

Zagadnienie pierwotności barw osadów, wielkości kompaktacji i tempa depozycji na podstawie struktur obserwowanych w Karpatach polskich

The issue of the originality of sediment colors, the size of compaction and the rate of deposition based on the structures observed in the Polish Carpathians

Leszek Jankowski¹, Grzegorz Leśniak²

¹ *Niezależny ekspert*

² *Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

STRESZCZENIE: Artykuł dotyczy przede wszystkim zagadnienia pierwotności barw sukcesji karpackich oraz ich stopnia kompaktacji. O pierwotnej barwie utworów, w tym przypadku barwie czerwonej, w obrębie powszechnych w Karpatach sukcesji tzw. łupków pstrych można wnioskować na podstawie obecności tzw. plam redukcyjnych, rozwijających się wokół obecnego w osadzie fragmentu materii organicznej. Zmiana, pierwotnie kulistego, kształtu plamy redukcyjnej pozwala również na określenie stopnia kompaktacji osadów o typie mułowców i ilowców, a także na określenie charakteru wtórnych deformacji tektonicznych, zachodzących po diagenecie osadu. Obliczenie stopnia kompaktacji osadu jest konieczne do prawidłowego określenia pierwotnej miąższości osadu, ale także do prawidłowego wykonania procesu bilansowania przekrojów karpackich, jak też do opisanego mechanizmu migracji centrum depozycji. Wskazano na istotną rolę migrujących strefami tektonicznymi fluidów mineralnych, powodujących zmiany kolorów w strefach przyuskokowych. Dodatkowo w celu określenia stopnia kompaktacji zaproponowano obserwację szeregu struktur widocznych w sukcesjach karpackich. W tym przypadku należy wziąć pod uwagę zmianę geometrii struktur tektonicznych i sedymentacyjnych, tzw. struktur iniekcyjnych (dajek), zmianę kształtu skamieniałości, jak też redeponowanych do osadu egzotyków. W celu określenia stopnia kompaktacji ławic piaskowców zaproponowano obserwację tzw. wietrzeń sferycznego, powszechnego w obrębie piaskowców karpackich. Określenie stopnia kompaktacji jest warunkiem koniecznym prawidłowego określenia tempa depozycji osadów karpackich. Opisano tu także proces rozwoju basenu karpackiego, ze szczególnym uwzględnieniem zmian facjalnych podczas procesu migracji centrum depozycji basenu. Wskazano główne facje basenowe, następujące po sobie w procesie rozwoju basenu. Wskazano także tzw. facje tła osadowego, rozwijane niezależnie od depozycji w prądach zawieszinowych. Opisano również pokrywy osadowe istniejących czasowo skłonów w obrębie tzw. basenu przedpola, jak też pokrywy osadowe wewnątrzbasenowych wyniesień, zwanych tradycyjnie kordylierami, których rozwój połączono tu z migracją tzw. wyniesień przedgórskich. Wskazano, że znane od początku badań sukcesji Karpat trendy w zmianach kolorów sukcesji karpackich można wiązać z procesem zmian eustatycznych (w skali światowej), ale także z procesem migracji basenu karpackiego, stopniowego jego spłykania i izolacji.

Słowa kluczowe: Karpaty, plamy redukcyjne, stopień kompaktacji, zmiany reżimu tektonicznego, tempo depozycji osadów.

ABSTRACT: The article primarily concerns the issue of the originality of the colors of Carpathian successions and the degree of compaction of Carpathian sediments. In order to determine the originality of the color of the formations, in this case the red color, within the so-called Variegated Shales successions common in the Carpathians, conclusions can be drawn from the presence of so-called reduction spots developing around the core, i.e. a fragment of organic matter. The change in the originally spherical shape of the reduction spot also allows for determining the degree of compaction of mudstone- and claystone-type sediments, as well as for determining the nature of secondary tectonic deformations occurring after sediment diagenesis. Determining the degree of sediment compaction is necessary to correctly determine the original sediment thickness, and also to correctly carry out the process of balancing Carpathian cross-sections and to describe the mechanism of deposition center migration. The important role of mineral fluids migrating along tectonic zones, causing color changes in fault zones, was indicated. In addition, in order to determine the degree of compaction, observations of a number of structures visible in Carpathian successions were proposed. In this case, it is necessary to take into account the change in the geometry of tectonic and sedimentary structures, the change in the geometry of the so-called sandy dikes, the change in the shape of fossils, as well as the exotics redeposited into the sediment. In order to determine the degree of compaction of sandstone beds, observations of the so-called spherical weathering, common within Carpathian sandstones, were proposed. Determining the degree of compaction is a necessary condition for correctly determining the deposition rate of Carpathian sediments. The development process of the Carpathian Basin is also described, with particular emphasis on facies changes during the migration of the basin depositional center. The main basin facies, which follow one another in the process of basin development, are indicated. The so-called sedimentary background facies, which develop independently of deposition in turbidity currents, are also indicated. The sedimentary covers of temporarily existing slopes within the so-called foreland basin are described, as well as the sedimentary covers of intra-basin elevations traditionally called cordilleras, whose development is associated here with the migration of the so-called forebulge-type elevations. It was indicated that the trends in the changes in the colors of the Carpathian successions, known since the beginning of studies on the Carpathian succession, can be associated with the process of eustatic changes (on a global scale), but also with the process of migration of the Carpathian Basin, its gradual shallowing, and isolation.

Key words: Carpathians, reduction spots, degree of compaction, changes in tectonic regime, sediment deposition rate.

Literatura

Angevine C.L., Turcotte D.L., 1983. Porosity reduction by pressure solution: A theoretical model for quartz arenites. *Geological Society of America Bulletin*, 94(10): 1129–1134. DOI: 10.1130/0016-7606(1983)94<1129:PRBPSA>2.0.CO;2.

- Birkenmajer K., Oszczytko N., 1988. New lithostratigraphic standard for the Palaeogene of the Magura flysch basin (southern part), Carpathians. *Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Earth Sciences*, 36.
- Birkenmajer K., Oszczytko N., 1989. Cretaceous and Palaeogene lithostratigraphic units of the Magura Nappe, Krynica Subunit, Carpathians. *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, 59: 145–181.
- Ciechanowska M., Urzędowska W., Jaworski J., Lubaś J., Such P. (red.), 2015. Wybrane aspekty systemu naftowego a nowe spojrzenie na geologię Karpat. *Przewodnik – warsztaty terenowe, Kraków–Polańczyk*, 22–25.09.2015. INiG – PIB, 2015.
- DeCelles P.G., Giles K.A., 1996. Foreland basin systems. *Basin Research*, 8(2): 105–123. DOI: 10.1046/j.1365-2117.1996.01491.x.
- Dumanowski B., 1961. Zagadnienie rozwoju stoku na przykładzie Gór Stołowych. *Czasopismo Geograficzne*, 32: 311–324.
- Durrance E.M., Meads R.E., Ballard R.R.B., Walsh J.N., 1978. Oxidation state of iron in the Littleham Mudstone formation of the New Sandstone Series (Permian-Triassic) of southwest Devon, England. *Geological Society of America Bulletin*, 89: 1231–1240.
- Dutton S.P., Diggs T.N., 1992. Evolutions of quartz cementation in the Lower Cretaceous Travis Peak Formation, East Texas. *AAPG Bulletin*, 76: 252–269.
- Filipek A., 2020. Palynofacies analysis, sedimentology and hydrocarbon potential of the Menilite Beds (Oligocene) in the Slovakian and Romanian Outer Carpathians. *Geological Quarterly*, 64: 589–610.
- Fu W., Turner P., Clements T., Spencer A.R.T., Yu J., Yang Y., Guo B., Ning Z., Zhuo Z., Riley M., Hilton J., 2023. Taphonomy and diagenetic implications of reduction spot formation in Cretaceous red beds from the Jiaolai Basin, Eastern China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 243: 105533. DOI: 10.1016/j.jseaes.2022.105533.
- Górniak K., 2017. Insights into marls from optical and back-scattered electron petrography: an example from the Outer Carpathians (Poland). *Journal of Sedimentary Research*, 87: 288–311.
- Gucik S., Jankowski L., Rączkowski W., Żytko K., 1991. Szczegółowa mapa geologiczna Polski w skali 1 : 50 000, arkusz Rybotycze-Dobromil (1043–1044). *Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa*.
- Hay W.W., DeConto R.M., Wold C.N., Wilson K.M., Voigt S., Schulz M., Dullo W.Ch., Ronov A.B., Balukhovskiy A.N., Söding E., 1999. An alternative global Cretaceous paleogeography. [W:] Barrera E., Johnson C. (eds.). *Evolution of the Cretaceous Ocean/Climate System. Geological Society of America, Special Paper*, 332: 1–47.
- Hofmann B.A., 1990. Reduction spheroids from northern Switzerland: Mineralogy, geochemistry and genetic model. *Chemical Geology*, 81(1–2): 55–81.
- Hofmann B.A., 1993. Organic Matter Associated with Mineralized Reduction Spots in Red Beds. [W:] Parnell J., Kucha H., Landais P. (eds.). *Bitumens in Ore Deposits. Special Publication of the Society for Geology Applied to Mineral Deposits*, 9: 362–378, *Springer, Berlin, Heidelberg*. DOI: 10.1007/978-3-642-85806-2_19.
- Houseknecht D.W., 1987. Assessing the relative importance of compactional processes and cementation to the reduction of porosity in sandstones. *AAPG Bulletin*, 71(5): 633–642.
- Hu X., Jansa L., Wang Ch., Sarti M., Bąk K., Wągrzech M., Michalik J., Soták J., 2005. Upper Cretaceous oceanic red bed (CORBs) in the Tethys: occurrences, lithofacies, ages, and environments. *Cretaceous Research*, 26(1): 3–20. DOI: 10.1016/j.cretres.2004.11.011.
- Hu X., Scott R.W., Cai Y., Wang Ch., Melinte-Dobrinescu M.C., 2012. Cretaceous oceanic red beds (CORBs): Different time scales and models of origin. *Earth-Science Reviews*, 115(4): 217–248. DOI: 10.1016/j.earscirev.2012.09.007.
- Hu X., Wang Ch., Scott R.W., Wągrzech M., Jansa L. (eds.), 2009. Cretaceous Oceanic Red Beds: Stratigraphy, Composition, Origins, and Paleooceanographic and Paleoclimatic Significance. Special publication. *Society for Sedimentary Geology*, 91: 73–88. DOI: 10.2110/sepm.sp.091.
- Jankowski L., 2015. Rola kompleksów chaotycznych w procesie formowania górotworu Karpat – ujęcie dyskusyjne. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu*, 202: 1–154.
- Jankowski L., 2024. Alternatywna interpretacja rozwoju basenowego i tektonicznego rozwoju górotworu Karpat. Koncepcyjna interpretacja basenowo-tektoniczno-morfologicznego rozwoju Karpat. [W:] Jędrysek M.O. (red.). *Pikomolowe puzzle funkcjonowania Wszechświata. Acta Universitas Wratislaviensis*, 4238: 295–369.
- Jankowski L., 2007. Kompleksy chaotyczne w rejonie gorlickim (polskie Karpaty zewnętrzne). *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 426: 27–52.
- Jankowski L., Kopciowski R., Ryłko W., Danysh V., Tsarnenko P.N., Hnylko O., 2012. Lithostratigraphic correlation of the Outer Carpathian borderland of Poland, Ukraine, Slovakia and Romania. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 449: 87–98.
- Jankowski L., Margielewski W., Garecka M., Jugowiec M., Szydło A., Słodkowska B., Probulski J., Filipek A., Wysocka A., Hara U., Barski M., Kowalska S., Skupio R., Kopciowski R., Kuć P., 2019. Od podnóża Tatr po brzeg Karpat. Współczesne wyzwania kartografii geologicznej. *Konferencja Naukowo-Szkoleniowa. Warsztaty terenowe, Kraków–Szczawnica*.
- Jankowski L., Wysocka A., 2019. Occurrence of clastic injectites in the Oligocene strata of the Carpathians and their significance in unravelling the Paleogene and Neogene evolution of the Carpathian orogeny (Poland, Ukraine and Romania). *Geological Quarterly*, 63(1): 106–125. DOI: 10.7306/gq.1460.
- Jankowski L., 2022a. Mapa geologiczna odkryta w skali 1 : 50 000, arkusz Zawoja-1031. *Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy*.
- Jankowski L., 2022b. Mapa geologiczna odkryta w skali 1 : 50 000, arkusz Rybotycze-10. *Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy*.
- Jugowiec-Nazarkiewicz M., 2007. Nanoplankton wapienny górnokredowych facji pelagicznych jednostki podśląskiej polskich Karpat fliszowych. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 426: 53–90.
- Jugowiec-Nazarkiewicz M., Jankowski L. 2001. Biostratygrafia nanoplanktonowa margli żegocińskich; nowe spojrzenie na budowę geologiczną strefy lanckorońsko-żegocińskiej. *Przegląd Geologiczny*, 49(12): 1186–1190.
- Koszarski L., 1969. Przejawy wtórnego odbarwienia czerwonych łupków w Karpatach fliszowych. *Sprawozdanie Posiedzenia Komisji Naukowej PAN, Oddział Kraków*, XII/2: 589–591.
- Koszarski L., 1985. General outline of geology of central part of Carpathian Foredeep and some essential data on the nappes of Polish Outer Carpathians. [W:] Koszarski L. (ed.). *Geology of the Middle Carpathians and Carpathian Foredeep. Guide to Exc. 3. Carpatho-Balkan Geological Association, XIII Congress. Kraków*.
- Kotarba M., Kosakowski P., Więclaw D., Kowalski A., 1999. Potencjał węglowodorowy skał macierzystych jednostki skolskiej Karpat fliszowych. *Karpacka Konferencja Naukowa „Przemysł naftowy i nauka razem w XXI wiek”, Raba Niżna*, 143–152.
- Kotlarczyk J., 1988. Problemy sedimentologii, stratygrafii i tektoniki Karpat przemyskich oraz ich najbliższego przedpola. [W:] Kotlarczyk J., Pękala K. (red.). *Przewodnik 59 Zjazdu PTG*, 16–18 września 1988. *Wydawnictwo AGH, Kraków*: 23–62.

- Leszczyński S., 1981. Piaskowce ciężkowickie jednostki śląskiej w polskich Karpatach: studium sedymentacji głębokowodnej osadów gruboklastycznych. *Rocznik Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, 51(3–4): 435–502.
- Leszczyński S., Uchman A., 1991. To the origin of the variegated shales from flysch of the Polish Carpathians. *Geologica Carpathica*, 42(5): 279–289.
- Leśniak G., 2005. Diageniza piaskowców wschodniej części jednostki śląskiej a migracja węglowodorów. *Prace Instytutu Nafty i Gazu*, 131: 1–70.
- Lundegard P.D., 1992. Sandstone porosity loss; a big picture view of the importance of compaction. *Journal of Sedimentary Research*, 62(2): 250–260. DOI: 10.1306/D42678D4-2B26-11D7-8648000102C1865D.
- Matyasik I., Leśniak G., Such P., 2015. Elementy systemu naftowego Karpat. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 203: 1–121.
- Miclăuş C., Loiacono F., Puglisi D., Sorin Baci D., 2009. Eocene-Oligocene sedimentation in the external areas of the Moldavide Basin (Marginal Folds Nappe, Eastern Carpathians, Romania): sedimentological, paleontological and petrographic approaches. *Geologica Carpathica*, 60(5): 397–417. DOI: 10.2478/v10096-009-0029-9.
- Oelkers E.H., Bjorkum P.A., Murphy W.M., 1996. A petrographic and computational investigation of quartz cementation and porosity reduction in North Sea sandstones. *American Journal of Science*, 296(4): 420–452. DOI: 10.2475/ajs.296.4.420.
- Oszczypko N., Oszczypko-Clowes M., 2010. The paleogene and early Neogene stratigraphy of the Beskid Sądecki Range and Lubovnianska Vrchovina (Magura Nappe, Western Outer Carpathians). *Acta Geologica Polonica*, 60(3): 317–348.
- Oszczypko N., Ślaczka A., Oszczypko-Clowes M., Olszewska B., 2015. Where was the Magura Ocean. *Acta Geologica Polonica*, 65(2): 319–344.
- Renevier E., 1868. Notices géologiques et paléontologiques sur les Alpes Vaudoises et les régions environnantes. V. Complément de la faune de Cheville. *Bulletin de la Société Vaudoise des Sciences Naturelles*, 9(58): 389–482.
- Spinks S., Parnell J., Bowden S.A., 2010. Reduction spots in the Mesoproterozoic age: Implications for life in the early terrestrial record. *International Journal of Astrobiology*, 9(4): 209–216. DOI: 10.1017/S1473550410000273.
- Świdziński H., 1947. Słownik stratygraficzny północnych Karpat fliszowych. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 37.
- Turner P., 1980. Continental Red Beds. Developments in Sedimentology 29. Elsevier, Amsterdam, 562.
- Wagreich M., Krenmayr H.-G., 2005. Upper Cretaceous oceanic red bed (CORBs) in the Northern Calcareous Alps (Nierenthal Formation, Austria): slope topography and clastic input as primary controlling factors. *Cretaceous Research*, 26(1): 57–64. DOI: 10.1016/j.cretres.2004.11.012.
- Wagreich M., Palishina P., Malata E., 2006. Biostratigraphy of the lower red shale interval in the Rhenodanubian Flysch Zone in Austria. *Cretaceous Research*, 27(6): 743–753. DOI: 10.1016/j.cretres.2006.01.002.
- Yilmaz I.Ö., 2008. Cretaceous pelagic Red Beds and Black Shales (Aptian-Santonian), NW Turkey: Global Oceanic Anoxic and Oxidic Events. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 17(2): 263–296.

Nafta-Gaz 2025, nr 11, s. 747–761, DOI: 10.18668/NG.2025.11.02

Wykorzystanie technik uczenia maszynowego do uszczegółowienia budowy strukturalnej utworów podłoża w brzeżnej strefie Karpat zewnętrznych

Utilizing machine learning techniques to reconstruct the structural framework of the basement formations in the marginal part of the Outer Carpathians

Kacper Paprota, Andrzej Urbaniec

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Obraz sejsmiczny utworów mezo-paleozoicznego i neogeńskiego podłoża brzeżnej części Karpat zewnętrznych charakteryzuje się zazwyczaj zwiększonym poziomem szumu, jak również obecnością artefaktów sejsmicznych, co znacznie obniża wiarygodność interpretacji strukturalnej tych utworów. Głównym celem niniejszej pracy jest zastosowanie dostępnych w oprogramowaniu Petrel narzędzi uczenia maszynowego do poprawy ciągłości refleksów sejsmicznych w strefie pod nasunięciem Karpat, na przykładzie rejonu usytuowanego pomiędzy Dębicą a Rzeszowem (południowa Polska), a w konsekwencji bardziej wiarygodne odtworzenie budowy strukturalnej tego rejonu. Techniki uczenia maszynowego najczęściej stosowane są w celach klasyfikacji, grupowania i prognozowania różnego rodzaju danych, przy czym warto zaznaczyć, że wykorzystanie algorytmów *machine learning* do operacji prowadzonych na danych odzwierciedlających zjawiska naturalne wymaga szerokiej wiedzy regionalnej w celu selekcji potencjalnych wyników, które mogą być nierzeczywiste. W badaniach prezentowanych w niniejszym artykule zastosowano nienadzorowane uczenie maszynowe wykorzystujące algorytm samoorganizujących się map (SOM), bazujące na zbiorze danych wejściowych w postaci wolumenów sejsmicznych 3D, zaimplementowanych do modelu w wersjach wybranych atrybutów sejsmicznych. Za pomocą wspomnianego algorytmu zredukowano wielowymiarowość danych kilku atrybutów sejsmicznych do dwuwymiarowej struktury. W końcowym etapie prac, poprzez zastosowanie modelu sklasteryzowanego zapisu sejsmicznego, przeprowadzono analizę otrzymanych wyników w celu wyeksponowania w obrazie sejsmicznym granic strukturalnych i tektonicznych charakterystycznych dla analizowanych formacji skalnych. Dzięki zastosowaniu sieci neuronowych i algorytmu SOM udało się uzyskać obraz sejsmiczny o zdecydowanie większej ciągłości refleksów sejsmicznych w porównaniu ze standardowym wolumenem sejsmicznym w wersji migracji czasowej po składowaniu. Ponadto na podstawie uzyskanych wyników możliwe było bardziej szczegółowe określenie zasięgów przestrzennych poszczególnych bloków tektonicznych podłoża mezo-paleozoicznego i neoproterozoicznego, jak również odtworzenie dosyć szczegółowej morfologii powierzchni spągowej kenozoiku i głównych uskoków w obszarze badań.

Słowa kluczowe: nienadzorowane uczenie maszynowe, sieć neuronowa, samoorganizujące mapy (SOM), atrybuty sejsmiczne, interpretacja strukturalna, podłoże Karpat.

ABSTRACT: The seismic image of Meso-Paleozoic and Neogene basement formations located under the marginal part of the Outer Carpathians is typically characterized by an increased noise level and the presence of seismic artifacts. This significantly decreases the reliability of structural interpretation for these formations in the mentioned zone. The main objective of this study was to apply machine learning tools available in Petrel software to improve seismic image under the frontal part of the Carpathians and obtain a more reliable reconstruction of the structural architecture of the region, based on the example of the Dębica–Rzeszów area (southern Poland). Machine learning techniques are most commonly used for classification, clustering, and predicting various types of data. It is worth noting that applying machine learning algorithms to operations performed on data reflecting natural phenomena requires extensive regional knowledge to identify potential results that may be unreal. This study utilized unsupervised machine learning with a Self-Organizing Map (SOM) algorithm, based on a 3D seismic volume input dataset, implemented into the model using selected seismic attributes. The SOM algorithm reduced the multidimensionality of several seismic attributes to a two-dimensional structure. In the final stage of the study, by applying a clustered seismic model, the results were reviewed to highlight structural and tectonic boundaries in the seismic image. By applying neural networks and the SOM algorithm, seismic reflector continuity was significantly improved compared to the standard post-stack time migrated seismic volume. Moreover, based on the results, it was possible to more precisely define the spatial ranges of individual tectonic blocks within the Meso-Paleozoic and Neoproterozoic basement. A detailed morphology of the Cenozoic base surface, as well as the main faults, could also be reconstructed in the study area.

Key words: unsupervised machine learning (ML), neural network (NN), self-organizing map (SOM), seismic attributes, structural interpretation, Carpathians basement.

Literatura

- Afonso L.C.S., Basso M., Kuroda M.C., Vidal A.C., Papa J.P., 2018. A fast approach for unsupervised karst feature identification using GPU. *Computers and Geosciences*, 119: 1–8. DOI: 10.1016/j.cageo.2018.06.004.
- Alexandrowicz S.W., Garlicki A., Rutkowski J., 1982. Podstawowe jednostki litostratygraficzne miocenu zapadliska przedkarpackiego. *Kwartalnik Geologiczny*, 26(2): 470–471.
- Azevedo L., Pereira G.R., 2009. Seismic attributes in hydrocarbon reservoir characterization. *Universidade de Aveiro, Departamento de Geociências, Aveiro*, 1–165.
- Bartoń R., Urbaniec A., 2018. Wykorzystanie pomiarów PPS do uszczegółowienia interpretacji sejsmicznej 3D na przykładzie utworów dolnego paleozoiku. *Nafta-Gaz*, 74(9): 655–668. DOI: 10.18668/NG.2018.09.04.
- Bauer K., Munoz G., Moeck I., 2012. Pattern recognition and lithological interpretation of collocated seismic and magnetotelluric models using self-organizing maps. *Geophysical Journal International*, 189: 984–998. DOI: 10.1111/j.1365-246X.2012.05402.x.
- Buła Z., Habryn R. (red.), 2008. Atlas geologiczno-strukturalny paleozoicznego podłoża Karpat zewnętrznych i zapadliska przedkarpackiego; 1 : 300 000. *Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa*.
- Buła Z., Habryn R., 2011. Precambrian and Palaeozoic basement of the Carpathian Foredeep and the adjacent Outer Carpathians (SE Poland and Western Ukraine). *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, 81: 221–239.
- Chopra S., Marfurt K.J., 2007. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. *SEG Geophysical Developments Series*, 11.
- Di H., Shafiq M., AlRegib G., 2018. Multi-attribute k-means clustering for salt-boundary delineation from three-dimensional seismic data. *Geophysical Journal International*, 215: 1999–2007. DOI: 10.1093/gji/ggy376.
- El-Dabaa S.A., Metwalli F.I., Ismail A.M.A., 2024. Unsupervised machine learning-based multi-attributes analysis for enhancing gas channel detection and facies classification in the serpent field, offshore Nile Delta, Egypt. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 10(185). DOI: 10.1007/s40948-024-00907-1.
- Gliniak P., Gutowski J., Urbaniec A., 2005. Budowle organiczne w utworach górnej jury przedgórze Karpat – aktualny stan rozpoznania na podstawie interpretacji materiałów sejsmicznych i wiertniczych w kontekście poszukiwań złóż węglowodorów. *Tomy Jurajskie*, 3: 29–43.
- Gliniak P., Urbaniec A., 2005. Charakterystyka geofizyczna bioherm oksfordu na obszarze przedgórze Karpat w aspekcie nowych technik poszukiwania złóż węglowodorów. *Nafta-Gaz*, 61(7–8): 343–348.
- Głowacki E., Senkowiczowa H., 1969. Uwagi o rozwoju triasu na obszarze południowo-wschodniej Polski. *Kwartalnik Geologiczny*, 13(2): 338–356.
- Gutowski J., Urbaniec A., Złonkiewicz Z., Bobrek L., Świetlik B., Gliniak P., 2007. Stratygrafia górnej jury i dolnej kredy środkowej części przedpola polskich Karpat. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 426: 1–26.
- Hartono H., Anwar H., Umam R., Takahashi H., 2024. An unsupervised machine learning algorithm approach using K-Means Clustering for optimizing Surface Wave Filtering in seismic reflection data. *Journal of Natural Sciences and Mathematics Research*, 10(1): 114–127. DOI: 10.21580/jnsmr.v10i1.22399.
- Hastie T., Tibshirani R., Friedman J., 2009. Unsupervised learning. [W:] *The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction*: 485–585.
- Haykin S., 1999. Neural networks: A comprehensive foundation. 2nd ed. *Prentice Hall*.
- Janiga M., 2023. Wykorzystanie języka R do statystycznej analizy oraz analizy skupień dla danych geochemicznych. *Nafta-Gaz*, 79(9): 576–583. DOI: 10.18668/NG.2023.09.02.
- Jordan M.I., Mitchell T.M., 2015. Machine learning: Trends, perspectives, and prospects. *Science*, 349: 255–260. DOI: 10.1126/science.aaa8415.
- Karnkowski P.H., 2019. Zapadlisko przedkarpackie jako model basenów karpaccich. 87. *Zjazd Polskiego Towarzystwa Geologicznego, Prezentacje*, 9–17.
- Kohonen T., 2001. Self-Organizing Maps. *Springer Verlag Berlin Heidelberg*. DOI: 10.1007/978-3-642-56927-2.
- Kourki M., Riahi A.M., 2014. Seismic facies analysis from pre-stack data using self-organizing maps. *Journal of Geophysics and Engineering*, 11(6). DOI: 10.1088/1742-2132/11/6/065005.
- Kowalska S., 2012. Granica diagenetyzacji/anchimetamorfizmu w skałach najwyższego proterozoiku i kambru ze wschodniej części bloku małopolskiego wyznaczona na podstawie badań minerałów ilastych. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu*, 187: 8–152.
- Kuśmirek J., Baran U., 2008. Węglowna budowa Karpat w strefie sigmoidy przemyskiej: interpretacja profili sejsmicznych i ocena prognoz naftowych. *Geologia*, 34(3): 365–384.

- Lin L., Zhong Z., Li Ch., Gorman A., Wei H., Kuang Y., Wen S., Cai Z., Hao F., 2024. Machine learning for subsurface geological feature identification from seismic data: Methods, datasets, challenges, and opportunities. *Earth-Science Reviews*, 257: 104887. DOI: 10.1016/j.earscirev.2024.104887.
- Ma Y.Z., 2019. Quantitative Geosciences: Data Analytics, Geostatistics, Reservoir Characterization and Modeling. *Springer Nature Switzerland AG*. DOI: 10.1007/978-3-030-17860-4.
- Matos M.C., Osorio P.L.M., Johann P.R.S., 2007. Unsupervised seismic facies analysis using wavelet transform and self-organizing maps. *Geophysics*, 72(1): 9–21. DOI: 10.1190/1.2392789.
- Matyja B.A., 2009. Development of the Mid-Polish Trough versus Late Jurassic evolution in the Carpathian Foredeep area. *Geological Quarterly*, 53(1): 49–62.
- Matyja B.A., Barski M., 2007. Stratygrafia górnej jury podłoża zapadliska przedkarpackiego. *Tomy Jurajskie*, 4: 39–50.
- Meyer S.G., Reading A.M., Bassom A.P., 2022. The use of weighted self-organizing maps to interrogate large seismic data sets. *Geophysics Journal International*, 231: 2156–2172. DOI: 10.1093/gji/ggac322.
- Moryc W., 1992. Budowa geologiczna podłoża miocenu w rejonie Sędziszów Małopolski–Rzeszów i ich perspektywiczność. *Nafta–Gaz*, 48(9–10): 205–223.
- Moryc W., 1995. Ładowe utwory paleogenu na obszarze przedgórza Karpat. *Nafta–Gaz*, 51(5): 181–195.
- Moryc W., 1996. Budowa geologiczna podłoża miocenu w rejonie Pilzno–Dębica–Sędziszów Małopolski. *Nafta–Gaz*, 52(12): 521–550.
- Moryc W., 2014. Perm i trias przedgórza Karpat polskich. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 457: 43–67.
- Morycowa E., Moryc W., 1976. Rozwój utworów jurajskich na przedgórzu Karpat w rejonie Dąbrowy Tarnowskiej–Szczucina. *Rocznik Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, 46(1–2): 231–288.
- Pietsch K., Strzetelski W., Jarzyna J., Górecki W., 1996. Geologiczno-geofizyczna interpretacja podkarpackich struktur gazonośnych dewonu na obszarze Lachowice–Stryszawa. *Przegląd Geologiczny*, 44(5): 454–463.
- Randen T., Monsen E., Signer C., Abrahamsen A., Hansen J., Saeter T., Schlaf J., 2000. Three-dimensional texture attributes for seismic data analysis. *70th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 668–671.
- Saraswat P., Sen M.K., 2012. Artificial immune-based self-organizing maps for seismic facies analysis. *Geophysics*, 77(4), 45–53. DOI: 10.1190/geo2011-0203.1.
- Schlumberger, 2020. Neural net optimizer. Petrel manual „Guru”.
- Schlumberger, 2024. Volume Attribute Library, Petrel manual „Guru”.
- Stefaniuk M., Ostrowski C., Targosz P., Wojdyła M., 2009. Wybrane problemy magnetotellurycznych i grawimetrycznych badań strukturalnych we wschodniej części polskich Karpat. *Geologia*, 35(4/1): 7–46.
- Szyperko-Teller A., Moryc W., 1988. Rozwój basenu sedymentacyjnego pstrego piaskowca na obszarze Polski. *Kwartalnik Geologiczny*, 32(1): 53–72.
- Świetlik B., Urbaniec A., Hejnar J., Bobrek L., 2011. Nowe odkrycie tytońskich tintinnidów w rejonie Sędziszowa Małopolskiego. *Jurassica IX, Malogoszcz 06-08.09.2011, Materiały konferencyjne*, 7–26.
- Topór T., 2020. An integrated workflow for MICP-based rock typing: A case study of a tight-gas sandstone reservoir in the Baltic Basin (Poland). *Nafta–Gaz*, 76(4): 219–229. 10.18668/NG.2021.05.01.
- Topór T., 2021. Application of machine learning algorithms to predict permeability in tight sandstone formations. *Nafta–Gaz*, 77(5): 283–292. DOI: 10.18668/NG.2020.04.01.
- Qi J., Castagna J., 2013. Application of a PCA fault-attribute and spectral decomposition in Barnett Shale fault detection. *SEG International Exposition and Annual Meeting, SEG-2013*. DOI: 10.1190/segam2013-0674.1.
- Urbaniec A., 2021. Charakterystyka litofacjalna utworów jury górnej i kredy dolnej w rejonie Dąbrowa Tarnowska – Dębica w oparciu o interpretację danych sejsmicznych i otworowych. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 232: 1–240. DOI: 10.18668/PN2021.232.
- Urbaniec A., Bajewski Ł., Wilk A., 2018. Odzwierciedlenie budowy geologicznej brzeżnej części Karpat i ich podłoża (SE Polska) na podstawie reprocessingu i reinterpretacji profili sejsmicznych 2D. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 219: 1–174. DOI: 10.18668/PN2018.219.
- Urbaniec A., Bobrek L., Świetlik B., 2010. Litostratygrafia i charakterystyka mikropaleontologiczna utworów kredy dolnej w środkowej części przedgórza Karpat. *Przegląd Geologiczny*, 58(12): 1161–1175.
- Urbaniec A., Polakowski T., Sierant H., Wąsiel M., 2013. Rola utworów triasu w mezo-paleozoicznym systemie naftowym przedgórza Karpat w rejonie Dąbrowa Tarnowska–Mielec–Dębica. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 1(177): 4–7.
- Wrona T., Pan I., Gawthorpe R.L., Fossen H., 2018. Seismic facies analysis using machine learning. *Geophysics*, 83(5): 1S0–Z29. DOI: 10.1190/GEO2017-0595.1.
- Zhang Y.J., Liu Z.Q., 2002. Self-Splitting Competitive Learning: A New on-line clustering paradigm. *IEEE Transactions on Neural Networks*, 13(2), 369–380.
- Zhao T., Li F., Marfurt K.J., 2018. Seismic attribute selection for unsupervised seismic facies analysis using user-guided data-adaptive weights. *Geophysics*, 83(2): 3–44. DOI: 10.1190/geo2017-0192.1.
- Zhu Z., Chen X., Ren H., Tao L., Jiang J., Wang T., Cheng M., Ding S., Du R., 2022. Seismic facies analysis using multiattribute SOM-K-Means clustering. *Hindawi Computational Intelligence and Neuroscience*, 2022: 1688233. DOI: 10.1155/2022/1688233.
- Złonkiewicz Z., 2006. Ewolucja basenu niecki miechowskiej w jurze jako rezultat regionalnych przemian tektonicznych. *Przegląd Geologiczny*, 54(6): 534–540.
- Złonkiewicz Z., 2009. Profil keloweju i górnej jury w niecce Nidy. *Przegląd Geologiczny*, 57(6): 521–530.

Nafisa Yuldasheva¹, Lola A. Yusupova², Bekzod B. Rakhimov³, Alisher U. Auesbaev^{3,4}, Gulkhan P. Genjemuratova⁴, Ikramjan Y. Sapashov⁴, Naurizbay K. Aytmuratov⁴, Alikul A. Rakhmonkulov⁵

¹ Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, Uzbekistan

² Tashkent Institute of Chemical Technology, Uzbekistan

³ Institute of General and Inorganic Chemistry of the Academy of Sciences, Uzbekistan

⁴ Karakhalpak State University named after Berdakh, Uzbekistan

⁵ Karshi State Technical University, Uzbekistan

ABSTRACT: This study investigates the physicochemical characteristics of bitumen from natural rock deposits and evaluates its potential for road construction following chemical modification. Bitumen was recovered from rock samples using a solvent extraction method, with a yield of 22.5–24.5% by weight. The raw bitumen was subsequently modified with formaldehyde at a temperature of 120°C and a pressure of 15 atm to improve its physicochemical performance. Fourier-transform infrared spectroscopy (FTIR) analysis confirmed the introduction of functional groups such as carbonyl (C=O) and hydroxyl (C–OH), indicating successful chemical modification. Isotopic composition analysis ($\delta^{13}\text{C}$) revealed notable heterogeneity between the upper Malta layer and the lower oil-bearing layer, suggesting diverse organic origins and varying degrees of biodegradation within the deposit. Scanning electron microscopy (SEM) was employed to examine the surface morphology of the rock–bitumen interface. The SEM images revealed a cracked, porous structure that may influence the adhesion properties of the bitumen. These results suggest that the modified natural bitumen possesses a reactive chemical structure and complex morphology, making it a viable alternative binder in road construction. The improved structural stability demonstrated in the experiments further supports its suitability for industrial applications, particularly asphalt production and road paving. This research highlights the potential of chemically modified natural bitumen as a sustainable alternative to conventional binders, contributing to the effective utilization of hydrocarbon-rich rocks.

Key words: natural bitumen, solvent extraction, chemical modification, FTIR analysis, SEM-EDS, sustainable binder.

STRESZCZENIE: W niniejszym badaniu przeanalizowano właściwości fizykochemiczne bitumu pozyskanego z naturalnych złóż skalnych oraz oceniono jego potencjalne zastosowanie w budownictwie drogowym po modyfikacji chemicznej. Bitum otrzymano z próbek skalnych metodą ekstrakcji rozpuszczalnikowej, uzyskując wydajność w zakresie od 22,5% do 24,5% wagowo. Surowy bitum został następnie zmodyfikowany formaldehydem w temperaturze 120°C i pod ciśnieniem 15 atm w celu poprawy jego właściwości fizycznych i chemicznych. Analiza metodą spektroskopii w podczerwieni z transformacją Fouriera (FTIR) potwierdziła wprowadzenie grup funkcyjnych, takich jak karbonylowa (C=O) i hydroksylowa (C–OH), co wskazuje na pomyślną modyfikację chemiczną. Analiza składu izotopowego ($\delta^{13}\text{C}$) ujawniła znaczną niejednorodność między górną warstwą formacji Malta a dolną warstwą roponośną, co sugeruje zróżnicowane pochodzenie organiczne oraz różny stopień biodegradacji w obrębie złoża. Do zbadania morfologii powierzchni na granicy skała–bitum wykorzystano skaningową mikroskopię elektronową (SEM). Obrazy SEM ujawniły spękaną, porowatą strukturę, która może wpływać na właściwości adhezyjne bitumu. Wyniki wskazują, że zmodyfikowany bitum naturalny charakteryzuje się reaktywną strukturą chemiczną oraz złożoną morfologią, co czyni go realnym alternatywnym spoiwem do zastosowań w budownictwie drogowym. Poprawa stabilności strukturalnej wykazana w eksperymentach dodatkowo potwierdza jego przydatność do zastosowań przemysłowych, zwłaszcza w produkcji asfaltu i materiałów do budowy nawierzchni drogowych. Badanie to podkreśla potencjał chemicznie zmodyfikowanego bitumu naturalnego jako zrównoważonej alternatywy dla konwencjonalnych spoiw, przyczyniając się do efektywnego wykorzystania skał bogatych w węglowodory.

Słowa kluczowe: bitum naturalny, ekstrakcja rozpuszczalnikowa, modyfikacja chemiczna, analiza FTIR, SEM-EDS, zrównoważone spoiwo.

References

- Airey G.D., 2003. Rheological Characteristics of Polymer Modified Bitumens. *Construction and Building Materials*, 17(5): 365–372.
- Alfe M., Gargiulo V., Ruoppolo G., Cammarota F., Calandra P., Rossi C.O., Loise V., Porto M., Di Capua R., Caputo P., 2025. Microstructural Modifications in Bitumen Rejuvenated by Oil from Pyrolysis of Waste Tires. *Frontiers in Chemistry*, 12: 1–10. DOI: 10.3389/fchem.2024.1512905.
- Ao H., Wang H., You Z., Mills-Beale J., 2012. Rheological Properties and Chemical Analysis of Aged Asphalt Rejuvenated by Bio-Oil. *Construction and Building Materials*, 22(2): 546–555.
- Blab R., Ahmad J., Shaffie E., Sidek N., Mirwald J., Eberhardsteiner L., Hofko B., 2024. Performance of Crumb Rubber Tire-Modified Bitumen for Malaysian Climate Regions. *Materials*, 17(23): 1–20. DOI: 10.3390/ma17235800.
- Caputo P., Loise V., Oliviero Rossi C., 2020. Rejuvenating Effects of Pyrolysis Oils on Aged Bitumen: A Molecular Approach. *Journal of Cleaner Production*, 277, 124024.
- Cheng P., Zheng C., Zhang Z., Li Y., Huang K., Yu D., Ji Y., 2024. Preparation and Performance of Bitumen Modified by Melt-Blown Fabric of Waste Mask. *Polymers*, 16(1): 153. DOI: 10.3390/polym16010153.
- Demchuk Y., Donchenko M., Astakhova O., Gunka V., Drapak I., Sulyma M., Liubov P., Bratychak M., 2024. Effect of Bisphenol-Formaldehyde Resin on Physico-Mechanical Properties of Road Bitumen. *Chemistry and Chemical Technology*, 18(1): 23–29. DOI: 10.23939/chcht18.01.023.
- Dyuryagina A., Byzova Y., Ostrovnoy K., Demyanenko A., Lutsenko A., Shirina T., 2024. Increasing the Adhesion of Bitumen to Mineral Fillers via Recycled Polymer and Surfactant. *Polymers*, 16(5): 714. DOI: 10.3390/polym16050714.
- Dyuryagina A., Degert A., Byzova Y., Ostrovnoy K., Demyanenko A., Lutsenko A., Shirina T., 2025. Study of Adhesion–Cohesive Interactions of Modified Bitumen Compositions. *Polymers*, 17(2): 199. DOI: 10.3390/polym17020199.
- Ewa D., Ukpata J., Etika A., Egbe E., Iduku A., 2024. A Comparative Evaluation of The Mechanical Properties of PET and Polystyrene Modified Asphaltic Concrete Containing Rice Husk Ash Filler. *Journal of Sustainable Construction Materials and Technologies*, 9(1): 84–92. DOI: 10.47481/jscmt.1166150.
- Guo T., Li Z., Chen Y., Xu Q., Wang J., Jin L., 2025. Study on the performance and mechanism of graphene oxide / polyurethane composite modified asphalt. *Scientific Reports*, 15: 2482. DOI: 10.1038/s41598-025-86078-9.
- Lu X., Isacson U., 1997. Chemical and Rheological Evaluation of Ageing Properties of SBS Polymer Modified Bitumens. *Fuel*, 77(9–10): 961–972. DOI: 10.1016/S0016-2361(97)00283-4.
- Ramdhani F., Subagio B.S., Rahman H., Frazila R.B., 2024. Rheological Analysis of Micro Rubber SIR 20 Modified Asphalt. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1416(1): 012049. DOI: 10.1088/1755-1315/1416/1/012049.

- Shinde S.E., Hedaoo N.A., 2024. Characterising the Ageing Behavior of Bitumen Modified with Textile Pyrolysis Oil. *Revista Matéria*, 29(3). DOI: 10.1590/1517-7076-RMAT-2024-0119.
- Syrmanova K., Kaldybekova Z., Agabekova A., Baizhanova S., Tuleuov R., Khaldun Al A., El-Sayed N., Bounoua N., 2024. Modification of Petroleum Bitumen with Secondary Polyethylene in the Presence of Vermiculite. *Indonesian Journal of Chemistry*, 24(2): 530–542. DOI: 10.22146/ijc.90881.
- Temirov G., Alimov U., Seytnazarov A., Tojiev R., Namazov S., Honkeldieva M., 2023a. Study of phosphogypsum conversion from Kyzylkum phosphorites with soda ash solution. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1142: 012066. DOI:10.1088/1755-1315/1142/1/012066.
- Temirov G.B., Alimov U.K., Seitnazarov A.R., Namazov S.S., Nomozov S.Y., Kurbaniyazov R.K., 2025. Product investigation based on technical gypsum reaction with sodium carbonate: Chemical and physicochemical analyses. *Russian Journal of Chemistry*, 69(2): 30–42. DOI: 10.6060/rcj.2025692.5.
- Temirov G.B., Alimov U.K., Seytnazarov A.R., Reymov A.M., Namazov Sh.S., Beglov B.M., 2023b. Rheological behaviours and composition of products of phosphogypsum conversion with sodium carbonate. *Rossiiskij Khimicheskij Zhurnal*, 67(3): 25–35. DOI: 10.6060/Rcj.2023673.4.

Nafta-Gaz 2025, nr 11, s. 768–773, DOI: 10.18668/NG.2025.11.04

Przyczyny utraty chłonności w odwiertach geotermalnych

Mechanisms causing injectivity decline in geothermal wells

Łukasz Kłyż, Krzysztof Nowak, Renata Cicha-Szot

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Utrata chłonności w odwiertach geotermalnych to złożony problem, który znacząco wpływa na efektywność i trwałość eksploatacji systemów geotermalnych. Chłonność, definiowana jako zdolność otworu do przyjmowania zatłaczanej cieczy, jest kluczowym parametrem determinującym wydajność całego układu. Jej spadek może prowadzić do ograniczenia produkcji ciepła, konieczności przeprowadzania kosztownych zabiegów rekultywacyjnych, a w skrajnych przypadkach – do wyłączenia odwiertu z eksploatacji. W artykule przedstawiono klasyfikację mechanizmów prowadzących do spadku chłonności, dzieląc je na trzy główne grupy: fizyczne, chemiczne i biologiczne. Do procesów fizycznych zaliczono m.in. wzrost lepkości cieczy w wyniku wychłodzenia, kolmatację porów przez cząstki zawieszone oraz pęcznienie minerałów ilastych. Grupa procesów chemicznych obejmuje m.in.: wytrącanie osadów mineralnych, korozję elementów instalacji oraz przemiany mineralogiczne prowadzące do zmniejszenia przepuszczalności skał. Z kolei procesy biologiczne związane są z rozwojem mikroorganizmów w strefie przyodwiertowej, tworzeniem biofilmu oraz produkcją gazów, które mogą blokować przestrzeń porową. W pracy podkreślono znaczenie parametrów zatłaczanej cieczy, takich jak temperatura, ciśnienie, pH i mineralizacja solanki, które mogą intensyfikować niekorzystne zjawiska. Autorzy wskazują również na konieczność prowadzenia monitoringu oraz stosowania odpowiednich metod zapobiegawczych i regeneracyjnych, dostosowanych do konkretnego mechanizmu utraty chłonności. Zrozumienie tych procesów jest niezbędne dla projektowania trwałych i niezawodnych systemów geotermalnych, szczególnie w kontekście rosnącego zainteresowania energią odnawialną w Polsce i na świecie.

Słowa kluczowe: geotermia, dublet geotermalny, chłonność, kolmatacja, migracja cząstek.

ABSTRACT: Injectivity loss in geothermal wells is a complex issue that significantly affects the efficiency and durability of geothermal system operations. Injectivity, defined as the well's ability to accept reinjected fluid, is a key parameter determining the overall performance of the system. A decline in injectivity can lead to reduced heat production, the need for costly remediation procedures, and, in extreme cases, the abandonment of the well. This article presents a classification of the mechanisms leading to injectivity decline, dividing them into three main categories: physical, chemical, and biological processes. Physical processes include, among others, increased fluid viscosity due to cooling, pore clogging by suspended particles, and swelling of clay minerals. Chemical processes involve the precipitation of mineral deposits, corrosion of installation components, and mineralogical transformations that reduce rock permeability. Biological processes, on the other hand, are associated with the development of microorganisms in the near-wellbore zone, biofilm formation, and gas production, which can block pore spaces. The study emphasizes the importance of reinjected fluid parameters such as temperature, pressure, pH, and salinity, which can intensify adverse phenomena. The authors also highlight the necessity of continuous monitoring and the application of appropriate preventive and restorative methods tailored to the specific mechanism of injectivity loss. Understanding these processes is essential for designing durable and reliable geothermal systems, especially in the context of growing interest in renewable energy in Poland and worldwide.

Key words: geothermal energy, geothermal doublet, injectivity, pore clogging, fines migration.

Literatura

- Axelsson G., 2012. Role and management of geothermal reinjection. *Short Course on*, 1–21.
- Bennion D.B., 2002. An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(11): 29–36. DOI: 10.2118/02-11-DAS.
- Bouwer H., 2002. Artificial recharge of groundwater: hydrogeology and engineering. *Hydrogeology Journal*, 10(1): 121–142. DOI: 10.1007/s10040-001-0182-4.
- Budak P., Szpunar T., 2021. Ocena możliwości zrztu zasolonych wód poeksploatacyjnych do wyeksploatowanych odwiertów. *Nafta-Gaz*, 77(11): 752–759. DOI: 10.18668/NG.2021.11.05.
- Civan F., 2016. Reservoir formation damage. 3rd ed. *Elsevier, Amsterdam*. DOI: 10.1016/B978-0-12-801898-9.00002-3.

- Eppner F., Pasquier P., Baudron P., 2017. A coupled thermo-hydro-geochemical model for standing column well subject to CO₂ degassing and installed in fractured calcareous aquifers. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 11: 14–27. DOI: 10.1016/j.gete.2017.05.003.
- Fallah H., Afkhami M., Ahmadi A., Jalali R., 2016. Reservoir formation damage due to water injection wells. *Journal of Applied Science*, 2(4): 6–10.
- Gan H., Liu Z., Wang G., Liao Y., Wang X., Zhang Y., Liu Z., 2022a. Permeability and porosity changes in sandstone reservoir by geothermal fluid reinjection: insights from a laboratory study. *Water*, 14(19): 3131. DOI: 10.3390/w14193131.
- Gan H., Liu Z., Wang X., Zhang Y., Liao Y., Zhao G., Liu Z., 2022b. Effect of temperature and acidification on reinjection of geothermal water into sandstone geothermal reservoirs: laboratory study. *Water*, 14(19): 2955. DOI: 10.3390/w14192955.
- Ghaziof S., Dudley R., Julian R., Ko M., Licht K., 2017. H₂S corrosion of carbon steel in geothermal fluids. *Proceedings of the 39th New Zealand Geothermal Workshop, Rotorua: International Geothermal Association*, 1.
- Hayatdavoudi A., Ghalambor A., 1998. Controlling formation damage caused by kaolinite clay minerals: part II. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana*. DOI: 10.2118/39464-MS.
- Jeong H.Y., Jun S.C., Cheon J.Y., Park M., 2018. A review on clogging mechanisms and managements in aquifer storage and recovery (ASR) applications. *Geosciences Journal*, 22: 667–679. DOI: 10.1007/s12303-017-0073-x.
- Khilar K.C., Fogler H.S., 1998. Migration of fines in porous media. *Kluwer Academic Publishers, Dordrecht–Boston–London*. DOI: 10.1007/978-94-015-9074-7.
- Kottsova A., Bruhn D., Saar M., Veeger F., Brehme M., 2022. Clogging mechanisms in geothermal operations: theoretical examples and an applied study. *Conference: European Geothermal Congress 2022, Berlin, Germany*.
- Kulesza-Wiewióra K., Wiewióra A., 1971. Pęcznienie minerałów ilastych pod wpływem wody i cieczy organicznych. *Przegląd Geologiczny*, 19(1): 12–15.
- Luo A., Kottsova P.J., Vardon A.C., Dieudonné M., 2023. Mechanisms causing injectivity decline and enhancement in geothermal projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 185: 113623. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113623.
- Penot C., Martelo D., Paul S., 2023. Corrosion and scaling in geothermal heat exchangers. *Applied Sciences*, 13(20): 11549. DOI: 10.3390/app132011549.
- Sharma M.M., Chamoun H., Sarma D.S.H.S.R., Schechter R.S., 1992. Factors controlling the hydrodynamic detachment of particles from surfaces. *Journal of Colloid and Interface Science*, 149: 121–134. DOI: 10.1016/0021-9797(92)90398-6.
- Song W., Liu X., Zheng T., Yang J., 2020. A review of recharge and clogging in sandstone aquifer. *Geothermics*, 87: 101857.
- Sowiżdżał A., Tomaszewska B., Drabik A., 2017. Environmental aspects of the geothermal energy utilisation in Poland. *E3S Web of Conferences*, 22: 00164. DOI: 10.1051/e3sconf/20172200164.
- Torkzaban S., Vanderzalm J., Treumann S., Amirianshoja T., 2015. Understanding and quantifying clogging and its management during re-injection of CSG water permeates, brines and blends. *CSIRO Final Report*.
- Wingender J., Neu T.R., Flemming H.-C., 1999. Microbial extracellular polymeric substances. *Springer, Berlin–Heidelberg*. DOI: 10.1007/978-3-642-60147-7.

Strony internetowe

- Opracowanie NIK. <<https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/energia-wod-termalnych.html>> (dostęp: 15.12.2023).
- Podstawy geotermii. <<https://energia-geotermalna.org.pl/podstawy-geotermii/>> (dostęp: 15.12.2023).
- Rozwój geotermii w Polsce. <<https://wysokienapiecie.pl/97578-geotermia-w-polsce-powoli-wchodzi-do-systemow-cieplowni-czych/>> (dostęp: 20.07.2024).

Nafta-Gaz 2025, no. 11, pp. 774–783, DOI: 10.18668/NG.2025.11.05

Increasing offshore pipeline integrity via early failure detection using non-destructive testing

Zwiększenie integralności rurociągów podmorskich poprzez wczesne wykrywanie awarii za pomocą badań nieniszczących

Ramiz A. Ismayilov¹, Chingiz R. Nasirov¹, Ulvi M. Nemanli²

¹ *Azerbaijan State Oil and Industry University*

² *SOCAR's Oil and Gas Project and Research Institute*

ABSTRACT: Presently, pipelines are one of the predominant methods of transporting oil, gas and petroleum products. Despite the existence of other means of transportation, this is the leading method in oil and gas transportation sector in Azerbaijan due to numerous advantages. Given the paramount importance of this mode of transportation, it is imperative to ensure its uninterrupted and continuous operation. This objective is realized by monitoring and inspection of the internal and external conditions of the pipeline. Two primary techniques are employed for the purpose of monitoring the conditions of pipelines: non-destructive testing (NDT) and destructive testing (DT). Destructive testing constitutes a set of methods for examining the properties of the pipeline material by partially or completely damaging the structure in order to obtain a sample. Destructive testing facilitates the acquisition of more accurate information about the properties of the pipe material thereby enabling the implementation of necessary preventive measures. However, the use of these methods is not always possible, as they require the extraction of a sample, rendering them suitable only in circumstances where the flow of the product has been interrupted. Moreover, the use of these techniques is not viable option in case of offshore pipelines. Conversely, non-destructive testing does not necessitate interruption of the process, thereby enabling concurrent execution of internal cleaning procedures. The use of this method makes it possible to obtain the necessary information about the condition of the pipeline structure without significant interference. A plethora of NDT technologies exists, however, in the offshore environment, the most prevalent one is the use of a pipe inspection gauge (PIG). This technology pro-

vides information on the internal condition of the pipeline, including the presence of cracks, corrosion, etc. These devices are typically equipped with specialized sensors, namely ultrasonic and magnetic, to obtain more accurate information about the condition of the pipeline. Each sensor has its own advantages and disadvantages. The present article reviews and analyzes various NDT technologies and types of pipeline inspection gauges with a view to identifying the most effective one for the purpose of inspecting the condition of offshore pipelines.

Key words: pipeline inspection gauge (PIG), ultrasonic, sensor, magnetic, pipeline, diagnostics.

STRESZCZENIE: Obecnie transport rurociągowy jest jednym z najczęściej stosowanych sposobów transportu ropy naftowej, gazu i produktów ropopochodnych. Pomimo istnienia innych środków transportu, ze względu na liczne zalety metoda ta zajmuje wiodącą pozycję w sektorze transportu ropy i gazu w Azerbejdżanie. Ponieważ ten rodzaj transportu ma kluczowe znaczenie, istnieje potrzeba zapewnienia jego ciągłej i nieprzerwanej pracy. Osiąga się to poprzez monitorowanie i inspekcję stanu wewnętrznego i zewnętrznego rurociągu. Istnieją dwie główne techniki monitorowania stanu rurociągów: badania nieniszczące (NDT) oraz badania niszczące (DT). Badania niszczące obejmują zestaw metod służących do badania właściwości materiału rurociągu poprzez częściowe lub całkowite uszkodzenie jego struktury w celu pobrania próbki. Dzięki badaniom niszczącym możliwe jest uzyskanie dokładniejszych informacji o właściwościach materiału rurociągu, co pozwala na podjęcie niezbędnych działań zapobiegawczych. Jednak stosowanie tych metod nie zawsze jest możliwe, ponieważ wymagają one pobrania próbki, a zatem mogą być stosowane jedynie w przypadkach, gdy przepływ medium zostaje wstrzymany. Dodatkowo techniki te nie znajdują zastosowania w przypadku rurociągów podmorskich. Z kolei, badania nieniszczące nie wymagają zatrzymania procesu i umożliwiają równoczesne przeprowadzenie czyszczenia wewnętrznego. Dzięki tej metodzie można uzyskać niezbędne informacje o stanie struktury rurociągu bez istotnej ingerencji w jego pracę. Istnieje wiele technologii przeprowadzania badań NDT, jednak w środowisku podmorskim najczęściej stosowaną jest technologia wykorzystująca tłok diagnostyczny (ang. *Pipe Inspection Gauge* – PIG). Technologia ta dostarcza informacji o stanie wewnętrznym rurociągu, takich jak pęknięcia, korozja itp. Urządzenia te są zazwyczaj wyposażone w specjalistyczne czujniki, głównie ultradźwiękowe i magnetyczne, umożliwiające uzyskanie bardziej precyzyjnych danych dotyczących stanu rurociągu. Każdy z tych czujników ma swoje zalety i wady. Niniejszy artykuł przedstawia przegląd i analizę różnych technologii przeprowadzania badań NDT oraz typów tłoków diagnostycznych w celu identyfikacji najbardziej efektywnej metody inspekcji stanu rurociągów podmorskich.

Słowa kluczowe: tłok diagnostyczny (PIG), ultradźwiękowy, czujnik, magnetyczny, rurociąg, diagnostyka.

References

- Ageev M.D., Kiselev L.V., Matvienko Y.V., et al., 2005. Autonomous underwater operations: Systems and Technologies. Edited by M.D. Ageev. *Nauka, Moscow*, 398.
- Aleshin I.V., Goncharov V.K., Osadchii V.Y., Levin I.M., Radomyslskaya T.M., Klementyeva N.Y., Kolobkov V.S., Zelensky V.V., Li J., 2006., Modern methods and technical means of detecting emergency oil leaks from underwater pipelines in the thickness of the marine environment. *Marine Bulletin*, 18(2): 78–84. <<https://www.elibrary.ru/ofqjok>>.
- Alnaimat F., Ziauddin M., 2020. Wax deposition and prediction in petroleum pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184: 106385. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106385.
- Boran J., 1987. The hot tapping of sub-sea pipelines. *Welding Review*, 283–288.
- BP, Environmental and Social Impact Assessment Baku – Tbilisi – Ceyhan Oil Pipeline Azerbaijan, December 2002. <[btc-esia_azerbaijan-main-part.pdf](#)>.
- Bussugu U.D., 2019. Problems of creating under water monitoring systems for the condition of offshore pipelines. *Bulletin of Science and Education*, 2–2(56): 93–100. DOI: 10.20861/2312-8089-2019-56-004.
- Dvornikov K.A., Miheev A.S., Kisarev V.Y., 2018. Approaches to the creation of underwater systems for cleaning and diagnostics of pipelines. *Problems of Development of Ship Armament and Ship Radio-Electronic Equipment*, 1: 31–36. <<https://www.elibrary.ru/yudmjd>>.
- Energy for Europe. Nord Stream Project 2005–2012. <<https://www.nord-stream.com/ru/proekt/gazoprovod-severnii-potok/>>.
- General information about the Nord Stream project. Internal inspection of the Nord Stream gas pipeline, November 2013 (access: Library – Nord Stream AG).
- Lapteva T.I., 2019. Development of methods to ensure the operability of offshore oil and gas pipelines in complex engineering and geological conditions of the Arctic shelf. *Dis for the candidate of scientific degree of Doctor of Engineering Sciences, Moscow*, 289.
- Lushnikov D.L., 2005. Blue Stream – A Gas Pipeline in the Black Sea. *Underwater Technologies and the World of the Ocean*, 1: 46–50.
- Mogutin Y.B., Guseva O.A., Veselova A.V., Vlashev M.V., 2017. Organization of underwater service operations at sea oil and gas fields. *Shipbuilding*, 4(833): 27–33. <<https://www.elibrary.ru/zibgch>>.
- Mustafayev V.T., Nasirov Ch.R., 2024. Analysis of the Influence of Wave Loads on Offshore Installations. *Nafta-Gaz*, 80(2): 91–95. DOI: 10.18668/NG.2024.02.03.
- Novozhilov A., Mikhnev V., Alekseev P., Leonov A., Krivoshein A., Aparnikov A., 2015. Methods for assessing the quality of welded joints. *Tekhnadzor*, 12: 126–127.
- O'Donoghue A., 2001. Latest Design Techniques for dual and Multidiameter Pipeline Pigs. *Pipeline Pigging Conference, Houston, January 2001*.
- Pople A., 2003. Magnetic Flux Leakage Pigs or Ultrasonic Pigs? The Case for Combined Intelligent Pig Inspections. *6th International Conference, Pipeline Rehabilitation and Maintenance, Berlin, Germany*.
- Raczyński P., Warnke K., 2017. Ultrasonic diagnostics of main pipelines. *Advances in Materials Science*, 17(4): 37–54. DOI: 10.1515/adms-2017-0020.
- Saxon V.M., Sergeev A.B., Prokazin A.B., 2012. Noncontact magnetic diagnostics of steel pipelines. *The World of Measurements*, 6: 17–21. <<https://www.elibrary.ru/oyhljt>>.
- STO Gazprom 2-2.3-253-2009. Methodology for assessing the technical condition and integrity of gas pipelines.
- Vasin E.S., 1997. Determining the hazard of defects in the walls of main oil pipelines based on data from “Ultrascan” defectoscopes. *Pipeline Transport of Oil*, 9: 24–27.
- Wang D., Guo W., Kong S., Xu T., 2020. Estimating offshore exposure to oil spill impacts based on a statistical forecast model. *Marine Pollution Bulletin*, 156(11): 111213. DOI: 10.1016/j.marpolbul.2020.111213.
- Witek M., 2016. Gas transmission pipeline failure probability estimation and defect repairs activities based on in-line inspection data. *Engineering Failure Analysis*, 70: 255–272. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2016.09.001.
- Witek M., 2018. Validation of in-line inspection data quality and impact on steel pipeline diagnostic intervals. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 56: 121–131. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.05.036.

- Witek M., 2019. Life cycle estimation of high-pressure pipeline based on in-line inspection data. *Engineering Failure Analysis*, 104: 247–260. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2019.05.025.
- Witek M., 2021. Structural Integrity of Steel Pipeline with Clusters of Corrosion Defects. *Materials*, 14(4): 852. 10.3390/ma14040852.
- Yashin S.A., Yaryzhnov A.A., Morshinin V.V., 2016. Mobile camera for starting. Receiving cleaning and diagnostic tools for pipeline diagnostics. Patent No. 165236 RU. Application No. 2016102275/05, 25.01.2016; publ. 10.10.2016.

Legal acts and normative documents

GOST 18353-79 Nondestructive inspection. Classification of types and methods.

Nafta-Gaz 2025, nr 11, s. 784–792, DOI: 10.18668/NG.2025.11.06

Badania preparatów chemicznych do neutralizacji biogenego H₂S i związków siarki dla potrzeb przemysłu gazowniczego

Research on chemical preparations for the neutralization of biogenic H₂S and sulfur compounds for the gas industry

Anna Turkiewicz, Irena Matyasik, Agnieszka Wciślak-Oleszycka

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Artykuł dotyczy prac badawczych stanowiących wsparcie dla przemysłu gazowniczego, głównie podziemnego magazynowania gazu (PMG) w złożach szczerpanych i kawernach solnych. Skoncentrowano się na zagadnieniach związanych z eliminacją skażeń siarkowodorowych powstających w warunkach złożowych oraz na metodach ograniczania niekorzystnych zjawisk o charakterze biogenym. Przedstawiono także problem występowania mikroorganizmów anaerobowych i aerobowych w środowisku węglanym skały zbiornikowej. Ponadto w artykule nawiązano do wdrożeń na skalę przemysłową projektów zastosowania specjalistycznych preparatów bezpośrednio do odwiertów lub instalacji powierzchniowych. Do preparatów tych należą zarówno neutralizatory siarkowodoru, jak i zbliżone pod względem budowy chemicznej biocydy. Zjawiska o charakterze biodegradacyjnym występują nie tylko w obiektach PMG, ale również w środowisku polimerowych płuczek wiertniczych. Niezbędny jest więc prawidłowy dobór preparatów typu H₂S scavenger do zastosowań przemysłowych. Należy zaznaczyć, że preparaty te posiadają także właściwości antybakteryjne. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy wykonał szereg badań dotyczących skuteczności działania różnych substancji aktywnych w procesach likwidacji skażeń gazu ziemnego związkami siarki. Część z nich zaprezentowano w artykule.

Słowa kluczowe: pochłaniacz siarkowodoru, woda złożowa, gaz ziemny, związki siarki.

ABSTRACT: This paper presents research work supporting the gas industry, with particular emphasis on underground gas storage (UGS) in depleted reservoirs and salt caverns. The study focuses on the elimination of hydrogen sulfide contamination generated under reservoir conditions and on methods of limiting adverse biogenic phenomena. Furthermore, the paper discusses the problem of anaerobic and aerobic microorganisms in the subsurface environment of reservoir rock. In addition, the article refers to industrial-scale implementations of projects involving the application of specialized preparations directly to wells or surface installations. These preparations include hydrogen sulfide neutralizers and biocides similar in chemical structure. Biodegradation phenomena occur not only in UGS facilities, but also within the environment of polymer drilling fluids. Therefore, it is necessary to select appropriate H₂S scavenger preparations for industrial applications. It should also be noted that these preparations have antibacterial properties. The Oil and Gas Institute – National Research Institute has carried out several studies on the effectiveness of various active substances in the processes of eliminating natural gas contamination with sulfur compounds. Some of them are presented in this article.

Key words: hydrogen sulfide scavenger, formation water, natural gas, sulfur compounds.

Literatura

- Al-Duailey Y.K., Al-Mutaire S.H., Al-Humaidan A.Y., 2010. Evaluation of triazine-based H₂S scavengers for stimulation treatments. *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia*. DOI: 10.2118/136915-MS.
- Anchliya A., 2006. New nitrate-based treatment – a novel approach to control hydrogen sulfide in reservoir and to increase oil recovery. *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria*. DOI: 10.2118/100337-MS.
- Biber E., Demczak M., Iwaszk Z., 2001. Analiza związków siarki w gazie ziemnym. *Nafta-Gaz*, 57(7–8): 384–393.
- Chen Y.G., Li H.M., Li G.Y., Chen W., Cui X.L., 2007. Phylogenetic diversity of culturable bacteria in the ancient salt deposits of the Yipiglang Salt Mine P.R. China. *Wei Sheng Wu Xue Bao*, 47(4): 571–577.
- Clark J.C., Trevino M., Karas L.J., Gallardo J.M., Anantaneni P.R., Passos R.C., Burrell C., Rana G., 2019. Patent CA 3069435A1.
- Cypionka H., 2000. Oxygen respiration by Desulfovibrio species. *Annual Review of Microbiology*, 54: 827–848. DOI: 10.1146/annurev.micro.54.1.827.
- Diamond W.P., Schatzel A.J., 1998. Measuring the gas content of coal: A review. *International Journal of Coal Geology*, 35(1): 311–331. DOI: 10.1016/S0166-5162(97)00040-2.
- Dietrich F., Wagner M., Wagner M., 2011. Microbial risks and case-specific counter – measures in reservoirs, underground storages and geothermal facilities. *Oil Gas European Magazine*, 4: 203–207.
- Faramawy S., Zaki T., Sakr A.A.-E., 2016. Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34: 34–54. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.06.030.

- Farmer S., Alibek K., Karathur K.N., Nerris A., Shumway M.R., Callow N., McGonagle R., Kreager D., Chen Y., 2021. Compositions and methods for reducing hydrogen sulfide and microbial influenced corrosion in crude oil, natural gas, and in associate equipment. Patent US 11155746B2.
- Foti M., Sorokin D.Y., Lomans B., Mussman M., Zacharova E.E., Pimenov N.V., Kuenen J.G., Muyzer G., 2007. Diversity, activity, and abundance of sulfate-reducing bacteria. *Applied and Environmental Microbiology*, 73(7): 2093–2110. DOI: 10.1128/AEM/02622-06.
- Geverts D., Telang A.J., Voordouw G., Jenneman G.E., 2000. Isolation and characterization of strains CVO and FWKO B, two novel nitrate-reducing, sulfide-oxidizing bacteria isolated from oil field brine. *Applied and Environmental Microbiology*, 66(6): 2491–2501. DOI: 10.1128/aem.66.6.2491-2501.2000.
- Gittel A., Sorensen K.B., Skovhus T.L., Ingvorden K., Schramm A., 2009. Prokaryotic community structure and sulfate reducer activity in water from high-temperature oil reservoirs with and without nitrate treatment. *Applied and Environmental Microbiology*, 75(22): 7086–7096. DOI: 10.1128/aem.01123-09.
- Harrington R.M., Anantaneni P.R., Karas L.J., Ekoue-Kovi K., 2014. Hydrogen sulfide scavengers. Międzynarodowy Patent WO 2014120907A1.
- Hemme C., van Berk W., 2017. Potential risk of H₂S generation and release in salt cavern gas storage. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 47: 114–123. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.09.007.
- Iowa State University. Dep. of Chemistry, 2009. Hydrogen Sulfide Material Safety Data Sheet. March.
- Kaksonen A.H., Spring S., Schumann P., Kroppenstedt R.M., Puhakka J.A., 2006. Desulfotomaculum thermosubterraneum sp. nov, a thermophilic sulfate-reducer isolated from an underground mine located in a geothermally active area. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology*, 56(Pt 11). DOI: 10.1099/ijs.0.64439-0.
- Kamoun C., Beetge J., 2016. Gas scavengers. Patent WO 2016100224A2.
- Lewkiewicz-Małyś A., 2002. Biochemiczne aspekty zatłaczania solanek do poeksploatacyjnych otworów wiertniczych. *Wiertnictwo Nafta Gaz*, 19(1): 131–140.
- Liu W., Jansson J.K., 2010. Environmental Molecular Microbiology. *Caister Academic Press*, 121–150. DOI: 10.21775/9781912530045.
- Mahmoodi A., Kiapi M.R.A., Nick H.M., 2023. When nitrate treatment wins the battle against microbial reservoir souring but loses the war. *Ecological Modelling*, 481: 1–6. DOI: 10.1016/j.ecolmodel.2023.110329.
- Marriott R.A., Pirzadeh P., Marrugo-Hernandez J.J., Raval S., 2015. Hydrogen sulfide formation in oil and gas. *Canadian Journal of Chemistry*, 94(4): 425–426. DOI: 10.1139/cjc-2015-0425.
- Martin J.V., 2015. Hydrogen sulfide scavenger. Patent US 9783458B2.
- Martinez A.D., Mukkamala R., Otero E.J.A., Bailey J.P., 2017. Patent US 9638018B2.
- Matyasik I., Kierat M., Zapala M., Wcislak-Oleszycka A., 2020. Analiza porównawcza zawartości siarki w rdzeniach wiertniczych, węgla i ropach naftowych. *Nafta-Gaz*, 76(7): 449–456. DOI: 18668/NG.2020.07.03.
- McGovern-Traa C., Leu J., Hamilton W., Spark I., Patey I., 1997. The presence of sulphate-reducing bacteria in live drilling muds, core materials and reservoir formation brine from new oilfields. *Geological Society, Special Publications*, 1–10. DOI: 10.1144/GSL.SP.1997.124.01.14.
- Miller A.A., Miller P.F., 2011. Emerging Trends in Antibacterial Discovery. *Caister Academic Press*, 230–252. DOI: 10.21775/9781910190517.
- Mokhtab S., Poe W.A., 2012. Handbook of natural gas transmission and processing. *Gulf Professional Publishing*, 253–290.
- Myhr S., Lillebo B.L.P., Sunde E., Beeder J., Torsvik T., 2002. Inhibition of microbial H₂S production in an oil reservoir model column by nitrate injection. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 54(3): 400–408. DOI: 10.1007/s00253-001-0881-8.
- Pandey M., 2005. Process Optimization in Gas Sweetening Unit – A Case Study. *International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar*: 67–68. DOI: 10.2523/iptc-10735-MS.
- Schwermer C.U., Lavik G., Abed R.M.M., Dunsmore B., Stoodley P., Ferdelman T., Gieseke A., de Beer D., 2008. Impact of nitrate on the structure and function of bacterial biofilm communities in pipelines used for injection of seawater into oil fields. *Applied and Environmental Microbiology*, 74(9): 2841–2851. DOI: 10.1128/aem.02027-07.
- Szłęk M., Holewa J., 2015. Optymalizacja metody oznaczania zawartości związków siarki występujących w paliwach gazowych. *Nafta-Gaz*, 71(5): 308–313.
- Turkiewicz A., Steliga T., Kluk D., 2021. Biomonitoring studies and preventing the formation of biogenic H₂S in the Wierzchowice Underground Gas Storage facility. *Energies*, 14(17): 5463. DOI: 10.3390/en14175463.
- Wcislak A., Janiga M., Kania M., 2022. Porównanie oznaczeń siarkowodoru z użyciem różnych typów detekcji (FPD, TCD) stosowanych w chromatografii gazowej. *Nafta-Gaz*, 78(4): 251–258. DOI: 10.18668/NG.2022.04.01.
- Wolicka D., Borkowski A., Dobrzyński D., 2010. Interactions between microorganisms, crude oil and formation waters. *Geomicrobiology Journal*, 27(1): 43–52. DOI: 10.1080/01490450903232181.
- Xiao Q., Cai S., Liu J., 2021. Microbial and thermogenic hydrogen sulfide in the Qianjiang Depression of Jianghuai Basin: Insights from sulfur isotope and volatile organic sulfur compounds measurements. *Applied Geochemistry*, 126: 104865. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2020.104865.
- Xue Y., Voordouw G., 2015. Control of microbial sulfide production with biocides and nitrate in oil reservoir simulating bioreactors. *Frontiers Microbiology*, 6: 1387. DOI: 10.3389/fmicb.2015.01387.

Nafta-Gaz 2025, nr 11, s. 793–800, DOI: 10.18668/NG.2025.11.07

Długotrwałe badania palników płyt i kuchni gazowych przy zasilaniu ich mieszaniną gazu ziemnego i wodoru

Long-term tests of gas burners mounted on hobs and cookers powered by a mixture of natural gas and hydrogen

STRESZCZENIE: W niniejszym artykule zaprezentowano wyniki przeprowadzonych badań palników gazowych stosowanych w kuchniach i płytach gazowych. Badane palniki przeznaczone były do spalania gazu ziemnego wysokometanowego. Do badań wybrano palniki najczęściej montowane w urządzeniach AGD służących do przygotowywania posiłków w gospodarstwach domowych. Artykuł zawiera krótką charakterystykę palników gazowych, jak również skład oraz parametry energetyczne gazów wykorzystanych do badań. Głównym celem badań było sprawdzenie, czy wytypowane palniki gazowe utrzymują swoje wymiary geometryczne oraz parametry użytkowe przy długotrwałym spalaniu mieszaniny gazu ziemnego wysokometanowego z wodorem. Badania przeprowadzono, zasilając palniki gazem ziemnym wysokometanowym oraz mieszaniną gazu ziemnego wysokometanowego i wodoru (udział wodoru w mieszaninie wynosił 20%). Przed przystąpieniem do badań długotrwałych na wszystkich palnikach zmierzono jakość spalania (zawartość tlenku węgla i tlenków azotu w produktach spalania), sprawdzono zapłon, przenoszenie i stabilność płomienia oraz wymiary geometryczne palników (rozmiar otworów płomieniowych oraz masę nakrywki i pierścienia płomieniowego). Następnie wytypowane do badań palniki pracowały przez ok. 1095 godzin przy ich znamionowym obciążeniu cieplnym. Za okres badawczy przyjęto średni czas użytkowania palnika przez 2 lata, czyli przez czas, który odpowiada gwarancji na palniki udzielanej przez producenta. Po tym okresie badawczym ponownie zmierzono jakość spalania, sprawdzono stabilność płomienia oraz wymiary geometryczne palników gazowych. Zmierzono również temperaturę płomienia palników przy zasilaniu ich gazem ziemnym wysokometanowym 2E oraz mieszaniną gazu ziemnego wysokometanowego z wodorem. Do pomiaru jakości spalania oraz zapłonu, przenoszenia i stabilności płomienia wykorzystano metody badawcze opisane w normie PN-EN 30-1-1+A1:2024-06. Końcowa część artykułu zawiera omówienie wyników badań, jak również wnioski końcowe. Najważniejszy wniosek, jaki został sformułowany, mówi, że w założonym okresie użytkowania, który odpowiadał dwóm latom użytkowania palników w gospodarstwie domowym, wytypowane do badań palniki gazowe przystosowane do spalania gazu ziemnego wysokometanowego nadają się do spalania mieszaniny tego gazu z wodorem zawierającej w swoim składzie nawet 20% H₂.

Słowa kluczowe: gaz ziemny, wodór, palniki gazowe, płyty gazowe, kuchnie gazowe, badania długotrwałe.

ABSTRACT: This article presents the results of tests conducted on gas burners used in gas cookers and hobs. The tested burners were designed for the combustion of natural gas. The selected burners are among the most commonly installed in household appliances used for meal preparation in domestic kitchens. The article includes a brief overview of gas burner types, as well as the composition and energy parameters of the gases used in the tests. The main objective of the tests was to determine whether the selected gas burners maintain their geometric dimensions and operational parameters during prolonged combustion of a mixture of natural gas and hydrogen. The tests were carried out using both natural gas and a mixture of natural gas with hydrogen (with a hydrogen content of 20%). Prior to long-term testing, combustion quality (carbon monoxide and nitrogen oxides in combustion products), ignition, cross-lighting, flame stability, and the burners' geometric dimensions (size of flame ports, mass of burner cap and flame ring) were measured for all burners. The selected burners were then operated for approximately 1,095 hours at their nominal heat load. This test period corresponds to an average burner usage time of two years – the standard warranty period provided by manufacturers. After this test period, combustion quality, flame stability, and burner geometry were measured again. Flame temperature was also measured for both natural gas (2E) and the natural gas-hydrogen mixture. The measurement procedures for combustion quality, ignition, cross-lighting, and flame stability followed test methods described in PN-EN 30-1-1+A1:2024-06. The final section of the article discusses the test results and presents concluding remarks. The most important conclusion formulated is that, within the assumed service life corresponding to two years of burner operation in a household, the gas burners selected for testing – designed for burning natural gas – are suitable for burning a mixture of this gas with hydrogen containing up to 20% H₂.

Key words: natural gas, hydrogen, gas burners, gas hob, gas cooker, long-term tests.

Literatura

- De Vries H., Levinsky H.B., 2020. Flashback, burning velocities and hydrogen admixture: Domestic appliance approval, gas regulation and appliance development. *Applied Energy*, 259: 114116. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114116.
- Fang Z., Zhang S., Huang X., Hu Y., Xu Q., 2023. Performance of three typical domestic gas stoves operated with methane-hydrogen mixture. *Thermal Engineering*, 41: 102631. DOI: 10.1016/j.csite.2022.102631.
- GAZ System. <<https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/gas/quality/params/monthly?lang=pl>> (dostęp: styczeń–grudzień 2024).
- Jaworski J., Dudek A., 2020. Study of the effects of changes in gas composition as well as ambient and gas temperature on errors of indications of thermal gas meters. *Energies*, 13(20): 5428. DOI: 10.3390/en13205428.
- Jaworski J., Kułaga P., Blacharski T., 2020. Study of the effect of addition of hydrogen to natural gas on diaphragm gas meters. *Energies*, 13(11): 3006. DOI: 10.3390/en13113006.
- Jaworski J., Kukulska-Zajac E., Kułaga P., 2019. Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego. *Nafta-Gaz*, 75(10): 625–632. DOI: 10.18668/NG.2019.10.04.
- Jones D.R., Al-Masry W.A., Dunnill Ch.W., 2018. Hydrogen-enriched natural gas as a domestic fuel: an analysis based on flash-back and blow-off limits for domestic natural gas appliances within the UK. *Sustainable Energy & Fuels*, 2: 710–723. DOI: 10.1039/C7SE00598A.
- Król A., Kukulska-Zajac E., Holewa-Rataj J., Gajec M., 2022. Wodór jako element transformacji energetycznej. *Nafta-Gaz*, 78(7): 524–534. DOI: 10.18668/NG.2022.07.04.
- Ozturk M., Sorgulu F., Javani N., Dincer I., 2024. Experimental investigation of various burner heads in residential gas stoves tested with hydrogen and natural gas blends. *Hydrogen Energy*, 53: 1344–1349. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.11.349.
- Wojtowicz R., Jaworski J., 2021. Operation Analysis of Selected Domestic Appliances Supplied with Mixture of Nitrogen-Rich Natural Gas with Hydrogen. *Sustainability*, 13(24): 13577. DOI: 10.3390/su132413577.
- Zhao Y., McDonell V., Samuelsen S., 2019a. Experimental assessment of the combustion performance of an oven burner operated on pipeline natural gas mixed with hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23): 26049–26062. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.08.011.
- Zhao Y., McDonell V., Samuelsen S., 2019b. Influence of hydrogen addition to pipeline natural gas on the combustion performance of a cooktop burner. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23): 12239–12253. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.100.

Oznaczanie całkowitej zawartości siarki w próbkach gazowych metodą fluorescencji w ultrafiolecie

Determination of total sulfur content in gas samples by ultraviolet fluorescence

Sylwia Jędrzychowska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: W artykule przedstawiono wyniki prac badawczych zrealizowanych w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym (INiG – PIB), których celem była weryfikacja oraz ocena przydatności metody oznaczania całkowitej zawartości siarki, związanej organicznie, z wykorzystaniem techniki fluorescencji w nadfiolecie (UV). Szczególną uwagę poświęcono analizie próbek gazowych pochodzących ze źródeł odnawialnych (OZE), takich jak biogaz oraz jego oczyszczona forma, jaką jest biometan. W artykule w zwięzły sposób omówiono charakterystykę biogazu i biometanu, podkreślając ich rosnące znaczenie jako alternatywnych nośników energii w świetle globalnych wyzwań klimatycznych oraz dążenia do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Zwrócono uwagę na ich rolę w procesie transformacji energetycznej oraz znaczenie dla rozwoju gospodarki niskoemisyjnej, w szczególności w sektorze gazownictwa. Przedstawiono aktualne wymagania jakościowe, jakie muszą spełniać paliwa gazowe, zarówno gaz ziemny, jak i biometan, wtłaczane do sieci gazowej przesyłowej lub dystrybucyjnej. Omówiono także zmiany przepisów prawnych w Polsce w ostatnich latach oraz porównano je z innymi obowiązującymi regulacjami krajowymi o charakterze uzupełniającym. Zaprezentowano przegląd wybranych technik analitycznych wykorzystywanych do oznaczania zawartości siarki w gazie ziemnym. Omówiono ich podstawowe zasady działania oraz zakresy stosowania. Szczególną uwagę poświęcono metodzie fluorescencji w nadfiolecie (UV), stanowiącej główną technikę analityczną wykorzystaną w niniejszej pracy. Szczegółowo opisano jej zasadę działania oraz procedurę analityczną. W ramach przeprowadzonych badań dokonano walidacji metody dla próbek gazowych, głównie biogazu i biometanu, obejmującej wyznaczenie parametrów takich jak: powtarzalność, odtwarzalność wewnątrz-laboratoryjna, granice wykrywalności i oznaczalności. Dodatkowo przeprowadzono analizę źródeł niepewności oraz oszacowano całkowitą niepewność metody pomiarowej. Uzyskane wyniki porównano z wymaganiami zawartymi w normie PN-ISO 20729:2020-10, odnoszącej się do oznaczania zawartości siarki w gazie ziemnym. W końcowej części artykułu przedstawiono wyniki oznaczeń wykonanych na rzeczywistych próbkach biogazu, biometanu i gazu ziemnego, potwierdzające przydatność metody fluorescencji w UV do analizy gazów różnego pochodzenia.

Słowa kluczowe: zawartość siarki, gaz ziemny, biogaz.

ABSTRACT: The article presents the results of research conducted at the Oil and Gas Institute – National Research Institute (INiG – PIB), aimed at verifying and evaluating the suitability of the method for determining total organically bound sulfur content using ultraviolet fluorescence (UVF) technology. Particular attention was given to the analysis of gas samples from renewable energy sources (RES), such as biogas and its purified form, biomethane. The article briefly discusses the characteristics of biogas and biomethane, highlighting their growing importance as alternative energy carriers in light of global climate challenges and efforts to reduce greenhouse gas emissions. Emphasis is placed on their role in the energy transition process and their significance for the development of a low-emission economy, especially in the gas sector. The current quality requirements for gaseous fuels – both natural gas and biomethane – introduced into the transmission or distribution gas network are presented. Changes in legal regulations in Poland in recent years are also discussed and compared with other relevant national regulations of a complementary nature. An overview of selected analytical techniques used to determine sulfur content in natural gas is presented, including their basic principles of operation and application ranges. Special focus is given to the ultraviolet fluorescence (UVF) method, which is the primary analytical technique used in this study. Its operating principle and analytical procedure are described in detail. As part of the study, the method was validated for gas samples – mainly biogas and biomethane – including the determination of parameters such as repeatability, within-laboratory reproducibility, limits of detection and quantification. Additionally, an analysis of uncertainty sources was carried out, and the total measurement uncertainty of the method was estimated. The results obtained were compared with the requirements specified in the PN-ISO 20729:2020-10 standard, which relates to sulfur determination in natural gas. In the final part of the article, the results of determinations performed on real samples of biogas, biomethane, and natural gas are presented, confirming the suitability of the UV fluorescence method for analyzing gases of various origins.

Key words: sulfur content, natural gas, biogas.

Literatura

- Antosz A. i in., 2023. Badania nad udoskonaleniem procesu fermentacji metanowej dla procesów przemysłowych. Praca statutowa INiG – PIB, nr zlecenia: 71/TO/2023. *Archiwum Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, Kraków*.
- Holewa-Rataj J. i in., 2023. Opracowanie modelu przydomowej biogazowni w układzie „zero waste”. Część II. Praca statutowa INiG – PIB, nr zlecenia: 77/GE/2023. *Archiwum Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, Kraków*.
- Lecharlier A., Carrier H., Le Hécho I., 2022. Characterization of biogas and biomethane trace compounds: A critical review of advances in situ sampling and preconcentration techniques. *Analytica Chimica Acta*, 1229, 340174. DOI: 10.1016/j.aca.2022.340174.

- Lisman S., Huszał A., 2021. Przegląd metod przygotowania mieszanin wzorcowych dla kontroli procesu nawaniania. *Nafta-Gaz*, 77(9): 607–612. DOI: 10.18668/NG.2021.09.06.
- Sharma V., Sharma D., Tsai M.-L., Sun P.-P., Dong C.-D., 2023. Insights into the recent advances of agro-industrial waste valorization for sustainable biogas production. *Bioresource Technology*, 390: 129829. DOI: 10.1016/j.biortech.2023.129829.
- Szłęk M., 2012. Światowe trendy analityczne w oznaczaniu składników śladowych zawartych w biogazie. *Nafta-Gaz*, 68(11): 821–826.
- Wiącek D., Tys J., 2015. Biogaz – wytwarzanie i możliwości jego wykorzystania. *Acta Agrophysica*, 1(AAM011): 1–92.

Akty prawne i normatywne

- Dyrektywa RED II – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych w sektorze energetycznym.
- Dyrektywa RED III – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.
- ISO 4260:1987 Petroleum products and hydrocarbons – Determination of sulfur content – Wickbold combustion method.
- ISO 6326-3:1989 Natural gas – Determination of sulfur compounds. Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry.
- ISO 6326-5:1989 Natural gas – Determination of sulfur compounds. Part 5: Lingener combustion method.
- PN-ISO 16960:2015-01 Gaz ziemny – Oznaczanie związków siarki – Oznaczanie całkowitej siarki metodą mikrokulometrii oksydacyjnej.
- PN-EN 16723-1:2016-12 Gaz ziemny i biometan używany w transporcie oraz biometan załączany do sieci gazu ziemnego.
- PN-ISO 19739:2010 Gaz ziemny – Oznaczanie związków siarki metodą chromatografii gazowej.
- PN-ISO 20729:2020-10 Gaz ziemny – Oznaczanie związków siarki – Oznaczanie zawartości siarki całkowitej metodą fluorescencji w ultrafiolecie.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2018 r. poz. 1158 i 1814).
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 28 marca 2024 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2024 r. poz. 517).
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2022 r. poz. 1899).

Strony internetowe

- International Energy Agency, World Energy Outlook Special Report, Outlook for Biogas and Biomethane, May 2025.
<<https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b757571-c8d0-464f-baad-bc30ec5ff46e/OutlookforBiogasandBiomethane.pdf>> (dostęp: lipiec 2025).
- Potencjał biogazowni. <<https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/potencjal-biogazowni-zielona-gospodarka-PolEco-2023-14090.html>> (dostęp: lipiec 2025).

Nafta-Gaz 2025, nr 11, s. 815–828, DOI: 10.18668/NG.2025.11.09

Unikatowe stanowisko hamowniane do badań degradacji oleju przekładniowego pojazdów elektrycznych

A unique gear test bed for degradation tests of gear oil for electric vehicles

Kornel Dybich, Ewa Barglik, Agnieszka Skibińska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Koncepcja pojazdów elektrycznych rozwinęła się po raz pierwszy na początku XIX wieku. Wtedy również pojawiły się pierwsze pojazdy elektryczne, jednak z uwagi na brak wysokopojemnych akumulatorów zaprzestano rozwoju tej technologii, poprzestając jedynie na pojazdach szynowych i trolejbusach. Po prawie stuletniej przerwie, pod koniec XX wieku, powrócono do pomysłu pojazdów o napędzie elektrycznym. Konstruktorzy pojazdów samochodowych, wykorzystując znaczny postęp technologiczny, jaki nastąpił w XX wieku w odpowiedzi na potrzeby zmieniającego się świata, który wymusza proekologiczne działania minimalizujące wpływ ich stosowania na środowisko naturalne, opracowali różne koncepcje układów napędowych. Stworzyli szereg rozwiązań elektrycznych, elektryczno-spalinowych i innych, których zastosowanie zdecydowanie zmniejszyło zużycie paliw pochodzących ze źródeł nieodnawialnych. Pozwala to potencjalnemu nabywcy na dobór pojazdu o konstrukcji odpowiadającej jego potrzebom. W artykule przedstawiono stan aktualnej wiedzy w zakresie rodzajów napędów elektrycznych i sposobów przekazywania mocy w systemie silnik elektryczny–układ jezdny pojazdu elektrycznego oraz w zakresie stosowanych olejów przekładniowych i oceny ich wpływu na trwałość skrzyń przekładniowych. Przeprowadzono szerokie rozeznanie odnośnie do problemów związanych z przekładniami mechanicznymi stosowanymi w układach przeniesienia napędu samochodów hybrydowych i elektrycznych oraz wymagań stawianych olejom przekładniowym do tych pojazdów. Opisano unikatowe stanowisko badawcze symulujące pracę układu napędowego (silnik–przekładnia) pojazdu elektrycznego służące do badania olejów przekładniowych przeznaczonych do pojazdów elektrycznych w powtarzalnych, ściśle określonych warunkach, których nie mogą zapewnić badania trakcyjne. Przedstawiono funkcjonalność oprogramowania sterującego elektrycznym stanowiskiem badawczym polegającą na możliwości

zadawania dowolnej prędkości obrotowej i momentu obrotowego w programowanych krokach badawczych, dzięki której otrzymano stanowisko w pełni przystosowane do prowadzenia wielokierunkowych testów degradacji olejów przekładniowych.

Słowa kluczowe: silnik elektryczny, skrzynia biegów, układ napędowy pojazdu elektrycznego, degradacja olejów przekładniowych.

ABSTRACT: The concept of electric vehicles first appeared in the early 19th century. It was then that the first electric vehicles also appeared, but due to the lack of high-capacity batteries, the development of this concept was stopped, limiting itself only to rail vehicles and trolleybuses. The concept of electric vehicles was revived at the end of the 20th century, after a century-long hiatus. In response to the needs of a changing world that demands pro-ecological actions to minimize the impact of human activity on the natural environment, automotive designers have developed various drive system concepts using the significant technological progress that occurred in the 20th century. They have created electric, electric-combustion, and other solutions that will significantly reduce the consumption of non-renewable fuels. This enables potential buyers to choose a vehicle whose design meets their needs. The article presents the current state of knowledge regarding types of electric drives and power transmission methods in electric engine–electric vehicle drive systems, as well as gear oils and assessment of their impact on the durability of gearboxes. A thorough study was conducted on issues related to mechanical gears used in the drive systems of hybrid and electric cars, as well as the requirements for gear oils for these vehicles. A unique research station simulating the operation of the drive system (engine–gearbox) of an electric vehicle is described. This station is used to test gear oils for electric vehicles under repeatable, precisely defined conditions that cannot be provided by traction tests. The software controlling the electric test station is presented. It allows for setting any rotational speed and torque in programmed research steps. As a result, a station was obtained that is fully adapted to conduct multidirectional degradation tests of gear oils.

Key words: electric engine, transmission, electric vehicle powertrain, degradation of gear oils.

Literatura

- Fix My Car. <<https://fixmycar.pl/blog/rodzaje-skrzyn-biegow-i-zasady-ich-dzialania/>> (dostęp: listopad 2024).
- Gorner. <<https://gorner.pl/aktualnosci/jak-zapobiegac-degradacji-oleju-i-chronic-uklady-smarowania/>> (dostęp: 20.11.2024).
- Hexagon. <<https://hexagon.com/pl/resources/resource-library/electric-vehicle-drivetrains>> (dostęp: 19.08.2024).
- Muratorplus technika. <<https://www.muratorplus.pl/technika/samochody/rodzaje-aut-elektrycznych-bev-hev-phev-i-reev-czym-sie-roznia-auta-elektryczne-aa-jjcP-kcNe-qFDJ.html>> (dostęp: 5.11.2024).
- Oleksiak S., 2014. Ocena odporności na ścinanie samochodowych olejów przekładniowych. *Nafta-Gaz*, 70(5): 313–319.
- Oleksiak S., 2016. Energooszczędne oleje przekładniowe. *Nafta-Gaz*, 72(12): 1137–1143. DOI: 10.18668/NG.2016.12.18.
- Poradniki/Motoryzacja. <<https://allegro.pl/artikul/jak-czytac-oznaczenia-olejow-przekladniowych--103401>> (dostęp: 17.11.2024).
- Sacha D., Skibińska A., Żółty M., Barglik E., 2024. Skrzynie biegów (przekładnie) i oleje przekładniowe stosowane w pojazdach elektrycznych. *Nafta-Gaz*, 80(11): 716–722. DOI: 10.18668/NG.2024.11.06.
- Total, rozdział 22. Nadzór nad stanem maszyny i oleju. <https://gacol.pl/files/UserFiles/rozdzial_01.pdf> (dostęp: 17.11.2024).
- Tuszyński W., 2006. Starzenie samochodowych olejów przekładniowych. Część III. Wpływ na zużycie modelowego węzła tarcia. *Tribologia*, 210(6): 39–56.