kolejny pozytywny aspekt to możliwość wykorzystania istniejących sieci dystrybucji morskiej i lądowej. Jedyński polski morski operator wydobywczy LOTOS Petrobaltic S.A. dysponuje



Rys. 7. Koncepcja przebudowy tankowca na statek transportujący CO<sub>2</sub>

systemem przesyłowym dla eksploatacji złóż ropnych i gazowych. Wykorzystanie tych doświadczeń oraz portów przeładunkowych może uplasować Polskę w czołówce krajów składujących CO<sub>2</sub> w podmorskich wyeksploatowanych złożach ropnych i gazowych lub aquiferach (zawodnionych częściach złóż). Jako dodatkowy argument za transportem innym niż rurociągowy na lądzie należy podkreślić możliwość wyko-

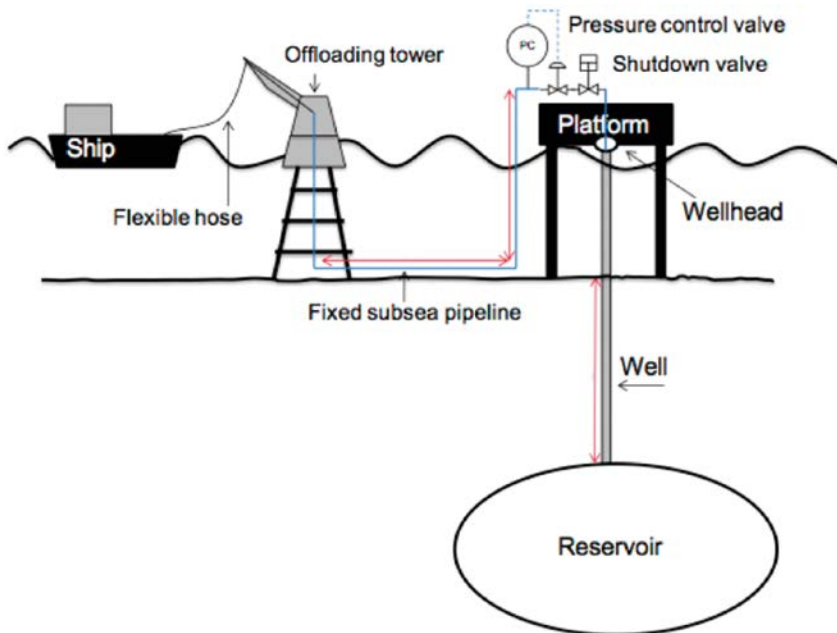
rzystania naturalnych dróg transportu jakimi są rzeki, czyli wykorzystanie zespołów barkowych jako potencjału transportowego łączącego emitenta z operatorem składowującym. Podejście takie wymaga przeprowadzenia dodatkowych analiz związanych z określeniem tego potencjału, likwidacji barier fizycznych dla barek – jest to element, który powinien zostać przebadany.

W zakresie czynności wymaganych od morskiego operatora składowującego CO<sub>2</sub>, przy wykorzystaniu jednostek morskich transportujących, konieczne jest dostosowanie dotychczasowych instalacji eksploatujących ropę i gaz do odbioru tego gazu. Dotyczy to kilku zakresów, m.in.

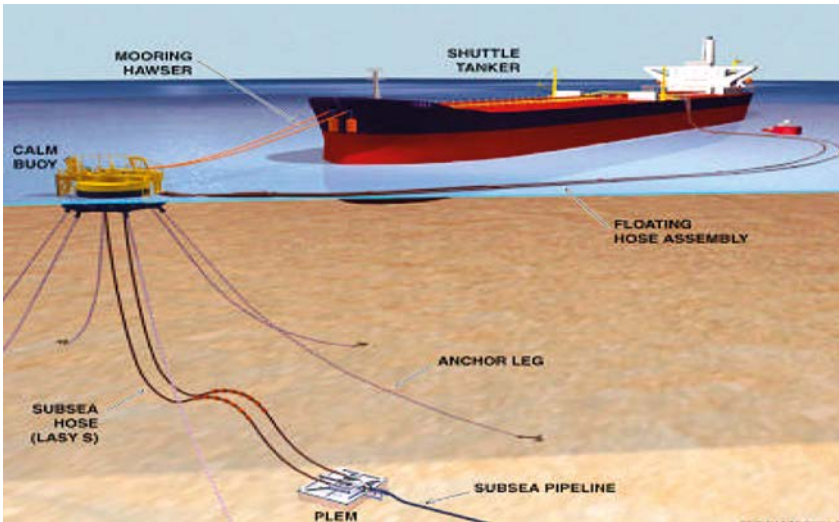
1. dostosowania morskiej instalacji przeładunkowej,
2. budowy instalacji procesowej na pokładzie platform eksploatacyjnych,
3. adaptacji odwiertów zatłaczających wodę do złoża i eksploatacyjnych jako monitorów procesu zatłaczania.

Na rysunkach 8 i 9 przedstawiono typowy schemat systemu przeładunkowego dla eksportu wydobytej i odgazowanej ropy naftowej. W przypadku utrzymania wydobycia ropy z jednoczesnym zatłaczaniem CO<sub>2</sub> taki system musiałby być przygotowany osobno dla przesłania CO<sub>2</sub> do systemu procesowego na platformie eksploatacyjnej.

Morski system transportowy ma bezpośredni wpływ na elementy układu procesowego na



Rys. 8. Koncepcja transportu statkowego ciekłego CO<sub>2</sub> i składowania w złożu podziemnym (Vermeulen, 2011)



Rys. 9. Sposób podłączenia statku odbierającego wydobyta ropę, układ oparty o boję przeladunkową typu CALM (źródło: SBM)

platformie. Jest to związane z kondycją i parametrami dowiezionego CO<sub>2</sub>. Należy się spodziewać, że transport rurociągowy, przy spadku ciśnienia tłoczonego CO<sub>2</sub> przy stałej temperaturze doprowadzi do przejścia CO<sub>2</sub> w gaz. Jest to proces odwracalny, ale wymagający dodatkowych nakładów energetycznych, aby CO<sub>2</sub> ponownie sprężyć i osuszyć. Transport stadkiem daje pewną szansę utrzymania CO<sub>2</sub> w fazie płynnej. Nawiązując do projektowania instalacji procesowej na platformie: budowana instalacja powinna być odpowiednio przygotowana do warunków odbioru CO<sub>2</sub> z rurociągu i ze statku.

#### Kolej

Alternatywne środki transportu, z punktu widzenia obowiązujących przepisów, np. transport kolejowy, należy również traktować jako alternatywny.

Transport CO<sub>2</sub> przy użyciu cystern drogowych i kolejowych jest możliwy do zrealizowania i stosowany w ograniczonym zakresie ze względu na bardzo małe zapotrzebowanie lub silne ograniczenia administracyjne. System ten wymaga transportu CO<sub>2</sub> w temperaturze -20 °C i pod ciśnieniem 2 MPa. Nie jest to rozwiązanie tak ekonomiczne jak rurociągi czy statki, jednak może stać się opłacalne przy transporcie mniejszych wielkości CO<sub>2</sub> i jego transporcie na krótkich dystansach.

Na rynku istnieją już pewne rozwiązania komercyjne do przewozu ciekłego CO<sub>2</sub>, np. oferowane są cysterny do transportu gazów skroplonych o pojemności ok 120 [m<sup>3</sup>], z możliwością transportu gazu pod ciśnieniem 27 [bar] oraz w temperaturze -40 [°C] (GATX, 2022). Podobnie jak w przypadku jakiegokolwiek innego środka transportu powinna być wykonana analiza kompatybilności kontaktu z CO<sub>2</sub>. Niebagatelnym jest możliwość, w przypadku tego rodzaju transportu jest wykorzystanie rozbudowanej sieci kolejowej. W zasadzie każdy z istniejących

portów skomunikowany jest drogą kolejową. W fazie planowania konieczne jest wykonanie rozeznania i możliwości dostępu emitenta do sieci kolejowej i powiązaniu pojemności magazynowej podziemnego składowiska do pojemności danego składu kolejowego oraz jak ta pojemność przekłada się na zapotrzebowanie w dłuższej perspektywie czasowej. Dopiero na tej podstawie możliwe będzie oszacowanie kosztu transportu, wraz z uwzględnieniem kosztów najmu wagonów, frachtu i zarządzania utrzymaniem taboru. Po stronie dostawcy CO<sub>2</sub> ważne jest określenie punktów załadunkowych, ponieważ miejsce to może okazać się słabym ogniwem całego procesu transportowego ze względu na długie oczekiwanie podstawionych wagonów na ich napełnienie.

Z podobnymi zagadnieniami i ryzykiem może zmagać się również transport samochodowy. Warunki transportu dla CO<sub>2</sub> są takie same jak dla transportu kolejowego, natomiast istotnym

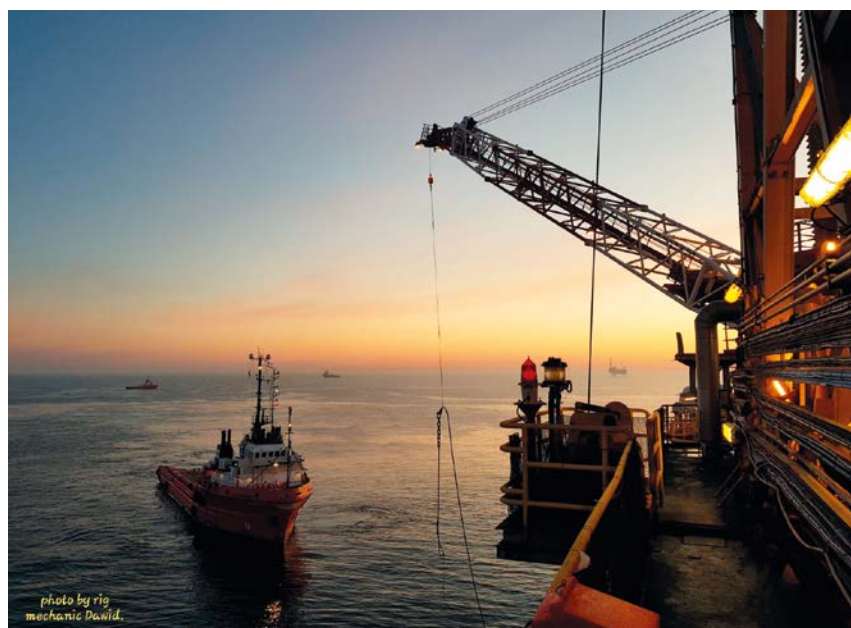
argumentem dla wyboru tego środka jest jego elastyczność. Transport samochodowy winien być brany pod uwagę dla projektów małej skali lub B+R, gdzie operator dopiero zaznajamia się z technologią CCS bez rozbudowanej sieci środków transportu lądowego.

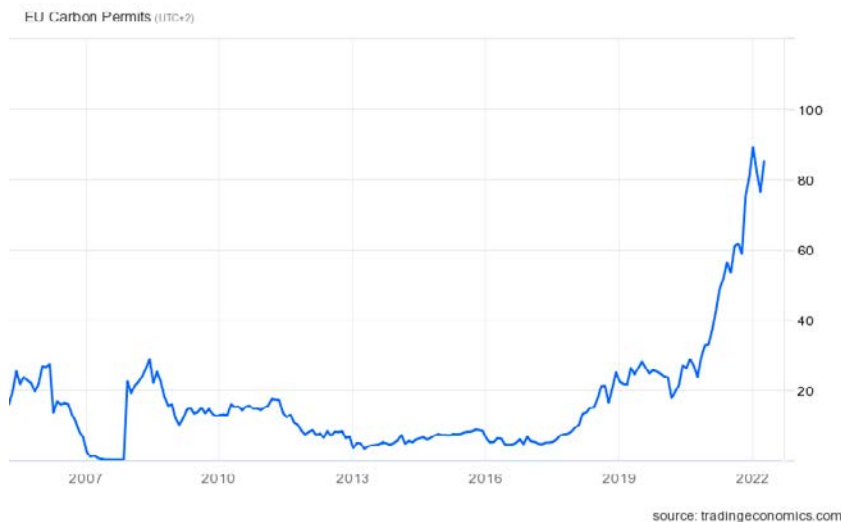
Tego typu projekty i instalacje na początku nie wymagają dużych ilości CO<sub>2</sub> skroplonego. Należy zauważyć jeszcze jeden pozytywny aspekt: transport autocysternami oferuje dostawę niemalże z rąk do rąk i praktycznie w tej fazie, jakiej została załadowana przez wychwytyjącego. Typowy zakres pojemności autocystern mieści się w zakresie 2-30 [ton] pod ciśnieniem do 20 [bar] w temperaturze -30[°C]. Dla krajów dopiero rozwijających technologię CCS oraz zainteresowanych implementacją zagospodarowania CO<sub>2</sub>, jasne jest, że wykorzystanie alternatywnych do gazociągowych środków transportu powinno być tym bardziej istotne.

#### Model ekonomiczny i ryzyka biznesowe

O ile świadomość zagrożeń, jakie niesie ze sobą antropogeniczna zmiana klimatu wydaje się wzrastać, najsilniejszym bodźcem do inwestowania w proekologiczne rozwiązania pozostają korzyści finansowe. Nie inaczej jest w przypadku projektów geologicznego składowania dwutlenku węgla.

Głównym założeniem działalności w obszarze CCS jest trwała utylizacja dwutlenku węgla wychwyconego w instalacji przemysłowej w podziemnej strukturze geologicznej w taki sposób, że nie dochodzi do emisji w rozumieniu art. 3 lit. b) Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. oraz art. 3 pkt 4) ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnie-





Rys. 10. Wykres zmian cen uprawnień do emisji 1 tony CO<sub>2</sub> na przestrzeni lat

niami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. z 2015 r. poz. 1223 z późn. zm).

Odzwierciedleniem tak rozumianego procesu jest model biznesowy przedsięwzięcia w obszarze CCS.

Podstawowym założeniem modelu biznesowego projektów CCS jest możliwość rozliczenia przez przedsiębiorcę-emitenta CO<sub>2</sub>, którego instalacja uczestniczy w systemie EU ETS unikniętych emisji wskutek przekazania gazu cieplarnianego operatorowi zakładu górniczego celem trwałego i bezpiecznego składowania go w podziemnych formacjach geologicznych. Korzyści finansowe wynikające z zaoszczędzenia uprawnień do emisji są jedynym źródłem dochodu dla projektów CCS-owych.

Poniższy wykres obrazuje zmianę cen uprawnień do emisji 1 tony CO<sub>2</sub> na przestrzeni lat. Analizując rok 2021, można zauważyć, że wyjściowa cena, oscylująca ok. 30 – 35 euro za 1 tonę wzrosła niemal trzykrotnie, sięgając pułapu 90 euro za 1 tonę. Tendencja wzrostowa utrzymywała się w zasadzie przez cały rok 2021. W bieżącym roku nastąpił gwałtowny spadek cen uprawnień w związku z agresją Federacji Rosyjskiej na Ukrainę, niemniej w dalszym ciągu oscylują one na poziomie ok. 60 euro za 1 tonę CO<sub>2</sub> (Rys.10).

W dalszym ciągu istnieje więc potencjał dla technologii CCS. Analizując powyższy wykres, należy odnotować także fakt, iż ceny uprawnień cechują się dużymi wahaniami, co – z uwagi na niezwykle długie okresy życia projektów CCS – należy uwzględnić w ich ekonomii.

W projekcie CCS co do zasady występować będzie trzech operatorów poszczególnych elementów procesu: operator instalacji wychwytu (elektrownia węglowa, rafineria ropy naftowej, cementownia, zakład chemii przemysłowej etc.), operator transportu oraz

zakład górniczy – operator kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla. Gdyby rynek handlu uprawnieniami stał się bardziej przewidywalny, interesariusze CCS mogliby zaprojektować realny plan biznesowy na okresy wieloletnie.

Operatorzy poszczególnych elementów procesu muszą podzielić między sobą kwotę wynikającą z braku potrzeby umorzenia uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Każdy z nich będzie miał inne koszty CAPEX-owe i OPEX-owe oraz różne ryzyka biznesowe.

Emitent jako operator instalacji wychytującej oraz skraplającej będzie w pierwszej kolejności ponosił koszty budowy instalacji, a następnie koszty operacyjne. Z jego perspektywy ryzyko jest skwantyfikowane do kosztów CAPEX-u.

Operator sieci przesyłowej (w tym statki i transport kołowy) – w zależności od tego, czy będziemy mieli do czynienia z rurociągami (większy CAPEX, dłuższy termin realizacji, niższy OPEX), czy też transportem statkami lub kołowym (niższy CAPEX, szybszy termin realizacji, wyższe koszty OPEX-owe) będzie związany z większym lub mniejszym ryzykiem wycieku CO<sub>2</sub> do atmosfery, a co za tym idzie – z pełną odpowiedzialnością wynikającą z umorzenia uprawnień do emisji. Zaznaczyć jednak trzeba, że jest to odpowiedzialność krótkoterminowa na czas transportu. Tak samo jak poprzednio ryzyka biznesowe głównie związane są z kosztami CAPEX-u oraz dodatkowo z ograniczonymi do pojemności przesyłowych ryzyka związanego z wyciekiem przy transporcie CO<sub>2</sub>.

Ostatnim elementem w technologii CCS dopełniającym cały proces jest operator kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla. Mamy tu do czynienia z potrzebą

wybudowania infrastruktury do zatłaczania CO<sub>2</sub>, monitoringu oraz kluczowym utrzymaniem zabezpieczeń finansowych w bardzo długim horyzoncie czasowym sięgającym 60-80 lat. Operator jest w pełni odpowiedzialny za przekazany mu dwutlenek węgla przez cały ten okres w pełnej wartości wynikającej z umorzenia uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Newralgicznymi dla operatora będą koszty związane z zabezpieczeniami finansowymi, w tym środki zamrożone w gotówce na czas monitoringu i likwidacji zakładu górniczego na okres kilku dziesięcioleci.

Obecnie ryzyko związane ze zbyt dużą zmiennością cen uprawnień zniechęca firmy do realizowania kapitałochłonnych projektów związanych z wychwytywaniem i składowaniem CO<sub>2</sub>.

Helena Cygnar

Szef Biura Poszukiwań i Koncesji w LOTOS Petrobaltic S.A. Absolwentka Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, specjalista w zakresie geofizyki i geologii, a także prawa geologicznego i górniczego.

Michał Porębski

Radca prawny, ekspert w Biurze Prawnym Grupy LOTOS S.A. Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Gdańskiego, członek Okręgowej Izby Radców Prawnych w Gdańsku, specjalista w zakresie prawa geologicznego i górniczego, prawa energetycznego oraz prawa ochrony środowiska.

Artur Wójcikowski

Kierownik Działu Technicznego w LOTOS Petrobaltic S. A. Absolwent wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, specjalista w zakresie instalacji podwodnych i zagadnień podmorskiego transportu płynów. Doktorant wdrożeniowy AGH.

Jarosław Tyburcy

Szef Biura Eksploatacji i Inżynierii Złożowej w LOTOS Petrobaltic S.A. Absolwent Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, specjalista w zakresie inżynierii złożowej i modelowania dynamicznego, a także prawa geologicznego i górniczego

# Sektor naftowy wobec polityki ochrony klimatu



Marcin  
Sienkiewicz

## The oil sector in relation to the climate protection policy

### Summary:

The climate protection policy implemented at the international level (United Nations, European Union) and at the level of individual countries is and will be the main factor influencing the economic and regulatory conditions of activity in the field of hydrocarbon extraction and processing in the coming years. World oil producers are also under pressure from environmental organizations and communities that demand a radical reduction in greenhouse gas emissions. The example of 4 global giants of the oil industry presented in the article shows how these companies change the perception of their development and adapt their strategies to the needs of climate protection and the need to reduce greenhouse gas emissions.

### Streszczenie:

Polityka ochrony klimatu realizowana na poziomie międzynarodowym (Organizacja Narodów Zjednoczonych, Unia Europejska) i poziomie poszczególnych państw jest obecnie i będzie w najbliższych latach głównym czynnikiem wpływającym na warunki ekonomiczne i regulacyjne działalności w zakresie wydobycia i przerobu węglowodorów. Światowi producenci ropy naftowej znajdują się także pod presją organizacji i środowisk ekologicznych, które domagają się radykalnego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Ukazany w artykule przykład 4 światowych gigantów przemysłu naftowego, pokazuje w jaki sposób firmy te zmieniają percepcję swojego rozwoju i dostosowując swoje strategie do potrzeb ochrony klimatu i konieczności ograniczania emisji gazów cieplarnianych.

Branża naftowa znajduje się obecnie pod coraz większą presją polityczną i społeczną związaną z dążeniem do redukcji emisji gazów cieplarnianych i osiągnięciem stanu neutralności klimatycznej. W ocenie specjalistów sektor

naftowy odpowiada za 9% wszystkich emisji gazów cieplarnianych wytwarzanych przez człowieka. Dodatkowo jego główny produkt jakim są paliwa, generują kolejne 33% globalnej emisji<sup>1</sup>. Obecne warunki polityczne i regulacyjne wymagają od przedsiębiorstw należących do tego sektora zmiany wieloletniego paradygmatu rozwojowego opierającego się na wzroście wydobycia ropy, jej przerobu, a następnie dystrybucji produktów naftowych. Zmieniające się otoczenie społeczno-biznesowe, które w coraz większym stopniu akcentuje potrzebę zrównoważonego rozwoju połączonego z działaniami na rzecz ochrony klimatu i środowiska naturalnego, zmusza przemysł naftowy do gruntownego przeformułowania swoich strategii rozwojowych i zmiany hierarchii priorytetów. Odchodzenie od paliw kopalnych ogranicza bowiem, czy wręcz likwiduje perspektywę rozwoju tej branży w tradycyjnym modelu<sup>2</sup>. Konsekwencji spadku atrakcyjności biznesu naftowego dla współczesnych inwestorów doświadczył koncern Exxon Mobil. Był on najcenniejszą amerykańską firmą na przełomie XX i XXI wieku, osiągając w 2011 r. wartość rynkową przekraczającą 400 mld. dolarów. Jednak w sierpniu 2020 r. wartość naftowego potentata spadła do 175 mld dolarów, a spółka została usunięta indeksu giełdowego Dow Jones Industrial Average<sup>3</sup>. Atrakcyjność inwestycji w branżę naftowo-gazową podważały także podejmowane w ostatnich latach decyzje światowych instytucji finansowych. Bank Światowy w grudniu 2017 r. oświadczył, że w ramach wsparcia dla walki z globalnym ociepleniem zaprzestanie po roku 2019 finansowania eksploatacji nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego<sup>4</sup>. Natomiast we wrześniu 2019 zarząd Europejskiego Banku Inwestycyjnego poinformował opinie publiczną o zakończeniu finansowania inwestycji związanych z gazem ziemnym z końcem 2021 r.<sup>5</sup>

### 1. Dekarbonizacja – światowy trend w polityce i gospodarce

Ochrona klimatu osiągnięta poprzez dekarbonizację gospodarek i zmianę modelu konsumpcji indywidualnej, jest obecnie wiodącym trendem wpływającym na warunki funkcjonowania szeroko rozumianego sektora paliwowo-energetycznego. Dążenia te mają charakter niemal powszechny i są inspirowane na poziomie globalnym przez wielostronne porozumienia międzynarodowe zawierane pod auspicjami

Organizacji Narodów Zjednoczonych. Jest nim przede wszystkim Porozumienie Paryskie z 2015 r. przyjęte podczas 21 Konferencji ONZ w sprawie zmian klimatu. Jego celem jest ograniczenie globalnego ocieplenia do znacznie poniżej 2°C, najlepiej do 1,5°C, w porównaniu z poziomem sprzed epoki przemysłowej. Założono, że osiągnięcie takich poziomów znacznie zmniejszy ryzyko i skutki zmian klimatycznych. Państwa, które przystąpiły do Porozumienia zadeklarowały także wspieranie rozwoju „związanego z niską emisją gazów cieplarnianych”<sup>6</sup>. Osiągnięcie tego celu będzie w najbliższych latach wymagało od wielu sektorów gospodarczych radykalnych redukcji emisji gazów cieplarnianych przy jednoczesnym zwiększaniu nakładów finansowych na inwestycje w technologie nisko i zeroemisyjne.

Ambicją Unii Europejskiej, wyrażoną w „Europejskim Zielonym Ładzie”, jest uzyskanie statusu światowego lidera w walce z globalnym ociepleniem. Chce ona wyznaczyć w tej dziedzinie standardy dla społeczności międzynarodowej. Celem unijnej strategii jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 na drodze głębokiej transformacji gospodarczej, której istotnym elementem ma być rezygnacja z węgla, ropy i gazu ziemnego. Przyszłość należeć ma natomiast do odnawialnych źródeł energii oraz gazów odnawialnych, z których szczególnie eksponowany jest wodór<sup>7</sup>. W kierunku wyznaczonym przez Komisję Europejską podążają oczywiście strategie klimatyczne przyjmowane przez rządy poszczególnych państw narodowych tworzących Unię. W konsekwencji wprowadzane są następnie różne programy prowadzące do dekarbonizacji i ograniczenia emisyjności ich gospodarek.

Polityka klimatyczna stała się jednym z kluczowych elementów programu politycznego prezydenta Stanów Zjednoczonych Joe Bidena. Jedną z pierwszych decyzji jaką podjął ten polityk po objęciu urzędu, było ponowne przystąpienie USA do Porozumienia Paryskiego. W planach obecnej administracji amerykańskiej jest redukcja emisji dwutlenku węgla o 50-52% do 2030 r. Ma to być możliwe m.in. dzięki dalszemu rozwojowi odnawialnych źródeł energii oraz elektromobilności. W kwietniu 2021 r. władze amerykańskie ogłosiły plan wsparcia elektrycznego transportu: American Jobs Plan. Zakłada on m.in. stworzenie 500 tys. punktów ładowania samochodów elektrycznych (w 2021 było ich ok. 100 tys.). Natomiast zgodnie z roz-

porządzeniem prezydenta J. Bidena z sierpnia 2021 r. w Stanach Zjednoczonych w 2030 r. 50% nowych samochodów osobowych i lekkich ciężarówek ma być pojazdami zeroemisyjnymi: elektrycznymi, hybrydami lub o napędzie wodnorodnym<sup>8</sup>.

Chińska Republika Ludowa to państwo posiadające największy - 28% (w 2019 r.) udział w globalnej emisji CO<sub>2</sub><sup>9</sup>. We wrześniu 2020 r. chiński prezydent Xi Jinping ogłosił decyzję, zgodnie z którą Chiny zobowiązały się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2060 r.<sup>10</sup>. W przypadku Chin głównym źródłem problemu jest wykorzystywanie na ogromną skalę w energetyce, ciepłownictwie i przemyśle chemicznym węgla, który odpowiada za 75% chińskiej emisji gazów cieplarnianych<sup>11</sup>. Chiński przywódca zadeklarował jednocześnie, że celem strategii dekarbonizacyjnej jest zbudowanie do 2030 r. instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych o łącznej mocy 1200 GW i zwiększenie udziału paliw niekopalnych w miksie energii pierwotnej do 25%<sup>12</sup>.

Branża naftowa musi także liczyć się z coraz większym naciskiem ze strony społecznej, często inspirowanym przez organizacje i ruchy ekologiczne. Deklarowane przez firmy naftowe działania proklimatyczne często są podważane przez organizacje ekologiczne zarzucające firmom pozorowaną aktywność – greenwashing. W styczniu 2022 r. organizacje ekologiczne (w tym WWF) w ramach europejskiej inicjatywy obywatelskiej złożyły do UE petycję o wprowadzenie zakazu reklam i sponsoringu przez koncerny paliwowe. W przekonaniu wnioskodawców mają one bowiem wykorzystywać kampanie reklamowe do kreowania u konsumentów fałszywego przekonania, że firmy te dbają o planetę, a w rzeczywistości odwracają uwagę od ich działalności<sup>13</sup>. W kwietniu 2019 r. w imieniu ponad 17 tys. obywateli Holandii został złożony przez siedem organizacji, w tym Greenpeace i Friends of the Earth Netherlands, pozew do sądu przeciwko koncernowi Shell. Firma był m.in. oskarżana o nieprzestrzeganie Porozumienia Paryskiego i niewystarczające działania na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Był to pierwszy przypadek, w którym środowiska ekologiczne na drodze sądowej podjęły walkę z firmą naftową o zmianę jej strategii klimatycznej. Sąd w Hadze ostatecznie przychylił się do argumentacji strony społecznej i orzekł, że Shell przyczynił się do „niebezpiecznych zmian klimatycznych”, nakazując firmie zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> o 45% netto do końca 2030 r. w porównaniu z poziomem z 2019 r.<sup>14</sup>.

Podmioty działające w branży paliwowej mają świadomość globalnych uwarunkowań związanych z ochroną klimatu w jakich muszą prowadzić swoją działalność. Ma to swoje



odzwierciedlenie w przyjmowanych nowych strategiach i składanych deklaracjach, które zakładają wsparcie dla polityki ochrony klimatu komunikując jednocześnie zmianę swoich priorytetów na proekologiczne. Taka postawa przyjęta została m.in. przez światowych liderów branży naftowej takich jak: British Petroleum (dalej BP), Chevron USA Inc, ExxonMobil i Roy-

al Dutch Shell (dalej Shell). Poniżej w tabeli nr 1 przedstawiano listę 20 firm zajmujących się produkcją ropy naftowej, gazu ziemnego ale także węgla oraz ich udział w globalnej emisji CO<sub>2</sub> i metanu w latach 1965-2018. Z przedstawionych danych wynika, że działalność 4 analizowanych w artykule firm wygenerowała łącznie 11% udział w zsumowanych w tabeli emisjach.

## 2. Redukcja emisji gazów cieplarnianych – priorytet dla branży naftowej

W lutym 2020 r. władze BP ogłosiły, że nową strategiczną ambicją koncernu jest osiągnięcie przed koncernem do 2050 r. zerowego poziomu emisyjności. Realizacja tych zamierzeń ma się odbyć na drodze prowadzącej do osiągnięcia następujących celów:

- Osiągnięcie zerowego poziomu emisji netto w operacjach BP w ujęciu bezwzględnym do 2050 r. lub wcześniej;
- Osiągnięcie zerowego poziomu emisji dwutlenku węgla w produkcji ropy i gazu w ujęciu bezwzględnym do 2050 r. lub wcześniej;
- Zmniejszenie o 50% emisyjności produk-

**Tabela 1. Operacyjne i produktowe emisje dwutlenku węgla i metanu generowane przez 20 największych przedstawicieli branży węglowodorowej**

I.p.	Podmiot	Kraj pochodzenia	Mt CO <sub>2</sub> e	% globalnych emisji
1.	Saudi Aramco,	Arabia Saudyjska	61 143	4,33
2.	Gazprom	Rosja	44 757	3,17
3.	Chevron	USA	43 787	3,10
4.	Exxon Mobil	USA	42 484	3,01
5.	National Iranian South Oil Company	Iran	36 924	2,62
6.	BP	Wielka Brytania	34 564	2,45
7.	Shell	Holandia	32 498	2,30
8.	Coal India Limited	Indie	24 338	1,73
9.	Pemex	Meksyk	23 025	1,63
10.	Petro China	CHRL	16 515	1,17
11.	Petroleos de Venezuela	Wenezuela	16 029	1,14
12.	Peabody Energy	USA	15 783	1,12
13.	ConocoPhillips	USA	15 422	1,09
14.	Abu Zabi	ZEA	14 532	1,03
15.	Kuwait Petroleum Corporation	Kuwejt	13 923	0,99
16.	Irak National Oil Co	Irak	13 162	0,93
17.	Total SA	Francja	12 755	0,90
18.	Sonatrach	Algieria	12 700	0,90
19.	BHP	Australia	10 068	0,71
20.	Petrobras	Brazylia	9 061	0,64
	<b>Razem</b>		<b>1 410 737</b>	<b>100%</b>

Źródło: D. Kenner, R. Heede, *White knights, or horsemen of the apocalypse? Prospects for Big Oil to align emissions with a 1.5°C pathway*, Heede, „Energy Research & Social Science” 79(2021), <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629621001420#10005>



tów sprzedawanych przez BP do 2050 r. lub wcześniej;

- Opomiarowanie emisji metanu we wszystkich głównych zakładach przetwórstwa ropy i gazu należących do BP do 2023 r. i zredukowanie metanowość procesów o 50%;
- Stopniowe zwiększanie udziału inwestycji w alternatywne wobec ropy i gazu sektory<sup>15</sup>.

Koncern deklaruje także swoje zaangażowanie na rzecz osiągnięcia zerowego poziomu emisji w skali całego świata. Wsparcie BP w tym zakresie ma być realizowane poprzez:

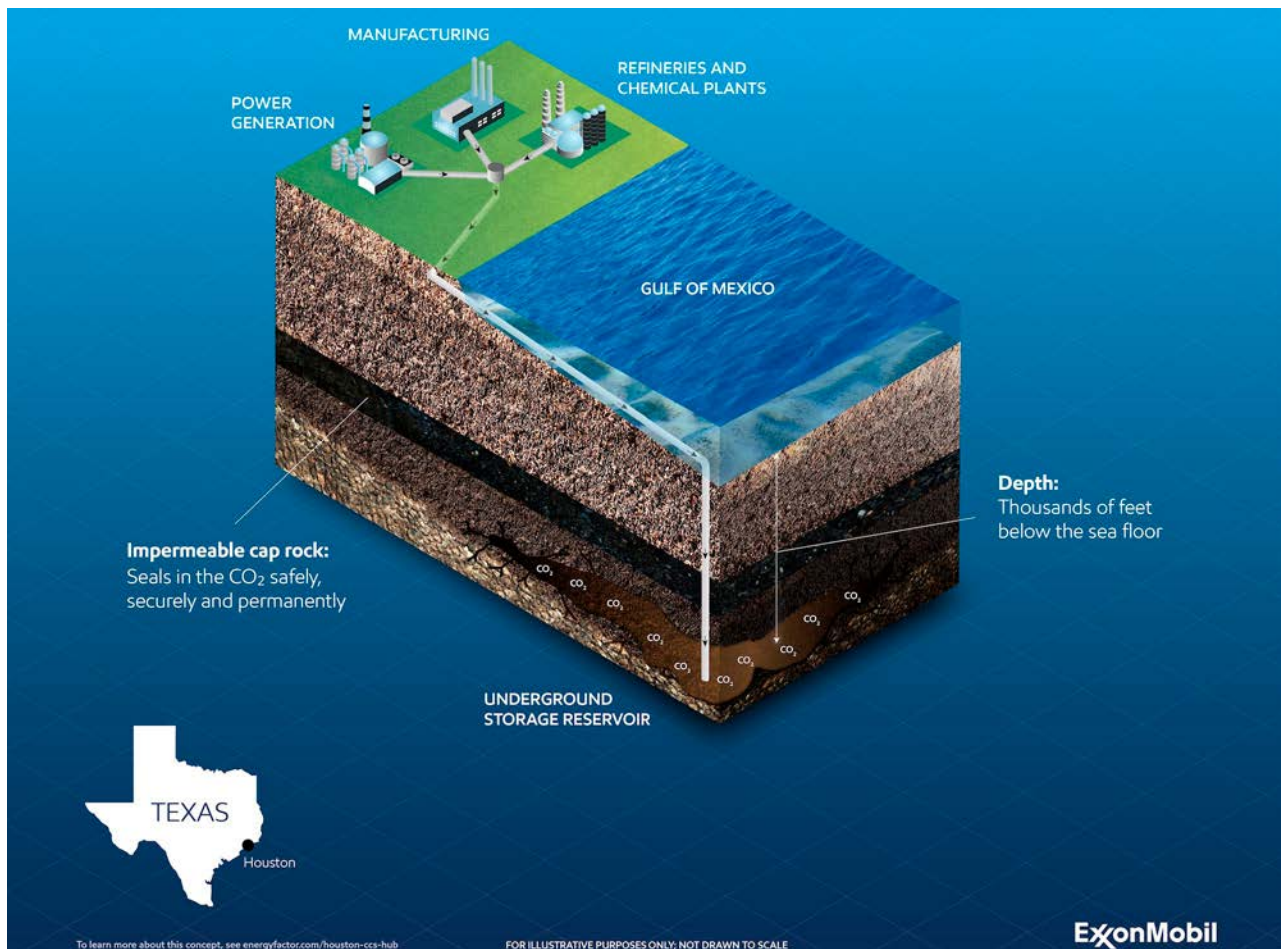
- wsparcie dla polityki prowadzącej do stanu zero-emisyjności;
- motywowanie i mobilizowanie pracowników koncernu do realizacji celów klimatycznych;
- współpracę z organizacjami branżowymi;
- dążenie do uzyskania przez BP statusu lidera w dziedzinie sprawozdawczości Informacji Finansowych Związanych z Klimatem (TCFD);
- powołanie nowych struktur organizacyjnych dedykowanych wsparciu krajom, ośrodkom miejskim czy partnerom biznesowym w procesie dekarbonizacji<sup>16</sup>.

„Rynki energii zmieniają się pod wpływem zmian klimatycznych, technologii i oczekiwań społecznych, (...). Dążenie do zera netto jest nie tylko słuszne dla BP, ale także dla naszych akcjonariuszy i szerszej społeczności. Rozpoczynając ten ambitny program, będziemy nadal mocno koncentrować się na bezpiecznych, niezawodnych i wydajnych operacjach oraz na dotrzymywaniu obietnic, które złożyliśmy naszym inwestorom.”, Helge Lund, prezes BP, 12.02.2020 r., <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bernard-looney-announces-new-ambition-for-bp.html>

Chevron wskazuje, że jako firma globalna działa w wielu państwach, w których istnieją obowiązki w zakresie redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Koncern ocenia, że ok 60% jego emisji objęta jest regulacjami wprowadzającymi za nie opłaty i w konsekwencji generującymi dodatkowe koszty. Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych jest zatem ekonomiczną koniecznością dla tej firmy. Chevron deklaruje, że jego strategia ma prowadzić do osiągnięcia statusu lidera w wydajnej i niskoemisyjnej produkcji tradycyjnej energii, któ-

ry sprostą rosnącemu w nadchodzących latach popytowi. Jednocześnie budowane i rozwijane mają być nowe niskoemisyjne linie biznesowe, które będą decydować o przyszłym obliczu firmy. Realizacja aktualnej strategii ma polegać na przeprowadzeniu transformacji energetycznej zgodnie z sadami polityki klimatycznej w połączeniu z osiąganiem celów biznesowych. Strategia Chevronu nie zakłada więc radykalnego odejścia od paliw kopalnych w skali globalnej. W ocenie amerykańskiego koncernu paliwa kopalne pozostaną jeszcze przez kolejne lata istotnym elementem energetyki. Wskazuje się przy tym, że zasoby naftowe i gazowe o niższej emisyjności CO<sub>2</sub> pozostaną nadal ekonomicznie konkurencyjne. Na dalsze perspektywy rozwoju branży naftowej w dalszym ciągu będą miały wpływ czynniki makroekonomiczne i demograficzne związane z dążeniem wielu populacji (w skali całego świata) do podnoszenia standardu życia i możliwości konsumpcyjnych. Spełnienie tych potrzeb będzie generowało coraz większy popyt na energię i paliwa. Jednym z elementów równoważących narastający popyt będzie postępujący proces upowszechniania technologii energochłonnych.

ExxonMobil w grudniu 2021 r. zatwierdził średnioterminowe plany redukcji emisji gazów cieplarnianych. Zakładają one w skali całej or-



Wizualizacja planowanej przez ExxonMobil instalacji CCS dla zakładów petrochemicznych w Houston. Źródło: ExxonMobil



Jedna ze stacji tankowania wodoru należąca do Shell. Źródło: Shell

ganizacji ograniczenie emisji o 20% do 2030 r. Obejmują one m.in.:

- redukcję emisji działalności upstream o 40-50%,
- redukcję emisji metanu o 70-80%,
- redukcję emisji flar o 60-70%<sup>17</sup>.

Władze koncernu zapowiadają, że nakłady finansowe na inwestycje związane z obniżaniem emisji gazów cieplarnianych mają wynieść 15 mld dolarów w okresie najbliższych 6 lat. Znaczna część wydatków ma zostać skierowana na projekty, których wdrożenie pozwoli na redukcję w trudnych do dekarbonizacji sektorach, takich jak przemysł ciężki, transport komercyjny i produkcja energii elektrycznej. Koncern szczególnie naciska kładzie na rozwój technologii wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla - ang. carbon capture and storage (dalej CCS). Ekspozuje przy tym dotychczas odniesione sukcesy w tym zakresie: W 2017 r. ExxonMobil przechwycił 6,6 miliona ton CO<sub>2</sub> co odpowiada wyeliminowaniu rocznej emisji gazów cieplarnianych z ponad 1 miliona samochodów osobowych<sup>18</sup>.

„Uważamy, że do 2040 r. możliwe będzie wychwytywanie rocznie około 100 milionów ton CO<sub>2</sub> z rafinerii, zakładów chemicznych i elektrowni na tym obszarze. Odpowiada to dzisiejszej emisji gazów cieplarnianych z ponad 20 milionów samochodów osobowych napędzanych benzyną.” Darren Woods, Chief executive officer, ExxonMobil, 11.09.2021<sup>19</sup>.

Shell w swojej komunikacji z rynkiem bardzo mocno i konsekwentnie akcentuje odpowiedzialne podejście do pozyskiwania energii związane z dążeniem do „ograniczenia oddziaływania na środowisko” w ramach transformacji ener-

gicznej. Ma ona doprowadzić do odczuwalnego dla środowiska zmniejszenia emisji dwutlenku węgla. W lutym 2021 r. holendersko-brytyjski koncern ogłosił strategię neutralności klimatycznej - *Shell Powering Progress*. Obowiązuje ona wszystkie spółki należące do tego globalnego koncernu. Celem generalnym tej strategii jest uzyskanie przez Shell zerowej emisji netto gazów cieplarnianych do 2050 r. Założono przy tym, że osiągnięcie celu głównego w zakresie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> będzie osiągnięte etapowo poprzez stopniową coroczną redukcję uzyskiwaną w kilku kolejnych trzyletnich okresach:

- o 3-4% do 2022 r., o 6-8% do 2023 r., o 9-12% do 2024 r.,
- a następnie:
- o 20% do 2030 r., o 45% do 2035 r., o 100% do 2050 r.<sup>20</sup>

Shell zakłada jednocześnie, że jego produkcja ropy naftowej od 2020 r. będzie spadać o 1-2% rocznie do 2030 r. Do 2025 r. ma natomiast zakończyć się towarzyszące rutynowo eksploatacji złóż ropy naftowej spalanie gazu w pochodniach. Ważnym sposobem na ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> ma być także uzyskanie odpowiednich zdolności do jego wychwytywania i magazynowania. Do roku 2035 zdolności CCS mają osiągnąć poziom 25 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie<sup>21</sup>.

„Największe znaczenie ma walka ze zmianami klimatu - wyzwanie, przed którym stoi dziś świat. Nasz Strategia Powering Progress, którą rozpoczęto w lutym 2021 r. określa, w jaki sposób Shell może i musi odgrywać wiodącą rolę w pomaganiu społeczeństwu sprostać temu wyzwaniu.” Ben van Beurden CEO Shell, 202122.

### 3. Wodór – paliwo przyszłości

Powszechnie deklarowanym kierunkiem rozwoju analizowanych firm naftowych są inwestycje w technologie pozyskiwania odnawialnego bądź niebieskiego wodoru. Poszczególne firmy w ostatnich 2-3 latach ogłaszały swoje plany realizacji ekologicznych projektów związanych z wodorem<sup>23</sup>. Łączą się one często z inwestycjami w odnawialne źródła energii bądź w instalacje wychwytyjące dwutlenek węgla. Powszechnie stosowaną przy tym praktyką jest tworzenie wielosektorowych konsorcjów wokół konkretnych przedsięwzięć technologiczno-biznesowych<sup>24</sup>.

BP koncentruje się szczególnie na rozwoju produkcji niskoemisyjnego i odnawialnego wodoru. W ramach projektu HyGreen Teesside zamierza uruchomić 60 MW produkcji odnawialnego wodoru do 2025 r.. Wspomniany projekt wraz z wcześniejszym przedsięwzięciem H2Teesside w zakresie produkcji „niebieskiego” wodoru, mają razem utworzyć główny brytyjski hub gazowy służący dekarbonizacji ciężkim gałęziom przemysłu i transportu. Przewiduje się, że wytwarzany w ramach hubu „zielony” wodór ma pokryć 30% brytyjskiego zapotrzebowania na to paliwo do 2030 r. Produkcję zapewnić ma w przyszłości ulokowany w północno-wschodniej Anglii zakład, który ma dostarczać do 500 MW produkcji wodoru do 2030 r.<sup>25</sup>

Innym przykładem aktywności brytyjskiego koncernu na polu budowy gospodarki wodorowej jest inicjatywa, realizowana w partnerstwie ze szkockim miastem Aberdeen. W tym przypadku polega ona na stworzeniu lokalnego zielonego hubu wodorowego. Strony na wstępne prace projektowe przeznaczyły już 3 miliony funtów, które pozwolą na podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej na początku 2023 r. Planuje się, że rozwój Aberdeen Hydrogen Hub będzie przebiegał w trzech etapach, stosownie do rosnącego zapotrzebowanie na wodór. W pierwszym etapie ma nastąpić uruchomienie w 2024 r. produkcji 800 kg zielonego wodoru dziennie i przeznaczenie go tankowania transportu drogowego. W kolejnych etapach zwiększenie produkcji ma umożliwić zaopatrzenie w paliwo wodorowe także transportu morskiego i kolejowego. Rozwój produkcji H<sub>2</sub> ma się opierać na zwiększonej dostępności lokalnych odnawialnych źródeł energii, a szczególnie z morskich instalacji wiatrowych<sup>26</sup>.

Chevron rozwijając wodorową linię swojego biznesu zamierza w 2030 r. osiągnąć zdolności produkcyjne tego gazu na poziomie 150 000 ton rocznie. Łączne nakłady na inwestycje dedykowane gazom odnawialnym

mają wynieść 10 mld dolarów do 2028 r. Rynek zbytu dla gazów odnawialnym, w tym wodoru, Chevron widzi przede wszystkim po stronie ciężkiego przemysłu, linii lotniczych oraz innych gałęzi transportu. Elementem strategii wodorowej koncernu jest pozyskiwanie dysponujących odpowiednim kapitałem i potencjałem technologicznym partnerów biznesowych. W kwietniu 2021 r. – Chevron USA Inc., poprzez swój oddział Chevron Products Company wszedł w alians wodorowy z Toyota Motor North America, Inc. (Toyota). Strony ogłosiły protokół ustaleń dotyczących zbadania możliwości strategicznej współpracy w zakresie budowy i rozwoju komercyjnie opłacalnych wielkoskalowych projektów wodorowych wpisujących się w proces tworzenia globalnej gospodarki wodorowej. Wyznaczono przy tym trzy główne priorytety strategiczne:

- współpraca w zakresie środków polityki publicznej związanych z wodorem, które wspierają rozwój infrastruktury wodorowej;
- zrozumienie obecnego i przyszłego zapotrzebowania rynku na lekkie i ciężkie pojazdy elektryczne na ogniwa paliwowe oraz możliwości zaopatrzenia dla tego popytu;
- zbadanie możliwości wspólnego prowadzenia prac badawczo-rozwojowych w zakresie transportu i przechowywania zasilanego wodorem.

Sukces wspólnych przedsięwzięć wodorowych upatrywany jest natomiast w: „Połączeniu wieloletniego doświadczenia Toyoty w opracowywaniu technologii elektrycznych ogniw paliwowych zasilanych wodorem z głębokimi zasobami firmy Chevron w sektorze energetycznym (...)” co razem ma dać odpowiedni potencjał do tworzenia nowej oferty zeroemisyjnej dla indywidualnych oraz instytucjonalnych użytkowników środków transportu<sup>27</sup>.

„Wierzę, że zielony wodór będzie miał dużą rolę do odegrania” w transformacji energetycznej”, Mike Wirth, Chevron Chairman and CEO 15.09.2021<sup>28</sup>.

ExxonMobil uwypukla swoje plany w zakresie inwestycji wodorowych przede wszystkim w kontekście redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz rozwoju nowych pól działalności biznesowej. 1 marca 2022 r. amerykański koncern ogłosił, że zamierza przystąpić do budowy instalacji produkującej wodór w połączeniu z technologią wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub>. Inwestycja ma być przeprowadzona w zintegrowanym zakładzie

rafineryjno-petrochemicznym w Baytown w Teksasie.

Planowana instalacja wodorowa ma umożliwić produkcję do 1 miliarda stóp sześciennych dziennie „niebieskiego” wodoru, pozyskiwanego z gazu ziemnego. Towarzysząca produkcji wodoru infrastruktura do wychwytywania dwutlenku ma posiadać zdolność do transportu i składowania do 10 milionów ton CO<sub>2</sub> rocznie. Założono przy tym, że wykorzystanie wodoru jako paliwa w zakładzie w Baytown zmniejszy jego emisje o 30%, rocznie, wspierając ambicje ExxonMobil dotyczące osiągnięcia zerowej emisji gazów cieplarnianych netto z eksploatowanych aktywów do 2050 r. Umożliwiłoby to również zakład produkujący produkty o niższej emisji dla swoich klientów. Dostęp do nadwyżki możliwości magazynowania wodoru i CO<sub>2</sub> zostałyby udostępniony pobliskiemu przemysłowi. Projekt stanowiłby początkowy wkład ExxonMobil w szeroko zakrojone, międzybranżowe wysiłki na rzecz ustanowienia centrum wychwytywania i składowania dwutlenku węgla w Houston z początkowym celem około 50 milionów ton metrycznych CO<sub>2</sub> rocznie do 2030 r. i 100 milionów ton metrycznych do 2040 r. Trwa ocena i planowanie projektu Baytown, a ostateczna decyzja inwestycyjna spodziewana jest za dwa do trzech lat, z zastrzeżeniem wsparcia interesariuszy, pozwoleń regulacyjnych i warunków rynkowych.<sup>29</sup>

Shell także uczestniczy w procesie budowy gospodarki wodorowej realizując nowatorskie inwestycje w wielu rejonach świata. W styczniu 2022 r. koncern ogłosił uruchomienie produkcji na dużą skalę „zielonego” wodoru przez elektrolizer wybudowany w miejscowości Zhangjiakou w prowincji Hebei w Chinach. Jest on jak dotąd największą instalacją tego typu w portfolio koncernu i wpisuje się ona w realizację wspomnianej wyżej strategii Shell Powering Progress. Projekt jest częścią wspólnego przedsięwzięcia Shell China i chińskiego partnera Zhangjiakou City Transport Construction Investment Holding Group Co. Ltd.. Elektrolizer mocy 20 MW oraz stacje tankowania wodoru w Zhangjiakou stanowią pierwszą fazę przedsięwzięcia joint venture. Firmy planują zwiększyć zdolności produkcyjne do 60 MW w drugiej fazie, w ciągu najbliższych dwóch lat. Wykorzystując lądową energię wiatrową, projekt początkowo dostarczał ekologiczny wodór do zasilania floty ponad 600 pojazdów napędzanych ogniwami paliwowymi w strefie zawodów Zhangjiakou podczas Zimowych Igrzysk Olimpijskich. Następnie wodór ma być wykorzystywany w transporcie publicznym i komercyjnym w regionie Pekin-

-Tianjin-Hebei, wspomagając proces dekarbonizacji sektora transportu.<sup>30</sup>

Przedstawione powyżej przykłady projektów wodorowych podejmowanych przez światowych liderów przemysłu naftowego nie wyczerpują tematu ich dalszych planów czy podjętych już działań inwestycyjnych. Generalnie oscylują one między dwoma modelami: projektami zakładającymi uzyskiwanie odnawialnego – „zielonego wodoru” albo przedsięwzięciami zakładającymi towarzystwo instalacji CCS, które pozwolą na produkcję „niebieskiego wodoru”. Działania w tym zakresie bardzo często realizowane są w ramach strategicznych „sojuszy” z partnerami biznesowymi lub społecznymi (co uznać można już za pewną prawidłowość). Wskazują one natomiast, że wspólną cechą ich indywidualnych strategii jest dążenie do osiągnięcia jakościowej zmiany swojego modelu biznesowego. Podporządkowana jest ona określonej hierarchii priorytetów, na szczycie której znajduje się ochrona klimatu i środowiska naturalnego.

Przeanalizowane przypadki pokazują, że Podmioty działające w branży paliwowej mają świadomość globalnych uwarunkowań związanych z ochroną klimatu w jakich muszą prowadzić swoją działalność. Można zaryzykować tezę, że sektor nie kwestionuje otwarcie twierdzenia o antropogenicznych źródłach zmian klimatycznych i roli jaką w tym procesie odgrywają węglowodory. Wręcz przeciwnie, budując swoją wiarygodność, starają się udowodnić swoje zaangażowanie na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Takie podejście jest oczywiście podyktowane także przez twarde uwarunkowania rynkowe w postaci: rosnących kosztów emisji, coraz ostrzejszych wymogów środowiskowych dla przemysłu oraz przemianom w postawach konsumentów przyjmujących coraz powszechniej wartości ekologiczne. W nowym paradygmacie biznesowym gra toczy się więc o wiodącą rolę w zakresie opracowywania i wdrażania czystych technologii paliwowych i energetycznych. Wyzwaniem jest natomiast pogodzenie wyzwań jakie stawia „zielona transformacja” z rachunkiem ekonomicznym i oczekiwaniami finansowymi akcjonariuszy. Czas pokaże jakie efekty technologiczne i ekonomiczne uzyska sektor naftowy i jakie korzyści odniesą z tego jego klienci.

## Przypisy:

- 1 C. Beck, S. Rashidbeigi, O. Roelofsen, E. Speelman, 07.01.20202, <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies>

- can-decarbonize
- 2 M. Li, G. Trencher, *The clean energy claims of BP, Chevron, ExxonMobil and Shell: A mismatch between discourse, actions and investments*, 16.02.2022 r., <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0263596>
  - 3 *Exxon Mobil dropped from the Dow after nearly a century*, 25.08.2020 r., <https://www.cbsnews.com/news/dow-jones-exxon-mobil-pfizer-raytheon-replaced-salesforce-amgen-honeywell/>
  - 4 *Bank Światowy rezygnuje z finansowania branży naftowej i gazowniczej*, 12.12.2017 r., <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/EBI-finansowanie-koniec-inwestycje-gazowe-gaz-7858.html>
  - 5 *EBI wycofuje się z finansowania inwestycji gazowych*, 15.11.2019 r., <https://biznesalert.pl/ebi-inwestycje-gaz-energetyka/>
  - 6 *Porozumienie Paryskie, Art. 2.*, [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)
  - 7 *Komisja Europejska, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład, Bruksela*, 11.12.2019 r., COM(2019) 640 final
  - 8 *Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, Między korektą a rewolucją: polityka energetyczno-klimatyczna Joe Bidena*, 20.12.2021, <https://www.pism.pl/publikacje/miedzy-korekta-a-rewolucja-polityka-energetyczno-klimatyczna-joe-bidena>
  - 9 <https://www.nature.com/articles/s43017-021-00244-x>
  - 10 *Chiny zamierzają osiągnąć neutralność klimatyczną w 2060 roku*, 23.09.2020 r., CIRE.pl, <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/175507-chiny-zamierzaja-osiagnac-neutralnosc-klimatyczna-w-2060-roku>
  - 11 Y. Li, S. Lan, M. Ryberg, J. Pe´rez-Rami, X. Wang, *A quantitative roadmap for China towards carbon neutrality in 2060 using methanol and ammonia as energy carriers*, „iScience 24”, 102513, 25.06.2021, s. 1.
  - 12 D. Gielen, Y. Chen, P. Durrant, *Decarbonising Industry is key to China’s net-zero strategy*, 20.01.2021, <https://energypost.eu/decarbonising-industry-is-key-to-chinas-net-zero-strategy/>
  - 13 *Campaign: Banning fossil fuel adverts to help solve the climate crisis*, 24.01.2022, <https://www.wwf.eu/?uNewsID=5796891>
  - 14 M. Kompała, *Holandia: Shell zobowiązany do zmniejszenia emisji CO2. To pierwszy taki wyrok w historii*, 21.05.2021 r., <https://www.euractiv.pl/section/energia-i-srodowisko/news/shell-neutralnosc-klimatyczna-co2-holandia-greenpeace/>
  - 15 *BP sets ambition for net zero by 2050, fundamentally changing organisation to deliver*, 12.02.2020 r., <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/12-feb-2020/bp-sets-ambition-for-net-zero-by-2050-fundamentally-changing-organisation-to-deliver.pdf>
  - 16 *Ibidem*.
  - 17 [https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/1201\\_ExxonMobil-announces-plans-to-2027-doubling-earnings-and-cash-flow-potential-reducing-emissions](https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/1201_ExxonMobil-announces-plans-to-2027-doubling-earnings-and-cash-flow-potential-reducing-emissions)
  - 18 <https://corporate.exxonmobil.com/Climate-solutions/Carbon-capture-and-storage/Cleaner-power-reducing-emissions-with-carbon-capture-and-storage#ResearchopportunitieswithCCS>
  - 19 <https://energyfactor.exxonmobil.com/insights/partners/investing-15-billion-lower-carbon-future/>
  - 20 *Shell, Our climate target*, s. 2., <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/our-climate-target.html#iframe=L3dYmFwCHMvY2xpbWF0ZV9hbWJpdGlvbi8>
  - 21 *Shell Powering Progress*, <https://www.shell.com/powering-progress/>
  - 22 *Shell Energy Transition Strategy 2021*, s. 2, [https://www.shell.com/investors/shareholder-meetings/jcr\\_content/par/expandablelist\\_copy/expandablesection\\_11.stream/1618407326759/7c3d5b317351891d2383b3e9f1e511997e516639/shell-energy-transition-strategy-2021.pdf](https://www.shell.com/investors/shareholder-meetings/jcr_content/par/expandablelist_copy/expandablesection_11.stream/1618407326759/7c3d5b317351891d2383b3e9f1e511997e516639/shell-energy-transition-strategy-2021.pdf)
  - 23 P. Day, *Oil majors move early on hydrogen after slow response to renewables*, 09.02.2022 r., <https://www.reutersevents.com/renewables/renewables/oil-majors-move-early-hydrogen-after-slow-response-renewables>
  - 24 M. Skłodowska, *Niebiesko-zielone strategie wodorowe koncernów naftowych*, 23.02.2022 r., <https://wysokienapiecie.pl/66447-niebiesko-zielone-strategie-wodorowe-koncernow-naftowych/>
  - 25 <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-plans-major-green-hydrogen-project-in-teesside.html>
  - 26 <https://www.offshore-energy.biz/bp-teams-up-with-aberdeen-city-council-to-build-hydrogen-hub/>
  - 27 <https://www.chevron.com/stories/chevron-accelerates-lower-carbon-ambitions>
  - 28 <https://www.cnn.com/2021/09/15/chevron-ceo-mike-wirth-on-the-oil-giants-lower-carbon-investments.html>
  - 29 [https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2022/0301\\_ExxonMobil-planning-hydrogen-production-carbon-capture-and-storage-at-Baytown-complex](https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2022/0301_ExxonMobil-planning-hydrogen-production-carbon-capture-and-storage-at-Baytown-complex)
  - 30 <https://www.shell.com/powering-progress.html>

Dr Marcin Sienkiewicz  
Uniwersytet Wrocławski,  
ekspert DISE

# Ropa, gaz i geopolityka



Jerzy  
Zagórski

## Oil, gas and geopolitics

W okresie ostatniego kwartału ub. roku i w roku bieżącym sytuacja w Europie w zakresie zaopatrzenia w ropę i gaz była niestabilna i początkowo głównym powodem były zmiany cen. Zmiany takie zachodzą nieustannie, lecz teraz ich natężenie i skala były wyjątkowe. Do czynników wpływających na ruch cen należą: raptowne zmniejszenie wydobycia u dużych producentów, przerwanie szlaków dostaw z jakiegoś regionu czy katastrofy klimatyczne. Do nich należy dodać także czynniki geopolityczne. Te ostatnie występują w różnym nasileniu i przeważają się nieprzewidywalnie. Jednak to, co wydawało się nie do pomyślenia, nie miało się w naszej wyobraźni, jednak zdarzyło się i data 24 lutego otwiera zupełnie nowy etap.

Pierwszy etap obejmował czas od października 2021 do połowy lutego 2022, drugi od 24 lutego, gdy pojawiły się zupełnie inne kryteria bezpieczeństwa energetycznego, zmieniły się priorytety i hierarchia potrzeb, słowem sytuacja zupełnie wymknęła się spod kontroli.

Przechodząc do scharakteryzowania stanu rynków ropy i gazu w październiku ub. roku można zauważyć wzrost cen ropy w porównaniu z wrześniem i przypisywany głównie nowej fali zachorowań na COVID-19 (fig. 1). Nie spodziewano się też zmian w limitach wydobycia OPEC+, na kolejnych naradach organizacji to stanowisko było podtrzymywane. W południowo-wschodniej Azji i na Bliskim Wschodzie pojawiły się oznaki odchodzenia od gazu i węgla, co zapowiadało wzrost popytu w tych regionach. Dla gospodarki amerykańskiej niekorzystnym zjawiskiem był niższy od spodziewanego przyrost zatrudnienia hamujący ożywienie. Na rynku gazowym kolejny raz zaznaczył się wpływ pogody i prognoz na poziom cen. W październiku 2021 r. ochłodzenie i zapowiedzi ostrzejszej zimy spowodowały wzrost ceny o 9%. Drugim czynnikiem było gromadzenie większych ilości gazu w magazynach terminali Sabine Pass i Freeport z zamiarem skroplenia i wysyłki jako LNG. Z kolei w listopadzie łagodniejsze warunki pogodowe podziały uspokajająco i gaz staniał o 11%.

Komentatorzy sporo uwagi poświęcili przebiegowi i rezultatom spotkania grupy G-20 i konferencji COP 26 w październiku w Glasgow. Decydenci z G-20 podtrzymali stanowisko w sprawie zahamowania inwestycji energetycznych, ale dotyczyło ono przede wszystkim wstrzymania inwestycji w wydobycie węgla zagranicą. Przebieg dyskusji i zgłaszane tam postulaty były niezwykle ważne dla transfor-

macji, jednak liczne stanowcze sprzeciwu wielu państw i wyłączenia skutecznych rozwiązań oraz brak zarządzeń wykonawczych i harmonogramu ich wdrażania nadwątlili wagę końcowych rezolucji. Najdłużej dyskutowane i kilkakrotnie zmieniane były sformułowania o „odejściu od kontynuowania wykorzystywania energii węglowej” i „wycofanie nieefektywnych subsydiów dla paliw kopalnych”. Te złagodzone ustalenia mogą być jeszcze dodatkowo osłabione zapisem o uwzględnieniu w transformacji warunków krajowych. Nie ma szans, aby ograniczyć do końca wieku globalne ocieplenie do 1,5°C, sięgnie ono 2,4°C i to jeśli te nieprecyzyjne uzgodnienia zostaną wdrożone. Należy też pamiętać, że nowe porozumienie nie jest prawnie wiążącym dokumentem.

W listopadzie i grudniu ceny ropy obniżały się, był to dość spokojny okres z zaznaczającym się spadkiem podaży i bez nadzwyczajnych wydarzeń w sytuacji międzynarodowej. Pozytywnym zjawiskiem w USA było wzmocnienie gospodarki i to zarówno w usługach jak i w produkcji. Jednak w przeważającej części opinii nadchodzący nowy rok nie zapowiadał się optymistycznie m. in. z powodu inflacji. Spodziewano się wzrostu popytu na ropę raczej dopiero w IV kwartale, przy czym nasilenie pandemii w Europie jeszcze bardziej obniżało nastroje. Inaczej kształtowała się sytuacja na rynku gazu w okresie sezonowego napełniania europejskich magazynów przed zimą z powodu zmniejszenia przepływu gazociągami z Rosji, bo *Gazprom* nie wykorzystywał zakontraktowanych zdolności przesyłowych w gazociągu jamalskim. Niepewność co do możliwości za-

Ceny ropy Brent i WTI w okresie IX 2021-IV 2022  
(według *Oil and Gas Journal* i *World Oil*, 2021-2022)

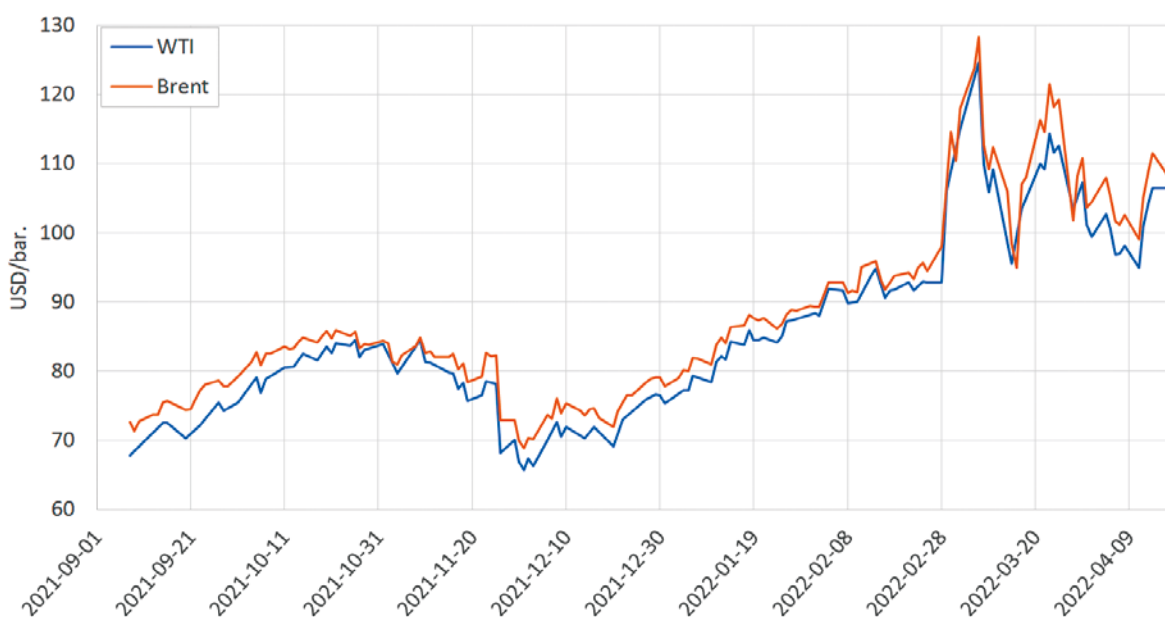


Fig. 1

## Ceny gazu TTF i Henry Hub w okresie IX 2021-IV 2022 (według Oil and Gas Journal i World Oil, 2021-2022)

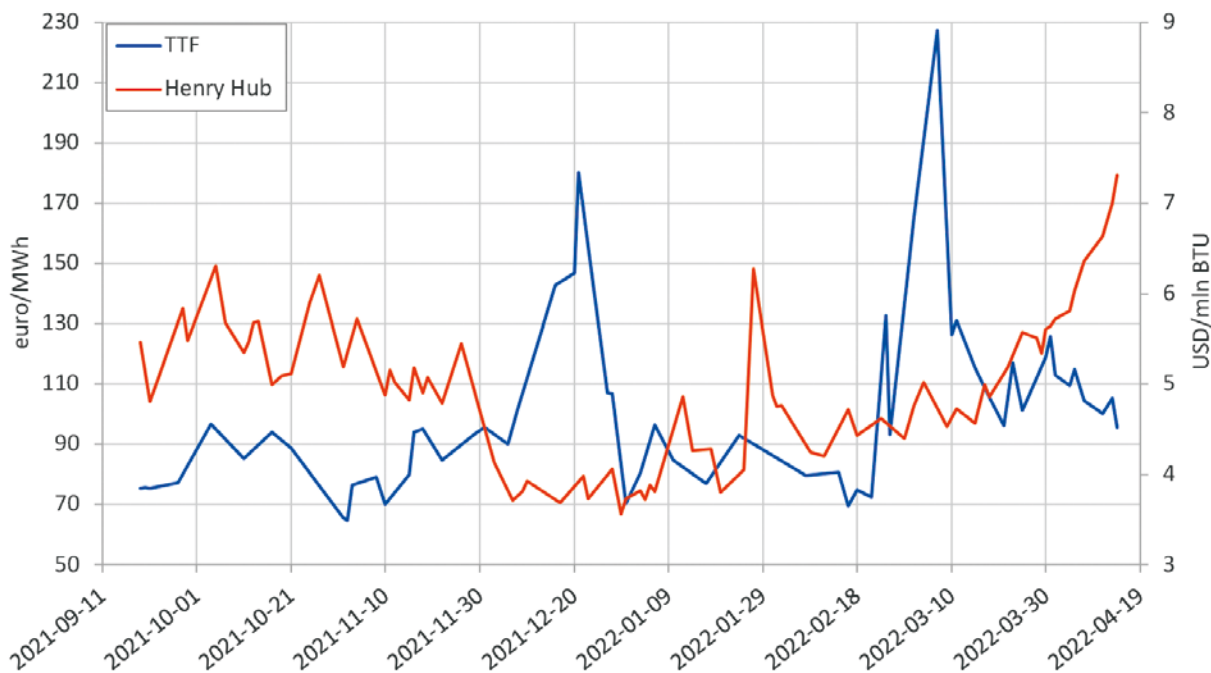


Fig. 2

pewnienia wystarczających ilości gazu w sezonie zimowym spowodowała lawinowy wzrost cen na rynku europejskim (fig. 2). Najwyższe ceny zanotowano 5 października-116,02 euro/MWh i 21 grudnia-180,26 euro. Wykresy pokazują kształtowanie się ceny gazu w holenderskim terminalu TTF i na zupełnie odmiennym rynku w najważniejszym terminalu amerykańskim Henry Hub w Luizjanie. Jest to jednocześnie dobre porównanie reakcji rynku europejskiego i rynku amerykańskiego. Nie ma zbieżności czasowej wzrostów i spadków w obu regionach

Wiadomości z początku roku nie zawierają żadnych niepokojących sygnałów, jeśli wspomina się o możliwych zakłóceniach w dostawach gazu, to dotyczą one powiązań Rosji, Kazachstanu i pozostałych producentów ze środkową Azją oraz Afryką i Bliskim Wschodem. Jeszcze 18 stycznia analitycy oceniają, że napięcia między NATO i Rosją nie zagrażają dostawom gazu, są natomiast niebezpieczne dla spójności i jedności samego NATO, bo pierwszoplanową rolę będą odgrywać czynniki makroekonomiczne. Rosną zapasy ropy w USA, a dobre statystyki zatrudnienia w USA dodatkowo tonują atmosferę. Równoległe z rozważaniami o możliwości porozumienia Rosji z Ukrainą są rozpatrywane szanse zawarcia układu z Iranem – bardzo ważne dla USA. W dalszym ciągu w cotygodniowych analizach wiele miejsca zajmują wiadomości o przebiegu pandemii, nowych wariantach wirusa, ilości zachorowań i różnicach w poszczególnych krajach. Ropa systematycznie drożeje i na przełomie lutego i marca cena ropy Brent

przekracza 100 USD za baryłkę, cena WTI również i ten poziom utrzymuje się

Nadchodzi 24 lutego i rozpoczyna się nowy okres, w którym stopień nieprzewidywalności już wysoki, raptownie rośnie. Giełda reaguje z pewnym opóźnieniem, cena ropy Brent i WTI przekracza granicę 100 dolarów 1 marca, zaczyna się okres drogiego surowca. W okresach szybkich zmian różnica Brent-WTI maleje i niekiedy wynosi tylko 1-2 dolary. Inwazja jest najważniejszym wydarzeniem, ale niektóre reakcje polityków z grupy NATO sprawiają wrażenie, że spodziewają się oni kontynuacji dostaw ropy i gazu z Rosji. Wydaje się jednocześnie, że nowa sytuacja poszerza pole manewru w negocjacjach z Iranem, chociaż zawarcie trwałego porozumienia nadal jest odległe.

Zmniejszenie rosyjskiego eksportu ropy o 6,5 mln b/d (880 tys. t/d), w tym dla Europy 3 mln b/d (400 tys. t/d), stanowi znaczącą lukę w dostawach i podnosi cenę powyżej 100 USD. Jeśli przywołać analogię do pierwszej wojny w Zatoce w 1990 r., to trwała ona 7 miesięcy, ale rozmiary obecnej napaści rosyjskiej są znacznie większe i po 60 dniach działań wojennych nie sposób przewidzieć terminu ich zakończenia lub choćby przerwania ognia. Negocjacje co prawda trwają, ale kolejne spotkania nie przynoszą efektów. Napięta sytuacja spowodowała ogromną płynność globalnego rynku i rekordowe notowania 8 marca sięgające 128,36 USD dla Brent i 124,70 USD dla WTI. W Europie apogeum niepokojów gazowych przypadło w marcu, gdy cena w hubie TTF 7 marca osiągnęła 345 USD/MWh. Aktualnie

cena gazu z dostawą w maju kształtuje się na poziomie 90 USD. Częściowo jest to wpływ lockdownu w Chinach, gdzie 400 mln osób objętych izolacją jest wyłączonych z produkcji. Zamknięty jest 25-milionowy Szanghaj z portem obsługującym 20% ruchu towarowego Chin.

Do uspokojenia sytuacji miała się przyczynić decyzja prezydenta J. Bidena z 31 marca o uwolnieniu rezerw strategicznych 180 mln baryłek (24,5 mln t) ropy w ciągu 6 tygodni, co oznacza dziennie średnio 1 mln bbl (135 tys. t). Kilka dni później do akcji włączyła się Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) i sojusznicy USA dodając początkowo 60 mln bbl i zwiększając tę ilość do 120 mln bbl (16,3 mln t). IEA spodziewała się spadku produkcji ropy w Rosji w tym kwartale i powstania luki w światowej podaży wielkości 400 tys. t/d (comiesięczny przyrost produkcji OPEC+ wynosi 54,4 tys. t/d). OPEC nie reagował na niedostateczną podaż ropy i kolejne comiesięczne posiedzenia Komitetu Monitorującego OPEC+ przynosiły tylko potwierdzenie ustalonych wcześniej limitów wydobycia bez ich podwyższenia i w tej sytuacji rząd USA i Unia Europejska występowały z apelami do OPEC o zwiększenie produkcji. Stanowisko kartelu opublikowane 13 kwietnia nie pozostawia wątpliwości, że ten postulat nie zostanie spełniony. Komunikat stwierdza: "Bieżące i przyszłe sankcje nałożone na Rosję tworzą najgorszy szok w podaży ropy uniemożliwiający ich zastąpienie".

Uspokajający ton analiz z końca marca br. opierał się przede wszystkim na fakcie, że ropa

plynęła nadal, jak przed inwazją. Po drugie sankcje wprowadziły USA, Kanada, W. Brytania i Australia, których udział w eksporcie Rosji wynosi tylko 12%. Eksport węgłowodorów do Azji utrzymuje się na poziomie sprzed wybuchu wojny. Wydatnie wzrósł import ropy do Indii, w marcu było to 49 tys. t/d, 4-krotnie więcej niż w 2021 r. Indie wykorzystują korzystny parytet rubel-rupia. Również Chiny zamierzają zwiększyć import z Rosji. Pozytywny dla rynku komunikat o możliwości przekroczenia wydobycia ropy ponad obecne limity OPEC+ i zwiększenia dostaw wydały Zjednoczone Emiraty Arabskie.

W marcu br. Komisja Europejska zajęła się zagadnieniem uzależnienia Unii od importowanych paliw kopalnych i redukcji tej zależności. Wskazano na rolę inwestycji infrastrukturalnych, szczególnie połączeń transgranicznych które zmniejszą liczbę krajów uzależnionych wyłącznie od jednego dostawcy, na co zwraca uwagę także Bank Światowy, jak również na powstanie systemu wczesnego ostrzegania przed zakłóceniami. Inne środki zaradcze to nowe kierunki dostaw gazu ziemnego i więcej gazu ze źródeł odnawialnych (biometan i wodór), więcej energii z wiatru i słońca, efektywność energetyczna budynków mieszkalnych i ograniczenie sektorów energochłonnych w przemyśle. Są to jednak zamierzenia długofalowe i przyniosą efekty, ale konieczne są teraz działania interwencyjne. Należą do nich wspólne zakupy gazu – projekt sprzed kilku lat, który do tej pory nie zmaterializował się.

Sygnaly z Komisji Europejskiej o możliwości rezygnacji z rosyjskiej ropy i gazu połączone ze staraniami o zwiększenie dostaw z Azerbejdżanu i Kazachstanu zostały najpierw zlekceważone przez rząd rosyjski, ale wkrótce pojawiły się zapewnienia, że *Gazprom*, *Rosneft* i inne koncerny naftowe mogą bez trudu znaleźć odbiorców w Azji, a ekspedycja surowców i produktów jest możliwa z portów na Morzu Czarnym, Bałtyckim.

Na początku kwietnia cena ropy WTI na krótko spada poniżej 100 USD, ale już po czterech dniach rośnie. Krótkoterminowe prognozy oscylują w przedziale 95-115 USD. Dzieje się tak mimo obniżonego popytu na ropę w USA i ponownego nasilenia epidemii COVID-19 w Chinach powodującego lokalne lockdowny, ale i zakłócającego łańcuchy dostaw. Z naszej perspektywy nadal na pierwszym planie znajdują się zmagania Ukrainy z agresją rosyjską, ale poparcie dla tej sprawy ze strony USA i Unii nie jest równoznaczne z aktywnym zaangażowaniem w szybkie zakończenie zasilania budżetu Rosji dochodami z eksportu ropy, gazu i węgla. Potwierdził to komisarz KE F. Timmermans mówiąc 28 marca w Brukseli: "Nie możemy karać samych siebie". Natomiast przedstawiciel Unii do spraw zagranicznych Josep Borrell przypomniał, że od początku wojny

Unia zapłaciła Rosji za surowce energetyczne 35 mld euro, a Ukraina do tej pory otrzymała pomoc w wysokości 1 mld euro.

Rzeczywiście, biorąc pod uwagę uzależnienie Europy, a szczególnie Unii, od importowanych surowców, rezygnacja z zakupów ropy, gazu i węgla jest w krótkim terminie właściwie niewykonalna. Wieloletnie, cierpliwe budowanie przez Rosję sieci powiązań, zarówno kontraktowych jak i fizycznych w postaci ropociągów i gazociągów (współfinansowanych przez wielkie koncerny europejskie) doprowadziło do sytuacji, w której w 2019 r. import pokrywał 61% zapotrzebowania państw Unii na surowce energetyczne i głównym dostawcą była Rosja (25% ropy, 41% gazu i 47% węgla). Problemy na rynku gazu obciążają w znacznej części samą Unię, ponieważ dopuściła *Gazprom* także do europejskich magazynów gazu (Niemcy, Austria, Słowenia). Teraz dopiero Parlament Europejski pracuje nad wprowadzeniem obowiązkowej certyfikacji właścicieli magazynów gazu, aby firmy zagrażające bezpieczeństwu nie mogły posiadać ani kontrolować takich obiektów. Wcześniej deputowani chcą aby kraje członkowskie przed następną zimą miały obowiązek zapelnienia magazynów w 80%, w następnych latach do 90%.

Jeszcze większe jest uzależnienie Polski sprowadzającej z Rosji 67,5% ropy i produktów naftowych, 54,3% gazu i 66% węgla (w 2020 r. było to 73%). Sondaże wskazują na społeczną aprobatę dla usunięcia tej zależności nawet wtedy, gdy wiązałoby się to z dodatkowymi obciążeniami dla budżetów domowych, jednak dotychczas nie sformułowano kryteriów wprowadzenia takich rozwiązań, harmonogramu działań i przypisania ich odpowiednim resortom.

W tej chwili w Unii toczą się dość ożywione dyskusje na temat trybu wstrzymania rosyjskiego importu. W atmosferze licytacji, kto jest większym zwolennikiem tej formy sankcji na dalszy plan schodzą obiektywne przeszkody uniemożliwiające bezzwłoczne i definitywne wstrzymanie sprowadzania surowców z Rosji, a są one rzeczywiste i jest ich bardzo dużo. Wystarczy wspomnieć zobowiązania kontraktowe, transport czy dostosowanie procesów rafineryjnych do gatunku ropy. Jednak podstawową kwestią jest uzyskanie poparcia wszystkich krajów Unii, bo tylko wtedy sankcje staną się rzeczywiście skuteczne. Politycy węgierscy z Viktorom Orbanem na czele zapowiadają odmowę wprowadzenia sankcji na zakup ropy i gazu z Rosji, również Austria niechętnie odnosi się do tej inicjatywy. Niemniej jednak wiadomość, że „Komisja Europejska rozważa a wprowadzenie sankcji” zaniepokoiła Rosję, również rynki finansowe i wywołała 14 kwietnia impuls zwykłej ceny ropy WTI o 8,8% do 106,44 USD i Brent do 111,57 USD. W czwartek 28

bm. portal Bloomberg przekazał wiadomość o wprowadzeniu do końca roku zakazu importu rosyjskiej ropy do Unii, wdrażanego stopniowo. Decyzja ma być podjęta na posiedzeniu komisarzy KE po 2 maja br., po wycofaniu niemieckiego sprzeciwu w tej sprawie. Jak różne poglądy ścierają się w tych dyskusjach, świadczy głos sekretarza skarbu USA Janet Yellen. Zgadzając się z koniecznością zmniejszenia zależności energetycznej Europy od Rosji sugerowała ostrożność przy szybkim wprowadzeniu całkowitego zakazu importu ropy, bo całkowite embargo może podnieść światowe ceny ropy, co będzie miało negatywny wpływ na rynki zarówno europejskie jak i w innych regionach.

Doraźne wsparcie może pochodzić z Norwegii. *Equinor* wraz z rządem norweskim i partnerami deklaruje możliwość zwiększenia eksportu gazu do Europy o 20 mld m<sup>3</sup> rocznie. Szukanie nowych dostawców gazu, przede wszystkim LNG, nie będzie łatwe. Już na początku zaborzeń na europejskim rynku gazowym Katar wydał oświadczenie, że niemal cały eksport LNG odbywa się w długoterminowych kontraktach i wobec tego importerzy europejscy nie powinni liczyć na Dohę. Starania o nowe źródła dostaw gazu jednak trwają i włoskie ENI zawarło wstępne porozumienie z Angolą i Kongo umożliwiające w najbliższym czasie i w perspektywie średnioterminowej złagodzenie deficytu paliwa.

Jeszcze jednym bardzo ważnym aspektem analiz i ocen jest miejsce ich powstawania – większość powstaje w Houston czy w Waszyngtonie i ta perspektywa jest odmienna od perspektywy ośrodków opiniotwórczych w Londynie, zresztą słabiej reprezentowanych w mediach branżowych. Zrozumiałe, że analizy amerykańskie więcej miejsca poświęcają gospodarce USA, sile dolara i przebiegu epidemii COVID-19 na północnej półkuli niż tym samym zagadnieniom w Europie. W mediach amerykańskich, czasem też w europejskich przeważnie używa się terminu „konflikt”, unikając słowa „wojna”.

Po konferencji COP26 zagadnienia ochrony klimatu przez pewien czas zajmowały więcej miejsca w gospodarce krajów rozwiniętych, pojawiało się coraz więcej programów i projektów nowych energooszczędnych rozwiązań, jednak w tym roku następstwa kryzysu gazowego i wojny ukraińskiej wysunęły się na pierwszy plan. Grupa obejmująca Chiny, Indie, Brazylię i RPA forsuje postawę „Nie tak szybko” czyli nie sprzeciwiamy się, ale tempo zmian ma być zwolnione. W Unii jeszcze w ub. roku złagodzone podejście do wykorzystania gazu ziemnego – pierwotnie przewidziane było odejście od tego paliwa w krótkim czasie, teraz gaz jako paliwo przejściowe będzie mógł być uwzględniony w miksie energetycznym krajów UE. Inicjatywy *European Green Deal* i *Fit for 55* pozostają

aktualne, ale teraz zawarte w nich wymagania trzeba będzie pogodzić z bieżącymi sankcjami dotyczącymi importu surowców energetycznych. Transformacja wymaga innowacji, tymczasem tylko 30% dużych korporacji deklaruje podjęcie konkretnych działań. Jeszcze gorzej jest w Polsce, bo zainteresowanie innowacjami raportuje 15% firm. Podobnie w USA - zmasowana kampania lobby naftowego przeciwko ograniczeniu związanym z transformacją nie pozostała bez wpływu na taktykę rządu. Sekretarz Dep. Zasobów Wewnętrznych Deb Haaland ogłosiła o wznowieniu sprzedaży koncesji na terenach federalnych obejmującej 8 stanów, wstrzymanej w ub. roku, chociaż w dalszym ciągu wyłączone będą wody przybrzeżne. Podwyższono jednocześnie z 12,5% do 18,75% opłaty eksploatacyjne. Nie znaczy to, że w sprawach klimatu nic się nie dzieje. W listopadzie ub. roku Kongres uchwalił przeznaczenie 1 bln USD na inwestycje infrastrukturalne związane z przekształceniami w systemach energetycznych i transportowych, a Departament Transportu przeznaczył w ciągu 5 lat 6,4 mld USD dla stanów, które przedstawią najlepsze projekty redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Nasze opóźnienia obejmują nie tylko transformację energetyczną i osiągnięcie 15-procentowego udziału OZE w ogólnym zużyciu energii oraz 10-procentowego udziału OZE w transporcie lecz przede wszystkim energetykę jako taką. Redukcja emisji CO<sub>2</sub> wymaga zastąpienia elektrowni węglowych elektrowniami gazowymi połączonego z modernizacją sieci energetycznych i do roku 2025 nakłady wyniosą 125 mld zł. Problemy te znajdowały się w panelach tematycznych na Europejskim Kongresie Gospodarczym. W innych zespołach pojawiały się wezwania do uzyskaniu derogacji w KE na uznanie węgla kamiennego jako paliwa przejściowego w okresie dochodzenia do neutralności klimatycznej. Jeszcze inna grupa postulowała zwiększenie wydobycia węgla brunatnego, który ma być buforem bezpieczeństwa w okresie transformacji. Są to sygnały nie rokujące powodzenia energetycznym programom proekologicznym.

W Polsce radykalne rozwiązania proponuje partia Zielonych - niezwłoczne wstrzymanie importu ropy z Rosji na 3 miesiące, powołując się na deklarację PKN Orlen o możliwości dostaw statkami. W tym okresie przeprowadzone zostałyby rozpoznanie i sprawdzenie kierunków z Arabii Saudyjskiej, USA, Norwegii i Nigerii. Jednocześnie byłby wprowadzony program zachęt dla kierowców do oszczędzania benzyny i oleju napędowego, ograniczenia prędkości na autostradach do 120 km/h, zastąpienia akcyzy podatkiem węglowym, preferencji dla transportu publicznego i zastępowania ropy w pojazdach transportu publicznego napędem elektrycznym. Jeśli chodzi o import gazu, to Zie-

loni postulują podobnie jak w przypadku ropy, zerwanie z zależnością od Rosji i natychmiastowe wstrzymanie zakupu gazu, co jest w gestii premiera. Uzasadnieniem jest wielkość obecnych zapasów gazu w magazynach i kończący się sezon grzewczy, co pozwoli na zaspokojenie potrzeb krajowych w najbliższych 3 miesiącach. Ten postulat nie odnosi do postanowień umowy na przesył gazociągami jamalskim wygasającej dopiero 31.12.2022 r. Zadaniem na najbliższy okres jest przygotowanie do sezonu grzewczego 2022/23 przez zmniejszenie zapotrzebowania na energię. Doprowadzi do tego kompleksowy program termomodernizacji dla domów prywatnych i spółdzielni mieszkaniowych. Docelowo gaz będzie zastępowany energią z OZE, co wymaga natychmiastowego odblokowania inwestycji w farmy wiatrowe i ogniw fotowoltaiczne. Już jesienią problem importu rosyjskiego węgla może być zlikwidowany – Zieloni uważają, że brakującą ilość można sprowadzić statkami z Australii czy Kolumbii, a ponieważ obecnie importowany węgiel zużywany jest prawie wyłącznie przez gospodarstwa domowe, to przedsięwzięcia wymienione w części dotyczącej gazu ziemnego powinny ograniczyć również zapotrzebowanie na węgiel. Podstawową słabością tego planu (programu?), wymagającego wielu zmian ustawowych, jest brak zaplecza parlamentarnego – Zieloni mają tylko 3 posłów. Zresztą zagadnienia ekologii, ochrony klimatu czy generalnie ochrony środowiska nie są u nas popularne i szeroko dyskutowane i żadna z liczących się partii politycznych nie umieściła ich na czołowym miejscu w swoim programie.

W sekwencji wydarzeń w branży naftowej i gazowej w ostatnich 7 miesiącach data 26 kwietnia i wstrzymanie dostaw gazu w ramach kontraktu jamalskiego jest drugą istotną datą po wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej. Wszelkie wątpliwości co do tego, czy eksport ropy i gazu jest normalną działalnością biznesową czy też przedłużeniem polityki zagranicznej Rosji zostały rozstrzygnięte. Stwierdził to również szef IEA Fatih Birol: „Nikt nie ma złudzeń, że Rosja używa gazu jako ekonomicznej i politycznej broni pokazując Europie, że musi działać szybko, aby być gotowa na znaczną niepewność co do rosyjskiego gazu następnej zimy”. Wybór Polski jako pierwszego obiektu ataku bronią gazową jest dość oczywisty, również Bułgaria została wybrana jako podatna ze względu na import 90% gazu z Rosji. Do komunikatu o zaprzestaniu dostaw dołączono ostrzeżenie: „Bułgaria i Polska są krajami tranzytowymi. W przypadku nieautoryzowanego poboru rosyjskiego gazu z ilości tranzytowych do krajów trzecich, dostawy tranzytowe będą zmniejszone o tę ilość”. Szantaż rosyjski będzie kolejnym sprawdzianem jedności i solidarności Unii, bo pojawiają się pogłoski, że

niektórzy odbiorcy gazu potajemnie zgodzili się na zapłatę w rublach i *Gazprom* nie został pozbawiony dopływu dewiz.

Z perspektywy kilku dni od zamknięcia gazu trudno ocenić, czy optymistyczne komunikaty o przygotowaniu do nowych warunków funkcjonowania zaopatrzenia ludności i przemysłu w gaz sprawdzają się. Kluczowym ogniwem naszego bilansu gazowego jest obecnie planowe oddanie do eksploatacji gazociągu Baltic Pipe oraz osiągnięcie projektowej przepustowości 10 mld m<sup>3</sup> rocznie na początku 2023 r. Rola terminalu LNG w Świnoujściu, który może odbierać 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie w systemie bezpieczeństwa gazowego kraju byłaby jeszcze większa gdyby zrealizowano II etap tej inwestycji zwiększający pojemność zbiorników do 7,5 mld m<sup>3</sup>.

## Literatura

- Mielczarski W., *Koszty transformacji energetycznej*, *Business Insider*. 2022
- Perzyński M., *Partia Zieloni ma pomysły, jak zrezygnować z rosyjskiej ropy, gazu i węgla*. *Biznes Alert*. 2022
- *Biden resumes new oil and gas drilling on public land, offering less land and higher fees*. *World Oil*. 2022
- *Declining North Sea output means UK soon import 80% of its gas and, warns OEUK report*. *Offshore Energies UK*. 2022
- *Equinor, Norwegian authorities take steps to meet European gas demand*. *Oil & Gas Journal*. 2022
- *EU Energy in figures*. 2021
- *IEA nations add 60 million barrels to Biden's oil-stock release*. *Bloomberg*. 2022
- *March breaks European records for highest power costs*. *naturgasworld.com*. 2022
- *More praised than practised*. *Financial Times Focus*. 2022
- *Oil has wildest week on record with market jolted by war*. *World Oil*. 2022
- *OPEC tells EU that Russia oil crisis is beyond its control*. *Bloomberg*. 2022
- *Overview. How Russian invasion of Ukraine increases importance of LNG*. *Hart Energy*. 2022
- *Polityka Energetyczna Polski (PEP2040)*. *bip.mos.gov.pl*. 2021
- *Reducing the EU dependence on imported fossil fuels*. *DG Energy News*. 2022
- *US natgas futures scale 13-year peak on forecasts for unusual cold*. *Reuters*. 2022
- *What's affecting oil prices this week*. *Strata Advisors*. 2021, 2022

Jerzy Zagórski  
Absolwent Wydz. Geologii UW, emerytowany pracownik Biura Geologicznego GEONAFTA (GK PGNiG). Publikacje w Przeglądzie Gazowniczym, Przeglądzie Geologicznym, Nafta-Gaz, Nafta & Gaz Biznes. Od 1996 r. współpracuje z Wiadomościami Naftowymi i Gazowniczymi.





Dominika Bernaś



Jolanta Likus



## Kalendarium

**15 kwietnia 2022 r.** w trybie obiegowym została podjęta uchwała nr 17e/XLII/2022 w sprawie udzielenia wsparcia finansowego Redakcji Wiadomości Naftowych i Gazowniczych.

**25 kwietnia 2022 r.** w Warszawie odbyło się spotkanie organizacyjno-integracyjne Oddziału SITP NiG Warszawa I.

**26 kwietnia oraz 4 i 12 maja 2022 r.** odbyły się online spotkania Komitetu organizacyjnego XIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników podsumowujące dotychczasowe przygotowania i prace.



*Decyzją Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej jednym z Patronów Roku 2022 jest Ignacy Łukasiewicz. Dwusetna rocznica urodzin Wielkiego Odkrywcy i Przedsiębiorcy jest również obchodzona pod auspicjami UNESCO.*

Jednym z ważniejszych wydarzeń tego jubileuszu jest organizowany przez Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w dniach 2-3 czerwca 13 Polski Kongres Naftowców i Gazowników. Odbywa się on pod patronatem Ministra Klimatu i Środowiska Pani Anny Moskwy i Głównego Geologa Kraju Pana Piotra Dziadzio. Po 4 letniej przerwie obrady inauguracyjne to wydarzenie rozpoczną się 2 czerwca w obiektach Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce. W tym dniu odbędzie się sesja historyczna, na której przedstawione zostaną dwa referaty o dziele I. Łukasiewicza, twórcy polskiego przemysłu naftowego i jego dziedzictwie w Muzeum w Bóbrce.

W drugim dniu obrad, 3 czerwca w obiektach Pałacu Tytusa Trzecieckiego jednego z trójki wielkich założycieli, w Polance dzielnicy Krosna odbędzie dalsza część Kongresu pt. „Proklamacyjne Transformacje”, poświęcona zagadnieniom związanym z transformacją i nową strategią przemysłu naftowego i gazowniczego.

Na Kongresie przedstawionych zostanie 42 prezentacje zespołów autorskich z przemysłu naftowego, uczelni i zaplecza naukowo-badawczego.

Obrady odbędą się w 4 sekcjach, a mianowicie:

- Sekcja geologii naftowej i geologicznej sekwestracji CO<sub>2</sub>
- Sekcja energii odnawialnej
- Sekcja petrochemiczna
- Sekcja gazownicza.

Życzymy owocnych i twórczych obrad, do zobaczenia na Kongresie.

Jan Lubaś  
Przewodniczący Komitetu Programowego Kongresu

# Złoty Laur Innowacyjności dla twórców z INiG – PIB i PGNiG SA



Federacja Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych Naczelna Organizacja Techniczna już po raz jedenasty zorganizowała Konkurs im. Stanisława Staszica na najlepsze produkty innowacyjne „Laur Innowacyjności 2021”. Konkurs wspiera podmioty wdrażające innowacyjne rozwiązania w biznesie i nauce, przyczyniając się do rozwoju polskiej gospodarki, a także wzmacniania jej znaczenie na arenie międzynarodowej.

W dniu 28 kwietnia 2022 r. w Warszawskim Domu Technika NOT odbyła się uroczysta gala podsumowująca wydarzenie, podczas której wręczone zostały statuetki i uhonorowano zwycięzców. Miło nam poinformować, że zgodnie z tegorocznym werdyktem Jury, Złoty Laur



Fot. arch. INiG – PIB

w kategorii *Ekologia i efektywność energetyczna* otrzymał Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, który razem z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA zgłosił do konkursu projekt pt. *Technologia geologicznej sekwestracji gazów kwaśnych, w tym CO<sub>2</sub>*.

Autorami projektu, ze strony INiG – PIB, są: dr hab. inż. Jan Lubaś prof. INiG – PIB (kierownik projektu), dr Wiesław Szott, dr inż. Marcin Warnecki; ze strony PGNiG SA: mgr inż. Piotr Krępulec, mgr inż. Krzysztof Jankowski i mgr inż. Mariusz Dziadkiewicz.

Nagrodzona technologia została opracowana w wyniku wieloletniej współpracy INiG – PIB i PGNiG SA. Już w 1997 roku na kopalni gazu ziemnego Borzęcin k. Wrocławia uruchomiono przemysłową instalację do powrotnego zatłaczania gazów kwaśnych (mieszanki CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>S) do stref złożowych.

Podobny projekt, powrotnego zatłaczania gazów kwaśnych do złoża, wdrożono na kopalni ropy naftowej Radoszyn. Od 2017 roku do strefy roponośnej, zatłaczane są gazy kwaśne w fazie płynnej, będące produktem odpadowym z instalacji oczyszczania wydobywanych płynów złożowych (ropa naftowa i gaz ziemny).

Faktyczne efekty wdrożeniowe projektu polegają na wykazaniu w 25-letniej praktyce, iż proces geologicznej sekwestracji gazów kwaśnych, w tym CO<sub>2</sub> w polskich, częściowo szcerpanych, złożach węglowodorów jest technologią dojrzałą, bezpieczną i może być zastosowana w bardzo szerokiej skali, przyczyniając się do podniesienia efektywności środowiskowej i ekonomicznej polskiego przemysłu.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska prezentuje obecnie stanowisko, iż wdrożenie w najbliższej przyszłości na bardzo szeroką skalę procesu geologicznej sekwestracji CO<sub>2</sub> jest niezbędne do zapewnienia dalszego funkcjonowania przemysłu wytwarzania energii opartego na blokach węglowych. Wdrożona na skalę przemysłową przez INiG – PIB oraz PGNiG SA technologia geologicznej sekwestracji gazów kwaśnych potwierdza możliwość przystąpienia polskiego przemysłu do programu wielkoskalowej sekwestracji CO<sub>2</sub>, w tym zatłaczania CO<sub>2</sub> do częściowo szcerpanych polskich złóż węglowodorów.

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy



Fot. arch. INiG – PIB



## DOŁĄCZ DO NAS!

STUDIUM NA WYDZIALE  
WIERTNICTWA, NAFTY  
I GAZU AGH W KRAKOWIE

### STUDIA STACJONARNE I NIESTACJONARNE

- Geoinżynieria i Górnictwo Otworowe
  - Gazownictwo ziemne
  - Geoinżynieria i geotermia
  - Inżynieria i zagospodarowanie wód
  - Technologie pozyskiwania naturalnych surowców płynnych
  - Wiertnictwo i geoinżynieria
- Inżynieria Naftowa i Gazownicza
  - Inżynieria gazownicza
  - Inżynieria naftowa
  - Wiertnictwo naftowe
- Petroleum Engineering (studia w j. angielskim)
- Inżynieria gazownicza – transport, magazynowanie gazu (profil praktyczny)

### STUDIA PODYPLOMOWE

- Geotermia
- Inżynieria gazownicza – sieci i instalacje gazowe, wodne i kanalizacyjne
- Nowe metody inżynierii naftowej i gazowniczej
- Nowoczesne technologie bezwykopowej budowy rurociągów
- Transport gazu i energetyka gazowa
- Udostępnianie i dystrybucja wód podziemnych
- Wodór i biometan – pozyskanie, transport i wykorzystanie. Transformacja energetyczna
- Zarządzanie w przemyśle naftowym i gazowniczym

Wydział realizuje także studia zamawiane dla przedsiębiorstw energetycznych.

### WYDZIAŁ WIERTNICTWA, NAFTY I GAZU AGH W KRAKOWIE

Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Dziekanat studiów stacjonarnych: paw. A-1, pok. 103 tel. 12 617 22 02

Dziekanat studiów niestacjonarnych: paw. A-1, pok. 104 tel. 12 617 22 00



WYDZIAŁ WIERTNICTWA,  
NAFTY I GAZU

## GEOTERMIA



## OZE



## UPSTREAM



Rozwiązania  
**geofizyczne, geotechniczne  
i geologiczno-wiertnicze**  
dla sektora multienergetycznego