XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

Streszczenia referatów

Book of abstracts



ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

MUZEUM HISTORII POLSKI
21-22.10.2026 r.

ORGANIZATORZY

SITPNiG® STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO

AGH

WYDZIAŁ WIERTNICTWA, NAFTY I GAZU

PARTNER STRATEGICZNY

ORLEN

SITPNiG®

80 LAT

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne
Inżynierów i Techników Przemysłu
Naftowego i Gazowniczego

Od wiedzy do rozwiązań.



Łączymy naukę z praktyką.

www.sitpnig.pl

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Streszczenia referatów

Book of abstracts

Warszawa, 2026

Zespół redakcyjny:
Jan Lubaś, Janusz Pudło,
Stanisław Nagy, Dominika Bernaś

Skład:
Konrad Korona

Wydawca:
Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów
i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
ul. Łukasiewicza 1/110, 31-429 Kraków
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl
www.sitpnig.pl

Druk:
Drukarnia Aplus, tel. 500 158 314

Copyright © SITPNiG. All rights reserved

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Komitet Honorowy

- Prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski, Prezes SITPNIG, Prorektor AGH w Krakowie,

Komitet Organizacyjny

- Janusz Pudło – Sekretarz generalny SITPNiG,
- Dominika Bernaś – SITPNiG,
- Jolanta Likus – SITPNiG,
- Dr inż. Aleksandra Jamrozik – Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademia Górniczo-Hutnicza,
- Dr hab. inż. Jan Ziaja, Prof. AGH – Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademia Górniczo-Hutnicza,
- Edyta Stopyra – SITPNiG, sekcja YP
- Kamil Kleina – SITPNiG,

Komitet programowy

- Prof. dr hab. inż. Mariusz Łaciak, AGH w Krakowie
- Prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy, AGH w Krakowie,
- Dr hab. inż. Jan Lubaś, Prof. SITPNiG
- Dr hab. inż. Jan Ziaja, Prof. AGH w Krakowie,
- Prof. Oleg Vytiaz – IFNTUNiG,
- Prof. dr hab. inż. Barbara Uliasz-Misiak, AGH w Krakowie,
- Dr hab. inż. Dariusz Knez, Prof. AGH w Krakowie
- Prof. dr hab. inż. Józef Chowaniec, SITPNiG
- Ryszard Chylarecki – SITPNiG,

Spis treści / Contents

Lp.	Autorzy	Tytuł referatu	Str.
Sesja A - Co dalej z węglowodorami dla Polski? Szanse, kierunki badań i rozwoju			
A1	Paweł Poprawa, Paweł Kosakowski, Piotr Krzywiec, Grzegorz Machowski, Jerzy Hadro	**Potencjał poszukiwawczy złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce** *Remaining potential for oil and gas exploration in Poland*	9
A2	Krzysztof Sowiżdżał, Irena Matyasik, Tomasz Topór, Andrzej Urbaniec, Krzysztof Kaczmarczyk	**Systemy naftowe Polski południowo-wschodniej – ocena perspektyw poszukiwawczych w świetle wyników najnowszych prac badawczych**	11
A3	Nigel Marsh	**Zarządzanie dojrzałymi złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym** *Managing Mature Fields on the Norwegian Continental Shelf*	13
A4	Jan Lubaś, Czesław Rybicki, Piotr Mikuś	**Modułowy system zagospodarowania złóż węglowodorów** *Modular hydrocarbon reservoirs development system*	15
A5	Robert Drzymała, Sławomir Wysocki, Rafał Wiśniowski	**Ekologiczna płuczka wiertnicza z nowym inhibitorem aminowym do przewiercania skał ilastych** *Eco-friendly drilling fluid with the addition of a new amine inhibitor for drilling clay rocks*	17
Sesja 2 - Optymalizacja operacyjna Downstream			
B3	Stanisław Nagy	**Kryteria współdziałania OZE, energetyki gazowej i podziemnych magazynów gazu w Polsce w 2040 roku** *Criteria for the coordinated operation of renewable energy sources, gas-fired power generation and underground gas storage in Poland in 2040*	19
B4	Tomasz Śliwa, Aneta Sapińska-Śliwa, Remigiusz Kunasz	**Baterie otworowych wymienników ciepła odpowiedzią na ogrzewnictwo w budownictwie rozproszonym i w inteligentnych sieciach ciepłowniczych** *Borehole Heat Exchanger Batteries: The Answer to Heating in Distributed Housing and Smart District Heating Networks*	21
B5	Kamil Klejna, Piotr Dziadzio	**Gas-to-Biomethane Transformation Index: koncepcyjne ramy przekształcania schyłkowych złóż gazu w huby biometanowe** *Gas-to-Biomethane Transformation Index: A Conceptual Framework for Repurposing Residual Gas Fields into Biomethane Hubs*	23
B6	Andrzej Sikora	**Rola gazu i ropy naftowej w przemyśle chemicznym**	25
Sesja 3 - Dekarbonizacja i transformacja gospodarki			
C1	Jan Ziaja, Oleg Vytiaz	**Rola technologii wiertniczych w dobie dekarbonizacji energetyki** *The role of drilling technologies in the era of decarbonization of the energy industry*	27
C2	Wojnicki M.; Cicha-Szot R.; Klyż Ł.; Leśniak G.; Lis-Śledziona A.; Łętkowski P.; Majkrzak M.; Ruciński P.; Sowiżdżał K.; Spunda K.; Topór T.; Cygnar H.; Kubala A.; Noworyta T.; Porębski M.; Tyburcy J.; Wójcikowski A.; Zasada-Chruścińska K.	**COREu: bałtycka ścieżka CCS**	29
C3	Barbara Uliasz-Misiak, Joanna Lewandowska-Śmierzchalska, Jacek Misiak	**Metody wstępnej selekcji struktur geologicznych dla podziemnego magazynowania wodoru i składowania CO_2**	31
C4	Łukasz Klimkowski, Stanisław Nagy	**Długoterminowa ewolucja chmury CO_2 i efektywność zatrzymywania w rozległych, płasko zalegających solankowych poziomach wodonośnych** *Long-Term CO_2 Plume Evolution and Trapping Efficiency in Laterally Extensive, Flat-Lying Saline Aquifers*	33

C5	Stanisław Nagy, Łukasz Klimkowski, Jan Kowalski	**Nieizotermiczny proces zatłaczania CO_2 do sczerpanego złoża gazu** *Nonisothermal process of CO_2 injection into depleted gas reservoir*	35
C6	Katarzyna Zasada-Chruścińska, Artur Wójcikowski	**Monitoring podmorskiej infrastruktury ORLEN Petrobaltic w świetle unijnego Rozporządzenia Metanowego** *Subsea asset monitoring at ORLEN Petrobaltic - EU Methane Regulation*	37
C7	Mateusz Tatys	**Podziemne magazynowanie energii jako technologia wspierająca realizację budynków zeroemisyjnych spełniających założenia dyrektywy EPBD** *Underground Energy Storage as a Technology Supporting the Development of Zero-Emission Buildings in Line with the EPBD Directive*	39
C8	Tomasz Włodek, Mariusz Łaciak, Szymon Kuczyński	**Analiza przepływu energii w przesyle rurociągowym wodoru oraz mieszanin gazu ziemnego z wodorem**	41
Sesja 4 - Inwestycje w nowe technologie – AI i uczenie maszynowe w sektorze naftowo-gazowniczym			
D1	Jacek Dudek	**Od danych do decyzji: Cyfrowy Bliźniak KGZ Kościan–Brońsko** *From Data to Decisions: Digital Twin of the Kościan–Brońsko Gas Asset*	43
D2	Adam Pańko	**Ograniczenie dopływu gazu ziemnego z czapy gazowej do odwiertu eksploatacyjnego** *Mitigation of Gas-Cap Gas Inflow into Production Wells Using Polymer Gel Treatments*	45
D3	Nikodem Słysz, Rafał Wiśniowski, Albert Złotkowski	**Weryfikacja poprawności predykcji parametrów reologicznych płynów wiertniczych ustalanych metodami uczenia maszynowego** *Verification of the accuracy of drilling fluid rheological parameter predictions determined using machine learning methods*	47
D4	Toczek Przemysław, Skrzypaszek Krzysztof, Kowalski Tomasz	**Możliwości zastosowania metod sztucznej inteligencji (AI) i uczenia maszynowego w wiertnictwie.**	49
D5	Grzegorz Kurzynoga, Zuzanna Migda, Mateusz Zaremba	**Integracja danych dla zaawansowanej interpretacji struktur podpowierzchniowych z zastosowaniem AI**	51
Sesja 5 - postery			
P1	Dariusz Knez, Hobokela Mwakajumba	**Badania laboratoryjne wpływu właściwości mechanicznych piaskowca dewońskiego na prędkość wiercenia** *Laboratory Studies on the Effect of the Mechanical Properties of Devonian Sandstone on Drilling ROP*	53
P2	Aleksandra Jamrozik	**Kształtowanie właściwości technologicznych płuczek wiertniczych z zastosowaniem biopolimerów oraz materiałów mikro- i nanometrycznych** *Tailoring Drilling Fluid Properties with Biopolymers and Micro- and Nanoscale Materials*	55
P3	Jacek Blicharski, Jan Kowalski	**Ocena wybranych korelacji stosowanych do wyznaczania przepuszczalności względnych (poster)** *Assessment of Selected Correlations Used to Determine Relative Permeability*	57
P4	Albert Złotkowski	**Wyzwania stawiane systemowi edukacji w sektorze wiertnictwa i górnictwa otworowego** *Challenges facing the education system in the drilling and borehole mining sectoro*	59
P5	Barbara Uliasz-Misiak, Joanna Lewandowska-Śmierzchalska	**Wyzwania technologiczne i środowiskowe monitoringu podziemnego składowania CO_2 i magazynowania wodoru**	61
P6	Jarosław Nęcki, Jakub Bartyzel, Łukasz Łukańko, Monika Kadzikiewicz-Schoeneich, Jacek Adamiak	**Relative Contribution Of Gas Well Production Testing And Adjacent Landfill Emissions To Local Atmospheric Methane Enhancements**	63

P7	Aneta Sapińska-Śliwa, Tomasz Śliwa	**Geotermia niskotemperaturowa i wody geotermalne w stanie nadkrytycznym** *Low-Temperature Geothermal Energy and Supercritical Geothermal Waters*	65
P8	Aneta Sapińska-Śliwa, Tomasz Śliwa	**Poprawa chłonności geotermalnych skał zbiornikowych w strefie przyodwiertowej** *Improving the Injectivity of Geothermal Reservoir Rocks in the Near-Wellbore Zone*	67
P9	Aleksandra Jamrozik, Grzegorz Malata, Rafał Wiśniowski	**Cementy samonaprawiające się — rozwiązanie wspierające poprawę integralności otworów wiertniczych** *Self-Healing Cement Systems—A Solution for Enhancing Well Integrity*	69
P10	Szymon Kuczyński, Paweł Bielka, Stanisław Nagy	**Transport mieszanin gazu ziemnego z wodorem w rurociągach: wyzwania w zakresie bezpieczeństwa i dyspersja podczas awaryjnych uwolnień gazu** *Hydrogen Blending in Natural Gas Pipelines: Safety Challenges and Dispersion of Accidental Releases*	71
P11	Stanisław Nagy	**Bariery wdrożeniowe dla rozwoju technologii CCS w Polsce** *Implementation Barriers and Challenges for CCS Development in Poland*	73
P12	Tomasz Śliwa, Aneta Sapińska-Śliwa, Tomasz Kowalski	**Główne aspekty projektowania otworowych wymienników ciepła** *Main aspects of designing borehole heat exchangers*	75
P13	Karol Dąbrowski, Łukasz Klimkowski, Stanisław Nagy	**Wpływ gazu poduszkowego na procesy transportu i mieszania gazów w podziemnych magazynach gazu ziemnego i wodoru**	77

Przedmowa

Oddajemy w Państwa ręce księgę abstraktów XV Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników, organizowanego wspólnie z konferencją Geotechnology and Energy AGH 2026. Hasło „Energia jutra, drogi przyszłości" zaprasza do dyskusji o miejscu sektora naftowo-gazowniczego w zmieniającym się systemie energetycznym. Zebrane prace łączą wyniki badań z doświadczeniami przemysłowymi i pytaniami o warunki wdrażania nowych rozwiązań.

Program obejmuje pięć sesji. Pierwsza dotyczy przyszłości węglowodorów w Polsce: potencjału poszukiwawczego, zagospodarowania złóż i efektywności wydobycia. Druga koncentruje się na sektorze downstream, w tym roli ropy i gazu jako źródeł paliw i surowców dla przemysłu, wykorzystaniu wodoru w rafineriach oraz współpracy energetyki gazowej z odnawialnymi źródłami energii. Podejmuje również zagadnienia elektromobilności, wymiany ciepła i rozwoju hubów biometanowych.

Sesja poświęcona dekarbonizacji i transformacji gospodarki przedstawia nowe zastosowania technologii wiertniczych i inżynierii złożowej. Obejmuje magazynowanie wodoru i energii, geologiczne składowanie CO_2 oraz monitoring infrastruktury. Prace te wskazują na znaczenie rozpoznania geologicznego, bezpieczeństwa eksploatacji i właściwego doboru technologii do warunków lokalnych. Wykorzystanie górotworu wymaga także uwzględnienia możliwych konfliktów między różnymi sposobami jego użytkowania.

Czwarta sesja dotyczy sztucznej inteligencji, uczenia maszynowego i integracji danych. Obok nowych możliwości obliczeniowych istotne miejsce zajmuje weryfikacja wyników i ich przydatności w praktyce. Sesja posterowa poszerza tę tematykę o badania laboratoryjne, płyny wiertnicze i cementy, integralność otworów, geotermię, transport i magazynowanie gazów, a także uwarunkowania regulacyjne CCS oraz kształcenie kadr.

Wspólnym wątkiem Kongresu jest wykorzystanie doświadczeń sektora naftowo-gazowniczego w nowych obszarach energetyki. O wartości proponowanych rozwiązań decydują zarówno zasoby i parametry techniczne, jak i niezawodność, koszty oraz możliwość wdrożenia. Dlatego dyskusja o technologiach powinna obejmować również finansowanie, regulacje i akceptację społeczną.

Dziękujemy Autorom, Przewodniczącym sesji i Recenzentom za wkład w przygotowanie programu i niniejszej publikacji. Wyrazy wdzięczności kierujemy także do wspierających Kongres instytucji i przedsiębiorstw. Życzymy Państwu owocnych obrad, inspirujących spotkań oraz współpracy, która pozwoli przełożyć wyniki badań na praktykę.

Komitet Naukowy i Organizacyjny Kongresu
Kraków, październik 2026

Foreword

We are pleased to present the book of abstracts of the 15th Polish Congress of Oil and Gas Engineers, organised jointly with the Geotechnology and Energy AGH 2026 conference. The theme, "Tomorrow's Energy, Pathways to the Future", invites discussion of the oil and gas sector's place in a changing energy system. The contributions bring together research findings, industrial experience and questions about the conditions needed to implement new solutions.

The programme comprises five sessions. The first addresses the future of hydrocarbons in Poland, covering exploration potential, field development and production efficiency. The second focuses on the downstream sector, including the role of oil and gas as sources of fuels and industrial feedstocks, the use of hydrogen in refineries, and the integration of gas-fired power generation with renewable energy sources. It also addresses electromobility, heat exchange and the development of biomethane hubs.

The session on decarbonisation and economic transformation presents new applications of drilling technology and reservoir engineering. It covers hydrogen and energy storage, geological CO_2 storage and infrastructure monitoring. These contributions highlight the importance of geological characterisation, safe operation and the selection of technologies suited to local conditions. Use of the subsurface also requires consideration of potential conflicts between different uses.

The fourth session addresses artificial intelligence, machine learning and data integration. Alongside new computational capabilities, it emphasises the validation of results and their practical usefulness. The poster session broadens the discussion to include laboratory research, drilling fluids and cements, well integrity, geothermal energy, gas transport and storage, the regulatory conditions for CCS, and the education and training of specialists.

A common theme of the Congress is the application of oil and gas sector expertise to new areas of energy technology. The value of the proposed solutions depends on resources and technical performance, as well as reliability, costs and the feasibility of implementation. Discussion of technology should therefore also address financing, regulation and public acceptance.

We thank the authors, session chairs and reviewers for their contributions to the programme and this publication. We also extend our gratitude to the institutions and companies supporting the Congress. We wish all participants productive discussions, inspiring encounters and opportunities for collaboration that will help translate research findings into practice.

Scientific and Organising Committee of the Congress
Kraków, October 2026

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Potencjał poszukiwawczy złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce

Paweł Poprawa[*1], *Paweł Kosakowski*[1], *Piotr Krzywiec*[2], *Grzegorz Machowski*[1], *Jerzy Hadro*[3]
[1] Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska;
* e-mail: ppop.ecr@gmail.com
[2] Polska Akademia Nauk, Instytut Nauk Geologicznych
[3] Państwowy Instytut Geologiczny – PIB, Oddział Górnośląski

W Polsce wydobyto dotąd łącznie ok. 300 mld m^3 gazu ziemnego i ok. 250 mln bbl ropy naftowej o znaczącej wartości rynkowej, wynoszącej, przy obecnych cenach surowców, łącznie ok. 150 mld USD. W ostatnich dekadach wydobycie ropy naftowej ze złóż krajowych było niewielkie, ale w przypadku gazu ziemnego stanowiło ono ok. 35–20 % zapotrzebowania polskiej gospodarki. Zatem krajowa konsumpcja obu surowców jest w większości zaspakajana przez import, którego łączna wartość sięga ok. 25 mld USD/rok. Natomiast łączna wartość tych surowców wydobywanych w Polsce wynosi 1,5–2 mld USD/rok, co ilustruje znaczenie sektora upstream dla Orlen S.A. Stanowi to też motywację do analiz możliwości zwiększenia polskiej bazy zasobowej i wielkości wydobycia obu surowców.

Prowincje naftowe w Polsce są dobrze rozpoznane i klasyfikowane jako dojrzałe z punktu widzenia poszukiwań i eksploatacji. Wyjątkiem jest szelfowa część prowincji bałtyckiej, słabo rozwiercona, przy jednocześnie wysokim wskaźniku sukcesu (> 50 %). Odkrycie na szelfie rosyjskim w 2015 r. dużego złoża ropy naftowej D33 (ok. 210 mln bbl oe) stanowi potwierdzenie znaczącego potencjału naftowego prowincji. W strefie Pomorza Zachodniego nowe perspektywy poszukiwawcze wiązać można z głębokimi, późnopaleozoicznymi rowami tektonicznymi. Są one rozpoznane wyłącznie w zapisie danych sejsmicznych 3D, niemniej mogą posiadać rozwinięty system naftowy, wymagający jednak weryfikacji wiertniczej. Natomiast potencjał szelfowej części tej strefy ilustruje odkrycie w 2026 r. złoża ropy naftowej Wolin w dolomicie głównym. W strefie wielkopolskiej możliwość znaczącego zwiększenia bazy zasobowej wiąże się z akumulacjami zamkniętego gazu ziemnego w piaskowcach czerwonego spągowca. W basenie górnośląskim podobną rolę odgrywa metan pokładów węgla o zasobach szacowanych na 200 mld m^3.

W zapadlisku przedkarpackim znaczący wzrost zasobów można osiągnąć poprzez dalsze rozpoznawanie dużych, wielohoryzontalnych złóż gazu ziemnego, które znajdują się w zaawansowanej fazie eksploatacji. Przykładem jest złoże Przemyśl, którego zasoby wydobywalne zwiększono w ostatnich latach o 2,8 mld m3. W tym regionie duże zasoby geologiczne gazu ziemnego występują również w złożach typu *tight* (np. Kramarzówka). Dalszego rozpoznania wymagają ponadto hybrydowe, subkonwencjonalne akumulacje gazu ziemnego w mioceńskich heterolitach mułowcowo-pyłowcowych. W polskich Karpatach zewnętrznych możliwość występowania nieodkrytych złóż na głębokościach > 1-2 km rozważać można w strefie położonej na S i SW od fałdów Potoka i Strachociny-Sanoka. Jest to strefa migracji węglowodorów do płytko zalegających złóż, odkrytych w obu tych fałdach, o łącznych zasobach wydobywalnych ok. 90 mln bbl oe (50 % zasobów polskich Karpat). W karpackim pasie nasuwczo-fałdowym występują ponadto słabo rozpoznane, niekonwencjonalne akumulacje ropy łupkowej oraz mikrobialnego gazu łupkowego w warstwach menilitowych, a także zamkniętej ropy/gazu w piaskowcach kredy i kenozoiku.

Transfer technologii i kompetencji z przemysłu naftowego, zwłaszcza w zakresie wierceń i sejsmiki, warunkuje przyszły rozwój szeregu innych rodzajów działalności gospodarczej związanej z wykorzystaniem górotworu, w tym sektorów związanych z energetyczną transformacją. Dotyczy to m.in. podziemnego magazynowania paliw, składowania CO_2, poszukiwania akumulacji helu i wodoru, złóż litu w solankach, wydobycia soli potasowych metodą ługowania, zagospodarowania zasobów wód termalnych, a także głębokich wód zdrojowych i leczniczych.

Źródło finansowania:
Program „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza" (IDUB), AGH, projekt nr 18329.

Remaining potential for oil and gas exploration in Poland

Paweł Poprawa[*1], *Paweł Kosakowski*[1], *Piotr Krzywiec*[2], *Grzegorz Machowski*[1], *Jerzy Hadro*[3]
[1] AGH University of Krakow, Faculty of Geology, Geophysics and Environmental Protection;
*e-mail: ppop.ecr@gmail.com
[2] Polish Academy of Sciences, Institute of Geological Sciences
[3] Polish Geological Institute–NRI, Upper Silesian Branch

In Poland, a total of c. 300 Bln m^3 of natural gas and c. 250 MM bbl of crude oil have been produced to date, having a significant market value – based on current commodity prices – totaling c. 150 Bln USD. In recent decades, the oil production from domestic fields has been small; however, in the case of gas, domestic production has met c. 35–20% of the Polish economy's demand. This demand is largely met by imports, the total value of which for both commodities amounts to c. USD 25 Bln/year. The value of oil and gas produced in Poland amounts to USD 1.5–2 Bln/year, illustrating the significance of the upstream sector to Orlen S.A. At the same time, this is an incentive to efforts for expansion of Poland's hydrocarbon reserve base and their production volumes.

The scale of exploration and history of production in the petroleum provinces of Poland allow them to be classified as mature. An exception is the shelf part of the Baltic Province, which is still underexplored, while the exploration success ratio remains high (>50%). The discovery in 2015 of the large D33 oil field (approx. 210 MM bbl eo) on the Russian continental shelf confirms the province's significant exploration potential. In the Western Pomerania region, new exploration potential is indicated by recent 3D seismic, revealing the presence of deep, rift-related tectonic grabens. These grabens are possibly associated with an active petroleum system, which, however, requires a deep borehole to be confirmed. The potential of the shelf part of this region is illustrated by the recent discovery of the Wolin oil field in the Main Dolomite. In the Wielkopolska region, the potential for a significant expansion of the reserves is related to the tight gas accumulations in the Rotliegend. For the Upper Silesian Basin, coalbed methane plays a similar role, with estimated reserves of 200 Bln m^3.

The most efficient way for expansion of gas reserves of the Carpathian Foredeep is a further re-development of large multi-horizon fields that are already at an advanced stage of production. One example is the Przemyśl field, whose recoverable reserves have increased by 2.8 Bln m^3 in recent years. In this region, significant quantities of gas-in-place are recognised in the tight gas accumulations (e.g. Kramarzówka). Moreover, hybrid, subconventional natural gas play in Miocene mudstone-siltstone heteroliths requires further exploration and development.

In the Polish Outer Carpathians, south and southwest of the Potok and Strachocina-Sanok folds, there are indications for the presence of undiscovered oil and gas fields with significant yet-to-find resources at depths greater than 1–2 km. This is a zone of hydrocarbon migration to shallow fields discovered in both of these folds, with total recoverable reserves of c. 90 MM bbl oe (50% of the resources in the Polish Outer Carpathians). The unconventional accumulations of shale oil and microbial shale gas in Menilite Beds, as well as tight oil and tight gas in Cretaceous and Cenozoic sandstones, that are recognised in the Carpathian fold-and-thrust belt, also require further studies and exploration.

The transfer of technology and expertise from the oil and gas industry, particularly in the field of drilling and seismic, is essential for the future development of the other subsurface economic activities, including sectors related to the energy transition. These include: oil, gas and hydrogen underground storage, CO_2 underground sequestration, exploration for helium and natural hydrogen, exploration for lithium in brines, solution mining of potash salt in evaporites, development of geothermal resources, and deep mineral and therapeutic waters.

Funding
Programme IDUB, AGH, project No 18329.

Systemy naftowe Polski południowo-wschodniej – ocena perspektyw poszukiwawczych w świetle wyników najnowszych prac badawczych

Krzysztof Sowiżdżał – INiG-PIB, *Irena Matyasik* – INiG-PIB, *Tomasz Topór* – INiG-PIB, *Andrzej Urbaniec*– INiG-PIB, *Krzysztof Kaczmarczyk* – ORLEN OGiE

Polska południowo-wschodnia pozostaje kluczowym obszarem poszukiwań i eksploatacji węglowodorów, jednak wysoki stopień rozpoznania geologicznego oraz dojrzałość prowincji naftowej wymagają stosowania nowoczesnych metod oceny potencjału poszukiwawczego. Wyniki zrealizowanych w ostatnich latach projektów badawczych poświęconych rozpoznaniu systemów naftowych Karpat zewnętrznych ich przedgórza i podłoża, w ramach których zastosowano szereg zaawansowanych metod przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych, modelowania geologicznego oraz symulacji systemów naftowych, pozwalają na usystematyzowanie koncepcji poszukiwawczych oraz wskazanie obszarów, stref i interwałów o największym potencjale złożowym.

Każdy z analizowanych obszarów posiada swoją specyfikę, która określa skalę wyzwań w zakresie obrazowania strukturalnego czy też parametryzacji ośrodka, dostępności danych sejsmicznych i otworowych, co znajdowało odzwierciedlenie w metodyce prowadzonych prac badawczych. I tak w przypadku Karpat zewnętrznych największy nacisk położono na kwestię obrazowania strukturalnego oraz rekonstrukcji ewolucji strukturalno-tektonicznej silnie wypiętrzonego orogenu karpackiego i (na tym tle) prześledzenia przebiegu procesów generacji i migracji węglowodorów, jak również rozpoznania warunków dla ich akumulacji bądź też rozpraszania. Prace prowadzone w ramach analizy mioceńskiego systemu generowania gazu mikrobialnego koncentrowały się głównie nad oceną potencjału zasobowego formacji niekonwencjonalnych (tj. mułowcowych i heterolitowych). Potwierdzona w przypadku niektórych obiektów złożowych możliwość komercyjnej eksploatacji tych formacji stwarza podstawy do rozpatrywania dość rozległego obszaru podnasunięciowego jako strefy perspektywicznej dla występowania znaczących zasobów gazu ziemnego w formacjach niekonwencjonalnych. Wyniki prac symulacyjnych wskazują na kilkukrotnie wyższy potencjał zasobowy tego typu formacji w basenie mioceńskim w porównaniu do akumulacji konwencjonalnych. Ponadto, stwierdzono, że pomimo ogólnie jednorodnego charakteru całego basenu mioceńskiego, w jego poszczególnych częściach występowały subtelne różnice w przebiegu procesów sedymentacyjnych i diagenetycznych, które determinowały, z jednej strony czas przebywania osadów w optimum temperaturowym generowania gazu biogenicznego, a z drugiej określały możliwość utrzymania gazu przez stosunkowo słabo skonsolidowane warstwy uszczelnienia. Właściwe zrozumienie tych różnic odgrywa kluczowe znaczenie dla wiarygodnej oceny możliwości występowania komercyjnych akumulacji gazu w niekonwencjonalnych formacjach mułowcowych.

Z kolei dla pogłębienia stopnia rozpoznawania paleozoicznego i mezozoicznego systemu naftowego przedgórza i podłoża Karpat największe znaczenie odgrywa wiarygodne odtworzenie charakteru strukturalno-tektonicznego tych formacji. Najbardziej charakterystyczną cechą budowy geologicznej tego rejonu jest bowiem blokowość podłoża, zbudowanego z formacji skalnych wieku prekambryjskiego, paleozoicznego i mezozoicznego. Poszczególne bloki tektoniczne oddzielone są seriami dyslokacji o różnym zasięgu, zarówno regionalnych jak i lokalnych. Dyslokacje te mogą pełnić dwojaką rolę w systemie naftowym, gdyż część z nich ma zdecydowanie charakter uszczelniający, ekranując pułapki złożowe zlokalizowane w stropowej partii utworów mezozoiku, podczas gdy inne strefy uskokowe stanowią dogodne drogi migracji dla mediów złożowych. Dlatego też w rejonie przedgórza Karpat istotne jest indywidualne podejście zarówno do interpretacji tektoniki, jak i w określaniu roli poszczególnych dyslokacji w systemie naftowym. Istotnym problemem jest również stosunkowo słabe rozpoznanie zasięgu przestrzennego formacji skalnych uznawanych jako potencjalne skały macierzyste dla węglowodorów w tym rejonie, co dokumentują wyniki

badań geochemicznych wykonane w INiG-PIG. W związku z tym w ramach prowadzonych w ostatnich latach prac badawczych podjęto próbę weryfikacji zasięgów utworów starszego paleozoiku (syluru i ordowiku) na bloku małopolskim, jak również zasięgu utworów jury środkowej w części południowej przedgórza i w podłożu Karpat. Mając na uwadze znaczne głębokości zalegania tych utworów, jak również niewielką ilość i nierównomierne rozmieszczenie głębokich odwiertów dowiercających do tych poziomów litostratygraficznych, podstawę wspomnianej weryfikacji stanowiła interpretacja danych sejsmicznych.

Wyniki zrealizowanych projektów dostarczają istotnych, regionalnych wniosków prospekcyjnych pozwalających ukierunkować przyszłe prace poszukiwawcze we wspomnianych rejonach geologicznych, dostarczają podstaw do ograniczenia ryzyka poszukiwawczego przy planowaniu nowych wierceń, a także wskazują najbardziej perspektywiczne kierunki i rejony, umożliwiając jednocześnie efektywniejsze wykorzystanie istniejącej bazy danych geologicznych i geofizycznych. Co więcej, wyniki te pozwalają na stwierdzenie, że dojrzałe prowincje naftowe nadal mogą oferować atrakcyjne cele poszukiwawcze, pod warunkiem zastosowania w pełni zintegrowanego podejścia poszukiwawczego, obejmującego nowoczesne obrazowanie sejsmiczne, rekonstrukcję ewolucji basenów sedymentacyjnych, jak również modelowanie systemów naftowych uwzględniające możliwie najpełniejszy zakres zgromadzonych dotąd danych stratygraficznych, strukturalno-tektonicznych, geochemicznych, petrofizycznych oraz złożowych.

Omówione wyniki mają bezpośrednią wartość aplikacyjną zarówno dla podmiotów krajowego sektora poszukiwawczo-wydobywczego, jak i dla państwowej służby geologicznej, wnosząc szereg dodatkowych informacji na temat rozpoznania budowy strukturalno-tektonicznej wspomnianych rejonów geologicznych, szczegółowej lokalizacji potencjalnych skał macierzystych i zbiornikowych w analizowanych basenach naftowych, czy też wskazania stref o większych perspektywach poszukiwawczych.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Zarządzanie dojrzałymi złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym

Nigel Marsh
ORLEN SA
e-mail: nigel.marsh@orlen.no

W miarę jak wiele eksploatowanych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wchodzi w końcową fazę cyklu życia, operujące na nich spółki stają przed wspólnym wyzwaniem: jak maksymalizować stopień wydobycia z dojrzałych złóż przy jednoczesnym zachowaniu opłacalności i wydłużeniu okresu wykorzystania infrastruktury. Prezentacja pokazuje, w jaki sposób integracja nowoczesnych technologii – w niektórych przypadkach wymagająca kwalifikacji całkowicie nowych rozwiązań technicznych – umożliwiła ORLEN Upstream Norway (OUN) zwiększenie produkcji, wydłużenie okresu eksploatacji złóż oraz uruchomienie możliwości ich ponownego zagospodarowania w całym portfelu.

W prezentacji przedstawiono trzy studia przypadków z różnych obszarów Norweskiego Szelfu Kontynentalnego: kompresję podmorską na złożu Ormen Lange na Morzu Norweskim, ponowne zagospodarowanie remigrowanych akumulacji ropy w rejonie Yggdrasil–Øst Frigg na Morzu Północnym z wykorzystaniem zaawansowanych technologii profilowania podczas wiercenia oraz ponowne zagospodarowanie wcześniej eksploatowanych kredowych złóż gazowo-kondensatowych w obszarze Greater Ekofisk przy użyciu nowoczesnych technologii odwiertów horyzontalnych i stymulacji. Przykłady te pokazują, jak postęp technologiczny może przekształcić dojrzałe aktywa, wcześniej uznawane za niedostępne lub nieekonomiczne, w atrakcyjne możliwości komercyjne.

Pierwsze studium przypadku dotyczy projektu kompresji podmorskiej Ormen Lange Phase 3, jednego z najważniejszych przedsięwzięć zwiększających wydobycie gazu w późnej fazie eksploatacji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Drugie studium przypadku analizuje możliwości ponownego zagospodarowania w rejonie Yggdrasil–Øst Frigg. Produkcja gazu z obszaru Frigg zakończyła się w latach 1997–2004, po czym węglowodory remigrowały w obrębie systemu złożowego. Ostatnie studium przypadku dotyczy ponownego zagospodarowania projektu Previously Produced Fields (PPF) w obszarze Greater Ekofisk, obejmującego złoża Tommeliten Gamma, Albuskjell i West Ekofisk. Pomimo pozostających znaczących zasobów gazu wcześniejsze sczerpanie zasadniczo zmieniło właściwości mechaniczne i przepływowe kredowych skał zbiornikowych, powodując poważne wyzwania w zakresie wiercenia, uzbrojenia odwiertów i stymulacji. Historyczne próby ponownego zagospodarowania zakończyły się niepowodzeniem z powodu ucieczek płuczki, niestabilności otworów i ograniczonej skuteczności stymulacji.

Prezentacja podsumowuje, że możliwości uwalniane w dojrzałych złożach często nie wynikają z nowych odkryć, lecz z postępu technologicznego, pozyskiwania danych, precyzji wiercenia i systemów produkcyjnych. Kompresja podmorska, nawigacja złożowa w czasie rzeczywistym oraz zaawansowana stymulacja odwiertów horyzontalnych wykazały zdolność do zwiększania stopnia sczerpania, wydłużania okresu wykorzystania infrastruktury i tworzenia ekonomicznie atrakcyjnych możliwości ponownego zagospodarowania. Łącznie przykłady te pokazują, jak ciągłe innowacje oraz gotowość do kwalifikacji i wdrażania nowych technologii mogą uwolnić znaczące pozostałe zasoby dojrzałych złóż i wnieść istotny wkład w długoterminową produkcję na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Managing Mature Fields on the Norwegian Continental Shelf

Nigel Marsh
ORLEN SA
e-mail: nigel.marsh@orlen.no

As many producing assets on the Norwegian Continental Shelf enter the late stages of field life, operators face a common challenge: how to maximize recovery from mature reservoirs while maintaining economic viability and extending infrastructure utilization. This presentation demonstrates how the integration of modern technologies, in some cases requiring the qualification of entirely new technical solutions, has enabled ORLEN Upstream Norway (OUN) to increase production, extend field life and unlock redevelopment opportunities across its portfolio.

Three case studies are presented from geographically diverse areas of the Norwegian Continental Shelf: subsea compression at Ormen Lange in the Norwegian Sea, redevelopment of remigrated oil accumulations within the Yggdrasil-Øst Frigg area of the North Sea using advanced logging-while-drilling technologies, and the redevelopment of previously produced chalk gas-condensate fields in the Greater Ekofisk Area using modern horizontal well and stimulation technologies. Together they illustrate how technological advances can transform mature assets previously considered inaccessible or uneconomic into commercially attractive opportunities.

The first case study focuses on the Ormen Lange Phase 3 subsea compression project, one of the most significant late-life gas recovery projects undertaken on the Norwegian Continental Shelf. Ormen Lange produces through long-distance subsea infrastructure located approximately 120 km offshore in water depths approaching 1,000 metres.

The second case study examines redevelopment opportunities within the Yggdrasil-Øst Frigg area. Gas production from the Frigg area ceased between 1997 and 2004, after which hydrocarbons remigrated through the reservoir system. The principal challenge was determining whether movable oil remained concentrated in recoverable accumulations or had become dispersed at residual saturations. Successful redevelopment depended on the ability to drill and navigate extremely long horizontal wells within thin and uncertain oil targets.

The final case study focuses on redevelopment of the Previously Produced Fields (PPF) project in the Greater Ekofisk Area, comprising Tommeliten Gamma, Albuskjell and West Ekofisk. Although significant gas resources remained, previous depletion had fundamentally altered the mechanical and flow characteristics of these chalk reservoirs, creating severe drilling, completion and stimulation challenges. Historic redevelopment efforts were unsuccessful due to mud losses, wellbore instability and limited stimulation effectiveness. Recent advances in depleted-reservoir drilling technology, including the introduction of Auracoat drilling fluids and open-hole completions with swell packers, have enabled the safe drilling of long horizontal wells in depleted chalk reservoirs.

The presentation concludes that the opportunities unlocked in mature fields are often not created by new discoveries, but by advances in technology, data acquisition, drilling precision and production systems. Subsea compression, real-time reservoir navigation and enhanced horizontal well stimulation have each demonstrated the ability to increase recovery, extend infrastructure life and create economically attractive redevelopment opportunities. Collectively, these examples show how continuous innovation and the willingness to qualify and deploy new technologies can unlock substantial remaining resources from mature fields and contribute meaningfully to long-term production on the Norwegian Continental Shelf.

Funding:
N&A

Modułowy system zagospodarowania złóż węglowodorów Streszczenie

Jan Lubaś – INiG-PIB, SITPNiG, Czesław Rybicki – AGH, Piotr Mikuś – ORLEN Technologie

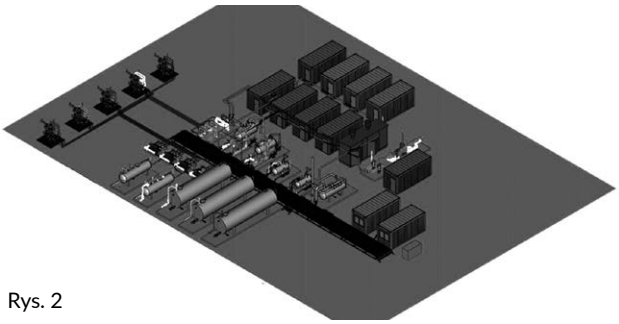
Do niedawna zagospodarowanie złóż węglowodorów w Polsce odbywało się wyłącznie metodą tradycyjną, poprzez budowę drogich, stabilnych i trudnych do demontażu układów urządzeń procesowych. Urządzenia te były projektowane na ustalone parametry początkowe planowanej eksploatacji. Ponieważ w miarę upływu czasu zdolności wydobywcze malały, często zbudowane układy nie były w pełni wykorzystywane. W ostatnich latach z uwagi na konieczność minimalizacji kosztów oraz krótkie okresy eksploatacji (małe złoża) uwaga skierowana została skierowana na instalacje modułowe. W Polsce już w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku wykonano projekt modułowej instalacji do odgazolinowania gazu na kopalni Węglówka. Jednak z uwagi na brak odpowiedniej automatyki projekt nie został doprowadzony do końca. Idea modułowych instalacji odżyła w okresie zainteresowania gazem w formacjach łupkowych. Do opracowania założeń projektowych modułowych instalacji wykorzystano doświadczenia amerykańskie, które autorzy poznali dzięki współpracy AGH z Uniwersytetem w Huston na jednym z największych złóż węglowodorów. Przykład separatora z tego złoża pokazano na rysunku 1. W oparciu zdobyte doświadczenia w ramach projektu BLUE GAS konsorcjum INiG-PIB, AGH i Biuro Projektów „Nafta Gaz" opracowało koncepcję i projekt modułowej instalacji do zagospodarowania gazów niskogazolinowych pokazaną na rysunku 2.

ORLEN Technologie S.A. już na początku dwudziestych lat XXI wieku wspólnie z Obszarem Upstream w ORLEN S.A podjęło próbę zaprojektowania instalacji modułowej dla zagospodarowania małych złóż. Na rys.3 pokazano przykład rzeczywistego zagospodarowania odwiertów z wykorzystaniem modułów MOW. Ich cechą charakterystyczną jest zabudowa poszczególnych elementów instalacji w postaci modułów – skidów wykonanych jako samonośne ramy. Na rys. 4 pokazano przykład umieszczenia zaprojektowanych i wykonanych w Polsce modułów MOW na padzie.

Stosowanie modułowych instalacji wpływa na ograniczenie kosztów inwestycji, zaś funkcjonalność jaką oferuje MOW widać w możliwości wykorzystania go na każdym etapie procesu wydobywczego czego nie zapewniają instalacje stacjonarne. Referat pokazuje dobrą współpracę w tym zakresie między jednostkami naukowymi (INiG-PIB, AGH) a jednostkami przemysłowymi (ORLEN Technologie).



Rys. 1



Rys. 2



Rys. 3



Rys. 4

Modular hydrocarbon reservoirs development system
Abstract

Jan Lubaś – INiG-PIB, SITPNiG, Czesław Rybicki – AGH, Piotr Mikuś – ORLEN Technologie

Until recently, the hydrocarbon reservoirs development in Poland was achieved exclusively through traditional methods, involving the construction of expensive, stable, and difficult-to-disassemble process equipment systems. These systems were designed for predetermined initial parameters of planned production. As production capacity declined over time, these systems were often not fully utilized. In recent years, due to cost minimization and short operational periods (small reservoirs), attention has been focused on modular installations. In Poland, a design for a modular gas installation was developed at the "Węglówka" field as early as the 1975s. However, due to the lack of appropriate automation, its efficiency didn't meet the intended expectations. The idea of modular installations was revived during the period of interest in shale gas. The design assumptions for these modular installations were based on American experience, gained through collaboration between the AGH and the University of Houston one of the largest hydrocarbon deposits. An example of a separator from this reservoirs is shown in Figure 1. Based on the experience gained during the BLUEGAS Project the consortium INiG-PIB, AGH and Design Office „Nafta Gas" developed a concept and project for a modular installation shown in Figure 2.

In the early 2020s, ORLEN Technologie S.A., in cooperation with the Upsream Division at Orlen S.A. attempted to design a modular installation for the development of small reservoirs. Figure 3 shows an example of actual well development using MOW modules. Their characteristic feature is the installation of individual system components in the form of modular skids constructed as self-supporting frames. Figure 4 shows an example of the placement of MOW modules designed and manufactured in Poland on a pad.

The use of modular installations reduces investment costs, and the functionality offered by MOW is evident in its ability to be used at every stage of the production process, something that stationary installations don't offer. The paper demonstrates the successful cooperation in this area between research institutions (INiG-PIB, AGH) and industrial entities (ORLEN Technologies).



Fig. 1

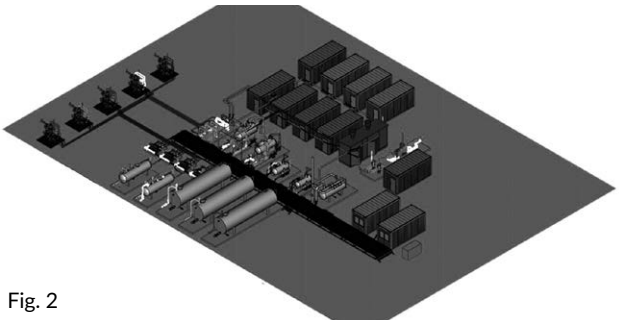


Fig. 2



Fig. 3



Fig. 4

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Ekologiczna płuczka wiertnicza z nowym inhibitorem aminowym do przewiercania skał ilastych

Robert Drzymała[*1,2], *Sławomir Wysocki*[1], *Rafał Wiśniowski*[1],
[1] AGH w Krakowie
*e-mail: rdrzymala@agh.edu.pl
[2] UOS Drilling SA

Omówiono problemy związane z przewiercaniem skał ilastych, ze szczególnym uwzględnieniem niestabilności ścian otworu wiertniczego wywołanej hydratacją minerałów ilastych. Oceniono przydatność nowego polimeru anionowo-kationowego o niskiej masie cząsteczkowej, zawierającego w łańcuchach bocznych pierwszorzędowe grupy aminowe, jako inhibitora hydratacji skał ilastych i potencjalnej alternatywy dla standardowo stosowanych inhibitorów, takich jak chlorek potasu oraz polimer PHPA. Opracowano receptury płuczek wiertniczych przeznaczonych do przewiercania skał ilastych z udziałem badanego inhibitora, a następnie przeprowadzono ocenę ich parametrów technologicznych (reologia, pęcznienie liniowe, odporność na temperaturę i skażenie jonami jedno- i wielowartościowymi). Opracowane płuczki wiertnicze charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami technologicznymi i mogą stanowić skuteczną alternatywę dla płuczek stosowanych obecnie w praktyce przemysłowej. Ich zastosowanie może przyczynić się zarówno do ograniczenia oddziaływania na środowisko naturalne, jak i do obniżenia kosztów operacyjnych związanych z przewiercaniem skał ilastych oraz utylizacją odpadów płuczkowych.

Źródło finansowania badań:
Praca powstała w wyniku realizacji badań finansowanych z subwencji Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego na działalność naukową, prowadzonych w Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademii Górniczo Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie..

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Eco-friendly drilling fluid with the addition of a new amine inhibitor for drilling clay rocks

Robert Drzymała[*1,2], *Sławomir Wysocki*[1], *Rafał Wiśniowski*[1],
[1] AGH in Krakow
* e-mail: rdrzymala@agh.edu.pl
[2] UOS Drilling SA

A novel low-molecular-weight anionic-cationic polymer contg. primary amine groups in the side chains as a clay hydration inhibitor and a potential alternative to conventionally used inhibitors such as KCl and PHPA polymer, was evaluated. Formulations of drilling fluids intended for drilling through clay formations were developed using the investigated inhibitor, and their technol. parameters were subsequently detd. (rheology, linear swelling, resistance to temperature and contamination with monovalent and multivalent ions). The developed drilling fluids exhibited very good technol. properties and may provide an effective alternative to drilling fluids currently used in industrial practice. Their use can help both reduce the impact on the natural environment and lower the operational costs associated with drilling clay rocks and disposing of drilling waste.

Funding
The work was created as a result of research funded by a grant from the Ministry of Science and Higher Education for scientific activities, conducted at the Faculty of Drilling, Oil, and Gas, AGH University of Science and Technology in Krakow.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Kryteria współdziałania OZE, energetyki gazowej i podziemnych magazynów gazu w Polsce w 2040 roku

Stanisław Nagy
AGH, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu,
email: stanislaw.nagy@agh.edu.pl

Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) zmienia funkcję energetyki gazowej: może ograniczać jej roczną produkcję energii elektrycznej, lecz nie eliminuje potrzeby utrzymywania mocy dyspozycyjnej w okresach niskiej produkcji energii ze źródeł wiatrowych i słonecznych. Celem pracy jest określenie mierzalnych kryteriów współdziałania OZE, bloków gazowych i podziemnych magazynów gazu w polskim systemie energetycznym w perspektywie roku 2040. Analiza obejmuje scenariusze o rocznym zapotrzebowaniu na energię elektryczną 220, 245 i 270 TWh, z rozdzieleniem danych operatorskich, założeń modelowych i wyników obliczeń. Poziom 270 TWh odpowiada zapotrzebowaniu wynikającemu z rządowego planu w dziedzinie energii i klimatu; jest to projekcja celów, a nie prognoza, i w niniejszej pracy pozostaje jednym z trzech równoprawnych założeń. W obliczeniach dotyczących drugiej połowy lat trzydziestych wzrost zapotrzebowania z 220 do 270 TWh zwiększa roczne zużycie gazu w elektroenergetyce z 6,1 do 11,1 mld Nm^3, a wynikowy współczynnik wykorzystania mocy bloków gazowo-parowych — z 20 % do 40 %.

Przyjęta łączna pojemność energetyczna magazynów elektrochemicznych i elektrowni szczytowo-pompowych, wynosząca około 100 GWh, odpowiada około 3 % energii potrzebnej do pokrycia stałego niedoboru mocy 10 GW w ciągu czternastu dób, czyli 3360 GWh. Bez ponownego ładowania magazyny te nie mogą samodzielnie pokryć tak długiego niedoboru energii, choć mogą ograniczać produkcję energii w blokach gazowych i wymaganą moc tych bloków w krótszych okresach. W scenariuszach modelowych szczytowa moc odbioru gazu z podziemnych magazynów wynosi 47,9–62,2 mln Nm^3/d, przy czym wartość górna przewyższa moc PMG o około 16 %, co oznacza konieczność wykonania rozbudowy. Przyjęty w obliczeniach wariant rozbudowy do roku 2032 zwiększa pojemność czynną krajowych magazynów z ponad 3 do ponad 4 mld Nm^3, a nominalną moc odbioru — z ponad 50 do ponad 60 mln Nm^3/d.

Zaproponowane kryteria obejmują bilans energii, wystarczalność mocy w godzinach krytycznych, czas trwania niedoboru produkcji energii, dostępność dostaw gazu, możliwość odtworzenia zapasu magazynowego, spełnienie kryterium infrastrukturalnego N−1 oraz wymogi emisyjne i ekonomiczne. Wymagana pojemność czynna i moc odbioru magazynów zależą od struktury źródeł wytwórczych, profilu zapotrzebowania, dostępności dostaw gazu oraz czasu trwania niskiej produkcji OZE lub zakłóceń w dostawach paliwa. Ich wyznaczenie wymaga obliczeń opartych na chronologicznych danych godzinowych oraz zmierzonych charakterystykach mocy odbioru odniesionych do pojemności czynnej, zwłaszcza przy niskim napełnieniu magazynów.

Criteria for the coordinated operation of renewable energy sources, gas-fired power generation and underground gas storage in Poland in 2040

Stanisław Nagy
AGH University of Krakow, Faculty of Drilling, Oil and Gas,
email: stanislaw.nagy@agh.edu.pl

The expansion of renewable energy sources (RES) changes the role of gas-fired power generation: it may reduce annual electricity output from gas-fired units, but it does not eliminate the need to maintain dispatchable capacity during periods of low wind and solar generation. This study aims to define measurable criteria for the coordinated operation of RES, gas-fired generating units and underground gas storage facilities in the Polish energy system towards 2040. The analysis considers annual electricity demand scenarios of 220, 245 and 270 TWh, explicitly distinguishing operator data, modelling assumptions and calculation results. The 270 TWh level corresponds to the demand projected in the government's National Energy and Climate Plan; it is a target-based projection rather than a forecast and is treated here as one of three equally valid scenario assumptions. In the calculations for the second half of the 2030s, an increase in electricity demand from 220 to 270 TWh raises annual gas consumption for power generation from 6.1 to 11.1 billion Nm^3 and the resulting capacity factor of combined-cycle gas turbine units from 20% to 40%.

The assumed combined energy storage capacity of electrochemical storage systems and pumped-storage hydropower plants, approximately 100 GWh, represents about 3% of the energy required to cover a constant power shortfall of 10 GW over fourteen days, equivalent to 3,360 GWh. Without recharging, these facilities cannot independently cover such a prolonged energy deficit, although they can reduce gas-fired electricity generation and the required capacity of gas-fired units over shorter periods. In the modeled scenarios, peak gas withdrawal requirements from underground storage range from 47.9 to 62.2 million Nm^3/d. The upper value exceeds the withdrawal capacity of the underground gas storage system by approximately 16%, indicating a need for expansion. The expansion scenario assumed in the calculations increases national working gas capacity from over 3 to over 4 billion Nm^3 and nominal withdrawal capacity from over 50 to over 60 million Nm^3/d by 2032.

The proposed criteria cover the energy balance, capacity adequacy during critical hours, the duration of generation shortfalls, gas supply availability, the ability to replenish storage inventories, compliance with the N−1 infrastructure criterion, and emissions and economic requirements. The required working gas capacity and withdrawal capacity depend on the generation mix, the demand profile, gas supply availability, and the duration of periods of low renewable generation or disruptions to fuel supplies. Determining these requirements calls for calculations based on chronological hourly data and measured withdrawal-capacity characteristics expressed as a function of working gas inventory, particularly at low storage filling levels.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Baterie otworowych wymienników ciepła odpowiedzią na ogrzewnictwo w budownictwie rozproszonym i w inteligentnych sieciach ciepłowniczych

Tomasz Śliwa[*1], *Aneta Sapińska-Śliwa*[1], *Remigiusz Kunasz*[2]
[1] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
*e-mail: sliwa@agh.edu.pl
[2] ILUMI GROUP Sp. z o.o. (ILUMI GEOTHERMAL)

W artykule przedstawiono instalację otworowego wymiennika ciepła wykonanego w technologii GRD (ang. *Geothermal Radial Drilling*) w Zespole Pałacowo-Parkowym w Młoszowej, stanowiącą pierwszą realizację tego typu na AGH. Instalacja jest przeznaczona do ogrzewania budynków Agronomówki i Arsenału. Omówiono koncepcję baterii geoenergetycznej, rozumianej jako zespół otworowych wymienników ciepła umożliwiający wykorzystanie górotworu do pozyskiwania i magazynowania energii cieplnej. Zaprezentowano wyniki testu reakcji termicznej (TRT) przeprowadzonego na wymienniku oraz zaproponowano sposób ich interpretacji. Na tej podstawie scharakteryzowano potencjał energetyczny analizowanego rozwiązania.

Na podstawie przeprowadzonych badań i przeglądu literatury omówiono możliwości zastosowania technologii GRD jako źródła ciepła lub chłodu dla obiektów zlokalizowanych w zwartej zabudowie, w szczególności budynków pozbawionych możliwości przyłączenia do miejskiej sieci ciepłowniczej. Rozpatrzono również możliwość integracji wymienników GRD, tworzących baterię geoenergetyczną, z inteligentnymi sieciami grzewczymi i chłodniczymi w kontekście wzrostu temperatury powietrza atmosferycznego. Wskazano możliwości wykorzystania górotworu jako magazynu ciepła oraz zagospodarowania energii cieplnej zakumulowanej w podłożu na obszarach występowania miejskich wysp ciepła.

B
4

Źródło finansowania badań:
Praca powstała w wyniku realizacji badań, finansowanych z subwencji Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego na działalność naukową, prowadzonych w Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, w jednostce Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Borehole Heat Exchanger Batteries: The Answer to Heating in Distributed Housing and Smart District Heating Networks

Tomasz Śliwa[*1], *Aneta Sapińska-Śliwa*[1], *Remigiusz Kunasz*[2]
[1] AGH University of Krakow,
*e-mail: sliwa@agh.edu.pl
[2] ILUMI GROUP Sp. z o.o. (ILUMI GEOTHERMAL)

This paper presents a borehole heat exchanger installation constructed using Geothermal Radial Drilling (GRD) technology at the Palace and Park Complex in Młoszowa, representing the first implementation of this technology at AGH University of Krakow. The installation is intended to provide heating for the Agronomówka and Arsenal buildings. The concept of a geoenergy battery is discussed, defined as an array of borehole heat exchangers that enables the subsurface to be used for thermal energy extraction and storage. The results of a thermal response test (TRT) conducted on the heat exchanger are presented, and an approach to their interpretation is proposed. These findings provide the basis for characterizing the energy potential of the investigated solution.

Based on the research findings and a literature review, the paper discusses the potential application of GRD technology to provide heating or cooling for buildings in densely built-up areas, particularly those that cannot be connected to a district heating network. The integration of GRD heat exchangers configured as a geoenergy battery with smart heating and cooling networks is also considered in the context of rising ambient air temperatures. Opportunities are identified for using the subsurface as a thermal energy store and harnessing heat accumulated in the ground in areas affected by urban heat islands.

Funding:
This work was carried out as part of research funded through a subsidy from the Ministry of Science and Higher Education for scientific activities conducted at the Faculty of Drilling, Oil and Gas of the AGH University of Science and Technology, within the Department of Drilling and Geoengineering.

Gas-to-Biomethane Transformation Index: koncepcyjne ramy przekształcania schyłkowych złóż gazu w huby biometanowe

Klejna Kamil (SITPNIG), Dziadzio Piotr (SITPNIG/INIG)

Transformacja energetyczna w Europie, wspierana m.in. przez REPowerEU i cel osiągnięcia 35 mld m^3 biometanu do 2030 r., zwiększa potrzebę poszukiwania lokalizacji dla nowych instalacji. Jednym z możliwych kierunków jest ponowne wykorzystanie schyłkowych złóż gazu i związanej z nimi infrastruktury – gazociągów, sprężarek oraz terenów przemysłowych – jako hubów biometanowych.

Referat przedstawia Gas-to-Biomethane Transformation Index (GBTI), koncepcyjne narzędzie do wczesnego screeningu takich aktywów. Ich ponowne zagospodarowanie może umożliwić właścicielom wykorzystanie pozostałych zasobów, odroczenie kosztów likwidacji i zachowanie wartości infrastruktury, a inwestorom biometanowym zapewnić dostęp do przyłączy, gruntów i obiektów, potencjalnie ograniczając nakłady inwestycyjne i skracając czas realizacji.

GBTI porządkuje ocenę wykonalności w czterech wymiarach: technicznym, infrastrukturalnym, prawnoregulacyjnym oraz środowiskowo-społecznym. Pozwala wskazać zarówno atuty, np. istniejący dostęp do sieci, jak i ryzyka związane z powierzchnią terenu, stanem infrastruktury czy procedurami administracyjnymi. Na obecnym etapie GBTI pozostaje ramą koncepcyjną, pokazującą, jak systematyczna i przejrzysta ocena może wspierać przegląd portfela aktywów, alokację kapitału i komunikację z interesariuszami. Metodyka, opracowana w kontekście polskim, może być adaptowana do innych regionów oraz wspierać dekarbonizację, synergie między sektorem upstream i inwestorami w gazy odnawialne oraz transparentność ESG.

Gas-to-Biomethane Transformation Index: A Conceptual Framework for Repurposing Residual Gas Fields into Biomethane Hubs

Klejna Kamil (SITPNIG), Dziadzio Piotr (SITPNIG/INIG)

The accelerating energy transition in Europe, driven by initiatives such as REPowerEU and the target of achieving 35 bcm of biomethane by 2030, is increasing the need to identify suitable locations for new facilities. One possible pathway is the repurposing of late-life gas fields and associated infrastructure—including pipelines, compressors and industrial sites—as biomethane hubs.

The paper introduces the Gas-to-Biomethane Transformation Index (GBTI), a conceptual tool for early-stage screening of such assets. Repurposing may allow asset owners to monetize remaining resources, defer decommissioning costs and preserve infrastructure value, while biomethane investors may gain access to grid connections, land and facilities that can reduce capital expenditure and accelerate project timelines.

GBTI structures feasibility assessment across four dimensions: technical, infrastructural, legal-regulatory, and environmental-social. It is intended to identify strengths, such as existing grid access, as well as risks related to site size, equipment condition or permitting complexity. At this stage, GBTI remains a conceptual framework illustrating how systematic and transparent assessment could support portfolio reviews, capital allocation and stakeholder communication. Although initially developed in the Polish context, the methodology can be adapted to other regions and may support decarbonisation, financial and operational synergies between upstream operators and renewable gas investors, and greater ESG transparency through structured decision-making.

Rola gazu i ropy naftowej w przemyśle chemicznym

Andrzej Sikora

Zazieleniamy gospodarkę. IEA wskazuje, że globalne zapotrzebowanie na energię elektryczną ma rosnąć co najmniej 2,5 razy szybciej niż całkowite zapotrzebowanie na energię do 2030 roku, gdy nastąpi era elektryczności[1]. Polityka klimatyczno – energetyczna UE to dynamiczny przyrost mocy OZE w krajach UE, które powodują głębokie zmiany w strukturze cen i zapotrzebowaniu na paliwa kopalne. W Polsce dodatkowo (a w zasadzie zgodnie z wcześniejszymi trendami europejskimi) gaz ziemny odgrywa istotną rolę jako paliwo przejściowe, w dekarbonizacyjnej transformacji energetyki, stopniowo zastępując paliwa węglowe. Bez rafinacji, bez przerobu własnego ropy naftowej kryzys gospodarczy gościłby już od dawna.

Przez większość XX wieku energia elektryczna nie była otwarcie „handlowana" na rynku. Zamiast tego zintegrowane monopole użyteczności publicznej lub podmioty państwowe kontrolowały wytwarzanie, przesył, oraz sprzedaż detaliczną w definiowanych regionach po stawkach regulowanych przez lokalne rządy. Pierwsze opłaty za prąd na obecnych ziemiach polskich zaczęto wnosić w 1889 roku, wraz z uruchomieniem pierwszej elektrowni użyteczności publicznej w Szczecinie (Wrocław 1890 r., Radom 1901 r. czy Warszawa 1902 r.) liczniki energii elektrycznej były rzadkością i luksusem a ówczesne rachunki płacono za liczbę posiadanych żarówek. W sensie formalno-prawnym UE, energia elektryczna stała się towarem 27 kwietnia 1994 roku. Wtedy to Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej (TSUE) wydał wyrok w sprawie Almelo (C-393/92), w którym orzekł, że energia elektryczna stanowi „towar" w rozumieniu traktatowym i podlega unijnym zasadom swobodnego przepływu towarów. W przypadku gazu ziemnego proces uznania za towar (commodity) i pełnego urynkowienia przebiegał niemal identycznie jak dla energii elektrycznej – na tych samych zasadach prawnych, ale z kilkoma specyficznymi akcentami. W prawie UE gaz ziemny stał się towarem podlegającym swobodnemu przepływowi dóbr dopiero 23 października 1997 roku, za sprawą wyroku TSUE w sprawie Komisja przeciwko Francji (C-159/94). Ropa i jej produkty nigdy praktycznie nie miały takich kłopotów. Dzięki rewolucji łupkowej i metodzie szczelinowania hydraulicznego koszty wydobycia w basenach amerykańskich takich jak Marcellus czy Permian należą do najniższych na świecie.

EIA (Amerykańska Agencja Informacji Energetycznej) w swoich prognozach rynkowych[2] rysuje długoterminowy scenariusz, w którym ceny ropy i gazu podążają w odmiennych kierunkach:

- ✓ Ropa naftowa jest w trendzie spadkowym, długoterminowa nadpodaż surowca (m.in. rosnące wydobycie w USA, Brazylii i Gujanie, sankcjonowanie Rosji oraz plany produkcyjne OPEC+) przewyższa dynamikę popytu, co spycha prognozowane ceny ropy w dół do poziomów 50–60 USD/bbl.
- ✓ Odmiennie zachowuje się rynek gazu ziemnego. Amerykański indeks Henry Hub utrzyma stabilny kurs (średnio ok. $3,60/MMBtu) ze względu na wzrost zapotrzebowania ze strony sektora elektroenergetycznego (m.in. zasilanie AI) oraz rozbudowę terminali eksportowych LNG[3].

Globalny rynek ropy (ze względu na swoją płynność i rozmiar) miewa przełożenie na ceny gazu. Zależność odwrotna – czyli wpływ lokalnych zawirowań gazowych na ropę – praktycznie jeszcze nie występuje, gdyż wydobycie gazu ziemnego często towarzyszy wydobyciu ropy będąc wtedy właśnie

[1] https://www.iea.org/reports/electricity-2026

[2] https://www.eia.gov/outlooks/steo/

[3] https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/natgas.php

problemem, produktem ubocznym, kosztem. Rewolucja łupkowa pozwoliła na oddzielenie wydobycia obu tych surowców i dała możliwość sterowania ich produkcją (a nie stricte wydobyciem). Na globalnym rynku gazu trwa silne napięcie. Eskalacja konfliktów geopolitycznych na Bliskim Wschodzie (m.in. blokada Ormuz oraz uszkodzenia infrastruktury eksportowej) drastycznie ograniczyły podaż globalnego LNG. Spowodowało to, że europejskie ceny hurtowe (holenderski benchmark TTF)) przekroczyły próg 80 EUR/MWh, osiągając najwyższe poziomy od końca 2022 roku. Handel LNG zwiększa powiązania pomiędzy rynkami regionalnymi, ale nie prowadzi do powstania jednej globalnej ceny gazu. Dawna, sztywna korelacja wynikająca z historycznych umów gazowo-naftowych ulega erozji. Oba surowce dalej poruszają się po zbliżonych trajektoriach cenowych głównie w sytuacjach nadzwyczajnych. Szczególne znaczenie ma elastyczność wolumenowa.

Niels Bohr powiedział, że „przewidywanie jest trudne szczególnie kiedy dotyczy przyszłości". Wyraża ono prostą prawdę: świat jest pełen nagłych zmian i nikt nie zna dnia jutrzejszego. Stąd prognozowanie bywa niezwykle zawodne. COVID-19, potem agresja Rosji na Ukrainę, atak USA na Wenezuelę, wojna w Iranie i blokada Cieśniny Ormuz, której nikt nie chciał się spodziewać (czy możemy podobnie myśleć o zablokowaniu Cieśnin Duńskich i Bałtyku?) to czynniki, które destabilizują rynki i nie pomagają w prognozowaniu, ale także wydarzenia, które fundamentalnie zmieniają nasze przyzwyczajenia. Z tego względu odporność polskiego rynku zależy nie tylko od samej dostępności infrastruktury i wolumenów, lecz również od sposobu konstrukcji portfela kontraktowego, stopnia jego elastyczności oraz możliwości reagowania na zmieniające się warunki rynkowe. Połączenie zdywersyfikowanych źródeł dostaw, odpowiednich zdolności importowych oraz elastycznych mechanizmów kontraktowych może ograniczać skutki nagłych szoków podażowych i cenowych oraz zwiększać zdolność rynku krajowego do absorbowania zmian zachodzących na globalnym rynku.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Rola technologii wiertniczych w dobie dekarbonizacji energetyki

Jan Ziaja[1], *Oleg Vytiaz*[2]

[1] Akademia Górniczo Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
*e-mail: ziaja@agh.edu.pl
[2] Ivano Frankivski Narodowy Techniczny Uniwersytet Nafty i Gazu
*e-mail: o.vytyaz@gmail.com

Europejski Zielony Ład (European Green Deal) jest strategią Unii Europejskiej mającą doprowadzić do osiągnięcia neutralności klimatycznej UE do 2050 r. Jednym z głównych jego celów jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz transformacja europejskiej gospodarki w kierunku gospodarki niskoemisyjnej.

Dla przemysłu naftowego oznacza to przede wszystkim konieczność dostosowania działalności do coraz bardziej restrykcyjnych wymagań dotyczących emisji CO_2, dyrektywy metanowej, efektywności energetycznej paliw oraz inwestycji w technologie nisko- i zeroemisyjne.

Transformacja energetyczna stawia zatem przed przemysłem naftowym podwójne wyzwanie. Z jednej strony konieczne jest ograniczenie emisji związanych z obecnym wykorzystaniem ropy i gazu, z drugiej – przedsiębiorstwa muszą przygotować się na stopniowo zmniejszający się udział paliw kopalnych w europejskim miksie energetycznym.

Dlatego przyszłość sektora prawdopodobnie będzie związana nie tylko z wydobyciem i przerobem ropy i gazu ziemnego, ale również z wodorem, CO_2, energią odnawialną, paliwami alternatywnymi, magazynowaniem energii oraz poszukiwaniami i wydobyciem pierwiastków krytycznych oraz wody podziemnej.

Tak więc dekarbonizacja nie oznacza końca przemysłu naftowego, lecz jego transformację z tradycyjnego sektora paliw kopalnych w szeroko rozumiany sektor energetyczny, dostosowany do wymagań transformacji klimatyczno-energetycznej.

Kolejnym zagadnieniem jakie się wiąże z zielonym ładem jest poszukiwanie i pozyskiwanie pierwiastków tzw. surowców krytycznych jak: lit, kobalt, nikiel, miedź czy metale ziem rzadkich.

To zagadnienie jest szczególnie interesujące z punktu widzenia przyszłości przemysłu naftowego i gazowniczego. Przemysł ten posiada bowiem kompetencje i infrastrukturę, które mogą być częściowo wykorzystane w nowej gospodarce surowcowej.

Technologie stosowane w geologii, geofizyce, wiertnictwie, eksploatacji, transporcie oraz przetwarzaniu surowców mogą znaleźć zastosowanie przy poszukiwaniu i eksploatacji litu, miedzi, niklu, metali ziem rzadkich czy innych surowców krytycznych.

Można więc mówić o stopniowym przejściu: „Oil & Gas → Critical Minerals & Energy"

czyli od tradycyjnego przemysłu naftowego w kierunku przemysłu surowców dla transformacji energetycznej.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

The role of drilling technologies in the era of decarbonization of the energy industry

Jan Ziaja[1], *Oleg Vytiaz*[2]

[1] AGH – University of Krakow
*e-mail: ziaja@agh.edu.pl
[2] Ivano Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
*e-mail: o.vytyaz@gmail.com

The European Green Deal is the European Union's strategy to achieve climate neutrality by 2050. One of its main goals is to reduce greenhouse gas emissions and transform the European economy towards a low-emission economy.

For the oil industry, this primarily means adapting its operations to increasingly stringent requirements regarding CO_2 emissions, the Methane Directive, fuel energy efficiency, and investments in low- and zero-emission technologies.

The energy transition therefore presents the oil industry with a dual challenge. On the one hand, it is necessary to reduce emissions associated with the current use of oil and gas, and on the other, companies must prepare for the gradually decreasing share of fossil fuels in the European energy mix.

Therefore, the future of the sector will likely be linked not only to the extraction and processing of oil and natural gas, but also to hydrogen, CO_2, renewable energy, alternative fuels, energy storage, and the exploration and extraction of critical elements and groundwater. Therefore, decarbonization does not mean the end of the oil industry, but its transformation from a traditional fossil fuel sector into a broadly understood energy sector, adapted to the requirements of the climate and energy transition.

Another issue related to the Green Deal is the exploration and acquisition of so-called critical raw materials, such as lithium, cobalt, nickel, copper, and rare earth elements.

This issue is particularly interesting from the perspective of the future of the oil and gas industry. This industry possesses competences and infrastructure that can be partially utilized in the new raw materials economy.

Technologies used in geology, geophysics, drilling, exploitation, transport, and processing of raw materials can be applied in the exploration and exploitation of lithium, copper, nickel, rare earth elements, and other critical raw materials.

We can therefore speak of a gradual transition: „Oil & Gas → Critical Minerals & Energy," from the traditional oil industry towards an industry producing raw materials for the energy transition.

COREu: bałtycka ścieżka CCS

INiG–PIB: *Wojnicki M.*; Cicha-Szot R.; Klyż Ł.; Leśniak G.; Lis-Śledziona A.; Łętkowski P.; Majkrzak M.; Ruciński P.; Sowiżdżał K.; Spunda K.; Topór T.*
ORLEN Petrobaltic: *Cygnar H.; Kubala A.; Noworyta T.; Porębski M.; Tyburcy J.; Wójcikowski A.; Zasada-Chruścińska K.*

Skuteczne wdrożenie technologii wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla (CCS) wymaga nie tylko dostępności strumieni CO_2 i dobrze rozpoznanych kompleksów składowania, lecz także wiarygodnych regionalnych łańcuchów transportowych łączących emitentów z miejscami zatłaczania. Projekt COREu odpowiada na to wyzwanie, opracowując scenariusze tras CO_2 dla Europy Południowej (Grecja), Środkowej (Czechy i Polska) i Wschodniej (Ukraina). Polski scenariusz koncentruje się na bałtyckiej ścieżce CCS, łączącej krajowe źródła emisji z planowanym hubem CO_2 w Gdańsku oraz potencjalnymi składowiskami zlokalizowanymi pod dnem Morza Bałtyckiego w obszarze polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej. Chociaż nowelizacja przepisów z czerwca 2026 r. rozszerzyła katalog obszarów, na których dopuszcza się rozpoznawanie i lokalizowanie kompleksów składowania CO_2, wariant bałtycki pozostaje jednym z kluczowych scenariuszy o relatywnie wysokim potencjale wdrożeniowym na obecnym, wciąż początkowym etapie rozwoju CCS w Polsce. Przemawia za tym stopień rozpoznania geologicznego, dostępność danych geologicznych i eksploatacyjnych oraz doświadczenie ORLEN Petrobaltic w działaniach offshore. Lokalizacja składowiska pod dnem morza może dodatkowo eliminować część wyzwań związanych z lokalną akceptacją społeczną geosekwestracji CO_2 w porównaniu z projektami lądowymi.

Koncepcję łańcucha wartości opracowano na podstawie zintegrowanej analizy źródeł emisji, lądowych korytarzy transportu CO_2 oraz wariantów infrastruktury offshore. Na potrzeby scenariusza wczesnego wdrożenia zdefiniowano klaster emitentów reprezentujących sektory trudne do dekarbonizacji: przemysł cementowy, rafineryjny i nawozowy. Docelowym rozwiązaniem dla dużych i ciągłych strumieni CO_2 jest transport rurociągowy w fazie gęstej. Do czasu powstania tego rodzaju infrastruktury rolę rozwiązania pośredniego może pełnić kolej, natomiast transport drogowy ma uzasadnienie jedynie w przypadku niewielkich wolumenów i przedsięwzięć pilotażowych. Spośród dziewięciu wstępnych koncepcji zagospodarowania części morskiej wytypowano cztery warianty spełniające podstawowe kryteria techniczne, które następnie poddano pogłębionej analizie. Jako rozwiązanie referencyjne wybrano w pełni podmorski system transportu i zatłaczania, obejmujący system zatłaczania na lądzie, rurociąg łączący hub CO_2 w Gdańsku z kolektorem dystrybucyjnym kierującym strumień do podmorskiego systemu składowania. System byłby zasilany i sterowany z lądu.

Ocenę potencjału składowania CO_2 wykonano dla dojrzałego złoża ropy naftowej B3, w którym poziom zbiornikowy tworzą piaskowce kambru środkowego. Zintegrowano dostępne dane sejsmiczne, otworowe, laboratoryjne i eksploatacyjne, a dodatkowa kampania badawcza objęła analizę ponad 120 próbek skał reprezentujących horyzont składowania i uszczelnienia. Zakres prac obejmował interpretację petrofizyczną, badania porowatości, przepuszczalności i ciśnień kapilarnych, pomiary zwilżalności, długotrwałe testy CO_2–solanka–skała, eksperymenty przepływowe na rdzeniach, modelowanie geologiczne oraz wielowariantowe symulacje dynamiczne. Model skalibrowano na podstawie danych eksploatacyjnych z lat 1992–2025, a prognozy uwzględniały dwa warianty lokalizacji odwiertów iniekcyjnych, 15–30 lat zatłaczania dwutlenku węgla i co najmniej 100 lat prognozy ewolucji systemu po jego zakończeniu.

Badania interakcji wykazały zasadniczo stabilne zachowanie skał zbiornikowych i uszczelniających oraz jedynie niewielkie zmiany mineralogiczne. W testach przepływowych, w zastosowanych warunkach eksperymentalnych, nie stwierdzono postępującej i nieodwracalnej utraty przepuszczalności związanej z wytrącaniem soli. Symulacje wskazują na to, że przy przyjętych założeniach złoże B3 może umożliwić składowanie około 5–10,3 Mt CO_2 w okresie 15–30 lat. W rekomendowanym wariancie zatłaczania chmura CO_2 pozostaje w obrębie modelowanej struktury, a ciśnienie denne w odwiertach zatłaczających nie przekracza 260 bar. Uzyskane wyniki uzasadniają dalsze rozpatrywanie złoża B3 jako lokalizacji potencjalnego pierwszego krajowego pilotażowego projektu składowania CO_2 w obszarze offshore. Realizacja takiego przedsięwzięcia pozwoliłaby zdobyć doświadczenie operacyjne oraz ograniczyć niepewności techniczne i regulacyjne przed etapowym zagospodarowaniem rozleglejszego poziomu wodonośnego kambru środkowego. Bałtycka ścieżka opracowana w projekcie COREu stanowi zatem spójny scenariusz rozwoju infrastruktury transportu i geologicznego składowania CO_2 na początkowym etapie tworzenia krajowego rynku CCS.

COREu: bałtycka ścieżka CCS

INiG–PIB: *Wojnicki M.*; Cicha-Szot R.; Klyż Ł.; Leśniak G.; Lis-Śledziona A.; Łętkowski P.; Majkrzak M.; Ruciński P.; Sowiżdżał K.; Spunda K.; Topór T.*
ORLEN Petrobaltic: *Cygnar H.; Kubala A.; Noworyta T.; Porębski M.; Tyburcy J.; Wójcikowski A.; Zasada-Chruścińska K.*
*Oil and Gas Institute – National Research Institute; ORLEN Petrobaltic S.A. | *corresponding author*

Successful deployment of carbon capture and geological storage (CCS) requires not only suitable CO_2 streams and well-characterised storage complexes, but also credible regional transport chains linking emission sources to injection sites. The COREu project addresses this challenge by developing regional CO_2 transport and storage scenarios for Southern Europe (Greece), Central Europe (the Czech Republic and Poland) and Eastern Europe (Ukraine). The Polish scenario focuses on a Baltic CCS route linking domestic emission sources with a future CO_2 hub in Gdańsk and potential storage sites beneath the seabed of the Polish sector of the Baltic Sea. Although the June 2026 regulatory amendment expanded the list of areas in which CO_2 storage complexes may be explored and located, the Baltic route remains one of the key scenarios with relatively high deployment potential at the current, still early stage of CCS development in Poland. This potential is supported by the extent of existing geological characterisation, the availability of seismic, well and production data, ORLEN Petrobaltic's offshore operating experience, and the possibility of reusing selected elements of existing infrastructure. Locating storage beneath the seabed may also ease some of the challenges associated with local public acceptance compared with onshore projects.

The value-chain concept was developed through an integrated analysis of emission sources, onshore CO_2 transport corridors and offshore infrastructure options. For the early-deployment scenario, a cluster of emitters representing the cement, refining and fertiliser industries—sectors that are particularly difficult to decarbonise—was defined. Dense-phase pipeline transport is considered the target solution for large and continuous CO_2 streams. Until such infrastructure becomes available, rail may provide a bridging solution, whereas road transport is justified only for small volumes and pilot-scale projects. Of the nine preliminary offshore development concepts, four options meeting the basic technical criteria were selected for detailed analysis. A fully subsea transport and injection system was selected as the reference concept, comprising a pipeline from the Gdańsk CO_2 hub, a distribution manifold and a subsea injection system. The system would be powered and controlled from shore and would provide for the reuse of selected existing wells, subject to confirmation of their suitability.

Storage potential was assessed for the mature B3 oil field, where the reservoir interval comprises Middle Cambrian sandstones. Available seismic, well, production and laboratory data were integrated, while an additional experimental campaign covered more than 120 rock samples from storage and sealing horizons. The work included petrophysical interpretation; measurements of porosity, permeability and capillary pressure; wettability measurements; long-term CO_2–brine–rock interaction studies; coreflooding experiments; geological modelling; and multi-scenario dynamic reservoir simulations. The dynamic model was history matched against production data from 1992–2025. The forecasts considered two injector-placement configurations, 15–30 years of injection, and at least 100 years of projected post-injection system evolution.

The interaction studies indicated generally stable reservoir and caprock behaviour, with only minor mineralogical changes. Under the tested conditions, the coreflooding experiments showed no progressive and irreversible permeability loss associated with salt precipitation. The simulations indicate that, under the adopted assumptions, the B3 field could accommodate approximately 5–10.3 Mt of CO_2 over 15–30 years. In the recommended injection configuration, the CO_2 plume remains within the modelled structure, while bottom-hole pressure in the injection wells remains below 260 bar. These results support the continued consideration of B3 as a potential site for Poland's first offshore CO_2 storage project. Such a development would provide operational experience and reduce technical and regulatory uncertainties ahead of the staged development of the wider Middle Cambrian aquifer. The Baltic route developed within COREu therefore provides a coherent pathway for developing CO_2 transport and geological storage infrastructure as Poland begins to establish a domestic CCS market.

Metody wstępnej selekcji struktur geologicznych dla podziemnego magazynowania wodoru i składowania CO_2

Barbara Uliasz-Misiak, Joanna Lewandowska-Śmierzchalska, Jacek Misiak

Rosnące znaczenie podziemnego magazynowania gazów, w tym gazu ziemnego, wodoru oraz składowania CO_2, wymaga skutecznych metod identyfikacji odpowiednich struktur geologicznych. Właściwy dobór lokalizacji stanowi kluczowy etap warunkujący bezpieczeństwo, pojemność i efektywność przyszłych obiektów magazynowych. W pracy przedstawiono przegląd metod stosowanych do identyfikacji struktur perspektywicznych, obejmujących analizy geologiczne, geofizyczne, hydrogeologiczne oraz modelowanie przestrzenne. Omówiono również wykorzystanie systemów GIS, analiz wielokryterialnych oraz nowoczesnych narzędzi numerycznych wspomagających proces selekcji. Wskazano zalety i ograniczenia poszczególnych metod oraz ich znaczenie w planowaniu podziemnego magazynowania i składowania gazów w warunkach transformacji energetycznej.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Długoterminowa ewolucja chmury CO_2 i efektywność zatrzymywania w rozległych, płasko zalegających solankowych poziomach wodonośnych

Łukasz Klimkowski[*1], *Stanisław Nagy*[1]
[1] Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie
*e-mail: klimkowski@agh.edu.pl

Rozległe, płasko zalegające solankowe poziomy wodonośne stanowią specyficzne środowisko geologicznego składowania CO_2, w którym długoterminowa ewolucja chmury CO_2 nie może być wiązana z obecnością wyraźnego zamknięcia strukturalnego. Efektywność składowania zależy natomiast od rozprzestrzeniania się chmury, redystrybucji płynów w skali całego poziomu wodonośnego, rozpraszania nadciśnienia oraz stopniowego unieruchamiania CO_2 w wyniku procesów kapilarnych i rozpuszczania. W pracy przeanalizowano te procesy na przykładzie reprezentatywnego modelu dolnojurajskich piaskowców wodonośnych w Polsce.

Wielofazowe symulacje numeryczne obejmowały rozwój chmury CO_2 podczas zatłaczania oraz jej dalszą ewolucję po zakończeniu iniekcji. Szczególną uwagę poświęcono zasięgowi chmury, odpowiedzi ciśnieniowej poziomu wodonośnego oraz zmianom udziału CO_2 występującego w fazie mobilnej, zatrzymanego rezydualnie i rozpuszczonego w wodzie złożowej. Analizowano również wpływ regionalnego przepływu wód podziemnych na kierunek i zasięg migracji CO_2.

Wyniki wskazują, że ewolucja chmury CO_2 trwa długo po zakończeniu zatłaczania. W fazie poeksploatacyjnej relaksacja ciśnienia i redystrybucja wody złożowej prowadzą do zmiany przestrzennego rozmieszczenia CO_2 oraz stopniowego zmniejszania udziału fazy mobilnej. Zatrzymywanie rezydualne zyskuje na znaczeniu podczas ponownego nasiąkania ośrodka wodą, natomiast rozpuszczanie stanowi dodatkowy mechanizm długoterminowego unieruchamiania CO_2. W rezultacie efektywność zatrzymywania zmienia się w czasie i pozostaje ściśle związana z historią migracji chmury CO_2.

Uzyskane wyniki wskazują, że brak wyraźnego zamknięcia strukturalnego nie wyklucza potencjalnego wykorzystania rozległych, płasko zalegających poziomów wodonośnych do geologicznego składowania CO_2. Ich przydatność powinna być jednak oceniana w skali całego systemu i w odpowiednio długim horyzoncie czasowym, z uwzględnieniem zasięgu migracji chmury, rozpraszania nadciśnienia oraz stopniowego zmniejszania udziału mobilnego CO_2 na rzecz CO_2 zatrzymanego rezydualnie i rozpuszczonego w wodzie złożowej. Procesy te stanowią kluczowe elementy oceny długoterminowej efektywności składowania w tego typu warunkach geologicznych.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Long-Term CO_2 Plume Evolution and Trapping Efficiency in Laterally Extensive, Flat-Lying Saline Aquifers

Łukasz Klimkowski[*1], *Stanisław Nagy*[1]

[1] AGH University of Krakow

* e-mail: klimkowski@agh.edu.pl

Laterally extensive, flat-lying saline aquifers represent a specific setting for geological CO_2 storage, where the long-term evolution of the CO_2 plume cannot be associated with pronounced structural closure. Storage performance instead depends on plume spreading, fluid redistribution at the aquifer scale, pressure dissipation, and the progressive immobilization of CO_2 through capillary trapping and dissolution. These processes were investigated using representative model of Lower Jurassic sandstone aquifer in Poland.

Multiphase numerical simulations covered CO_2 plume development during injection and its subsequent evolution after injection ceased. Particular attention was given to plume extent, aquifer pressure response, and changes in the proportions of CO_2 remaining mobile, residually trapped, and dissolved in formation water. The influence of lateral hydraulic connectivity and regional groundwater flow on the direction and extent of CO_2 migration was also examined.

The results indicate that CO_2 plume evolution continues long after the end of injection. During the post-injection period, pressure relaxation and redistribution of formation water modify the spatial distribution of CO_2 and progressively reduce the mobile CO_2 fraction. Residual trapping becomes increasingly important during water re-imbibition, while dissolution provides an additional mechanism for long-term CO_2 immobilization. As a result, trapping efficiency evolves over time and remains closely linked to the migration history of the CO_2 plume.

The results suggest that the absence of pronounced structural closure does not preclude the potential use of laterally extensive, flat-lying saline aquifers for geological CO_2 storage. Their suitability should, however, be assessed at the scale of the entire aquifer system and over sufficiently long timescales, taking into account plume migration, pressure dissipation, and the progressive decrease in the mobile CO_2 fraction as residual trapping and dissolution become increasingly important. These processes are key to evaluating the long-term storage performance of such geological settings.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Nieizotermiczny proces zatłaczania CO_2 do sczerpanego złoża gazu

Stanisław Nagy [*1], *Łukasz Klimkowski* [1], *Jan Kowalski* [1]

[1] Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
* e-mail: stanislaw.nagy@agh.edu.pl

Sczerpane złoża gazu ziemnego stanowią jedne z najbardziej perspektywicznych obiektów do geologicznego składowania CO_2, jednak proces zatłaczania do tych formacji ma charakter silnie nieizotermiczny, a efekty cieplne mogą w istotny sposób ograniczać praktyczne warunki operacyjne. W pracy przedstawiono analizę termodynamiki procesu zatłaczania CO_2 do sczerpanego złoża gazu, łączącą model przepływu w odwiercie, wymianę ciepła w układzie odwiert–formacja oraz model strefy przyodwiertowej uwzględniający rzeczywiste właściwości CO_2 i jego mieszanin z pozostałym w złożu metanem.

Szczególną uwagę poświęcono efektowi Joule'a–Thomsona, który może być wyjątkowo silny w przypadku rozprężania CO_2 do sczerpanego złoża o niskim ciśnieniu. W zależności od stopnia sczerpania złoża oraz natężenia zatłaczania, dławienie na elementach udostępniających złoże oraz rozprężanie w strefie przyodwiertowej mogą powodować istotne ochłodzenie płynu, potencjalnie prowadząc układ w kierunku krzywej nasycenia CO_2, warunków sprzyjających tworzeniu się hydratów w obecności wody resztkowej oraz — przy bardzo dużym stopniu sczerpania — do ryzyka przejściowego przepływu dwufazowego gaz–ciecz i powstawania fazy stałej.

Model łączy odpowiednie równanie stanu dla mieszanin bogatych w CO_2 z modelem nieustalonego przepływu ciepła w odwiercie oraz radialnym, nieizotermicznym opisem przepływu w złożu, umożliwiając jednoczesne prognozowanie temperatury i ciśnienia dennego, promienia strefy wychłodzonej oraz chłonności złoża. Wyniki symulacji wskazują, że wczesna faza zatłaczania do silnie sczerpanego złoża jest okresem krytycznym: dopuszczalne natężenie zatłaczania może być ograniczone nie tylko przez chłonność formacji, lecz również przez konieczność utrzymania warunków dennych poza obszarem tworzenia się hydratów i obszarem dwufazowym. W celu osiągnięcia wymaganych parametrów zatłaczania konieczne może być etapowe rozpoczęcie procesu zatłaczania oraz podgrzewanie lub dławienie płynu na głowicy, przy jednoczesnym dostosowywaniu warunków zatłaczania w miarę stopniowego wzrostu ciśnienia w złożu.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Nonisothermal process of CO_2 injection into depleted gas reservoir

Stanisław Nagy [*1], *Łukasz Klimkowski* [1], *Jan Kowalski* [1]

[1] AGH University of Krakow, Faculty of Drilling, Oil, and Gas

* e-mail: stanislaw.nagy@agh.edu.pl

Depleted gas reservoirs are prime candidates for geological CO_2 storage, yet the injection process is strongly nonisothermal, and the thermal effects can impose important constraints on the practical operating window. This study analyses the coupled thermodynamics of CO_2 injection into a depleted gas reservoir, combining a wellbore flow model with heat exchange along the tubing-formation system and a near-wellbore reservoir model accounting for real-gas behaviour of CO_2 and its mixtures with residual methane.

Particular attention is paid to the Joule-Thomson effect, which may be exceptionally strong for CO_2 expanding into a low-pressure depleted formation. Depending on the depletion level and injection rate, throttling across the completion and in the near-wellbore zone can significantly cool the fluid, potentially driving the system towards the CO_2 saturation line, hydrate-formation conditions in the presence of residual water, and – at extreme depletion – the risk of transient two-phase (gas-liquid) flow and solid phase formation.

The model couples an accurate equation of state for CO_2-rich mixtures with a transient wellbore temperature solution and a radial nonisothermal reservoir flow description, allowing simultaneous prediction of bottomhole temperature and pressure, the radius of the cooled zone, and the resulting injectivity. Simulation results show that the early injection phase into a strongly depleted reservoir is the critical period: the admissible injection rate may be constrained not only by formation injectivity but also by the requirement to keep the bottomhole conditions outside the hydrate and two-phase regions, which favours staged start-up and controlled wellhead heating or throttling, with injection conditions adjusted as the reservoir progressively repressurises.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Monitoring podmorskiej infrastruktury ORLEN Petrobaltic w świetle unijnego Rozporządzenia Metanowego

Katarzyna Zasada-Chruścińska[*1], *Artur Wójcikowski* [2]

[1] ORLEN Petrobaltic S.A.
*e-mail: Katarzyna.Zasada-Chruscinska@orlen.pl
[2] ORLEN Petrobaltic S.A.

Wejście w życie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym (tzw. Rozporządzenia metanowego) postawiło przed branżą wydobywczą wyzwania prawne i technologiczne. W szczególności wymogi zawarte w art. 12 i art. 18 nałożyły na operatorów wydobywczych obowiązek prowadzenia monitoringu podwodnej infrastruktury oraz odwiertów nieczynnych, permanentnie zaczopowanych i opuszczonych. W momencie wejścia w życie Rozporządzenia metanowego jednoznacznie nie zostały określone technologie dedykowane do realizacji takich zadań w specyficznych warunkach Morza Bałtyckiego. Brak powszechnie dostępnych urządzeń pomiarowych oraz rekomendacji metod badawczych sprawił, że branża stanęła przed dużym wyzwaniem technologicznym. ORLEN Petrobaltic potraktował to wyzwanie jako szansę na rozwój i wyznaczenie nowych rynkowych standardów. Wykorzystując wieloletnie doświadczenie w operacjach morskich, wykwalifikowaną kadrę inżynieryjną oraz specjalistyczną flotę, spółka stworzyła własne i skuteczne podejście do monitoringu. Zrealizowane badania podwodne oparto na zaawansowanych, zdalnie sterowanych pojazdach podwodnych (ROV) wyposażonych w systemy kamer o wysokiej rozdzielczości, zaawansowane oświetlenie, precyzyjną nawigację akustyczną USBL oraz nowoczesne oprogramowanie hydrograficzne. Pomiary pozwoliły zweryfikować stan techniczny podmorskiej infrastruktury oraz odwiertów określonych w art. 18. Uzyskane wyniki potwierdzają, że obiekty spełniają wymagania wynikające z Rozporządzenia metanowego. Równolegle do standardowych obserwacji wizyjnych, ORLEN Petrobaltic przyjął dwuetapowe podejście do monitoringu. Najpierw firma stawia na pomiary jakościowe — za pomocą kamer na pojazdach ROV sprawdza wytypowane miejsca i szuka ewentualnego strumienia pęcherzyków gazu. Drugim etapem są dokładne pomiary ilościowe. W tym celu spółka wdraża nowoczesny czujnik spektroskopowy (IR), który zamontowany na pojazdach ROV pozwala badać i mierzyć stężenie metanu bezpośrednio w wodzie w czasie rzeczywistym. Przyjęta strategia pozwala nie tylko precyzyjnie spełnić rygorystyczne wymogi unijnego rozporządzenia, ale też dowodzi zaawansowanych kompetencji ORLEN Petrobaltic w zakresie podwodnego monitoringu.

Subsea asset monitoring at ORLEN Petrobaltic - EU Methane Regulation

Katarzyna Zasada-Chruścińska[*1], *Artur Wójcikowski* [2]

[1] ORLEN Petrobaltic S.A.

*e-mail: Katarzyna.Zasada-Chruscinska@orlen.pl

[2] ORLEN Petrobaltic S.A.

The entry into force of Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council on the reduction of methane emissions in the energy sector (the Methane Regulation) presented legal and technological challenges for the upstream sector. In particular, the provisions of Articles 12 and 18 obligated operators to conduct monitoring of subsea infrastructure as well as inactive, permanently plugged, and abandoned wells. When the Methane Regulation took effect, specific technologies dedicated to executing these tasks under the unique environmental conditions of the Baltic Sea had not been clearly defined. The lack of widely available measurement devices and standardized methodology recommendations created a major technical hurdle for the industry. ORLEN Petrobaltic viewed this challenge as an opportunity for development and for setting new operational standards. Leveraging extensive offshore experience, a skilled engineering team, and a specialized fleet, the company established an effective, in-house monitoring framework. Subsea inspections were carried out using advanced Remotely Operated Vehicles (ROVs) equipped with high-definition camera systems, specialized lighting, precise USBL acoustic navigation, and modern hydrographic software. The measurements verified the technical integrity of the subsea infrastructure and the wells specified in Article 18, with the results confirming that all facilities comply with the requirements of the Methane Regulation. Alongside standard visual observations, ORLEN Petrobaltic adopted a two-stage monitoring strategy where the company first conducts qualitative measurements using ROV cameras to inspect designated areas for potential gas bubble streams, followed by precise quantitative measurements using an advanced infrared (IR) spectroscopy sensor mounted on the ROVs to measure methane concentration directly in the water column in real time. This strategy ensures full compliance with the strict demands of the EU regulation while demonstrating ORLEN Petrobaltic's advanced capabilities in subsea monitoring.

Podziemne magazynowanie energii jako technologia wspierająca realizację budynków zeroemisyjnych spełniających założenia dyrektywy EPBD

Mateusz Tatys
Szkoła Doktorska AGH
Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Transformacja energetyczna oraz zaostrzanie wymagań dotyczących charakterystyki energetycznej i emisyjności budynków istotnie wpływają na kierunki rozwoju współczesnego budownictwa. Wprowadzany przez dyrektywę EPBD standard budynków zeroemisyjnych, rosnące ceny energii oraz zwiększający się udział odnawialnych źródeł energii powodują konieczność poszukiwania nowych sposobów bilansowania produkcji i zużycia energii.

Dotychczasowe działania koncentrowały się przede wszystkim na ograniczaniu zapotrzebowania energetycznego budynków poprzez poprawę parametrów przegród oraz zwiększanie efektywności systemów technicznych. Dalsze zaostrzanie wymagań rodzi jednak pytania o ekonomiczne granice takiego podejścia oraz o przyszły koszt realizacji nowych budynków.

Jednym z możliwych kierunków rozwoju jest zwiększenie zdolności budynków do magazynowania energii i przesuwania jej wykorzystania w czasie. Szczególnie interesującym rozwiązaniem może być sezonowe podziemne magazynowanie ciepła, umożliwiające wykorzystanie energii zgromadzonej w okresach jej dużej dostępności w późniejszym okresie grzewczym.

W referacie zagadnienie podziemnego magazynowania energii zostanie przedstawione w kontekście zmian legislacyjnych, rozwoju budownictwa oraz transformacji systemu energetycznego. Przedstawione zostaną również założenia koncepcji integracji sezonowego magazynu ciepła z niskoenergetycznym budynkiem.

Celem referatu jest rozpoczęcie dyskusji nad rolą sezonowego magazynowania energii w przyszłym budownictwie, w tym nad możliwością traktowania magazynowania nie tylko jako sposobu zwiększania niezależności i elastyczności energetycznej budynku, ale również jako potencjalnej alternatywy dla części działań zwiększających koszt osiągania coraz bardziej rygorystycznych standardów energetycznych.

Underground Energy Storage as a Technology Supporting the Development of Zero-Emission Buildings in Line with the EPBD Directive

Mateusz Tatys
AGH Doctoral School
AGH University of Krakow

The energy transition and increasingly stringent requirements concerning the energy performance and emissions of buildings are significantly influencing the development of modern construction. The zero-emission building standard introduced by the EPBD Directive, rising energy prices, and the growing share of renewable energy sources create a need to explore new approaches to balancing energy production and consumption.

To date, efforts have focused primarily on reducing the energy demand of buildings by improving building-envelope performance and increasing the efficiency of technical systems. However, further tightening of energy requirements raises questions about the economic limits of this approach and the future cost of constructing new buildings.

One possible direction is to increase the capacity of buildings to store energy and shift its use over time. Seasonal underground thermal energy storage may be particularly promising, as it enables energy collected during periods of high availability to be used later during the heating season.

The presentation will discuss underground energy storage in the context of legislative changes, developments in the building sector, and the transformation of the energy system. It will also present the assumptions underlying the concept of integrating seasonal thermal energy storage with a low-energy building.

The aim of the presentation is to initiate a discussion on the role of seasonal energy storage in the future of the building sector, including the possibility of considering energy storage not only as a means of increasing a building's energy independence and flexibility, but also as a potential alternative to some measures that increase the cost of meeting increasingly stringent energy-performance standards.

Analiza przepływu energii w przesyle rurociągowym wodoru oraz mieszanin gazu ziemnego z wodorem

Tomasz Włodek[1]: twlodek@agh.edu.pl, (autor korespondencyjny);
Mariusz Łaciaka, laciak@agh.edu.pl,
Szymon Kuczyńskia, skuczyns@agh.edu.pl.
[1] Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazowniczej

W odpowiedzi na globalne dążenia do dekarbonizacji oraz szybki rozwój technologii wodorowych, przesył wodoru i mieszanin wodoru z gazem ziemnym za pośrednictwem istniejącej infrastruktury rurociągowej stał się istotnym obszarem badań. W niniejszym artykule przedstawiono kompleksową analizę przesyłu energii w rurociągach transportujących czysty wodór oraz mieszaniny gazu ziemnego z wodorem, ze szczególnym uwzględnieniem warunków stałego strumienia energii oraz przepływu izowolumetrycznego. Badania w artykule obejmują systematyczną ocenę wpływu udziału wodoru na kluczowe parametry energetyczne mieszaniny jak ciepło spalania, wartość opałową lub liczbę Wobbego oraz na hydrauliczną charakterystykę transportu rurociągowego. Przedstawione wyniki wskazują, że choć udział wodoru w mieszaninie obniża gęstość energii transportowanego medium, to przy niższych udziałach w mieszaninie z gazem ziemnym (zazwyczaj poniżej 20% objętościowo) może przynieść korzystne efekty hydrauliczne, jak na przykład zmniejszenie spadków ciśnienia i poprawa charakterystyki przepływu. Przyjęte podejście analityczne uwzględnia modelowanie termodynamiczne, analizując różne udziały wodoru w mieszaninie oraz ich wpływ na przepustowość rurociągów. Istotnym elementem badań jest analiza porównawcza parametrów fizyko-chemicznych wodoru i metanu (głównego składnika gazu ziemnego) oraz przyjętych składów mieszanin. Wyniki prowadzonych analiz wskazują, że utrzymanie stałego strumienia energii może skutecznie niwelować korzyści hydrauliczne wynikające z wprowadzenia wodoru do gazu ziemnego. W referacie przedstawiono szczegółowe symulacje hydrauliczne dla różnych wariantów składu mieszanin wodoru i gazu ziemnego, porównując parametry pracy przy założeniach stałego przepływu objętościowego oraz stałego strumienia energii. Przeprowadzona analiza dostarcza cennych informacji operatorom infrastruktury oraz decydentom w rozważaniach nad możliwościami przesyłu wodoru za pomocą istniejącej infrastruktury gazowniczej.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Od danych do decyzji: Cyfrowy Bliźniak KGZ Kościan–Brońsko

dr. inż. Jacek Dudek [1]

[1] ORLEN S.A. Oddział Centralny Upstream Polska w Warszawie
*e-mail: jacek.dudek@pgnig.pl

Efektywne zarządzanie dojrzałymi aktywami gazowymi wymaga łączenia wiedzy złożowej, danych produkcyjnych oraz ograniczeń po stronie infrastruktury powierzchniowej w jeden spójny proces decyzyjny. W tradycyjnym podejściu elementy te są często analizowane niezależnie, co wydłuża czas oceny wariantów eksploatacji i utrudnia szybkie identyfikowanie możliwości optymalizacji wydobycia.

W pracy przedstawiono praktyczne wdrożenie koncepcji Cyfrowego Bliźniaka kopalni KGZ Kościan–Brońsko w zachodniej Polsce, będącej dojrzałym aktywem gazowym w portfolio ORLEN Upstream. Rozwiązanie, rozwijane we współpracy z partnerami technologicznymi, integruje dane operacyjne z modelami złożowymi, modelami odwiertów oraz sieci powierzchniowej, tworząc wspólne środowisko do analizy zachowania całego systemu produkcyjnego i wspierania decyzji operacyjnych.

Studium przypadku pokazuje, że połączenie modeli inżynierskich, danych operacyjnych oraz wiedzy interdyscyplinarnej może istotnie skrócić czas realizacji złożonych analiz oraz poprawić identyfikację ograniczeń produkcyjnych i możliwości optymalizacji. W ramach wdrożenia pilotażowego wybrane analizy, które wcześniej wymagały kilku miesięcy pracy, zostały wykonane w ciągu około dwóch tygodni. Wypracowane działania optymalizacyjne zostały następnie wdrożone na obiekcie i przełożyły się na wzrost wydobycia gazu ziemnego z analizowanych odwiertów.

W prezentacji przedstawiono również najważniejsze doświadczenia z realizacji pilotażu oraz kierunki dalszego rozwoju rozwiązań typu Digital Twin jako praktycznych narzędzi wspierających zintegrowane zarządzanie złożem, produkcją i decyzjami operacyjnymi.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

From Data to Decisions: Digital Twin of the Kościan–Brońsko Gas Asset

Jacek Dudek, PhD[*1]

[1] ORLEN S.A. Upstream Poland Central Branch in Warsaw
*e-mail: jacek.dudek@pgnig.pl

Efficient management of mature gas assets requires the integration of reservoir knowledge, production data and surface-facility constraints into a coherent decision-making process. In conventional workflows, these elements are often analysed separately, which can prolong the evaluation of production scenarios and hinder the rapid identification of production optimization opportunities.

This paper presents the practical implementation of a Digital Twin concept for the Kościan–Brońsko production system in western Poland, a mature gas asset in the ORLEN Upstream portfolio. The solution, developed in cooperation with technology partners, integrates operational data with reservoir, well and surface-network models, creating a common environment for analysing the behaviour of the entire production system and supporting engineering decisions.

The case study demonstrates that combining engineering models, operational data and multidisciplinary expertise can significantly reduce the time required for complex analyses and improve the identification of production constraints and optimization opportunities. During the pilot implementation, selected analyses that had previously required several months were completed in approximately two weeks. The resulting optimization measures were subsequently implemented in the field and led to an increase in natural gas production from the analysed wells.

The presentation also highlights the key lessons learned from the pilot implementation and outlines directions for the further development of Digital Twin solutions as practical decision-support tools for integrated reservoir, production and operational management.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Ograniczenie dopływu gazu ziemnego z czapy gazowej do odwiertu eksploatacyjnego

dr inż. Adam Pańko
ORLEN S.A. Oddział Centralny Upstream Polska
adam.panko@pgnig.pl

W celu zwiększenia wydobycia ropy naftowej, zachowania energii złożowej oraz spełnienia ograniczeń instalacji napowierzchniowej w możliwościach obróbki gazu ziemnego niezbędne jest ograniczenie dopływu gazu z czapy gazowej do nowo wierconych odwiertów eksploatacyjnych na złożu ropy naftowej BMB. Żele polimerowe należą do najczęściej stosowanych grup środków chemicznych w zabiegach odcinania dopływu wody i gazu. Żele polimerowe stosowane w tych zabiegach powinny mieć właściwości reologiczne umożliwiające ich zatłoczenie do wybranych stref formacji, a następnie utworzenie trwałej bariery o odpowiedniej wytrzymałości mechanicznej.

W celu oceny zatłaczalności cieczy zabiegowych wykonano pomiary lepkości pozornej podczas ogrzewania próbek i utrzymywania ich w temperaturze 120°C. Wytrzymałość żelu oceniano za pomocą prób ekstruzji. W tym celu przygotowane ciecze zatłaczano do odcinków rurek o długości 300 mm średnicy wewnętrznej 1,53 mm, zwiększając pod koniec zatłaczania ciśnienie do 30 bar. Następnie oba końce rurek zamknięto i umieszczano je w komorze grzewczej w temperaturze 120°C na 72 godziny, aby doprowadzić do usieciowania polimeru. Po usieciowaniu polimeru rurki podłączano do systemu AFS-300 Coreflooding System, a znajdujący się w nich żel poddawano stopniowo rosnącemu ciśnieniu za pomocą 2-procentowego roztworu KCl, tłoczonego ze stałym natężeniem przepływu 1 cm^3/min, aż do wyparcia żelu. Oceniono trzy układy żelowe dostarczone przez różnych producentów. Dwa z tych systemów polimerowych, które spełniały wymagania tj. odpowiednio niską lepkość w czasie około 16 godzin w temperaturze 120°C oraz wytrzymałość na wypchnięcie z rurek testowych nie mniejszą niż 40 bar, wybrano do zastosowania terenowego na jednym z największych w Polsce złożu ropy naftowej BMB. Przed wykonaniem zabiegu ograniczenia dopływu gazu ziemnego z czapy gazowej do odwiertu przeprowadzono szereg symulacji procesu zatłaczania, na podstawie których wyznaczono optymalną objętość systemu polimerowego wtłaczanego do wytypowanego na podstawie pomiarów geofizycznych, interwału polimerowania. Po zapuszczeniu do odwiertu zestawu zabiegowego oraz odpowiednim przygotowaniu strefy polimerowania tj. oczyszczeniu jej z osadu płuczkowego, wykonaniu zabiegu kwasowania, przemycia strefy specjalnym płynem przemywającym, wtłoczono właściwy system polimerowy. Następnie po około 72 godzinach tj. po czasie niezbędnym do usieciowania polimeru wyciągnięto cały zestaw zabiegowy oraz dowiercono odwiert do zakładanej głębokości, zapuszczono i zacementowano liner 5'' i wykonano testy produkcyjne. Proces izolacji dopływu gazu wykonano w 3 odwiertach złoża BMB zatłaczając od około 50 do 120 m^3 systemu polimerowego, uzyskując w trakcie prowadzonych testów produkcyjnych wykładnik gazowy w przedziale 200-600 m^3/t dla testu trwającego około 1 tydzień oraz 500-1000 m^3/t dla testu trwającego 1-3 miesięcy.

Wykonane zabiegi i przeprowadzone testy produkcyjne potwierdziły przydatność polimerów do ograniczenia dopływu gazu z czapy gazowej do odwiertu. Skuteczność zabiegu wymaga opracowania właściwego projektu, odpowiedniego przygotowania cieczy polimerowej oraz kontroli zabiegu. W związku z uzyskaniem znaczącej redukcji wykładnika gazowego planuje się wykonanie kolejnych zabiegów polimerowania w odwiertach eksploatacyjnych na złożu BMB.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Mitigation of Gas-Cap Gas Inflow into Production Wells Using Polymer Gel Treatments

Adam Pańko, PhD
ORLEN S.A. Oddział Centralny Upstream Polska
adam.panko@pgnig.pl

Mitigating gas inflow from the gas cap in newly drilled production wells in the BMB oil field is necessary to enhance oil recovery, conserve reservoir energy, and remain within the natural-gas processing capacity of the surface facilities. Polymer gels are widely used as chemical agents in water- and gas-shutoff treatments. For these applications, a gel system must exhibit rheological properties that enable placement within selected formation intervals and subsequent development of a durable barrier with sufficient mechanical strength.

Treatment-fluid injectability was assessed by measuring apparent viscosity while the samples were heated and maintained at 120°C. Gel strength was evaluated by extrusion testing. The prepared fluids were injected into 300-mm-long tubing sections with an internal diameter of 1.53 mm; at the end of injection, the pressure was increased to 30 bar. The tubes were sealed at both ends and maintained at 120°C for 72 h to enable polymer crosslinking. Subsequently, the tubes were connected to an AFS-300 Coreflooding System, and a 2% KCl solution was pumped at a constant flow rate of 1 cm^3/min while the pressure was progressively increased until gel displacement occurred. Three gel systems from different manufacturers were evaluated. Two systems met the selection criteria, namely sufficiently low viscosity for approximately 16 h at 120°C and a minimum gel-displacement pressure of 40 bar, and were selected for field deployment in the BMB field, one of Poland's largest oil fields. Before treatment, a series of injection simulations was conducted to determine the optimum volume of polymer system for the target interval identified from geophysical measurements. After the treatment string had been run into the well, the target interval was prepared by removing drilling-mud deposits, acidizing the formation, and flushing it with a dedicated wash fluid. The selected polymer system was then injected. After approximately 72 h, corresponding to the polymer crosslinking period, the treatment string was retrieved, the well was drilled to the planned depth, and a 5-in. liner was run and cemented before production testing. The treatment was applied in three wells in the BMB field, with approximately 50–120 m^3 of polymer system injected per well. Production tests yielded gas–oil ratios of 200–600 m^3/t over test periods of approximately one week and 500–1,000 m^3/t over periods of 1–3 months.

The field treatments and subsequent production tests demonstrated the suitability of polymer gels for mitigating gas-cap gas inflow into production wells. Successful implementation requires rigorous treatment design, appropriate preparation of the polymer fluid, and effective operational monitoring. The substantial reduction in the gas–oil ratio supports the application of further polymer treatments in production wells in the BMB field.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Weryfikacja poprawności predykcji parametrów reologicznych płynów wiertniczych ustalanych metodami uczenia maszynowego

Nikodem Słysz[1], *Rafał Wiśniowski*[i1], *Albert Złotkowski*[*1]

[1] AGH w Krakowie

*e-mail: azlot@agh.edu.pl

Uczenie maszynowe (ang. machine learning, ML) stanowi dział sztucznej inteligencji (ang. artificial intelligence, AI) zajmujący się opracowywaniem algorytmów zdolnych do automatycznego wykrywania wzorców w danych empirycznych oraz wykorzystywania tych wzorców do przewidywania wartości dla nowych, nieobserwowanych przypadków. ML opiera się na uczeniu się wzorców i zależności z danych w celu generowania przyszłych predykcji. W odróżnieniu od klasycznych modeli analitycznych, opartych na jawnie sformułowanych równaniach fizycznych lub empirycznych korelacjach, modele ML uczą się reprezentacji problemu bezpośrednio z danych, bez konieczności uprzedniego narzucenia postaci funkcyjnej opisywanej zależności. Właściwość ta sprawia, że metody uczenia maszynowego dobrze się sprawdzają w dziedzinach, w których zależności między zmiennymi są silnie nieliniowe lub trudne do uchwycenia za pomocą uproszczonych modeli fizycznych. Inżynieria płuczek wiertniczych jest jedną z takich dziedzi, w której usyskiwane parametry reologiczne poszczególnych płynów wieloskładnikowych receptur zmieniają się w sposób trudny do przewidzenia prostymi równaniami matematycznymi. W tych zagadnieniach znajduje zastosowanie ML. Jednak nadrzędnym pytaniem pozostaje prwdziwośc informacji uzyskanej w wyniku predykcji. Weryfikacja tak jest możliwa jedynie w wyniku o sprawdzenie wyników przygotowanych przez AI z rzeczywistymi pomiarami laboratoryjnymi. Publikacja przedstawia porównanie rzeczywistych wartości uzyskanych w wyniku pomiarów laboratoryjnych oraz wykorzystania ML.

D
3

Źródło finansowania badań:
16.16.190.779 – Praca powstała w ramach Subwencji Katedry KWIG na WWNIG AGH w Krakowie

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Verification of the accuracy of drilling fluid rheological parameter predictions determined using machine learning methods

Nikodem Słysz[1], *Rafał Wiśniowski*[i1], *Albert Złotkowski*[*1]

[1] AGH w Krakowie

*e-mail: azlot@agh.edu.pl

Machine learning (ML) is a branch of artificial intelligence (AI) dedicated to developing algorithms capable of automatically detecting patterns in empirical data and using those patterns to predict values for new, unseen cases. ML relies on learning patterns and relationships from data to generate future predictions. Unlike classical analytical models—which are based on explicitly formulated physical equations or empirical correlations—ML models learn problem representations directly from the data, without the need to pre-impose a functional form on the relationship being described. This characteristic makes machine learning methods well-suited for fields where the relationships between variables are highly non-linear or difficult to capture using simplified physical models. Drilling fluid engineering is one such field, where the rheological parameters of multi-component fluid formulations vary in ways that are difficult to predict using simple mathematical equations. Machine learning is applicable to these issues. However, the overarching question remains the validity of the information obtained through prediction. Such verification is possible only by comparing the AI-generated results with actual laboratory measurements. This publication presents a comparison of actual values obtained from laboratory measurements and those derived using machine learning.

Możliwości zastosowania metod sztucznej inteligencji (AI) i uczenia maszynowego w wiertnictwie.

Toczek Przemysław. Skrzypaszek Krzysztof, Kowalski Tomasz

Rozwój technologii wiertniczych coraz silniej zależy od szybkiej i wiarygodnej interpretacji danych pomiarowych - w szczególności właściwości reologicznych płuczek wiertniczych, które decydują o skuteczności oczyszczania otworu, oporach przepływu w przewodzie i przestrzeni pierścieniowej oraz o bezpieczeństwie zabiegu. W pracy przedstawiono możliwości zastosowania metod sztucznej inteligencji (AI) i uczenia maszynowego w tym obszarze na przykładzie autorskiego systemu RheoSolution.

W warstwie analitycznej system automatycznie dopasowuje do danych z wiskozymetru zestaw modeli reologicznych (m.in. Newtona, Binghama, Cassona, Ostwalda-de Waele, Herschela-Bulkleya, Vom Berga, Hahna-Eyringa i Robertsona-Stiffa) z wykorzystaniem nieliniowej optymalizacji oraz obiektywnych kryteriów informacyjnych (AIC/BIC) do wyboru modelu najlepiej opisującego daną ciecz - ograniczając subiektywność klasycznego doboru modelu i dostarczając ilościowej miary niepewności parametrów.

Drugim kierunkiem jest eksploracja rosnącej bazy danych płuczek wiertniczych: z użyciem metod statystycznych i uczenia maszynowego (analiza składowych głównych, analiza korelacji) silnik AI poszukuje powtarzalnych prawidłowości pomiędzy składem cieczy a jej zachowaniem reologicznym, wskazując zależności do dalszejweryfikacji eksperymentalnej.

Trzecim kierunkiem jest interaktywne wsparcie decyzyjne - moduł opartyna wielkich modelach językowych z analizą obrazu, pełniący rolę asystenta-eksperta, który na podstawie aktualnego stanu obliczeń formułuje interpretacje i rekomendacje w języku naturalnym.

Przedstawione podejście pokazuje, że sztuczna inteligencja w technologiach wiertniczych nie zastępuje inżyniera, lecz przyspiesza i uwiarygadnia jego decyzje - od pojedynczego pomiaru reologicznego, przez hydraulikę otworu, po odkrywanie wiedzy w zbiorczych bazach danych. Wskazano także kierunki dalszych badań, w tym budowę modeli predykcyjnych właściwości płuczek na podstawie ich składu.

Integracja danych dla zaawansowanej interpretacji struktur podpowierzchniowych z zastosowaniem AI

Grzegorz Kurzynoga (ORLEN S.A.), *Zuzanna Migda* (ORLEN S.A.), *Mateusz Zaremba* (Landmark)
*e-mail: grzegorz.kurzynoga@orlen.pl
ORLEN S.A.

Przemysł poszukiwawczo-wydobywczy od dekad inwestuje miliardy złotych w pozyskiwanie danych geologicznych i geofizycznych. Setki terabajtów danych sejsmicznych, tysiące odwiertów oraz dekady wykonywania interpretacji tych danych, stanowią jeden z najcenniejszych zasobów przedsiębiorstw z branży Oil&Gas. Mimo to, znacząca część tej wartości pozostaje niewykorzystana. Dane są rozproszone pomiędzy systemami, projektami i zespołami, przez co potencjalne szanse poszukiwawcze pozostają niezidentyfikowane, a decyzje często podejmowane są na podstawie fragmentu dostępnej wiedzy. Problemem nie jest brak danych, lecz brak możliwości wykorzystania ich pełnego potencjału.

Celem prezentacji jest przedstawienie, w jaki sposób centralizacja danych w zwirtualizowanym środowisku tworzy fundament dla nowoczesnej analityki geonaukowej i zastosowań sztucznej inteligencji. Integracja danych sejsmicznych, otworowych i interpretacyjnych w jednym środowisku pozwala organizacji przejść od izolowanych zbiorów informacji do spójnej platformy wiedzy, gotowej do wykorzystania w skali całego przedsiębiorstwa.

Na przykładzie rzeczywistych wdrożeń zrealizowanych w systemie DecisionSpace Geosciences przedstawimy, jak połączenie danych gromadzonych przez dziesięciolecia umożliwiło stworzenie nowej generacji metod interpretacji i analiz geologicznych. Opracowane rozwiązania pozwoliły między innymi na automatyczną interpretację paleokanałów z wysoką skutecznością, rozpoznawanie facji sejsmicznych w dużych wolumenach danych oraz scalanie historycznych badań sejsmicznych w jednolity, regionalny obraz geologii. Wykorzystanie zaawansowanych metod uczenia maszynowego umożliwiło analizę zakresu danych wielokrotnie przekraczającego możliwości tradycyjnej interpretacji, przy jednoczesnym zachowaniu spójności, powtarzalności i transparentności wyników. Sztuczna inteligencja nie zastępuje ekspertów, pozwala wykorzystać ich wiedzę na większą skalę, automatyzując czasochłonne zadania i koncentrując uwagę specjalistów na podejmowaniu decyzji. Kluczową wartością tych projektów nie są jednak same algorytmy, lecz możliwość wykorzystania pełnego kontekstu danych zgromadzonych przez organizację i przekształcenia go w praktyczną wiedzę wspierającą procesy biznesowe.

Przedstawione rezultaty pokazują, że największa wartość powstaje na styku wiedzy eksperckiej, danych, i zaawansowanej analityki. Centralizacja informacji umożliwia analizę większych obszarów, identyfikację zależności niedostrzegalnych w tradycyjnym podejściu oraz pełniejsze wykorzystanie potencjału ukrytego w danych zgromadzonych przez dekady działalności. Prezentacja wskazuje, że fundamentem transformacji cyfrowej nie jest sama sztuczna inteligencja, lecz odpowiednio zintegrowane i zarządzane dane. Dopiero ich integracja, uporządkowanie i udostępnienie w skali całej organizacji pozwalają przekształcić zgromadzoną wiedzę geologiczną w lepsze decyzje inwestycyjne, nowe szanse eksploracyjne i trwałą przewagę konkurencyjną.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Badania laboratoryjne wpływu właściwości mechanicznych piaskowca dewońskiego na prędkość wiercenia

Dariusz Knez[*1], *Hobokela Mwakajumba*[1]

[1] Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie
*e-mail: knez@agh.edu.pl

Optymalizacja procesu wiercenia wymaga dogłębnego zrozumienia, w jaki sposób właściwości skał wpływają na prędkość wiercenia i zużycie energii. W niniejszej pracy analizowano korelacje między właściwościami geomechanicznymi skał a wskaźnikami wiercenia w siedmiu próbkach piaskowca dewońskiego, pochodzących z Gór Świętokrzyskich w południowo-środkowej Polsce. Na podstawie pomiarów przy użyciu młotka Schmidta oszacowano: wytrzymałość na ściskanie (UCS), moduł Younga, moduł Kirchoffa, moduł Helmholtza oraz stałą Lamego. Porowatość efektywną oznaczono metodą nasyceniową. Prędkość wiercenia (ROP) mierzono przy stałym obciążeniu koronki laboratoryjnej i stałej prędkości obrotowej. Wszystkie mierzone parametry sprężyste skały wykazywały ujemną zależność korelacyjną od ROP oraz dodatnią zależność od MSE, co jest zgodne z teorią. Spośród badanych parametrów najsilniejsze korelacje z prędkością wiercenia wykazały zmierzone w warunkach laboratoryjnych wartości UCS oraz porowatości. Wyniki przemawiają za wykorzystaniem prostych badań wskaźnikowych jako podstawy do oceny wiercenia w warunkach ograniczonego wyposażenia pomiarowego.

Źródło finansowania badań:
Praca została sfinansowana przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie w ramach subwencji Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu, programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza" (IDUB) oraz program stypendialny w dziedzinie inżynierii, współfinansowany przez UNESCO/Polska (edycja 2025A) AGH.

P
1

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Laboratory Studies on the Effect of the Mechanical Properties of Devonian Sandstone on Drilling ROP

Dariusz Knez[*1], *Hobokela Mwakajumba*[1]

[1] AGH University of Krakow
* e-mail: knez@agh.edu.pl

Optimizing drilling efficiency requires a reliable understanding of how rock properties influence rate of penetration and energy consumption. This study investigates correlations between rock index properties and drilling performance metrics in seven Devonian sandstone core samples from the Holy Cross Mountains, South-Central Poland. Uniaxial compressive strength (UCS) was estimated from Schmidt hammer rebound numbers, with Young's modulus, shear modulus, bulk modulus, and Lamé's constant derived under a fixed Poisson's ratio. Porosity was determined gravimetrically using the saturation-drying method. Rate of penetration (ROP) was measured under constant weight on bit and rotational speed. All elastic stiffness parameters exhibited negative relationships with ROP and positive relationships with MSE, consistent with theory. Among the tested parameters, hammer-estimated UCS and porosity yielded the strongest correlations with drilling performance. The results support the use of simple indicator tests as a basis for evaluating drilling operations when measuring equipment is limited.

Funding

This work was funded by the AGH University of Krakow under the Subsidy, Excellence Initiative–Research University (IDUB) programme and UNESCO / Poland Co-Sponsored Fellowships Programme in Engineering (edition 2025A) and by the AGH University of Krakow / UNESCO AGH Chair (academic year 2025/2026)

Kształtowanie właściwości technologicznych płuczek wiertniczych z zastosowaniem biopolimerów oraz materiałów mikro- i nanometrycznych

Aleksandra Jamrozik
Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
e-mail: jamrozik@agh.edu.pl

Płuczki wiertnicze stanowią jeden z kluczowych elementów technologii wiercenia i w istotnym stopniu warunkują bezpieczeństwo oraz efektywność prowadzonych prac. Odpowiadają m.in. za stabilizację ścian otworu, transport zwiercin, kontrolę ciśnienia złożowego oraz ograniczanie uszkodzenia strefy przyotworowej i ochronę właściwości filtracyjnych skały zbiornikowej.

Wraz ze wzrostem stopnia skomplikowania prac wiertniczych, szczególnie prowadzonych na dużych głębokościach oraz w warunkach wysokiego ciśnienia i temperatury (HPHT), wzrastają wymagania technologiczne stawiane systemom płuczkowym. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera zastosowanie materiałów mikro- i nanometrycznych, które dzięki wysokiej powierzchni właściwej oraz specyficznym właściwościom fizykochemicznym umożliwiają efektywne kształtowanie parametrów technologicznych płuczek przy relatywnie niskich stężeniach. Materiały te mogą pełnić funkcję dodatków zarówno jednofunkcyjnych, jak i wielofunkcyjnych.

Przedstawione wyniki badań laboratoryjnych wykazały, że zastosowanie mikrobarytu w połączeniu z wybranymi biopolimerami (takimi jak karboksymetylochitozan) oraz nanomateriałami, umożliwia skuteczne kształtowanie właściwości fizykochemicznych, reologicznych i strukturalnych płuczek wiertniczych. Uzyskane rezultaty stanowią podstawę do projektowania nowoczesnych systemów płuczkowych dostosowanych do wymagających warunków geologiczno-technologicznych.

Źródło finansowania badań:
Badania współfinansowane ze środków programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza" (IDUB) dla Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie oraz z subwencji Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego dla Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie.

Tailoring Drilling Fluid Properties with Biopolymers and Micro- and Nanoscale Materials

Aleksandra Jamrozik
AGH University of Krakow, Faculty of Drilling, Oil and Gas
e-mail: jamrozik@agh.edu.pl

Drilling fluids are a critical component of drilling technology and play a vital role in ensuring the safety and efficiency of drilling operations. Their primary functions include wellbore stabilization, cuttings transport, formation pressure control, minimizing near-wellbore formation damage, and preserving the permeability and flow properties of reservoir rocks.

As drilling operations become increasingly complex, particularly those conducted at greater depths and under high-pressure/high-temperature (HPHT) conditions, the technological requirements imposed on drilling fluid systems continue to increase. In this context, the use of micro- and nanoscale materials is becoming increasingly important. Owing to their high specific surface area and distinctive physicochemical properties, these materials enable effective modification of the technological parameters of drilling fluids even at relatively low concentrations. Moreover, they may serve as either single--function or multifunctional additives.

The laboratory test results show that the use of microbarite in combination with selected functional materials, including biopolymers (such as carboxymethyl chitosan) and nanomaterials, enables effective tailoring of the physicochemical, rheological, and structural properties of drilling fluids. The obtained results provide a basis for the design of advanced drilling fluid systems adapted to demanding geological and technological conditions

Funding:
This research was partially funded by the „Excellence Initiative – Research University" 460 program (IDUB) at AGH University of Krakow and from the subsidy of the Minister of Science and 461 Higher Education for the AGH University of Kraków

Ocena wybranych korelacji stosowanych do wyznaczania przepuszczalności względnych (poster)

Jacek Blicharski[*1], *Jan Kowalski*[1]

[1] Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
*e-mail: jblich@agh.edu.pl

Przepuszczalność względna jest jednym z podstawowych parametrów opisujących przepływ wielofazowy w ośrodku porowatym. Jej laboratoryjne wyznaczenie jest jednak czasochłonne i wymaga odpowiednio przygotowanych próbek oraz kontroli warunków przepływu. Z tego względu stosowane są korelacje empiryczne umożliwiające oszacowanie przepuszczalności względnych skały na podstawie wybranych właściwości skały, płynów oraz wartości nasycenia.

Celem pracy jest ocena możliwości wykorzystania wybranych korelacji empirycznych do wyznaczania przepuszczalności względnych w układzie gaz-woda oraz określenie zakresu ich stosowalności. Analizie poddano modele różniące się stopniem złożoności oraz liczbą wymaganych parametrów wejściowych. Wyniki obliczeń porównano z dostępnymi danymi laboratoryjnymi uzyskanymi dla próbek skał o zróżnicowanych właściwościach.

Przeprowadzona analiza ma na celu określenie możliwości oraz ograniczeń stosowania korelacji empirycznych jako narzędzia do szacowania przepuszczalności względnej w przypadku ograniczonej dostępności danych laboratoryjnych. Porównanie wyników obliczeniowych z danymi eksperymentalnymi pozwala na ocenę przydatności poszczególnych metod dla ośrodków porowatych o zróżnicowanych właściwościach.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Assessment of Selected Correlations Used to Determine Relative Permeability

Jacek Blicharski[*1], *Jan Kowalski*[1]

[1] AGH University of Krakow, Faculty of Drilling, Oil, and Gas
*e-mail: jblich@agh.edu.pl

Relative permeability is one of the fundamental parameters used to describe multiphase flow in porous media. However, its laboratory determination is time-consuming and requires properly prepared core samples as well as controlled flow conditions. For this reason, empirical correlations are used to estimate rock relative permeability based on selected rock and fluid properties and saturation values.

The aim of this study is to assess the applicability of selected empirical correlations for determining relative permeability in gas–water systems and to identify their range of applicability. The analysis includes models differing in their level of complexity and in the number of required input parameters. The calculated results are compared with available laboratory data obtained for rock samples with different petrophysical properties.

The analysis is intended to identify the capabilities and limitations of empirical correlations as tools for estimating relative permeability when laboratory data are limited. Comparison of calculated and experimental results enables the applicability of individual methods to porous media with different properties to be assessed.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Wyzwania stawiane systemowi edukacji w sektorze wiertnictwa i górnictwa otworowego

Albert Złotkowski[*1]

[1] AGH w Krakowie
*e-mail: azlot@agh.edu.pl

Ciągłość funkcjonowania branży wiertniczej oraz sektora górnictwa otworowego nierozłącznie związane jest z zastępowalnością pokoleniową kadry, posiadającej kierunkowe wykształcenie. Funkcjonowanie zakładów wymaga zatrudnienia specjalistów posiadających odpowiednie kwalifikacje, już od najniższego szczebla zatrudnienia. Kompetencje te nabywane są w jednostkach oświatowych, które we współpracy z partnerami branżowymi, przygotowują przyszłych operatorów maszyn, brygadzistów i inżynierów do pracy zawodowej. Konsekwencją doprowadzenia do rozerwania ciągłości łańcucha wykształcenia kolejnych pokoleń prowadzi do ryzyka bezpowrotnego utracenia zdolności wykonywania danej profesji. Zagrożenie to również dotyczy sektora poszukiwawczego i górnictwa otworowego. W referacie przedstawiono aktualne realia działania, trudności, zmiany i wyzwania stojące przed polskim szkolnictwem zawodowym oraz akademickim, kształcącym przyszłych specjalistów w profesji kluczowej dla sektora energetycznego kraju.

Źródło finansowania badań:
16.16.190.779 – Praca powstała w ramach Subwencji Katedry KWIG na WWNIG AGH w Krakowie

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Challenges facing the education system in the drilling and borehole mining sectoro

Albert Złotkowski[*1]

[1] AGH w Krakowie
*e-mail: azlot@agh.edu.pl

The continued operation of the drilling and borehole mining sectors is inextricably linked to the generational renewal of a workforce with specialized education. Operations require the employment of suitably qualified specialists at all levels, starting from entry-level positions. These competencies are acquired at educational institutions that, in collaboration with industry partners, prepare future machine operators, foremen, and engineers for professional practice. Breaking the continuity of training for successive generations risks the irreversible loss of the ability to practice the profession. This threat also extends to the exploration and borehole mining sectors. The paper outlines the current operational realities, difficulties, changes, and challenges facing Polish vocational and academic education systems as they train future specialists for a profession that is crucial to the country's energy sector.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Wyzwania technologiczne i środowiskowe monitoringu podziemnego składowania CO_2 i magazynowania wodoru

Barbara Uliasz-Misiak, Joanna Lewandowska-Śmierzchalska

Transformacja energetyczna i dążenie do neutralności klimatycznej sprzyjają rozwojowi technologii geologicznego składowania CO_2 oraz podziemnego magazynowania wodoru. Ich bezpieczne wdrażanie wymaga skutecznego monitoringu struktur geologicznych i infrastruktury. W pracy przedstawiono główne wyzwania technologiczne i środowiskowe związane z monitoringiem tych obiektów, obejmujące migrację gazów, nieszczelności odwiertów, zmiany parametrów złożowych, oddziaływania geochemiczne oraz sejsmiczność indukowaną. Omówiono także wybrane metody monitoringu geologicznego, geofizycznego i środowiskowego, takie jak sejsmika 4D, monitoring geochemiczny, pomiary ciśnienia i temperatury, systemy światłowodowe oraz obserwacje satelitarne. Podkreślono znaczenie zintegrowanych systemów monitoringu dla ograniczania ryzyka i zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji.

Relative Contribution Of Gas Well Production Testing And Adjacent Landfill Emissions To Local Atmospheric Methane Enhancements

Jarosław Nęcki, Jakub Bartyzel, Łukasz Łukańko, Monika Kadzikiewicz-Schoeneich, Jacek Adamiak

Methane emission measurements were carried out during production testing of gas well in south-eastern Poland. The well pad was located in the immediate vicinity of an active municipal waste landfill, creating a multi-source methane environment in which emissions from the production test installation and the landfill affected the same local atmospheric domain. The main objective of this study was to quantify methane emissions associated with gas well production testing and to compare them with methane emissions from the adjacent landfill.

The measurement strategy combined source-level screening, mobile ground-based methane surveys, continuous stationary monitoring, UAV-based plume transects, mass-balance calculations, local dispersion modelling and flare combustion efficiency assessment. Methane emissions from the production test installation originated mainly from incomplete methane oxidation in the flare. The average flare combustion efficiency, determined using two independent methods, was 99.81 ± 0.12%. The total methane release from incomplete flare combustion was estimated at 78 ± 45 kg CH_4. Fugitive emissions from the test equipment were much smaller and amounted to approximately 0.82 kg CH_4 during the production test. Therefore, the total methane emission associated with the well test was approximately 80 kg CH_4.

In contrast, UAV-based mass-balance measurements indicated that the adjacent landfill emitted methane at rates ranging from approximately 2 to 13 kg CH_4 h^{-1}. Over the period corresponding to the production test, the landfill emission was estimated at approximately 1150 kg CH_4. The landfill therefore emitted about 14 times more methane than the production test installation and accounted for approximately 93.5% of the combined methane release from both sources.

This case study demonstrates that nearby non-energy methane sources can dominate local atmospheric methane enhancements and complicate top-down attribution of emissions from oil and gas infrastructure. The results underline the need to combine source-level surveys, UAV-based plume measurements, mass-balance calculations and meteorological interpretation when methane emissions are assessed in complex multi-source environments.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Geotermia niskotemperaturowa i wody geotermalne w stanie nadkrytycznym

Aneta Sapińska-Śliwa[1], *Tomasz Śliwa**[1]

[1] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
*e-mail: sliwa@agh.edu.pl

W referacie przedstawiono dwa rodzaje geotermii reprezentujące odmienne zakresy temperatur zasobów. W części klasyfikacji stosowanych w literaturze międzynarodowej do geotermii niskotemperaturowej zalicza się systemy, w których temperatura wód wydobywanych na powierzchnię nie przekracza 150°C. Natomiast w podziale prezentowanym przez PIG-PIB, uwzględniającym również geotermię średniotemperaturową, górną granicę zakresu niskotemperaturowego stanowi 30°C. Zasoby te charakteryzują się znacznym potencjałem energetycznym, a możliwości ich wykorzystania omówiono na przykładzie wybranych koncepcji technicznych.

Drugą grupę stanowią systemy geotermalne wykorzystujące zasoby o temperaturze przekraczającej 150°C. Jednym z kierunków rozwoju technologii wysokotemperaturowych jest pozyskiwanie energii z płynów znajdujących się w stanie nadkrytycznym. W przypadku czystej wody stan ten występuje po przekroczeniu temperatury krytycznej wynoszącej około 374°C oraz ciśnienia krytycznego około 22,06 MPa. Entalpia właściwa wody w pobliżu punktu krytycznego wynosi około 2100 kJ/kg.

Możliwości udostępniania zasobów wysokotemperaturowych wiążą się między innymi z rozwojem wspomaganych systemów geotermalnych EGS (ang. *Enhanced Geothermal Systems*). W systemach tych ciepło pozyskuje się ze skał o niewystarczającej naturalnej przepuszczalności lub zawartości płynów, poprzez zwiększenie ich przepuszczalności oraz wymuszenie przepływu zatłaczanego nośnika ciepła. Rozwiązania te mogą obejmować głębokie wiercenia w podłożu krystalicznym i zabiegi szczelinowania, przy czym osiągnięcie warunków nadkrytycznych dotyczy jedynie części rozwijanych koncepcji EGS.

Perspektywiczną technologią udostępniania głęboko zalegających zasobów jest wiercenie z wykorzystaniem fal milimetrowych. Metoda ta, rozwijana na podstawie badań prowadzonych w Massachusetts Institute of Technology (MIT), została już poddana próbom terenowym. Jej zastosowanie do wykonywania głębokich otworów geotermalnych wymaga jednak dalszego rozwoju i weryfikacji w warunkach operacyjnych.

Źródło finansowania badań:
Praca powstała w wyniku realizacji badań, finansowanych z subwencji Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego na działalność naukową, prowadzonych w Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, w jednostce Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii

P
7

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Low-Temperature Geothermal Energy and Supercritical Geothermal Waters

Aneta Sapińska-Śliwa[1], *Tomasz Śliwa**[1]

[1] AGH University of Krakow,
*e-mail: sliwa@agh.edu.pl

This paper presents two types of geothermal energy systems representing distinct resource temperature ranges. In some classifications used in the international literature, low-temperature geothermal systems are defined as those in which the temperature of water produced at the surface does not exceed 150°C. In contrast, the classification presented by the Polish Geological Institute–National Research Institute (PIG-PIB), which also distinguishes medium-temperature geothermal systems, sets the upper limit for the low-temperature category at 30°C. These resources have considerable energy potential, and opportunities for their utilization are discussed through selected technical concepts.

The second group comprises geothermal systems that exploit resources at temperatures exceeding 150°C. One direction in the development of high-temperature technologies involves recovering energy from supercritical fluids. For pure water, the supercritical state occurs when both the critical temperature of approximately 374°C and the critical pressure of approximately 22.06 MPa are exceeded. The specific enthalpy of water near the critical point is approximately 2100 kJ/kg.

Accessing high-temperature resources is linked, among other developments,

to advances in enhanced geothermal systems (EGS). These systems recover heat from rocks with insufficient natural permeability or fluid content by increasing their permeability and inducing the circulation of an injected heat-transfer fluid. Such approaches may involve deep drilling into crystalline basement rocks and fracturing treatments, although supercritical conditions are targeted only in some of the EGS concepts under development.

Millimeter-wave drilling is a promising technology for accessing deep geothermal resources. Developed on the basis of research conducted at the Massachusetts Institute

of Technology (MIT), this method has already undergone field testing. However, its application to deep geothermal well drilling requires further development and validation under operational conditions.

Funding

This work was carried out as part of research funded through a subsidy from the Ministry of Science and Higher Education for scientific activities conducted at the Faculty of Drilling, Oil and Gas of the AGH University of Science and Technology, within the Department of Drilling and Geoengineering.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Poprawa chłonności geotermalnych skał zbiornikowych w strefie przyodwiertowej

Aneta Sapińska-Śliwa[1], *Tomasz Śliwa**[1]

[1] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
*e-mail: sliwa@agh.edu.pl

Rosnące znaczenie geotermii w sektorze odnawialnych źródeł energii wynika zarówno z postępu technologicznego w zakresie wykorzystania ciepła wnętrza Ziemi, jak i z potrzeby ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Rozwój ten obejmuje technologie eksploatacji wód termalnych oraz pozyskiwania ciepła zakumulowanego w skałach za pomocą otworowych wymienników ciepła (OWC).

W artykule omówiono uwarunkowania i wyzwania technologiczne związane z zatłaczaniem schłodzonych wód termalnych do skał zbiornikowych za pośrednictwem otworów chłonnych. Szczególną uwagę poświęcono procesom kolmatacji strefy przyotworowej oraz wybranym zabiegom stosowanym w celu poprawy chłonności. Podkreślono konieczność dostosowania sposobu postępowania do warunków geologicznych poziomu zbiornikowego, konstrukcji otworów oraz charakterystyki instalacji powierzchniowej.

Wskazano znaczenie szczegółowej charakterystyki fizykochemicznej wód termalnych i oceny możliwości wytrącania wtórnych faz mineralnych. Uwzględniono również potrzebę opracowania indywidualnego programu monitorowania wybranych parametrów fizycznych i chemicznych wody oraz parametrów eksploatacyjnych instalacji. Przedstawione zagadnienia dotyczą przede wszystkim wykorzystania wód termalnych w ciepłownictwie.

Źródło finansowania badań:
Praca powstała w wyniku realizacji badań, finansowanych z subwencji Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego na działalność naukową, prowadzonych w Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, w jednostce Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii

P 8

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Improving the Injectivity of Geothermal Reservoir Rocks in the Near-Wellbore Zone

Aneta Sapińska-Śliwa[1], *Tomasz Śliwa**[1]

[1] AGH University of Krakow,
*e-mail: sliwa@agh.edu.pl

The growing importance of geothermal energy in the renewable energy sector stems from both technological advances in harnessing heat from the Earth's interior and the need to reduce greenhouse gas emissions. These advances encompass technologies for extracting thermal waters and recovering heat stored in rocks using borehole heat exchangers (BHEs).

This paper discusses the conditions and technological challenges associated with reinjecting cooled thermal waters into reservoir formations through injection wells. Particular attention is given to clogging processes in the near-wellbore zone and selected treatments used to improve injectivity. The need to adapt these procedures to the geological conditions of the reservoir, well design, and the characteristics of surface facilities is emphasized.

The importance of detailed physicochemical characterization of thermal waters and assessment of the potential for secondary mineral precipitation is highlighted. The paper also addresses the need to develop a site-specific monitoring programme covering selected physical and chemical water parameters, as well as the operating parameters of the geothermal installation. The issues discussed primarily concern the use of thermal waters for heating purposes.

Funding

This work was carried out as part of research funded through a subsidy from the Ministry of Science and Higher Education for scientific activities conducted at the Faculty of Drilling, Oil and Gas of the AGH University of Science and Technology, within the Department of Drilling and Geoengineering.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Cementy samonaprawiające się — rozwiązanie wspierające poprawę integralności otworów wiertniczych

Aleksandra Jamrozik[*1], *Grzegorz Malata*[2], *Rafał Wiśniowski*[1]

[1] Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
*e-mail: jamrozik@agh.edu.pl

[2] Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,
Wydział Inżynierii Materiałowej i Ceramiki

Zapewnienie długoterminowej integralności otworów naftowych, gazowych, geotermalnych oraz otworów iniekcyjnych przeznaczonych do geologicznego składowania CO_2 stanowi jedno z kluczowych wyzwań współczesnej inżynierii otworowej. W warunkach długotrwałej eksploatacji, stwardniałe zaczyny uszczelniające podlegają zmiennym obciążeniom mechanicznym i termicznym oraz oddziaływaniu agresywnych mediów, co może prowadzić do rozwoju mikropęknięć, wzrostu przepuszczalności, a w konsekwencji do utraty izolacji międzystrefowej.

O skuteczności zachowania integralności otworów wiertniczych decyduje nie tylko prawidłowe zaprojektowanie i wykonanie zabiegu cementowania otworu wiertniczego, ale również właściwości fizykomechaniczne, mikrostrukturalne i skład fazowy zastosowanego zaczynu cementowego. Konwencjonalne materiały cementowe, nie zawierające nanodomieszek, wykazują niską odporność na uszkodzenia mechaniczne. Ponadto nie wykazują zdolności do autonomicznej regeneracji mikropęknięć. Dlatego coraz większego znaczenia nabiera projektowanie zaczynów cementowych modyfikowanych dodatkami i nanomateriałami, umożliwiającymi kształtowanie ich właściwości mikrostrukturalnych.

W pracy przedstawiono wyniki badań właściwości mikrostrukturalnych, porowatości oraz składu fazowego 9-letnich stwardniałych zaczynów cementowych domieszkowanych tlenkiem grafenu. Uzyskane wyniki wykazały, że zastosowanie tlenku grafenu prowadzi do zagęszczenia mikrostruktury matrycy cementowej oraz korzystnej reorganizacji struktury porowej, obejmującej ograniczenie udziału porów kapilarnych. Ponadto nawet po dziewięciu latach sezonowania stwierdzono wtórne wypełnianie mikropęknięć produktami hydratacji oraz ograniczenie głębokości karbonatyzacji matrycy cementowej. Zaczyny z dodatkiem GO wykazują zatem potencjał do projektowania trwałych barier cementowych, zdolnych do częściowej regeneracji powstających uszkodzeń i mogą stanowić rozwiązanie wspierające poprawę integralności otworów wiertniczych.

Źródło finansowania badań:
Badania współfinansowane ze środków programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza" (IDUB) dla Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie oraz z subwencji Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego dla Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie.

P 9

Self-Healing Cement Systems—A Solution for Enhancing Well Integrity

Aleksandra Jamrozik[*1], *Grzegorz Malata*[2], *Rafał Wiśniowski*[1]

[1] AGH University of Krakow, Faculty of Drilling, Oil and Gas
*e-mail: jamrozik@agh.edu.pl
[2] AGH University of Krakow, Faculty of Materials Science and Ceramics

Ensuring the long-term integrity of oil, gas, and geothermal wells, as well as injection wells intended for geological CO_2 storage, remains one of the major challenges in modern well engineering. During long-term well operation, the cement sheath is exposed to variable mechanical and thermal loads as well as aggressive formation fluids, which may lead to the development of microcracks, increased permeability, and ultimately the loss of zonal isolation.

Long-term well integrity depends not only on the proper design and execution of the cementing operation, but also on the physical, mechanical, and microstructural properties, as well as the phase composition, of the cement system used. Conventional cement systems exhibit limited resistance to mechanical damage, while their capacity for autonomous healing of newly formed microcracks remains low. Consequently, increasing attention is being directed toward the development of cement slurries modified with functional additives and nanomaterials to tailor the microstructural properties of the resulting set cement.

This study investigates the microstructural properties, porosity, and phase composition of set cement specimens modified with graphene oxide (GO) following nine years of curing. The findings demonstrate that the incorporation of GO promotes densification of the cement matrix and beneficial reorganization of the pore structure, including a reduction in the proportion of capillary pores. Moreover, even after nine years, secondary infilling of microcracks with hydration products was observed, together with a reduced carbonation depth within the cement matrix. These findings indicate that GO-modified cement system have the potential to form durable cement barriers capable of partial self-healing, thereby offering a promising approach to enhancing long-term well integrity.

Funding

This research was partially funded by the „Excellence Initiative – Research University" 460 program (IDUB) at AGH University of Krakow and from the subsidy of the Minister of Science and 461 Higher Education for the AGH University of Kraków

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Transport mieszanin gazu ziemnego z wodorem w rurociągach: wyzwania w zakresie bezpieczeństwa i dyspersja podczas awaryjnych uwolnień gazu

Szymon Kuczyński[1], *Paweł Bielka*[2], *Stanisław Nagy*[1]

[1] Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazowniczej

[2] Szkoła Doktorska AGH

Autor korespondencyjny: szymon.kuczynski@agh.edu.pl

Domieszkowanie wodoru do istniejących sieci gazu ziemnego wymaga oceny wpływu zmian właściwości fizykochemicznych transportowanego gazu na przebieg awaryjnych uwolnień oraz zasięg powstających stref niebezpiecznych. W pracy przeanalizowano nieustalony przebieg wypływu gazu z gazociągu DN200 dla trzech składów: metanu, mieszaniny metanu z wodorem zawierającej 10% obj. H_2 oraz 100% wodoru. Rozpatrzono wariantowe scenariusze uszkodzenia gazociągu, które poddano analizie z wykorzystaniem oprogramowania DNV Phast. Scenariusze obejmowały automatyczne odcięcie gazociągu w przypadku wystąpienia nieszczelności oraz symulację dyspersji uwolnionego gazu w atmosferze przy małej prędkości wiatru. Strefy zagrożenia wyznaczono dla stężeń odpowiadających dolnej granicy wybuchowości (LEL) oraz 50% wartości LEL. Uzyskane wyniki wykazały, że 10% obj. udział wodoru w mieszaninie z metanem jedynie nieznacznie wpływa na nieustalony przebieg zmian ciśnienia oraz strumień masowy uwalnianego gazu. Bardziej zauważalny wpływ wzrostu udziału wodoru stwierdzono w odniesieniu do procesu dyspersji gazu w atmosferze. Wyniki wskazują jednak, że w analizowanych warunkach umiarkowany udział wodoru w mieszaninie z metanem nie powoduje istotnego zwiększenia poziomego zasięgu strefy wybuchowej. Należy przy tym uwzględnić specyficzne właściwości wodoru, w szczególności jego szeroki zakres palności oraz niską energię zapłonu, które pozostają istotnymi czynnikami z punktu widzenia bezpieczeństwa eksploatacji infrastruktury gazowej. Przeprowadzone analizy wskazują, że 10% udział wodoru w gazie ziemnym nie prowadzi do istotnego zwiększenia zagrożeń związanych z analizowanymi scenariuszami uwolnienia i dyspersji gazu. Bezpieczna eksploatacja gazociągów transportujących mieszaniny gazu ziemnego z wodorem wymaga jednak skutecznej i szybkiej detekcji nieszczelności, sprawnego odcinania uszkodzonych odcinków, zapewnienia odpowiedniej wentylacji oraz ciągłego monitorowania integralności technicznej infrastruktury przesyłowej.

P
10

Hydrogen Blending in Natural Gas Pipelines: Safety Challenges and Dispersion of Accidental Releases

Szymon Kuczyński[1], *Paweł Bielka*[2], *Stanisław Nagy*[1]

[1] AGH University of Krakow,
Faculty of Drilling, Oil and Gas, Department of Natural Gas Engineering
[2] AGH Doctoral School
Correspondence: szymon.kuczynski@agh.edu.pl

The injection of hydrogen into existing natural gas networks requires a careful assessment of how changes in gas properties affect accidental releases and the resulting flammable zones. This study investigates the transient behavior of gas leakage from a DN200 pipeline for three different compositions: methane, a methane/hydrogen blend containing 10 vol.% H2, and pure hydrogen. Pipeline failure scenarios include variant breaches which were analyzed using DNV Phast. The scenario included automatic pipeline isolation and atmospheric dispersion under low wind conditions. Hazard zones were evaluated using concentrations corresponding to the lower explosive limit (LEL) and 50% of the LEL. The results demonstrated that addition of 10% hydrogen to methane only slightly modifies the transient pressure and mass release characteristics. Hydrogen concentration increase in mixture had a more visible influence on gas dispersion. The results showed that a moderate hydrogen admixture does not substantially increase the horizontal flammable footprint under the investigated conditions. Nevertheless, hydrogen specific properties, particularly its broad flammability range and low ignition energy, remain important for safety management. The results indicate that moderate hydrogen blending does not substantially increase the analyzed leak and dispersion hazards, although safe operation still depends on rapid leak detection, effective isolation, adequate ventilation, and continuous pipeline integrity monitoring.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Bariery wdrożeniowe dla rozwoju technologii CCS w Polsce

Stanisław Nagy
AGH Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu,
email: stanislaw.nagy@agh.edu.pl

Nowelizacja Prawa geologicznego i górniczego z 16 czerwca 2023 r. oraz zmiana przepisów lokalizacyjnych z 8 czerwca 2026 r. rozszerzyły możliwości rozwoju geologicznego składowania dwutlenku węgla w Polsce. Istnienie ram prawnych nie przesądza jednak o wykonalności technicznej ani o możliwości finansowania inwestycji. Celem referatu jest rozróżnienie luk regulacyjnych od barier w stosowaniu obowiązujących przepisów oraz wskazanie ich znaczenia dla rozpoznania struktur i przygotowania całego łańcucha CCS. Analiza obejmuje Prawo geologiczne i górnicze, Prawo energetyczne, akty wykonawcze oraz wymagania techniczne dotyczące składowania CO_2.

Przepisy określają zasady funkcjonowania sieci transportowej CO_2, dostęp do niej, zabezpieczenia finansowe, monitoring oraz przekazanie odpowiedzialności za składowisko. Rozporządzenie Ministra Środowiska z 30 października 2015 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla (Dz.U. 2015, poz. 2144) zawarta jest zasada ustalania wysokości obu zabezpieczeń. Oceny wymagają zatem adekwatności tej metody do ryzyka projektu, przewidywalności obciążeń oraz dostępności i kosztów instrumentów zabezpieczających. Wymagania te mogą ograniczać finansowanie, a w określonych warunkach uniemożliwić realizację inwestycji. Odrębne problemy dotyczą kwalifikacji powierzchniowych badań sejsmicznych na potrzeby CCS, etapowania rozpoznania oraz powiązania modelowanego oddziaływania ciśnieniowego z monitoringiem, prawami innych użytkowników górotworu i odpowiedzialnością. Dostępność transportu i składowania wymaga ponadto uzgodnienia parametrów strumienia CO_2, warunków świadczenia usług i harmonogramów inwestycyjnych. Warianty morskie i transgraniczne wymagają oceny właściwych zobowiązań międzynarodowych dla konkretnej lokalizacji i trasy transportu. Referat pokazuje potrzebę przeprowadzenia oceny barier na poziomie referencyjnego projektu, zamiast przypisywania wszystkim trudnościom charakteru luk prawnych.

P
11

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Implementation Barriers and Challenges for CCS Development in Poland

Stanisław Nagy
AGH, Faculty of Drilling, Oil and Gas,
email: stanislaw.nagy@agh.edu.pl

The amendment to the Geological and Mining Law of 16 June 2023 and the amendment to the siting regulations of 8 June 2026 broadened the opportunities for developing geological carbon dioxide storage in Poland. However, the existence of a legal framework does not in itself ensure technical feasibility or access to project financing. This paper aims to distinguish regulatory gaps from barriers to the application of existing legislation and to identify their implications for the geological characterisation of potential storage structures and the development of the entire carbon capture and storage (CCS) chain. The analysis covers the Geological and Mining Law, the Energy Law, implementing regulations and technical requirements for CO_2 storage.

The legislation establishes provisions governing the operation of and access to CO_2 transport networks, financial safeguards, monitoring and the transfer of responsibility for storage sites. The Regulation of the Minister of the Environment of 30 October 2015 on financial security and the securing of funds in connection with underground carbon dioxide storage (Journal of Laws 2015, item 2144) specifies how the amounts of both safeguards are to be determined. Assessment is therefore needed of the adequacy of this method in relation to project risks, the predictability of financial obligations, and the availability and cost of instruments used to provide the required security. These requirements may constrain financing and, under certain conditions, prevent project implementation. Separate issues concern the legal classification of surface seismic surveys for CCS, phased geological characterisation, and the links between modelled pressure impacts, monitoring, the rights of other subsurface users and liability. The availability of transport and storage services also requires agreement on CO_2 stream specifications, service terms and investment schedules. Offshore and cross-border options require an assessment of the applicable international obligations for the specific location and transport route. The paper demonstrates the need to assess barriers at the level of a reference project, rather than treating all difficulties as legal gaps.

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Główne aspekty projektowania otworowych wymienników ciepła

Tomasz Śliwa[*1], *Aneta Sapińska-Śliwa*[1], *Tomasz Kowalski*[1]

[1] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii,
Laboratorium Geoenergetyki,
*e-mail: sliwa@agh.edu.pl

Projektowanie otworowych wymienników ciepła w systemach płytkiej geotermii to skomplikowany, wielokryterialny proces inżynieryjny. Odpowiednie zaprojektowanie, a w kolejnej fazie wykonanie wymienników otworowych na ma celu zapewnienie wysokiej efektywności i stabilności pracy instalacji grzewczej bądź grzewczo-chłodniczej z pompą ciepła przez zakładany okres eksploatacji. Efektywność dolnego źródła ciepła zależy w sposób bezpośredni od określenia właściwości termofizycznych górotworu i skorelowania ich z zapotrzebowaniem budynku na energię cieplną (czy też chłodniczą). Kluczowym punktem wyjścia każdego projektu jest szczegółowa analiza warunków geologicznych i hydrogeologicznych. Parametry takie jak efektywna przewodność cieplna skał i gruntów, ich objętościowa pojemność cieplna, a także występowanie warstw wodonośnych, a co za tym idzie prędkość przepływu wód podziemnych decydują o zdolności transportu ciepła w ośrodku skalnym.

W przypadku inwestycji o większej mocy standardem powinno być wykonanie testu reakcji termicznej (TRT), który pozwala w warunkach *in situ* zweryfikować efektywną przewodność cieplną oraz opór termiczny otworowego wymiennika ciepła. W celu odpowiedniego zaprojektowania należy podjąć szereg kluczowych decyzji dotyczących geometrii i konstrukcji pola wymienników. Obejmuje to dobór głębokości otworów wiertniczych, ich całkowitej liczby oraz wzajemnego rozstawu czy też konstrukcji wymiennika otworowego. Zachowanie odpowiedniej odległości między otworami jest bardzo ważne, gdyż zapobiega nadmiernej interferencji termicznej i powstawaniu zjawiska wychładzania (bądź w przypadku instalacji chłodniczych wygrzewania) górotworu. Istotny jest również sam wybór typu konstrukcji (pojedyncza lub podwójna U-rurka, bądź wymiennik współosiowy), materiału rur, nośnika ciepła czy też wypełniania otworu. Nowoczesne projektowanie opiera się na zaawansowanym modelowaniu numerycznym (z wykorzystaniem oprogramowania branżowego), co pozwala na symulację zachowania pola otworów w perspektywie wieloletniej. Błędy popełnione na etapie projektowym, takie jak niedowymiarowanie długości wymiennika lub nieuwzględnienie wzajemnego oddziaływania otworów, prowadzą do stopniowego przemrażania górotworu, znacznego spadku efektywności pompy ciepła, a w skrajnych przypadkach do trwałego uszkodzenia instalacji.

Źródło finansowania badań:
Praca powstała w wyniku realizacji badań, finansowanych z subwencji Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego na działalność naukową, prowadzonych w Katedrze Wiertnictwa i Geoinżynierii na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademii Górniczo Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie.

P
12

XV POLSKI KONGRES
NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW
GEOTECHNOLOGY AND ENERGY
AGH 2026

ENERGIA JUTRA, DROGI PRZYSZŁOŚCI

Main aspects of designing borehole heat exchangers

Tomasz Śliwa[*1], *Aneta Sapińska-Śliwa*[1], *Tomasz Kowalski*[1]

[1] AGH University of Krakow,
Faculty of Drilling, Oil and Gas, Department of Drilling and Geoengineering,
Geoenergetics Lab,
*e-mail: sliwa@agh.edu.pl

Designing borehole heat exchangers for shallow geothermal systems is a complex, multi-criteria engineering process. Proper design and subsequent construction aim to ensure the high efficiency and operational stability of the heat pump-based heating or heating-and-cooling system throughout its intended service life. The efficiency of the ground heat source depends directly on determining the thermophysical properties of the geological formation and correlating them with the building's thermal energy (or cooling) demand. A detailed analysis of geological and hydrogeological conditions serves as the crucial starting point for every project. Parameters such as the effective thermal conductivity and volumetric heat capacity of the rock and soil, as well as the presence of aquifers—and the resulting groundwater flow velocity—determine the heat transport capacity within the geological medium.

For higher-capacity projects, conducting a Thermal Response Test (TRT) should be standard practice; this allows for the *in situ* verification of the effective thermal conductivity and thermal resistance of the borehole heat exchanger. Proper design requires making a series of key decisions regarding the geometry and layout of the exchanger field. This includes determining the borehole depth, the total number of boreholes, their spacing, and the specific design of the borehole heat exchanger itself. Maintaining the proper distance between boreholes is crucial, as it prevents excessive thermal interference and the phenomenon of ground over-cooling (or over-heating, in the case of cooling systems). The choice of design—such as a single or double U-tube or a coaxial heat exchanger—as well as the selection of pipe materials, heat transfer fluids, and borehole grouting materials, is also significant. Modern design relies on advanced numerical modeling (using industry-standard software), enabling the simulation of the borehole field's behavior over the long term. Errors made at the design stage—such as undersizing the heat exchanger length or failing to account for the mutual interaction between boreholes—lead to the gradual freezing of the ground, a significant drop in heat pump efficiency, and, in extreme cases, permanent damage to the system.

Funding

This work is the result of research funded by a grant from the Ministry of Science and Higher Education for scientific activities, conducted at the Department of Drilling and Geoengineering in the Faculty of Drilling, Oil, and Gas at the AGH University of Krakow.

Wpływ gazu poduszkowego na procesy transportu i mieszania gazów w podziemnych magazynach gazu ziemnego i wodoru

Dr. Karol Dąbrowski, Dr. inż. Łukasz Klimkowski, Prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy

Transformacja energetyczna oraz dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii powodują wzrost zainteresowania podziemnym magazynowaniem gazu ziemnego oraz wodoru. Rozważane są możliwości zastąpienia poduszki gazowej gazami alternatywnymi, jak azot lub dwutlenek węgla, co poza obniżeniem kosztu poduszki gazowej może wpływać na efektywność pracy magazynu oraz jakość odbieranego gazu.

Jednym z kluczowych zagadnień determinujących efektywność eksploatacji magazynów porowych jest mieszanie gazu roboczego z poduszką gazową. Proces ten wpływa na czystość odbieranego gazu, współczynnik odzysku oraz ekonomikę funkcjonowania magazynu. W referacie przedstawiono wyniki badań eksperymentalnych dotyczących transportu i mieszania gazów w ośrodkach porowatych przeznaczonych do podziemnego magazynowania gazu ziemnego i wodoru.

Badania przeprowadzono z wykorzystaniem stanowiska typu coreflooding wyposażonego w spektroskopię Ramana oraz skaner rentgenowski, umożliwiające wyznaczenie współczynników dyspersji dla układów gazowych CH_4-CO_2 oraz H_2-CH_4/CO_2/N_2. Uzyskane wyniki, w połączeniu z modelowaniem numerycznym, wykorzystano do oceny wpływu różnych poduszek gazowych (CO_2, CH_4 oraz N_2) na rozwój strefy mieszania podczas zatłaczania i odbioru wodoru.

Wyniki badań wykazały istotne różnice pomiędzy procesami zachodzącymi podczas cyklu zatłaczania i odbioru gazu. Stwierdzono, że rodzaj poduszki gazowej ma kluczowe znaczenie dla rozwoju strefy mieszania oraz efektywności magazynowania. Największe wartości współczynników dyspersji i największy stopień mieszania obserwowano dla układów wykorzystujących dwutlenek węgla jako poduszkę gazową, natomiast najmniejsze dla azotu. Przeprowadzone symulacje strefy przyodwiertowej wykazały, że zastosowanie azotu jako poduszki gazowej prowadzi do ograniczenia strefy mieszania oraz uzyskania najwyższego współczynnika odzysku wodoru, podczas gdy wykorzystanie CO2 powoduje największe straty związane z mieszaniem gazów.

Przeprowadzona analiza wskazuje, że laboratoryjnie wyznaczone współczynniki dyspersji mogą stanowić podstawę do projektowania i optymalizacji podziemnych magazynów gazu ziemnego i wodoru. Szczególnie istotny jest właściwy dobór poduszki gazowej, która wpływa zarówno na wielkość strefy mieszania, jak i końcowy współczynnik odzysku wodoru. Wyniki badań mogą znaleźć zastosowanie w projektowaniu przyszłych podziemnych magazynów energii opartych na strukturach porowych oraz w rozwoju technologii magazynowania wodoru oraz gazu ziemnego.

Słowa kluczowe: podziemne magazynowanie wodoru, podziemne magazyny gazu, dyspersja, mieszanie gazów, poduszka gazowa, transport w ośrodkach porowatych.



SITPNiG®

Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa SITPNiG realizuje:

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

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

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

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

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

ORLEN

Z ENERGIĄ
DLA POLSKI

3,7 mld m³
GAZU ZIEMNEGO



WYDOBYLIŚMY Z KRAJOWYCH
ZŁÓŻ W 2025 ROKU