



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

**Streszczenia
referatów**

**Book
of abstracts**

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

Patronat honorowy:



Partnerzy:



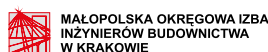
Partner branżowy:

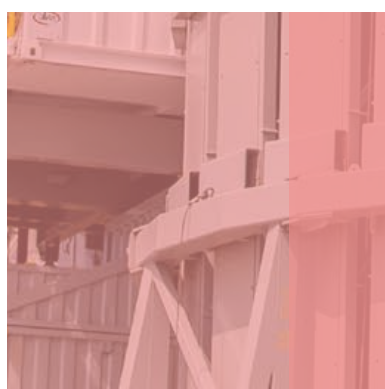


Patronat
medialny:



Partner
srebrny:





PONAD **70** LAT
MIĘDZYNARODOWEGO
DOŚWIADCZENIA
W PRZEMYŚLE
NAFTOWYM

www.exalo.pl



Proklimatyczne Transformacje

Proclimatic Transformations

Streszczenia referatów

Book of abstracts

Bóbrka - Krosno, 2022

Zespół redakcyjny:

Jan Lubaś, Janusz Pudło,
Jolanta Likus, Dominika Bernaś

Skład:

Konrad Korona

Wydawca:

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów
i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
ul. Łukasiewicza 1/110, 31-429 Kraków
tel. 12 421 32 47, e-mail: sitpnig@sitpnig.pl
www.sitpnig.pl

Druk:

Drukarnia Aplus, tel. 500 158 314

Patronat

Piotr Dziadzio – Podsekretarz Stanu, Główny Geolog Kraju, Pełnomocnik Rządu ds. Polityki Surowcowej Państwa

Honorowy Komitet Organizacyjny

Rafał Wiśniowski – Prezes SITPNIG, Prof., Prorektor AGH
Józef Węgrecki – Wiceprezes Zarządu PKN ORLEN SA
Jarosław Wróbel – Wiceprezes Zarządu LOTOS S.A
Tomasz Stępień – Prezes Zarządu OGP GAZ-SYSTEM SA

Honorowy Komitet Naukowy

Jerzy Lis – Rektor AGH,
Jacek Jaworski – Dyrektor INiG-PIB,
Mariusz Łaciak – Dziekan WWNiG AGH, Prof.
Jacek Matyszkiewicz – Dziekan WGGiOŚ AGH, Prof.

Komitet wykonawczy

Bogusława Gutowska – Wiceprezes SITPNIG
Jan Artymiuk – Wiceprezes SITPNG
Paweł Stańczak – Członek Zarządu SITPNG
Janusz Pudło – Sekretarz generalny SITPNiG
Krzysztof Knap – Skarbnik SITPNiG
Dominika Bernaś – Sekretarz Kongresu

Komitet programowy

Jan Lubaś – Wiceprezes SITPNiG, Prof. INiG-PIB, (Przewodniczący)
Krzysztof Potera – Dyrektor OGE PGNiG SA
Robert Perkowski – Prezes Zarządu IGG
Jan Biedroń – Grupa LOTOS SA
Wiesław Bujakowski – Prof. IGSMiE PAN
Ewa Kukulska-Zajac – INiG-PIB
Krystian Liszka – Dyrektor Oddziału GAZ-SYSTEM SA
Stanisław Nagy – Prof., AGH
Andrzej Osiadacz – Prof., Politechnika Warszawska
Jerzy Stopa – Prof., AGH

Spis treści / Contents

Lp.	Autorzy	Tytuł referatu	Str.
SESJA PLENARNA			
1P	Piotr Dziadzio	Strategia Rządu RP w zakresie wielosektorowej transformacji energetycznej.	9
SESJA HISTORYCZNA			
1H	Stanisław Szafran	Ignacy Łukasiewicz i jego dzieło – refleksje w 200-lecie urodzin i 140 rocznicę śmierci twórcy polskiego przemysłu naftowego. <i>Ignacy Łukasiewicz and his opus - reflections on the 200th birthday and 140th anniversary of the death of the founder of the Polish oil industry.</i>	13
2H	Barbara Olejarz	Dziedzictwo Ignacego Łukasiewicza w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce. <i>Ignacy Łukasiewicz's heritage at the Oil and Gas Industry Museum in Bóbrka.</i>	15
SESJA GEOLOGII NAFTOWEJ I GEOSEKWESTRACJI			
1G	Michał Stefaniuk, Henryk Sechman, Anna Sowizdżał	Założenia i uwarunkowania transformacji energetycznej w Polsce z uwzględnieniem roli paliw węglowodorowych. <i>Assumptions and conditions for the energy system transformation in Poland with taking into account the role of hydrocarbon fuels.</i>	17
2G	Wojciech Górecki, Jadwiga Jarzyna	Towarzystwo Geosynoptyków GEOS w służbie nauki i przemysłu poszukiwań węglowodorów oraz ekologicznych źródeł energii. <i>Geosynoptics Society GEOS at the service of science and industry for hydrocarbon prospecting and ecologic energy sources.</i>	19
3G	Irena Matyasik, Arkadiusz Drozd, Adam Kozłowski, Krzysztof Sowizdżał, Karol Spunda, Tomasz Słoczyński	Integracja działań interpretacyjnych w rekonstrukcji karpackiego systemu naftowego. <i>Integration of interpretation activities to reconstruct the Carpathian petroleum system.</i>	21
4G	Anna Łaba-Biel, Andrzej Urbaniec, Anna Kwietniak	Odtworzenie paleośrodowiska sedymentacji i historii tektonicznej kredowych formacji węglanowo-klastycznych z obszaru przedgórza Karpat w oparciu o wysokorozdzielczy obraz sejsmiczny 3D. <i>Paleoenvironment reconstruction of sedimentation and tectonic history of Cretaceous mixed carbonate-siliciclastic deposits from the Carpathian Foreland based on high-resolution 3D seismic image.</i>	23
5G	Wojciech Górecki	Filozofia poszukiwań naftowych. <i>Philosophy of petroleum exploration.</i>	25
6G	Krzysztof Pieniądz, Adam Cygał, Piotr Misiaczek, Michał Martuś, Leszek Smolarski, Sylwia Łabaj	Metodyka przetwarzania trawersów regionalnych w rejonie polskich Karpat Wschodnich. Analiza przypadku w ciągu; granica ze Słowacją-Zapadlisko Przedkarpacie. <i>Methodology of processing regional traverses from the Polish Eastern Carpathians region. The Case Study of the single seismic line stretched from Slovak border into the Fore-Carpathian Basin direction.</i>	27
7G	Tomasz Maćkowski, Michał Stefaniuk, Piotr Hadro, Adam Cygał, Artur Łapinkiewicz, Justyna Sowińska - Botor, Aurelia Zajac	Obrazowanie struktur karpackich w świetle eksperymentalnego przetwarzania danych geofizycznych. <i>Imaging of Carpathian structures in the light of experimental processing of geophysical data.</i>	29
8G	Dariusz Więclaw, Krzysztof J. Jurek, Elżbieta Bilkiewicz	Potencjał generowania ropy i gazu wybranych skał macierzystych Karpat zewnętrznych w oparciu o badania pirolizy wodnej. <i>Oil and gas generation potential of selected source rocks of the Outer Carpathians: hydrous pyrolysis approach.</i>	31
9G	Jacek Dudek, Krzysztof Pietrzyk, Grzegorz Paliborek, Piotr Wójcik	Projektowanie procesu intensyfikacji wydobywania ropy naftowej ze złoża BMB z wykorzystaniem zintegrowanego systemu zarządzania złożem i metod sztucznej inteligencji. <i>The design of the improved oil recovery process in BMB field using the integrated reservoir management system and artificial intelligence methods.</i>	33
10G	Marek Czupski, Piotr Kasza, Mariusz Szczepny, Duda Jacek	Technologia selektywnego kwasowania dla złóż ropno-gazowych usytuowanych w utworach dolomitu głównego. <i>Selective acidizing technology for oil and gas fields located in the Main Dolomite.</i>	35
11G	Helena Cygnar	Realizacja projektów CCS – geneza powstania Zielonej Księgi. <i>Implementation of CCS projects – the origin of the Green Paper.</i>	37

12G	Łukasz Klimkowski, Stanisław Nagy, Jarosław Polit, Krzysztof Potera	Aspekty technologiczne procesu geologicznego magazynowania CO₂ zintegrowane z eksploatacją złóż gazu ziemnego Żuchłów. <i>Technological aspects of the geological sequestration of CO₂ integrated with the gas production from the Żuchłów mature gas field.</i>	39
13G	J. Lewandowska-Śmierzchalska, S. Nagy, K. Polański, B. Uliasz-Misiak, R. Matuła	Ocena ryzyka składowania CO₂ w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego. <i>Risk assessment of geological CO₂ storage in partially depleted natural gas reservoir.</i>	41
14G	Jarosław Tyburcy	Monitoring i zabezpieczenia finansowe – wyzwania projektów CCS. <i>Monitoring and financial security – the challenges of CCS projects.</i>	43
15G	Sylwester Izdebski, Chrystian Mazur, Marcin Rzepka, Łukasz Kut	Cementowanie otworów przeznaczonych do geologicznej sekwestracji CO₂ <i>Cementation of the holes intended for geological CO₂ sequestration.</i>	45
SESJA ENERGII ODNAWIALNEJ			
1E	Maciej Miecznik, Beata Kępińska Helga Tulinius, Gunnar Þorgilsson, Kjartan Marteinnsson	Polsko-islandzka współpraca w zakresie modelowania zbiorników geotermalnych. <i>Polish-Icelandic cooperation in the field of modeling geothermal reservoirs.</i>	47
2E	L. Pająk, M. Miecznik, A. Kasztelewicz, W. Bujakowski, O. Halás, T. Medgyes, B. Pétursson, K. Midttømme, K. Pierzchała, J.R. Guðmundsson	Wpływ parametrów opisujących odbiorcę energii na efektywność wykorzystania energii geotermalnej w sieciach grzewczych. <i>Influence of parameters describing a user of Energy on the efficiency of geothermal energy use in a district heating system.</i>	49
3E	Wiesław Bujakowski, Bogusław Bielec, Miecznik Maciej, Aleksandra Kasztelewicz, Leszek Pająk	Wybrane przykłady rekonstrukcji otworów geotermalnych w Polsce. <i>Selected examples of geothermal borehole reconstructions in Poland.</i>	51
4E	Barbara Tomaszewska, Nalan Kabay, Alper Baba, Marek Bryjak, Wiesław Bujakowski, Beata Kępińska, Gulden Gokcen Akkurt, Magdalena Tyszer, Mentari Mukti, Aleksandra Kasztelewicz, Hatice Eser Ökten, M. Kamil Meriç	Innowacyjne rozwiązania w zakresie pozyskania wody i energii geotermalnej dla rolnictwa. <i>Innovative solutions in the field of obtaining water and geothermal energy for agriculture.</i>	53
5E	Tomasz Śliwa, Aneta Sapińska-Śliwa, Piotr Dziadzio, Andrzej Gonet, Marian Wolan	Konstrukcje głębokich otworowych wymienników ciepła – analiza na przykładzie otworu Sękowa GT-1. <i>Constructions of deep borehole heat exchangers – analysis on the example of the Sękowa GT-1 well.</i>	55
6E	Anna Sowizdżał, Paweł Gładysz, Anna Chmielowska, Trond Andresen, Maciej Miecznik, Bjørn S. Frengstad	W poszukiwaniu innowacyjnych i przyjaznych środowisku rozwiązań energetycznych - systemy geotermalne CO₂ – EGS. <i>Toward Innovative and nvironmentally Friendly Energy Solutions CO₂-EGS geothermal systems.</i>	57
7E	Michał Stefaniuk, Wojciech Luboń, Grzegorz Pełka	Porównawcza analiza oddziaływania na środowisko użytkowania podstawowych źródeł energii. <i>Comparative analysis of the environmental impact of using basic energy sources.</i>	59
8E	Tomasz Śliwa	Grawitacyjne otworowe magazyny energii – potencjał na przykładzie złoża Przemyśl. <i>Gravity borehole energy storage – potential on the example of the Przemyśl field.</i>	61
9E	Aneta Sapińska-Śliwa, Józef Kaczmarek, Jacek Kurpik, Tomasz Śliwa	Geotermia w Uniejowie – ponad 20 lat wkładu w rozwój miasta oraz 10 lat pierwszego uzdrowiska termalnego w Polsce. <i>Geothermal energy in Uniejów - over 20 years of contribution to the development of the town and 10 years of the first thermal spa in Poland.</i>	63
10E	Artur Wójcikowski	Elektroliza wodoru na obszarach morskich. <i>Hydrogen electrolysis on offshore conditions.</i>	65
11E	Przemysław Kubaszewski	Monitorowanie składu paliwa do turbin gazowych przy współpalaniu wodoru i gazu ziemnego za pomocą procesowego spektrometru Ramana. <i>Monitoring the composition of gas turbine fuel in the co-firing of hydrogen and natural gas by process Raman spectrometer.</i>	67

12E	Jerzy Stopa, Stanisław Nagy	Rola magazynowania energii w transformacji energetycznej. <i>The role of energy storage in the energy transition proces.</i>	69
13E	Rafał Mrzygłód, Jerzy Stopa	Magazynowanie energii w kawernach solnych: stan obecny i potencjał. <i>Energy storage in salt caverns: current state and potential.</i>	71
14E	Anna Szóstakiewicz	Wodorowy zawrót głowy - czyli jakie znaczenie będzie miała wiedza dla budowy gospodarki wodorowej. <i>Hydrogen vertigo – How important will knowledge be for building a hydrogen economy?</i>	73
SESJA PETROCHEMICZNA			
1R	J. Węgrecki, G. Józwiak, A. Kamiński	Gospodarka o obiegu zamkniętym a wodór i paliwa syntetyczne w rafinerii. <i>Circular economy and hydrogen and synthetic fuels in a refinery.</i>	75
2R	Wojciech Krasodomski, Beata Altkorn	Stabilność i kompatybilność rop naftowych - Analiza porównawcza metod oceny. <i>Crude Oil Stability and Compatibility - Comparative Analysis of Assessment Methods.</i>	77
3R	Wojciech Krasodomski, Stefan Ptak, Piotr Stemporski, Janusz Rogula, Michał Czerep, Halina Pawlak-Kruczek	Dekontaminacja toksycznych frakcji gazowych podczas procesu automatycznego czyszczenia wielkogabarytowych zbiorników ropy naftowej. <i>Decontamination of toxic gaseous fractions during the automatic cleaning process of large-size crude oil tanks.</i>	79
4R	Xymena Badura, Katarzyna Styszko	Fouling w instalacjach rafineryjnych: weryfikacja w testach symulacyjnych. <i>Fouling in Refining Installations: Verification by Simulation Tests.</i>	81
5R	Katarzyna Wojtowicz, Teresa Steliga, Piotr Jakubowicz, Dorota Kluk	Ocena efektywności procesów bioremediacyjnych terenów dołów urobkowych skażonych substancjami ropopochodnymi. <i>Assessment of the effectiveness of bioremediation processes in the areas of mining pits contaminated with petroleum substances.</i>	83
SESJA GAZOWNICZA			
1GZ	Rafał Kowalski	Obniżanie emisji metanu z sieci gazowych z wykorzystaniem programu LDAR. <i>Reduction of methane emission from natural gas pipeline networks with the usage of the LDAR program.</i>	85
2GZ	Aneta Korda-Burza, Jadwiga Holewa-Rataj	Pomiary emisji metanu oraz wyznaczanie współczynników emisji dla stacji pomiarowych. <i>Methane emission measurements and determination of emission factors for measuring stations.</i>	87
3GZ	Jadwiga Holewa-Rataj, Ewa Kukulska-Zajac	Strategia metanowa wyzwaniem dla sektora nafty i gazu. <i>The methane strategy as a challenge for the oil and gas sector.</i>	89
4GZ	Maciej Chaczykowski, Łukasz Kotynski, Andrzej Osiadacz	Określanie akumulacyjności systemu gazowniczego na potrzeby magazynowania energii chemicznej. <i>Determination of gas pipeline system linepack for chemical energy storage.</i>	91
5GZ	Andrzej Osiadacz, Maciej Chaczykowski, Łukasz Kotyński	Zarządzanie systemem gazowniczym w warunkach zasilania z instalacji power-to-gas. <i>Managing the gas networks with power-to-gas sources entering gas grid infra-structures.</i>	93
6GZ	Mirosław Janowski	Analiza ekonomiczna budowy stacji regazyfikacji LNG na Podhalu. <i>Economic analysis of the construction of an LNG regasification station in Podhale.</i>	95
7GZ	S. Nagy, Ł. Klimkowski, M. Assadi	Koncepcje magazynowania gazu ziemnego z jednoczesną sekwestracją CO₂ w warstwach wodonośnych. <i>Natural gas storage concepts with simultaneous sequestration of CO₂ in aquifers.</i>	97
8GZ	Karol Dąbrowski, Rafał Smulski, Michał Zajac, Szymon Kuczyński, Mohammad Nooraiepour, Helge Hellevang, Stanisław Nagy	Wykorzystanie techniki 'microfluidic' w inżynierii naftowej. <i>The use of the 'microfluidic' technique in petroleum engineering.</i>	99



O organizatorze

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego

SITP NiG jest kontynuatorem polskich, naftowych organizacji technicznych działających od drugiej połowy XIX wieku na ziemiach polskich, zarówno w okresie zaborów, jak i w latach II Rzeczypospolitej (1918-1939). Na przestrzeni lat nazwa i charakter Stowarzyszenia uległy wielu zmianom, w wyniku czego od 1981 r. Nazwa została zmieniona na: Stowarzyszenie Naukowe Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

SITP NiG jest dobrowolnym, społecznym i niezależnym zrzeszeniem inżynierów i techników pracujących w przemyśle naftowym i gazowniczym a także ochronie środowiska i ekonomii.

SITP NiG to stowarzyszenie posiadające ponad 4000 członków w 15 miastach z siedzibą Zarządu Głównego w Krakowie. Jest współzałożycielem Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce. SITP NiG poprzez swoje wydawnictwa oraz organizowane konferencje, sympozja i szkolenia, wspiera rozpowszechnianie wiedzy i najnowocześniejszych osiągnięć technicznych. Ułatwia rozwijanie kontaktów i współpracy między firmami, dążąc jednocześnie do integracji środowiska naftowców, gazowników i rafinerów. SITP NiG wspiera innowacyjność oraz młodzież w dążeniu swojego rozwoju.

Organizowany przez SITP NiG 13 Kongres Naftowców i Gazowników odbywa się w dwusetną rocznicę urodzin Ignacego Łukasiewicza, w roku którego decyzją Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej jest on jednym z patronów.

Biuro Zarządu Głównego

ul. Łukasiewicza 1/110, 31-429 Kraków, Polska
Tel. +48 (12) 421 3247
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl
www.sitpnig.pl

About the Organizer

Scientific Association of the Oil and Gas Industry Engineers and Technicians SAOGIET

SAOGIET is a continuator of Polish oil technical organizations acting since the second half of 19 century, both in the period of partition, and in the years of the Second Republic of Poland (1918-1939). Over the years, the name and the character of the Association have undergone a number of changes, and as the result in 1981 the name was changed into: Scientific Association of the Oil and Gas Industry Engineers and Technicians.

SAOGIET is a voluntary, self-governing association of engineers and technicians working in oil and gas industry as well as environmental protection and economics industry; Independent in its internal organization and charter activity, SAOGIET is the society with membership of over 4000 members in 15 towns. SAOGIET has its headquarter in Kraków. SAOGIET is a co-founder of the Ignacy Łukasiewicz Memorial Museum of Oil Industry at Bóbrka. SAOGIET, through its publications and organized conferences, symposia and trainings, supports the dissemination of knowledge and state-of-the-art technical achievements. It facilitates the development of contacts and cooperation between companies, while aiming to integrate the background of professionals of oil, gas and refinery industry. SAOGIET supports innovation and young people in the pursuit of their development.

The address of the Headquarter of SAOGIET

Łukasiewicza 1/110 Str., 31-429 Kraków, Poland
Tel. +48 (12) 421 3247
sitpnig@sitpnig.pl
www.sitpnig.pl



Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa SITP NiG realizuje:

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

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

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

Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa SITP NiG
ul. Łukasiewicza 1/B-307,
31-429 Kraków

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



Strategia Rządu RP w zakresie wielosektorowej transformacji energetycznej

Piotr Dziadzio

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

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

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

Dotychczas UE była uzależniona od importu węglowodorów z Rosji. Wg Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) w minionym 2021 roku kraje UE kupiły łącznie nawet 155 mld m³ gazu ziemnego od Rosji za ponad 27 mld euro, co stanowiło 45% skonsumowanego w ubiegłym roku gazu w UE. Również w ubiegłym roku co czwarta baryłka ropy naftowej w UE, pochodziła z Rosji, tj. ok. 2,3 mln baryłek ropy i 1.2 mln produktów ropopochodnych, na łączną kwotę ok 50 mld euro. Tylko od początku wojny w Ukrainie, UE zapłaciła Rosji przynajmniej 53 mld euro za węglowodory, w tym ponad 30 mld za gaz i ponad 21 mld za ropę¹.

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

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

Napięcia geopolityczne wymuszają na rządach i przemyśle przyspieszenie działań na rzecz transformacji energetycznej. Polska zaprzestała już importu węgla z Rosji, a koniec importu rosyjskie-

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

go gazu stał się faktem 27 kwietnia, poprzez zaprzestanie przez stronę rosyjską dostarczania tego paliwa, niezależnie od planów jakie miał Rząd Polski, czyli do końca 2022 r. W przypadku Polski możliwość takich decyzji wynika z konsekwentnie prowadzonych działań na rzecz dywersyfikacji dostaw. Realizowane od lat inwestycje w infrastrukturę strategiczną pozwalają na zaspokojenie rynku całkowicie bez importu tego surowca z Rosji. Uruchomienie jesienią tego roku gazociągu Baltic Pipe oraz rozbudowa portu LNG w Świnoujściu to tylko dwa spośród przedsięwzięć, które umożliwią zaspokojenie polskiego zapotrzebowania na błękitne paliwo w całości z kierunków innych niż rosyjski. Rozbudowywane są także moce interkonektorów, tj. połączeń gazociągowych z systemami krajów sąsiednich np. Słowacją i Litwą, ten ostatni rozpoczął swoją działalność 1 maja tego roku.

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

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

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

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

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

Wojna w Ukrainie doprowadziła już do zwrotów politycznych uznawanych wcześniej za niemożliwe. Może się ona też przyczynić do przyspieszenia dekarbonizacji, m.in. przez wysokie ceny uprawnień CO₂ w systemie EU ETS. To wymusza równocześnie aktywność w obszarze wychwytu i skła-

dowania CO₂. Przy utrzymaniu systemu ETS, nawet przy niższych cenach emisji CO₂ niż obecnie, szczególnie Polska będzie nadal narażona na wysokie koszty, nie tylko energetyki, ale i przemysłu ciężkiego czy ciepłownictwa. Z tego też względu koordynowane przez MKiŚ są projekty wychwytu i składowania dwutlenku węgla (tzw. CCSU) na obszarach morskich i lądowych. Jest to nowy obszar koniecznych działań gospodarczych, w których poprzez realizację powyższych projektów, Polska może zdobyć duże kompetencje.

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

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

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



Ignacy Łukasiewicz i jego dzieło – refleksje w 200-lecie urodzin i 140 rocznicę śmierci twórcy polskiego przemysłu naftowego

Stanisław Szafran

H
1

Historia ostatnich dwóch wieków współczesnego świata zapisała zdarzenia wyznaczające zarówno wyjątkowe znaki czasu, ale również przełomowe w rozwoju cywilizacji ludzkiej: przełomy wieków i tysiącleci, burzliwe zmiany sytuacji politycznej oraz rewolucyjne postępy w rozwoju naukowo-technicznym i gospodarczym. Zdarzenia te wpłynęły na szybkie przemiany we wszystkich sferach egzystencjalnych człowieka, a znamienym wyrazem tego była i jest powszechna technicyzacja, której stosowanie i rozwój pociąga za sobą wzrastające zapotrzebowanie na energię, a co się z tym wiąże – masowe i wciąż wzrastające zużycie surowców energetycznych, szczególnie tych, które choć były znane ludziom od niepamiętnych lat, to dopiero w połowie XIX w. weszły przebojem do powszechnego użytku, a później nazwane zostały „surowcami XX i XXI w.” tj. ropy naftowej i gazu ziemnego.

O wielkim znaczeniu ropy naftowej w rozwoju cywilizacyjnym współczesnego świata zadecydowało odkrycie dokonane przez Ignacego Łukasiewicza wspólnie z Janem Zehem, sposobu przeróbki ropy, dającej w wyniku liczne produkty, z których wówczas najważniejszym była nafta świetlna.

Ignacy Łukasiewicz – polski farmaceuta z prowincjonalnej Galicji był tym wynalazcą, który znalazł „galicyjską metodę” pozyskania z „oleju skalnego”, nazwanego później ropą naftową, tego dobrego i taniego paliwa oświetleniowego, a lampy naftowe jego pomysłu stały się powszechnym rodzajem oświetlenia w tamtych czasach, umożliwiającym milionom ludzi, przy ich blasku – pracę i zdobywanie wiedzy. Z jego pomysłów zastosowanych w praktyce i wielu doświadczeń w rozwijaniu przemysłu naftowego korzystały następne pokolenia. Chociaż wkrótce po śmierci o jego postaci i dokonaniach zapomniano, to jednak po prawie pół wieku wrócił z otchłani niepamięci i został wyniesiony na pomniki.

Wynalazca łączył w sobie wiele wyjątkowych cech charakteru – twórca, konstruktor, przemysłowiec, społecznik, działacz patriotyczny, filantrop i in. Żył i tworzył w czasie, gdy przez świat kroczyła rewolucja przemysłowa z „matką wszystkich wynalazków” – maszyną parową na czele, a w świadomości narodowej Polaków tkwiła nieodparta potrzeba odzyskania niepodległości Ojczyzny rozdartej przez zaborców. W elitach Polaków tamtych czasów spletały się wielowątkowe nurty walki o egzystencję narodu, o jego rozwój intelektualny i ekonomiczny oraz odzyskania niepodległego państwa. Wszystko to odbijało się w życiorysach żyjących wówczas Polaków, w tym i w biografii Ignacego Łukasiewicza, który w toczących się wówczas procesach historycznych aktywnie uczestniczył, a nawet był „nie tylko sterem dla swego pokolenia, ale i pochodnią dla następnych”. Mimo wielu opracowań biograficznych poświęconych postaci twórcy polskiego przemysłu naftowego, niewielu uświadamia sobie istotę jego dokonań życiowych. Ale w powszechnej świadomości znalazł swoje trwałe miejsce jako „obywatel kochający, a wierny syn Ojczyzny i człowiek w ogólności”, a przede wszystkim jako twórca przemysłu naftowego – kluczowego przemysłu dla współczesnej cywilizacji.

Czas i nieszczęśliwe koleje historii zacierają pamięć o ludziach, którzy tworzyli podwaliny współczesnej cywilizacji, wykoślawiają ich drogi życia, pomniejszają zasługi w tworzonych dziełach. O Ignacym Łukasiewiczu wielu wypowiedziało dziękczynne słowa za jego życiowe dzieła m.in.: A. Gorayski: „...temu też prostemu człowiekowi danem było zostać twórcą wielkiego wynalazku oświetlenia naftowego. ...oddajmy w tym krótkim wspomnieniu hołd Mężowi, który jako obywatel »i przemysłowiec zdobył sobie w kraju pamięć niezatartą«”; T. Merunowicz: „... Zasłużył on na to, ażeby cały naród zaliczył Jego imię do rzędu najlepszych, najszlachetniejszych synów swoich”. W 200-lecie urodzin i 140 rocznicę śmierci twórcy polskiego przemysłu naftowego dodać można jeszcze słowa B. Radziszewskiego: „Czcic mężów znakomitych, zasłużonych około rozwoju umiejętności jest zaszczytnym obowiązkiem tych, którzy z ich spuścizny duchowej korzystają”.



Ignacy Łukasiewicz and his opus - reflections on the 200th birthday and 140th anniversary of the death of the founder of the Polish oil industry

Stanisław Szafran

The history of the last two centuries of the present world, signed up events that marked both the unique signs of the times, as well as breakthroughs in the development of human civilization: the turn of the centuries and millennia, turbulent changes in the political situation and revolutionary advancements in scientific, technical and economic development.

These events had an impact on quick transformations in all areas of human existence, and a significant expression of this was the widespread technicization, which use and expansion caused higher energy demand, which involved mass and ever increasing consumption of energy resources, in particular those which, although they were known to people for ages, came into common use only in the mid-nineteenth century, and were later called the raw materials of the XX and XXI century: crude oil and natural gas.

About the enormous importance of crude oil in the development of the present world's civilization was a discovery, made together with Jan Zeh, of the methods of processing crude oil, which resulted in numerous products, the most important of which at that time was light kerosene.

Ignacy Łukasiewicz – Polish pharmacist from provincial Galicia, was an inventor, who discovered the „*Galician method*” to gain this good and cheap lighting fuel from rock oil (later named crude oil), and the kerosene lamps of his idea, which became a common type of lighting at that time, enabling millions of people, with their glow - to work and acquire knowledge.

From his ideas, used in practice, next generations benefited greatly. After his death, he and his achievements were forgotten, however, after almost half a century, he returned from oblivion and was elevated to monuments. The inventor combined many unique character traits, interests and professions - he was a creator, constructor, industrialist, social activist, patriotic activist, philanthropist and more. He lived and worked, while the industrial revolution was taking place in the world, led by the steam engine - „*the mother of all inventions*”. At that time, in the national consciousness of Poles was the desire to regain independence torn by the partitioning powers. All of this was reflected in the biographies of Poles who lived through those times, including the biography of Ignacy Łukasiewicz, who actively participated in the historical processes that were taking place, and was even referred to as „*not only a helm for his generation, but also a torch for others*”.

Despite many biographical studies devoted to the figure of the creator of the Polish oil industry, few realize the essence of his life achievements. But he has found his permanent place in the common consciousness as a „*loving citizen, faithful son of the Motherland and a man in general*”, and, above all, as the creator of the oil industry - the key industry for the modern civilization.

Time and turbulent trails of history blur the memory of people, who laid the foundations of modern civilization, distorting the paths of their lives and damaging the merits of the works they create.

Many people spoke thankfully of Ignacy Łukasiewicz and his life's works, including: A. Gorayski: „... it was also given to this simple man to become the creator of the great invention of petroleum lighting. ... In this short recollection let us pay tribute to the Husband who, as a citizen »and industrialist, has acquired an indelible memory in the country«”; T. Merunowicz: „... He deserved that the whole nation should include his name among the best and noblest sons of theirs”. On the 200th anniversary of the birth and 140th anniversary of the death of the founder of the Polish oil industry, a quote from B. Radziszewski can be brought up: „*To honor outstanding men, distinguished in the development of skills, is an honorable duty of those who make use of their spiritual legacy*”.



Dziedzictwo Ignacego Łukasiewicza w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce

Barbara Olejarz

Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce

H
2

Muzeum z natury swojej i z definicji jest powołane do tego, by chronić dziedzictwo, a zarazem przystosowywać je do prezentacji. W Bóbrce nigdy nie toczyły się dyskusje nad tym, czy ma to sens. Ocalenie miejsca, obiektów, pamięci o pionierach przemysłu naftowego, szczególnie o Ignacym Łukasiewiczu, zawsze było oczywiste. Wartość dziedzictwa nie była podważana przez decydentów i niemal wszyscy interesariusze byli zgodni, co do historycznej wartości tego miejsca.

Podkreślenie dokonań twórcy przemysłu naftowego w naturalnym kontekście XIX w. kopalni (z którą był związany blisko trzydzieści lat) jest jednym z ważniejszych celów, jakie realizuje dzisiejsze muzeum. Równie istotna jest ochrona samej kopalni, która jest obiektem o znaczeniu krajowym i co ostatnio jest bardzo mocno podkreślane - międzynarodowym. Jest dobrem o olbrzymich wartościach historycznych i naukowych. Infrastruktura kopalni wraz z czynnymi wyrobiskami górniczymi stanowi obiekt niezwykle i niepowtarzalny. Kiedy powstała w 1854 r. była jednym z pierwszych na świecie miejsc, gdzie wydobywano ropę naftową. Jeżeli weźmiemy pod uwagę przemysłową formę eksploatacji oraz przetwórstwa oleju skalnego to kopalnia w Bóbrce jawi się, jako pierwsze na świecie przedsiębiorstwo naftowe. Po wieloletnich kwerendach i poszukiwaniach podobnych miejsc, możemy dodać z dużym prawdopodobieństwem, iż obecnie XIX w. kopalnia w Bóbrce jest też najstarszą na świecie działającą kopalnią ropy naftowej. Ewenementem na skalę światową jest zachowanie w tym miejscu ciągłości wydobywania ropy naftowej i to na skale przemysłową!

Kopalnia w Bóbrce stanowiła platformę doświadczeń dla kształtującego się przemysłu naftowego. Przez wiele lat bobrańska placówka szczyciła się opinią najlepiej funkcjonującej i najnowocześniejszej w branży. To tutaj narodził się przemysł naftowy, tutaj też kształtowały się pierwsze kadry specjalistów naftowych.

Oprócz znaczenia gospodarczego, kopalnia odegrała niepospolitą rolę społeczną. Jej wpływ na funkcjonowanie okolicznej ludności był przeogromny, być może dzięki szacunkowi dla Ignacego Łukasiewicza, a wręcz pewnemu kultowi w postrzeganiu kopalni, udało się zachować XIX w., oryginalną formę przedsiębiorstwa naftowego.

Od 1961 r. obszar XIX w. kopalni jest chroniony poprzez funkcjonujące na tym terenie Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza.

Dodatkowo, od 1991 r. ok. 22 ha zabytkowego terenu wraz z czynnymi szybami, a także z infrastrukturą w postaci m.in. budynków: kuźni, warsztatu, kotłowni czy kieratów zostało objęte wpisem do rejestru zabytków. W 2018 r. XIX w. kopalnia w Bóbrce uzyskała status Pomnika Historii, który został nadany w wyniku specjalnego rozporządzenia Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej. Tytuł ten przyznawany jest jedynie zabytkom o szczególnej wartości historycznej i naukowej oraz mającym duże znaczenie dla dziedzictwa kulturalnego Polski.

To nie tylko wielkie wyróżnienie, przynależne jedynie miejscom o niekwestionowanym walorze historycznym, ale również pewnego rodzaju furtka do dalszych starań o wpis XIX w. kopalni w Bóbrce na listę światowego dziedzictwa UNESCO. Wartość kopalni jest uniwersalna, a zachowane dobro spełnia nie tylko warunek autentyczności, ale jest świadectwem początków i rozwoju wydobywania najważniejszego z surowców naturalnych współczesnego świata. Uznanie kopalni za zabytek o najwyższym statusie w skali dóbr dziedzictwa kulturowego w Polsce jest wielkim osiągnięciem, ale wpis na listę światowego dziedzictwa UNESCO byłby prawdziwym uhonorowaniem obiektu, którego wyjątkowość jest bezdyskusyjna i niepodważalna w skali międzynarodowej.



Ignacy Łukasiewicz's heritage at the Oil and Gas Industry Museum in Bóbrka

Barbara Olejarz

Oil and Gas Industry Museum in Bóbrka

A museum, by its nature and definition, is called to protect heritage and at the same to adapt it for presentation. In Bóbrka, there has never been any discussion about whether it makes sense. Saving the place, objects, and the memory of the pioneers of the oil industry, especially about Ignacy Łukasiewicz, has always been obvious. The value of the heritage was not questioned by the decision makers and almost all interested stakeholders agreed on the historical value of this place.

Highlighting the achievements of the founder of the oil industry in the natural context of the 19th century oil field (with which he was connected for nearly thirty years) is one of the most important objectives pursued by the museum today. Equally important is the protection of the oil field itself, which is an object of national and, what has been recently strongly emphasized, international significance. It is an asset of enormous historical and scientific value. The infrastructure of the oil field along with the active excavations is an unusual and unique object. When it was established in 1854, it was one of the first places in the world where crude oil was extracted. If we take into consideration the industrial form of exploitation and processing of rock oil, the mine in Bóbrka appears to be the first oil company in the world. After many years of searching for similar places, we can add with high probability that nowadays the 19th century oil field in Bóbrka is also the oldest operating oil field in the world. The continuity of oil extraction on an industrial scale is unique in the world!

The oil field in Bóbrka was a platform of experience for the forming oil industry. For many years, the Bóbrka site was considered the best functioning and most modern in the industry. It was the birthplace of the petroleum industry, and it was here that the first staff of petroleum specialists was formed.

In spite of its economic importance, the oil field played an extraordinary social role. Its influence on the functioning of the local community was enormous, perhaps due to the respect for Ignacy Łukasiewicz, and even a certain cult in the perception of the oil field, it was possible to preserve the 19th century original form of the oil company.

Since 1961 the area of the 19th century oil field has been protected by the I. Łukasiewicz Oil and Gas Industry Museum.

Additionally, since 1991, about 22 hectares of the historic area together with operating oil wells, as well as infrastructure in the form of, among others, buildings: forge, workshop, boiler house or field wheel and jerker line system have been included in the register of monuments. In 2018, XIX century oil field in Bóbrka obtained the status of a Monument of History, which was granted as a result of a special decree of the President of the Republic of Poland. This title is awarded only to monuments of special historical and scientific value and of great importance to the cultural heritage of Poland.

This is not only a great distinction, which belongs only to places of unquestionable historical value, but also a kind of a gateway to further efforts to enter the 19th century oil field in Bóbrka on the UNESCO World Heritage List. The value of the oil field is universal, and the preserved property not only meets the condition of authenticity, but also is a testimony to the beginnings and development of the extraction of the most important natural resource of the modern world. Recognition of the oil field as a monument of the highest status in the scale of cultural heritage in Poland is a great achievement, but inscription on the UNESCO World Heritage List would be a real honour for the object whose exceptionality is unquestionable and indisputable on an international scale.

Założenia i uwarunkowania transformacji energetycznej w Polsce z uwzględnieniem roli paliw węglowodorowych

Michał Stefaniuk^{*1}, Henryk Sechman¹, Anna Sowiżdżał¹

¹ AGH, Katedra Surowców Energetycznych

^{*}e-mail: stefaniu@agh.edu.pl

Transformacje energetyczne dokonywały się wielokrotnie w historii cywilizacji. Najbardziej znana spośród nich jest transformacja związana z zastąpieniem spalania drewna przez stałe paliwa kopalne, skojarzonym z wykorzystaniem sprężonej pary wodnej w urządzeniach napędowych. Następną wielką przemianą w energetyce wywołaną została przez opanowanie technologii masowej produkcji prądu elektrycznego i motoryzację w powiązaniu z wykorzystaniem kopalnych paliw płynnych. Współczesna transformacja energetyczna zmierza w założeniach i deklaracjach, do zastąpienia energetyki opartej na paliwach kopalnych przez tzw. „czyste” źródła energii, głównie „odnawialne źródła energii (OZE)”. U podstaw poprzednich transformacji energetycznych leżało zastąpienie wcześniejszych, masowo wykorzystywanych źródeł energii pierwotnej przez źródła nowe, tańsze i bardziej wydajne energetycznie. Główną motywacją dokonywanych przemian był więc czynnik ekonomiczny, wspierany przez dynamiczny rozwój nauki i techniki. Motywacja współczesnej transformacji energetycznej jest radykalnie odmienna i opiera się na założeniu powstrzymania niekorzystnych zmian klimatycznych wiązanych z emisją gazów cieplarnianych będącą w znaczącej części efektem spalania paliw kopalnych. W ogólnej, dominującej koncepcji transformacji spalanie paliw kopalnych zostanie zastąpione przez odnawialne źródła energii oraz zwiększoną efektywność systemów energetycznych. Należy podkreślić że tak sformułowana transformacja energetyczna jest koncepcją forsowaną przez Unię Europejską która usiłuje, z różnym skutkiem, przekonać do niej resztę świata, zwłaszcza wysoko rozwinięte kraje uprzemysłowione. Niewątpliwie istotnym, dodatkowym motywem uzasadniającym konieczność przeprowadzenia zakładanych zmian jest lokalne zanieczyszczenie atmosfery a także pozostałych elementów środowiska, skutkujące nasileniem chorób układu oddechowego, krążenia oraz innych chorób cywilizacyjnych. W przeciwieństwie do wcześniejszych transformacji energetycznych które przynosiły ogromną ekonomiczną wartość dodaną transformacja współczesna jest dużym obciążeniem dla działalności gospodarczej. W aktualnych realiach technologicznych i ekonomicznych wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii nie bilansuje się dodatnio bez finansowego wsparcia Państwa. W tej sytuacji niezwykle istotnym elementem determinującym powodzenie transformacji jest intensywny rozwój technologiczny warunkujący dokonanie przełomowych odkryć poprawiających ekonomiczną efektywność OZE. Fundamentalnym problemem transformacji energetycznej w Polsce jest dominujące uzależnienie energetyki od stałych paliw kopalnych charakteryzujących się najgorszymi wskaźnikami emisyjnymi oraz brak siłowni nuklearnych. Wobec naturalnej niestabilności podstawowych aktualnie źródeł energii odnawialnej (energia wiatrowa i słoneczna) zasadniczym problemem jest zapewnienie stabilnego „rdzenia” systemu elektroenergetycznego który aktualnie oparty jest na spalaniu węgla, kamiennego i brunatnego. Niezbędne jest ponadto utrzymywanie stałej rezerwy mocy w systemie kompensującej niestabilności dostaw energii związane z intensywnym rozwojem energetyki odnawialnej.

Źródło finansowania:

Referat opracowany został w ramach badań naukowych Katedry Surowców Energetycznych Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie., umowa nr: 16.16.140.315/05.



Assumptions and conditions for the energy system transformation in Poland with taking into account the role of hydrocarbon fuels

*Michał Stefaniuk^{*1}, Henryk Sechman¹, Anna Sowizdżał¹*

¹ AGH – University of Science and Technology, Department of Fossil Fuels

^{*}e-mail: stefaniu@agh.edu.pl

Energy transformations have happened many times in the history of civilization. The most famous of them is the transformation related to the replacement of wood combustion by solid fossil fuels, associated with the use of compressed water vapor in propulsion devices. The next great transformation in the energy sector was brought about by the working out of the technology of mass production of electricity and the development of motorization in conjunction with the use of fossil liquid fuels. The recent energy transformation aims in its assumptions and declarations to replace energy based on fossil fuels by the so-called „clean” energy sources, mainly „renewable energy sources” (RES). Previous energy transformations were based on the replacement of earlier, commonly used primary energy sources with new, cheaper and more energy-efficient sources. Thus, the main motivation for the changes made was the economic factor, supported by the dynamic development of science and technology. The motivation of the recent energy transformation is radically different and is based on the assumption of stopping the unfavorable climate changes associated with the emission of greenhouse gases, which is to a large extent the effect of combustion of fossil fuels. In the general, dominant concept of transformation, the combustion of fossil fuels will be replaced by renewable energy sources and increased efficiency of energy systems. It should be emphasized that the energy transformation formulated in this way is a concept pushed through by the European Union, which tries, with varying results, to convince the rest of the world, especially highly developed industrialized countries, to follow it. Undoubtedly, an important, additional motive justifying the need to carry out the assumed changes is the local pollution of the atmosphere and other elements of the environment, resulting in the intensification of diseases of the respiratory system, circulation and other civilization diseases. Contrary to the previous energy transformations, which brought enormous economic added value, the modern transformation is a heavy burden for economic activity. In the current technological and economic realities, the use of renewable energy sources does not balance positively without the financial support of the state. In this situation, an extremely important element determining the success of the transformation is the intensive technological development conditioning the making of breakthrough discoveries improving the economic efficiency of RES. The fundamental problem of the energy transformation in Poland is the dominant dependence of the energy sector on solid fossil fuels with the worst emission factors and the lack of nuclear power plants. In view of the natural instability of the current basic renewable energy sources (wind and solar energy), the main problem is to ensure a stable „core” of the power system, which is currently based on the combustion of hard and brown coal. Moreover, it is necessary to maintain a constant power reserve in the system compensating for the instability of energy supply related to the intensive development of renewable energy.

Funding:

The paper was developed as part of the scientific research of the Department of Energy Resources, AGH University of Science and Technology in Krakow, contract no. : 16.16.140.315/05.



Towarzystwo Geosynoptyków GEOS w służbie nauki i przemysłu poszukiwań węglowodorów oraz ekologicznych źródeł energii

Jadwiga Jarzyna, Wojciech Górecki*

¹AGH, Wydział Geologii Geofizyki i Ochrony Środowiska,

*e-mail: jarzyna@agh.edu.pl, wgorecki@agh.edu.pl

Towarzystwo Geosynoptyków GEOS (TG GEOS) pod kierunkiem Prezesa - prof. dr hab. inż. Wojciecha Góreckiego funkcjonuje od 35 lat. Jednym z jego głównych celów było i jest tworzenie płaszczyzny wymiany doświadczeń i informacji w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i eksploatacji węglowodorów, odnawialnych źródeł energii oraz ochrony środowiska naturalnego. Działalność Towarzystwa wpisuje się do dziś w nowoczesny program kształcenia polskiej młodzieży technicznej na AGH oraz strategię badawczą Uczelni. TG GEOS pomagało i nadal wspiera specjalistów w dziedzinie geologii, geofizyki, wiertnictwa, inżynierii złożowej, geoinformatyki oraz pokrewnych specjalności dla poszukiwania konwencjonalnych i niekonwencjonalnych węglowodorów, wód geotermalnych i suchych gorących skał. Od początku XXI wieku intensywnie promuje wdrażanie nowoczesnych technologii energetycznych opartych na panelach fotowoltaicznych, pompach ciepła i skutecznie wspiera wykorzystanie specjalistycznej wiedzy o budowie Ziemi dla celów posadowienia wiatraków czy lokalizacji elektrowni atomowej.

Na przestrzeni 35 lat działalności TG GEOS warto podkreślić organizację w kraju konferencji naukowych, tematycznie związanych z celami statutowymi oraz dofinansowanie udziału w zagranicznych konferencjach, specjalistycznych warsztatach i wystawach młodych pracowników naukowych, doktorantów i studentów. Towarzystwo opłaca prenumeratę specjalistycznych czasopism wydawanych przez EAGE, dzięki czemu od lat na WGGiOŚ AGH łatwo dostępne są egzemplarze czasopism First Break, Geophysical Prospection, Basin Research, Petroleum Geoscience, a także rozszerzone streszczenia referatów i posterów prezentowanych na konferencjach EAGE.

TG GEOS patronuje i wspiera działalność studenckich kół naukowych na WGGiOŚ AGH, które zawsze mogą liczyć na merytoryczne i finansowe wsparcie celów badawczych połączonych z geoturystycznymi i popularyzatorskimi. Np. koło Grzała, dofinansowane przez GEOS jest współorganizatorem corocznej imprezy OZE Day – Dnia Odnawialnych Źródeł Energii na AGH, która jest festiwalem naukowym, czyli połączeniem targów wystawowych i specjalistycznej konferencji, które służą promowaniu rozwiązań energetycznych przyjaznych środowisku.

Osobny rozdział działalności Towarzystwa Geosynoptyków GEOS stanowi wspieranie Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii WGGiOŚ AGH w Miękinii, od planów utworzenia ośrodka, przez wyposażenie w specjalistyczny sprzęt i oprogramowanie aż po pracę Zespołu Specjalistów. Wsparcie dla Centrum w Miękinii jest corocznie widoczne w sprawozdaniach Zarządu TG GEOS.

Aktualnie TG GEOS bierze udział w pracach Centrów Transferu Wiedzy jako partner Urzędu Marszałkowskiego. Założeniem projektu partnerskiego SPIN jest inicjowanie i wspieranie współpracy jednostek naukowych z podmiotami gospodarczymi w rozwijaniu ich potencjału biznesowego w zakresie działalności badawczo – rozwojowej i innowacyjnej w województwie małopolskim. Obszarem współpracy jest „energia zrównoważona”. Obszar obejmuje zagadnienia rozwoju energetyki oraz wykorzystania energii w sposób zaspokajający potrzeby obecnego pokolenia, bez umniejszania szans przyszłych pokoleń na ich zaspokojenie. W ramach projektu wspierane są branże budownictwa energooszczędnego oraz odnawialne źródła energii.

Ostatnim osiągnięciem wydawniczym TG GEOS jest dofinansowanie w r. 2020 publikacji książki pt. „Filozofia poszukiwań naftowych” autorstwa Wojciecha Góreckiego, z której emanuje entuzjazm ludzi podejmujących życiowe wyzwanie w postaci poszukiwania złóż węglowodorów na świecie.

Źródło finansowania: Towarzystwo Geosynoptyków GEOS



Geosynoptics Society GEOS at the service of science and industry for hydrocarbon prospection and ecologic energy sources

Jadwiga Jarzyna ¹, Wojciech Górecki ²

¹AGH University of Science and Technology, Krakow, Poland,
Faculty of Geology, Geophysics and Environmental Protection,
e-mail: jarzyna@agh.edu.pl, wgorecki@agh.edu.pl

Geosynoptics Society GEOS (TG GEOS) under the guidance of prof. dr. Wojciech Górecki as President has been operating for 35 years. One of the main goals of TG GEOS was and still is creating a cooperating platform of exchange of experience and information in the prospecting, recognition and exploitation of hydrocarbon deposits, renewable energy sources and environment protection. The activities of the Society are in line with the modern education program of the Polish technical youth at AGH University of Science and Technology (AGH UST) and the research strategy of the University. TG GEOS helped and still supports geologists, geophysicists, computer geoscientists, drilling engineers, and other related specialists for prospecting for conventional and unconventional hydrocarbon sources, geothermal waters and hot dry rocks. Since the beginning of the 21st century Society intensively promotes implementation of the modern energetic technologies based on solar panels, heat pumps and efficiently supports applying the specialist knowledge on Earth structure for the windmills foundation and location of nuclear plants.

Over 35 years of TG GEOS activity in organization of the scientific conferences at home, thematically related to the statutory goals and co-financing the participation in the abroad conferences, specialist workshops and exhibitions for young scientific workers and students was very important. Society pays for subscription of the specialist journals edited by EAGE, thanks to which for years at Geology Geophysics and Environmental Protection Faculty at the AGH UST journals as First Break, Geophysical Prospection, Basin Research, Petroleum Geoscience and also extended abstracts of presentations and posters at the annual EAGE conferences are easily accessible.

TG GEOS patronizes and supports students scientific activity at GGEP Faculty, AGH UST. Students can always count on substantive and financial support for their research and geotourist and popularization purposes. For instance, Grzała Student Scientific Group, subsidized by TG GEOS is the co-organizer of the annual OZE Day – Day of the Renewable Energy at AGH UST, which is the scientific festival, i.e. a combination of expositional fairs and specialist conference promoting the energetic eco-friendly solutions.

The separate business division of TG GEOS is support of the Center for Sustainable Development and Energy Conservation of the GGEP Faculty at the AGH UST in Miękinia, starting from planning, through equipping with specialist measuring instruments and computer programs until works of specialist teams. Support for Miękinia Center is distinctly visible in the annual reports of the management of TG GEOS.

Now, TG GEOS takes part in projects of the Knowledge Transfer Centers as partner of the Marshal Office. Assumption of the partner project SPIN is initiate and support of cooperation between scientific units and economic entities in development of their business potential in research and development and innovative activities in Lesser Poland Voivodeship. SPIN cooperation area is “sustainable energy”. Area comprises problems of energy and development and energy use in the way meeting the needs of present generation without reducing chances for the future generations of meeting expectations. In the project energy-saving construction industry and renewable energy sources branches are supported.

The last publishing achievement of TG GEOS is subsidy in 2020 yr. of publication of the book “Philosophy of the hydrocarbon prospection” by Wojciech Górecki. Enthusiasm of people who take their life’s challenge in hydrocarbon prospection emanates from this book.

Funding: Geosynoptics Society GEOS

Integracja działań interpretacyjnych w rekonstrukcji karpackiego systemu naftowego

*Irena Matyasik¹, Arkadiusz Drozd^{*1}, Adam Kozłowski², Krzysztof Sowiżdżał¹,
Karol Spunda¹, Tomasz Słoczyński¹*

¹Instytut Nafty i Gazu-Państwowy Instytut Badawczy, Kraków

^{*}email: drozd@inig.pl

²Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa

W ramach wspólnego przedsięwzięcia PGNiG i NCBiR oraz trzech jednostek naukowych INiG-PIB, PIG-PIB i AGH realizowany jest projekt badawczy INGA –INNKARP, mający na celu weryfikację możliwości występowania nieodkrytych jeszcze złóż węglowodorów, wyznaczenie obszarów i uwarunkowań geologiczno-tektonicznych, w których złoża takie mogą występować. Poszukiwania węglowodorów w pasach fałdowo-nasuwczych z jakimi mamy do czynienia w Karpatach Zewnętrznych, stanowią szczególne wyzwanie głównie ze względu na m.in. dwa czynniki: 1) Trudności z uzyskaniem wiarygodnej interpretacji strukturalnej obecnego stanu górotworu, przede wszystkim ze względu na skomplikowaną budowę geologiczną, będącą efektem silnych procesów deformacyjnych o charakterze kompresyjnym (niekiedy także z epizodami ekstensji) i 2) Zróżnicowany stopień relacji pomiędzy obecną pozycją strukturalną formacji geologicznych w basenie sedymentacyjnym, a ich warunkami pogrzebania w skali czasu geologicznego.

Dla odpowiedzi na powyższe wyzwania wykorzystano najbardziej zaawansowane technologicznie metody analizy obszarów fałdowo-nasuwczych, dla uzyskania możliwie precyzyjnej interpretacji obrazu współczesnego jak i rekonstrukcji procesu ewolucji strukturalnej basenu sedymentacyjnego oraz przeprowadzenia dynamicznego modelowania systemów naftowych (w skali 2D, a docelowo także 3D) na tle strukturalno-tektonicznego i parametrycznego rozwoju basenu.

Interpretacja strukturalna obszaru badań realizowana jest poprzez komplementarne zastosowanie metod kartowania terenowego, powierzchniowych pomiarów emisji radonu oraz interpretację strukturalną przetworzonych danych sejsmicznych 2D. Ponadto, wyniki interpretacji budowy strukturalnej, będące efektem integracji powyższych metod, poddawane są weryfikacji w procesie palinspastycznej rekonstrukcji strukturalnej rozwoju basenu Karpat Zewnętrznych.

Równolegle prowadzone są analizy geochemiczne i petrofizyczne; których wyniki stanowią postawę parametryzacji elementów systemu naftowego, jak również weryfikacji zależności genetycznych pomiędzy skałami macierzystymi i mediami złożowymi z odkrytych akumulacji.

Na podstawie wyników modelowania procesów generacji węglowodorów (1D) wykonanych w profilach odwiertów reperowych, odtworzono przestrzenną i czasową ewolucję termiczną górotworu karpackiego, co w integracji ze zrekonstruowanymi, inicjalnymi zawartościami całkowitego węgla organicznego (TOC) oraz opracowanymi modelami kinetycznymi kerogenu skał macierzystych, pozwoli na oszacowanie czasu i stref generacji węglowodorów oraz jej ilościowych i jakościowych skutków.

Badania genetyczne rop naftowych zarówno ze złóż jak i z wycieków powierzchniowych w powiązaniu z wynikami interpretacji strukturalno-tektonicznej profili sejsmicznych oraz obserwacjami terenowymi, wykorzystywane są do lokalizacji dróg migracji węglowodorów oraz wyjaśnienia mechanizmów napełniania istniejących pułapek złożowych, a także destrukcyjnego wpływu tektoniki ekstensywnej na potencjalnie wcześniej uformowane złoża.

Badania sfinansowano z funduszy NCBR(50%) i PGNiG SA (50%) w ramach projektu nr POIR.04.01.01-00-0006/18



Integration of interpretation activities to reconstruct the Carpathian petroleum system

*Irena Matyasik¹, Arkadiusz Drozd^{*1}, Adam Kozłowski², Krzysztof Sowizdżał¹,
Karol Spunda¹, Tomasz Słoczyński¹*

¹Oil and Gas Institute – National Research Institute, Kraków
^{*}email:drozd@inig.pl

²Polish Geological Institute – National Research Institute, Warszawa

As part of a joint venture of PGNiG and NCBiR and three scientific units: INiG-NRI, PIG-NRI and AGH a research project INGA – INNKARP is carried out. The project aims to verify the possibilities of the occurrence of undiscovered hydrocarbon fields, delineation of prosperous areas as well as geological and tectonic settings in which fields may occur. Exploration for hydrocarbons in the fold – thrust belts which occur in Outer Carpathians poses a special challenge mainly due to two facts: 1) difficulties in obtaining a reliable structural interpretation of orogen structure because of complicated geological settings which results from compressional deformations (with episodes of extensional deformations as well). 2) The varied degree of relationship between the current structural position of geological formations in the sedimentary basin and their burial conditions in geological time.

In response to the above challenges, the most technologically advanced methods of analyzing the fold-thrust areas were used. This allowed for possibly accurate interpretation of the present structural settings and reconstruction of structural evolution of the sedimentary basin as well as for dynamic modeling of petroleum systems (2D and 3D) taking into account its structural and tectonic evolution.

The structural interpretation of the research area is carried out through the complementary use of geological mapping, measurements of surface radon emission and structural interpretation of reprocessed 2D seismic data. In addition, the results of the interpretation of the geological settings are being verified in the process of palinspastic structural restoration of the evolution of the Outer Carpathians basin.

At the same time, geochemical and petrophysical analyzes are carried out, the results of which are the basis for the parameterization of the petroleum system elements, as well as the verification of genetic relationships between the source rocks and the reservoir fluid from the discovered accumulations.

Based on the results of 1D petroleum system modeling in the profiles of reference wells the spatial and time- dependent thermal evolution of the Carpathian orogen was reconstructed. In addition, initial total organic carbon (TOC) content was estimated and kerogen kinetic models for source rocks was created. This allowed the estimation of the time and areas of hydrocarbons generation and its quantitative and qualitative effects.

Genetic analyzes of crude oil reservoirs and surface seeps in conjunction with the results of the structural and tectonic interpretation of seismic profiles and field research are used to locate migration pathways. They are also used to explain the mechanisms of existing traps charging and impact of extensive tectonics on potentially previously formed deposits.

The research was financed by the National Center for Research and Development (50%) and PGNiG SA (50%) under the project no. POIR.04.01.01-00-0006 / 18

Odtworzenie paleośrodowiska sedimentacji i historii tektonicznej kredowych formacji węglanowo-klastycznych z obszaru przedgórza Karpat w oparciu o wysokorozdzielczy obraz sejsmiczny 3D

*Anna Łaba-Biel^{*1}, Andrzej Urbaniec¹, Anna Kwietniak²*

¹Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy,
^{*}e-mail: anna.laba-biel@inig.pl

²AGH, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

Usytuowany na południowo-zachodniej krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego kompleks węglanowo-klastycznych utworów górnej kredy charakteryzuje się stosunkowo słabym stopniem rozpoznania geologicznego, pomimo nawiercenia go w profilach licznych otworów wiertniczych. Ubogi stan wiedzy dotyczący mechanizmów sedimentacji, kierunków transportu oraz paleogeografii basenu sedimentacyjnego przedgórza Karpat w późnej kredzie wynika przede wszystkim z dużej zmienności facjalnej oraz na ogół niewielkich miąższości poszczególnych sekwencji depozycyjnych. Istotne znaczenie ma również wyraźny wpływ procesów tektonicznych na rozwój i zmianę geometrii basenu.

Wyeksponowanie wielu istotnych szczegółów budowy geologicznej, niezbędnych do odtworzenia architektury depozycyjnej basenu, możliwe było dzięki zastosowaniu niekonwencjonalnego podejścia do interpretacji, opartego na założeniach metodyki stratygrafii sekwencji w powiązaniu z interpretacją tektonostratygraficzną i analizą atrybutów sejsmicznych. Metodyka ta wykorzystuje interpretację obrazu chronostratygraficznego i diagramu Wheelera, pozwalając na identyfikację licznych nieciągłości oraz luk stratygraficznych związanych ze zdarzeniami erozyjnymi lub okresami braku depozycji.

Na podstawie przeprowadzonej interpretacji sejsmostratygraficznej wyznaczono ciągi systemów depozycyjnych oraz związane z nimi sekwencje depozycyjne. Udokumentowano transgresywno-regresywny charakter sedimentacji, związany zarówno z eustatycznymi zmianami poziomu morza, jak i z lokalną aktywnością tektoniczną. W oparciu o interpretację horyzontów równoczesowych określono zmienne w czasie kierunki transportu, świadczące o naprzemiennej dostawie materiału osadowego do basenu sedimentacyjnego z dwóch głównych kierunków, tj. SW oraz NE, ściśle związanych z różnymi obszarami alimentacyjnymi.

Powiązanie interpretacji obrazu chronostratygraficznego z analizą atrybutów sejsmicznych pozwoliło na szczegółowe prześledzenie zmian paleośrodowiska w analizowanym basenie. W wyniku tego wyinterpretowano szereg elementów architektury depozycyjnej, należących m. in. do dwóch sąsiadujących ze sobą typów wybrzeża - barierowego zdominowanego przez falowanie oraz otwartego zdominowanego prądami - charakterystycznych dla ciągu transgresywnego.

W oparciu o omawianą metodę możliwe było również wyinterpretowanie niewielkich lokalnych dyslokacji, często niewidocznych w standardowym obrazie sejsmicznym. Szczegółowa analiza tektonostratygraficzna pozwoliła na wyróżnienie w profilu osadów kredowych dwóch głównych jednostek o charakterze megasekwencji, na pograniczu których zidentyfikowano dużą lukę stratygraficzną.

W wyniku przeprowadzonych badań możliwe było zrekonstruowanie historii depozycyjnej i tektonicznej analizowanego segmentu górnokredowego basenu sedimentacyjnego przedgórza Karpat oraz udokumentowanie wpływu na sedimentację różnego typu zjawisk, związanych zarówno z procesami regionalnymi zachodzącymi w całym basenie, jak również z lokalnymi przejawami tektoniki małoskalowej.

Referat powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Analiza sejsmostratygraficzna kompleksu węglanowego górnej jury w obszarze centralnej części przedgórza Karpat, część II – utwory górnej kredy*, praca INiG – PIB; nr zlecenia: 44/SR/2021, nr archiwalny: DK-4100-0032/2021.



Paleoenvironment reconstruction of sedimentation and tectonic history of Cretaceous mixed carbonate-siliciclastic deposits from the Carpathian Foreland based on high-resolution 3D seismic image

*Anna Łaba-Biel^{*1}, Andrzej Urbaniec¹, Anna Kwietniak²*

¹Oil and Gas Institute – National Research Institute,
^{*}e-mail: anna.laba-biel@inig.pl

²AGH, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

The Upper Cretaceous mixed carbonate-siliciclastic complex situated on the south-western margin of the East European Craton is characterized by relatively poor geological recognition despite numerous wells drilled through it. Deficient knowledge on sedimentation mechanisms, transport directions and paleogeography of the Carpathian Foreland sedimentary basin during Late Cretaceous is mainly due to high facial variability and small thickness of individual depositional sequences. The pronounced influence of tectonic processes on the development and changes of the basin geometry is also significant.

Capturing many essential details of geologic structure that are needed to reconstruct the basin's depositional architecture was made possible by using an unconventional interpretive approach based on the tenets of sequence stratigraphy methodology combined with tectonostratigraphic interpretation and seismic attribute analysis. This methodology uses chronostratigraphic image and Wheeler diagram interpretation to identify numerous stratigraphic discontinuities and gaps associated with erosional events or periods of non-deposition.

Based on the seismostratigraphic interpretation, depositional systems tracts and associated depositional sequences were determined. The transgressive-regressive character of sedimentation, connected with both eustatic sea level changes and local tectonic activity, was documented. Based on the interpretation of the chronostratigraphic horizons, time-varying transport directions were determined, indicating an alternating supply of sedimentary material to the sedimentary basin from two main directions i.e., SW and NE, genetically related to different alimentation areas.

Combining chronostratigraphic image interpretation with seismic attribute analysis allowed detailed tracing of paleoenvironmental changes in the analyzed basin. As a result, a number of depositional architecture elements were interpreted, belonging among others to two adjacent estuarine coastal types - wave-dominated and tidal-dominated - characteristic for the transgressive sequence.

Based on the method, it was also possible to interpret small local dislocations, often invisible in standard seismic images. The detailed tectonostratigraphic analysis made it possible to distinguish two main units (megasequences) in the profile of the Cretaceous sediments, separated by a large stratigraphic gap.

As a result of the studies, it was possible to reconstruct the depositional and tectonic history of the analyzed segment of the Upper Cretaceous sedimentary basin of the Carpathian Foreland. Various forms noted in the Cretaceous complex image are related both to regional processes occurring in the whole basin, as well as to local manifestations of small-scale tectonics were evidenced.



Filozofia poszukiwań naftowych

Wojciech Górecki

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: wgorecki @agh.edu.pl

G
5

Poszukiwanie złóż węglowodorów to na wskroś intelektualna i czasochłonna dziedzina nauki i przemysłu, w pełni innowacyjna, wykorzystująca najnowsze techniki i technologie. Matka Natura stawia przed poszukiwaczem skomplikowane problemy i zagadki. Ich rozwiązanie jest możliwe poprzez wysublimowane, twórcze i wyrafinowane myślenie, obejmujące kreatywność, wyobraźnię, intuicję, optymizm, determinację, odwagę w podejmowaniu decyzji, doświadczenie i wiarę w sukces.

Książka, którą opublikowałem „Filozofia Poszukiwań Naftowych” zawiera ponad 300 stron i 28 rozdziałów. Przedstawiona jest w niej droga jaką powinien przejść geolog naftowy i zespoły specjalistów, ażeby odnosić sukcesy w odkryciach złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

W „Filozofii ...” przedstawiam schematy organizacyjne i działania synergicznych, zintegrowanych zespołów multimedialnych, które doprowadziły wiele firm naftowych do sukcesów, jakich nikt nie przewidywał. Sukcesy poszukiwawcze to również sprawne i kompetentne kierownictwo. Jak wiemy, złoża węglowodorów nie są odkrywane przez zarząd spółki naftowej, dyrektorów czy menadżerów, tylko przez specjalistów geologów naftowych i ekspertów zorganizowanych w zespoły. Ci pierwsi pełniący wysokie funkcje organizacyjne, powinni posiadać umiejętności usuwania barier i przeszkód biurokratycznych, minimalizacji zbędnych procedur tak, aby ci, którzy przynoszą największy zysk firmie w postaci odkryć złożowych, poświęcali swój czas i inteligencję twórczą na odkrycia złożowe. Równocześnie establishment powinien pamiętać o fundamentalnej zasadzie firmy naftowej: „złoża ropy naftowej i gazu ziemnego będą wtedy odkrywane, jeśli na wszystkich szczeblach struktury organizacyjnej będą kompetentni i utalentowani ludzie”.

W obszernej treściowo książce „Filozofia Poszukiwań Naftowych” opisuję wiele innych zagadnień, m.in. „Rozwój zarządzania wiedzą i infrastrukturą informatyczną”; „Funkcje kierownicze w firmie naftowej”. Omawiam zagadnienia związane z umiejętnością podejmowania decyzji jako istotnych aspektów sukcesów poszukiwawczych. Piszę o blaskach i cieniach stosowania wyrafinowanego opróbowania i modelowania. Opisuję możliwości odkrycia złóż w skałach zbiornikowych o niskiej przepuszczalności (tight gas) pod anomalnym ciśnieniem, w których brak jest po upadzie kontaktu z wodą złożową. Ekranem dla złóż gazu ziemnego jest tzw. „bariera wodna”, nazywana również kapilarnym ekranem ciśnieniowym.

Analizuję i zastanawiam się, czy istnieje magiczna formuła, która powoduje, że jedne firmy naftowe osiągają sukcesy w poszukiwaniach złóż węglowodorów podczas gdy inne, prowadząc poszukiwania w podobnych warunkach i obszarach geologicznych, posiadając takie same wyposażenie infrastrukturalne, innowacyjną bazę elektroniczną z najlepszym oprogramowaniem – tych sukcesów nie odnoszą.

W „Filozofii Poszukiwań Naftowych” zawarłem swoje doświadczenia wynikające z ponad pięćdziesięcioletniej kariery geologa naftowego pracującego jako nauczyciel akademicki w Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie i poprzez wieloletnie kierowanie zespołem doradców PGNiG S.A., a także doradztwo w naftowych firmach zagranicznych.



Philosophy of petroleum exploration

Wojciech Górecki

AGH University of Science and Technology

e-mail: wgorecki @agh.edu.pl

The book „Philosophy of Petroleum Exploration” explains the path that a petroleum geologist and teams of exploration specialists should follow in order to be successful in discovering crude oil and natural gas deposits.

In the book, containing 28 chapters and sub-chapters, the author presents the detailed study of the complex and difficult process of exploration.

The author describes how important, in addition to their knowledge, are the personal qualities of explorers – their creativity, optimism, intuition and persistence, which lead to their discoveries and professional satisfaction. The book presents the synergistic effects of integrated multidisciplinary teams that have led many oil companies to successes that no one predicted. The author studies whether there is a magic formula that causes some oil companies to be successful in prospecting for hydrocarbon deposits, while others, conducting exploration in similar conditions and geological areas and having the same infrastructure and innovative electronic database with the Best software – are not successful.

As we know, hydrocarbon deposits are not being discovered neither by the boards of oil companies nor by presidents and managers, but only by specialists, oil geologists and experts organized in teams. Those who perform organizational functions should have the skills to remove barriers and bureaucratic obstacles and minimize unnecessary procedures, so that those who bring the greatest profit to the company in the form of discoveries could devote their time and creative intelligence to discovering new deposits.

In his „Philosophy of Petroleum Exploration”, the author included his experience from over fifty years of his career as a petroleum geologists, both working as an academic teacher at the AGH University of Science and Technology in Krakow and managing a team of advisers at PGNiG S.A. and foreign oil companies for many years.



Metodyka przetwarzania trawersów regionalnych w rejonie polskich Karpat Wschodnich. Analiza przypadku w ciągu; granica ze Słowacją-Zapadlisko Przedkarpacie

Krzysztof Pieniądz^{*1}, Piotr Misiaczek¹, Leszek Smolarski¹, Sylwia Łabaj¹,
Adam Cygal¹, Michał Martuś¹

¹ Akademia Górniczo-Hutnicza KZE GGiOŚ

^{*}e-mail: pieniazdz@agh.edu.pl

Weryfikacja koncepcji budowy geologicznej fałdowo-nasuwczego pasa Karpat Zewnętrznych jest ściśle zależna od jakości obrazu sejsmicznego udostępnionego interpretacji i poddawanego bilansowaniu. Wspólne przetworzenie zarejestrowanych profili sejsmicznych poprzez połączenie ich w trawersy o długości kilkudziesięciu kilometrów pozwala śledzić badany ośrodek w ujęciu regionalnym. Scalanie linii sejsmicznych pozwala odzyskać informacje geologiczną. Dane z brzegów profili, które dotychczas cechowały się ograniczoną wiarygodnością rozwiązania ze względu na wpływ apertury migracji i obniżoną krotność profilowania połączeniu linii sejsmicznych dostarczają wiarygodnego i spójnego przekrojowego obrazu strukturalnego ośrodka.

W ramach projektu INNKARP realizowanego na zlecenie PGNiG SA i NCBiR zaprojektowano siatkę profili 2D zlokalizowaną we wschodniej części polskich Karpat, tworząc trawersy sejsmiczne o długości często ponad 70–80 km, przecinające wzdłuż i poprzecznie analizowany górotwór. Trawersy zostały przetworzone w domenie czasu i głębokości z użyciem dwóch systemów processingowych SeisSpace i GeoThrust. Na potrzeby przetwarzania wykorzystano niesejsmiczne metody geofizyczne jak również kartografię geologiczną wykonywaną niezależnie od prac processingowych. Podjęto próbę estymacji parametrów anizotropii ośrodka i jej implementacji do sekwencji przetwarzania.

Finalnie uzyskany obraz sejsmiczny będzie stanowić ważne wsparcie dla prac koncepcyjnych budowy polskiej części Karpat Zewnętrznych. Pozwoli to wyznaczyć lokalizacje miejsc potencjalnie złożowych.

Źródło finansowania badań:

Projekt INGKARP: „Opracowanie innowacyjnej koncepcji poszukiwania złóż węglowodorów w głębokich strukturach Karpat Zewnętrznych”. Projekt POIR.04.01.01-00-0006/18

Methodology of processing regional traverses from the Polish Eastern Carpathians region. The Case Study of the single seismic line stretched from Slovak border into the Fore-Carpatian Basin direction

*Krzysztof Pieniadz^{*1}, Piotr Misiaczek¹, Leszek Smolarski¹, Sylwia Łabaj¹, Adam Cygal¹, Michał Martuś¹*

¹ Akademia Górniczo-Hutnicza KZE GGiOŚ

^{*}e-mail: pieniadz@agh.edu.pl

The verification of the concept of the geological setting of the fold-thrust belt of the Outer Carpathians is strictly dependent on the quality of the seismic imaging, which has been prepared for interpretation and balancing. The joint processing of the acquired seismic lines performed by combining them into traverses with a length of several dozen kilometers helps the studied geological formations to be traced regionally. Integrated seismic lines allow to recover additional geological information. The seismic imaging observed on the edges of individual (before merging) seismic lines was so far characterized by limited solution reliability due to the influence of the migration aperture and reduced fold of coverage multiplicity. The performed combining of the seismic lines provides updated and consistent cross-sectional structural image of the examined geological formations.

The presented results were carried out as part of the INNKARP project commissioned by PGNiG SA and NCBiR. A grid of 2D seismic profiles located in the eastern part of the Polish Carpathians was designed. It consisted of seismic traverses, often over 70-80 km long and crossing the analyzed Carpathian region both longitudinally and transversely to the direction of the dip of the layers. The traverses were processed in the time and depth domain using two processing systems; SeisSpace and GeoThrust.

Seismic processing was supported by applying of non-seismic geophysical methods as well as geological cartography, which was performed independently. An attempt of estimation of the anisotropy parameters of the medium and its implementation into the processing sequence was performed.

The final seismic imaging will be an important support for the conceptual framework of the geological investigations of the Polish part of the Outer Carpathians. It will allow to set up the locations of potential deposit sites.

Funding:

Project INGKARP: "Development of an innovative concept of hydrocarbon exploration in the deep structures of the Outer Carpathians", project POIR.04.01.01-00-0006/18.

Obrazowanie struktur karpackich w świetle eksperymentalnego przetwarzania danych geofizycznych

*Tomasz Maćkowski^{*1}, Michał Stefaniuk¹, Piotr Hadro¹, Adam Cygal¹, Michał Martuś¹, Aurelia Zajac¹, Artur P. Łapinkiewicz¹, Justyna Sowińska-Botor¹*

¹Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Surowców Energetycznych

^{*}e-mail: mackowsk@agh.edu.pl

Poprawne przetwarzanie danych geofizycznych w Karpatach fliszowych uzależnione jest od wielu trudno przewidywalnych czynników, które znacząco utrudniają poprawne odzwierciedlenie budowy geologicznej intensywnie zdeformowanych tektonicznie, stromych i wąskopromiennych fałdów. W tej sytuacji, w ramach prac badawczych zespołu Katedry Surowców Energetycznych AGH realizującego projekt o akronimie INKARP, w ramach programu INGA1, podjęto próbę przetestowania serii niestandardowych rozwiązań mających na celu ustalenie rekomendacji dla przetwarzania danych grawimetrycznych i sejsmicznych w zakresie migracji głębokościowej przed składaniem (PreSDM), w nietypowych i intensywnie zmiennych warunkach orogenu karpackiego.

Jednym z podstawowych problemów przetwarzania danych sejsmicznych jest konstrukcja regionalnego pola prędkości fali sejsmicznej. Rzadka sieć otworów wiertniczych i ogromna zmienność ośrodka geologicznego podważają wiarygodność wyników rutynowych procedur interpolacyjnych. W tej sytuacji do interpolacji prędkości wyznaczonych w otworach wiertniczych zastosowana została geostatystyczna procedura krigingu z zewnętrznym trendem w postaci anomalii rozkładu pola siły ciężkości. Innym rozwiązaniem w szacowaniu rozkładu prędkości średnich i interwałowych jest sterowana interpolacja danych otworowych z uwzględnieniem wstępnego, regionalnego modelu strukturalnego orogenu. Przetestowane zostało ponadto wykorzystanie wyników inwersji pola siły ciężkości na rozkład gęstości formacji skalnych, która pozwala na estymację prędkości fali sejsmicznej. Kluczowy dla tej procedury model startowy zmienności gęstości został wyznaczony z zależności Gardnera zaaplikowanej do wstępnej wersji regionalnego pola prędkości fali sejsmicznej. Wyniki inwersji posłużyły do obliczenia skorygowanej wersji pola prędkości, zgodnej z rozkładem anomalii siły ciężkości. Podjęte zostały również próby wykorzystania zintegrowanej interpretacji danych grawimetrycznych, magnetotellurycznych i sejsmicznych do oszacowania rozkładu prędkości z uwzględnieniem empirycznych zależności pomiędzy gęstością, opornością i prędkością fali sejsmicznej w ośrodku geologicznym, ustalonych na podstawie danych otworowych. Opracowane modele pól prędkości weryfikowane były poprzez ich wykorzystanie w procedurach migracyjnych.

Odrębnym zagadnieniem w eksperymentalnym przetwarzaniu danych sejsmicznych z obszaru karpackiego było wdrożenie i przetestowanie procedury migracyjnej typu RTM (ang.: Reversed Time Migration) oraz przetwarzania z wykorzystaniem migracji Kirchhoffa w kolekcji punktów strzałowych zaimplementowanej w programie GEOTHRUST firmy GEOTOMO, opracowanego dla analizy danych sejsmicznych w ośrodkach o dominacji stromych upadów. Przeanalizowane zostało także przetwarzanie danych z wykorzystaniem modeli anizotropowych. Otrzymane wyniki wskazują, że obiecujące, ale też wymagające szczególnej uwagi jest zastosowanie modelu typu TTI (ang.: Tilted Transverse Isotropy). Procedury eksperymentalnego przetwarzania danych testowane były zarówno na wybranych wolumenach danych polowych, jak też danych syntetycznych, wygenerowanych przez modelowania proste z pełnego równania falowego w wariantach izotropowym i anizotropowym. Uzyskane rezultaty pozwalają na sformułowanie wstępnych rekomendacji odnośnie rozwoju metodologii przetwarzania danych i wykorzystania niestandardowych aplikacji programowych.

Źródło finansowania badań: Referat opracowany został w ramach projektu INKARP (Program INGA1) finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.



Imaging of Carpathian structures in the light of experimental processing of geophysical data

*Tomasz Maćkowski^{*1}, Michał Stefaniuk¹, Piotr Hadro¹, Adam Cygal¹, Michał Martuś¹, Aurelia Zajac¹, Artur P. Łapinkiewicz¹, Justyna Sowińska-Botor¹*

¹ AGH University of Science and Technology, Cracow, Department of Fossil Fuels

^{*}e-mail: mackowsk@agh.edu.pl

Correct processing of geophysical data in the Flysch Carpathians depends on many factors that are difficult to predict, which significantly impede the reliable imaging of the geological structure of intensely tectonically deformed, steep and narrow folds. In this situation, as part of the research work of the team of the AGH UST Department of Fossil Fuels, implementing the project with the acronym INKARP (a part of the INGA1 program), an attempt was made to test a series of non-standard solutions aimed at establishing recommendations for the processing of gravimetric and seismic data in the field of Pre-Stack Depth Migration (PreSDM), in non-typical and intensely variable conditions of the Carpathian orogeny.

One of the basic problems of seismic data processing is the construction of the regional seismic wave velocity field. A sparse borehole data and the enormous variability of the geological medium undermine the reliability of the results of routine interpolation procedures. In this situation, in the interpolation of the velocities determined in the boreholes, a geostatistical kriging with external drift (KED) procedure was used with an auxiliary variable as Bouguer anomaly of the gravity field. Another solution in estimating the distribution of average and interval velocities is the guided interpolation of the borehole data using the preliminary regional structural model of the orogeny. Moreover, the use of the results of the inversion of the gravity field into the density distribution of rock formations was tested, which allows the estimation of the seismic wave velocity. The key for this procedure starting model of the density variability was determined from the Gardner's equation applied to the initial version of the regional seismic wave velocity field. The inversion results were used to calculate the corrected version of the velocity field, consistent with the distribution of gravity anomalies. Attempts were also made to use the integrated interpretation of gravimetric, magnetotelluric and seismic data to estimate the velocity distribution, taking into account empirical relationships between the density, resistivity and velocity of the seismic wave in the geological medium determined on the basis of well data. The developed velocity fields were verified through their use in seismic migration procedures.

A separate issue in the experimental processing of seismic data from the Carpathian area was the implementation and testing of the RTM (Reversed Time Migration) procedure and processing using Kirchhoff migration of shot gathers implemented in the GeoTomo's GeoThrust package, developed for the analysis of seismic data in environments with the domination of steep dips. Data processing with the use of anisotropic models was also analyzed. The obtained results show that the use of the TTI model (Tilted Transverse Isotropy) is promising, but also requiring special attention. The experimental data processing procedures were tested on selected volumes of field data as well as synthetic data generated by full wave forward modeling in isotropic and anisotropic variants. The obtained results allow for the formulation of initial recommendations regarding the development of data processing methodology and the use of non-standard software applications.

Research funding source: *The paper was developed as part of the INKARP project (INGA1 Program) financed by the National Center for Research and Development and Polish Oil and Gas Company.*

Potencjał generowania ropy i gazu wybranych skał macierzystych Karpat zewnętrznych w oparciu o badania pirolizy wodnej

Dariusz Więclaw^{*1}, Krzysztof J. Jurek¹, Elżbieta Bilkiewicz¹

¹AGH, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,

^{*}e-mail: wieclaw@agh.edu.pl

Piroliza wodna (ang. hydrous pyrolysis, HP) została użyta do symulacji termogenicznych procesów generowania ropy naftowej oraz gazu ziemnego z łupków spaskich (kerogen Typu III/II), warstw wierzowskich (kerogen Typu II/III) oraz łupków menilitowych (kerogen Typu I/II, II i II/III) pobranych z odstonień powierzchniowych w polskiej części Karpat zewnętrznych. Metoda ta, spośród wszystkich aktualnie stosowanych metod symulacji procesów przeobrażenia, najlepiej odwzorowuje naturalne procesy generowania węglowodorów termogenicznych, ponieważ warunki jej przebiegu (długi czas i obecność wody) są najbardziej zbliżone do warunków panujących w geologicznym środowisku skały macierzystej. Ciepłe i gazowe produkty otrzymane w wyniku pirolizy wodnej są fizycznie, chemicznie i izotopowo podobne do ropy naftowej i gazu ziemnego. Proces prowadzono w reaktorach o pojemności 1 dm³ w temp. 320, 330, 340, 355 i 365 °C w czasie od 18 do 144 godz. W celu symulacji procesów generowania w głębokich strukturach Karpat, połączonych z krakingiem termicznym wygenerowanych węglowodorów ciekłych, wykonano dodatkowo eksperymenty w warunkach nadkrytycznych: 400 °C przez 72 godz. Przeprowadzone eksperymenty HP umożliwiły symulację procesów generowania węglowodorów w zakresie od początku okna ropnego do fazy generowania wysokotemperaturowego gazu termogenicznego (Ro od ok. 0,6 do ok. 1,8%).

Analizując ilość generowanych węglowodorów ciekłych i gazowych w początkowym i środkowym etapie okna ropnego (0,6% < Ro < 1,1%), stwierdzono, niezależnie od typu genetycznego występującej w skale materii organicznej, wyższy uzysk węglowodorów ciekłych od węglowodorów gazowych. Dla wszystkich próbek zaobserwowano, że w granicach okna ropnego wydajność generowania ropy i gazu rośnie wraz ze wzrostem dojrzałości termicznej. W procesach prowadzonych w warunkach nadkrytycznych (Ro ok. 1,8%) zauważa się drastyczny spadek ilości węglowodorów ciekłych a wydajność węglowodorów gazowych jest bardzo wysoka, co jest związane z krakingiem wcześniej wygenerowanych węglowodorów ciekłych.

Powyższe obserwacje wskazują, że przy bilansowaniu procesu generowania ze skał zawierających materię organiczną nawet o znacznym udziale lądowego kerogenu Typu III, na etapie niskotemperaturowych przemian termogenicznych (okno ropne), nie należy zaniedbywać powstających węglowodorów ciekłych, w ilości nawet powyżej 100 mg/g TOC. Ilość węglowodorów gazowych generowanych z badanych skał na tym etapie przeobrażenia rzadko przekracza 50 mg/g TOC. W przypadku skał, gdzie stopień dojrzałości termicznej materii organicznej osiąga poziom okna gazowego, niezależnie od typu występującej w nich materii organicznej, ilości generowanych węglowodorów gazowych kilkakrotnie przewyższają ilości powstających węglowodorów ciekłych.

Źródło finansowania badań

Prace badawcze zostały sfinansowane w ramach projektu „Opracowanie innowacyjnej koncepcji poszukiwania złóż węglowodorów w głębokich strukturach Karpat Zewnętrznych” (INN KARP) finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (nr Umowy POIR.04.01.01.-00-0006/18-00).



Oil and gas generation potential of selected source rocks of the Outer Carpathians: hydrous pyrolysis approach

Dariusz Więclaw^{*1}, Krzysztof J. Jurek¹, Elżbieta Bilkiewicz¹

¹AGH University of Science and Technology in Kraków
Faculty of Geology, Geophysics and Environmental Protection,
^{*}e-mail: wieclaw@agh.edu.pl

Hydrous pyrolysis (HP) was used to simulate thermogenic processes of oil and gas generation from Spas shales (Type III/II kerogen), Werowice beds (Type II/III kerogen) and Menilite shales (Type I/II, II and II/III kerogen) collected from surface outcrops in Polish part of Outer Carpathians. This method best simulates natural processes of generation of thermogenic hydrocarbons among all currently applied methods of simulation of transformation processes because its conditions (long time and presence of water) are most comparable to those occurring in geological environment of source rock. The liquid and gaseous products obtained from hydrous pyrolysis are physically, chemically and isotopically similar to crude oil and natural gas. The process was carried out in 1 dm³ reactors at 320, 330, 340, 355 and 365 °C for 18 to 144 h. In order to simulate generation processes in deep Carpathian structures, combined with thermal cracking of the generated liquid hydrocarbons, additional experiments were performed at supercritical conditions: 400 °C for 72 h. The performed HP experiments, enabled the simulation of hydrocarbon generation processes in the range from the beginning of the oil window to the high-temperature thermogenic gas generation phase (Ro from ca. 0.6 to ca. 1.8%).

Analysing the amount of liquid and gaseous hydrocarbons generated during the early and the mid stages of the oil window (0.6% < Ro < 1.1%), it was found, regardless of the genetic type of organic matter present in the rock, that liquid hydrocarbons had a higher yield than gaseous hydrocarbons. For all samples, it was observed that, within the range of the oil window, oil and gas generation yields increased with increasing thermal maturity. In processes conducted at supercritical conditions (Ro ca. 1.8%), a drastic decrease in liquid hydrocarbons is observed and the yield of gaseous hydrocarbons is very high, which is related to the cracking of previously generated liquid hydrocarbons.

The above observations indicate that when balancing the generation process from rocks containing organic matter even with a significant share of terrestrial Type III kerogen, at the stage of low-temperature thermogenic transformations (oil window), the resulting liquid hydrocarbons, in amounts even above 100 mg/g TOC, should not be neglected. The amount of gaseous hydrocarbons generated from the studied rocks at this stage of transformation rarely exceeds 50 mg/g TOC. For rocks where the thermal maturity of the organic matter reaches the gas window level, regardless of the type of organic matter present, the amounts of gaseous hydrocarbons generated are several times greater than the amounts of formed liquid hydrocarbons.

Funding

The research work was financed in the framework of the project „Development of an innovative concept for exploration of hydrocarbon deposits in deep structures of the Outer Carpathians”. (INN KARP) funded by The National Centre for Research and Development and Polish Oil and Gas Company S.A. (Contract no. POIR.04.01.01.-00-0006/18-00).



Projektowanie procesu intensyfikacji wydobywania ropy naftowej ze złoża BMB z wykorzystaniem zintegrowanego systemu zarządzania złożem i metod sztucznej inteligencji

Jacek Dudek, Grzegorz Paliborek, Krzysztof Pietrzyk, Piotr Wójcik
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (OGiE)

Proces zarządzania złożem węglowodorów wymaga podejmowania krytycznych decyzji na każdym etapie życia złoża rozpoczynając od prac poszukiwawczych poprzez eksploatację na likwidacji złoża kończąc. Mając na uwadze, że przemysł poszukiwań, wydobywania i przeróbki węglowodorów tworzy niezwykle skomplikowany system łączący w sobie pracę specjalistów wielu różnych dziedzin kluczowe jest kompleksowe podejście umożliwiające mitygację całego spektrum potencjalnych ryzyk od geologii po ekonomię. Wdrożone w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie SA zintegrowane podejście do zarządzania złożem zakłada już od samego początku realizacji projektu pracę w wielodyscyplinarnym zespole jednocześnie niwelując zakłócenie przepływu informacji pomiędzy różnymi specjalnościami oraz pozwalając na szybkie zbieranie doświadczenia przez zespół. Zastosowanie takiego podejścia znacząco zmniejsza niepewność w podejmowaniu decyzji i ryzyko na każdym etapie cyklu życia złoża węglowodorów, uwzględniając różne kierunki rozwoju wraz z możliwością ich dalszej optymalizacji. Ponieważ podejście zintegrowane uwzględnia wszystkie elementy systemu produkcyjnego a tym samym spadki ciśnień w każdym jego elemencie, profile produkcji i prognozy są bardziej wiarygodne i spójne w porównaniu z tradycyjnym podejściem, które polega na modelowaniu każdej części systemu oddzielnie od pozostałych, z pominięciem interakcji upstream-downstream. Integracja zapewnia, że wszystkie zadane warunki brzegowe są dotrzymane w każdym krytycznym punkcie prowadzonej analizy takim jak – perforacje, głowica odwiertu, rurociągi czy system separacji na kopalni. Największą zaletą integracji domen możliwe jest zidentyfikowanie ograniczeń w systemie produkcyjnym tzw. „wąskich gardeł” a mianowicie elementów systemu produkcyjnego, które mogą w znacznym stopniu limitować produkcję danej kopalni. Dzięki stworzeniu cyfrowego, zintegrowanego modelu z rzeczywistymi ograniczeniami produkcyjnymi możliwe staje się rozpoczęcie procesu realnej optymalizacji systemu produkcyjnego.

W 2020 roku w PGNiG SA rozpoczęto projekt Smart Field, który m.in. wykorzystuje zaawansowane technologie cyfrowe do wsparcia działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Smart Field to m.in. kompleksowe podejście umożliwiające niezwykle dokładne analizy całego systemu produkcyjnego od złoża po system przesyłowy. Oznacza to nie tylko zwiększenie bazy zasobowej węglowodorów, ale także obniżenie kosztów ich pozyskania poprzez optymalizację inwestycji w infrastrukturę wydobywczą. Zaprojektowanie strategii zarządzania złożem węglowodorów zależy od ogromnej liczby różnych zmiennych, często od siebie współzależnych – rozwiązując jedno zagadnienie możemy pogorszyć inne parametry. Wspierane sztuczną inteligencją symulacje różnych wariantów zagospodarowania złoża umożliwiają m.in. optymalizację liczby odwiertów oraz parametrów ich pracy. W ramach projektu Smart Field zrealizowane zostało, wraz z naszym Partnerem – Operatorem Chmury Krajowej powstał prototyp narzędzia opartego na sztucznej inteligencji, którego zadaniem jest przeprowadzenie procesu wielokryterialnej optymalizacji zarządzania pracą złoża węglowodorów.

W niniejszej prezentacji zaprezentowane zostanie wdrożenie narzędzi Smart Field wraz ze zintegrowanym modelowaniem złoża w procesie projektowania intensyfikacji wydobywania na największym Polskim złożu ropy i gazu – Barnówko-Mostno-Buszewo.



The design of the improved oil recovery process in BMB field using the integrated reservoir management system and artificial intelligence methods

Jacek Dudek, Grzegorz Paliborek, Krzysztof Pietrzyk, Piotr Wójcik
PGNiG (OGiE)

The process of hydrocarbon fields management requires making critical decisions at every stage of the field lifetime, starting from exploration through production to decommissioning. Bearing in mind that the hydrocarbon exploration, production and processing industry is an extremely complex system combining the work of specialists from many different domains, the comprehensive approach is a key to mitigating the entire spectrum of potential risks, from geology to economics. The integrated approach, implemented at Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA assumes from the very beginning of the project, work in a multidisciplinary team. Such a workflow guarantees the elimination of the disruption of information flow between different domains and allows for a better experience gaining of the team. The application of such an approach significantly reduces uncertainty in the decision-making process and risk mitigation with further development directions with the possibility of their further optimisation. Because the integrated approach takes into account all elements of the production system and therefore pressure drops in each component, production profiles and forecasts are more reliable and consistent in comparison to the traditional approach, which involves modelling each part of the system separately from the others without upstream-downstream interactions. The integration ensures that during performed analysis all of the specified boundary conditions are met at each critical point, such as - perforations, wellhead, pipelines or the separation system. The biggest advantage of domain integration is the identification of possible bottlenecks in the production system - elements of the system that can significantly limit the field production. Thanks to the deployment of a digital, integrated model with actual production limitations, it becomes possible to start the process of real optimisation of the production system.

In 2020, PGNiG SA launched the Smart Field project, which uses advanced digital technologies to support exploration and production activities. Smart Field is a comprehensive approach that enables accurate analyses of the entire production system from the reservoir to the delivery point. The project deployment means not only an increase in the hydrocarbon resources but also reduce in the cost of hydrocarbon production by optimization of production system investments. The designing of field management strategy depends on a huge number of different variables, often interdependent - solving one issue can make other parameters worse. The support of artificial intelligence methods in various field development strategies makes it possible to optimize a number of wells and their future production performance.

As a part of the Smart Field project, together with our partner – Operator Chmury Krajowej the prototype of the artificial intelligence-based tool was developed. Its task is to perform a process of multi-criteria optimisation of hydrocarbon reservoir management.

This presentation will present the implementation of Smart Field tools together with integrated reservoir modeling in the process of designing improved oil recovery in the largest Polish oil and gas field - Barnówko-Mostno-Buszewo.



Technologia selektywnego kwasowania dla złóż ropno-gazowych usytuowanych w utworach dolomitu głównego

Marek Czupski¹, Piotr Kasza¹, Mariusz Szczęsny², Jacek Duda²

¹ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Kraków

² Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Obecnie w Polsce w dolomicie głównym eksploatowanych jest 17 złóż ropnych i ropno-gazowych, w tym największe z nich czyli złożo Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB). Złożo to udostępnia 41 odwiertów, z tego 36 strefę ropną. W latach 1997-2014 w odwiertach BMB przeprowadzono 62 zabiegi intensyfikacji wydobywania metodą matrycowego kwasowania z zastosowaniem cieczy kwasujących na bazie: 15% roztworu HCl, 12% roztworu HCl, mieszaniny HCl i CH₃COOH oraz emulsji roztworu HCl i ropy stabilizowanej. Odwierty, w których przeprowadzono zabiegi kwasowania, oprócz ropy wraz z upływem czasu produkowały coraz większe ilości wody złożowej, a zabiegi wykonywane z użyciem wspomnianych wcześniej cieczy kwasujących wzmacniały tę niepożądaną produkcję.

Dlatego w 2015 roku postanowiono opracować technologię, która umożliwiałaby: intensyfikację produkcji ropy bez jednoczesnego wzrostu produkcji wody złożowej oraz odpowiednią penetrację cieczy kwasującej poprzez optymalną propagację otworów robaczkowych. Spośród wielu rodzajów środków chemicznych stosowanych jako tzw. *divertery*, grupą na której skupiono szczególną uwagę były wiskoelastyczne surfaktanty (VES). Niektóre z VES po dodaniu do roztworów wodnych powodowały wzrost ich lepkości wskutek asocjacji cząsteczek w micelle. W wyniku kontaktu z ropą złożową struktura miceli ulega rozbiciu co skutkuje zmniejszeniem lepkości cieczy. Efektu tego nie obserwowano w przypadku kontaktu cieczy z wodą złożową. Opracowanie systemu cieczy do selektywnego kwasowania wymagało rozwiązania wielu problemów takich jak: stabilność termiczna składników i ich kompatybilność, wytrącanie się osadów tzw. *sludgu* czy odpowiednia ochrona przed korozją sprzętu zabiegowego i uzbrojenia odwiertu. Po opracowaniu składu cieczy przygotowano również rekomendacje dotyczące ich stosowania. Wytyczne te obejmowały wykonanie wstępnego oczyszczania odwiertu z osadów organicznych, w tym celu tłoczono ciecz wyprzedzającą, w skład której wchodziły środki powierzchniowo czynne i alkohole. Następnie był tłoczony *diverter* zawierający wiskoelastyczny surfaktant, a jego zadaniem było tymczasowe zablokowanie stref nasyconych wodą. Po nim zalecono zatłoczenie głównej cieczy kwasującej czyli 15% HCl z odpowiednimi dodatkami. Jako ciecz wytłaczającą zalecono zastosowanie cieczy wyprzedzającej oraz wody złożowej. Pierwszy zabieg selektywnego kwasowania przeprowadzono 8 listopada 2015 roku i po pierwszych 6 zabiegach dokonano oceny technologii. Na jej podstawie zmodyfikowano skład *divertera*, dzięki czemu w temperaturze otoczenia charakteryzował się on małą lepkością i nie stwarzał on problemów z oporami przepływu w warunkach powierzchniowych. Wymieniono również inhibitor korozji, co spowodowało wydłużenie czasu, w którym ten system mógł być bezpiecznie tłoczony przez *Coiled tubing*. Zmodyfikowano również sam sposób zatłaczania. Sumaryczną ilość *divertera* i cieczy kwasującej, która miała być zatłoczona do danego odwiertu podzielono na mniejsze porcje i tłoczono je naprzemiennie w kilku sekwencjach.

Dotychczas wykonano 34 zabiegi selektywnego kwasowania, a na podstawie ich rezultatów stwierdzono że stosowanie tej technologii jest niezbędne do stymulacji odwiertów zawodnionych. Pozwala ona na poprawę parametrów eksploatacyjnych i ograniczenie wykładnika wodnego. Skład systemu cieczy stosowanych w technologii selektywnego kwasowania można modyfikować do warunków panujących na danym złożu i w odwiercie. Modyfikowany może być również schemat zatłaczania cieczy do odwiertu.

Selective acidizing technology for oil and gas fields located in the Main Dolomite

Marek Czupski¹, Piotr Kasza¹, Mariusz Szczęsny², Jacek Duda²

¹ Oil and Gas Institute – National Research Institute, Kraków

² Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Currently, in Poland, 17 oil and oil and gas fields are exploited in the Main Dolomite, including the largest of them - the Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) field. This field completes 41 wellbores, 36 of which complete an oil zone. In 1997-2014, in the BMB wells, 62 stimulation treatments were carried out using the matrix acidizing method with the use of acidizing fluids based on: 15% HCl solution, 12% HCl solution, a mixture of HCl and CH₃COOH as well as an emulsion of HCl solution and stabilized crude oil. Wellbores on which acid treatments were carried out, apart from crude oil, with the passage of time produced more and more reservoir water, and treatments performed with the use of the aforementioned acidizing liquids increased this undesirable production.

Therefore, in 2015, it was decided to develop a technology that would enable: the intensification of oil production without a simultaneous increase in the production of reservoir water, and appropriate penetration of the acidizing liquid through optimal propagation of wormholes. Among many types of chemicals used as diverters, the group on which particular attention was focused were viscoelastic surfactants (VES). Some of the VES, when added to an aqueous solutions, caused an increase in their viscosity due to the association of molecules in micelles. As a result of contact with the crude oil, the micelle structure breaks down, which results in a reduction of the liquid's viscosity. This effect was not observed in the case of contact of the liquid with the reservoir water. The development of the liquid system for selective acidizing treatment required solving many problems, such as: thermal stability of chemical agents and their compatibility, sludge precipitation or adequate protection against corrosion of treatment equipment and wellbore completion. After the composition of the liquids was developed, recommendations for their use were also prepared. These recommendations included performing a preliminary wellbore cleaning of organic deposits, for this purpose, a preflush (included surface active agents and alcohols) was pumped. Then a diverter containing a viscoelastic surfactant was pumped and its task was to temporarily block the water-saturated zones. After that, it was recommended that the main acidizing liquid was injected, i.e. 15% HCl with appropriate additives. It was recommended to use preflush and reservoir water as the overflush. The first selective acidizing treatment was carried out on November 8, 2015 and the technology was assessed after the first 6 treatments. On its basis, the composition of the diverter was modified, thanks to which it was characterized by low viscosity at ambient temperature and did not cause problems with flow resistance under surface conditions. The corrosion inhibitor was also replaced, which increased the time that this system could be safely pumped through Coiled tubing. The pumping schedule has also been modified. The total amount of diverter and acidizing liquid was divided into smaller portions and they were pumped alternately in several sequences.

So far, 34 selective acidizing treatments have been performed, and on the basis of their results, it was found that the use of this technology is necessary to stimulate water cut wellbores. It allows to improve the operational parameters and reduce the water index. The composition of the fluid system and pumping schedule can be modified to the given reservoir and wellbore conditions.



Realizacja projektów CCS – geneza powstania Zielonej Księgi

Helena Cygnar

LOTOS Petrobaltic S.A.

e-mail: helena.cygnar@lotospetrobaltic.pl

Projekty CCS stanowią ciekawą alternatywę dla firm naftowych w dobie transformacji energetycznej. W ostatnim czasie nastąpił wzrost zainteresowania krajów europejskich do uruchamiania tego typu projektów – głównym bodźcem stały się rosnące ceny praw do emisji CO₂.

LOTOS Petrobaltic wyznaczył główne punkty które powinny zostać poczynione aby pierwszy projekt CCS został w Polsce uruchomiony: projekt pilotażowy na złożu ropy naftowej B3, zmiana otoczenia legislacyjnego a następnie uruchamianie kolejnych komercyjnych projektów.

Obecnie Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla z 2014 roku wskazuje złoża ropy naftowej B3 i B8 oraz złoża gazowe B4 i B6 jako potencjalne magazyny CO₂.

Analizując krajowe otoczenie legislacyjne i szukając informacji o uruchamianych projektach CCS w Europie dostrzeżono brak zbiorczego krajowego dokumentu, który opisywałby obecne przepisy prawne i jednocześnie przedstawiał symulację realizacji konkretnego projektu geosekwestracji stąd pomysł powstania Zielonej Księgi dla rozwoju CCS w Polsce – postulaty biznesu w procesie legislacyjnym. Jako przykład podziemnego magazynu CO₂ podano eksploatowane złożo ropy naftowej B3. W Zielonej Księdze zwrócono uwagę na cztery podstawowe elementy które składają się na projekt CCS: wychwyt, transport, zatłaczanie ale także finansowanie.

Głównym założeniem ekonomicznym projektów CCS jest możliwość rozliczenia unikniętych emisji CO₂ w europejskim systemie handlu uprawnieniami do emisji. Przedsiębiorstwo generujące dwutlenek węgla do atmosfery wykupuje odpowiednią ilość uprawnień do jego emisji na podstawie prowadzonych pomiarów - faktycznej wielkości emisji. Warto zaznaczyć że rynek handlu uprawnieniami w ostatnim czasie jest bardzo niestabilny i pokazuje że w krótkiej perspektywie czasu ceny mogą się znacząco zmieniać. Oszczędzając na zakupie emisji emitent pokrywa koszty transportu dwutlenku węgla i jego składowania. Z systemem ETS powiązany jest transport CO₂, który w świetle wykładni organów administracji publicznej pozwala tylko i wyłącznie na korzystanie z gazociągów. Na świecie znane są następujące środki transportu CO₂ oprócz rurociągów: barki rzeczne, specjalistyczne statki morskie, autocysterny a także odpowiednie tabory kolejowe. Wykorzystanie występujących na rynku możliwości transportowych pozwoli emitentom na wysyłanie gazu z różnych lokalizacji do wskazanego podziemnego magazynu.

Krajowe akty prawne które określają działalność związaną z sekwestracją CO₂ to prawo geologiczne i górnicze, prawo energetyczne, ustawa o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, a także odpowiednie rozporządzenia. Na poziomie europejskim to przede wszystkim dyrektywa CCS i ETS.

Pracując nad Zieloną Księgą zdefiniowano główne ryzyka prawne działalności CCS: nowa technologia w Polsce, niedoskonałości systemu ETS, monitoring podziemnego magazynu CO₂, zabezpieczenia finansowe i długa odpowiedzialność prawna przedsiębiorcy prowadzącego zakład górniczy. Najistotniejszymi kwestiami pozostającymi do rozwiązania przed uruchomieniem pierwszego projektu CCS to przede wszystkim sposób finansowania – zewnętrzne źródła europejskie oraz wsparcie Państwa, elastyczne podejście do monitoringu – rozróżnienie wymogów dla wyeksploatowanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego i nowych potencjalnych struktur w których można dwutlenek węgla składować i przede wszystkim umożliwienie korzystania z dostępnych środków transportu CO₂.



Implementation of CCS projects – the origin of the Green Paper

Helena Cygnar

LOTOS Petrobaltic S.A.

e-mail: helena.cygnar@lotospetrobaltic.pl

CCS projects are an interesting alternative for oil companies in the era of energy transformation. Recently, there has been an increase in the interest of European countries in launching this type of projects - the main stimulus has been the rising prices of CO₂ emission rights.

LOTOS Petrobaltic has set the main points that should be made in order for the first CCS project to be launched in Poland: a pilot project on the B3 oil field, changing the legislative environment and then launching further commercial projects.

Currently, the Ordinance of the Minister of the Environment on areas where it is allowed to locate the underground carbon dioxide storage complex from 2014 indicates the B3 and B8 oil deposits as well as the B4 and B6 gas fields as potential CO₂ storage facilities.

When analysing the national legislative environment and looking for information about CCS projects being launched in Europe, a lack of a collective national document was noticed that would describe the current legal regulations and at the same time present a simulation of the implementation of a specific geo-sequestration project, hence the idea of creating a Green Paper for the development of CCS in Poland - business postulates in the legislative process. The exploited B3 oil field is given as an example of an underground CO₂ storage facility. The Green Paper highlights the four basic elements that make up the CCS project: capture, transport, injection, but also financing.

The main economic assumption of CCS projects is the possibility of accounting for the avoided CO₂ emissions in the European emissions trading system. A company generating carbon dioxide into the atmosphere buys an appropriate number of emission allowances on the basis of conducted measurements - the actual amount of emissions. It is worth noting that the allowances trading market has recently been very unstable and shows that prices can change significantly in the short term. By saving on the purchase of emissions, the issuer covers the costs of carbon dioxide transport and storage. The ETS system is related to CO₂ transport, which in the current legal interpretation of public administration allows only and exclusively the use of gas pipelines. In addition to pipelines, the following means of CO₂ transport are known around the world: river barges, specialized ships, road tankers as well as appropriate rolling stock. Taking advantage of the transport possibilities available on the market will allow the issuers to send gas from different locations to the indicated underground storage.

National legal acts that define activities related to CO₂ sequestration are geological and mining law, energy law, the act on greenhouse gas emission allowances trading, as well as relevant regulations. At the European level, it is primarily the CCS and ETS directive.

While working on the Green Paper, the main legal risks of CCS activity were defined: new technology in Poland, imperfections of the ETS system, monitoring of the underground CO₂ storage, financial security and long legal liability of the entrepreneur running a mining plant. The most important issues to be solved before the launch of the first CCS project are primarily the method of financing - external European sources and state support, flexible approach to monitoring - differentiating the requirements for depleted crude oil and natural gas and new potential structures in which carbon dioxide can be stored and, above all, enabling everyone to use the available means of CO₂ transport.



Aspekty technologiczne procesu geologicznego magazynowania CO₂ zintegrowanego z eksploatacją złoża gazu ziemnego Żuchłów

Łukasz Klimkowski^{*1}, Stanisław Nagy¹, Jarosław Polit², Krzysztof Potera²

¹ Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

^{*}e-mail: klimkowski@agh.edu.pl

² Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Geologiczna sekwestracja dwutlenku węgla przyjmowana jest jako jedno z kluczowych narzędzi na drodze ku transformacji gospodarki w kierunku zerowej emisji CO₂ do atmosfery (emisja netto). Szczerpane złoża węglowodorów oraz głębokie warstwy wodonośne mogą z powodzeniem pełnić rolę magazynów CO₂. Struktury przeznaczone do tego celu, poza odpowiednią pojemnością, uzasadniającą podjęcie decyzji o konwersji pod względem ekonomicznym, muszą zapewniać bezpieczeństwo składowania w długim terminie (w setkach lat). Kwestia bezpieczeństwa sekwestracji dwutlenku węgla związana jest przede wszystkim ze szczelnością struktury. Można zaryzykować stwierdzenie, iż pod tym względem całkowicie bądź częściowo wyeksploatowane złoża węglowodorów mają przewagę nad warstwami wodonośnymi – sam fakt istnienia akumulacji węglowodorów potwierdza szczelność pułapki. Na korzyść złóż działa również znaczny stopień ich rozpoznania, zwłaszcza w przypadku złóż o długiej historii eksploatacji, oraz istniejąca infrastruktura kopalniana. Z drugiej jednak strony, znaczna ilość starych odwiertów może wymagać potwierdzenia ich integralności, rekonstrukcji lub likwidacji.

Złoże gazu ziemnego Żuchłów zlokalizowane jest w Monoklinie Przedsudeckiej śląskiego basenu sedymentacyjnego. Eksploatacja złoża rozpoczęła się w roku 1979. Sumaryczne wydobycie gazu na koniec sierpnia 2021 roku wyniosło 25,5 mld Nm³, a złożo jest już niemal zupełnie wyeksploatowane. Znaczne zasoby początkowe, a tym samym pojemność złoża oraz potwierdzona faktem istnienia akumulacji węglowodorów szczelność struktury czynią ze złoża Żuchłów niezwykle obiecujące potencjalne składowisko CO₂. Pod uwagę należy brać również możliwość połączenia potencjału złoża Żuchłów z pojemnością magazynową znajdującego się tuż obok złoża Załęcze. Nie bez znaczenia jest także korzystna pod względem odległości od emitentów CO₂ lokalizacja struktury – po około 100 km od Poznania na północy i Wrocławia na południu oraz ok. 200 km od elektrowni w Kędzierzynie-Koźlu. Możliwość wykorzystania złoża do długoterminowego składowania dwutlenku węgla badana była już między innymi w ramach projektu finansowanego przez Unię Europejską w ramach 7 Programu Ramowego SiteChar - Characterization of European CO₂ Storage w latach 2011-2013. Niemal dekadę później Autorzy postanowili powrócić do tematu konwersji złoża Żuchłów na magazyn CO₂. Model symulacyjny złoża zaktualizowano o nowe dane produkcyjne i poddano rekaliibracji. W oparciu o model symulacyjny odzwierciedlający aktualny stan złoża przeprowadzono wariantową analizę pracy złoża w trakcie konwersji na magazyn CO₂. Przyjęto scenariusze zatłaczania z różnymi wydajnościami z jednoczesnym odbiorem pozostałego w złożu gazu ziemnego z kontrolą udziału CO₂ w wydobywanym gazie. Po zakończeniu etapu zatłaczania dwutlenku węgla (post-closure) badano długoterminowe zachowanie składowiska w okresie 500 lat od zamknięcia. Ocenie, poza pojemnością dynamiczną, podlegała efektywność pułapkowania CO₂, której miarą była ilość CO₂ unieruchomionego poprzez rozpuszczanie w wodzie warstwy podścielającej złożo oraz zatrzymana w wyniku tzw. pułpkowania rezydualnego w kanałach porowych o najmniejszych wymiarach.



Technological aspects of the geological sequestration of CO₂ integrated with the gas production from the Żuchłów mature gas field

*Łukasz Klimkowski^{*1}, Stanisław Nagy¹, Jarosław Polit², Krzysztof Potera²*

¹ AGH University of Science and Technology

^{*}e-mail: klimkowski@agh.edu.pl

² PGNiG SA

The geological sequestration of carbon dioxide is widely accepted as one of the crucial tools on the way to a zero-emission energy sector. Depleted hydrocarbon reservoirs and deep saline aquifers are the most suitable for CO₂ storage sites. Structures intended for this purpose, in addition to the appropriate capacity that justifies the economic decision to convert, must ensure long-term storage safety. The issue of the safety of carbon dioxide sequestration is primarily related to the sealing capacity of the structure. One can risk a statement that in this respect fully or partially depleted hydrocarbon reservoirs have an advantage over aquifers - the very fact of the accumulation of hydrocarbons confirms the sealing of the trap. Reservoirs also benefit from a significant degree of recognition, especially in the case of reservoirs with a long history of exploitation and existing mine infrastructure. On the other hand, a significant number of old wells may require integrity verification, reconstruction, or decommissioning.

The Żuchłów natural gas field is located in south-west Poland, on the Fore-Sudetic monocline within the Silesian sedimentary basin. Gas production started in 1979. In August 2021 the cumulative gas production amounted to 25,5 billion Nm³, thus the reservoir is considered almost completely depleted. The significant initial gas in place, and thus the volume of the reservoir, and the proven caprock storage capacity for natural gas make the Żuchłów reservoir a promising potential CO₂ storage site. Also, it is worth considering the possibility of connecting the storage potential of the Żuchłów reservoir with the nearby Załęcze gas field. The location of the structure is also very important in terms of the distance from the CO₂ emitters - c.a. 100 km from Poznań in the north and Wrocław in the south, and 200 km from the power station in Kędzierzyn-Koźle in the south-east. The suitability of the Żuchłów reservoir for long-term geological sequestration of CO₂ was investigated in the EU Project: SiteChar - Characterization of European CO₂ Storage in 2011-2013 together with the nearby Załęcze reservoir and among other onshore and offshore sites throughout Europe. After a decade, the authors revisited the Żuchlow field and the issue of conversion to CO₂ storage site. The simulation model was updated with production data for recent years. The dynamic storage capacity of the Żuchlow reservoir and the efficiency of CO₂ trapping were evaluated in the long term, including the solubility of CO₂ in brine and residual trapping. Scenarios differentiated by the amount of CO₂ injected per year along with simultaneous natural gas production were studied. Based on the simulation results, the authors concluded that the Żuchlow field should be considered as a significant CO₂ storage site.



Ocena ryzyka geologicznego magazynowania CO₂ w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego

J. Lewandowska-Śmierzchalska, S. Nagy, K. Polański, B. Uliasz-Misiak, R. Matuła

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

Wychwytywanie i geologiczne magazynowanie antropogenicznego CO₂ (Carbon Dioxide Capture and Storage – CCS) jest rozważane jako metoda redukcji emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Jako podziemne magazyny CO₂ proponuje się: różne struktury geologiczne zlokalizowane w skałach porowatych, w tym częściowo szcerpane złoża gazu ziemnego. Na każdym, z etapów jest możliwe wystąpienie zagrożeń dla zdrowia ludzi i środowiska. Ze względu na skalę, w jakiej może być w przyszłości prowadzone geologiczne magazynowanie CO₂ (zatłaczanie milionów ton gazu do jednej struktury) konieczna jest minimalizacja ryzyka dla ludzi i środowiska związanego z tym procesem.

Ryzyko, definiowane jako wpływ niepewności na cele (ISO 31000) dotyczące różnych aspektów działalności np. środowiskowych. Może być określane w odniesieniu do potencjalnych zdarzeń, ich następstw lub kombinacji obu, często wyrażane jest jako kombinacja następstwa zdarzenia i związanego z nim prawdopodobieństwa (możliwości, szansy) jego wystąpienia. Natomiast niepewność oznacza stan braku informacji związanej ze zrozumieniem lub wiedzą na temat zdarzenia, jego następstw lub prawdopodobieństwa. Wpływ niepewności powoduje odchylenie od oczekiwań, które może być pozytywne i/lub negatywne (ISO 9001:2015).

Gaz migrujący ze struktury, w której jest składowany w stronę powierzchni może powodować pogorszenie jakości wód powierzchniowych i podziemnych, gleb oraz zmiany w ekosystemie (pod)powierzchniowym. Z globalnego punktu widzenia migracja CO₂ z miejsc składowania spowodują obniżenie efektywności tego procesu czyli mniejszą redukcję koncentracji tego gazu w atmosferze. Istotnym zagadnieniem jest wielkość wycieków, jaka jest do zaakceptowania ze względu na zapewnienie redukcji emisji. Do oceny ryzyka związanego z geologicznym magazynowaniem CO₂ w szcerpanych złożach gazu ziemnego zaproponowano metodę ilościową – Cause consequence analysis (CCA). Dzięki niej można opisać przyczyny i skutki danego zdarzenia, rezultatem przeprowadzenia tej analizy jest możliwość zbudowania diagramu przyczyn i skutków.

Potencjalne zagrożenia wynikające ze składowania dwutlenku węgla to: migracje CO₂ i CH₄ poza formację magazynową, sejsmiczność indukowana czy ruchy powierzchniowe ziemi. Najważniejszymi drogami migracji ze struktur geologicznych są: skały nadkładu, szczeliny i uskoki oraz drogi migracji stworzone przez człowieka (szczeliny, otwory wiertnicze). Analizę identyfikacji scenariuszy związanych z identyfikacją zagrożeń migracją CO₂ wykonano w roku 2012 dla złoża gazu ziemnego „Załęcze” [1]. Wynikiem badań była diagnoza o ograniczonym ryzyku podczas zaplanowanej operacji zatłaczania CO₂. Ustalono, że scenariusz nieszczelności odwiertów jest najbardziej znaczącym w przypadku magazynowania geologicznego CO₂ w kompleksie złóż Załęcze-Żuchłów. Wykonano analizę integralności odwiertów zlokalizowanych na złożach gazu „Załęcze” i „Żuchłów” oraz ewentualnej migracji CO₂ przez zlikwidowane odwierty. Złoże gazu ziemnego „Załęcze” zawierał w roku 2013 m.in. ponad 58 odwiertów poszukiwawczych, rozpoznawczych i rozwojowych, z tego 9 odwiertów rozpoznawczych (zlikwidowanych w latach 1967-1985), 49 odwiertów eksploatacyjnych, z tego 38 aktywnych i 11 odwiertów zlikwidowanych (1999-2006) [1]. Prawdopodobieństwo migracji CO₂ przez cement poza odwierty przewidywane przez symulacje migracji jest niskie [1];

Praca realizowana w ramach programu POLNOR CCS 2019 Call finansowanego ze środków Norweskiego Mechanizmu Finansowego na lata 2014-2021.

Literatura:

1. SiteChar, 2012: Characterisation of European CO₂ storage, Deliverable N° D5.6; Integrity analysis of all existing wells, Załęcze & Żuchłów site



Risk assessment of geological CO₂ storage in partially depleted natural gas reservoir

J. Lewandowska-Śmierzchalska, S. Nagy, K. Polański, B. Uliasz-Misiak, R. Matuła

AGH University of Science and Technology in Krakow, Faculty of Drilling, Oil, and Gas

Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS) is considered a method of reducing greenhouse gas emissions into the atmosphere. CCS technology consists of three stages: capture of CO₂ from exhaust/industrial gases, transport, and injection and geological storage. It is possible to encounter risks to human health and the environment at each stage. Various geological structures in porous rocks, including partially depleted natural gas reservoirs, are proposed. Due to the scale at which geological storage of CO₂ may be carried out in the future (injecting millions of tons of gas into a single structure), it is necessary to minimize the risk to humans and the environment associated with this process.

Risk is defined as the impact of uncertainty on objectives (ISO 31000) relating to various aspects of the activity, e.g., environmental. It can be defined as concerning potential events, their consequences, or a combination of both is often expressed as a combination of the result of an event and the associated probability (possibility, chance) of its occurrence. The impact of uncertainty causes a deviation from expectations, which can be positive and/or negative (ISO 9001:2015).

Gas migrating from the structure in which it is stored towards the surface can cause deterioration of the quality of surface and groundwater, soils, and changes in the (sub)surface ecosystem. From a global point of view, the migration of CO₂ from storage sites will reduce the efficiency of this process, i.e. a smaller reduction in the concentration of this gas in the atmosphere. An important issue is the magnitude of leakages, which is acceptable to ensure emission reductions.

The Cause Consequence Analysis (CCA) To assess the risk associated with the geological storage of CO₂ in the depleted natural gas reservoirs, the method was proposed. The causes and effects of a given event can be described, and the result of this analysis is the possibility of building a diagram of causes and effects.

Potential hazards resulting from carbon dioxide storage are CO₂ and CH₄ migrations outside the storage formation and induced seismicity or surface movements of the earth. The most important routes of leakage from geological structures are: overburden rocks, crevices and faults, and man-made migration routes (fissures, boreholes).

An analysis of the identification of scenarios related to the identification of CO₂ migration threats was carried out in 2012 for the „Załęcze” natural gas field [1]. The integrity of faults and rocks in the reservoir overburden, as well as other phenomena during the exploitation period of the reservoir, were studied, m.in. The result of the study was a diagnosis of limited risk during a planned CO₂ injection operation.

An analysis of the integrity of the wells located in the „Załęcze” and „Żuchłów” gas fields and the possible leakage of CO₂ by the decommissioned wells was carried out. It was established that the production of leaking wells is the most significant in the case of geological storage of CO₂ in the Complex of Załęcze-Żuchłów reservoirs. In 2013, the „Załęcze” natural gas field contained m.in over 58 exploration, appraisal, and development wells, including nine exploratory wells (liquidated in 1967-1985), 49 production wells, of which 38 active and 11 wells were liquidated (1999-2006) [1]. Low probability of CO₂ migration through cement beyond wells predicted by migration simulations [1]; Good condition of the wells confirmed by the technical state of the well based on performed tests [1].

Work carried out under the POLNOR CCS 2019 Call program financed by the Norwegian Financial Mechanisms 2014-2021. Umowa nr / Agreement No.: NOR/POLNORCCS/AGaStor/0008/2019-00

Literature:

1. SiteChar, 2012: Characterisation of European CO₂ storage, Deliverable N° D5.6; Integrity analysis of all existing wells, Załęcze & Żuchłów site



Monitoring i zabezpieczenia finansowe – wyzwania projektów CCS

Jarosław Tyburcy

LOTOS Petrobaltic S.A.

e-mail: jaroslaw.tyburcy@lotospetrobaltic.pl

Unia Europejska do 2050 roku planuje stać się neutralna klimatycznie. Dla osiągnięcia tego celu nie wystarczy tylko sama redukcja emisji CO₂, aby go osiągnąć należy zastosować technologie ujemnych emisji. Jedną z tych technologii jest geologiczna sekwestracja dwutlenku węgla.

Wychodząc naprzeciw tym oczekiwaniom Parlament Europejski już w 2009 roku wydał dyrektywę w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla. Dyrektywa ta stanowi szkielet rozwiązań prawnych jaki powinien zostać zaimplementowany przez państwa członkowskie. Ważniejszymi aspektami wspomnianej dyrektywy jest monitoring oraz zabezpieczenia finansowe. Monitoring jest narzędziem umożliwiającym kontrolowanie prawidłowości procesu składowania dwutlenku węgla. Natomiast zabezpieczenia finansowe mają na celu zagwarantowanie środków umożliwiających wypełnienie wszystkich obowiązków wynikających z koncesji na składowanie dwutlenku węgla.

Zabezpieczenia finansowe w formie środków pieniężnych lub opłaty gwarancyjnej wynoszą realnie od 25% do 40% (w zależności od wysokości kapitału obrotowego) - nie mniej niż koszty monitoringu oraz koszty likwidacji zakładu górniczego, oraz innych działań mających na celu zagwarantowanie długotrwałej stabilności podziemnego składowania dwutlenku węgla. Mowa tu o okresach rzędu 10-30 lat eksploatacji składowiska, 20 lat po zamknięciu składowiska i 30 latach po przekazaniu „odpowiedzialności” Krajowemu Administratorowi Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla.

Kwoty pozostałego zabezpieczenia finansowego mogą zostać zagwarantowane również w innej formie: gwarancji bankowych, gwarancji ubezpieczeniowych lub polis ubezpieczeniowych. Obejmują one 12% wyceny uprawnień do emisji od maksymalnej pojemności magazynowej, koszty działań naprawczych i zapobiegawczych, koszty odszkodowań.

Monitoring i zabezpieczenia finansowe są dwoma krytycznymi czynnikami dla oceny biznesowej każdego projektu CCS. Świadomość indywidualnego podejścia do każdego projektu sekwestracji CO₂ pod kątem opracowania odpowiedniego planu monitoringu i oszacowania niezbędnych zabezpieczeń są niezmiernie istotne z punktu widzenia planowanej działalności. Obecnie monitoring podziemnego składowiska CO₂ powinien być prowadzony przez nie mniej niż 50 lat na koszt przedsiębiorcy bez uwzględnienia o jakim magazynie mówimy – taki sam dla wyeksploatowanych złóż węglowodorów, gdzie szczelność jest potwierdzona i taki sam dla nowych struktur geologicznych. Forma zabezpieczeń jest określana przez administrację rządową a jednostki finansujące na dzień dzisiejszy nie mają odpowiednich produktów, które mogłyby sprostać obecnym wymaganiom legislacyjnym



Monitoring and financial security – the challenges of CCS projects

Jarosław Tyburcy

LOTOS Petrobaltic S.A.

e-mail: jaroslaw.tyburcy@lotospetrobaltic.pl

The European Union plans to become climate-neutral by 2050. In order to achieve this goal, it is not enough to reduce CO₂ emissions alone, negative emission technologies have to be applied. One of these technologies is geological sequestration of carbon dioxide.

To meet these expectations, the European Parliament issued a directive on the geological storage of carbon dioxide in 2009. This Directive constitutes a framework of legal solutions to be implemented by the Member States. The most important aspects of this directive are monitoring and financial security. Monitoring is a tool enabling control over the correctness of the process of storing carbon dioxide. Financial security, on the other hand, is aimed at guaranteeing the means to fulfil all obligations resulting from the concession for storing carbon dioxide.

Financial securities in the form of cash or a guaranteed fee amount to 25% to 40% (depending on the amount of working capital) - no less than the costs of monitoring and the costs of decommissioning the mining plant and other activities aimed at guaranteeing long-term stability of underground carbon dioxide storage. We are talking about periods on the order of 10-30 years of operation of the storage site, 20 years after the closure of the storage site and 30 years after the transfer of „responsibility” to the National Administrator of Underground Carbon Dioxide Storage Sites.

The amounts of the remaining financial security can also be guaranteed in other forms: bank guarantees, insurance guarantees or insurance policies. They cover 12% of the valuation of emission allowances on the maximum storage capacity, costs of corrective and preventive actions, costs of compensation .

Monitoring and financial security are two critical factors for the business case of any CCS project. Being aware of the individual approach to each CO₂ sequestration project in terms of developing an appropriate monitoring plan and estimating the necessary safeguards are extremely important for the planned business. Currently, monitoring of an underground CO₂ storage site should be carried out for no less than 50 years at the expense of the entrepreneur, regardless of the type of storage we are talking about - the same for depleted hydrocarbon deposits where tightness is confirmed and the same for new geological structures. The form of security is determined by the government administration and the financing entities do not have suitable products to meet the current legislative requirements

Cementowanie otworów przeznaczonych do geologicznej sekwestracji CO₂

Sylwester Izdebski^{1*}, Chrystian Mazur¹, Marcin Rzepka², Łukasz Kut²

¹ EXALO DRILLING S.A.

² Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Kraków

*e-mail: sylwester.izdebski@exalo.pl

Wyeksploatowane złoża węglowodorów po dokonaniu szczegółowej analizy ich właściwości mogą być przeznaczone do wykorzystania jako zbiorniki do składowania CO₂. Analiza ta między innymi powinna wykazać, które odwierty wykonane na strukturze należy skutecznie zlikwidować, a które pozostawić i poddać rekonstrukcji, aby zapewnić ich szczelność w nowych warunkach eksploatacji. Wytypowane odwierty powinny się charakteryzować szczelnością wszystkich istniejących kolumn rur okładzinowych, a projektowana dodatkowa kolumna rur powinna być zacementowana specjalnymi zaczynami cementowymi odpornymi na CO₂.

W zależności od średnicy cementowanej kolumny rur należy tak zaprojektować technologię zabiegu, aby w maksymalnym stopniu usunąć płyn zastosowany do wykonania prac rekonstrukcyjnych z przestrzeni pierścieniowej i zastąpić go specjalnym zaczynem cementowym. Proces projektowania prowadzony jest przez doświadczonych specjalistów Serwisu Cementacyjnego przy pomocy specjalistycznego oprogramowania. Otrzymane wyniki przeprowadzonej symulacji posłużą do wykonania projektu cementowania, w którym zawarte zostaną: parametry zabiegu oraz wytypowany specjalistyczny sprzęt pompowy będący w posiadaniu Firmy Exalo Drilling S.A.

Na podstawie prac badawczych prowadzonych w ostatnich latach w INiG - PIB można stwierdzić, że o trwałości stwardniałych zaczynów cementowych deponowanych w środowisku CO₂ decyduje kilka czynników. Szczególne znaczenie odgrywa w tym zakresie skład fazowy zaczynu oraz typ mikrostruktury powstałego stwardniałego zaczynu cementowego. Czynniki te wpływają na strukturę porów matrycy cementowej oraz zdolności do samouszczelniania się i przerywania ciągłości porów kapilarnych przez powstające produkty hydratacji. Korzystnym sposobem zmniejszenia porowatości zaczynów cementowych oraz zwiększenia udziału trwałej fazy CSH w zaczynie jest wprowadzanie do receptur dodatków mineralnych (m.in. popiołów lotnych, mikrokrzemionki) a także mielonego cementu (mikrocementu).

W INiG-PIB opracowano zaczyny cementowe, które po utwardzeniu posiadają podwyższoną odporność korozyjną płaszcza cementowego izolującego rury okładzinowe od formacji skalnej do temperatury dennej wynoszącej około 70°C. Zaczyny sporządzano m.in. na bazie popiołów lotnych (pyłów dymnicowych w ilości 35-50%), mikrocementu (ok. 10%) i mikrokrzemionki (35-50%). Utwardzone receptury zaczynów cementowych przechowywano w warunkach wody złożowej nasyconej CO₂ przez okres 180 dni (wykonując okresowe badania parametrów mechanicznych, przepuszczalności oraz porowatości). Wytrzymałości na ściskania opracowywanych receptur stwardniałych zaczynów cementowych o podwyższonej odporności na korozję węglanową przekraczają 20 MPa a przyczepności do rur stalowych osiągają wartości ok. 5 - 6 MPa po 180 dniach ekspozycji. Przepuszczalność dla gazu po 180 dniach nie przekracza 0,1 mD. W stwardniałych zaczynach obserwuje się niewielki udział porów kapilarnych (zdecydowaną przewagę stanowią pory najmniejsze o wielkości poniżej 100 nm).



Cementation of the holes intended for geological CO₂ sequestration

Sylwester Izdebski^{1}, Chrystian Mazur¹, Marcin Rzepka², Łukasz Kut²*

¹ EXALO DRILLING S.A.

² Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Kraków

*e-mail: sylwester.izdebski@exalo.pl

Depleted hydrocarbon reservoirs, after a detailed analysis of their properties can be designated for use as CO₂ storage. This analysis should, among the others, show which wells in the same structure should be effectively abandoned and which should be left in place and reconstructed to ensure their tightness under the new production conditions. The selected wells should be characterized by the tightness of all existing casing sections and new designed additional casing section should be cemented with special CO₂ resistant cement slurry.

Depending on the diameter of the cemented casing section, the treatment technology should be designed to remove drilling fluid used for reconstruction from the annular space efficiently and to replace it with a special cement slurry. The design process is carried out by experienced Cementing Service specialists using professional software. The obtained simulation results will be used to prepare the cementing project, which shall include: treatment parameters and selected specialist pumping equipment owned by Exalo Drilling S.A.

Based on the research carried out in recent years at the Oil and Gas Institute – National Research Institute, it can be concluded that the durability of hardened cement slurries was stored in the CO₂ environment is determined by several factors. The phase composition of the slurry and the type of microstructure of the hardened cement slurry are of particular importance in this area. These factors affect the pore structure of the cement matrix and the ability to self-seal and break in the continuity of capillary pores by the resulting hydration products. A favorable method of reducing the porosity of cement slurries and increasing the share of the CSH phase in the slurry is the incorporation of mineral additives (including fly ash, microsilica) and ground cement (microcement) into the slurries.

At the Oil and Gas Institute-National Research Institute, cement slurries for the bottom temperature of approx. 70° C have been developed, which after hardening have increased corrosion resistance of the cement sheath insulating the casing pipes from the rock formation. Slurries were prepared on the basis of i.a. fly ash (in the amount of 35-50%), microcement (approx. 10%) and microsilica (35-50%). Hardened cement slurries were stored in the conditions of reservoir water saturated with CO₂ for a period of 180 days (periodic tests of mechanical parameters, permeability and porosity were performed). The compressive strengths of the developed formulations of hardened cement slurries with increased resistance to carbonate corrosion exceed 20 MPa and the adhesion to steel pipes reaches the values of approx. 5 - 6 MPa after 180 days of exposure. Gas permeability after 180 days does not exceed 0.1 mD. In the hardened slurries, a small number of capillary pores is observed (pores of the smallest size (below 100 nm), made up a vast majority).

Polsko-islandzka współpraca w zakresie modelowania zbiorników geotermalnych

Maciej Miecznik^{1}, Beata Kępińska¹, Helga Tulinus²,
Gunnar Þorgilsson², Kjartan Marteinnsson²*

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

² Iceland GeoSurvey (ISOR)

*e-mail: miecznik@min-pan.krakow.pl

Polsko-islandzka współpraca w zakresie badań nad wykorzystaniem zasobów geotermalnych rozpoczęła się przeszło 30 lat temu. W ostatnich latach współpraca ta została zacieśniona w związku z możliwością finansowania badań z grantów EOG i funduszy norweskich. Obecnie trwająca współpraca pomiędzy Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk a Islandzką Służbą Geologiczną (ISOR) dotyczy zagadnień związanych z rozwojem oprogramowania do symulacji niskotemperaturowych zbiorników geotermalnych, w których płynem roboczym jest woda w fazie ciekłej.

Do symulowania zbiorników geotermalnych niskotemperaturowych, specjaliści islandzcy najczęściej wykorzystują uproszczoną metodę, jaką jest zastosowanie modeli o parametrach skupionych. Takim narzędziem jest LUMPFIT. Pozwala on na symulację pracy systemu geotermalnego za pomocą od 1 do 3 połączonych zbiorników, gdzie poszczególne zbiorniki odzwierciedlają źródło płynu złożowego, a połączenia pomiędzy nimi symulują opór hydrauliczny stawiany przez górotwór. W przypadku niskotemperaturowych systemów geotermalnych modele te na przestrzeni ostatnich kilkadziesiąt lat okazały się nadzwyczaj niezawodne i wiarygodne. Niemniej, w obecnej wersji, program LUMPFIT umożliwia modelowanie eksploatacji wód geotermalnych w rozrachunku netto, tj. całkowite wydobycie minus całkowite zatłaczanie, za pomocą ograniczonej liczby zbiorników i połączeń hydraulicznych. Nie jest więc to narzędzie, które pomimo niewątpliwych zalet, jak np. prostota i szybkość działania, pozwala w sposób jednoznaczny charakteryzować system geotermalny. Z drugiej strony, coraz częściej wykorzystuje się rozbudowane modele 3-wymiarowe, które pozwalają na znacznie pełniejsze scharakteryzowanie eksploatowanego systemu geotermalnego, a także prowadzenie obliczeń prognostycznych w zakresie rozkładu m.in. temperatury i ciśnienia. Modelowanie trójwymiarowe jest jednocześnie czasochłonne, kosztowne, jak i wymaga możliwie bogatego zbioru danych geofizycznych. W związku z ograniczeniami obu metod, polscy i islandzcy naukowcy podjęli starania w celu opracowania narzędzi, które uczynią proces modelowania bardziej przystępnym. Zostanie to wykonane w dwojaki sposób.

1. Rozwój programu LUMPFIT o możliwość symulowania dodatkowych zbiorników i bardziej elastycznych połączeń pomiędzy nimi. Oznacza to, że będzie można w sposób bardziej indywidualny symulować pracę otworów produkcyjnych i chłonnych, co pozwoli uzyskać lepszą kalibrację modelu i tworzyć lepsze modele prognostyczne.
2. Opracowanie skryptów, które usprawnią tworzenie skomplikowanych modeli 3D. Docelowo skrypty te zostaną opracowane dla symulatora WAIWERA (<https://waiwera.github.io/>). Planuje się m.in. opracowanie równania stanu, które umożliwi symulację zbiorników wysokozmineralizowanych, jak również procedur prowadzących do eliminacji efektu wygrzewania otworu z danych historycznych, służących kalibracji modelu.

Źródło finansowania badań:

Projekt jest finansowany w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego i Norweskiego Mechanizmu Finansowego na lata 2014–2021, Program „Środowisko, energia i zmiany klimatu”.



Polish-Icelandic cooperation in the field of modelling geothermal reservoirs

Maciej Miecznik^{1}, Beata Kępińska¹, Helga Tulinus²,
Gunnar Þorgilsson², Kjartan Marteinsson²*

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

² Iceland GeoSurvey (ISOR)

*e-mail: miecznik@min-pan.krakow.pl

Polish-Icelandic cooperation in the field of geothermal research began over 30 years ago. In recent years, this cooperation has been further tightened due to the possibility of financing research from EEA and Norway Grants. Currently, the ongoing cooperation between the Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences and the Iceland GeoSurvey (ISOR) concerns issues related to the development of software for simulating low-temperature geothermal reservoirs, in which the working fluid is water in the liquid phase.

To simulate low-temperature geothermal reservoirs, Icelandic specialists most often use a simplified method, which is the use of models with lumped parameters. Computer code LUMPFIT is such a tool. It allows to simulate the operation of the geothermal system by means of 1 to 3 connected tanks, where the individual tanks reflect the source of the reservoir fluid, and the connections between them simulate the hydraulic resistance of the formation. In case of low-temperature geothermal systems, these models have proved to be very reliable and credible over the last decades. However, in its current version, the LUMPFIT program enables modeling of geothermal water exploitation on a net basis, i.e. total production minus total injection, using a limited number of tanks and hydraulic connections. Therefore, it is not a tool that, despite its undoubted advantages, such as simplicity and speed of operation, allows for an unambiguous characterization of the geothermal system. On the other hand, complex 3D models are getting more popular, which allow for a much more complete characterization of the exploited geothermal system, as well as for providing more detailed forecasts, e.g. temperature and pressure distribution in time and space. The 3D modeling is both time-consuming and costly, and requires the collection of extensive geophysical dataset. Such modeling also presents a significant computational challenge. Due to the limitations of both methods, Polish and Icelandic scientists have made efforts to develop tools that will make the modeling process more accessible. This will be done in two ways.

1. Development of the LUMPFIT code with the possibility to simulate additional tanks and more flexible connections between them. This means that it will be possible to simulate the performance of production and injection wells in a more individual way, which will allow for better than before calibration of the model, and as a result will allow for providing better forecasts for a reservoir.
2. Development of scripts that will facilitate the creation of complex 3D models. Ultimately, these scripts will be developed for the WAIWERA simulator (<https://waiwera.github.io/>). It is planned, inter alia, development of an equation of state that will enable the simulation of highly mineralized reservoirs, as well as procedures leading to the elimination of the thermal lift effect from production data, used for model calibration

Financing of research:

The project is financed under the Bilateral Cooperation Fund of the EEA Financial Mechanism and the Norway Grants for 2014–2021, Program „Environment, Energy and Climate Change”.



Wpływ parametrów opisujących odbiorcę energii na efektywność wykorzystania energii geotermalnej w sieciach grzewczych

Pajak L.^{*1}, Miecznik M.¹, Kasztelewicz A.¹, Bujakowski W.¹, Halás O.², Medgyes T.³, Pétursson B.⁴, Midttømme K.⁵, Pierzchała K.¹, Guðmundsson J.R.⁴

¹ Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences

² SLOVGEOTERM a.s.

³ InnoGeo Research and Service Nonprofit Public-benefit Ltd

⁴ National Energy Authority

⁵ NORCE Norwegian Research Centre AS

* e-mail: pajak@meeri.pl

Wykorzystanie dowolnego nośnika energii w celu zaspokojenia określonych potrzeb ściśle wiąże się z pojęciem efektywności. Miernikiem efektywności zazwyczaj są efekty ekonomiczne. Jesteśmy zainteresowani tym, by potrzeby zaspokoić możliwie tanio. Jeżeli skupimy się na zaspokojeniu potrzeb w zakresie centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej, to cel ten można osiągnąć stosując tani nośnik energii. Nie bez znaczenia jest również efektywna zamiana energii zawartej w nośniku w energię użytkową. Jednym z powszechnie wykorzystywanych nośników energii był, i nadal jest w Polsce, węgiel kamienny. Wg danych URE (2020) w 2019 roku 68,88% energii cieplnej wytwarzanej w koncesjonowanych instalacjach ciepłowniczych pochodziło z węgla kamiennego (jest to również dominujący nośnik energii w gospodarstwach domowych). Alternatywą dla węgla jest sieciowy gaz ziemny wysokometanowy i azotowany (łącznie 9,47% w 2019 roku), droższy ale łatwiejszy w użyciu, charakteryzujący się dodatkowo zdecydowanie mniejszym negatywnym wpływem na środowisko. Odnawialne źródła energii wykorzystywane w celu pokrycia zapotrzebowania na energię ciepłą, poza nielicznymi wyjątkami do których zaliczyć można np. geotermię, wykorzystywane są raczej jako rozproszone źródła o małej mocy (np. kolektory słoneczne).

Niezależnie od rodzaju stosowanego nośnika energii pierwotnej, pewne cechy systemu energetycznego mogą sprzyjać wzrostowi efektywności. Co istotne, cechy te w zasadzie nie zależą od tego, czy wykorzystujemy energię odnawialną, czy konwencjonalną. Oczywiście ich znaczenie może się różnić, generalne tendencje są jednak zbieżne. Do cech uniwersalnych zaliczyć można oszczędności wynikające z redukcji zapotrzebowania na moc chwilową i energię wynikające z termomodernizacji. Efekt jest tu oczywisty - zmniejszenie zapotrzebowania na energię sprzyja mniejszym kosztom pokrycia potrzeb. Istotne jest to, że nie zmieniają się przy tym warunki komfortu użytkowania obiektów. Innym zabiegiem sprzyjającym podniesieniu efektywności pracy systemu ciepłowniczego jest obniżanie wymaganej temperatury zasilania instalacji grzewczych. Obniżenie temperatury sprzyja redukcji strat przesyłowych, podniesieniu sprawności wytwarzania (spalanie paliw konwencjonalnych) oraz zwiększeniu stopnia zagospodarowania niskotemperaturowych wód geotermalnych.

Zagadnieniami dotyczącymi wzajemnych oddziaływań pomiędzy usprawnieniami prowadzonymi w systemie energetycznym i ich ilościową oceną zajmuje się projekt pod tytułem „Poprawa efektywności energetycznej wykorzystania energii geotermalnej poprzez dopasowanie charakterystyki odbiorców energii” (“Improving the energy efficiency of geothermal energy utilisation by adjusting the user characteristics”), a akronimie User4GeoEnergy. W połowie roku 2022 projekt jest mniej więcej w połowie trzyletniego okresu realizacji. Niniejszy referat przybliży założenia projektu i dotychczas osiągnięte efekty.

Informacja dotyczące projektu User4GeoEnergy dostępne są na <http://user4geoenergy.net/pl/>

Źródło finansowania badań:

Projekt User4GeoEnergy (Nr 2018-1-0502) jest finansowany przez Islandię, Liechtenstein i Norwęgę w ramach funduszy „the EEA and Norway Grants Fund for Regional Cooperation”.



Influence of parameters describing a user of energy on the efficiency of geothermal energy use in a district heating system

*Pajak L.^{*1}, Miecznik M.¹, Kasztelewicz A.¹, Bujakowski W.¹, Halás O.², Medgyes T.³, Pétursson B.⁴,
Midttømme K.⁵, Pierzchała K.¹, Guðmundsson J.R.⁴*

¹ Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences

² SLOVGEOTERM a.s.

³ InnoGeo Research and Service Nonprofit Public-benefit Ltd

⁴ National Energy Authority

⁵ NORCE Norwegian Research Centre AS

^{*} e-mail: pajak@meeri.pl

The use of any energy carrier to cover the specific needs of a user is closely related to the concept of efficiency. The measure of effectiveness is usually economy. We are interested in meeting the needs as cheaply as possible. If we focus on meeting the needs of central heating and domestic hot water, this goal can be achieved by using a cheap energy carrier. The effective conversion of the energy contained in the carrier into usable energy is also important. One of the commonly used energy carriers was, and still is in Poland, hard coal. According to data from the Energy Regulatory Office (2020), in 2019 68.88% of heat energy generated in licensed heating installations came from hard coal (it is also the dominant energy carrier in households). An alternative to coal is high-methane natural gas and nitrogen-rich natural gas (9.47% in total in 2019), which is more expensive but easier to use. It is additionally characterized by a much lower negative impact on the environment. Renewable energy sources used to meet the demand for thermal energy, apart from a few exceptions, such as geothermal energy, are used rather as scattered and low-power sources (e.g. solar collectors).

Regardless of the type of primary energy used, certain features of the energy system may contribute to efficiency gains. Interestingly, these features do not depend on whether we use renewable or conventional energy carriers. Of course, their significance may differ, but general trends are convergent. The universal features include savings resulting from the reduction of the demand for power and energy resulting from thermal modernization. The effect is obvious here, reducing the energy demand helps to lower the costs of covering the heating needs. It is important that the thermal comfort in heated buildings is independent from the reduced power and energy demand.. Another way to increase the efficiency of the heating system is to lower the required supply temperature. Lowering the supply temperature helps to reduce transmission losses, increase the efficiency of energy production (fuel combustion) and increase the capacity factor of geothermal energy use.

The issues concerning the interactions between the improvements carried out in the energy system and their quantitative assessment are the main objectives of the project entitled „Improving the energy efficiency of geothermal energy utilization by adjusting the user characteristics”, acronym User4GeoEnergy. In the middle of 2022, the project is roughly midway through its three-year implementation period. This lecture presents the assumptions of the project and the results achieved so far.

Additional information about the User4GeoEnergy project is available at <http://user4geoenergy.net/pl/>

Funding:

The User4GeoEnergy project (No. 2018-1-0502) is funded by Iceland, Liechtenstein, and Norway through the EEA and Norway Grants Fund for Regional Cooperation.



Wybrane przykłady rekonstrukcji otworów geotermalnych w Polsce

*Wiesław Bujakowski¹, Bogusław Bielec^{*1}, Miecznik Maciej¹,
Aleksandra Kasztelewicz¹, Leszek Paják²*

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

^{*1} e-mail: bielec@meeri.pl

² AGH, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Katedra Surowców Energetycznych

Początki wdrożeniowych badań geotermalnych sięgają lat 1989 – 1993 r., kiedy to Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk uruchomił pierwszą w Polsce instalację geotermalną na Podhalu wykorzystującą zrekonstruowany odwiert Bańska IG-1. Nabyta w ciągu tych 30 lat wiedza uwypukliła znaczenie zabiegów rekonstrukcji odwiertu i jednocześnie dalszą potrzebę ich doskonalenia. Opracowane technologie zostały zastosowane praktycznie we wszystkich funkcjonujących polskich ciepłowniach geotermalnych.

Wybranymi przykładami zakończonych sukcesem prac rekonstrukcyjnych są odwierty Bańska IG-1 i Biały Dunajec PAN-1 działające w systemie geotermalnym PEC Geotermia Podhalańska S.A. Także działający w zakładzie geotermalnym Geotermii Mazowieckiej S.A. odwiert Mszczonów IG-1 poddany został spektakularnemu zakresowi prac po prawie 24 latach od całkowitej likwidacji.

Procesy rekonstrukcji mogą również mieć znaczenie w zaadoptowaniu dla geotermii istniejących odwiertów. W Polsce po II wojnie światowej wykonano ponad 8400 otworów o głębokości co najmniej 1000 m, których celem było rozpoznanie budowy geologicznej kraju bądź poszukiwań węglowodorów. Niektóre z nich można przystosować do pracy w systemach geotermalnych.

W prezentacji przedstawiono wybrane metody rekonstrukcji zlikwidowanych, pozostawionych (niezlikwidowanych), uszkodzonych lub negatywnych otworów w celu wykorzystania ich do eksploatacji zasobów geotermalnych.

Problematyka rekonstrukcji odwiertów do celów geotermalnych jest ujęta m.in. w programie warsztatów szkoleniowych realizowanych w ramach Projektu „Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w obszarze energii geotermalnej” (<https://keygeothermal.pl>) dofinansowanego ze środków Mechanizmu Finansowego EOG 2014-2021 w ramach Programu „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu”, obszar programowy: Energia (Umowa nr 2023/2020/Wn10/OA-XN-12-pp/D).

Źródło finansowania badań:

Mechanizm Finansowy EOG 2014-2021 w ramach Programu „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu”, obszar programowy: Energia (Umowa nr 2023/2020/Wn10/OA-XN-12-pp/D)



Selected examples of geothermal borehole reconstructions in Poland

*Wiesław Bujakowski¹, Bogusław Bielec^{*1}, Miecznik Maciej¹,
Aleksandra Kasztelewicz¹, Leszek Pająk²*

¹ Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy
of Sciences

^{*1} e-mail: bielec@meeri.pl

² AGH University of Science and Technology, Faculty of Geology, Geophysics and Environmental Protection, Department of Fossil Fuels

The history of implementation of geothermal research conducted by the Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences dates back to 1989-1993 when the first geothermal installation in Poland in Podhale was launched using reconstructed Bańska IG-1 well. The experience gained over 30 years has shown the importance of well reconstruction and the need for development in this area. Reconstruction technologies have been implemented in most of the geothermal heating systems operating in Poland.

Selected examples of successful reconstruction works are the Bańska IG-1 and Biały Dunajec PAN-1 wells operating in the PEC Geotermia Podhalańska SA geothermal system as well as Mszczonów IG-1 well operating in the Geotermia Mazowiecka SA geothermal heat plant which underwent a spectacular reconstruction almost 24 years after its complete liquidation.

Reconstruction processes may provide an opportunity to adapt existing wells to geothermal systems. In Poland, after World War II, over 8,400 wells with a depth equal or greater than 1000 m were drilled to recognize the geological structure or for searching for hydrocarbons. Some of these wells can be adapted for geothermal purposes. This paper presents selected methods of reconstruction of liquidated, abandoned, damaged or negative boreholes to use for the exploitation of geothermal resources.

The problem of the reconstruction of wells for geothermal purposes is included, inter alia, in the program of training workshops carried out under the Project „Building the capacity of key stakeholders in the field of geothermal energy” (<https://keygeothermal.pl>) co-financed by the EEA Financial Mechanism 2014-2021 under the „Environment, Energy and Climate Change” Program, area program: Energy (Agreement No. 2023/2020/Wn10/OA-XN-12-pp/D).

Funding:

EEA Financial Mechanism 2014-2021 under the „Environment, Energy and Climate Change” Program, area program: Energy (Agreement No. 2023/2020/Wn10/OA-XN-12-pp/D)



Innowacyjne rozwiązania w zakresie pozyskania wody i energii geotermalnej dla rolnictwa

*Barbara Tomaszewska^{*1,2}, Nalan Kabay³, Alper Baba⁴, Marek Bryjak⁵,
Wiesław Bujakowski¹, Beata Kępińska¹, Gulden Gokcen Akkurt⁴, Magdalena Tyszer¹,
Mentari Mukti², Aleksandra Kasztelewicz¹, Hatice Eser Ökten⁴, M. Kamil Meriç³*

¹Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences

^{*}e-mail: tomaszewska@meeri.pl

²AGH University of Science and Technology

³Ege University, Faculty of Engineering, Turkey

⁴Izmir Institute of Technology, Faculty of Engineering, Turkey

⁵Wrocław University of Science and Technology, Department of Process Engineering and Technology of Polymer and Carbon Materials, Poland

W pracy przedstawiono wyniki badań nad innowacyjnymi rozwiązaniami dla efektywnego zagospodarowania wody i energii geotermalnej dla upraw rolnych w osłonach szklarniowych. Produkcja rolna wymaga dostępności wody i energii, co zdecydowało o rozpatrzeniu możliwości wykorzystania zasobów wód geotermalnych o niskiej mineralizacji (do 5-6 g/L) jako źródła energii i wody na terenach rolniczych. Zinterpretowano informacje i dane geologiczne, hydrogeologiczne w celu oceny zasobów geotermalnych w regionach występowania deficytu wody do nawadniania upraw. Wyniki przeprowadzonych badań wykazały iż na Niżu Polskim, szczególnie predestynowane do wykorzystania są utwory kredy dolnej - północna i centralna część województwa lubelskiego, centralna część województwa łódzkiego, wielkopolskiego oraz kujawsko-pomorskiego, oraz dolna jura – centralna część województwa wielkopolskiego, południowa część województwa łódzkiego, a także niewielkie obszary w województwie zachodniopomorskim, świętokrzyskim i warmińsko-mazurskim.

Zaprezentowane zostały wyniki eksperymentalnych badań zrealizowanych w skali półtechnicznej, obejmujące uprawy szklarniowe z wykorzystaniem energii geotermalnej i uzdatnionej wody geotermalnej w uprawach glebowych i hydroponicznych. Dla potrzeb nawadniania upraw wytworzono trzy rodzaje wody, opartej na odsolonej wodzie geotermalnej: 1) 100% uzdatniona woda geotermalna z dodatkiem składników odżywczych, 2) mieszanina 30% wody wodociągowej i 70% uzdatnionej wody z dodatkiem składników odżywczych oraz 3) mieszanina 10% surowej wody geotermalnej z 90% uzdatnionej wody i dodatkiem składników odżywczych. Na bieżąco kontrolowana była jakość wody, uzdatnionej kierowanej wykorzystywanej w procesie badawczym. Przeprowadzono dwie serie eksperymentów, z których każdy trwał około 6 tygodni. Wykorzystano pięć rodzajów sałat: Sałata Czerwona, Michalina Maślana, Beata Lodowa, Bona Maślana i Justyna Maślana.

Źródło finansowania badań:

Prace realizowane w ramach międzynarodowego projektu badawczego, finansowanego przez NCBR (Project POLTUR3/Geo4Food/4/2019) i TÜBITAK (118Y490), lata 2019-2022.



Innovative solutions in the field of obtaining water and geothermal energy for agriculture

*Barbara Tomaszewska^{*1,2}, Nalan Kabay³, Alper Baba⁴, Marek Bryjak⁵,
Wiesław Bujakowski¹, Beata Kępińska¹, Gulden Gokcen Akkurt⁴, Magdalena Tyszer¹,
Mentari Mukti², Aleksandra Kasztelewicz¹, Hatice Eser Ökten⁴, M. Kamil Meriç³*

¹Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences

^{*}e-mail: tomaszewska@meeri.pl

²AGH University of Science and Technology

³Ege University, Faculty of Engineering, Turkey

⁴Izmir Institute of Technology, Faculty of Engineering, Turkey

⁵Wrocław University of Science and Technology, Department of Process Engineering and Technology of Polymer and Carbon Materials, Poland

The paper presents the results of research on innovative solutions for the effective management of geothermal water and energy for agricultural crops in greenhouse covers. Agricultural production requires the availability of water and energy, which decided to consider the possibility of using geothermal water with low mineralization (up to 5-6 g / L) as a source of energy and water in agricultural areas. Geological and hydrogeological information and data were interpreted to assess geothermal resources in regions with a water deficit for irrigation of crops. The results of the research showed that in the Polish Lowlands, the Lower Cretaceous reservoir has an especially good condition for agriculture use - the northern and central part of the Lubelskie voivodeship, the central part of the Łódzkie, Wielkopolskie, and Kujawsko-Pomorskie voivodeships, and the Lower Jurassic - the central part of the Wielkopolskie voivodeship, the southern part of the Łódź voivodeship, as well as small areas in the Zachodniopomorskie, Świętokrzyskie, and Warmińsko-Mazurskie voivodships.

The results of experimental studies carried out on a semi-technical scale were presented, covering greenhouse crops using geothermal energy and treated geothermal water in the soil and hydroponic crops. Three types of water for crop irrigation using desalinated geothermal water were produced: 1) 100% treated geothermal water with the addition of nutrients, 2) a mixture of 30% tap water and 70% treated water with added nutrients, and 3) a mixture of 10% raw water geothermal water with 90% treated water and added nutrients. The quality of the treated water used in the research process was monitored. Two series of experiments were conducted, each lasting about 6 weeks. Five types of lettuce were used: Red Lettuce, Michalina Maślana, Beata Lodowa, Bona Maślana and Justyna Maślana.

Research funding source:

The paper was carried out as part of an international research project financed by NCBR (Project POLTUR3/Geo4Food/4/2019) and TÜBİTAK (118Y490), 2019-2022.

Konstrukcje głębokich otworowych wymienników ciepła – analiza na przykładzie otworu Sękowa GT-1

*Tomasz Śliwa¹, Aneta Sapińska-Śliwa¹, Piotr Dziadzio², Andrzej Gonet¹,
Marian Wolan³, Tomasz Wójtowicz³*

¹ AGH, Laboratorium Geoenergetyki

² Ministerstwo Klimatu i Środowiska

³ EXALO Drilling S.A.

W 2020 roku zakończono wiercenie otworu geotermalnego Sękowa GT-1, który był zaplanowany jako źródło ciepła dla Sękowej oraz Gorlic, a także dla celów rekreacji. Niestety po dowieńczeniu się do odpowiednich głębokości nie uzyskano zadowalających wyników opróbowania. Otwór został zakwalifikowany jako negatywny i częściowo zlikwidowany.

Dzięki determinacji władz Gminy Sękowa, wspieranych przez przedstawicieli Ministerstwa Klimatu i Środowiska, a w szczególności Głównego Geologa Kraju, powstał pomysł geotermalnego zagospodarowania wyżej wymienionego otworu. Sposób taki jest możliwy do zastosowania w każdym otworze, zarówno negatywnym jak też wyeksploatowanym, przeznaczonym do likwidacji. Możliwe jest także wykorzystanie części otworów zlikwidowanych w przeszłości.

Sposobem na pozyskanie ciepła geotermalnego z istniejących otworów, przy braku wód podziemnych są otworowe wymienniki ciepła. Warunkiem podstawowym celowości adaptacji otworu na wymiennik otworowy jest możliwość zagospodarowania ciepła w bliskim jego sąsiedztwie i uzyskanie korzystnych wskaźników ekonomicznych. Przed przystąpieniem do prac związanych z zaadoptowaniem odwiertu na głęboki otworowy wymiennik ciepła musi istnieć koncepcja wykorzystania pozyskanego z górotworu ciepła w najbliższej okolicy otworu. Ze względu na możliwość wykorzystania wyeksploatowanych lub nawet zlikwidowanych odwiertów z możliwością ich rekonstrukcji, można dodatkowo pozyskać ciepło z takich otworów, znacznie obniżając koszty w stosunku do otworów nowo wierconych.

Wykorzystać można np. otwory odwiercone w przeszłości, w niedużej odległości od odwiertu Sękowa GT-1, i zaadoptować je jako głębokie wymienniki otworowe lub w inny geoenergetyczny sposób.

Należy podkreślić, że moce grzewcze uzyskiwane z otworowych wymienników ciepła nie są tak spektakularne jak moce z wód geotermalnych, ale w wielu przypadkach mogą stanowić efektywne uzupełnienie bilansu cieplnego danych inwestycji.

W referacie przedstawiono kilka sposobów rekonstrukcji otworów na otworowe wymienniki ciepła. Jednak zasadnicza prezentacja bazuje na analizie wykonanej dla otworu Sękowa GT-1. Podstawowym zadaniem naukowo-technicznym w najbliższym czasie powinno być wypracowanie metody adaptacji otworów na otworowe wymienniki ciepła przy jak najmniejszych kosztach. W tym celu konieczne są realizacje opisywanych instalacji umożliwiające zebranie doświadczeń między innymi pod kątem redukcji kosztów inwestycyjnych. Przyczynią się także do podjęcia dyskusji nad decyzjami o likwidacji otworów, a także o lokalizacji i projektowaniu konstrukcji nowych otworów wiertniczych do różnych zastosowań.

Badania prezentowanych wyników otrzymały dofinansowanie z Funduszy Norweskich 2014-2021 za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w Warszawie.

Constructions of deep borehole heat exchangers – analysis on the example of the Sękowa GT-1 well

*Tomasz Śliwa¹, Aneta Sapińska-Śliwa¹, Piotr Dziadzio², Andrzej Gonet¹,
Marian Wolan³, Tomasz Wójtowicz³*

¹ AGH, Laboratorium Geoenergetyki

² Ministerstwo Klimatu i Środowiska

³ EXALO Drilling S.A.

In 2020, drilling of the Sękowa GT-1 geothermal well, which was planned as a heat source for Sękowa and Gorlice, as well as for recreation purposes, was completed. Unfortunately, after drilling to the appropriate depth, satisfactory testing flow results were not obtained. The borehole was classified as negative and partially closed.

Thanks to the determination of the authorities of the Sękowa Commune, supported by representatives of the Ministry of Climate and Environment, in particular the Chief National Geologist, the idea of geothermal development of the above-mentioned borehole was born. Such a method is possible to use in every borehole, both negative and exploited, intended for liquidation. It is also possible to use some of the boreholes liquidated in the past.

A way to obtain geothermal heat from existing boreholes, in the absence of geothermal water, are borehole heat exchangers. The basic condition for the desirability of adapting a borehole for a borehole heat exchanger is the possibility of managing heat in its close vicinity and obtaining favorable economic indicators. Before starting the works related to the adaptation of the borehole for a deep bore heat exchanger, there must be a concept of using the heat obtained from the rock mass in the immediate vicinity of the borehole. Due to the possibility of using exploited or even decommissioned wells with the possibility of their reconstruction, it is possible to additionally obtain heat from such boreholes, significantly reducing costs in relation to newly drilled boreholes.

For example, you can use boreholes drilled in the past, at a short distance from the Sękowa GT-1 well, and adapt them as deep borehole heat exchangers or in another geoenergetic way.

It should be emphasized that the heating capacities obtained from borehole heat exchangers are not as spectacular as those from geothermal waters, but in many cases they can be an effective supplement to the heat balance of a given investment.

The paper presents several methods of reconstruction of wells for borehole heat exchangers. However, the main presentation is based on the analysis performed for the Sękowa GT-1 well. The main scientific and technical task in the near future should be to develop a method of adapting boreholes for borehole heat exchangers at the lowest possible cost. For this purpose, it is necessary to implement the described installations that enable the gathering of experience, among others, in terms of reducing investment costs. They will also contribute to the discussion of borehole decommissioning decisions, as well as the location and design of new borehole structures for various applications.

The research leading to these results has received funding from the Norway Grants 2014–2021 via the National Centre for Research and Development in Warsaw and were realized at AGH University of Science and Technology in Krakow.



W poszukiwaniu innowacyjnych i przyjaznych środowisku rozwiązań energetycznych - systemy geotermalne CO₂ - EGS

Anna Sowizdzał^{*1}, Leszek Paják³, Paweł Gładysz¹, Anna Chmielowska¹, Trond Andresen²,
Maciej Miecznik³, Bjørn S. Frengstad⁴

¹ AGH, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska *e-mail: ansow@agh.edu.pl

² SINTEF Energy Research, Trondheim, Norway

³ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

⁴ Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway

Systemy geotermalne CO₂ – EGS to niekonwencjonalne systemy geotermalne (ang. Enhanced Geothermal Systems; EGS) wykorzystujące dwutlenek węgla (CO₂) jako medium robocze. Systemy te łączą aspekty pozyskiwania czystej i ekologicznej energii wnętrza Ziemi oraz sekwestracji dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych. Ze względu na doskonałe właściwości termodynamiczne CO₂ i potrzebę zmniejszenia jego emisji do atmosfery, system EGS wykorzystujący CO₂ zamiast wody jako płyn roboczy jest bardzo interesujący. System ten wzbudza duże zainteresowanie ze względu na dodatkową korzyść środowiskową i ekonomiczną wynikającą z geologicznego składowania CO₂ podczas procesu konwersji energii wnętrza Ziemi do energii użytecznej. Dotychczasowe badania prowadzone na świecie wykazały także znaczne zalety stosowania CO₂ jako płynu roboczego, w tym korzystne właściwości transportowe czy niską aktywność chemiczną.

Badania efektywności funkcjonowania niekonwencjonalnych systemów geotermalnych wykorzystujących dwutlenek węgla jako medium robocze prowadzone są obecnie w ramach projektu pt: *Niekonwencjonalne systemy geotermalne EGS-CO₂ jako systemy energetyczne neutralne dla klimatu (CO₂-Enhanced Geothermal Systems for Climate Neutral Energy Supply)*, akronim EnerGizerS. Projekt ten uzyskał dofinansowanie w ramach polsko-norweskich projektów badawczych POLNOR 2019 finansowanych z programu Norweskiego Mechanizmu Finansowego i jest realizowany przez międzynarodowe konsorcjum w składzie: Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie, (Promotor projektu; Kraków, Polska), Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk (Kraków, Polska), SINTEF Energi AS (Trondheim, Norwegia), NTNU Norwegian University of Science and Technology (Trondheim, Norwegia) oraz EXERGON Spółka z o. o (Gliwice, Polska).

W ramach projektu EnerGizerS, międzynarodowe konsorcjum naukowców prowadzi badania mające na celu identyfikację i szczegółową charakterystykę struktur geologicznych dla lokalizacji systemów CO₂-EGS w Polsce i Norwegii, łącząc wymagania technologii wspomaganych systemów geotermalnych oraz geologicznego składowania dwutlenku węgla.

Pierwszy etap podjętych prac pozwolił na wskazanie istotnych parametrów dla lokalizacji systemu CO₂-EGS na lądzie (Polska) oraz na morzu (Norwegia). Analiza kluczowych parametrów wraz z analizą uwarunkowań geotermalnych w obu krajach umożliwiła wskazanie struktur geologicznych odpowiednich dla systemu CO₂-EGS. W Polsce jako najbardziej perspektywiczny dla tego systemu wskazano obszar bloku Gorzowa oraz rejon niecki mogileńsko-łódzkiej, natomiast w Norwegii wytypowano formację Åre na Morzu Norweskim, formację Ula i formację Skagerrak zlokalizowane na Morzu Północnym.

Źródło finansowania badań:

Prace zrealizowano w ramach polsko-norweskiego projektu: *Niekonwencjonalne systemy geotermalne EGS-CO₂ jako systemy energetyczne neutralne dla klimatu*, akronim EnerGizerS, numer rejestracyjny NOR/POLNOR/EnerGizerS/0036/2019 dofinansowanego z Funduszy Norweskich 2014-2021 za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.

Toward Innovative and Environmentally Friendly Energy Solutions CO₂-EGS geothermal systems

Anna Sowizdzał^{*1}, Leszek Pajak³, Paweł Gładysz¹, Anna Chmielowska¹, Trond Andresen²,
Maciej Miecznik³, Bjørn S. Frengstad⁴

¹ AGH University of Science and Technology, Kraków, Poland

^{*}e-mail: ansow@agh.edu.pl

² SINTEF Energy Research, Trondheim, Norway

³ Institute of Mineral and Energy Economy of the Polish Academy of Sciences, Kraków, Poland

⁴ Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway

CO₂ - EGS geothermal systems are unconventional geothermal systems (Enhanced Geothermal Systems; EGS) that use carbon dioxide (CO₂) as the operating medium. These systems combine aspects of harvesting clean and green energy from the Earth's interior and sequestering carbon dioxide from fossil fuel combustion. Due to the excellent thermodynamic properties of CO₂ and the need to reduce its emission into the atmosphere, an EGS system using CO₂ instead of water as a working fluid is of great interest. This system has attracted much attention because of the added environmental and economic benefits of geologically storing CO₂ during the process of converting the Earth's interior heat into useful energy. Previous international research has also shown significant advantages of using CO₂ as a working fluid, including favorable transport properties and low chemical activity.

Performance studies of unconventional geothermal systems using carbon dioxide as a working fluid are currently being conducted within the project entitled: *CO₂-Enhanced Geothermal Systems for Climate Neutral Energy Supply*, acronym *EnerGizerS*. This project has received funding from the Polish-Norwegian research projects POLNOR 2019 funded by the Norwegian Financial Mechanism Program. The work is carried out by an international consortium consisting of: AGH University of Science and Technology (Project Promoter; Krakow, Poland), Institute of Mineral and Energy Economy of the Polish Academy of Sciences (Krakow, Poland), SINTEF Energi AS (Trondheim, Norway), NTNU Norwegian University of Science and Technology (Trondheim, Norway) and EXERGON LLC (Gliwice, Poland).

The research within the *EnerGizerS* project is aimed at identifying and characterizing geological structures for the location of CO₂-EGS systems in Poland and Norway, combining the requirements of assisted geothermal systems technology and geological storage of carbon dioxide.

The first stage of the work allowed to indicate crucial parameters for the localization of the CO₂-EGS system on land (Poland) and offshore (Norway). Analysis of key parameters, together with analysis of geothermal conditions in both countries, made it possible to indicate suitable geological structures for the CO₂-EGS system. In Poland, the area of the Gorzów block and the region of the Mogilno-Łódź Trough were pointed out as the most favorable for this system. In Norway, the Åre formation in the Norwegian Sea, the Ula formation and the Skagerrak formation located in the North Sea were pointed out.

Funding:

The research leading to these results has received funding from Norway Grants 2014-2021 through the National Center for Research and Development. The results are part of the Polish-Norwegian project: *CO₂-Enhanced Geothermal Systems for Climate Neutral Energy Supply*, acronym *EnerGizerS*, registration number NOR/POLNOR/*EnerGizerS*/0036/2019.



Porównawcza analiza oddziaływania na środowisko użytkowania podstawowych źródeł energii

Michał Stefaniuk^{*1}, Wojciech Luboń¹, Grzegorz Pełka¹

¹ AGH, Katedra Surowców Energetycznych

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

Podstawowym założeniem transformacji energetycznej jest radykalna redukcja emisji gazów cieplarnianych do atmosfery związanej z pozyskiwaniem energii. W aktualnych warunkach podstawowym źródłem energii cieplnej jest spalanie paliw. Paliwem nazywa się substancje chemiczne lub ich mieszaniny, które ulegają spalaniu przy udziale powietrza i wydzielając nadwyżkę energii. Najważniejsze rodzaje paliw powszechnie aktualnie użytkowane to paliwa kopalne, do których zaliczamy: węgle kamienne i brunatne, torfy oraz kopalne paliwa węglowodorowe tj. ropa naftowa i jej pochodne oraz gaz ziemny. Obok paliw kopalnych rosnącą rolę odgrywają tzw. biopaliwa tj. biopaliwa stałe (drewno, łodygi roślin itp.), biogaz oraz biopaliwa ciekłe. Spalanie paliw uważane jest za jedno z głównych źródeł emisji gazów cieplarnianych. Należy podkreślić, że obok emisji globalnej obejmującej głównie gazy cieplarniane istotna dla stanu środowiska jest emisja lokalna obejmująca różnorodne substancje szkodliwe dla zdrowia człowieka i środowiska biologicznego, dla których główne gazy cieplarniane w obserwowanych stężeniach nie stanowią zagrożenia. Obok emisji związanej ze spalaniem paliw pojawia się jej dodatkowa wielkość związana z ich pozyskiwaniem i przetwarzaniem.

Porównawcza analiza emisji wynikającej z użytkowania paliw nie jest prosta i nie jest praktycznie możliwa w drodze bezpośredniego pomiaru. Wyniki oceny emisji zależne są nie tylko od rodzaju paliwa i jego składu chemicznego, ale też jego przetwarzania (uzdatniania) oraz technologii spalania. W oszacowaniu emisji powstającej w procesie spalania pomocne są wskaźniki ustalone na podstawie badań i analiz realizowanych m.in. przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE). Użyteczne są ponadto normy dopuszczalnych emisji, które pozwalają na oszacowanie wartości granicznych. Powyższe normy pozwalają na dokonanie podstawowej klasyfikacji paliw ze względu na ich wpływ na środowisko. Z oceny tej wynika, że najbardziej opresyjne dla środowiska jest spalanie paliw stałych, głównie węgla, nieco tylko lepsze wskaźniki osiągają paliwa ciekłe, natomiast zdecydowanie najbardziej dla środowiska korzystne jest użytkowanie paliw gazowych. Spalanie biomasy także niesie ze sobą znaczne emisje zanieczyszczeń do atmosfery. Jednak w przypadku tego źródła energii przyjmuje się że powstająca emisja CO₂ jest neutralizowana przez absorpcję w procesie fotosyntezy roślin spalanych oraz nasadzonych w miejscu tych wyciętych. Taką klarowną ocenę komplikuje jednak uwzględnienie czynnika technologicznego, związanego z procesami pozyskiwania paliw, a także ich spalania. Odpowiednie przetworzenie (oczyszczenie) paliwa oraz nowoczesne urządzenia techniczne prowadzą do radykalnej redukcji emisji podczas procesu spalania. Pozostaje jednak problem oceny całego ciągu technologicznego.

Odrębne zagadnienie w omawianej problematyce to źródła energii, które nie są paliwami. Są to na ogół odnawialne źródła energii np.: geotermia, energia słoneczna, wodna i wiatrowa. Takie źródła energii określane są jako „czyste” lub „zielone”, niemniej w ocenie „stopnia ich ekologiczności” należy uwzględnić pełny ciąg technologiczny, obejmujący proces pozyskiwania energii (produkcja urządzeń, praca urządzeń technicznych, magazynowanie, transport itp.), jej transferu i użytkowania. Istotna w sytuacji zastępowania tradycyjnych źródeł energii przez źródła ekologiczne jest redukcja emisji (emisja uniknięta) pozwalająca na ocenę faktycznego oddziaływania na środowisko.

Źródło finansowania badań:

Referat opracowany został w ramach badań naukowych Katedry Surowców Energetycznych Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie., umowa nr: 16.16.140.315/05.



Comparative analysis of the environmental impact of using basic energy sources

*Michał Stefaniuk^{*1}, Wojciech Luboń¹, Grzegorz Pełka¹*

¹ AGH- University of Science and Technology, Cracow, Department of Fossil Fuels

^{*}e-mail: stefaniu@agh.edu.pl

The basic assumption of the energy transformation is a radical reduction of greenhouse gas emissions to the atmosphere related to energy production. Under current conditions, the primary source of thermal energy is fuel combustion. Fuel is the name of chemical substances or their mixtures which are burned with the participation of air and emit excess energy. The most important types of fuels currently in use are fossil fuels, which include: hard coal and lignite, peat and fossil hydrocarbon fuels, i.e. crude oil and its derivatives and natural gas. In addition to fossil fuels, the so-called biofuels, i.e. solid biofuels (wood, plant stems, etc.), biogas and liquid biofuels. The combustion of fuels is considered to be one of the main sources of greenhouse gas emissions. It should be emphasized that, apart from the global emission, which includes mainly greenhouse gases, the local emission, which includes various substances harmful to human health and the biological environment, for which the main greenhouse gases in the observed concentrations do not pose a threat, is important for the state of the environment. In addition to the emissions associated with fuel combustion, there is an additional amount associated with their acquisition and processing.

A comparative analysis of the emissions resulting from the use of fuels is not straightforward and practically impossible by direct measurement. The results of the emissions assessment depend not only on the type of fuel and its chemical composition, but also on its processing (treatment) and combustion technology. The indicators determined on the basis of tests and analyzes carried out i. a. by the National Centre for Emissions Management (KOBIZE), are helpful in estimating the emission released in the combustion process. In addition, emission limit standards that allow the estimation of limit values are also useful. The above standards allow for the basic classification of fuels with regard to their threat to the environment. The assessment shows that the most oppressive for the environment is the combustion of solid fossil fuels, mainly coal, only slightly better indicators are achieved by liquid fuels, while the use of gaseous fuels is definitely the most favorable for the environment. Combustion of biomass also causes important emissions to the atmosphere. However, in the case of this energy source, it is assumed that the CO₂ emission is neutralized by absorption connected with photosynthesis of combusted plants and planted on the site of those cut down. However, such a clear assessment is complicated by taking into account the technological factor related to the processes of obtaining fuels, as well as their combustion. Appropriate fuel processing (cleaning) and modern technical devices lead to a radical reduction of emissions during the combustion process. However, the problem of assessing the entire technological chain remains.

A separate issue in the discussed problems is energy sources which are not fuels. They are generally renewable energy sources, e.g. geothermal energy, solar, hydro and wind energy. Such energy sources are defined as „clean” or „green”, but in the assessment of the „degree of their environmental performance” one should take into account the full technological chain, including the process of obtaining energy (production of equipment, operation of technical devices, storage, transport, etc.), its transfer and using. Significant in the situation of replacing traditional energy sources with ecological sources is the reduction of emissions (avoided emission), which allows for the assessment of the actual environmental impact.

Research funding source:

The paper was developed as part of the scientific research of the Department of Energy Resources, AGH University of Science and Technology in Krakow, contract no: 16.16.140.315/05.



Grawitacyjne otworowe magazyny energii – potencjał na przykładzie złoża Przemyśl

Tomasz Śliwa

Akademia Górniczo-Hutnicza, Laboratorium Geoenergetyki

*e-mail: sliwa@agh.edu.pl,

Przy likwidacji kopalń podziemnych wielokrotnie zastanawiano się nad energetycznym wykorzystaniem szybów. Najwięcej koncepcji powstało przy likwidacji górnictwa w Zagłębiu Ruhry. Rozważano m.in. wykonanie grawitacyjnych magazynów energii. Miały funkcjonować w oparciu o masywne obciążniki podnoszone w szybie kopalnianym ku górze przy wystąpieniu nadwyżki w produkcji energii elektrycznej w elektrowniach. W przypadku niedoboru prądu obciążniki opadając miały napędzać prądnice, która zmagazynowaną energię potencjalną miała zamieniać na prąd.

Projekty nie zostały zrealizowane ze względu na wysokie koszty inwestycyjne oraz niskie koszty produkcji energii elektrycznej.

Obecnie sytuacja w zakresie wytwarzania prądu elektrycznego się diametralnie zmieniła. Działania polityczne zmierzają ku wzrostowi kosztów produkcji energii elektrycznej z tradycyjnych źródeł, emitujących zanieczyszczenia do atmosfery. Polska w tym kontekście znajduje się w bardzo niekorzystnej sytuacji, ponieważ wciąż głównym źródłem energii w państwie jest węgiel.

Odnawialne źródła energii (poza geotermią i energią pływów) mają sens wyłącznie przy zastosowaniu magazynowania wytworzonej energii. Grawitacyjne otworowe magazyny energii mogą przy niewielkich nakładach inwestycyjnych stać się elementem systemu sieci inteligentnych (smart grids). Wykorzystanie istniejących lub zlikwidowanych wyrobisk może być sensownym sposobem na wsparcie krajowego systemu elektroenergetycznego. Wiąże się to ze stosunkowo niskim kosztem doprowadzenia sieci elektroenergetycznych w rejony ze znacznymi liczbami otworów. Budowa sieci elektrycznej nie jest tak kosztowna jak sieci przesyłu dla ciepła, przy wykorzystaniu otworów dla geotermii.

W referacie przedstawiono analizę przeprowadzoną na podstawie danych złoża Przemyśl. Wiele głębokich otworów mogłoby być wykorzystanych dla dobowego magazynowania energii elektrycznej pochodzącej z paneli fotowoltaicznych. Opisany przykład Przemyśla może być adoptowany dla wielu lokalizacji na Podkarpaciu.

Badania prezentowanych wyników otrzymały dofinansowanie z Funduszy Norweskich 2014-2021 za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w Warszawie.



Gravity borehole energy storage - potential on the example of the Przemyśl field

Tomasz Śliwa

AGH University of Science and Technology, Geoenergetics Laboratory,

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

During the liquidation of underground mines, the use of shafts for energy was considered a number of times. Most of the concepts arose during the closure of mining in the Ruhr. Considered, inter alia, construction of gravity energy stores. They were to function on the basis of massive weights lifted up in the mine shaft in the event of a surplus in electricity production in power plants. In the event of a power shortage, the sinking weights were to drive a generator, which would convert the stored potential energy into electricity.

The projects were not implemented due to high investment costs and low costs of electricity production.

Currently, the situation in the field of electricity generation has changed dramatically. Political actions are aimed at increasing the costs of electricity production from traditional sources, emitting pollutants into the atmosphere. In this context, Poland is in a very disadvantageous situation, as coal is still the main source of energy in the country.

Renewable energy sources (apart from geothermal and tidal energy) only make sense when using the storage of the generated energy. Gravitational borehole energy storage can become an element of the smart grids system with little investment. The use of existing or liquidated workings can be a sensible way to support the national power system. This is related to the relatively low cost of bringing power networks into areas with a large number of openings. The construction of the electricity network is not as expensive as the heat transmission networks, using openings for geothermal energy.

The paper presents an analysis based on the data from the Przemyśl field. Many deep boreholes could be used for the daily storage of electricity from photovoltaic panels. The described example of Przemyśl can be adopted for many locations in Podkarpacie.

The research leading to these results has received funding from the Norway Grants 2014-2021 via the National Centre for Research and Development in Warsaw.

Geotermia w Uniejowie – ponad 20 lat wkładu w rozwój miasta oraz 10 lat pierwszego uzdrowiska termalnego w Polsce

Aneta Sapińska-Śliwa^{*1}, Józef Kaczmarek², Jacek Kurpik³, Tomasz Śliwa¹

¹ Akademia Górniczo-Hutnicza, Laboratorium Geoenergetyki

^{*}e-mail: ans@agh.edu.pl, śliwa@agh.edu.pl

² Urząd Miasta Uniejów, urząd@uniejow.pl

³ Geotermia Uniejów Sp. z o.o., bok@geotermia-uniejow.pl

W gminie Uniejów w roku 1978 wykonano otwór Uniejów IGH-1. W roku 1984 została zatwierdzona, dokumentacja dotycząca tego odwiertu, sporządzona przez Państwowy Instytut Geologiczny. W latach 1988-1990 przeprowadzono prace projektowe, dotyczące problematyki geologicznej, hydrogeologicznej, wiertniczej i ciepłowniczej, wykonywane przez Zakład Geotermii Instytutu Surowców Energetycznych Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. W ramach tych prac wykonano projekt badań geologicznych, który zakładał wykonanie trzech otworów wiertniczych (Uniejów AGH-1, Uniejów AGH-2, Uniejów AGH-3) mających na celu rozpoznanie zasobów geotermalnych i równocześnie stanowiących podstawę do budowy instalacji geotermalnej w Uniejowie bazujących na dwóch dubletach geotermalnych. W latach 1990-1991 wykonano otwory Uniejów PIG/AGH -I i Uniejów PIG/AGH-2.

Otwory wiertnicze PIG/AGH-1 oraz PIG/AGH-2 charakteryzowały się znacznymi wydajnościami, rzędu 90 m³/h w warunkach samowypływu przy ciśnieniu około 3 barów oraz temperaturą około 70°C. Dodatkowo wody te, zgodnie z orzeczeniem specjalistów, mają właściwości lecznicze.

W roku 1997 Rada Miasta Uniejów podjęła decyzję o możliwości ucieplnienia miasta w oparciu o wody geotermalne. W roku 1998 zostało opracowane przez Zakład Surowców Energetycznych - Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie „Studium opłacalności wykorzystania wód geotermalnych znajdujących się w Uniejowie do celów grzewczych, balneologicznych i rekreacyjnych”.

W marcu 1999 r. mgr inż. Aneta Sapińska opracowała „Wstępną koncepcję wykorzystania wód termalnych w Uniejowie”. Opracowanie na zlecenie Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Łodzi zaowocowało powołaniem dnia 12 lipca 1999 r. spółki z o.o. „Geotermia Uniejów”. Podmiot od początku podjął intensywne działania zmierzające do ucieplnienia miasta. Zajmuje się wytwarzaniem i dystrybucją energii cieplnej (centralne ogrzewanie i ciepła woda użytkowa) pozyskiwanej z wody geotermalnej, a także produkcją wody dla rekreacji i promocji miasta.

Od czasu powstania spółki można datować pomyślny rozwój Uniejowa, po trudnym okresie lat 90 XX w. Przez ponad 20 lat w Uniejowie powstały nowe obiekty turystyczne, rekreacyjne, uzdrowisko. Produkuje się geotermalne kosmetyki, ludzie posiadają pracę, o którą było ciężko wcześniej. Powstają dzieła na miarę luksusu wieku XXI z takimi udogodnieniami jak woda termalna w trzecim kranie w nowych mieszkaniach, do prywatnych kąpeli. Przewiduje się wytwarzanie energii elektrycznej z wód termalnych oraz dalszy rozwój uzdrowiska. W referacie przedstawiono historię, stan obecny oraz plany wynikające z symbiozy miasta i zasobów wód geotermalnych.

Prace badawcze otrzymały dofinansowanie z Funduszy Norweskich 2014–2021 za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w Warszawie i zostały zrealizowane w AGH Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

Geothermal energy in Uniejów - over 20 years of contribution to the development of the town and 10 years of the first thermal spa in Poland

*Aneta Sapińska-Śliwa^{*1}, Józef Kaczmarek², Jacek Kurpik³, Tomasz Śliwa¹*

¹ AGH University of Science and Technology, Geoenergetics Laboratory

^{*}e-mail: ans@agh.edu.pl, śliwa@agh.edu.pl

² Urząd Miasta Uniejów, urząd@uniejow.pl

³ Geotermia Uniejów Sp. z o.o., bok@geotermia-uniejow.pl

In 1978, the Uniejów IGH-1 borehole was drilled in the Uniejów commune. In 1984, the documentation for this well was approved by the Polish Geological Institute. In the years 1988-1990, design works were carried out on geological, hydrogeological, drilling and heating issues, carried out by the Geothermal Department of the Institute of Energy Raw Materials at the AGH University of Science and Technology in Krakow. As part of these works, a geological survey project was carried out, which involved the drilling of three boreholes (Uniejów AGH-1, Uniejów AGH-2, Uniejów AGH-3) to identify geothermal resources and at the same time constituting the basis for the construction of a geothermal installation in Uniejów based on two geothermal doublets. In the years 1990-1991, the Uniejów PIG / AGH-1 and Uniejów PIG / AGH-2 wells were drilled.

The PIG / AGH-1 and PIG / AGH-2 boreholes were characterized by significant flow rates, of the order of 90 m³ / h in the conditions of self-production at a pressure of approx. 3 bar and a temperature of approx. 70 ° C. In addition, these waters, according to the opinion of specialists, have healing properties.

In 1997, the Uniejów City Council made a decision about the possibility of making the city warm with the use of geothermal waters. In 1998, the „Study of the profitability of using geothermal waters in Uniejów for heating, balneological and recreational purposes” was prepared by the Department of Energy Raw Materials - Faculty of Geology, Geophysics and Environmental Protection at the AGH University of Science and Technology in Krakow.

In March 1999, Aneta Sapińska has developed a „Preliminary concept for the use of thermal waters in Uniejów”. A study commissioned by the Provincial Fund for Environmental Protection and Water Management in Łódź resulted in the establishment of the limited liability company „Geotermia Uniejów” on July 12, 1999.

From the very beginning, the entity undertook intensive activities aimed at making the city warm. It deals with the production and distribution of thermal energy (central heating and domestic hot water) obtained from geothermal water, as well as the production of water for recreation and promotion of the city.

Since the establishment of the company can be dated the successful development of Uniejów after the difficult period of the 1990s. For over 20 years, new tourist and recreational facilities and a health resort have been built in Uniejów. Geothermal cosmetics are produced, people have jobs that were hard to come by before. The works of the 21st century luxury are created with such amenities as thermal water in the third tap in new apartments, for private baths. It is planned to generate electricity from thermal waters and further development of the health resort. The paper presents the history, current state and plans resulting from the symbiosis of the city and local geothermal water resources.

The research leading to these results has received funding from the Norway Grants 2014-2021 via the National Centre for Research and Development in Warsaw and were realized at AGH University of Science and Technology in Krakow.

Elektroliza wodoru na obszarach morskich

Artur Wójcikowski^{*1,2}

¹ LOTOS Petrobaltic S.A.

*e-mail: artur.wojcikowski@lotospetrobaltic.pl

² doktorant wdrożeniowy AGH

Patrząc na zmieniające się trendy „energetyczne” na świecie, odczuwamy pewne zmiany w podejściu do konwencjonalnych źródeł energii. Odczytujemy, że wodór powoli staje się atrakcyjnym substytutem dla szerokiego kręgu zainteresowanych. W roku 2021 LPB stworzyło koncepcję wykorzystania wolnych przestrzeni w których możliwe jest produkowanie i zagospodarowywanie niebieskiego i zielonego wodoru. Staramy się połączyć świat biznesu i nauki, wspólnie z AGH - korzystając z wyników pracy laboratoriów oraz doświadczenia pracowników LPB uzyskujemy pewną wypadkową która, mamy nadzieję wskaże kierunek dalszego działania. Wodór będzie produkowany w procesie elektrolizy bazującej na wodzie słonej podanej adsorpcyjnemu odsalaniu. Adsorpcyjne odsalanie to technologia wykorzystana i rozwijana przez centrum Energetyki AGH z powodzeniem możliwa do zastosowania dla aplikacji platformowej. Elektroliza oparta na nowoczesnych źródłach zasilania powinna stawać się być coraz bardziej zielona. Aktualnie dwa rodzaje elektrolizerów były brane pod uwagę, PEM i alkaliczne do zainstalowania na platformie. Bazując na pewnych ograniczeniach powierzchniowych elektrolizery alkaliczne zabierałyby dużo miejsca, aczkolwiek będą to tylko dwa 40 stopowe kontenery, co przy dostępnej powierzchni około 500m² nie będzie wyzwaniem. Przewidywana ilość produkowanego wodoru to 2,5-3 ton/dobę musiała być przełożona na możliwości jego wykorzystania. Stawiając nowy system na platformę z ustalonymi strefami wybuchowymi wymagałby przeorganizowania i stworzenia nowych bazujących na wprowadzonym nowym czynniku niebezpiecznym. Z punktu widzenia zaangażowanych środków transportu wyprodukowanego wodoru, rodzaj transportu jest bezpośrednio związany z charakterem technicznym odbiorcy. W projekcie zawarto transport w butlach po sprężeniu do 440 [barg]. Do transportu wodoru w tych warunkach P/T konieczne będzie zaangażowanie statku oraz butli transportowych. Do przesyłu do wodoru pod niższym ciśnieniem rozpatruje się wykorzystanie pracującego gazociągu, w ilości maksymalnie 50% objętościowo z gazem ziemnym pod ciśnieniem 11-120 [barg]. Układ procesowy Energo-baltic jest przystosowany technologicznie do dozowania wodoru w ilości maksymalnie 10% swojego potencjału przerobczego. W tym celu rozwijamy współpracę z INiG w zakresie wykonania szeregu badań laboratoryjnych kompatybilności materiału konstrukcyjnego pracującego gazociągu B8-Władysławowo z wodorem w tych stężeniach tzn. 10/50%. Kolejnym „odbiorcą” wodoru jest turbogenerator (SGT-300) gazowy pracujący na platformie Petrobaltic o mocy ponad 6MW. Urządzenie to może spalić 30% wodoru objętościowo. Wskazano różnice w kosztach bazując na dwóch rodzajach stanów skupienia wodoru; ciekłej i gazowej. Przy zagadnieniu transportu wodoru wskazano na możliwość adaptacji istniejącego gazociągu. gazociąg był zaprojektowany do transportu gazu ziemnego, który jest mieszaniną węglowodorów o znacznych rozmiarach cząsteczek. Planujemy wykonanie badań, również w zakresie propagacji potencjalnych uszkodzeń jak i możliwości migracji wodoru przez spoiny spawane. Jako podsumowanie, przytoczona została tabela z publikacji informacyjnej PRS 11/I, gdzie wskazano na wodór - szczególnie zielony - jako poważną konkurencję dla innych nośników energii, zwracając, jednakże uwagę na pewne jej wady i dalszy konieczny rozwój tej technologii.

Źródło finansowania badań:

LOTOS Petrobaltic S.A.



Hydrogen electrolysis on offshore conditions

Artur Wójcikowski*¹

¹ LOTOS Petrobaltic S.A.

*e-mail: artur.wojcikowski@lotospetrobaltic.pl

Pointing out at the changing „energy” trends around the world, we feel some changes in attitudes toward conventional energy sources. We read that hydrogen is slowly becoming an attractive substitute for a wide range of stakeholders. In 2021, LPB has developed a concept for the use of free spaces in which blue and green hydrogen can be produced and developed. We are trying to combine the world of business and science, together with AGH - using the results of our laboratories and the experience of LPB employees we are achieving a certain result which, we hope, will indicate the direction of further action. Hydrogen will be produced in the process of electrolysis based on saline water subjected to adsorptive desalination. Adsorptive desalination is a technology used and developed by the AGH University of Science and Technology Energy Center and successfully ready for application on the platform deck. Electrolysis based on modern power sources should become more and more green. Currently two types of electrolyzers were considered, PEM and ALKALINE to be installed on the platform. Based on some space constraints the alkaline electrolyzers would take up a lot of space, although they will only be two 40-foot containers, which with the available space of about 500m² will not be a challenge. The anticipated amount of hydrogen produced is 2.5-3 tons/day had to be translated into usability. Putting the new system on a platform with established explosive zones would require reorganization and grow up of new ones based on the introduced new dangerous factor. From the point of view of transport issues of hydrogen, the type of transport is directly related to the technical nature of the recipient. The project includes transportation in cylinders after hydrogen compressed to 440 [barg]. To transport hydrogen under these P/T conditions, it will be necessary to engage a vessel and transport cylinders. For transfer to hydrogen at lower pressures, the use of an operating gas pipeline is considered, at a maximum of 50% by volume with natural gas at 11-120 [barg]. Energobaltic process system is technologically adapted to dose hydrogen in the amount of maximum 10% of its processing potential. For that case we are developing cooperation with the Oil and Gas Institute (INiG) to perform several laboratory tests of compatibility of the structural material of the B8-Wladyslawowo gas pipeline with hydrogen in these concentrations (50/10%). Another „recipient” of hydrogen is a gas turbine-generator (SGT-300) operating on the Petrobaltic platform with a capacity of over 6MW. This device can burn 30% hydrogen by volume. Differences in costs were indicated based on two types of hydrogen states: liquid and gaseous. With the issue of hydrogen transport, the possibility of adapting an existing gas pipeline was pointed out. The gas pipeline was designed to transport natural gas, which is a mixture of hydrocarbons with significant molecular sizes. We plan to perform tests, also in terms of propagation of potential damage and the possibility of hydrogen migration through welded joints. As a conclusion, a table from PRS Information Publication 11/I was quoted, where hydrogen - especially green hydrogen - was found as a serious competitor to other energy carriers, However, some of its drawbacks and further necessary development of this technology.

Funding:

LOTOS Petrobaltic S.A.



Monitorowanie składu paliwa do turbin gazowych przy współspalaniu wodoru i gazu ziemnego za pomocą procesowego spektrometru Ramana

Przemysław Kubaszewski

Endress+Hauser Polska sp. z o.o.

*e-mail: przemyslaw.kubaszewski@endress.com

W ramach globalnego trendu dekarbonizacji, zdolność turbin gazowych do współspalania różnych paliw jest uznawana za jeden ze sposobów obniżenia emisji CO₂ ze źródeł energetycznych. Nowoczesne turbiny przemysłowe o dużej mocy są projektowane tak, aby mogły pracować z coraz szerszym zakresem mieszanek paliwowych. W szczególności, czołowi dostawcy rozwijają konstrukcje turbin przystosowane do spalania paliwa bogatego w wodór. Wdrożone obecnie rozwiązania czołowych producentów pozwalają na zastosowania w turbinach paliw o zawartości od 5% do 70% H₂, jednakże celem końcowym jest opracowanie turbin zdolnych pracować z czystym wodorem.

Aby zastosować nowe lub niestandardowe paliwo gazowe w turbinie gazowej, konieczne jest monitorowanie składu paliwa w celu wyliczenia wartości opałowej i zmodyfikowanej liczby Wobbego. Jest to szczególnie ważne dla turbin niskoemisyjnych o obniżonym poziomie NO_x. Ciągły pomiar składu paliwa pozwala na obliczenie punktu rosy węglowodorów, co ma kluczowe znaczenie dla uniknięcia wydzielania się kondensatu, który może powodować koksowanie w obszarze palnika. Ponadto, mieszanki wodorowe stwarzają większe ryzyko cofania się płomienia, jeśli warunki spalania nie są dostosowane do właściwości mieszanki paliwowej.

Turbiny gazowe wyposażane są w analizatory składu paliwa posługujące się różnymi technikami. Jednym z częściej stosowanych dotychczas rozwiązań było zastosowanie chromatografów gazowych (GC), co skutkowało długimi czasami odświeżania pomiaru i zwiększonym ryzykiem opóźnionych reakcji. Znacznie szybszym pomiar zapewnia zastosowanie spektrometru masowego (MS). Coraz większe uznanie jako alternatywna dla MS zdobywa spektroskopia Ramana. W prezentacji przedstawiony zostanie wynik case study w trakcie którego porównano reakcję MS i analizatora Ramana na domieszkowanie gazu ziemnego wodorem i etanem.

1. Patel, S., "The POWER interview: GE Unleashing a Hydrogen Gas nPower Future", POWER, 2019. <https://www.powermag.com/the-power-interview-ge-unleashing-a-hydrogen-gas-power-future/>.
2. Goldmeer, J., et al, "Enabling ethane as a primary gas turbine fuel: an economic benefit from the growth of shale gas" GE GEA32198, November 2015.
3. Goldmeer, J., et al. "Gas Power Systems Fuel Capacity," The Future of Gas Turbine Technology 8th International Gas Turbine Conference, Brussels, Belgium. 2016.
4. Valera-Medina, A., et al, "Ammonia, Methane, and Hydrogen for Gas Turbines", Energy Procedia, 75 (2015) 118-123.
5. Materiały korporacyjne Enderss+Hauser



Monitoring the composition of gas turbine fuel in the co-firing of hydrogen and natural gas by process Raman spectrometer

Przemysław Kubaszewski

Endress+Hauser Polska sp. z o.o.

*e-mail: przemyslaw.kubaszewski@endress.com

As part of the global decarbonization trend, the ability of gas turbines to co-fire different fuels is considered as a way to reduce CO₂ emissions from power sources. Modern high-capacity industrial turbines are being designed to operate with an increasingly wide range of fuel mixtures. In particular, leading suppliers are developing turbines suitable for burning hydrogen-rich fuel. The solutions currently implemented by leading manufacturers allow turbines to use fuels with 5% to 70% H₂ content, however the goal is to develop turbines capable of operating with pure hydrogen.

To use a new or non-standard gas fuel in a gas turbine, it is necessary to monitor the fuel composition to calculate the heating value and modified Wobbe Index. This is especially important for low NO_x burners. Continuous measurement of fuel composition allows calculation of the hydrocarbon dew point, which is critical to avoid condensate formation that can cause coking in the burner area. Furthermore, hydrogen blends pose a greater risk of flashback and flame holding if the combustion conditions are not adjusted to the properties of the fuel mixture.

Gas turbines are equipped with fuel composition analyzers using various techniques. One of the common solutions used so far was the use of gas chromatographs (GC), which resulted in long measurement cycle times and an increased risk of delayed reactions. A much faster measurement is provided by a mass spectrometer (MS). Raman spectroscopy is gaining increasing recognition as an alternative to MS. In this presentation we will present the result of a case study comparing the response of a MS and Raman analyzer to the dosing of hydrogen and ethane to the natural gas.

1. Patel, S., "The POWER interview: GE Unleashing a Hydrogen Gas nPower Future", POWER, 2019.
<https://www.powermag.com/the-power-interview-ge-unleashing-a-hydrogen-gas-power-future/>.
2. Goldmeer, J., et al, "Enabling ethane as a primary gas turbine fuel: an economic benefit from the growth of shale gas" GE GEA32198, November 2015.
3. Goldmeer, J., et al. "Gas Power Systems Fuel Capacity," The Future of Gas Turbine Technology 8th International Gas Turbine Conference, Brussels, Belgium. 2016.
4. Valera-Medina, A., et al, "Ammonia, Methane, and Hydrogen for Gas Turbines", Energy Procedia, 75 (2015) 118-123.
5. Materiały korporacyjne Endress+Hauser

Rola magazynowania energii w transformacji energetycznej

Jerzy Stopa, Stanisław Nagy

Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

*e-mail: stoapa@agh.edu.pl; nagy@agh.edu.pl

W okresie transformacji energetycznej wynikającej z realizacji programu „Zielony Ład”, zaburzonej lub przyspieszonej dodatkowo wojną rosyjsko-ukraińską wzrasta rola magazynowania gazu ziemnego i rola magazynowania energii. Program „Zielony Ład” zakłada głęboką dekarbonizację wszystkich sektorów gospodarki, w szczególności dekarbonizację energetyki, która docelowo ma być „neutralna klimatycznie” w oparciu o technologie odnawialnych źródeł energii (OZE), równocześnie dostarczając w sposób bezpieczny/stabilny przystępną cenowo energię. „Zielony Ład” zakłada dekarbonizację transportu, w tym głównie transportu miejskiego. Nowa strategia wspiera „liderów w dziedzinie klimatu i zasobów” w celu opracowania komercyjnych zastosowań przełomowych technologii niskoemisyjnych. Można założyć, że w Polsce w najbliższych latach z uwagi na zwiększone zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie istniała konieczność zwiększenia pojemności magazynowych do wielkości do 25% krajowego zapotrzebowania wymaga zwiększenia do roku pojemności magazynowych do ok. 7.5 mld Nm³ do roku 2030.

Jedną z zalet wodoru jako nośnika energii jest możliwość wykorzystywania go do magazynowania energii (jak paliwo gazowe). Wodór potrzebuje znacznie większej objętości w procesie magazynowania (lub wyższego ciśnienia), niż gaz ziemny dla tej samej ilości zmagazynowanej energii (m.in. z uwagi na niższe ciepło spalania w przeliczeniu na jednostkę objętości). Zatem należy się spodziewać mniejszej sprawności magazynowania energii w przeliczeniu na objętość. Istotną wadą energetyki wykorzystującej źródła odnawialne (OZE) jest ograniczona możliwość jej sterowania spowodowana zależnością od czynników pogodowych. Energetyka wiatrowa zaliczana jest do tzw. „niestabilnej energetyki odnawialnej” (ang. Variable renewable energy (VRE)). Brak stabilności w przetwarzaniu energii wiatrowej na elektryczną powoduje konieczność jej magazynowania lub uzupełniania ze źródeł stabilnych (tzn. z energetyki konwencjonalnej). Z uwagi na to, że energetyka wiatrowa ma priorytet wykorzystania w systemie energetycznym, jednostki energetyki konwencjonalnej stają się elementem bilansowania systemu. Może to umożliwić pokrycie braku energii w czasie niesprzyjających warunków pogodowych, ale nie daje możliwości bilansowania w okresach nadprodukcji energii ze źródeł odnawialnych.

Niezależnie od magazynów gazu ziemnego będzie konieczne wybudowanie na lata 2030-2040 magazynów energii w szczególności w północnych i środkowych rejonach Polski, gdzie planowane są inwestycje związane z budową elektrowni wiatrowych. Konieczne jest przygotowanie programu rozbudowy magazynów gazu i energii (magazyny kawernowe na wodór) pomocnych do wspomagania gazowej energetyki (szczytowej).

Problem możliwej nadprodukcji energii ze źródeł odnawialnych, duża zmienność generowanej mocy ze źródeł odnawialnych skutkuje koniecznością redukcji mocy możliwej do uzyskania lub koniecznością magazynowania energii w celu optymalizacji systemu energetycznego. W perspektywie kilku/kilkunastu można spodziewać zwiększenia zawartości wodoru w transportowanym gazie. Zarówno sieć przesyłowa i sieć dystrybucyjna powinna być gotowa na przyjęcie i transport takiego gazu. Wymagać to będzie odpowiedniego dostosowania istniejących magazynów gazu ziemnego. Proces ten powinien następować równolegle z rozwojem sieci przesyłowych umożliwiających transport takiego gazu.

Oprócz klasycznych kawernowych i porowych magazynów energii i gazu konieczne będzie tworzenie szczytowych magazynów energii tzw. magazynów sprężonego powietrza (ang. CAES). Magazyny powinny być lokowane albo w pobliżu elektrowni wiatrowych i gazowych. Rola podziemnego magazynowania gazu i rola podziemnych magazynów energii w postaci sprężonego wodoru, a także magazynów sprężonego powietrza będzie wzrastała - w szczególności po roku 2030.



The role of energy storage in the energy transition process

Jerzy Stopa, Stanisław Nagy

AGH University of Science and Technology, Faculty of Drilling, Oil and Gas

*e-mail: stoapa@agh.edu.pl; nagy@agh.edu.pl

In the period of energy transformation identified by implementing the 'Green Deal' EU program, which the Russian-Ukrainian war has probably accelerated, the role of natural gas storage and the role of energy storage is increasing. The 'Green Deal' program assumes deep decarbonization of the economy based on renewable energy sources (RES) technologies while providing affordable energy in a safe/stable way. The new strategy supports „climate and resource leaders” to develop commercial applications of breakthrough low-carbon technologies. In Poland, in the coming years, it can be assumed that due to the increased demand for natural gas, it will be necessary to increase underground gas storage capacities, up to 25% of the domestic market. It is required to increase storage capacities (active) to approx—7.5 billion Nm³ by 2030 by the year.

One of the advantages of hydrogen as an energy carrier is using it to store energy (like a gaseous fuel). Hydrogen needs a much larger volume in the storage process (or a much higher pressure) than natural gas for the same amount of stored energy (mainly due to the lower heat of combustion per unit volume). Therefore, lower energy storage efficiency is expected regarding storage capacity calculated in a volume basis. A significant disadvantage of energy using renewable sources (RES) is the limited possibility of its control caused by dependence on weather factors. Wind energy is included in the so-called. „unstable renewable energy” Variable renewable energy (VRE)). The lack of stability in the conversion of wind energy into electricity causes, on the one hand, the need to store or supplement it from stable sources. Still, it also causes increased volatility of wholesale energy prices. Since wind energy has a priority of use in the energy system, conventional energy units become an element of balancing the system.

Regardless of natural gas storage facilities, it will be necessary to build energy storage facilities for the years 2030-2040, particularly in the northern and central regions of Poland, where investments related to the construction of wind farms are planned. It is necessary to prepare a new program to expand gas and energy storage facilities (hydrogen cavern storage) helpful to support gas energy (peak). The problem of possible overproduction of energy from renewable sources and high variability of generated power from renewable sources results in the need to reduce the power that can be obtained or the need to store energy to optimize the energy system.

In several years, in the case of flows in cross-border networks, an increase in the hydrogen content in the transported gas can be expected. Both the transmission and distribution networks should be ready to receive and transport such gas. Adaptation of existing natural gas storage facilities to the technology is required for gas-containing hydrogen storage in its composition. This process should occur equally with the development of transmission networks enabling the transport of such gas.

In addition to the salt cavern and porous underground gas storage and cavern hydrogen storage, it will be essential to create peak energy storage, e.g., so-called compressed air energy storage (CAES). These new storage facilities should be located either in the vicinity of wind and gas power plants or in natural gas customers. The role of underground gas storage and underground energy storage in the form of compressed hydrogen, as well as compressed air storage, will increase – especially after 2030



Magazynowanie energii w kawernach solnych: stan obecny i potencjał

*Rafał Mrzygłód^{*1}, Jerzy Stopa²*

¹ Gas Storage Poland Sp. z o.o.

^{*}e-mail: rafal.mrzyglod@gas-storage.pl

² Akademia Górniczo-Hutnicza

W obecnym kształcie systemu energetycznego magazynowanie energii zyskuje coraz większe znaczenie i zainteresowanie zarówno w celu elastycznego reagowania na nadmiary i niedobory mocy w sieciach przesyłowych, warunkowane charakterystyką źródeł energii oraz potrzebami odbiorców końcowych. Wykorzystanie technologii magazynowania energii pozwoli elastycznie reagować na zwiększony udział w krajowej sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii, o ograniczonej przewidywalności charakterystyki pracy. Obecnie dostępnych jest wiele technologii magazynowania energii, a kolejne znajdują się w fazie badań i rozwoju. Wykorzystanie poszczególnego sposobu w jednoznaczny sposób przekłada się na zdolność akumulacyjną źródła i możliwy czas pozyskiwania energii.

Przechodzenie gospodarki światowej na odnawialne źródła energii, takie jak energia słoneczna i wiatrowa sprawia, że potrzebne są nowe metody magazynowania energii elektrycznej w celu zrównoważenia podaży i popytu. W dążeniu do znalezienia rozwiązań w obu tych przypadkach kluczową rolę odgrywa wodór.

Kawerny solne nadają się do przechowywania na dużą skalę czystego wodoru ze względu na niskie zapotrzebowanie na gaz buforowy, szczelność soli kamiennej oraz obojętny charakter soli, ograniczający zanieczyszczenie magazynowanego wodoru. Technologia ta jest stosowana już od wielu dziesięcioleci w Wielkiej Brytanii i Stanach Zjednoczonych, a wielkości kawern wahają się od 210 000 m³ do 580 000 m³, co jednoznacznie potwierdza techniczną wykonalność tego rozwiązania.

Zgodnie z raportem GIE największa rentowność wielkoskalowego magazynowania wodoru będzie w kawernach solnych.

Wodór na dużą skalę może też być magazynowany w kawernach skalnych, wyeksploatowanych złóżach gazu ziemnego i warstwach wodonośnych. Uruchomienie pierwszego magazynu wodoru w kawernie skalnej planowany jest w Szwecji w 2022 roku, a badania nad magazynowaniem wodoru w wyeksploatowanych złóżach gazu ziemnego i warstwach wodonośnych są kontynuowane.

Zgodnie z raportem GIE, bazującym na projekcie Europejskiej Sieci Wodorowej EHB (European Hydrogen Backbone), nawet gdyby wszystkie dostępne podziemne magazyny gazu ziemnego w Europie przekonwertowano na wodór to zdolności magazynowe byłyby znacznie niższe od zapotrzebowania w Europie do 2050 roku.

Zmiana przeznaczenia wszystkich kawern solnych, które według GIE są najbardziej odpowiednią strukturą do magazynowania wodoru na dużą skalę, może zapewnić około 50 TWh pojemności do przechowywania wodoru do 2030 roku, co nie wystarczyłoby do zaspokojenia prognozowanych potrzeb w zakresie magazynowania wodoru na poziomie 72,2 TWh.

Chociaż podziemne magazyny w kawernach solnych są obiecującą technologią dla wodoru ze względu na dziesięciolecia doświadczeń z gazem ziemnym i elastyczność, która jest pożądana w przypadku sieci wodorowych, ich dostępność jest ograniczona geograficznie.

Tylko ograniczona liczba państw członkowskich UE ma potencjał techniczny do magazynowania wodoru w kawernach solnych, a wiele potencjalnych lokalizacji znajduje się na morzu, głównie na Morzu Północnym. Kawerny solne (do magazynowania gazu ziemnego) powstały w sześciu krajach UE (Dania, Francja, Niemcy, Holandia, Polska i Portugalia) oraz w Wielkiej Brytanii.



Energy storage in salt caverns: current state and potential

*Rafał Mrzygłód^{*1}, Jerzy Stopa²*

¹ Gas Storage Poland Sp. z o.o.

^{*}e-mail: rafal.mrzyglod@gas-storage.pl

² AGH University of Science and Technology

In the current shape of the energy system, energy storage is gaining more and more importance and interest, both in order to flexibly respond to power surpluses and shortages in transmission networks, conditioned by the characteristics of energy sources and the needs of end users. The use of energy storage technologies will allow for a flexible response to the increased share of renewable energy sources in the national power grid, with limited predictability of operation characteristics. Currently, many energy storage technologies are available and more are in the research and development phase. The use of a particular method clearly translates into the accumulation capacity of the source and the possible time of obtaining energy.

The transition of the global economy to renewable energy sources such as solar and wind means that new methods of storing electricity are needed to balance supply and demand. Hydrogen plays a key role in finding solutions in both of these cases.

According to GIE, salt caverns are the most suitable for large-scale storage of pure hydrogen due to their low cushion gas requirement, the large sealing capacity of rock salt and the inert nature of salt structures, limiting the contamination of the hydrogen stored. This technology has already been used for many decades in Great Britain and the United States, with volumes varying from 210,000 m³ to 580,000 m³, confirming unequivocally the technical feasibility of this option.

According to the GIE report, salt caverns will be the most profitable solution for large-scale hydrogen storage.

Hydrogen on a large scale can also be stored in rock caverns, depleted gas fields and aquifers. The commissioning of the first hydrogen storage facility in a rock cavern is planned in Sweden for 2022, and research on hydrogen storage in depleted gas fields and aquifers is being continued.

According to the GIE report based on the European Hydrogen Backbone (EHB) project, even if all available underground natural gas storage facilities in Europe were converted to hydrogen, the storage capacity would be significantly lower than what is needed in Europe by 2050.

The re-purpose of all salt caverns in Europe could provide around 50 TWh of hydrogen storage capacity by 2030, which would not be sufficient to meet the projected hydrogen storage needs of 72,2 TWh.

Although underground salt cavern is a promising technology for hydrogen storage due to decades of experience with natural gas and the flexibility that is desirable for hydrogen grids, their availability is geographically limited.

Only a limited number of EU member states have the technical potential for salt cavern storage, and many of the potential locations are offshore, mainly in the North Sea. Salt caverns (for natural gas storage) have been developed in six EU countries (Denmark, France, Germany, the Netherlands, Poland, and Portugal) and the UK.



Wodorowy zawrót głowy - czyli jakie znaczenie będzie miała wiedza dla budowy gospodarki wodorowej

Anna Szóstakiewicz

Instytut Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk
KEZO Centrum Badawcze Polskiej Akademii Nauk

*e-mail: anna.szostakiewicz@imp.gda.pl

W 1874 roku Juliusz Verne w powieści „Tajemnicza wyspa” napisał, iż woda będzie węglem przyszłości. Czy rzeczywiście wodór ma szansę zmienić obraz otaczającego nas świata? Jakie znaczenie będzie miała wiedza dla budowy gospodarki wodorowej?

Wodór jest najprostszym i najlżejszym pierwiastkiem, a jednocześnie najobficiej występującym w przyrodzie, który można otrzymać z paliw kopalnych, biomasy bądź poprzez elektrolizę wody. Produktem jego spalania jest woda, a podczas tego procesu uwalniana jest ogromna ilość energii. Problemem w obecnych czasach pozostaje jednak wydajne otrzymywanie wodoru, przez to słowa przepowiedni Juliusza Verne’a niestety do tej pory się nie spełniły, choć wszyscy pokładamy w nim duże nadzieje.

Produkcja wodoru ze źródeł odnawialnych i użycie go w ogniach paliwowych daje nadzieję na czysty transport i uniezależnienie się od importerów paliw. Paliwo wodorowe ma potencjał zrewolucjonizować nasz transport, a być może nawet całą energetykę. Pojawia się zatem duża szansa na wyeliminowanie paliw kopalnych, a co za tym idzie, sprawienie by życie na Ziemi stało się bardziej przyjazne. Zielony wodór uważany jest bowiem za cudowną broń w walce ze zmianami klimatycznymi. Może być wykorzystywany praktycznie wszędzie, zarówno do napędu samochodów, samolotów, pociągów, czy statków. Może posłużyć także w produkcji stali, cementu lub chemikaliów. Już wkrótce stanie się istotnym elementem wypierania z rynku gazu ziemnego zwłaszcza w przemyśle.

Wdrażanie gospodarki wodorowej wiąże się z powstaniem nowych profesji i specjalizacji, które będą wymagały przygotowania wyspecjalizowanej kadry. Budowa kompetentnych kadr dla gospodarki wodorowej wymaga organizacji i wsparcia kształcenia na wszystkich poziomach Polskiej Ramy Kwalifikacji. Wykorzystanie krajowego potencjału naukowo-badawczego i gospodarczego przyczyni się do rozwoju kompetencji, budowy nowych sektorów gospodarki, a także do wzmocnienia konkurencyjności na rynkach międzynarodowych.

W ramach Polskiego Porozumienia Wodorowego zostały wskazane potrzeby w zakresie zapewnienia wysoko wykwalifikowanego personelu dla całego łańcucha wartości gospodarki wodorowej, przygotowania nowoczesnych programów kształcenia i aktualizacja kwalifikacji rynkowych uwzględniających wymagania gospodarki wodorowej. Stały rozwój potencjału ludzkiego w obszarze technologii wodorowych będzie zapewniany dzięki poszerzeniu oferty dydaktycznej. Ponadto, rozwój kompetencji zostanie wsparty poprzez zapewnienie stypendiów zagranicznych, tworzenie certyfikowanych szkoleń i kursów branżowych wraz z systemem certyfikacji kompetencji. Bogata oferta targów technologicznych, konferencji i seminariów oraz funkcjonowanie regionalnych centrów edukacyjnych uzupełni posiadany stan wiedzy. Szeroko zakrojone działania edukacyjne i kampanie społeczne kierowane do wszystkich grup wiekowych przyczynią się do zwiększenia świadomości w zakresie technologii wodorowych, jako efektywnego i ekologicznego rozwiązania dla gospodarki zapewniającej zrównoważony rozwój i dobrobyt społeczeństwa. Mamy świetnych polskich naukowców i jesteśmy na tym samym etapie, co inne kraje europejskie. Udział przemysłu wytwórczego w polskim PKB plasuje nas w ścisłej czołówce europejskiej. Posiadamy jedne z najlepszych uczelni technicznych, które kształcą świetnych inżynierów. Mamy kulturę techniczną ugruntowaną przez dziesięciolecia, bliskie relacje z bardzo silnym przemysłem niemieckim. Nowa generacja inżynierów i pracowników będzie niezbędna, aby przestawić polską gospodarkę na wodorowe tory do 2030 r. Perspektywa wyszkolenia takich kadr to perspektywa 7-8 lat, natomiast budowa świadomości i edukacja powinna zacząć się już teraz.



Hydrogen vertigo – How important will knowledge be for building a hydrogen economy?

Anna Szóstakiewicz

The Szewalski Institute Of Fluid-Flow Machinery
Polish Academy of Sciences KEZO Research Centre PAS

*e-mail: anna.szostakiewicz@imp.gda.pl

In 1874 Jules Verne wrote in his novel, titled „Mysterious Island” that water would be the carbon of the future. Does hydrogen really have a chance to change the image of the world around us? How important will knowledge be for building a hydrogen economy?

Hydrogen is the simplest and lightest element, and at the same time the most abundant in nature. It can be obtained from fossil fuels, biomass or by electrolysis of water. During combustion of hydrogen, enormous amount of energy is released and the only product is water. Nowadays the biggest problem is not the combustion of hydrogen, but its efficient production. This is also the reason, why Jules Verne's words were not fulfilled, although we all have great hopes for them.

The production of hydrogen from renewable sources and its use in fuel cells gives hope for clean transport and independence from fuel importers. Hydrogen fuel has the potential to revolutionize our transport, and perhaps even the entire energy sector. Therefore, there is a great chance to eliminate fossil fuels, and thus, to make life on Earth more environmentally friendly. Green hydrogen is considered a miracle weapon in the fight against climate change. It can be used virtually anywhere, both for driving cars, airplanes, trains and ships. It can also be used in the production of steel, cement or chemicals. Soon it will become an important element in supplanting natural gas from the market, especially in industry.

The implementation of the hydrogen economy is associated with the creation of new professions and specializations that will require the preparation of specialized staff. Building competent human resources for the hydrogen economy requires the organization and support of Polish education system at all levels. The use of the domestic scientific, research and economic potential will contribute to the development of competences, building new sectors of the economy, as well as strengthening competitiveness on international markets.

The needs within the Polish Hydrogen Agreement were indicated in terms of providing highly qualified personnel for the entire value chain of the hydrogen economy, preparing modern education programs and updating market qualifications taking into account the requirements of the hydrogen economy. The constant development of human potential in the field of hydrogen technologies will be ensured by expanding the educational offer. In addition, the development of competences will be supported by providing foreign scholarships, creating certified training courses and industry courses along with the competence certification system. The rich offer of technology fairs, conferences and seminars as well as the functioning of regional education centres will complement the current state of knowledge. Extensive educational activities and social campaigns targeted at all age groups will contribute to increasing awareness of hydrogen technologies as an effective and ecological solution for the economy ensuring sustainable development and welfare of the society. We have great Polish scientists and we are at the same stage as other European countries. The share of the manufacturing industry in the Polish GDP places us in the forefront of Europe. We have some of the best technical universities that educate great engineers. We have a technical culture established over decades, a close relationship with a very strong German industry. A new generation of engineers and employees will be necessary to shift the Polish economy onto a hydrogen track by 2030. The prospect of training such personnel is 7-8 years, whereas building awareness and education should start now.

Gospodarka o obiegu zamkniętym a wodór i paliwa syntetyczne w rafinerii

*J. Węgrecki^{*1}, G. Jóźwiak¹, A. Kamiński¹*

¹ PKN ORLEN S.A.

^{*}e-mail: arkadiusz.kaminski@orlen.pl

Dynamiczny skok, jaki miał miejsce w rozwoju cywilizacji spowodował nadmierne zużywanie globalnych zasobów w tempie przekraczającym możliwości regeneracyjne naszej planety. Przez ostatnie 50 lat światowa populacja podwoiła się, a wskaźnik urbanizacji wzrósł o 50%, co wpłynęło na skokowy wzrost globalnego zużycia materiałów, zarówno w ujęciu jednostkowym, jak i całej planety. W konsekwencji obecnie konsumowanych jest 1,6 razy więcej zasobów, niż pozwalają na to możliwości regeneracyjne Ziemi. Jak wynika ze statystyk i badań naukowych w latach 1970–2017 roczne światowe wydobycie surowców potrojiło się i nadal wzrasta. Każdego roku wydobywamy około 60 miliardów ton surowców, co w przeliczeniu daje aż 22 kg na osobę dziennie. Na świecie wytwarzanych jest ponad 11 miliardów ton odpadów rocznie. Stąd potrzebny nowy model gospodarczy.

Gospodarka o obiegu zamkniętym staje się faktem. Zmierzają do racjonalnego wykorzystania zasobów i ograniczenia oddziaływania w tym szczególnie negatywnego na środowisko wytwarzanych produktów. Z kolei produkty, materiały oraz surowce powinny pozostawać w systemie gospodarczym tak długo, jak to możliwe. Będzie miała wpływ na wszystkie sektory w tym również na rafinerie ropy naftowej. Staną one przed koniecznością zmiany modeli biznesowych i układów technologicznych. Sam doskonałość operacyjna rozumiana, jako optymalizacja wzrostu konwersji ropy i poprawy uzysku paliw, poprawa efektywności energetycznej, digitalizacja procesów już dzisiaj nie wystarczą. Z jednej strony gospodarka o obiegu zamkniętym oferuje potencjał i możliwości oraz nowe innowacyjne technologie a z drugiej konsekwencje wprowadzania zmian. W związku ze zmianami w ustawodawstwie wzrasta zainteresowanie sektorów gospodarką odpadami nie tylko w kierunku ich minimalnego wytwarzania, ale również w celu zmniejszenia ilości wydobywanych surowców. Chemiczny recykling może stanowić istotne źródło wsadu i energii dla rafinerii oraz być przykładem praktycznego wdrażania zasad zrównoważonego rozwoju i gospodarki o obiegu zamkniętym. Gospodarka o obiegu zamkniętym poprzez odzysk surowców do produkcji rafineryjno-petrochemicznej jest szansą na zmniejszenie zależności od kopalin i poprawę bezpieczeństwa energetycznego. W rafineriach analizowane są technologie pozwalające na pozyskanie biokomponentów zaawansowanych, szczególnie wykorzystania surowców odpadowych do produkcji paliw odnawialnych, w tym zero i niskoemisyjnego wodoru oraz paliw syntetycznych, które wpisują się w szerszy trend domykania obiegu surowców w gospodarce oraz możliwości, jakie oferują technologie recyklingu odpadów, w tym potencjał recyklingu chemicznego. Wodór wytwarzany w procesach z udziałem OZE, z odpadów komunalnych i biometanu, a także z zastosowaniem technologii CCS/CCU, z procesów fotokatalizy otrzyma nową rolę w dekarbonizacji przemysłu, transportu i chemii. Wodór pomoże w transformacji energetycznej. Technologie odzysku CO₂ zwiększają efektywność wykorzystania zasobów rafinerii i zmniejszają ślad węglowy produktów odnawialnych w całym ich cyklu życia. Istotnym stanie się ślad środowiskowy obliczany zaawansowanymi metodami LCA pokazujący oddziaływanie produktu, ale również całej organizacji na środowisko i jego komponenty.



Circular economy and hydrogen and synthetic fuels in a refinery

*J. Węgrecki^{*1}, G. Józwiak¹, A. Kamiński¹*

¹ PKN ORLEN S.A.

^{*}e-mail: arkadiusz.kaminski@orlen.pl

The great leap forward in the development of civilization caused the excessive consumption of global natural resources at a rate exceeding the regenerative capacity of our planet. Over the past 50 years, the world population has doubled and the rate of urbanization has increased by 50%, which has led to a surge in material consumption in both individual and global terms. As a consequence, 1.6 times more resources are being consumed now than the Earth's regenerative capacity allows. According to statistics and scientific research, the annual global extraction of raw materials tripled between 1970 and 2017, and now continues to increase. Each year, we extract about 60 billion tonnes of raw materials, which is as much as 22 kg per person a day. Over 11 billion tonnes of waste is produced worldwide each year. Hence the need for a new economic model.

Circular economy is becoming a reality. It aims at both using natural resources rationally and limiting the impact of manufactured products, including the negative impact on the environment. Also, according to the rules of circular economy, products, materials and raw materials should remain in the economic system as long as possible. This will affect all industry sectors, including oil refineries. They will face the necessity to change their business models and technological systems. Operational excellence, understood as the optimization of oil conversion growth and fuel yield improvement, improvement of energy efficiency, and digitization of processes, is not enough today. On the one hand, circular economy offers some potential and opportunities as well as new, innovative technologies but, on the other hand, it involves certain consequences of introducing the changes. Due to some changes in legislation, industry sectors are increasingly interested in waste management, not only to minimize waste production, but also to reduce the amount of extracted raw materials. Chemical recycling can become an important source of feed and energy for refineries and it may be an example of the practical implementation of the principles of sustainable development and circular economy. Through the recovery of raw materials for refinery and petrochemical production, circular economy is an opportunity to reduce the dependence on minerals and to improve energy security. Oil refineries analyze technologies that allow them to obtain advanced biocomponents, in particular the use of waste raw materials for the production of renewable fuels, including zero and low-emission hydrogen and synthetic fuels (which are part of the wider trend of closing the circulation of raw materials in the economy), and the possibilities offered by waste recycling technologies, including chemical recycling potential. Hydrogen produced by means of processes involving renewable energy, municipal waste and biomethane, as well as with the use of CCS/CCU technology and from photocatalysis processes will play a new role in the decarbonisation of industry, transport and chemistry. Hydrogen will help us to deal with the energy transformation. Carbon dioxide recovery technologies increase the resource efficiency of refineries and reduce the carbon footprint of renewable products throughout their life cycle. The environmental footprint calculated by advanced LCA methodologies will become important, showing the impact of both the product and the entire organization on the environment and its components



Stabilność i kompatybilność rop naftowych - Analiza porównawcza metod oceny

Wojciech Krasodomski^{*1}, Beata Altkorn¹

¹ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

^{*}e-mail: wojciech.krasodomski@inig.pl

Wytrącanie osadów w ciągu logistycznym ropy naftowej, jest istotnym problemem zarówno w instalacjach rurociągowych, bazach magazynowych, jak również w instalacjach rafineryjnych, w których przetwarzana jest ropa zawierająca zdyspergowane osady oraz ich prekursory. W badaniach oceniano informacje uzyskiwane w następujących testach stabilności/kompatybilności rop, oznaczenie:

- współczynnika niestabilności koloidalnej (Colloidal Instability Index) – CII
- współczynnika stabilności koloidalnej (Colloidal Stability Index) – CSI
- współczynnika S-value
- współczynnika P-value
- liczby separacji (Separability Number) - SN
- oznaczenie stopnia czystości (spot test)

Badania przeprowadzono dla trzech rop naftowych oznaczonych symbolami R, C i W oraz dla 9 mieszanek tych rop, z wykorzystaniem innowacyjnego stanowiska do kompleksowej oceny laboratoryjnej, pozwalającego na wykonanie powyższych testów, w skład którego wchodzi m.in. automatyczny aparat SV10 do oznaczania parametru S-value rop naftowych, pozostałości, ciężkich olejów opałowych oraz paliw żeglugowych, zestawu walizkowego ST10 do oznaczania stopnia czystości oraz aparatu Turbiscan Oil Series do oceny stabilności/niestabilności dyspersji.

Porównując metody stwierdzono, że w przypadku analizowanych próbek rop wyniki w wielu przypadkach są rozbieżne.

Dla ropy R uzyskane parametry, takie jak stopień czystości, S-value, współczynniki CSI i CII, dają spójną informację, pozwalającą na ocenę ropy jak stabilną. Natomiast, P-value oraz liczba separacji wskazują na potencjalne problemy ze stabilnością tej ropy.

W przypadku ropy C stopień czystości, współczynniki P-value, S-value i liczba separacji są spójne i charakteryzują ropę jako bardzo stabilną. Współczynniki S-value i liczba separacji wskazują, że ropa C charakteryzuje się mniejszą stabilnością niż ropa R. Natomiast współczynniki CSI i CII wskazują na niestabilność tej ropy.

W przypadku ropy W wszystkie testy/parametry, za wyjątkiem liczby separacji wskazują na dużą niestabilność badanej ropy.

W przypadku mieszanek rop R:C współczynnik S-value, liczba separacji oraz współczynnik CII wskazują na problemy z zachowaniem stabilności mieszanek, natomiast inne parametry, tj. P-value i stopień czystości, nie wskazują na występowanie potencjalnych problemów ze stabilnością mieszanek. W przypadku mieszanek rop R:W pomimo pojawienia się osadu w ropie po zmieszaniu, współczynnik S-value oraz P-value wskazują na stabilność mieszanki 1:1, a liczba separacji mieszanki 1:3.

W przypadku mieszanek C:W pomimo pojawienia się osadu (w przypadku mieszanki 3:1 stopień czystości wynosi 3, a w przypadku 1:1 i 1:3 stopień czystości wynosi 4), współczynniki P-value, i S-value oraz liczba separacji wskazują na stabilność mieszanki 3:1, a nawet 1:1.

Z powyższych obserwacji wynika, że żaden z analizowanych testów nie jest uniwersalny, wykonane testy mogą prowadzić zarówno do zbieżnych, jak i do sprzecznych interpretacji stabilności i kompatybilności dla tych samych próbek. W celu prawidłowej oceny stabilności/kompatybilności rop należy prowadzić kompleksowe badania wykorzystujące różne testy stabilności w celu uzyskania pełnego obrazu tego problemu technologicznego.

Źródło finansowania badań: Badania realizowane w ramach pracy statutowej INiG-PIB nr 0035/TA/2022.



Crude Oil Stability and Compatibility - Comparative Analysis of Assessment Methods

Wojciech Krasodomski*¹, Beata Altkorn ¹

¹ Oil and Gas Institute - National Research Institute

*e-mail: wojciech.krasodomski@inig.pl

Precipitation of deposits in the crude oil logistics chain is a significant problem both in pipeline installations, storage bases, as well as in refinery installations in which crude oil containing dispersed sludge is processed.

The following oil stability / compatibility tests were assessed in the study:

- Colloidal Instability Index - CII
- Colloidal Stability Index - CSI
- S-value
- P-value
- Separability Number - SN
- Cleanliness (spot test)

The tests were carried out for three crude oils which have been given symbols R, C and W and for 9 mixtures of these oils, using an innovative laboratory stand for complex evaluation of crude oil stability and compatibility, allowing for the performance of the above-mentioned tests, which includes, among others, automatic SV10 instrument for determination of S-value of crude oil, residues, heavy fuel oils and marine fuels, ST10 - suitcase kit for cleanliness determination and Turbiscan Oil Series apparatus for evaluation of dispersion stability / instability.

Comparing the methods, it was found that in the case of the analyzed crude oil samples the results in many cases are inconsistent.

For the R oil, the obtained parameters, such as the degree of cleanliness, S-value, CSI and CII coefficients, provide consistent information that allows the oil to be assessed as stable. On the other hand, P-value and the number of separations indicate potential problems with the stability of this oil.

In the case of C oil, the degree of cleanliness, the P-value, S-value and the number of separations are consistent and characterize the oil as very stable. The S-value coefficient and the number of separations indicate that C crude oil is less stable than R crude oil. On the other hand, the CSI and CII coefficients indicate the instability of this crude oil.

In the case of W oil, all tests / parameters, with the exception of the number of separations, indicate high instability of the analyzed oil.

In the case of R:C crude oil blends, the S-value, the number of separations and the CII ratio indicate problems with maintaining the stability of the mixtures, while other parameters, i.e. P-value and the degree of purity, do not indicate any potential problems with the stability of the mixtures. In the case of R:W blends of crude oil, despite the appearance of sediment in the crude oil after mixing, the S-value and P-value indicate the mixture stability 1:1, and the number of mixture separations 1:3.

In the case of C: W mixtures, despite the appearance of sediment (for a 3:1 mixture, the cleanliness is 3, and for 1:1 and 1:3, the cleanliness is 4), the coefficients P-value, and S-value and the number of separations indicate on the stability of the mixture of 3:1, and even 1:1.

The above observations show that none of the analyzed tests is universal, the performed tests may lead to both concurrent and contradictory interpretations of stability and compatibility for the same samples. In order to correctly assess the stability/compatibility of crude oil, complex studies using various stability tests should be carried out in order to obtain a complete view of this technological problem.

Funding: Research carried out as part of the statutory work of INiG-PIB No. 0035/TA/2022.



Dekontaminacja toksycznych frakcji gazowych podczas procesu automatycznego czyszczenia wielkogabarytowych zbiorników ropy naftowej

Wojciech Krasodomski^{*1}, Stefan Ptak¹, Piotr Stemporski², Janusz Rogula³,
Michał Czerep³, Halina Pawlak-Kruczek³

¹ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

*e-mail: wojciech.krasodomski@inig.pl

² Climbex sp. z o.o.

³ Politechnika Wrocławska

Podczas magazynowania ropy naftowej na dnie zbiorników gromadzą się pozostałości ropy, parafiny, asfalteny, żywice, ropy, piasek oraz produkty korozji w postaci gęstych osadów. W związku z tym zbiorniki ropy wymagają okresowego czyszczenia. Faza gazowa pozostająca w zbiorniku po jego opróżnieniu zawiera węglowodory lotne (VOC), w tym BTEX i siarkowodor, w ilościach zagrażających zdrowiu. Climbex sp. z o.o. jest liderem stosowania rozwiązań nowoczesnych i bezpiecznych technologii w tej dziedzinie. W przypadku czyszczenia zbiorników magazynowych ropy naftowej stosuje automatyczną technologię ATC, która obejmuje wieloetapowy proces, polegający na:

- A - upłynnieniu zalegających osadów dennych,
- B - odpompowaniu odzyskanych węglowodorów,
- C - myciu wnętrza zbiornika ciekłymi mediami pod dużym ciśnieniem,
- D - wentylacji zbiornika
- E - finalnym doczyszczeniu zbiornika.

Wrażliwym punktem metody ATC jest faza wentylacji, której towarzyszy emisja szkodliwych substancji do atmosfery. Jest ona prowadzona aż do momentu, gdy poziom substancji niebezpiecznych, nie osiągnie dopuszczalnego poziomu stężeń umożliwiających wejście ludzi do zbiornika.

Wymagania środowiskowe dotyczące emisji lotnych składników węglowodorowych, w tym benzenu, do atmosfery zawarte w Dyrektywach Unii Europejskiej 2008/50/WE i 2010/75/WE są jednym z czynników określających kierunki rozwoju systemów automatycznego czyszczenia zbiorników magazynowych ropy.

Climbex sp. z o.o. we współpracy z Instytutem Nafty i Gazu – PIB oraz Politechniką Wrocławską realizuje projekt *Opracowanie i weryfikacja w warunkach przemysłowych technologii dekontaminacji urządzeń i zbiorników produktów ropopochodnych w procesie ich automatycznego czyszczenia*, w którym zakłada się uzyskanie poziomu najwyższych dopuszczalnych stężeń węglowodorów (NDS) w oczyszczonym zbiorniku t.j. w przypadku benzenu - poniżej 1,6 mg/m³, pentanów - poniżej 3 000 mg/m³, toluenu - poniżej 100 mg/m³, ksylenów - poniżej 100 mg/m³ i siarkowodoru - poniżej 7 mg/m³.

W ramach projektu opracowano nowatorską technologię dekontaminacji, pozwalającą na bezpieczne otwarcie czyszczonego zbiornika i dalsze doczyszczenie oraz rozpoczęcie prac remontowych wymagających wejścia pracowników. Aktualnie prowadzone są próby technologiczne w warunkach przemysłowych opracowanej technologii.

Źródło finansowania badań:

Projekt współfinansowany przez NCBiR w ramach POIR, umowa nr POIR 01.01.01-00-0447/18-00 z dnia 30.11.2018.



Decontamination of toxic gaseous fractions during the automatic cleaning process of large-size crude oil tanks

*Wojciech Krasodomski^{*1}, Stefan Ptak¹, Piotr Stemporski², Janusz Rogula³,
Michał Czerep³, Halina Pawlak-Kruczek³*

¹ Oil and Gas Institute - National Research Institute

^{*}e-mail: wojciech.krasodomski@inig.pl

² Climbex sp. z o.o.

³ Wrocław University of Science and Technology

During the crude oil storage, oil residues, paraffins, asphaltenes, resins, clays, sand and corrosion products form the thick sediments which are accumulated at the bottom of the tanks. For this reason, the oil tanks require periodic cleaning. The gas phase remaining in the tank after emptying it contains volatile hydrocarbons (VOC) including BTEX and hydrogen sulphide in amounts hazardous to health. Climbex sp.z o.o. is a leader in solutions in the field of modern and safe technologies. In the case of cleaning crude oil storage tanks, automatic ATC technology is used, which includes a multi-stage process consisting of:

- A liquefaction of lingering bottom sediments,
- B pumping out the recovered hydrocarbons,
- C washing the inside of the tank with liquid media under high pressure,
- D tank ventilation
- E final cleaning of the tank.

The sensitive point of the ATC method is the ventilation phase, which is accompanied by the emission of harmful substances into the atmosphere. It is carried out until the level of hazardous substances reaches the permissible level of concentration allowing the entry of people into the tank.

Environmental requirements for the emission of volatile hydrocarbon components, including benzene, into the atmosphere specified in the European Union Directives 2008/50/EC and 2010/75/EC are one of the factors determining the development directions of automatic cleaning systems for oil storage tanks.

Climbex, in cooperation with the Oil and Gas Institute - National Research Institute and the Wrocław University of Technology, carries out the project Development and verification in industrial conditions of technologies for decontamination of equipment and tanks of petroleum products in the process of automatic cleaning, in which it is assumed that the highest allowable concentrations of hydrocarbons (NDS) in the cleaned tank are obtained in the work environment, i.e.: benzene – below 1,6 mg/m³, pentanes - below 3 000 mg/m³, toluene - below 100 mg/m³, xylenes - below 100 mg/m³ and hydrogen sulphide - 7 mg/m³.

The project developed an innovative decontamination technology which allows for the cleaned tank safe opening, and the commencement of renovation works requiring the entry of employees.

Currently, technological tests are carried out in the industrial conditions of the developed technology.

Funding:

Project co-financed by NCBiR under POIR, contract no. POIR 01.01.01-00-0447/18-00 of 30.11.2018.



Fouling w instalacjach rafineryjnych: weryfikacja w testach symulacyjnych

Xymena Badura^{*1}, Katarzyna Styszko²

¹ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

*e-mail: badura@inig.pl

² Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Energetyki i Paliw

Fouling to zjawisko akumulacji niepożądanych substancji stałych lub półstałych na powierzchniach wymiany ciepła (np. w wymiennikach ciepła). Substancje odpowiedzialne za fouling są albo bezpośrednio obecne w płynie procesowym lub powstają z prekursorów w procesach chemicznych lub fizycznych. W przemyśle rafineryjnym osady utworzone wskutek zjawiska foulingu powstają w wyniku reakcji chemicznych i zmian fizycznych, które zachodzą gdy ropa naftowa ma kontakt z wysoką temperaturą powierzchni metalu w wymienniku. Analizy chemiczne takich depozytów wskazują, że składają się one głównie z koksu, asfaltenów i substancji nieorganicznych. O potencjale ropy do foulingu może decydować jej unikalny skład chemiczny, rodzaj i ilość obecnych asfaltenów oraz kompatybilności danej kompozycji ropy naftowej. Depozyty foulingowe zmniejszają wymianę ciepła i sprawność cieplną urządzeń, generując w rafineriach ropy naftowej znaczne straty finansowe. Na koszty związane z foulingiem składa się wiele czynników m.in. zwiększone nakłady inwestycyjne, dodatkowe koszty operacyjne (czyszczenie wymienników) i utrata produkcji. Z tego względu niezwykle istotne dla przemysłu wydobywczego i rafineryjnego jest zapobieganie zjawisku niekompatybilności rop oraz ocena ich tendencji do foulingu w skali laboratoryjnej za pomocą odpowiednich testów symulacyjnych. INiG-PIB prowadzi badania nad depozytami foulingowymi z wykorzystaniem specjalistycznego symulatora foulingu, który pozwala na ocenę strumieni rafineryjnych pod kątem tendencji do foulingu. Zasada działania aparatu opiera się na przepływie badanej próbki przez modelowy wymiennik ciepła, który po teście jest demontowany a utworzone osady są badane bezpośrednio na powierzchni wymiennika. Symulator posiada zamknięty obieg próbki w pętli przepływu i możliwość kontroli temperatury testowego wymiennika ciepła oraz prędkości przepływu próbki. Aparat został wykorzystany do oceny tendencji do foulingu wybranych próbek rop naftowych, przebadanych uprzednio pod kątem podstawowych właściwości fizyko-chemicznych m.in. zakresu destylacji, zawartości asfaltenów i współczynnika niestabilności koloidalnej. Ocenę charakteru chemicznego utworzonych w trakcie symulacji osadów przeprowadzono za pomocą: mikroskopii optycznej, skaningowej mikroskopii elektronowej (SEM-EDX) oraz mikroskopii FTIR. Dla każdej z badanych rop uzyskano inny rodzaj osadu na modelowym wymienniku ciepła – w postaci: produktów korozji, soli nieorganicznych oraz skoksowanych produktów. Przeprowadzona na symulatorze ocena skłonności rop do foulingu pozwoli na optymalizację składu mieszanin rop naftowych w celu redukcji depozytów foulingowych w skali przemysłowej.

R
4

Źródło finansowania badań:

Badania wykonano w ramach pracy statutowej pt.: *Optymalizacja rafineryjnych strumieni procesowych w celu ograniczenia tworzenia depozytów foulingowych* – praca INiG-PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia 0047/TA/21/01, nr archiwalny: DK-4100-35/2



Fouling in Refining Installations: Verification by Simulation Tests

Xymena Badura^{*1}, Katarzyna Styszko²

¹ Oil and Gas Institute – National Research Institute

*e-mail: badura@inig.pl

² AGH University of Science and Technology, Faculty of Energy and Fuels

Fouling is the deposition of on unwanted solid or semi-solid substances on the heat transfer surfaces (e.g. in heat exchangers). The substances responsible for fouling are either directly present in the process fluid or are formed from precursors by chemical or physical processes. In the refining industry fouling deposits are the result of chemical reactions and physical changes that occur when crude oil comes into contact with the high temperature of the metal surface in the heat exchanger. Chemical analyzes of such deposits show that they mainly consist of non-melting coke, asphaltenes and inorganic materials. The unique chemical composition of crude oil, the type and amount of asphaltenes present, and the compatibility of crude oil composition may determine the fouling potential. Fouling deposits reduce heat transfer and equipment thermal efficiency, causing a major financial losses in oil refineries. A number of factors contribute to the cost of fouling such as: increased capital investment, additional operating costs (cleaning exchangers) and loss of production. For this reason, it is extremely important for the mining and refining industry to prevent crude oil incompatibility and to assess fouling tendency on a laboratory scale by means of appropriate simulation tests. Oil and Gas Institute conducts research on fouling deposits with the use of a specialized fouling simulator, which allows for the assessment of refinery streams in terms of fouling tendency. The operating principle of the apparatus is based on the sample flow through a model heat exchanger, which is disassembled after simulation, and the formed deposits are tested directly on the exchanger surface. The simulator has a closed circuit of sample in the flow loop and the ability to control the heat exchanger temperature and the sample flow rate. The simulator was used to assess the fouling tendency of selected crude oil samples, previously tested for basic physico-chemical properties including: distillation range, asphaltene content and colloidal instability factor. Chemical characterization of obtained fouling deposits was carried out using: optical microscopy, scanning electron microscopy (SEM-EDX) and FTIR-microscopy. For each of the tested crude oils, a different type of deposit was obtained on the model heat exchanger - in the form of: corrosion products, inorganic salts and coke-like material. The assessment of crude oil fouling tendency carried out on the simulator, will allow to optimize the composition of crude oil mixtures in order to reduce fouling deposits on an industrial scale.

Funding:

The research was carried out in the statutory study entitled: Optimization of refining process streams in order to reduce the formation of fouling deposits – INiG – PIB study commissioned by Ministry of Science and Higher Education; order number:0047/TA/21/01, archival number: DK-4100-35/21.



Ocena efektywności procesów bioremediacyjnych terenów dołów urobkowych skażonych substancjami ropopochodnymi

Katarzyna Wojtowicz^{*1}, Teresa Steliga¹, Piotr Jakubowicz¹, Dorota Kluk¹

¹ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

^{*}e-mail: katarzyna.wojtowicz@inig.pl

Gospodarka odpadami wiertniczymi stanowi jeden z kluczowych problemów ekologicznych, jakie stoją przed branżą górnictwa nafty i gazu. Doły urobkowe, w których zgromadzono odpady wiertnicze zawierające urobek skalny, składniki płuczki, ropę z nawierconych warstw roponośnych oraz ziemię, stanowią uciążliwą pozostałość działań przemysłu sprzed kilkudziesięciu lat. Uszczelnienie iltowe dołów urobkowych, dotychczas skutecznie powstrzymujące rozprzestrzenianie się substancji ropopochodnych w środowisku, nie zawsze będzie wystarczającym zabezpieczeniem przed jego skażeniem. Dlatego rekultywacja terenów „starych dołów urobkowych” należy do kluczowych problemów ekologicznych, które należy rozwiązać w najbliższej przyszłości.

Rekultywacja terenów starych dołów urobkowych wymagała opracowania nowej, prostej i uzasadnionej ekonomicznie technologii oczyszczania gruntów możliwej do zastosowania w warunkach kopalnianych. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy opracował etapową technologię bioremediacji gleby zanieczyszczonej substancjami ropopochodnymi metodą *in-situ*, która obejmowała następujące etapy: remediację wstępną (drenaż melioracyjno-odciekowy), modyfikację struktury gleby, bioremediację podstawową (wapnowanie i nawożenie) oraz inokulację biopreparatami opracowanymi na bazie bakterii, grzybów i drożdży wyizolowanych z oczyszczanego terenu. Cały cykl procesu oczyszczania gruntów z zanieczyszczeń ropopochodnych kontrolowano za pomocą rozbudowanego monitoringu obejmującego badania fizyczno-chemiczne gleby, badania mikrobiologiczne z wykorzystaniem technik biologii molekularnej, badania toksykologiczne przy użyciu testów nowej generacji (Microtox®, Phytotoxkit™, Ostracodtoxkit™, oceny ryzyka środowiskowego MARA, mikropłytkowy test Ames) oraz analizę chromatograficzną pozwalającą na ilościowe i jakościowe oznaczenie poszczególnych węglowodorów wchodzących w skład zanieczyszczeń ropopochodnych. Pozwoliło to na optymalizację i w razie konieczności modyfikację przebiegu procesów bioremediacyjnych, a także ocenę ich efektywności.

Gleby z terenów dołów urobkowych charakteryzowały się wysokim stężeniem węglowodorów ropopochodnych (TPH) w zakresie od 10 000 do 200 000 mg/kg s.m., BTEX w zakresie od 25 do 110 mg/kg s.m. oraz WWA w zakresie od 15 do 69 mg/kg s.m. (w zależności od miejsca i głębokości poboru próbki). Po przeprowadzeniu wstępnego oczyszczania obejmującego remediację wstępną, modyfikację struktury gleby i bioremediację podstawową obniżano poziom zanieczyszczeń ropopochodnych umożliwiając zastosowanie biologicznego oczyszczania. Przeprowadzenie inokulacji biopreparatem 1 (2 serie inokulacji w I roku oczyszczania) i biopreparatem 2 (3 serie inokulacji w II roku oczyszczania) pozwoliło na obniżenie stężenia węglowodorów z zakresu nC_9 – nC_{22} o 50÷89%, węglowodorów cięższych nC_{23} – nC_{36} o 36÷55%, BTEX o 75÷80% oraz WWA o 45÷60%. Po zakończeniu oczyszczania zawartość węglowodorów ropopochodnych w glebach z terenów dołów urobkowych została obniżona do wartości określonych w projektach remediacyjnych, co pozwoliło na przywrócenie aktywności biologicznej na tych terenach. Zastosowana technologia umożliwiła przeprowadzenie bioremediacji terenów 25 dołów urobkowych na obszarze kopalni Grabownica i przekazanie ich do użytkowania leśnego.



Assessment of the effectiveness of bioremediation processes in the areas of mining pits contaminated with petroleum substances

*Katarzyna Wojtowicz^{*1}, Teresa Steliga¹, Piotr Jakubowicz¹, Dorota Kluk¹*

¹ Oil and Gas Institute - National Research Institute

^{*}e-mail: katarzyna.wojtowicz@inig.pl

Drilling waste management is one of the key environmental problems that the oil and gas mining industry faces. The waste pits in which the drilling waste containing the excavated material, mud components, crude oil from the drilled oil-bearing layers and soil were collected, are a burdensome remnant of the industry from several dozen years ago. Clay sealing of waste pits, so far effectively preventing the spread of petroleum derivatives in the environment, will not always be a sufficient protection against its contamination. Therefore, the reclamation of „old waste pits” is one of the key ecological problems that should be solved in the near future.

Reclamation of old waste pits required the development of a new, simple and economically justified technology of soil cleaning that could be used in mining conditions. In order to meet the expectations of the Oil and Gas Institute - National Research Institute developed a step-by-step technology for bioremediation of soil contaminated with petroleum substances using the in-situ method, which included the following stages: preliminary remediation (drainage and drainage), modification of soil structure, basic bioremediation (liming and fertilization) and inoculation with biopreparations developed on the basis of bacteria, fungi and yeasts isolated from the cleared area. The entire cycle of cleaning the soil from petroleum contamination was controlled by extensive monitoring including physical and chemical tests of soil, microbiological tests using molecular biology techniques, toxicological tests using new generation tests (Microtox®, Phytotoxkit™, Ostracodtoxkit™, MARA environmental risk assessment, microplate test Ames) and chromatographic analysis allowing for quantitative and qualitative determination of individual hydrocarbons included in the petroleum pollutants. This allowed for the optimization and, if necessary, modification of the course of bioremediation processes, as well as the assessment of their effectiveness.

The soils from the waste pits were characterized by a high concentration of petroleum hydrocarbons (TPH) in the range from 10,000 to 200,000 mg/kg DM, BTEX in the range from 25 to 110 mg/kg DM. and PAHs in the range from 15 to 69 mg/kg DM (depending on the place and depth of sample collection). After pre-treatment, including preliminary remediation, soil structure modification and basic bioremediation, the level of petroleum contamination was lowered, enabling the use of biological treatment. Conducting inoculation with biopreparation 1 (2 series of inoculations in the 1st year of treatment) and biopreparation 2 (3 series of inoculations in the 2nd year of treatment) allowed to reduce the concentration of nC_9 - nC_{22} hydrocarbons by 50÷89%, heavier hydrocarbons nC_{23} - nC_{36} by 36÷55 %, BTEX by 75÷80% and PAH by 45÷60%. After the treatment was completed, the content of petroleum hydrocarbons in the soils from the waste pits was reduced to the values specified in the remediation projects, which allowed for the restoration of biological activity in these areas. The technology used made it possible to carry out bioremediation of 25 waste pits in the area of the Grabownica mine and transfer them to forest use.



Obniżanie emisji metanu z sieci gazowych z wykorzystaniem programu LDAR

Rafał Kowalski

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

*e-mail: rafal.kowalski@gaz-system.pl

W ostatnich kilku latach znacznie wzrosła potrzeba koordynowania polityki ograniczania emisji metanu w szerszym kontekście redukcji emisji gazów cieplarnianych z wielu sektorów gospodarki. W październiku 2020 r. Komisja Europejska opublikowała dokument „Strategia UE w zakresie redukcji emisji metanu”. KE wzywa w nim przedsiębiorstwa do ustanowienia solidniejszych programów LDAR, które w przyszłości stałyby się programami obowiązkowymi. Od kilkudziesięciu lat operatorzy systemów w branży gazowniczej, przeprowadzając rutynowe kontrole podległych obiektów, zwracają uwagę na ewentualne nieszczelności infrastruktury. W większości przypadków działania te mają jednak charakter niezorganizowany (w sensie proceduralnym). Na poziomie organizacyjnym bardzo często brak jest wytycznych odnośnie metod wykrywania nieszczelności, częstotliwości pomiarów czy określenia elementów, które należy poddać inspekcji. Odpowiedzią na rozwiązanie tego problemu jest implementacja przez poszczególne przedsiębiorstwa programów wykrywania i naprawy wycieków (LDAR – ang. leak detection and repair). Z punktu widzenia eksploatacji, LDAR jest rozumiany jako określenie i standaryzowanie sposobu wykonywania pewnych czynności oraz wskazanie odpowiedniego sprzętu, za pomocą którego nieszczelne elementy są identyfikowane, priorytetyzowane, a następnie naprawiane. W referacie, w pierwszej części, przedstawiono wszystkie fazy programu LDAR oraz stosowane metody inspekcji. W szczególności omówiono metodę 21 oraz wykorzystanie kamer OGI (ang. optical gas imaging), zwracając uwagę na ich wady i zalety. W tej części pracy zaprezentowano także najlepsze praktyki dla programów LDAR. Następnie przeanalizowano jakie potencjalne problemy mogą napotkać organizacje planujące wdrożenie programu LDAR w swoich działaniach. Przedsiębiorstwa, które decydują się na wdrożenie LDAR, stoją zazwyczaj przed ciężkim wyborem najlepszego dla nich kształtu programu, starając się wyważyć koszty początkowe i operacyjne oraz efektywność programu LDAR (wyznaczony cel redukcji emisji). Wzięto pod uwagę między innymi następujące kwestie: czasochłonność, dostępność urządzeń pomiarowych, czy problem z kwalifikacją wycieku w oparciu o stężenie ppm. W ostatniej części pracy omówiono skuteczność programu LDAR w obniżaniu emisji metanu z sieci gazowych. Efektywność programu LDAR jest zależna od wielu kwestii: stosowanej metody inspekcji, częstotliwości przeprowadzania inspekcji oraz, przede wszystkim, od rzetelności wykonywania pomiarów przez pracowników. Wykorzystanie programów LDAR może być kluczowe w celu zidentyfikowania najbardziej emisyjnych elementów sieci oraz takiego zaplanowania prac eksploatacyjnych i remontowych, które będzie wspomagało spełnienie celów klimatycznych.



Reduction of methane emission from natural gas pipeline networks with the usage of the LDAR program

Rafał Kowalski

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

*e-mail: rafal.kowalski@gaz-system.pl

In the last few years, the need to coordinate methane emission reduction policies in the broader context of reducing greenhouse gas emissions from many sectors of the economy has grown significantly. In October 2020, the European Commission published the document „EU strategy to reduce methane emissions”. The EC calls on enterprises to establish more robust LDAR programs that would become mandatory in the future. For several decades, system operators in the gas industry during carrying out routine inspections of their facilities pay attention to possible leaks in the infrastructure. However, in most cases these activities are disorganized (in a procedural sense). At the organizational level, there are often no guidelines regarding leak detection methods, frequency of measurements or determination of elements to be inspected. The answer to solving this problem is the implementation of leak detection and repair (LDAR) programs by organizations. From the operational point of view, LDAR is understood as defining and standardizing the way of performing some activities and also an indication of the appropriate equipment by which leaky components are identified, prioritized and then repaired. The paper in his first part presents all phases of the LDAR program and the methods of inspection that are commonly used. In particular, method 21 and the use of OGI (optical gas imaging) cameras were discussed, paying attention to their advantages and disadvantages. This section of the paper also presents best practices for LDAR programs. Then, the potential problems that organizations may face with during implementation of the LDAR program have been analyzed. Companies that decide to implement LDAR usually face a difficult choice of the best program shape for them. They try to balance the initial and operating costs with the effectiveness of the LDAR program (emission reduction target). The following issues have been taken into account: time expenditure, availability of measuring devices, and the problem with leak qualification based on the concentration of ppm. The last part of the work discusses the effectiveness of the LDAR program in reducing methane emissions from gas networks. The effectiveness of the LDAR program depends on many issues: the inspection method used, the frequency of inspections and, most of all, the reliability of measurements made by employees. The use of LDAR programs can be crucial to identify the most emissive network elements and to plan maintenance and repair works in such a way that will help to meet the climate goals.



Pomiary emisji metanu oraz wyznaczanie współczynników emisji dla stacji pomiarowych

*Aneta Korda-Burza^{*1}, Jadwiga Holewa-Rataj²*

¹ Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

^{*}e-mail: aneta.korda-burza@gaz-system.pl

² Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Wejście w życie strategii metanowej, której podstawowym celem jest ograniczenie emisji metanu do atmosfery oznacza dla sektora gazowego duże wyzwanie. Obecnie KE aktywnie promuje wdrażanie ram pomiaru i raportowania opracowanych przez Partnerstwo w zakresie Metanu w Sektorze Ropy Naftowej i Gazu (OGMP). W podejściu tym współczynniki emisji metanu dla poszczególnych źródeł emisji powinny być wyznaczane na podstawie pomiarów bezpośrednich. W Gaz-System prace dotyczące inwentaryzacji emisji metanu prowadzone są od wielu lat. W roku 2021 zrealizowano pracę, której celem było wyznaczenia aktualnych współczynników emisji metanu dla stacji pomiarowych znajdujących się w systemie przesyłowym gazu ziemnego. Pierwszym etapem pracy było dokonanie charakterystyki stacji pomiarowych wchodzących w skład systemu pod kątem parametrów, które mogą mieć wpływ na wielkość emisji metanu. Przeprowadzona analiza miała na celu wybranie reprezentatywnej próbki do badań, stanowiącej około 18% całej populacji stacji pomiarowych w systemie przesyłowym. W kolejnym etapie pracy na wybranych obiektach przeprowadzono kontrolę szczelności oraz pomiary wielkości emisji metanu. W ramach przeprowadzonych badań zidentyfikowano 136 nieuszczelności, przy czym większość z nich (96,3%) charakteryzowała się wielkością emisji metanu poniżej 0,1 l/min, co stanowi dolną granicę oznaczalności zastosowanej metody pomiarowej. Przeprowadzone badania pozwoliły także na wskazanie głównego źródła emisji metanu na stacjach pomiarowych, jakim są połączenia gwintowane. Pozostałe emisje metanu jakie udało się zmierzyć z zastosowaniem Hi Flow Samplera to emisje zlokalizowane w obrębie połączeń kołnierzowych. Na podstawie uzyskanych wyników badań wyznaczono również współczynniki emisji metanu w trzech wariantach. W Wariacie 1 cała stacja pomiarowa została potraktowana jako pojedynczy obiekt. W takim przypadku wyznaczony współczynnik emisji metanu wyniósł 248,9 m³/stacja*rok. Dodatkowo przeprowadzona analiza stopnia zróżnicowania wielkości emisji metanu wykazała, że w przypadku skontrolowanych stacji pomiarowych brak jest czynnika charakteryzującego stację, który ma istotny wpływ na wielkość emisji, pod uwagę wzięto takie czynniki jak wiek, ciśnienie MOP oraz wielkość stacji scharakteryzowaną przez ilości poszczególnych elementów. Z tego względu jeden wyznaczony współczynnik emisji metanu może być stosowany dla wszystkich stacji pomiarowych występujących w systemie przesyłowym. W pozostałych dwóch wariantach wyznaczono dwa komplety współczynników emisji metanu dla stacji pomiarowych z rozbiem na poszczególne elementy stacji, w oparciu o podział zaproponowany w OGMP 2.0 (Wariant 2) oraz w oparciu o podział zaproponowany przez INiG-PIB i GAZ-SYSTEM S.A. (Wariant 3). Ostatnim etapem realizacji pracy było przeprowadzenie inwentaryzacji wielkości emisji metanu z łącznie 36 stacji pomiarowych (30 stacji badanych oraz 6 stacji dla których dokonano analizy na podstawie dostępnych danych z użyciem współczynników emisji wyznaczonych dla każdego z rozpatrywanych trzech wariantów. Niezależnie od przyjętego sposobu wyliczania wielkości emisji metanu otrzymane wyniki inwentaryzacji różniły się między sobą o nie więcej niż 2%.



Methane emission measurements and determination of emission factors for measuring stations

*Aneta Korda-Burza^{*1}, Jadwiga Holewa-Rataj²*

¹ Gas Transmission Operator GAZ-SYSTEM S.A.

^{*}e-mail: aneta.korda-burza@gaz-system.pl

² Oil and Gas Institute - NRI

The implementation of the methane strategy, the primary goal of which is to reduce methane emissions to the atmosphere, is a major challenge for the gas sector. The KE is currently actively promoting the implementation of the Measurement and Reporting Framework developed by the Methane Partnership in the Oil and Gas Sector (OGMP). In this approach, the methane emission factors for individual emission sources should be determined on the basis of direct measurements. At Gaz-System, work on the inventory of methane emissions has been carried out for many years. In 2021, work was carried out to determine the current methane emission factors for the measuring stations in the natural gas transmission system. The first stage of work was to characterize the measuring stations included in the system in terms of parameters that may affect the amount of methane emissions. The conducted analysis was aimed at selecting a representative sample for testing, constituting approximately 18% of the entire population of measuring stations in the transmission system. In the next stage of work, the tightness control and methane emission measurements were carried out on selected objects. As part of the research, 136 leaks were identified, and most of them (96.3%) had methane emissions below 0.1 l/ min, which is the lower limit of quantification of the measurement method used. The conducted research also allowed to indicate the main source of methane emission at measuring stations, i.e. threaded connections. The remaining methane emissions that have been measured with the Hi Flow Sampler are those located within the flange connections. On the basis of the obtained test results, the methane emission factors were also determined in three variants. In Variant 1, the entire measuring station was treated as a single object. In this case, the determined methane emission factor was 248.9 m³ / station * year. In addition, the analysis of the degree of differentiation in the volume of methane emissions showed that in the case of the inspected measuring stations there is no factor characterizing the stations, which has a significant impact on the amount of emissions, factors such as age, MOP pressure and the size of the stations characterized by the quantities of individual elements were taken into account. For this reason, one determined methane emission factor may be used for all measuring stations in the transmission system. In the other two variants, two sets of methane emission factors were determined for measuring stations with a breakdown into individual station elements, based on the division proposed in OGMP 2.0 (Variant 2) and based on the division proposed by INiG-PIB and GAZ-SYSTEM S.A.(Variant 3). The last stage of the work was to carry out an inventory of methane emissions from a total of 36 measuring stations (30 tested stations and 6 stations for which an analysis was made on the basis of available data using the emission factors determined for each of the three options under consideration. Regardless of the adopted method of calculating the amount of methane emissions, the obtained results differed by no more than 2%.



Strategia metanowa wyzwaniem dla sektora nafty i gazu

*Jadwiga Holewa-Rataj^{*1}, Ewa Kukulska-Zajac*

¹ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

^{*}e-mail: holewa-rataj@inig.pl

14 października 2020r. ukazał się Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący strategii Unii Europejskiej na rzecz ograniczenia emisji metanu, czyli tzw. strategia metanowa UE. Priorytetami jakie zostały nkreślone w strategii metanowej są:

- ujednolicenie sposobu prowadzenia pomiarów i raportowania wielkości emisji, a także weryfikacji tych raportów w odniesieniu do wszystkich emisji metanu związanych z energią,
- wprowadzenie obowiązku wdrożenia systemu wykrywania nieszczelności i napraw na całej infrastrukturze związanej z gazem ziemnym,
- ograniczenie możliwości spalania gazu w pochodniach,
- umożliwienie wykrywania źródeł nieproporcjonalnie wysokich emisji metanu drogą satelitarną za pośrednictwem unijnego programu Copernicus.

Aktem wykonawczym dla strategii metanowej ma być rozporządzenie, którego projekt ukazał się w grudniu 2021 roku. Projekt ten zakłada, że pomiary i raportowanie wielkości emisji metanu na poziomie przedsiębiorstw działających w sektorze energetycznym będzie prowadzone w oparciu o metodykę Oil and Gas Methane Partnership (OGMP 2.0). Metodyka ta oparta jest na 4 podstawowych filarach, jakimi są przejrzystość, spójność, kompletność oraz dokładność. Istotną zmianą w stosunku do aktualnego sposobu raportowania emisji metanu jest wyraźne określenie trzech kategorii emisji (tj. emisje lotne, upusty technologiczne, w tym awarie oraz emisje z niecałkowitego spalania) oraz zdefiniowanie 5 poziomów dokładności raportowania wielkości emisji tego gazu cieplarnianego. Należy przy tym zaznaczyć, że dwa pierwsze poziomy (poziom globalny oraz poziom odnoszący się do kategorii źródeł emisji) traktowane są jako poziomy historyczne, gdyż projekt rozporządzenia zakłada, że już w 12 miesięcy od wejścia w życie rozporządzenia przedsiębiorstwa z branży energetycznej zobowiązane będą do złożenia raportu w oparciu o dane zgodne z poziomem 3, a po kolejnych 12 miesiącach zgodne z poziomem 4. Poziom 3 zakłada określenie wielkości emisji dla każdego rodzaju źródła, przy czym zastosowane współczynniki emisji mogą pochodzić z literatury. Poziom 4 zakłada również określenie wielkości emisji dla każdego rodzaju źródła, jednak z zastosowaniem wyznaczonych doświadczalnie współczynników emisji metanu.

Głównymi wyzwaniami dla przedsiębiorstw z sektora energetycznego, w tym górnictwa nafty i gazu oraz gazownictwa jest przygotowanie się do raportowania wielkości emisji metanu zgodnie z metodyką OGMP 2.0. Konieczne jest określenie rodzajów źródeł emisji metanu wraz z ich liczebnością. W przypadku, gdy przedsiębiorstwo nie dysponuje wyznaczonymi doświadczalnie współczynnikami emisji metanu dla poszczególnych rodzajów źródeł emisji, powinno w pierwszej kolejności określić z jakich literaturowych współczynników emisji zamierza korzystać podczas przygotowywania pierwszego raportu dotyczącego wielkości emisji metanu. Następnie powinno opracować i zrealizować plan badań niezbędnych do wyznaczenia własnych współczynników emisji metanu. Plan ten powinien zawierać opis sposobu wyboru reprezentatywnych obiektów do badań, informację o wybranych metodach pomiaru i ich zakresach pomiarowych oraz informację o sposobie wyznaczenia współczynników emisji na podstawie uzyskanych wyników badań.



The methane strategy as a challenge for the oil and gas sector

*Jadwiga Holewa-Rataj^{*1}, Ewa Kukulska-Zajac*

¹ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

^{*}e-mail: holewa-rataj@inig.pl

On October 14, 2020, the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions was published on the European Union strategy to reduce methane emissions, i.e. the so-called EU methane strategy. The priorities outlined in the methane strategy are:

- standardizing the method of measuring and reporting emissions, as well as verifying these reports with respect to all energy-related methane emissions,
- introducing an obligation to implement a leak detection and repair system on all infrastructure related to natural gas,
- limiting the possibility of gas combustion in flares,
- make it possible to detect sources of disproportionately high methane emissions by satellite through the EU's Copernicus program.

The implementing act for the methane strategy is to be a regulation, the draft of which was published in December 2021. The project assumes that the measurement and reporting of methane emissions at the level of companies operating in the energy sector will be carried out on the basis of the Oil and Gas Methane Partnership (OGMP 2.0) methodology. The methodology is based on the 4 pillars, such as: transparency, consistency, completeness and accuracy. A significant change in relation to the current method of reporting methane emissions is the clear definition of three emission categories (i.e. fugitive emissions, technological discounts, including breakdowns and emissions from incomplete combustion) and the definition of 5 levels of accuracy for reporting emissions of this greenhouse gas. It should be noted that the first two levels (the global level and the level relating to the category of emission sources) are treated as historical levels, as the draft regulation provides that after 12 months from the date of implementation of the regulation companies from the energy sector will be required to submit of the report based on data compliant with level 3, and data compliant with level 4 after the next 12 months. Level 3 assumes the determination of the amount of emissions for each type of source, and the applied emission factors can be derived from the literature. Level 4 also provides for the determination of the emissions for each type of source, but with the use of experimentally determined methane emission factors.

The main challenges for companies from the energy sector, including oil and gas mining and gas industry, is to prepare for methane emission reporting in accordance with the OGMP 2.0 methodology. It is necessary to define the types of methane emission sources and their number. If the enterprise does not have experimentally determined methane emission factors for individual types of emission sources, it should first specify which literature emission factors it intends to use when preparing the first report on methane emissions. Then, it should develop and implement a test plan necessary to determine its own methane emission factors. The plan should contain a description of the method of selecting representative test objects, information on the selected measurement methods and their measurement ranges, and information on the method of determining the emission factors on the basis of the obtained test results.

Określanie akumulacyjności systemu gazowniczego na potrzeby magazynowania energii chemicznej

Maciej Chaczykowski^{*1}, Łukasz Kotyński¹, Andrzej J. Osiadacz¹

¹ Politechnika Warszawska

^{*}e-mail: maciej.chaczykowski@pw.edu.pl

W referacie omówiono problem określania ilości gazu zawartego w systemach przesyłowych i dystrybucyjnych oraz zmienność tego parametru w ciągu doby, wynikającą z pokrycia zmieniającego się zapotrzebowania na gaz. W przypadku analiz o charakterze długoterminowym, obejmujących wielomiesięczne przedziały czasu do określania ilości gazu wykorzystywane są dane godzinowe, natomiast analizy śróddzienne na potrzeby wspomagania decyzji operatorskich zwykle wymagają danych z kilku-kilkunastominutowym krokiem i obejmują krótsze przedziały czasu.

Ilość gazu zawartego w odcinkach sieci gazowej wysokiego ciśnienia określamy jako akumulacyjność sieci (ang. *linepack*); w praktyce jest to ilość gazu znajdującego się wyłącznie w gazociągach wysokiego ciśnienia. Akumulacyjność jest proporcjonalna do ciśnienia gazu w rurociągach, wzrost ciśnienia powoduje zwiększenie ilości gazu, a tym samym energii chemicznej w nim zawartej. Akumulacyjność sieci ulega zmianom w ciągu doby ze względu na zmieniające się ciśnienie w rurociągach. Prowadzenie ruchu sieci przy zmiennym ciśnieniu jest metodą pozwalającą bilansować dostawy gazu i popyt na gaz w ciągu doby.

Ilość energii chemicznej, która może być magazynowana i uwalniana dzięki zmianom akumulacyjności sieci, pozwala ocenić potencjalną rolę sieci gazowej wysokiego ciśnienia jako infrastruktury zapewniającej elastyczność operacyjną w procesie ograniczania wzrostu krajowego zapotrzebowania na energię pierwotną. Skala elastyczności dobowej zapewnianej przez sieci przesyłowe i dystrybucyjne wysokiego ciśnienia wskaże na ile w przyszłym, zintegrowanym systemie energetycznym możliwe jest uzyskanie elastyczności po rozsądnych kosztach, co stanowi podstawowe wyzwanie dla niskoemisyjnych systemów energetycznych.

Badania śróddziennej akumulacyjności sieci gazowej na poziomie krajowym nie były dotychczas w Polsce prowadzone. Przeprowadzenie takich badań dostarczyłoby dodatkowych informacji pomocnych przy planowaniu przyszłej zintegrowanej infrastruktury energetycznej. Rola sektora gazowniczego w przyszłym zdekarbonizowanym systemie energetycznym jest elementem aktualnie toczącej się w Polsce dyskusji. Analiza akumulacyjności dostarczyłaby ważnych informacji na temat właściwości hydraulicznych istniejącego systemu.



Determination of gas pipeline system linepack for chemical energy storage

*Maciej Chaczykowski^{*1}, Łukasz Kotyński¹, Andrzej J. Osiadacz¹*

¹ Warsaw University of Technology

^{*}e-mail: maciej.chaczykowski@pw.edu.pl

This paper presents the problem of determining the amount of gas contained within gas transmission and distribution networks, and how this changes over a day to support variations in demand. In the case of long-term analyzes involving several-month intervals, hourly data is used to determine the amount of gas, while intraday analyzes for the purposes of operator decision support systems usually require data with a time step of a few minutes or a few dozen minutes.

The amount of gas contained within the high-pressure gas transmission and distribution network is termed 'linepack'; literally, it is the amount of gas packed into the pipelines. Linepack is proportional to the pressure of the gas in the pipelines, increasing the pressure increases the amount of gas, and thus the energy contained therein. The amount of linepack changes throughout the day due to the varying levels of pipeline pressure. This flexing of pressure provides a method to help match the supply and demand for gas within a day.

The scale of chemical energy that can be stored and released by varying linepack highlights its importance as a means of operational flexibility, helping to balance the changes in national primary energy demand. The scale of the within-day flexibility currently provided by the natural gas transmission and distribution networks points to a formidable energy systems challenge; how to provide low-carbon within-day flexibility to future energy systems at a reasonable cost.

Research on the intraday accumulation of the gas in the network at a national level has not been carried out in Poland so far. Conducting such studies would provide additional information to assist in the planning of a future integrated energy infrastructure. The role of the gas sector in the future decarbonised energy system is part of the ongoing discussion in Poland. The values for within-day linepack flexibility that transmission systems currently provides would provide important information on the hydraulic properties of the existing system.



Zarządzanie systemem gazowniczym w warunkach zasilania z instalacji power-to-gas

*Andrzej J. Osiadacz^{*1}, Łukasz Kotyński¹, Maciej Chaczykowski¹*

¹ Politechnika Warszawska

^{*}e-mail: andrzej.osiadacz@pw.edu.pl

Energia elektryczna otrzymana ze źródeł odnawialnych może być magazynowana np. w postaci wodoru. Wodór może być sprężany, skraplany lub dostarczany do sieci gazowych traktowanych jako magazyny wodoru. Sieci gazowe pozwalają nie tylko na magazynowanie wodoru, ale także na transport z miejsca produkcji do odbiorcy końcowego. Stąd też rosnące zainteresowanie projektami typu power-to-gas (PtG/P2G). Przesyłanie wodoru gazociągami, reakcja elementów sieci na mieszaninę wodorową, a także zarządzanie siecią gazową transportującą mieszaninę gazu ziemnego z wodorem to są nowe problemy wymagające badań.

Ze względu na właściwości fizykochemiczne wodoru jego transport sieciami gazowymi jest znacznie trudniejszy niż transport gazu ziemnego. Wodór ma trzykrotnie mniejszą gęstość energii niż metan. Objętość transportowanego wodoru musi być zatem około trzy razy większa niż w przypadku gazu ziemnego w celu zaspokojenia tego samego zapotrzebowania na energię. Ponieważ ciśnienie w rurze jest ograniczone projektowo, zmiennym parametrem będzie zatem prędkość przepływu, która jest trzykrotnie wyższa dla wodoru niż gazu ziemnego. Zatem dla sieci 100% wodorowej energia sprężania będzie około trzy razy większa dla przesyłu z równoważnym spadkiem ciśnienia. Czym mniejszy udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym tym wpływ wodoru na parametry eksploatacyjne sieci gazowej będzie mniejszy. W dłuższej perspektywie, w miarę zwiększania udziału procentowego wodoru poważnym problemem może być brak dodatkowej przepustowości w sieciach gazowych.

Postęp w produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych spowoduje decentralizację punktów załączania wodoru do systemu gazowego. Wraz ze wzrostem liczby stacji dozowania wodoru, do obowiązków operatora sieci należał będzie także dobór parametrów pracy poszczególnych stacji dozowania wodoru tak aby zachować stabilizację parametrów mieszaniny gazu i wodoru we wszystkich węzłach sieci a także równowagę między lokalną produkcją a konsumpcją. Szczególnie istotne będzie zarządzanie siecią w obszarach o wysokiej produkcji i niskim zużyciu i/lub obszarach o mniejszej akceptowalności wodoru. Rozwiązaniem tego problemu może być: (i) metanizacja do zarządzania poziomem wodoru, (ii) rewers z sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, (iii) separacja wodoru i gazu ziemnego w celu ochrony najbardziej wrażliwych odbiorców. Aby sprostać tym wyzwaniom, sieci gazowe muszą być hydraulicznie efektywne i wyposażone w nowoczesne systemy sterowania o strukturach hierarchicznych, w tym pakiety oprogramowania symulacyjnego wspomagającego decyzje operatorskie. Ww. problemy oraz autorskie rozwiązania sprzętowe i softwarowe w tym obszarze badawczym zostaną przedstawione w referacie.



Managing the gas networks with power-to-gas sources entering gas grid infrastructures

*Andrzej J. Osiadacz^{*1}, Łukasz Kotyński¹, Maciej Chaczykowski¹*

¹ Warsaw University of Technology

^{*}e-mail: andrzej.osiadacz@pw.edu.pl

Electricity generated from renewable sources can be stored, for example in the form of hydrogen gas. Hydrogen gas can be compressed, liquefied or injected into the gas networks treated as hydrogen storage facilities. Gas networks allow not only to store hydrogen, but also to transport it from the production site to the end user. Hence the growing interest in power-to-gas (PtG/P2G) technologies. The transport of hydrogen through gas pipelines, the sensitivity of network elements to the hydrogen mixture as well as the management of the gas network transporting the mixture of natural gas and hydrogen are new problems that require research.

Due to the physical and chemical properties of hydrogen, its transport through gas networks is much more difficult than the transport of natural gas. Hydrogen has three times lower energy density than methane. Therefore the volume of transported hydrogen needs to be about three times greater than that of natural gas in order to meet the same energy demand. Since the pressure in the pipe is limited by design codes, the variable parameter will be a flow velocity which is three times higher for hydrogen than for natural gas. Thus, for a dedicated hydrogen grid, the compression power will be about three times higher than that for natural gas with an equivalent pressure drop. The smaller the hydrogen fraction in the natural gas mixture, the smaller the impact on the operational parameters of the gas network. In the long run, as the hydrogen additions will increase, a serious problem may be the lack of additional capacity in the gas networks.

Progress in the hydrogen production from renewable sources will decentralize hydrogen entry points in the gas system. Along with the increase in the number of hydrogen injections, the responsibilities of network operator will also include the selection of operating parameters for individual hydrogen injection stations so as to maintain the stabilization of the natural gas-hydrogen mixture parameters in all network nodes, as well as the balance between local production and consumption. Managing the diversification of gas quality in areas with high production and low consumption and/or areas with lower hydrogen tolerance will be of particular importance. The solution to this problem may be: (i) methanation to manage the hydrogen level, (ii) enabling reverse flow from the distribution to the transmission grid, (iii) the separation of hydrogen and natural gas to protect the most vulnerable customers. To meet these challenges, gas networks must be hydraulically efficient and equipped with modern control systems with hierarchical structures, including simulation software packages implemented in operator decision support systems. Above problems and an in-house developed hardware and software solutions in this research area by the authors will be presented in the paper.



Analiza ekonomiczna budowy stacji regazyfikacji LNG na Podhalu

Mirosław Janowski

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
Wydział Geologii Geofizyki i Ochrony środowiska

Artykuł niniejszy podejmuje temat efektywności ekonomicznej niewielkiej stacji regazyfikacyjnej o rocznym wolumenie sprzedaży na poziomie około 3 mln nm^3 gazu ziemnego. Okres eksploatacji stacji przyjęto 15 lat. Pierwszym i wyjściowym etapem analizy było określenia stopy dyskonta i skojarzenie jej z minimalną stopą zwrotu inwestycji przyjętą w dalszej analizie. Do jej określenia założono: stuprocentowy udział kapitału własnego, stopę zwrotu bezpiecznych inwestycji finansowych na poziomie realnej stopy zwrotu obligacji 10 letnich Obligacji Skarbu Państwa (1,5% + inflacja), współczynnik ryzyka $\beta=0.7$ oraz stopę portfela rynkowego na poziomie 7%. Hurtową cenę LNG na rynku europejskim, wyrażoną w złotych na kilowatogodzinę, przyjęto na podstawie z końca pierwszego danych z I kwartału 2022r., równą 5.5 USD/MMBtu, co daje wyjściową cenę netto 74,603 zł/kWh. Następnie do ceny została dodana marża dostawcy. Następnie cena gazu została powiększona o koszty załadunku na autocysterny, zgodnie z taryfikatorem Urzędu Regulacji Energetyki oraz jednostkowe koszty transportu, wyliczone dla odległości pomiędzy stacją regazyfikacji a terminalem LNG w Świnoujściu, przy założeniu kosztu przejazdu cysterny z LNG w tą i z powrotem w kwocie 7,5 zł/km. Należy zwrócić uwagę, że w ze względu na niestabilną sytuację polityczną w Europie obserwowane są bardzo duże wahania cen gazu na rynkach światowych, a zmiany te mogą dochodzić do poziomu 30%, a nawet go przekraczać. Przy czym na rynku LNG obserwuje się trend do zwiększenia ilości transakcji spotowych, co skutkuje lekkim spadkiem cen LNG w ostatnim okresie.

Kolejnym krokiem było określenie strumieni pieniężnych dla wszystkich 15 okresów (lat) analizy inwestycji, a następnie wyznaczenie NPV dla otrzymanej powyżej stopy dyskontowej.

Wielkości strumieni pieniężnych, wartości współczynników dyskontujących oraz DCF (Discounted Cash Flow) i NPV zobrazowano tabelarycznie. Ponadto przedstawiono wykres skumulowanych przepływów pieniężnych na przestrzeni czasu trwania inwestycji. Należy zaznaczyć, że jednym z powodów dodatniej wartości CF w ostatnim okresie jest przypływ wynikający ze sprzedaży wartości likwidacyjnej inwestycji.

Wykonana następnie analiza wrażliwości umożliwia zidentyfikowanie czynników o decydującym znaczeniu dla utrzymania płynności finansowej, czyli tzw. zmiennych krytycznych. Za zmienne krytyczne uznaje się te zmienne w przypadku, których zmiana ich wartości o +/-1% powoduje odpowiednio wysoką zmianę wartości bazowej NPV.

Uzyskane wyniki wskazują, jako zmienne krytyczne hurtową cenę paliwa LNG, cenę paliwa gazowego u odbiorcy, koszty transportu oraz zapotrzebowanie na paliwo wytwarzane przez stacje LNG. Są to czynniki bezpośrednio związane z towarem będącym podstawą działalności stacji. Tak duża zależność NPV od wyszczególnionych wcześniej czynników, a szczególnie cen po obu stronach łańcucha dostaw paliwa, wskazuje na bardzo wysoką zależność opłacalności inwestycji od wahań rynkowych cen paliwa. Również koszty transportu LNG, jako znaczący składnik ceny końcowej gazu, ma duży wpływ na wynik finansowy stacji regazyfikacji.

W ramach analizy wrażliwości zmiennych krytycznych wykonano obliczenia wartości progowych zmiennych krytycznych w celu określenia, kiedy ich zmiana doprowadzi NPV do wartości zerowej.



Economic analysis of the construction of an LNG regasification station in Podhale

Mirośław Janowski

AGH University of Science and Technology, Faculty of Geology Geophysics and Environmental Protection, Krakow, Poland

This article deals with the economic efficiency of a small regasification station with an annual sales volume of approximately 3 million nm³ of natural gas. The service life of the station was assumed to be 15 years. The first and initial stage of the analysis was to define the discount rate and associate it with the minimum rate of return on the investment used in the further analysis. It was determined with the following assumptions: 100% share of equity, rate of return on safe financial investments at the level of the real rate of return on 10-year Treasury Bonds (1.5% + inflation), risk factor $\beta = 0.7$ and the market portfolio rate at the level of 7%. The wholesale price of LNG on the European market, expressed in PLN per kilowatt hour, was adopted based on the end of the first quarter of 2022, equal to USD 5.5 / MMBtu, which gives the initial net price of PLN 74.603 / kWh. Then the supplier's margin was added to the price. Then, the gas price was increased by the costs of loading on road tankers, in accordance with the tariff of the Energy Regulatory Office, and unit costs of transport, calculated for the distance between the regasification station and the LNG terminal in Świnoujście, assuming the cost of traveling by an LNG tanker in the amount of 7.5 PLN / km .. It should be noted that due to the unstable political situation in Europe, very large fluctuations in gas prices in the world markets are observed, and these changes may reach the level of 30% or even exceed it. At the same time, there is a trend in the LNG market to increase the number of spot transactions, which results in a slight decline in LNG prices in the recent period.

The next step was to determine the cash flows for all 15 periods (years) of the investment analysis, and then to determine the NPV for the discount rate obtained above.

The amounts of cash flows, the values of discounting factors as well as DCF (Discounted Cash Flow) and NPV are presented in tabular form. In addition, a graph of the cumulative cash flow over the life of the investment is shown. It should be noted that one of the reasons for the positive value of CF in last period is the inflow resulting from the sale of the liquidation value of the investment.

Subsequently, the sensitivity analysis makes it possible to identify factors that are decisive for maintaining financial liquidity, i.e. critical variables. Critical variables are those variables for which a change in their value by +/- 1% causes a large change in the NPV base value.

The obtained results indicate as critical variables the wholesale price of LNG fuel, the price of gaseous fuel at the customer, transport costs and the demand for fuel produced by LNG stations. These are factors directly related to the commodity underlying the station's operations. Such a large dependence of NPV on the previously specified factors, especially prices on both sides of the fuel supply chain, indicates a very high dependence of the profitability of investments on fluctuations in market fuel prices. Also, the costs of LNG transport, as a significant component of the final gas price, have a large impact on the financial result of the regasification station.

As part of the critical variable sensitivity analysis, the calculation of the critical variable thresholds was performed to determine when their change would lead to NPV to zero.

Koncepcje magazynowania gazu ziemnego z jednoczesną sekwestracją CO₂ w warstwach wodonośnych

S. Nagy¹, L. Klimkowski¹, M. Assadi²

¹ AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków, Polska

² Uniwersytet w Stavanger, Norwegia

Geologiczne składowanie dwutlenku węgla (CGS) jest uważane skuteczną metodę usunięcia znacznych ilości CO₂ w nawiązaniu do walki ze zmianami klimatu. Magazynowanie gazu ziemnego i gazu częściowo zdekarbonizowanego (z dodatkiem wodoru/biometanu) odegra istotną rolę w stabilności dostaw energii w UE. Innowacyjna, przewodnia koncepcja projektu AGaStor opiera się na synergii pomiędzy procesem magazynowania gazu ziemnego i CO₂ w lokalizacjach w pobliżu źródeł emisji CO₂ wyposażonych w system wychwyty (np. w północno-zachodniej Polsce). Głównym celem projektu jest ułatwienie wdrożenia zaawansowanego Podziemnego Magazynowania Gazu (PMG) z wykorzystaniem dynamicznego wsparcia poduszki dwutlenku węgla (CDC) w warstwach wodonośnych. Połączenie składowania CO₂ z PMG może przynieść korzyści ekonomiczne i technologiczne dla przemysłu oraz zmniejszyć ilość antropogenicznych emisji CO₂.

Zaletą poduszki gazowej CO₂ jest korzyść dla środowiska i gospodarki. Kluczową innowacją będzie opracowanie nowej i bezpiecznej technologii magazynowania CO₂ jako poduszki (lub części poduszki) magazynu gazu ziemnego w warstwach wodonośnych. Takie wykorzystanie dwutlenku węgla kwalifikuje się jako część procesu CCUS (wychwytywanie, wykorzystywanie i składowanie dwutlenku węgla).

Model geologiczny zbudowano w formacjach dolnej jury. Analizowana struktura posiada dobre uszczelnienie, tworząc potencjalną strukturę zarówno do magazynowania gazu ziemnego, jak i dwutlenku węgla. Dobre właściwości hydrodynamiczne systemu powodują, że bardziej znacząca strefa przejściowa składa się z mieszaniny gazu ziemnego i dwutlenku węgla powstałych w procesach dyspersji i dyfuzji spowodowanych m.in. naprzemiennymi procesami zatłaczania gazu ziemnego. Strefa ta znajduje się pomiędzy objętością roboczą magazynu, w której przechowywany jest gaz ziemny, a poduszką częściowo wykorzystującą dwutlenek węgla zatłaczany do dolnych warstw struktury. Analiza numeryczna pracy PMG i procesu mieszania wykorzystana została do optymalizacji pracy systemu pod kątem składu gazu ziemnego odbieranego z magazynu o przyjętej dopuszczalnej zawartości CO₂ poniżej 5%.

Artykuł został wykonany przy wsparciu Funduszy Norweskich, w ramach polsko-norweskiego programu Współpracy Badawczej POLNOR CCS 2019, realizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (Kontrakt NOR/PO-LNORCCS/AGaStor/0008/2019).

Literatura:

1. AGASTOR, raport niepublikowany POLNOR CCS 2019, Kontrakt NOR/POLNORCCS/AGaStor/0008/2019) Akademia Górniczo-Hutnicza, 2021
2. Maxine A. i in., 2015. Charakterystyka terenu położonego na Morzu Północnym w Zjednoczonym Królestwie w celu geologicznego składowania CO₂ na podstawie oceny ryzyka; Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP Energies nouvelles 70 (4) 567-586. DOI: 10.2516/ogst/2015013
3. Klimkowski L., S Nagy, B Papiernik, B Orlic, T Kempka, 2015. Symulacje numeryczne zwiększonego odzysku gazu na złożu Załęcze w Polsce potwierdzają wysoką pojemność magazynową CO₂ i integralność mechaniczną, Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles 70 (4), 655-680
4. Kühn, Michael & Streibel, Martin & Nakaten, Natalie & Kempka, Thomas. (2014). Zintegrowane podziemne magazynowanie gazu CO₂ i CH₄ w celu zdekarbonizacji technologii „Power-to-gas-to-gas-power”. Proedia energetyczna. 59. 9-15. 10.1016/j.egypro.2014.10.342.
5. Oldenburg, C.M. i Pan, L. Wykorzystanie CO₂ jako gazu poduszkowego do magazynowania energii sprężonego powietrza w porowatych mediach. Stany Zjednoczone: N. p., 2013. Sieć. doi:10.1002/ghg.1332.

Natural gas storage concepts with simultaneous sequestration of CO₂ in aquifers

S. Nagy¹, L. Klimkowski¹, M. Assadi²

¹ AGH University of Science & Technology, Krakow, Poland

² University of Stavanger, Norway

Carbon geological storage (CGS) is considered the most viable option for storing the large amounts of CO₂ needed to effectively reduce global warming and related climate change. Storage of natural gas and partially decarbonized gas (with added hydrogen/biomethane) will play a vital role in the stability of the energy supply in the EU. The innovative and guiding concept of the AGaStor project is based on the synergy between the natural gas storage and CO₂ storage process in a location near captured CO₂ emission sources (e.g., in NW Poland). The main objective of the project is to facilitate the implementation of advanced underground gas storage (UGS) using dynamic support of carbon dioxide cushion (CDC) in the saline aquifers.

The fundamental advantage of the CO₂ gas cushion is an environmental and economic benefit. A key innovation will be developing new and safe technology for CO₂ storage as a cushion (or part of cushion) in energy gas storage built-in aquifers. The project will produce practical guidelines and solutions for characterization of possible UNGS storage sites with CDC (incl. the 3D architecture of the storage complex, trapping mechanisms, reactive flow, CO₂/NG mixing process, risk assessment, and sensitivity analysis) in selected regions of future deployment, improved monitoring, and potential mitigation of CO₂ leakage. This use of carbon dioxide is a part of CCUS process (Carbon Capture, Use, and Storage).

The geological model was built in the Lower Jurassic Formations. The structure chosen for the storage of natural gas and carbon dioxide has a large storage capacity, which allows the construction of the aforementioned gas storage and the continued injection of carbon dioxide into the wings lying in the lower part of the storage structure. The good hydrodynamic properties of the system result in a more significant transition zone comprising a mixture of natural gas and carbon dioxide formed by dispersion and diffusion processes caused by alternating processes of natural gas injection and reception. This zone is located between the working volume in which the natural gas is stored and the cushion partially using carbon dioxide injected into the bottom layers of the structure. Numerical analysis of UGS work and the mixing process was used to optimize the composition of natural gas produced from storage with a possible CO₂ content below 5%.

The paper has been done with the support of Norwegian Funds, as part of the Polish-Norwegian Research Cooperation program, POLNOR CCS 2019, implemented by the National Center for Research and Development (Contract NOR/POLNORCCS/AGaStor/0008/2019).

Literature:

1. AGASTOR, unpublished report POLNOR CCS 2019, Contract NOR/POLNORCCS/AGaStor/0008/2019) AGH University of Science & Technology, 2021
2. Maxine A. et al., 2015. Risk Assessment-Led Characterisation of the SiteChar UK North Sea Site for the Geological Storage of CO₂; Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP Energies nouvelles 70 (4) 567-586. DOI: 10.2516/ogst/2015013
3. Klimkowski L., S Nagy, B Papiernik, B Orlic, T Kempka, 2015. Numerical simulations of enhanced gas recovery at the Załęczne gas field in Poland confirm high CO₂ storage capacity and mechanical integrity, Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles 70 (4), 655-680
4. Kühn, Michael & Streibel, Martin & Nakaten, Natalie & Kempka, Thomas. (2014). Integrated Underground Gas Storage of CO₂ and CH₄ to Decarbonise the "Power-to-gas-to-gas-to-power" Technology. Energy Procedia. 59. 9-15. 10.1016/j.egypro.2014.10.342.
5. Oldenburg, C. M., and Pan, L. Utilization of CO₂ as cushion gas for porous media compressed air energy storage. United States: N. p., 2013. Web. doi:10.1002/ghg.1332.



Wykorzystanie techniki *microfluidic* w inżynierii naftowej

Dąbrowski Karol¹, Smulski Rafał¹, Zając Michał¹, Kuczyński Szymon¹,
Nooraiepour Mohammad², Hellevang Helge², Nagy Stanisław¹

¹ AGH University of Science and Technology, Kraków, Poland

*e-mail: karol.dabrowski@agh.edu.pl

² University of Oslo, Department of Geosciences, Oslo, Norway

Wykorzystanie układów mikrofluidycznych w eksperymentach laboratoryjnych (ang. lab-on-chip) dają możliwość bezpośredniej obserwacji przepływu płynu i transportu substancji rozpuszczonej w przestrzeni porowatej. Najczęściej badania z wykorzystaniem układów mikroprzepływowych przeprowadzane są z wykorzystaniem prostych geometrii kanałów oraz w warunkach otoczenia (p, T). Ogranicza to możliwość uzyskania istotnych wyników |

w kontekście warunków panujących w strukturach magazynowych CO₂. W technologii CCS, CO₂ może być zatłaczany pod ziemię w stanie nadkrytycznym. Stan ten wykazuje odmienne właściwości w porównaniu ze stanami fazy gazowej i ciekłej. Zatem wymagane jest przeprowadzanie pomiarów dla podwyższonego ciśnienia i temperatury.

Jednym z głównych czynników termodynamicznych opisujących równowagę układów woda/CO₂, solanka/CO₂ jest stężenie rozpuszczonego CO₂ w wodzie/solance. Innymi ważnymi czynnikami są kinetyka zmian stężenia i punkt nasycenia.

W ramach prac zbudowano układ mikroprzepływowy wykorzystujący spektroskopię Raman. Docelowo system ten umożliwi pomiar rozpuszczalności, minimalnego ciśnienia mieszania, oznaczania punktu rosy, wyznaczanie krzywej równowagi fazowej i składu dla małych ilości próbek badanego płynu. Pierwsze wyniki badań pokazują, iż system ten pozwala na badanie zjawisk kapilarnych (kinematycznych i dynamicznych) układu solanka/CO₂.



Rys. 1 Stanowisko do badań mikrofluidycznych. (1) PC, (2,3) Pompy, (4) Backpressure, (5) Złącza, (6) Mikrofluidyczny chip, (7) Butla z gazem, (8) Pompa próżniowa, (9) Przewód spustowy

Podziękowania:

Autorzy dziękują EEA and Norway Grants za finansowanie projektu "Solid and Salt Precipitation Kinetics during CO₂ Injection into Reservoir - SaltPreCO₂" (UMO-2019/34/H/ST10/00564), oraz Narodowemu Centrum Nauki (NCN) współpracującemu z Research Council of Norway (NFR).

The use of the *microfluidic* technique in petroleum engineering

*Dąbrowski Karol¹, Smulski Rafał¹, Zając Michał¹, Kuczyński Szymon¹,
Nooraiepour Mohammad², Hellevang Helge², Nagy Stanisław¹*

¹ AGH University of Science and Technology, Kraków, Poland

*e-mail: karol.dabrowski@agh.edu.pl

² University of Oslo, Department of Geosciences, Oslo, Norway

Lab-on-chip experiments are provided researchers the opportunity to observe the fluid flow and solute transport within the pore space. However, the majority of the microfluidic studies use engineered material, simple geometries, and ambient pressure-temperature conditions, which makes the relevance and applicability of their results limited in the context of deep subsurface conditions in CCS. In CCS, CO₂ is injected underground in a supercritical state, which implies elevated pressure and temperature conditions. The supercritical CO₂ shows remarkably different properties compared to gaseous and liquid phase states.

One of the main thermodynamic factors which describe water/CO₂, brine/CO₂ systems equilibrium is the concentration of dissolved CO₂ in water/brine. Other important factors are the kinetics of concentration changes and the saturation point.

In our research, we will present a microfluidic system with Raman spectroscopy. The system is feasible to measure solubility, minimum miscibility pressure, bubble/dew point, determine phase equilibrium curve, and composition for small quantities of samples. This can reduce measuring time, which is crucial from the point of view of the stability of the system. The first results show that much of the system can allow studying kinematic and dynamic capillary behavior of the brine/CO₂ system.



Figure Microfluidic setup. (1) PC, (2,3) Syringe pumps, (4) Backpressure, (5) Connection (6) Chip, (7) Gas bottle, (8) Vacuum pump, (9) Discharge

Acknowledgments:

Authors thank the EEA and Norway Grants for funding the "Solid and Salt Precipitation Kinetics during CO₂ Injection into Reservoir - SaltPreCO₂" (UMO-2019/34/H/ST10/00564), operated by the Polish National Science Centre (NCN) in co-operation with the Research Council of Norway (NFR).

GEOTERMIA



OZE



UPSTREAM



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

ALWAYS FUTURE TECHNOLOGY



Podstawowym zakresem działalności spółki Torpol Oil & Gas Sp. z o.o jest sektor ropy naftowej i gazu ziemnego.

Spółka samodzielnie przeprowadza cały proces realizacji inwestycji, poczynwszy od koncepcji poprzez zaprojektowanie, budowę, rozruch oraz serwis wszelkich instalacji branży gazu ziemnego, ropy naftowej, a także przemysłowej, chemicznej, energetycznej i petrochemicznej, w tym instalacji wodoru.

Unikalne doświadczenie w tym zakresie pozwala na optymalizację rozwiązań, poprawność procesu technologicznego, niezawodność, niskie koszty użytkowania, ergonomię, ochronę środowiska i bezpieczeństwo.

torpoloilgas.pl



Torpol Oil&Gas