

Sedymentologiczno-geochemiczna charakterystyka margli dynowskich z obrębu jednostki skolskiej polskiej części Karpat zewnętrznych

Sedimentological and geochemical characterisation of the Dynów Marl from the Skole unit from the Polish part of the Outer Carpathians

Piotr Stanisław Dziadzio, Irena Matyasik

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Celem niniejszej pracy jest szczegółowa charakterystyka sedymentologiczna i geochemiczna margli dynowskich występujących w dolnej części warstw menilitowych w polskiej części jednostki skolskiej. Do badań wybrano pięć profili stratygraficznych, reprezentujących najbardziej kompletne i najlepiej odsłonięte występowanie tych utworów. Są to profile w Tarnawce (A), Straszydle (B), Futomie (C), Kąkolówce (D) i Krościenku (E). W obrębie tych profili wyróżniono osiem facji osadowych (F.1–F.8) i cztery zespoły facjalne (ZF.I–ZF.IV (a i b)). Ważnym elementem interpretacji, oprócz badania margli dynowskich, była analiza i charakterystyka jednostek litologicznych występujących w ich spągu i stropie. Utwory te powiązano z wcześniej opisanymi w literaturze ogniwami litostratygraficznymi i nadano im rangę kompleksów osadowych (K.I–K.IV), przy czym margle dynowskie reprezentują kompleks K.III. Wyniki wskazują, że kompleksy osadowe I–IV powstały w chłodnych warunkach klimatycznych, w dynamicznych i zmiennych w czasie warunkach środowiska sedymentacji. Margle dynowskie najprawdopodobniej powstawały w środowisku słodkowodnym o typie zamkniętego basenu sedymentacyjnego (jeziora), zdominowanym produkcją organicznego materiału węglanowego w warunkach nisko- lub beztlenowych i o redukcyjnym charakterze (z niewielką i okresową dostawą materiału lądowego). Warunki te kontrastują z warunkami panującymi podczas depozycji kompleksów niżej i wyżej leżących, które charakteryzują się występowaniem osadów heterolitowych powstałych w środowisku morskim, ze zmiennym udziałem procesów sedymentacji trakcyjnej. Wyróżnione i opisane kompleksy zawierają dobre lub bardzo dobre skały macierzyste węglowodorów, charakteryzujące się obecnością kerogenu typu II i III. Jednakże osady te wykazują stosunkowo niski stopień dojrzałości termicznej.

Słowa kluczowe: Karpaty, jednostka skolska, margle dynowskie, środowisko sedymentacji, biomarkery.

ABSTRACT: The aim of this study is to provide a detailed sedimentological and geochemical characterization of the Dynów Marls, which occur in the lower part of the Menilite Beds within the Polish parts of the Skole Unit. Five stratigraphic sections were selected for investigation, representing the most complete and well-exposed occurrences of the Dynów Marl. These include the sections at Tarnawka (A), Straszydle (B), Futoma (C), Kąkolówka (D), and Krościenko (E). Within these sections, eight sedimentary facies (F1–F8) and four facies associations (ZF.I–ZF.IV a and b) were distinguished. An important component of the interpretation, in addition to the Dynów Marls, involved the analysis and characterization of the lithological units occurring at their base and top. These units were correlated with lithostratigraphic divisions previously described in the literature and classified into sedimentary complexes (K.I–K.IV), with the Dynów Marls representing Complex III. The results indicate that sedimentary complexes I–IV were deposited under cold climatic conditions within a dynamic and temporally variable depositional environment. The Dynów Marls unit most likely formed in a freshwater, closed-basin setting (lacustrine environment), dominated by the production of organic-rich carbonate material under low-oxygen to anoxic and reducing conditions, with only limited and intermittent input of terrestrial material. These conditions contrast with those prevailing during the deposition of the underlying and overlying complexes, which are characterized by heterolithic deposits formed in a marine environment, with variable contributions of tractional processes. Both the Dynów Marls and the adjacent complexes contain good to very good hydrocarbon source rocks, characterized by the presence of Type II and Type III kerogen. However, these deposits exhibit a relatively low degree of thermal maturity.

Key words: Carpathians, Skole unit, Dynów Marls, sedimentary environment, biomarkers.

Literatura

- Bajdek P., Bienkowska-Wasiluk M., 2020. Deep-sea ecosystem revealed by teleost fish coprolites from the Oligocene of Poland. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 540, 109546. DOI:10.1016/j.palaeo.2019.109546.
- Bienkowska-Wasiluk M., 2010. Taphonomy of Oligocene teleost fishes from the Outer Carpathians of Poland. *Acta Geologica Polonica*, 60(4): 479–533.
- Bocheński Z.M., Tomek T., Swidnicka E., 2014. A complete passerine foot from the late Oligocene of Poland. *Palaeontologia Electronica*, 17(1.6A): 7. DOI:10.26879/431.
- Bondevik S., Svendsen J.I., Mangerud J., 1997. Tsunami sedimentary facies deposited by the Storegga tsunami in shallow marine basins and coastal lakes, western Norway. *Sedimentology*, 44: 1115–1131. DOI:10.1046/j.1365-3091.1997.d01-63.x.
- Boucot A.J., Chen X.U., Scotese C.R., 2013. Phanerozoic Paleoclimate: An Atlas of Lithologic Indicators of Climate. *SEPM (Society for Sedimentary Geology). Concepts in Sedimentology and Paleontology*, 11: 478. DOI: 10.2110/sepmcsp.11.
- Bourrouilh-Le Jan F.G., Beck C., Gorsline D.S., 2007. Catastrophic events (hurricanes, tsunamis and others) and their sedimentary records: introductory notes and new concepts for shallow water deposits. *Sedimentary Geology*, 199: 1–11. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2006.12.007.
- Bustillo M.A., Arribas M.E., Bustillo M., 2002. Dolomitization and silicification in low-energy lacustrine carbonates (Paleogene, Madrid Basin, Spain). *Sedimentary Geology*, 151(1–2): 107–126. DOI:10.1016/S0037-0738(01)00234-2.

- Ciurej A., 2009. Procesy i warunki sedymentacji wapieni tyławskich w oligocenie Karpat Zewnętrznych (ze szczególnym uwzględnieniem polskiej części Karpat). *Rozprawa doktorska. Wydz. Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska*, 1-226.
- Curiale J.A., 2006. The occurrence of norlupanes and bisnorlupanes in oils of Tertiary deltaic basins. *Organic Geochemistry*, 37: 1846–1856. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2006.07.014.
- Curtis J.B., Kotarba M.J., Lewan M.D., Więclaw D., 2004. Oil/source rock correlations in the Polish Flysch Carpathians and Mesozoic basement and organic facies of the Oligocene Menilite Shales: insights from hydrous pyrolysis experiments. *Organic Geochemistry*, 35: 1573–1596. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2004.06.018.
- Czapkowicz M., 2012. Facje, profil i geneza utworów ogniwa z Dynowa oraz ogniwa z Rudawki formacji menilitowej (oligocen) na obszarze Błazowa – Siedliska, Pogórze Dynowskie. *Praca magisterska, Arch. UJ. Wydział Geografii i Geologii*. <https://ruj.uj.edu.pl/entities/publication/39099e93-4df6-4382-ade6-cba070876758>.
- Dahl B., 2004. The use of bisnorhopane as a stratigraphic marker in the Oseberg Back Basin, North Viking Graben, Norwegian North Sea. *Organic Geochemistry*, 35(11–12): 1551–1571. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2004.06.008.
- Dam G., Surlyk F., 1993. Cyclic Sedimentation in a Large Wave- and Storm-Dominated Anoxic Lake; Kap Stewart Formation (Rhaetian-Sinemurian), Jameson Land, East Greenland. *Special Publication International Association of Sedimentologists*, 18: 419–448. DOI: 10.1002/9781444304015.ch21.
- Dziedzic P.S., 2025. Reinterpreting depositional environment of the Polish Outer Carpathian Menilite Beds: Tide, river and wave-influenced muddy shelf of the Lower Oligocene Dynów Marls. *Geologica Carpathica*, 2025, 76: 1–24. DOI: 10.31577/GeolCarp.2025.11.
- Dziedzic P.S., Matyasik I., 2018. Środowisko sedymentacji i korelacja geochemiczna dolnooligocenских utworów z obrębu jednostek dukielskiej i grybowskiej. *Nafta-Gaz*, 6: 423–434. DOI: 10.18668/NG.2018.06.02.
- Dziedzic P.S., Matyasik I., 2021. Sedimentological and geochemical characterisation of the Lower Oligocene Menilite shales from the Magura, Dukla, and Silesian nappes, Polish Outer Carpathians – A new concept. *Marine and Petroleum Geology*, 132, 105247. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105247.
- Dziedzic P.S., Matyasik I., Leśniak G., Bieleń W., 2025. Środowisko sedymentacji oraz parametry geochemiczne dolnooligocenских margli dynowskich z jednostki śląskiej, Polskie Karpaty Zewnętrzne. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 247: 1-132. DOI: 10.18668/PN2025.247.
- Dzudyński S., Radomski A., Ślaczka A., 1956. Utwory wirowe w łupkach fliszowych Karpat. *Rocznik Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, (1957), 26(2): 107–125.
- Einsele G., 1992. Sedimentary Basins, Evolution, Facies and Sediment Budget. *Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, 1–628.
- Einsele G., Ricken W., Seilacher A. (eds.), 1991. Cycles and Events in Stratigraphy. *Springer-Verlag, Berlin*, 1–955.
- Fujiwara O., Masuda F., Sakai T., Irizuki T., Fuse K., 2000. Tsunami deposits in Holocene bay mud in southern Kanto region, Pacific coast of central Japan. *Sedimentary Geology*, 135: 219–230. DOI: 10.1016/S0037-0738(00)00073-7.
- Garecka M., 2012. Record of the changes in the Oligocene-Miocene sediments of the Menilite-Krosno series of the Skole Unit based on calcareous nannoplankton studies biostratigraphy and palaeogeographical implications (Polish Outer Carpathians). *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 453: 1–22.
- Gągała Ł., Vergés J., Saura E., Malata T., Ringenbach J.-C., Werner P., Krzywiec P., 2012. Architecture and orogenic evolution of the north-eastern Outer Carpathians from cross-section balancing and forward modeling. *Tectonophysics*, 532–535: 223–241. DOI: 10.1016/j.tecto.2012.02.014.
- Górnjak K., 2011. Origin of marls from the Polish Outer Carpathians: lithological and sedimentological aspects. *Mineralogia*, 42(4): 163–297.
- Haczewski G., 1989. Poziomy wapieni kokkolitowych w serii menilitowo-krośnieńskiej – rozróżnianie, korelacja i geneza. *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, 59: 435–523.
- Hadley D.F., Elliott T., 1993. The sequence-stratigraphic significance of erosiv-based shorefaces in the Cretaceous Mesaverde Group of northwestern Colorado. *Special Publication International Association of Sedimentologists*, 18: 521–535.
- Hajno S., 1976. Cocoliths: productions, transportation and sedimentation. *Marine Micropaleontology*, 1: 65–79. DOI: 10.1016/0377-8398(76)90005-0.
- Hajno S., Manganini S.J., Cole J.J., 1982. Sedimentation of biogenic matter in the deep ocean. *Deep-Sea Research*, 29: 609–625.
- Harding S.C., Nash B.P., Petersen E.U., Ekdale A.A., Bradbury C.D., Dyar M.D., 2014. Mineralogy and Geochemistry of the Main Glauconite Bed in the Middle Eocene of Texas: Paleoenvironmental Implications for the Verdine Facies. *PLoS ONE*, 9(2): e87656, DOI:10.1371/journal.pone.0087656.
- Haughton P.D., Barker S.P., McCaffrey W.D., 2003. ‘Linked’ debrites in sand-rich turbidite systems – origin and significance. *Sedimentology*, 50: 459–482. DOI:10.1046/j.1365-3091.2003.00560.x.
- Haughton P., Davis C., McCaffrey W., Barker S., 2009. Hybrid sediment gravity flow desposits – classification, origin and significance. *Marine and Petroleum Geology*, 26: 1900–1918. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2009.02.012.
- Hein J.R., Vallier T.L., Allan M.A., 1981. Chert Petrology and Geochemistry, Mid-Pacific Mountains and Hess Rise, Deep Sea Drilling Project Leg 62. *Deep Sea Drilling Project Reports and Publications*, 62: 711–748.
- Iijima A., 1994. Neogene siliceous, phosphatic and glauconitic sediments of the northwestern Pacific Rim: a comparison with the eastern Pacific Rim. [In:] Iijima A., Abed A., Garrison R.E. (Eds.), Siliceous Phosphatic and Glauconitic Sediments of the Tertiary and Mesozoic. *Proceedings of the 29th International Geological Congress. VSP, Utrecht. Proceedings of the 29th International Geological Congress, VSP, Utrecht*, 5–16.
- Jenkyns H.C., 1986. Pelagic Environments. [W:] Reading H.G. (ed.), Sedimentary Environments and Facies. *Blackwell Scientific Publications*, 343–397.
- Jenkyns H.C., Winterer E.L., 1882. Paleocenography of Mesozoic ribbon radiolarites. *Earth and Planetary Science Letters*, 60(3), 351–375.
- Jerzmańska A., Kotlarczyk J., 1968. Zespoły ichtiofauny z warstw menilitowych Karpat jako wskaźnik zmian środowiska sedymentacyjnego. *Rocznik Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, 38: 39–66.
- Jirman P., Geršlová E., Bubík M., Sachsenhofer R.F., Medvecká L., 2020. Source rock potential of the Oligocene Menilite Formation in the Czech sector of the Subsilesian Unit (Flysch Carpathians). *Geologica Carpathica*, 71(5): 402–417.
- Jirman P., Geršlová E., Bubík M., Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Więclaw D.M., 2019. Depositional environment and hydrocarbon potential of the Oligocene Menilite Formation in the Western Carpathians: A case study from the Loučka section (Czech Republic). *Marine and Petroleum Geology*, 107: 334–350. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.05.034.
- Jucha S., 1969. Łupki jasielskie, ich znaczenie dla stratygrafii i sedymentologii serii menilitowo-krośnieńskiej (Karpaty fliszowe). *Prace Geologiczne*, 52: 1–128.
- Jucha S., Kotlarczyk J., 1958. Próba nowego podziału stratygraficznego serii menilitowej i warstw krośnieńskich. *Nafta*, 8.

- Knaust D., Langbein R., 1995. Pot Casts in the Upper Muschelkalk (Middle Triassic) of Weimar/Thuringia – Composition, Microfabrics and Diagenesis. *Facies*, 33: 151–166.
- Köster J., Kotarba M., Lafargue E., Kosakowski P., 1998a. Source rock habitat and hydrocarbon potential of Oligocene Menilite Formation (Flysch Carpathians, SE Poland): an organic geochemical and isotope approach. *Organic Geochemistry*, 29: 543–558. DOI: 10.1016/S0146-6380(98)00059-X.
- Köster J., Rospondek M., Schouten S., Kotarba M., Zubrzycki A., Damsté J.S., 1998b. Biomarker geochemistry of a foredeep basin: the Oligocene Menilite Formation in SE Poland. *Organic Geochemistry*, 29: 649–669. DOI: 10.1016/S0146-6380(98)00182-X.
- Koltun Y., 1992. Organic matter in Oligocene Menilite Formation rocks of the Ukrainian Carpathians: paleoenvironment and geochemical evolution. *Organic Geochemistry*, 18: 423–430. DOI: 10.1016/0146-6380(92)90105-7.
- Koltun Y., Espitalie J., Kotarba M., Roure F., Ellouz N., Kosakowski P., 1998. Petroleum generation in the Ukrainian External Carpathians and adjacent foreland. *Journal of Petroleum Geology*, 21: 265–268. DOI: 10.1111/j.1747-5457.1998.tb00782.x.
- Kosakowski P., Koltun Y., Machowski G., Poprawa P., Papiernik B., 2018. The geochemical characteristics of the Oligocene–Lower Miocene Menilite Formation in the Polish and Ukrainian Outer Carpathians: a review. *Journal of Petroleum Geology*, 41: 319–335. DOI: 10.1111/jpg.12705.
- Koszarski L., Sikora W., Wdowiarz S., 1974. The Flysch Carpathians. Polish Carpathians. [W:] Mahel M., (ed.), Tectonics of Carpathian–Balkan Regions. *Geologický Ústav Dioniza Štura, Bratislava*, 180–197.
- Koszarski L., Żytka K., 1961. Łupki jasielskie w serii menilitowo-krośnieńskiej w Karpatach Środkowych. *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, 166: 85–232.
- Kotarba M.J., Koltun Y.V., 2006. The origin and habitat of hydrocarbons of the Polish and Ukrainian parts of the Carpathian Province. [In:] Golonka J., Picha F.J. (eds.), The Carpathians and their foreland: Geology and hydrocarbon resources. *AAPG Memoir*, 84: 395–442.
- Kotarba M.J., Więclaw D., Dziadzio P., Kowalski A., Kosakowski P., Bilkiewicz E., 2014. Organic geochemical study of source rocks and natural gas and their genetic correlation in the eastern part of the Polish Outer Carpathians and Palaeozoic–Mesozoic basement. *Marine and Petroleum Geology*, 56: 97–122. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2014.03.014.
- Kotarba M.J., Więclaw D., Bilkiewicz E., Dziadzio P., Kowalski A., 2017. Genetic correlation of source rocks and natural gas in the Polish Outer Carpathians and Paleozoic–Mesozoic basement east of Krakow (southern Poland). *Geological Quarterly*, 61: 795–824. DOI:10.7306/gq.1367.
- Kotarba M.J., Więclaw D., Dziadzio P., Kowalski A., Bilkiewicz E., Kosakowski P., 2013. Organic geochemical study of source rocks and natural gas and their genetic correlation in the central part of the Polish Outer Carpathians. *Marine and Petroleum Geology*, 45: 106–120. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2013.04.018.
- Kotarba M.J., Więclaw D., Koltun Y.V., Marynowski L., Kuśmierk J., Dudok I.V., 2007. Organic geochemical study and genetic correlation of natural gas, oil and Menilite source rocks in the area between San and Stryi rivers (Polish and Ukrainian Carpathians). *Organic Geochemistry*, 38: 1431–1456. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2007.03.012.
- Kotlarczyk J., Kaczmarek I., 1987. Two diatom horizon in the Oligocene and (?) Lower Miocene of the Polish Outer Carpathians. *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, 57: 143–188.
- Kotlarczyk J., Brożek M., Michalski M., 1986. Diatomity polskich Karpat – wykształcenie, jakość, przeróbka i zastosowanie. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, 2(3–4).
- Kotlarczyk J., Uchman A., 2012. Integrated ichnology and ichthyology of the Oligocene Menilite Formation, Skole and Subsilesian nappes, Polish Carpathians: A proxy to oxygenation history. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 331–332: 104–118. DOI: 10.1016/j.palaeo.2012.03.002.
- Kotlarczyk J., 1966. Poziom diatomitowy z warstw krośnieńskich na tle budowy geologicznej jednostki skolskiej w Karpatach polskich. *Studia Geologica Polonica*, 19: 1–129.
- Kotlarczyk J., 1985. An outline of the stratigraphy of marginal tectonic units of the Carpathian orogen the Rzeszów–Przemyśl area. Second day: Baranów–Rzeszów–Błażowa–Przemyśl. Stop 10: The Dynów Marls, Łysa Góra, Straszylde. [w:] Kotlarczyk J. (ed.), Geotraverse Kraków–Baranów–Rzeszów–Przemyśl–Ustrzyki Dolne–Komańcza–Dukla. Guide to excursion 4, Carpatho-Balkan Geological Association, XIII Congress, Cracow, Poland. *Geological Institute*, 39–64, 100–102.
- Kotlarczyk J., 1988. Problemy sedimentologii, stratygrafii i tektoniki Karpat Przemyskich oraz ich najbliższego przedpola. (In Polish). [In:] Kotlarczyk J., Pękala K., Gucik S. (eds). Karpaty Przemyskie. Przewodnik 59 Zjazdu Polskiego Towarzystwa Geologicznego, Przemyśl, 16–18.IX.1988, Państwowy Instytut Geologiczny. *Wydawnictwo Akademii Górniczo-Hutniczej, Kraków*, 23–62.
- Kotlarczyk J., Jerzmańska A., Świdnicka E., Wiszniowska T., 2006. A framework of ichthyofaunal ecostratigraphy of the Oligocene–Early Miocene strata of the Polish Outer Carpathian basin. *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, 76: 1–111.
- Kotlarczyk J., Leśniak T., 1990. Dolna część formacji menilitowej z poziomem diatomitów z Futomy w jednostce skolskiej polskich Karpat. *AGH, Instytut Geologii i Surowców Mineralnych. Wydawnictwo Akademii Górniczo-Hutniczej*, 1–74.
- Książkiewicz M., 1975. Bathymetry of Carpathian flysch basin. *Acta Geologica Polonica*, 25: 309–367.
- Kuśmierk J., 1979. Deformacje grawitacyjne, nasunięcia wsteczne a budowa wgłębna i perspektywy naftowe przedpola jednostki dukielskiej w Bieszczadach. *Prace Geologiczne Komisji Nauk Geologicznych PAN*, 1–67.
- Lazar O.R., Bohacs K.M., Macquaker J.H.S., Schieber J., Demko T.M., 2015. Capturing key attributes of fine-grained sedimentary rocks in outcrops, cores, and thin sections: Nomenclature and description guidelines. *Journal of Sedimentary Research*, 85: 230–246. DOI: 10.2110/jsr.2015.11.
- Lazar O.R., Bohacs K.M., Schieber J., Macquaker J.H.S., Demlo T.M., 2012. Mudstone Primer: Lithofacies variations, diagnostic criteria, and sedimentologic–stratigraphic implications at lamina to bedset scale. *SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology*, 12: 1–199. DOI: 10.2110/SEPMCS12.
- Lowe D.R., 1982. Sediment gravity flows. II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology*, 52: 279–297. DOI: 10.1306/212F7F31-2B24-11D7-8648000102C1865D.
- Matyasik I., 1994. Geochemical studies on menilitic, inoceranian, and spas beds of the Skole unit of the Carpathians flysch. *Nafta-Gaz*, 6: 234–244.
- Matyasik I., 2009. Oil system of the Silesian and Dukla unit in the Jasło–Krosno–Sanok area. *Nafta-Gaz*, 3: 201–206.
- Matyasik I., 2011. Biomarkery w charakterystyce genetycznej systemów naftowych. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu*, 177: 1–220.
- Matyasik I., Dziadzio P., Steczko A., 2003. A petroleum system assessment of the middle, outer Polish Carpathians – geochemical analysis of oils and source rocks and oil to source rock correlation by biomarker distributions. *21 IMOG 2003, Book of Abstracts Part II*, 85–86.

- Matyasik I., Dziadzio P.S., 2006. Reconstruction of petroleum system based on integrated geochemical and geological investigation: selected examples from middle Outer Carpathians in Poland. [W:] Golonka J., Picha F.J., (eds.), *The Carpathians and Their Foreland: Geology and Hydrocarbon Resources. American Association of Petroleum Geologists Memoir 84* (CD Edition), 497–518.
- Matyasik I., Kupisz L., 1996. Geological-geochemical generation conditions of menilite beds of the Strzyżów depression. *Nafta-Gaz*, 11: 469–479.
- Matyasik I., Steczko A., 2004. Existence and variability of specific biomarkers in source rocks of the Carpathians flysch formations. *Nafta-Gaz*, 9: 451–456.
- Matyasik I., Steczko A., 2008. The use of biomarkers in geochemical correlation of oils from Bóbrka-Rogi and Iwonicz Zdrój reservoirs combined with the genetic characteristic of source rocks. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 4: 4–11.
- Melinte M., 2005. Oligocene palaeoenvironmental changes in the Romanian Carpathians, revealed by calcareous nannofossils. *Studia Geologica Polonica*, 124: 341–352.
- Middleton G.V., Hampton M.A., 1973. Sediment gravity flows: mechanics of flow and deposition. [In:] (Eds. Middleton G.V., Bouma A.H.), *Turbidites and deep water sedimentation. Short course notes. Pacific Sect. Soc. Econ. Paleont. Mineral.*, 1–38.
- Morales J.A., Gutiérrez-Mas J.M., Borrego J., Rodríguez-Ramírez A., 2011. Sedimentary characteristics of the Holocene tsunamigenic deposits in the coastal systems of the Cadiz Gulf (Spain). [W:] Mörrer N-A (ed). *The Tsunami threat: research and technology. Rijeka*, 237–258.
- Morales J.A., 2022. Coastal Geology. *Springer Textbooks in Earth Sciences, Geography and Environment (eBook)*, 1–463. DOI: 10.1007/978-3-030-96121-3.
- Mosbrugger V., Utescher T., 2005. Cenozoic continental climatic evolution of Central Europe. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 102(42): 14964–14969. DOI:10.1073/pnas.0505267102.
- Munnecke A., Westphal H., Elrick M., Reijmer J.J.G., 2001. The mineralogical composition of precursor sediments of calcareous rhythmites: a new approach. *International Journal of Earth Sciences*, 90: 795–812. DOI:10.1007/s005310000137.
- Myrow P.M., Southard J.B., 1996. Tempestite deposition. *Journal of Sedimentary Research*, 66: 875–887. DOI: 10.1306/D426842D-2B26-11D7-8648000102C1865D.
- Myrow P.M., 1992a. Bypass-zone tempestite facies model and proximity trends for an ancient muddy shoreline and shelf. *Journal of Sedimentary Petrology*, 62: 99–115. DOI: 10.1306/D426789D-2B26-11D7-8648000102C1865D.
- Myrow P.M., 1992b. Pot and gutter casts from the Chapel Island Formation, southeast Newfoundland. *Journal of Sedimentary Petrology*, 62: 992–1007. DOI: 10.2110/jsr.62.992.
- Myrow P.M., 1994. Pot and gutter casts from the Chapel Island Formation, southeast Newfoundland – Reply. *Journal of Sedimentary Petrology*, A64: 708–709. DOI: 10.1306/D4267E92-2B26-11D7-8648000102C1865D.
- Myrow P.M., 2003. Gutters and Gutter Casts. [W:] Middleton G.V. (ed.), *Encyclopedia of Sediments and Sedimentary Rocks. Kluwer Academic Publishers*, 353–354.
- Myrow P., 2005. Sedimentary environments. Storms and Storm Deposits. [In:] Shelley R.C., Cocks L.R.M., Plimer I.R. (Eds.), *Encyclopedia of Geology. Elsevier, Academic Press*. DOI: 10.1016/B0-12-369396-9/00488-3.
- Nemčok M., Nemčok J., Wojtaszek M., Ludhová L., Klecker R.A., Sercombe W.J., Coward M.P., Keith Jr. J.F., 2000. Results of 2D balancing along 20 and 21 30' longitude and pseudo-3D in the Smilno tectonic window: implications for shortening mechanisms of West Carpathians accretionary wedge. *Geologica Carpathica*, 51: 281–300.
- Nohl T., Jarochowska E., Munnecke A., 2019. Revealing the genesis of limestone-marl alternations: A Taphonomic approach. *Palaios*, 34: 15–31. DOI: 10.2110/palo.2018.062.
- Oldershaw A.E., 1968. Electron-microscopic examination of namurian bedded cherts, North Wales (Great Britain). *Sedimentology*, 10: 255–272. DOI:10.1111/j.1365-3091.1968.tb00834.
- Pastucha M., 2013. Facje, profil i geneza utworów ogniwa z Dynowa oraz ogniwa z Rudawki formacji menilitowej (oligocen) na obszarze Ustrzyki Dolne–Krościenko, Karpaty. *Praca magisterska, Arch. UJ. Wydział Geografii i Geologii*. <https://ruj.uj.edu.pl/entities/publication/4ce391e0-b0ae-4dae-be75-bd6f2d8d2f43>.
- Pérez-López A., 2001. Significance of pot and gutter casts in a Middle Triassic carbonate platform, Betic Cordillera, southern Spain. *Sedimentology*, 48: 1371–1388. DOI: 10.1046/j.1365-3091.2001.00425.x.
- Peters K.E., Moldowan J.M., 1993. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. *Prentice Hall, Englewood Cliffs*.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M., 2005. The Biomarker Guide Vol. 1: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. 2nd Edition, *Cambridge University Press, New York*.
- Pickering K.T., Stow D.A.V., Watson M.P., Hiscott R.N., 1986. Deep-water facies, processes and models: a review and classification scheme for modern and ancient sediments. *Earth-Science Reviews*, 23: 75–174. DOI: 10.1016/0012-8252(86)90001-2.
- Pisciotta K.A., Garrison R.E., 1981. Lithofacies and Depositional Environments of the Monterey Formation, California. [In:] Garrison R.E., Douglas R.G. (eds.), *The Monterey Formation and Related Siliceous Rocks of California. SEPM Research Symposium Society for Sedimentary Geology, Tulsa*, 97–122. DOI: 10.1306/2F919E31-16CE-11D7-8645000102C1865D.
- Pisera A., 1991. Upper Jurassic sponge megafacies in Spain: preliminary report. [In:] Reitner J., Keupp H. (Eds.), *Fossil and Recent Sponges. Springer-Verlag, Berlin*, 486–497.
- Pittet B., Strasser A., Mattioli E., 2000. Depositional sequences in deep-shelf environments: a response to sea-level changes and shallow-platform carbonate productivity (Oxfordian, Germany and Spain). *Journal of Sedimentary Research*, 70: 392–407. DOI: 10.1306/2DC40918-0E47-11D7-8643000102C1865D.
- Popov S.V., Studencka B., 2015. Brackish-water Solenovian mollusks from the lower Oligocene of the Polish Carpathians. *Journal of Paleontology*, 49: 342–355.
- Pupp M., Bechtel A., Gratzner R., Heinrich M., Kozak S., Lipiarski P., Sachsenhofer R.F., 2018. Depositional environment and petroleum potential of Oligocene rocks in the Waschberg Zone (Austria). *Geologica Carpathica*, 69: 410–436. DOI:10.1515/geoca-2018-0024.
- Rauball J.F., Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Coric S., Gratzner R., 2019. The Oligocene-Miocene Menilite formation in the Ukrainian Carpathians: a world –class source rock. *Journal of Petroleum Geology*, 42: 393–416. DOI:10.1111/jpg.12743.
- Roca E., Bessereau G., Jawor E., Kotarba M., Roure F., 1995. Pre-neogene evolution of the western Carpathians: constraints from the Bochnia-Tatra Mountains section (Polish Western Carpathians). *Tectonics*, 14: 855–873. DOI: 10.1029/95TC00828.
- Rögl F., 1999. Mediterranean and Paratethys. Facts and hypotheses of an Oligocene to Miocene paleogeography (short overview). *Geologica Carpathica*, 50: 339–349.

- Sachsenhofer R.F., Popov S.V., Ćorić S., Mayer J., Misch D., Morton M.T., Pupp M., Rauball J., Tari G., 2018. Paratethyan petroleum source rocks: an overview. *Journal of Petroleum Geology*, 41(3): 219–246. DOI: 10.1111/jpg.12702.
- Schieber J., Miclăuș C., Seserman A., Liu B., Teng J. 2019. When a mudstone was actually a “sand”: Results of a sedimentological investigation of the bituminous marl formation (Oligocene), Eastern Carpathians of Romania. *Sedimentary Geology*, 384: 12–28. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2019.02.009.
- Schulz H.-M., Bechtel A., Rainer T., Sachsenhofer R.F., Struck U., 2004. Paleooceanography of the western Central Paratethys during nannoplankton zone NP 23. *Geologica Carpathica*, 55: 311–323.
- Shanmugam G., 2017. Global case studies of soft-sediment deformation structures (SSDS): definitions, classifications, advances, origins, and problems. *Journal of Palaeogeography*, 6: 251–320. DOI: 10.1016/j.jop.2017.06.004.
- Ślaczka A., Unrug R., 1966. Z badań nad strukturami sedymentacyjnymi i petrografią niektórych serii piaskowcowych z łupków menilitowych Karpát. *Rocznik Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, 36: 155–180.
- Ślaczka A., Kaminski M.A., 1998. A Guidebook to Excursions in the Polish Flysch Carpathians. Field Trips for Geoscientists. *Grzybowski Foundation Special Publications*, 6: 1–173.
- Studencka B., Sergey V., Popov V.S., Bieńkowska-Wasiluk M., Wasiluk R., 2016. Oligocene bivalve faunas from the Silesian Nappe, Polish Outer Carpathians: evidence of the early history of the Paratethys. *Geological Quarterly*, 60(2): 317–340. DOI: 10.7306/gq.1296.
- Sugitani K., Yamamoto K., Adachi M., Kawabe I., Sugisaki R., 1998. Archean cherts derived from chemical, biogenic and clastic sedimentation in a shallow restricted basin – examples from the Gorge Creek Group in the Pilbara Block. *Sedimentology*, 45: 1045–1062. DOI:10.1046/j.1365-3091.1998.00198.x.
- Talling P.J., Masson D.G., Sumner E.J., Malgesini G., 2012. Subaqueous sediment density flows: Depositional processes and deposit types. *Sedimentology*, 59: 1937–2003. DOI:10.1111/j.1365-3091.2012.01353.x.
- ten Haven H.L., Lafargue E., Kotarba M., 1993. Oil/oil and oil/source rock correlations in the Carpathian Foredeep and Overthrust, south-east Poland. *Organic Geochemistry*, 20: 935–959. DOI:10.1016/0146-6380(93)90105-K.
- Tucker M.E., 1991. Sedimentary Petrology. An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks, 2nd ed. *Blackwell Scientific Publications, Oxford*.
- Unrug R., 1980. Ancient contourites in the Menilite Beds (Oligocene) of the Carpathian Flysch, Poland. *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, 50: 175–182.
- Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Rahmanian V.D., 1990. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high resolution correlation of time and facies. *AAPG Methods Exploration Series*, 7: 1–55.
- Walker L.J., Wilkinson B.H., Ivany L.C., 2002. Continental drift and Phanerozoic carbonate accumulation in shallow-shelf and deep-marine settings. *Journal of Geology*, 110: 75–87. DOI:10.1086/324318.
- Wójcik-Tabol P., Oszczytko-Clowes M., Uchman A., Pratkowiecka W., Dziubińska B., 2023. Maceral and calcareous nannofossil assemblages as proxies of late Rupelian (Oligocene) environmental changes in the Paratethys: An example from a section of the Menilite Formation in the northern Outer Carpathians. *Marine and Petroleum Geology*, 156: 106448. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2023.106448.
- Żytka K. (red.), 1973. Przewodnik geologiczny po wschodnich Karpatach fliszowych. *Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa*. Wycieczki nr 6 i 10: 121–178.

Nafta-Gaz 2026, tom 82, nr 4, s. 332–338, DOI: 10.18668/NG.2026.04.02

Zastosowanie map T_1 – T_2 jądrowego rezonansu magnetycznego do identyfikacji mediów złożowych w konwencjonalnych piaskowcach szydłowieckich

Application of T_1 – T_2 nuclear magnetic resonance maps for identification of reservoir fluids in conventional Szydłowiec sandstones

Kamil Hebda, Urszula Zagórska, Joanna Mglej

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Rozróżnienie mediów złożowych wypełniających pory skalne jest kluczowe dla oceny potencjału produkcyjnego złóż węglowodorów. Szczególnie istotne jest oddzielenie nieruchomych faz węglowodorowych – bituminów i kerogenu – od faz ruchomych, pozwalające na ocenę jakości zbiornika i możliwości eksploatacyjnych. Metody laboratoryjne takie jak ekstrakcje Deana–Starka czy metoda retortowa umożliwiają oznaczenie ilościowe zawartości płynów, lecz za ich pomocą nie można określić, jakie pory są zajmowane przez dane medium w skale. W tym kontekście dwuwymiarowe analizy map T_1 – T_2 NMR oferują nieniszczące i szybkie narzędzie do identyfikacji różnych populacji płynów w porach skał w postaci charakterystycznych pól (modów). Celem pracy było porównanie oraz rozróżnienie położenia na mapach T_1 – T_2 pól, które odpowiadają różnym mediom nasycającym próbki: solankom i ropom naftowym o zróżnicowanych właściwościach fizykochemicznych w konwencjonalnych skałach zbiornikowych. Do badań laboratoryjnych wytypowano białe i czerwone piaskowce szydłowieckie, charakteryzujące się dobrymi parametrami petrofizycznymi. Próbkę została nasycona w warunkach laboratoryjnych solanką o stężeniu 50 g/l, lekkimi ropami o różnej gęstości i lepkości oraz ropą ciężką. Pomiar T_1 – T_2 wykonano za pomocą niskopolewego spektrometru NMR o częstotliwości rezonansowej 2 MHz. Uzyskane wyniki wykazały, że mapy T_1 – T_2 umożliwiają rozróżnienie mediów nasycających badane piaskowce. W przypadku białych piaskowców ciężka ropa, solanka i lekkie ropy zajmowały odrębne obszary na mapach T_1 – T_2 , co pozwalało na jednoznaczną identyfikację poszczególnych populacji sygnału. Ciężka ropa charakteryzowała się krótszym czasem relaksacji T_2 oraz wyższym stosunkiem T_1/T_2 , natomiast lekkie ropy wykazywały dłuższe czasy T_2 i niższy stosunek T_1/T_2 . Próby

nasycone solanką także tworzyły grupę o charakterystycznych parametrach relaksacyjnych. W czerwonych piaskowcach szydłowieckich również możliwe było rozróżnienie mediów, choć separacja była mniej jednoznaczna w porównaniu z białymi piaskowcami. Badania potwierdzają, że mapy T_1 – T_2 NMR mogą być stosowane do identyfikacji i rozróżniania mediów wypełniających pory w zbiornikach konwencjonalnych ze złóż węglowodorów. Wyniki stanowią podstawę do dalszych analiz i interpretacji map T_1 – T_2 w badaniach laboratoryjnych skał zbiornikowych.

Słowa kluczowe: jądrowy rezonans magnetyczny (NMR), mapy T_1 – T_2 , identyfikacja mediów złożowych, konwencjonalne skały zbiornikowe.

ABSTRACT: Distinguishing reservoir fluids occupying rock pore space is crucial for evaluating the production potential of hydrocarbon reservoirs. In particular, the separation of immobile hydrocarbon phases, such as bitumen and kerogen, from mobile phases is essential for assessing both reservoir quality and production feasibility. Laboratory methods such as Dean–Stark extraction and retort analysis allow for the quantitative determination of fluid content; however, they do not provide information on the pore systems occupied by individual fluids within the rock. In this context, two-dimensional T_1 – T_2 NMR mapping offers a rapid, non-destructive tool for identifying distinct fluid populations within rock pores as characteristic regions (modes). The aim of this study was to compare and distinguish the regions corresponding to different saturating media on T_1 – T_2 maps, including brine and crude oils with varying physicochemical properties, in conventional reservoir rocks. White and red Szydłowiec sandstones from Poland characterised by favourable petrophysical properties, were selected for laboratory investigation. The samples were saturated under laboratory conditions with brine containing 50 g/L of dissolved salts, light crude oils with varying densities and viscosities, and heavy crude oil. The T_1 – T_2 measurements were performed using a low-field NMR spectrometer operating at a resonance frequency of 2 MHz. The results showed that T_1 – T_2 maps enable effective differentiation between the saturating media in the investigated sandstones. In white Szydłowiec sandstones, heavy oil, brine, and light oils occupied distinct regions on the T_1 – T_2 maps, allowing the individual signal populations to be identified unambiguously. Heavy oil was characterised by shorter T_2 relaxation times and a higher T_1/T_2 ratio, whereas light oils exhibited longer T_2 relaxation times and a lower T_1/T_2 ratio. Brine-saturated samples also formed a group with characteristic relaxation parameters. In red Szydłowiec sandstones, differentiation between the saturating media was still possible, although the separation was less distinct than in the white sandstones. The study confirms that T_1 – T_2 NMR maps can be effectively used to identify and differentiate pore-filling media in conventional reservoir rocks. The results provide a basis for further analysis and interpretation of T_1 – T_2 maps in laboratory studies of reservoir rocks.

Key words: Nuclear magnetic resonance (NMR), T_1 – T_2 maps, reservoir fluid identification, conventional reservoir rocks.

Literatura

- CBloembergen N., Purcell E.M., Pound R.V., 1948. Relaxation effects in nuclear magnetic resonance absorption. *Physical Review*, 73: 679. DOI: 10.1103/PhysRev.73.679.
- Elsayed M., Glatz G., El-Husseiny A., Alqubalee A., Adebayo A., Al-Garadi K., Mahmoud M., 2020. The effect of clay content on the spin-spin NMR relaxation time measured in porous media. *ACS Omega*, 5: 6545–6555. DOI: 10.1021/acsomega.9b04228.
- Enjilela R., Guo J., MacMillan B., Marica F., Afrough A., Balcom B., 2021. T_1 – T_2^* relaxation correlation measurements. *Journal of Magnetic Resonance*, 326: 106961. DOI: 10.1016/j.jmr.2021.106961.
- Fleury M., 2014. Characterization of shales with low field NMR. *International Symposium of the Society of Core Analysts, Avignon, France*.
- Fleury M., Romero-Sarmiento M., 2016. Characterization of shales using T_1 – T_2 NMR maps. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 137: 55–62. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.11.006.
- Ge X., Fan Y., Chen H., Deng S., Cao Y., Aleem Zahid M., 2015. Probing the influential factors of NMR T_1 – T_2 spectra in the characterization of the kerogen by numerical simulation. *Journal of Magnetic Resonance*, 260: 54–66. DOI: 10.1016/j.jmr.2015.08.026.
- Guo J., Xie R., 2018. Numerical Investigations of NMR T_1 – T_2 Map in Two-Phase Fluid-Bearing Tight Sandstone. *Applied Magnetic Resonance*, 50: 479–495. DOI: 10.1007/s00723-018-1098-7.
- Habina I., Radzik N., Topór T., Krzyżak A.T., 2017. Insight into oil and gas-shales compounds signatures in low field 1H NMR and its application in porosity evaluation. *Microporous Mesoporous Materials*, 252: 37–49. DOI: 10.1016/j.micromeso.2017.05.054.
- Handwerger D.A., Willberg D., Pagels M., Rowland B., Keller J.F., 2012. Reconciling Retort versus Dean Stark Measurements on Tight Shales. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2012*. DOI: 10.2118/159976-MS.
- Jiang H., Daigle H., Tian X., Pyrcz M.J., Griffith C., Zhang B., 2019. A comparison of clustering algorithms applied to fluid characterization using NMR T_1 – T_2 maps of shale. *Computers & Geosciences*, 126: 52–61. DOI: 10.1016/j.cageo.2019.01.021.
- Katika K., Saidian M., Fabricius I.L., 2016. Wettability of Chalk and Argillaceous Sandstones Assessed from T_1/T_2 Ratio. *78th EAGE Conference & Exhibition 2016, Vienna, Austria*.
- Khatibi E., Ostadhassan M., Xie Z.H., Gentzis T., Bubach B., Gan Z., Carvajal-Ortiz H., 2019. NMR relaxometry a new approach to detect geochemical properties of organic matter in tight shales. *Fuel*, 235: 167–177. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.07.100.
- Kłaja J., Drabik K., Przelaskowska A., 2017. Badanie różnych typów skał klastycznych metodą NMR przy zastosowaniu spektrometrów pracujących z częstotliwością rezonansową 2 MHz, 8 MHz i 23 MHz. *Nafta-Gaz*, 3: 151–156. DOI: 10.18668/NG.2017.03.01.
- Li J., Huang W., Lu S., Wang M., Chen G., Tian W., Guo Z., 2018. Nuclear Magnetic Resonance T_1 – T_2 Map Division Method for Hydrogen-Bearing Components in Continental Shale. *Energy & Fuels*, 32(9): 9043–9054. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b01541.
- Li J., Wang M., Fei J., Xu L., Shao H., Li M., Tian W., Lu S., 2022. Determination of in situ hydrocarbon contents in shale oil plays. Part 2: Two-dimensional nuclear magnetic resonance (2D NMR) as a potential approach to characterize preserved cores. *Marine and Petroleum Geology*, 145: 105890. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105890.
- Mukhametdinova A., Habina-Skrzyniarz I., Kazak A., Krzyżak A., 2021. NMR relaxometry interpretation of source rock liquid saturation – A holistic approach. *Marine and Petroleum Geology*, 132: 105165. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105165.
- Rylander E., Singer Philip M., Jiang T., Lewis R., 2013. NMR T_2 Distributions in the Eagle Ford Shale: Reflections on Pore Size. *SPE Unconventional Resources Conference-USA, The Woodlands, Texas, USA*. DOI: 10.2118/164554-MS.
- Silletta E.V., Vila G.S., Domené E.A., Velasco M.I., Bedini P.C., Garro-Linck Y., Masiero D., Monti G.A., Acosta R.H., 2022. Organic matter detection in shale reservoirs using a novel pulse sequence for T_1 – T_2 relaxation maps at 2 MHz. *Fuel*, 312: 122863. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.122863.
- Tinni A., Sondergeld C., Rai C., 2014. NMR T_1 – T_2 response of moveable and non-moveable fluids in conventional and unconventional rocks. *International Symposium of the Society of Core Analysts, Avignon, France*.
- Wang M., Li M., Li J.-B., Xu L., Zhang J., 2022. The key parameter of shale oil resource evaluation: oil content. *Petroleum Science*, 19(4): 1443–1459. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.03.006.

- Washburn K.E., Birdwell J.E., 2013. Updated methodology for nuclear magnetic resonance characterization of shales. *Journal of Magnetic Resonance*, 233: 17–28. DOI: 10.1016/j.jmr.2013.04.014.
- Zamiri M.S., MacMillan B., Marica F., Guo J., Romero-Zerón L., Balcom B.J., 2021. Petrophysical and geochemical evaluation of shales using magnetic resonance T_1 – T_2^* relaxation correlation. *Fuel*, 284: 119014. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119014.
- Zhang P., Lu S., Li J., Chang X., 2020. 1D and 2D Nuclear magnetic resonance (NMR) relaxation behaviors of protons in clay, kerogen and oil-bearing shale rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 114: 104210. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.104210.
- Zhang P.-F., Lu S.-F., Wang J.-J., Li W.-B., Yin Y.-J., Chen G.-H., Zhou N.-W., Wu H., 2024. Microscopic occurrence and distribution of oil and water in situ shale: Evidence from nuclear magnetic resonance. *Petroleum Science*, 21(6): 3675–3691. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.04.007.

Nafta-Gaz 2026, tom 82, nr 4, s. 339–348, DOI: 10.18668/NG.2026.04.03

Zagrożenia i utrudnienia tworzenia magazynów BTES wynikające z budowy geologicznej

Threats and difficulties in creating BTES storage facilities resulting from the geological structure

Agnieszka Moska, Mariusz Miziołek, Bogdan Filar, Tadeusz Kwilosz

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Rosnący udział odnawialnych źródeł energii w systemach energetycznych zwiększa znaczenie technologii magazynowania energii. W przypadku energii cieplnej jednym ze stosowanych rozwiązań jest jej podziemne magazynowanie w formacjach geologicznych (ang. underground thermal energy storage, UTES). Zasada działania takiego magazynowania polega na przekazywaniu energii cieplnej ośrodkowi w czasie nadwyżki energii, a następnie na jej odbieraniu w okresie zwiększonego zapotrzebowania. W artykule scharakteryzowano trzy główne typy podziemnych magazynów energii cieplnej: ATES, CTES i BTES, a następnie przeprowadzono przegląd literatury dotyczącej przykładów magazynowania energii cieplnej w odwiertach (BTES). Określono zagrożenia i utrudnienia związane z tworzeniem magazynów BTES wynikające z budowy geologicznej. Przedstawiono zakres cech i parametrów istotnych w procesie klasyfikacji obiektów do funkcji magazynu ciepła BTES. W procesie typowania struktur geologicznych do funkcji BTES należy uwzględnić szereg cech i parametrów opisujących daną strukturę od strony lokalizacyjnej, geologicznej, hydrogeologicznej oraz parametrycznej. Obszary oceny podzielono na cztery zasadnicze grupy tematyczne: ocenę lokalizacji BTES w odniesieniu do ogólnej budowy geologicznej rejonu badań oraz źródła ciepła; szczegółową analizę i ocenę budowy geologicznej w wybranej lokalizacji BTES, w tym: stratygrafii, tektoniki, budowy strukturalnej oraz litologii; ocenę warunków hydrogeologicznych w poziomie magazynowym oraz w warstwach sąsiadujących; ocenę parametrów petrofizycznych i cieplnych skał poziomu magazynującego oraz poziomów okalających. Poszczególne cechy struktury geologicznej mogą mieć dla BTES znaczenie pozytywne albo negatywne lub – w zależności od wielkości danego elementu – zmienne, a ich waga dla wyboru struktury jest różna. Przedstawiona w artykule analiza wskazuje, że typowanie struktury geologicznej do budowy magazynu BTES wymaga wzięcia pod uwagę szeregu cech i parametrów, które opisują daną strukturę, a wybór lokalizacji magazynu BTES powinien opierać się na ocenie, która minimalizuje ryzyko i maksymalizuje efektywność, przy uwzględnieniu zarówno korzyści, jak i ograniczeń wynikających z warunków geologicznych.

Słowa kluczowe: BTES, podziemne magazyny energii.

ABSTRACT: The increasing share of renewable energy sources in energy systems has highlighted the importance of energy storage technologies. For thermal energy, one of the most widely adopted solutions is Underground Thermal Energy Storage (UTES) in geological formations. Its operating principle involves transferring thermal energy to the medium during periods of energy surplus and then recovering it during periods of increased demand. This article describes three main types of underground thermal energy storage: ATES, CTES, and BTES, and then reviews the literature on examples of borehole thermal energy storage (BTES). The paper identifies the risks and difficulties associated with the development of BTES storage systems arising from the geological structure. A range of features and parameters relevant to the classification of sites for BTES heat storage are presented. The process of selecting geological structures for BTES should take into account a number of features and parameters describing a given structure in terms of locational, geology, hydrogeology, and relevant parameters. These areas of assessment were divided into four main thematic groups: assessment of the BTES location in relation to the general geological structure of the study area and the heat source; detailed analysis and assessment of the geological structure at the selected BTES location, including stratigraphy, tectonics, structural geology, and lithology; assessment of hydrogeological conditions in the storage horizon and adjacent layers; and assessment of the petrophysical and thermal parameters of the rocks in the storage horizon and surrounding horizons. Individual features of the geological structure may have a positive or negative impact on BTES, or, depending on the magnitude of a given element, a variable impact, and their importance in the selection of the structure varies. The analysis presented in this article indicates that selecting a geological structure for the construction of a BTES storage facility requires consideration of a number of features and parameters describing the given structure, and that the selection of a BTES storage location should be based on an assessment that minimizes risk and maximizes efficiency, taking into account both the benefits and constraints resulting from geological conditions.

Key words: BTES, Underground Thermal Energy Storage.

Literatura

- Akhmetov B., Georgiev A.G., Kaltayev A., Dzhomartov A.A., Popov R., Tungatarova M.S., 2016. Thermal energy storage systems – review. *Bulgarian Chemical Communications*, 48, Special Issue: 31–40.
- Baldini L., Weber R., 2018. High temperature seasonal BTES for effective load shifting and CO₂ emission reduction. *Eurosun 2018 – 12th International Conference on Solar Energy for Buildings and Industry, Rapperswil, Switzerland, September 10–13, 2018*.
- Baudoin A., 1988. Stockage intersaisonnier de chaleur dans le sol par batterie d'échangeurs baïonnette verticaux: modele de predimensionnement. *Reims*.
- Bauer D., Marx R., Nusbicker-Lux J., Ochs F., Heidemann W., Muller-Steinhagen H., 2010. German central solar heating plants with seasonal heat storage. *Solar Energy*, 84: 612–623. DOI: 10.1016/j.solener.2009.05.013.
- Borko K., Brenčič M., Savšek Z., Knez J., Vozelj A., Kisel G., Rman N., 2025. Insight into Aquifer and Borehole Thermal Energy Storage Systems for Slovenia's Energy Transitions. *Energies*, 18(5): 1019. DOI: 10.3390/en18051019.
- Cruikshank C.A., Baldwin C., 2022. Sensible thermal energy store. [W]: Letcher T.M. (ed.). *Storing Energy with Special Reference to Renewable Energy Sources*. Elsevier.
- Dalenback J.O., Hellstrom G., Lundin S., Nordell B., Dahm J., 2000. Borehole Heat storage for the Anneberg solar heated residential district in Danderyd, Sweden. *Proceedings 8th International Conference on Thermal Energy Storage Terrastock 2000, Stuttgart, Germany, 28 August – 1 September 2000*: 201–206.
- Fisch M.N., Guigas M., Dalenback J.O., 1998. A review of large-scale solar heating systems in Europe. *Solar Energy*, 63: 355–366. DOI: 10.1016/S0038-092X(98)00103-0.
- Florentini M., Baldini L., 2021. Control-oriented modelling and operational optimization of a borehole thermal energy storage. *Applied Thermal Engineering*, 199: 117518. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2021.117518.
- Gehlin S., 2016. Borehole Thermal Energy Storage. [W:] Rees S.J. (ed.). *Advances in Ground-Source Heat Pump Systems*. Woodhead Publishing: 295–327. DOI: 10.1016/B978-0-08-100311-4.00011-x.
- Gonet A., Śliwa T., Hendel J., 2012. Magazynowanie w górotworze ciepła pochodzącego z różnych źródeł. *AGH Drilling Oil Gas*, 29(1): 135–144.
- Jarzyna J.A., Baudzis S., Janowski M., Puskarczyk E., 2021. Geothermal Resources Recognition and Characterization on the Basis of Well Logging and Petrophysical Laboratory Data, Polish Case Studies. *Energies*, 14(4): 850. DOI: 10.3390/en14040850.
- Kvalsvik K.H., Ramstad R.K., Holmberg H., Kocbach J., 2025. Measurements and simulations of high temperature borehole thermal energy store in Drammen, Norway – evaluation of thermal losses and thermal barrier. *Geothermics*, 125, 130192. DOI: 10.1016/j.geothermics.2024.103192.
- Lundh M., Dalenback J.O., 2008. Swedish solar heated residential area with seasonal storage in rock: Initial evaluation. *Renew Energy*, 33: 703–711. DOI: 10.1016/J.RENENE.2007.03.024.
- Matthey B., Pilonel B., 1985. Solar assisted gas heat pump with ground coupled storage for twelve family houses. *Second Work. Sol. Assist. Heat Pumps with Gr. Coupled Storage, Proc., Ottawa, Canada: Public Works Canada*.
- Matthey B., 1988. Accumulateur saisonnier de chaleur solaire de 20000 m³ par sondes verticales sous un bâtiment industriel a Meyrin-Geneve. *Conference Int. sur le Stock. l'énergie pour le Chauff. le refroidissement*. 4: 561–565.
- Nilsson E., Rohdin P., 2019. Performance evaluation of an industrial borehole thermal Energy storage (BTES) project – Experiences from the first seven years of operation. *Renewable Energy*, 143: 1022–1034. DOI: 10.1016/j.renene.2019.05.020.
- Nordell B., 1994. Borehole heat store design optimization. *Lulea tekniska universitet*.
- Nordell B., Andersson O., Rydell L., Scorpo A.L., 2015. Long-term performance of the HTBTES in Emmaboda, Sweden. *Greenstock 2015 Int. Conf. Undergr. Therm. Energy Storage*, 19.05.2015–21.05.2015.
- Nordell B., 2000. Largescale Thermal Energy Storage. *WinterCities '2000, Energy and Environment*, 14.02.2000, Luleå, Szwecja.
- Olsson S., 1984. The Sunclay and Kullavik Projects – Heat Storage in Clay at Low and High Temperature. [W:] Den Ouden C. (ed.). *First E.C. Conf. Sol. Heat. Proc. Int. Conf., Amsterdam, April 30–May 4, 1984, Dordrecht: Springer Netherlands*: 894–898. DOI: 10.1007/978-94-009-6508-9_162.
- Paksoy H.Ö., Beyhan B., 2015. Thermal energy storage (TES) system for greenhouse technology. [W:] Cabeza L.F. (ed.). *Advances in Thermal Energy Storage Systems. Methods and Applications*. Woodhead Publishing Series in Energy, 66: 533–548.
- Peltola S.S., Lund P.D., Routti J.T., 1985. First year operating experience from Kerava solar village. *Int J Ambient Energy*, 6: 117–122.
- Rapantova N., Pospisil P., Koziolek J., Vojcinak P., Grycz D., Rozehnal Z., 2016. Optimisation of experimental operation of the borehole thermal energy storage. *Applied Energy*, 181: 464–476.
- Reuss M., Beuth W., Schmidt M., Schoelkopf W., 2006. Solar district heating with seasonal storage in Attenkirchen. *Proc. IEA Conf. ECOSTOCK, Richard Stock. Coll. Pomona, New Jersey, USA*.
- Reuss M., 2015. The use of borehole thermal energy storage (BTES) systems. [W:] Cabeza L.F. (ed.). *Advances in Thermal Energy Storage Systems*. Woodhead Publishing: 117–147. DOI: 10.1533/9781782420965.1.117.
- Schön J.H., 2011. Physical Properties of Rocks: A Workbook. *Handbook of Petroleum Exploration and Production*, vol. 8. Elsevier, Netherlands. <<https://archive.org/details/j.-h.-schon-physical-properties-of-rocks-a-workbook-handbook-of-petroleum-explor/page/n9/mode/2up>> (dostęp: 9.05.2025).
- Sibbitt B., McClenahan D., Djebbar R., Thornton J., Wong B., Carrire J., Kokko J., 2012. The performance of a high solar fraction seasonal storage district heating system – five years of operation. *Energy Procedia*, 30: 856–865.
- Socaci L.G., 2011. Seasonal sensible thermal energy storage solution. *Journal of Practices and Technologies*, 10(19): 49–68.
- Sørensen P.A., Schmidt T., 2018. Design and Construction of Large Scale Heat Storages for District Heating in Denmark. *14th International Conference on Energy Storage, 25–28 April 2018, Adana, Turkey*.
- Tordrup K.W., Poulsen S.E., Bjorn H., 2017. An improved method for upscaling borehole thermal energy storage using inverse finite element modelling. *Renew Energy*, 105: 13–21. DOI: 10.1016/j.renene.2016.12.011.
- Wijnsman A.J.T.M., Havinga J., 1986. The Groningen project: 96 solar houses with seasonal thermal storage in the soil. *Intersol Eighty Five*: 818–824. DOI: 10.1016/B978-0-08-033177-5.50161-7.
- Żeruń M., Jagoda E., Majer E., Rzyżyński G. (red.), Pluta P., Jabłoński J., Wczelik K., Zawłocki J., Wojtaszek P., Ostrowski S., Majer K., Boniewska K., Kobiela J., Kucińska P., Kutyna M., 2024. Ocena możliwości lokalizowania magazynów energii cieplnej w górotworze za pomocą systemów zamkniętych (BTES, PTES i TTES, EF). *PIG-PIB, Warszawa*.

Numeryczne modelowanie sezonowego magazynowania ciepła w górotworze z wykorzystaniem technologii BTES

Numerical modelling of seasonal heat storage in the subsurface using BTES technology

Tadeusz Kwilosz, Bogdan Filar, Agnieszka Moska, Mariusz Miziołek

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Artykuł ma charakter koncepcyjno-numeryczny i nie odwzorowuje konkretnej lokalizacji geologicznej. Jego celem jest porównanie wpływu właściwości ośrodka skalnego oraz przepływu wód podziemnych na bilans cieplny sezonowego magazynu BTES (ang. *borehole thermal energy storage*). W programie FEFLOW zbudowano trójwymiarowy model o wymiarach $200 \times 200 \times 90$ m, obejmujący niskoprzepuszczalne warstwy łupku ilastego oraz 70-metrowy kompleks magazynujący reprezentowany alternatywnie przez iłowiec albo nasycony wodą piaskowiec. W modelu umieszczono 13 otworowych wymienników ciepła BHE, odwzorowanych jako osadzone elementy jednowymiarowe sprzężone cieplnie z trójwymiarowym ośrodkiem porowatym. Przeanalizowano cztery warianty: iłowiec i piaskowiec przy zerowym gradiencie hydraulicznym oraz przy spadku wysokości hydraulicznej 0,5 m na długości 200 m. W wariantcie iłowcowym bez przepływu dostarczono 1391,93 MWh i odebrano 633,01 MWh (współczynnik odzysku 45,48%), natomiast przy przepływie – odpowiednio 1388,79 MWh i 641,21 MWh (46,20%). W piaskowcu bez przepływu dostarczono 1915,52 MWh i odebrano 989,28 MWh (51,65%), a przy przepływie 2068,30 MWh i 927,54 MWh (44,85%). Wyższa przewodność i pojemność cieplna piaskowca zwiększały zdolność przyjmowania ciepła, natomiast adwekcja w tym ośrodku przemieszczała część plamy cieplnej poza pole BHE i obniżała odzysk o około 6,8 punktu procentowego. Różnica między wariantami iłowcowymi wyniosła jedynie 0,72 punktu procentowego i nie stanowi wystarczającej podstawy do stwierdzenia korzystnego wpływu przepływu. Wyniki należy traktować jako analizę porównawczą przyjętych założeń, wymagającą kalibracji i walidacji przed zastosowaniem projektowym.

Słowa kluczowe: magazynowanie ciepła, BTES, otworowy wymiennik ciepła, FEFLOW, przepływ wód podziemnych, modelowanie numeryczne.

ABSTRACT: This paper presents a conceptual numerical study and does not reproduce a specific geological site. Its objective is to compare the effects of host-rock properties and groundwater flow on the thermal balance of a seasonal Borehole Thermal Energy Storage (BTES) system. A three-dimensional FEFLOW model measuring $200 \times 200 \times 90$ m was developed. It consists of low-permeability shale confining layers and a 70 m thick storage complex represented alternatively by mudstone or water-saturated sandstone. Thirteen borehole heat exchangers (BHEs) were represented as embedded one-dimensional elements thermally coupled to the three-dimensional porous medium. Four scenarios were analysed: mudstone and sandstone under a zero hydraulic gradient and under a hydraulic-head drop of 0.5 m over 200 m. For mudstone without flow, 1391.93 MWh was supplied and 633.01 MWh was recovered (thermal recovery ratio 45.48%); with flow, the corresponding values were 1388.79 MWh and 641.21 MWh (46.20%). For sandstone without flow, 1915.52 MWh was supplied and 989.28 MWh was recovered (51.65%); with flow, 2068.30 MWh was supplied and 927.54 MWh was recovered (44.85%). The higher thermal conductivity and volumetric heat capacity of sandstone increased heat acceptance, whereas advection displaced part of the thermal plume beyond the BHE field and reduced recovery by about 6.8 percentage points. The difference between the two mudstone scenarios was only 0.72 percentage points and is insufficient to demonstrate a beneficial effect of groundwater flow. The results should therefore be interpreted as a comparative analysis of the adopted assumptions and require calibration and validation before design application.

Key words: heat storage, BTES, borehole heat exchanger, FEFLOW, groundwater flow, numerical modelling.

Literatura

- Asan E., Ozturk Z.F., Abali B.E., Sisman A., 2025. Groundwater flow impacts on very high temperature borehole thermal energy storage performance. *Energy and Buildings*, 349: 116568. DOI: 10.1016/j.enbuild.2025.116568.
- Bear J., Bachmat Y., 1986. Macroscopic modelling of transport phenomena in porous media: The continuum approach. *Transport in Porous Media*, 1, 213–240. DOI: 10.1007/BF00238181.
- DHI, 2024. FEFLOW 8.0 Documentation – Heat parameters. Dokumentacja online, DHI A/S. https://download.feflow.com/html/help80/feflow/09_Parameters/Material_Properties/heat_parameters.html (dostęp: 28.08.2026).
- DHI, b.d. FEFLOW 8.1 Documentation – Borehole Heat Exchanger. Dokumentacja online, DHI A/S. https://download.feflow.com/html/help81/feflow/09_Parameters/Boundary_Conditions/Heat/borehole_heat_exchanger.html (dostęp: 16.07.2026).
- Diersch H.-J.G., 2014. FEFLOW – Finite Element Modeling of Flow, Mass and Heat Transport in Porous and Fractured Media. *Springer, Berlin*. DOI: 10.1007/978-3-642-38739-5.
- Lanahan M., Tabares-Velasco P.C., 2017. Seasonal thermal-energy storage: A critical review on BTES systems, modeling, and system design for higher system efficiency. *Energies*, 10(6), 743. DOI: 10.3390/en10060743.
- Lundh M., Dalenbäck J.-O., 2008. Swedish solar heated residential area with seasonal storage in rock: Initial evaluation. *Renewable Energy*, 33(4), 703–711. DOI: 10.1016/j.renene.2007.03.024.
- Nield D.A., Bejan A., 2013. Convection in Porous Media, 4th ed. *Springer, New York*. DOI: 10.1007/978-1-4614-5541-7.
- Piipponen K., Soesoo A., Arola T., Bauert H., Tarros S., 2024. Impacts of groundwater flow on borehole heat exchangers: Lessons learned from Estonia. *Renewable Energy*, 237: 121448. DOI: 10.1016/j.renene.2024.121448.
- PIG-PIB, 2024. Ocena możliwości magazynowania energii cieplnej w górotworze za pomocą systemów zamkniętych (BTES, PTES/TTES, EF) w wybranych lokalizacjach na terenie Polski (2023–2024). *Państwowy Instytut Geologiczny – PIB*.

- Ramstad R.K., Justo Alonso M., Acuña J., Andersson O., Stokuca M., Håkansson N., Midttømme K., Rydell L., 2023. The borehole thermal energy storage at Emmaboda, Sweden: First distributed temperature measurements. *Science and Technology for the Built Environment*, 29(2), 146–162. DOI: 10.1080/23744731.2022.2127621.
- Sadeghi H., Jalali R., Singh R.M., 2024. A review of borehole thermal energy storage and its integration into district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 192: 114236. DOI: 10.1016/j.rser.2023.114236.
- Żeruń M., Jagoda E., Majer E., 2024. Ocena możliwości magazynowania energii cieplnej w górotworze za pomocą systemów zamkniętych (BTES, PTES/TTES, EF) w wybranych lokalizacjach na terenie Polski – zadanie Państwowej Służby Geologicznej. [W:] Streszczenia referatów i posterów. *IV Polski Kongres Geologiczny*, s. 310.

Nafta-Gaz 2026, vol. 82, no. 4, pp. 371–386, DOI: 10.18668/NG.2026.04.05

Dynamic Assessment and Control of Wax Deposition Risks in Multiphase Crude Oil Pipeline Networks

Dynamiczna ocena i kontrola ryzyka wytrącania się parafiny w sieciach rurociągów do wielofazowego transportu ropy naftowej

Huaxin Zhang^{1*}, Ziqi Zhang^{2*}, Tengjiao He^{2*}, Kexi Liao², Guoxi He², Min Qin², Yuhan Liu³

¹ School of computer science and software engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, 610500, China

² Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, 610500, China

³ Sichuan Natural Gas Sales Center, Sinopec Natural Gas Company, Chengdu, 610011, China

*Corresponding authors

ABSTRACT: During unheated transport, high-water-cut and high-pour-point crude oil is prone to blockage because of wax crystallization, viscosity increase, and oil-water emulsification. Therefore, defining an appropriate inlet heating temperature is crucial. However, the critical flow temperature under flowing conditions remains unclear for crude oil with different compositions, and a quantitative method for flow safety evaluation is lacking. Consequently, dynamic and precise temperature control over the full operational cycle cannot be achieved. First, experimental data from dynamic critical-temperature tests were used to predict the critical flow temperature under variable operating conditions using the Light Gradient Boosting Machine (LightGBM) algorithm. A corresponding safety indicator was established. Subsequently, the critical inlet temperature was determined using a coupled flow model of the pipeline network. A novel safety assessment criterion, based on “failure probability and consequence severity”, was proposed. This method enables accurate evaluation of the flow safety status of crude oil pipelines. The approach supports safe operation of oilfield pipeline networks while reducing energy consumption and improving economic efficiency. The results show that the proposed model predicts the critical flow temperature of crude oil with an average error of 6.4%, indicating high accuracy. The evaluation method is applicable under variable operating conditions. Applying this evaluation to a pipeline network enabled a full-cycle dynamic heating scheme, reducing natural gas consumption by 57.7%.

Key words: crude oil flow, oilfield transmission pipeline network, flow process safety assessment, operation strategy.

STRESZCZENIE: Podczas transportu bez podgrzewania ropy naftowej o dużej zawartości wody i wysokiej temperaturze krzepnięcia rurociągi są narażone na powstawanie zatorów wskutek krystalizacji parafiny, wzrostu lepkości oraz tworzenie emulsji ropa–woda. Dlatego też kluczowe znaczenie ma określenie odpowiedniej temperatury podgrzewania na wlocie. W przypadku ropy naftowej o różnym składzie krytyczna temperatura przepływu w warunkach dynamicznych nie została jednak dotychczas jednoznacznie określona, a ponadto brakuje ilościowej metody oceny bezpieczeństwa przepływu. Uniemożliwia to dynamiczne i precyzyjne sterowanie temperaturą w całym cyklu eksploatacyjnym. W pierwszym etapie wykorzystano dane doświadczalne uzyskane w dynamicznych badaniach temperatury krytycznej do prognozowania krytycznej temperatury przepływu w zmiennych warunkach eksploatacyjnych za pomocą algorytmu Light Gradient Boosting Machine (LightGBM). Na tej podstawie opracowano odpowiedni wskaźnik bezpieczeństwa. Następnie, z wykorzystaniem sprzężonego modelu przepływu w sieci rurociągowej, wyznaczono krytyczną temperaturę na wlocie. Zaproponowano nowe kryterium oceny bezpieczeństwa oparte na „prawdopodobieństwie awarii i dotkliwości jej skutków”. Metoda ta pozwala na precyzyjną ocenę poziomu bezpieczeństwa przepływu w rurociągach do transportu ropy naftowej. Zastosowane podejście wspiera bezpieczną eksploatację sieci rurociągowych na polach naftowych, a jednocześnie pozwala ograniczyć zużycie energii i poprawić efektywność ekonomiczną. Wyniki pokazują, że proponowany model umożliwia prognozowanie krytycznej temperatury przepływu ropy naftowej ze średnim błędem 6,4%, co potwierdza jego wysoką dokładność. Metodę oceny można stosować w zmiennych warunkach eksploatacyjnych. Jej zastosowanie w sieci rurociągowej umożliwiło opracowanie dynamicznego programu podgrzewania obejmującego cały cykl eksploatacyjny, co pozwoliło zmniejszyć zużycie gazu ziemnego o 57,7%.

Słowa kluczowe: przepływ ropy naftowej, sieć rurociągów przesyłowych na polu naftowym, ocena bezpieczeństwa procesu przepływu, strategia eksploatacji.

References

- Alnaimat F., Ziauddin M., Mathew B., 2020. Wax Deposition in Crude Oil Transport Lines and Wax Estimation Methods. *Intelligent System and Computing*, 191. DOI: 10.5772/intechopen.89459.
- Amar M.N., Ghahfarokhi A.J., Ng C.S.W., 2022. Predicting wax deposition using robust machine learning techniques. *Petroleum*, 8(2): 167–173. DOI: 10.1016/j.petlm.2021.07.005.

- Andrade D.E.V., Negrão C.O.R., 2025. Rheology of waxy oils: A critical review. *Applications in Engineering Science*, 21: 100202. DOI: 10.1016/j.apples.2024.100202.
- Fan K., Li S., Li R., 2021. Development of wax molecular diffusivity correlation suitable for crude oil in wax deposition: Experiments with a cold-finger apparatus. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205: 108851. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108851.
- Gupta A., Anirbid S., 2015. Need of Flow Assurance for Crude Oil Pipelines: A Review. *International Journal of Computational Science & Engineering*, 6(2): 2015–2045.
- Heddouche M., 2021. Modeling and Simulation of Multiphase Flows in Pipelines and Pipeline Networks.
- Hei S.N., Wang K., Zheng C.X., Miao J.C., Huang Q.Y., 2023. Research on Determination Method of Low Temperature Gathering and Transportation Temperature of Dissolved Gas Crude Oil with High Water Cut. *Journal of Liaoning Petrochemical University*, 43(1): 32–37. DOI: 10.12422/j.issn.1672-6952.2023.01.006.
- Huang J., Stoyanov S.R., Zeng H., 2019. A comparison study on adsorption and interaction behaviors of diluted bitumen and conventional crude oil on model mineral surface. *Fuel*, 253: 383–391. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.05.011.
- Joonaki E., Hassanpouryouzband A., Burgass R., Hase A., Tohidi B., 2020. Effects of waxes and the related chemicals on asphaltene aggregation and deposition phenomena: Experimental and modeling studies. *ACS Omega*, 5(13): 7124–7134. DOI: 10.1021/acsomega.9b03460.
- Kouhi M., Shafiei A., Bekkuzhina T., Abutalip M., 2025. New intelligent models for predicting wax appearance temperature using experimental data – Flow assurance implications. *Fuel*, 380: 133146. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.133146.
- Li A., Zhu M.Q., Hao P.F., Wu H.H., Gong J., Wang K., Yu W.C., Feng Y.R., 2020. Wall sticking inhibition of high water cut crude oil (below pour point) by underwater superoleophobic PA-FC modification. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 607: 125427. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2020.125427.
- Li B.F., Guo Z.Y., Li N., Wang D.X., Li G.H., Zheng L.M., Qi B., Jiao T.F., 2023. Molecular dynamics simulation of wax deposition in crude oil systems. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 674: 131965. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2023.131965.
- Li B.F., Guo Z.Y., Zheng L.M., Shi E.X., Qi B., 2024. A comprehensive review of wax deposition in crude oil systems: Mechanisms, influencing factors, prediction and inhibition techniques. *Fuel*, 357: 129676. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.129676.
- Li X.L., Han W.C., Chen G.L., Yang M., Hu C.P., Shi H., Huang Q.Y., Lyu Y., 2022. Wall sticking behavior and adhesion theory of oil in low-temperature gathering and transportation by pipeline. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 41(12): 1455–1463. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2022.12.012.
- Li Y.X., 2010. Oil, gas and water multiphase flow in pipelines. *China University of Petroleum Press*. ISBN: 978-7-5636-3257-2.
- Lin T., Gao H.S., Zhao S.H., Zeng K., Gong F., Yang W., 2022. Study and Application of Gathering and Transportation Limit at Low Temperature of Produced Fluid in Huabei Oilfield. [In:] *Proceedings of the 2021 International Petroleum and Petrochemical Technology Conference*, Springer, Singapore: 566–580. DOI: 10.1007/978-981-16-9427-1_54.
- Liu J., Dong T., Lin D.C., Liang D.Q., 2024. Hydraulic–Thermal–Chemical Coupling Model Considering Hydrate Growth and Aggregation to Study the Hydrate Slurry Multiphase Flow in Oil–Water Systems. *Energy & Fuels*, 38(12): 10755–10765. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.4c01357.
- Lyu Y., Huang Q., Zhang F., Liu L., Zhang H., Zhang Y., Li R., Zhu X., Shi H., Zhang D., Wang Q., 2022a. Study on adhesion of heavy oil/brine/substrate system under shear flow condition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208: 109225. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109225.
- Lyu Y., Huang Q.Y., Liu L.Q., Zhang D.X., Xue H.Y., Zhang F.Q., Zhang H.W., Li R.B., Wang Q.C., 2022b. Experimental and molecular dynamics simulation investigations of adhesion in heavy oil/water/pipeline wall systems during cold transportation. *Energy*, 250: 123811. DOI: 10.1016/j.energy.2022.123811.
- Mydlarz-Gabryk K., Pietrzak M., Troniewski L., 2014. Study on oil–water two-phase upflow in vertical pipes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 117: 28–36. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.03.007.
- Nguyen D., Cao T., Pohl E., Russell C., Lucente-Schultz R., 2023. Investigation of asphaltene polydispersity, stability, and deposition on steel using XDLVO theory. *Energy & Fuels*, 38(10): 7314–7327. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c00521.
- Pham T., Truong H., Pham B., 2017. Flow Assurance in Subsea Pipeline Design for Transportation of Petroleum Products. *Open Journal of Civil Engineering*, 07: 311–323. DOI: 10.4236/ojce.2017.72021.
- Qin Y., Wang Y., Huang Q., Wang K., Fei S., Zhong X., Liu W., Geng P., 2025. Investigation on the Safety Temperature Boundary After the Shutdown of Cold Transport Pipelines: Based on the XDLVO Theory and Force Balance. *Journal of Energy Resources Technology, Part B: Subsurface Energy and Carbon Capture*, 1(6): 061005. DOI: 10.1115/1.4069351.
- Qin Y.Z., Zhang H.W., Yin R., Xiong J.H., Huang Q.Y., 2024. Method for determining temperature boundary of low temperature gathering and transportation of crude oil in extra-high water cut period. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 43(10): 5475–5485. DOI: 10.16085/j.issn.1000-6613.2023-1643.
- Rao Y., Liu Z., Wang S., Li L., 2022. Experimental Study on Hydrate Safe Flow in Pipelines under a Swirl Flow System. *ACS Omega*, 7(19): 16629–16643. DOI: 10.1021/acsomega.2c00892.
- Shao B.L., Ren M., Tian N., 2024. Hourly natural gas load forecast based on STL-XGBoost-NBEATSx. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 48 (No. 3): 170–179. DOI: 10.3969/j.issn.1673-5005.2024.03.019.
- Sun X.S., Hou L., Yang K., Liu J.Q., Zhang X.R., Zhu Z.L., Tang S.S., Zhou Q.L., 2024. Simulation of flow characteristics of hydraulic suspension system of gelled crude oil based on population balance. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 48(3): 162–169. DOI: 10.3969/j.issn.1673-5005.2024.03.018.
- Sunday N., Settari A., Chetehouna K., Gascoin N., 2023. Numerical modeling and parametric sensitivity analysis of heat transfer and two-phase oil and water flow characteristics in horizontal and inclined flowlines using OpenFOAM. *Petroleum Science*, 20(2): 1183–1199. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.10.008.
- Wang Y.J., Huang Q.Y., Xu Z.K., Wei Z., Zhang X., Zhang Y., Liu W.C., Qi J.W., 2023. The investigation of flocculation and deposition of heavy components in the crude oil tank based on experiment and molecular simulation. *Fuel*, 353: 129217. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.129217.
- Xu P.Y., He L.M., Yang D.H., Zhou S., Wang J.W., Yang D., 2021. Blocking characteristics of high water-cut crude oil in low-temperature gathering and transportation pipeline. *Chemical Engineering Research and Design*, 173: 224–233. DOI: 10.1016/j.cherd.2021.07.019.
- Yang D.H., Lu X.X., Liu S.J., Liang C.J., Han Y., Tan H., He L.M., 2022. Characteristics of low-temperature gathering of crude oil with high pour point and high viscosity in high water-cut period. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 41(3): 311–317. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2022.03.009.
- Yin X.Y., Li J., Shen J., Huang X.Y., Zhou F., Zhao Z.H., Su M., Dong X.J., Jing J.Q., Sun J., 2024. Study on the Flow Characteristics of Heavy Oil-Water Two-Phase Flow in the Horizontal Pipeline. *ACS Omega*, 9(23): 24396–24405. DOI: 10.1021/acsomega.4c00135.

- Yu X., Gao Y.H., Cai D.J., Yao W., Zhou Y.W., Su Y.F., Liu K., 2021. Wax deposition law under a gas–liquid bubbly flow pattern. *ACS Omega*, 6(36): 23015–23022. DOI: 10.1021/acsomega.0c04911.
- Zhang H.Q., Sarica C., Pereyra E., 2012. Review of High-Viscosity Oil Multiphase Pipe Flow. *Energy & Fuels*, 26(7): 3979–3985. DOI: 10.1021/ef300179s.
- Zhang Y., Huang Q.Y., Cui Y., Li Q., Wang K., Su B.H., Lv Y., Li X.Y., Kong W.M., Shi H., Li W.D., 2020. Estimating wall sticking occurrence temperature based on adhesion force theory. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187: 106778. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106778.
- Zhao L., Zeng Q.S., Wang Z.M., 2018. Design and Performance of a Novel Autonomous Inflow Control Device. *Energy & Fuels*, 32(1): 125–131. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b02673.
- Zhou Q., Wei L., Li D., Wang L., Gao Y., 2025. Study on the unheated gathering boundaries of crude oil during high water content period in cold region. *Petroleum Science and Technology*, 43(17): 2392–2411. DOI: 10.1080/10916466.2024.2377349.
- Zhou S.D., Guo Y., Lian M.M., Liu Y., Du H., Lv X.F., 2022. Study on the Adhesion Force between Wax Crystal Particles and Hydrate Particles. *ACS Omega*, 7(6): 5283–5291. DOI: 10.1021/acsomega.1c06458.
- Zhu H.R., Li C.X., Yang F., Liu H.Y., Liu D.H., Sun G.Y., Yao B., Liu G., Zhao Y.S., 2018. Effect of thermal treatment temperature on the flowability and wax deposition characteristics of Changqing waxy crude oil. *Energy & Fuels*, 32(10): 10605–10615. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b02552.
- Zou X., Fu L.D., Wu L., Zuo W.H., 2023. Research on Multiphase Flow and Nozzle Wear in a High-Pressure Abrasive Water Jet Cutting Head. *Machines*, 11(6): 614. DOI: 10.3390/machines11060614.

Nafta-Gaz 2026, vol. 82, no. 4, pp. 387–393, DOI: 10.18668/NG.2026.04.06

Research on the causes and consequences of uneven loads on the production casing

Badanie przyczyn i skutków oddziaływania nierównomiernych obciążeń na eksploatacyjną kolumnę rur okładzinowych

Ihor Kovbasiuk, Olha Beizyk, Ihor Paliichuk, Andrii Vasko

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil And Gas, Ukraine

ABSTRACT: An analysis of industrial materials from oil and gas fields of the Carpathian region has shown that casing collapse is most often recorded after a long period of well operation in intervals of ductile (plastic) rocks (salts, clays), in cases of concentric installation of casing strings (intermediate and production) when cement between them is absent or of low quality. We analytically solved the problem of determining the magnitude of the contact pressure acting on the production casing from the collapsed intermediate casing due to rock pressure. The calculations were based on Timoshenko-type shell theory and the inverse symmetric problem of two-shell interaction. A model of shell interaction was chosen that best represents edge displacements during dent deformation. The dependencies obtained for determining the contact pressure on the production casing from the side of the crushed intermediate casing show that the maximum contact pressures occur at the edges of the contact area, and their value significantly exceeds the pressures that occur under a uniform loading scheme. The resistance of a system consisting of two concentric casing strings to external pressure from ductile rocks in the absence of or low-quality cementing material between them should be assessed by the crushing pressure of the outer string pipes. Therefore, preventing the intermediate casing from being crushed is a priority in maintaining the integrity of the well casing as a whole. Measures have been proposed to improve the reliability of well cementing in ductile rocks, which include calculating the crushing strength of casing strings, taking into account the effect of rock pressure in ductile rocks, reducing the cavernosity of the wellbore, forming a high-quality cement ring, preventing corrosion and wear of casing pipes, and taking into account the reduction in pipe strength characteristics during long-term well operation when calculating the strength of the intermediate column, etc.

Key words: well, casing string, collapse, ductile rocks, contact pressure.

STRESZCZENIE: Analiza materiałów przemysłowych ze złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie Karpat wykazała, że zgniecenia kolumn rur okładzinowych są rejestrowane głównie po długim okresie eksploatacji odwiertów w interwałach występowania skał plastycznych (podatnych na odkształcenie plastyczne) (sole, ropy). Dotyczy to przypadków koncentrycznie umieszczonych kolumn rur okładzinowych (pośredniej i eksploatacyjnej) przy braku stwardniałego zaczynu cementowego między nimi lub jego niskiej jakości. Analitycznie rozwiązano zadanie wyznaczenia wielkości ciśnienia kontaktowego, działającego na kolumnę eksploatacyjną ze strony kolumny pośredniej, zgniecionej ciśnieniem górotworu. Podstawę obliczeń stanowiły równania teorii powłok typu Timoshenki oraz rozpatrzono zagadnienie obrotowo-symetryczne wzajemnego oddziaływania dwóch powłok. Wybrano schemat obliczeniowy wzajemnego oddziaływania dwóch powłok, który w największym stopniu modeluje przemieszczenie krawędzi podczas powstawania wgniecenia. Otrzymane zależności do wyznaczania wielkości ciśnienia kontaktowego na kolumnę eksploatacyjną ze strony wgnieczonej kolumny pośredniej wskazują, że maksymalne ciśnienia kontaktowe występują na krawędziach obszaru kontaktu, a ich wielkość znacznie przewyższa wartości ciśnień występujących przy równomiernym schemacie obciążenia. Odporność układu dwóch koncentrycznych kolumn rur okładzinowych na działanie ciśnienia zewnętrznego ze strony skał plastycznych, w przypadku braku lub niskiej jakości stwardniałego zaczynu cementowego między nimi, należy oceniać wielkością ciśnienia zgniecenia rur kolumny zewnętrznej. Dlatego priorytetowe znaczenie dla zachowania integralności orurowania odwiertu ogółem ma zapobieganie zgnieceniu kolumny pośredniej. Zaproponowano metody mające na celu zwiększenie niezawodności cementowania odwiertów w skałach plastycznych, które przewidują wykonanie obliczeń odporności kolumn okładzinowych na zgniecenie z uwzględnieniem oddziaływania ciśnienia górotworu, zmniejszenie kawernistości otworu

wiertniczego, uzyskanie wysokiej jakości płaszcza cementowego, zapobieganie korozji i zużyciu rur okładzinowych oraz uwzględnienie obniżenia parametrów wytrzymałościowych rur podczas długotrwałej eksploatacji odwiertu podczas obliczeń wytrzymałościowych kolumny pośredniej itd.

Słowa kluczowe: otwór wiertniczy, kolumna rur okładzinowych, zgniecenie, skały plastyczne, ciśnienie kontaktowe.

References

- Beizyk O., Riznychuk I., Charkovskii V., Philipchuk A., 2022. On The Quality of the Drilling-in of Low-Permeability Productive Horizons under Conditions of Low Reservoir Pressure in the Carpathian Region. *16th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring*, 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.2022580143.
- Chudyk I., Dudych I., Seniushkovych M., Vytvytskyi I., Vytiaz A., 2023. Experimental studies of the carrying capacity of the drilling fluid. *Nafta-Gaz*, 79(9): 584–591. DOI: 10.18668/NG.2023.09.03.
- Femiak Y.M., Kochkodan Y.M., Vasko A.I., Yurych L.R., Vasko K.A., 2022. Influence of the rock anisotropy index on the regime and technological parameters of drilling. *16th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring*, 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.2022580008.
- Gaivoronskii A.A., Tsibin A.A., 1981. Kreplenie skvazhin i razobshchenie plastov. *Nedra, Moscow*.
- Grydzhuk J.S., Dzhus A.P., Yurych A.R., Yurych L.R., Riznychuk A.I., Pylypaka O.P., 2022. Approbation of the method for ensuring operational reliability and evaluating the residual life of drill string elements. *16th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring*, 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.2022580040.
- Kotskulych Ya.S., Seniushkovych M.V., Martsynkiv O.B., Kovbasiuk I.M., 2012. Pidvy-shchennia nadiinosti kriplennia sverdlovyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodo-vyshch*, 1(42): 160–168.
- Kovbasiuk I.M., 1998. Improvement of methods for preventing casing string collapse during well completion in unstable formations (on the example of the Prykarpattia fields). *PhD thesis (Candidate of Technical Sciences), speciality 05.15.10 – Well Drilling. Ivano-Frankivsk State Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk*.
- Kovbasiuk I.M., Martsynkiv O.B., Femiak Y.M., Vytvytskyi I.I., Zhdanov Y.D., 2020. Research of the stressed state of saline rocks of Prykarpattia deposits under the influence of thermobaric conditions. *XIV International Scientific Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*, 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.202056048.
- Kovbasiuk I.M., Martsynkiv O.B., Vytvytskyi I.I., Pavlyshyn L.V., Zhdanov Y.D., Paliichuk I.I., 2021. Problems of casing wells in potassium-magnesium salts of the Dnieper-Donets rift and ways of their solution. *15th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring*, 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.20215K2025.
- Mochernyuk D.Yu., 1966. O raschete obsadnikh trub na smyatie v zatsementirovannoi chasti stvola skvazhini. *Neftyanoe khozyaistvo*, 8: 5–7.
- Paliichuk I.I., Kovbasiuk I.M., Martsynkiv O.B., Vytvytskyi I.I., 2022. Forceful interaction of the casing string with the walls of a curvilinear well. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 4: 45–51. DOI: 10.33271/nvngu/2022-4/045.
- Pelekh B.A., Sukhorolskii M.A., 1980. Kontaktnie zadachi teorii uprugikh anizotropnykh obo-lochek. *Naukova dumka, Kyiv*.
- Timoshenko S.P., 1971. Ustoichivost sterzhnei, plastin i obolochek. *Nauka, Moscow*.
- Yermeev Yu.A., Leonov Ye.G., Filatov B.S., 1974. O soprotivlyaemosti obsadnikh trub ne-ravnomernomu sminayushchemu davleniyu solyanikh porod. *Neftyanoe khozyaistvo*, 1: 21–24.

Nafta-Gaz 2026, vol. 82, no. 4, pp. 394–401, DOI: 10.18668/NG.2026.04.07

Development and improvement of mobile lifting units for oilfield operations

Rozwój i doskonalenie mobilnych urządzeń dźwigowych do eksploatacji złóż ropy naftowej

Ibrahim Abulfaz Habibov, Sevinc Malik Abasova

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: Based on the application of the law of progressive evolution to the design of oilfield equipment—specifically mobile hoist units—this paper evaluates the qualitative development of the system under consideration at its current stage of evolution. When assessing the reliability of oilfield equipment, a significant scatter in statistical data on the time between failures of parts and assemblies is often observed, primarily due to variations in operating conditions. This is particularly characteristic of oilfield units whose operation involves periodic relocation from one well to another. Furthermore, routine and major well repairs differ significantly, particularly in terms of the magnitude and nature of the loads acting on the main equipment components. For this reason, when using such data, it is necessary to test statistical hypotheses, including determining whether different samples originate from the same population. The hypothesis being tested is referred to as the null hypothesis. It is tested using statistical criteria to determine whether there are grounds for accepting or rejecting it. Based on the research conducted, the main directions for further development of the units were determined. The development of a specific object of study is presented, from the creation of the initial model through its degradation to the development of a modernized or new design. This includes issues related to improving manufacturability, reducing material consumption, and lowering the labor intensity involved in manufacturing assemblies and individual equipment parts; issues related to increasing the reliability, maintainability, and installation capabilities of mobile hoist unit components; and, overall, enhancing the competitiveness of the units. The results of the research on the service life of mobile oilfield hoist units, conducted within the framework of the law of progressive evolution, made it possible (taking into account the modification already implemented) to identify directions for their further development.

Key words: mobile lifting unit, stages of technical system development, degradation.

STRESZCZENIE: W niniejszym artykule, w oparciu o prawo progresywnego rozwoju systemów technicznych, dokonano analizy aktualnego poziomu rozwoju mobilnych urządzeń dźwigowych wykorzystywanych w eksploatacji złóż ropy naftowej. Przy ocenie niezawodności tego rodzaju urządzeń często obserwuje się znaczny rozrzut danych statystycznych dotyczących czasu pracy między kolejnymi uszkodzeniami części i zespołów. Wynika on przede wszystkim ze zróżnicowanych warunków eksploatacji. Jest to szczególnie istotne w przypadku urządzeń okresowo przemieszczanych pomiędzy odwiertami. Istotne różnice występują również między remontami bieżącymi a kapitalnymi, zwłaszcza w zakresie wartości i charakteru obciążeń działających na główne zespoły urządzeń. Z tego względu wykorzystanie takich danych wymaga weryfikacji hipotez statystycznych, między innymi w celu ustalenia, czy analizowane próby pochodzą z tej samej populacji. Weryfikowana hipoteza jest określana jako hipoteza zerowa. Do jej sprawdzenia stosuje się odpowiednie kryteria statystyczne, na podstawie których podejmuje się decyzję o jej przyjęciu lub odrzuceniu. Na podstawie przeprowadzonych badań określono główne kierunki dalszego rozwoju analizowanych urządzeń. Przedstawiono kolejne etapy rozwoju badanego rozwiązania technicznego – od opracowania konstrukcji wyjściowej, poprzez etap jej degradacji, aż do stworzenia zmodernizowanej lub nowej konstrukcji. W analizie uwzględniono zagrożenia związane z poprawą możliwości produkcyjnych, zmniejszeniem zużycia materiałów oraz ograniczeniem pracochłonności wytwarzania zespołów i poszczególnych części urządzeń. Rozpatrzono również możliwości zwiększenia niezawodności, łatwości konserwacji oraz usprawnienia montażu elementów mobilnych urządzeń dźwigowych, a w szerszym ujęciu – poprawy ich konkurencyjności. Wyniki badań dotyczących trwałości eksploatacyjnej mobilnych urządzeń dźwigowych, przeprowadzonych z uwzględnieniem założeń prawa progresywnego rozwoju systemów technicznych, umożliwiły (po uwzględnieniu już wprowadzonych modyfikacji) wyznaczenie kierunków ich dalszego doskonalenia.

Słowa kluczowe: mobilne urządzenie dźwigowe, etapy rozwoju systemu technicznego, degradacja.

References

- Antipina N.M., Zakharov V.N., Protasov Yu.M., Yurov V.M., 2021. Non-parametric Criterion of Difference for Two Related Samples in Table Editor MS Excel. [In:] *Bulletin of Moscow Region State University. Series: Economics*, 2: 47–55. DOI: 10.18384/2310-6646-2021-2-47-55.
- Babaev S.G., Kershenbaum V.Ya., Gabibov I.A., 2020. The evolution of reliability in the “quality-competitiveness” complexes of oilfield equipment: An international scientific publication. *National Institute of Oil and Gas, Moscow*, 416. <https://www.preslib.az/ru/book/KeBJw3dMLRYShmi>.
- Babaev S.H., Gabibov I.A., Feyziev I., 2022. Osobennosti prognozirovaniya potrebnost v zapasnykh chastyakh k neftepromyslovomu oborudovaniyu. *Neftepromyslovoe delo*, 6: 53–59, DOI: 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-53-59.
- Babaev S.H., Gabibov I.A., Kerimova L.S., 2017. Graficheskaya model formirovaniya nadezhnosti izdelij mashinostroeniya. *Vestnik PNIPU “Mashinostroenie, materialovedenie”*, 19(2): 36–47. DOI: 10.15593/2224-9877/2017.2.03.
- Fashiev H.A., 2021. Obespecheniye kachestva i konkurentoposobnosti izdeliy pri razrabotke. *Menecment seqodnya*, 2:120–133. DOI: 10.36627/2304-6473-2021-2-2-120-133.
- Habibov I.A., Abasova S.M., Agammedova S.A., 2026. Allocation of capital investments of an oil company based on independent opportunity information. *Nafta-Gaz*, 82(2): 176–183. DOI: 10.18668/NG.2026.02.07.
- Kramer H., 1999. Mathematical Methods of Statistics. *Princeton University Press Pages*, 575. <https://www.jstor.org/stable/j.ctt1bpm9r4>.
- Saleem I., Aslam M., Azam M., 2013. The use of Statistical Methods in Mechanical Engineering. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 5(7): 2327–2331, DOI: 10.19026/rjaset.5.4660.
- Mirzoev O.G., 2022. Assessment of the reliability of oilfield equipment. *Scientific collection “InterConf”*, 103: 165–177. <https://archive.interconf.center/index.php/conference-proceeding/article/view/56>.
- Orlov A.I., 2015. Statistical hypothesis testing of homogeneity of mathematical expectations of two independent samples: cramer-welch test instead of t-test. *KubGAU Scientific Journal*, 110(06): 1–22. <https://ej.kubagro.ru/2015/06/pdf/13.pdf>.
- Levin R.I., Rubin D.S., 2004. Statistics for Management (7th edition). *Williams Publishing House*, ISBN 5-8459-0607-5.
- Stepanov M., 1985. Statistical methods of processing the results of mechanical tests. *Mashinostroenie*, 232.

Nafta-Gaz 2026, vol. 82, no. 4, pp. 402–407, DOI: 10.18668/NG.2026.04.08

The Impact of Hydrogen Blending on Natural Gas Distribution Networks and the Reduction of Their Emissions

Wpływ domieszek wodoru na sieci dystrybucyjne gazu ziemnego oraz obniżanie ich emisyjności

Jacek Kawula, Piotr Narloch, Klaudia Ligeża, Monika Malisz, Wiktoria Mazur, Ewa Zięba

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

ABSTRACT: Adapting existing gas infrastructure to transport a mixture of natural gas and hydrogen poses numerous technical challenges related to the different chemical properties of hydrogen and natural gas. Due to the specific physicochemical properties of hydrogen, its transport via pipelines is much more difficult than the transport of pure natural gas. The approach most widely recognized in the literature as economically optimal involves the utilization of the existing gas transmission and distribution infrastructure for hydrogen transmission. Existing gas pipelines, after passing technical tests, can be used not only for transport purposes, but also as storage facilities for produced hy-

drogen. Currently, however, the main disadvantages of hydrogen are its low availability and high production cost. However, rising carbon dioxide taxes may raise the price of natural gas to a level where hydrogen becomes competitive. This article outlines the fundamental physicochemical properties of hydrogen and presents a comprehensive literature review on the effects of hydrogen blending on the operational performance and integrity of individual components of the natural gas distribution system. Furthermore, the paper addresses hydrogen transport options, including both purpose-built hydrogen pipelines and the technical adaptation of existing natural gas pipelines for the transmission of hydrogen–natural gas blends with defined volumetric hydrogen concentrations. It also presents ongoing research on reducing the emissions of gas networks with the addition of hydrogen.

Key words: hydrogen blending, gas distribution networks, emission reduction.

STRESZCZENIE: Dostosowanie istniejącej infrastruktury gazowej do przesyłania mieszaniny gazu ziemnego z wodorem oznacza konieczność sprostania licznym wyzwaniom technicznym związanym z różnymi właściwościami chemicznymi wodoru oraz gazu ziemnego. Z uwagi na specyficzne właściwości fizykochemiczne wodoru, jego transport rurociągami jest znacznie trudniejszy niż przesył czystego gazu ziemnego. Rozwiązaniem przedstawianym w literaturze jako najbardziej korzystne pod względem ekonomicznym jest wykorzystanie istniejącej infrastruktury gazowej do przesyłu wodoru. Istniejące gazociągi, po pozytywnym przejściu prób technicznych, mogą być wykorzystywane nie tylko w celach transportu, ale także jako magazyny wytworzonego wodoru. Obecnie głównymi wadami wodoru są jego mała dostępność oraz wysoki koszt produkcji. Jednakże, rosnące podatki od emisji dwutlenku węgla mogą podnieść cenę gazu ziemnego do poziomu, przy którym wódór stanie się konkurencyjny. W niniejszym artykule przedstawiono najważniejsze właściwości fizykochemiczne wodoru oraz zaprezentowano przegląd literaturowy dotyczący wpływu jego domieszek na pracę poszczególnych elementów infrastruktury systemu dystrybucyjnego gazu ziemnego. Poruszono również kwestię transportu wodoru z wykorzystaniem zarówno dedykowanych rurociągów wodorowych, jak i dostosowania istniejących gazociągów do transportu gazu ziemnego z określonym procentowym udziałem wodoru. Zaprezentowano także prowadzone badania dotyczące ograniczenia emisyjności sieci gazowych z dodatkiem wodoru.

Słowa kluczowe: domieszki wodoru, sieci dystrybucyjne gazu, redukcja emisji.

References

- Chaczykowski M., Osiađacz A.J., 2016. Technologie Power-to-gas. *Przegląd Gazowniczy*, 49, (1): 40-44.
- CIRE, 2020. Gaz ziemny z wodorem - mniej dwutlenku węgla. <<https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/154104-gaz-ziemny-z-wodorem-mniej-dwutlenku-węgla>> (dostęp: 20.01.2026).
- Das P., Rowe A., Wild P., Majumdar Ch., 2025. Modeling and optimization of a hydrogen blended natural gas transmission network: Effect of compressor electrification. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol 127, 2025, p. 497-510. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.03.380.
- Englart S., Jedlikowski A., 2023. Wpływ dodatku wodoru na eksploatację osiedlowej sieci gazowej. *Instal*, 7–8: 14-23. DOI: 10.36119/15.2023.7-8.2.
- ENTSOG, 2021. How to transport and store hydrogen – facts and figures. <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-05/ENTSOG_GIE_HydrogenEurope_QandA_hydrogen_transport_and_storage_FINAL_0.pdf> (dostęp 21.01.2026).
- European Commission. Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the Internal Markets for Renewable and Natural Gases and for Hydrogen. Brussels: European Commission, 2023. <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A804%3AFIN>>.
- H2 Pilot. <<https://www.spp-distribucia.sk/o-spolocnosti/co-robime/h2-pilot-en/>> (dostęp: 20.01.2026).
- Hercog J., Kupecki J., Kiedrzyńska A., Bocian P., Świątkowski B., Kowalik P., 2022. Transformacja przemysłu w kierunku wykorzystania technologii wodorowych. *Przegląd Gazowniczy*, 1(73).
- Jachimczyk D., 2024. Zestawienie wyników badań i opracowań nt. wpływu mieszanin gazu ziemnego z wodorem na elementy sieci gazowej, urządzenia użytkowników końcowych i ciepło spalania. *Polska Spółka Gazownictwa*.
- Jakubowski P., 2022. Sposoby produkcji i przesyłu wodoru oraz skroplonego wodoru – budowanie przewag konkurencyjnych, Bezpieczeństwo energetyczne. Wybrane zagadnienia. *Oficina Wydawnicza Politechniki Rzeszowskiej, Rzeszów*.
- Jaworski J., Kukulska-Zajac E., Kulaga P., 2019. Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego. *Nafta-Gaz*, 10, s. 625-632. DOI: 10.18668/NG.2019.10.04.
- Kozikowski S., Szymlek K., 2022. Wódór – zielone złoto. Infrastruktura przesyłowa i wpływ wodoru na materiały konstrukcyjne. *INSPEKTOR Biuletyn Urzędu Dozoru Technicznego* 2/2022. <https://www.udt.gov.pl/images/kampania/biuletyn/pdf/INSPEKTOR_2_2022_v32.pdf> (dostęp: 20.01.2026).
- Mahajan D., Tan K., Venkatesh T., Kileti P., Clayton C.R., 2022. Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks—A Review. *Energies*, 15(10), 3582. DOI: 10.3390/en15103582.
- Nagy S., 2019. Gospodarka wodorowa a dekarbonizacja przemysłu gazowniczego. *Przegląd Gazowniczy*, 4(64).
- Narloch P., 2024. Dynamiczna kontrola ciśnienia w modelowaniu pracy sieci gazowych z wykorzystaniem modeli sieci neuronowych w celu optymalizacji działań inwestycyjnych wspierających redukcję smogu i niskiej emisji. *Rozprawa doktorska. Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie*.
- Paglini R., Minuto F.D., Lanzini A., 2024. Estimating Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen-Blended Natural Gas Networks. *Energies*, 17(24), 6369. DOI: 10.3390/en17246369.
- Piwoda Ł., Michalski S., Piątek K., Stefaniak D., 2025. Badania możliwości wykorzystania urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym grupy IIA i IIB w atmosferach gazu ziemnego z dodatkiem wodoru. *Przemysł Chemiczny*, 11. DOI: 10.15199/62.2025.11.5.
- Portal Samorządowy. <<https://www.portalsamorzadowy.pl/gospodarka-komunalna/powstal-pierwszy-w-polsce-gazociag-do-przesylu-wodoru.530604.html>> (dostęp 20.01.2026).
- Portal wodorowy, 2021. Sieci gazowe mogą posłużyć do przesyłu wodoru. <<https://h2poland.eu/en/categories/transmission-storage/gas-network-transmission/sieci-gazowe-moga-posluzyc-do-przesylu-wodoru/>> (dostęp 20.01.2026).
- Quintino F.M., Nascimento N., Fernandes E.C., 2021. Aspects of Hydrogen and Biomethane Introduction in Natural Gas Infrastructure and Equipment. *Hydrogen*, 2(3), 301-318. DOI: 10.3390/hydrogen2030016.
- Vodíkova strategie České republiky, 2024. Ministerstvo průmyslu a obchodu České republiky. <<https://mpo.gov.cz/assets/cz/prumysl/strategicke-projekty/2024/7/Vodikova-strategie-CR-aktualizace-2024.pdf>> (dostęp 20.01.2026).

Legal acts and regulatory documents

Nafta-Gaz 2026, tom 82, nr 4, s. 408–416, DOI: 10.18668/NG.2026.04.09

Modelowanie propagacji hałasu w otoczeniu wiertni na podstawie mocy akustycznej urządzeń oraz kalibracji wynikami pomiarów terenowych

Modeling of Noise Propagation in the Vicinity of a Drilling Rig Based on Equipment Sound Power and Calibration with Field Measurement Results

Janusz Buczek, Zbigniew Balawajder, Tadeusz Kwilosz

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: W artykule przedstawiono zmodyfikowaną procedurę modelowania propagacji hałasu emitowanego przez urządzenia wiertnicze pracujące w terenie otwartym. Problem badawczy wynika z potrzeby sporządzania prognoz oddziaływania akustycznego już na etapie planowania lub przygotowania prac, kiedy często nie są jeszcze dostępne pełne dane pomiarowe z docelowej lokalizacji. W takich przypadkach podstawą oceny mogą być nominalne poziomy mocy akustycznej urządzeń oraz dane z pomiarów wykonanych na obiektach o zbliżonej konfiguracji technologicznej. Celem pracy było opracowanie i sprawdzenie modelu pozwalającego na wyznaczanie przestrzennego rozkładu poziomu hałasu w otoczeniu wiertni, z uwzględnieniem skumulowanej mocy akustycznej źródeł, odległości od źródła równoważnego, kierunku propagacji oraz korekty położenia źródła za pomocą parametrów dx i dy . Model kalibrowano z wykorzystaniem algorytmu Monte Carlo, przyjmując jako kryterium minimalizację różnic między wartościami zmierzonymi i obliczonymi. Do weryfikacji wykorzystano dwa zestawy danych pomiarowych, obejmujące porę dzienną i nocną, uzyskane w otoczeniu czynnej wiertni. Uwzględniono również podstawowe warunki meteorologiczne występujące podczas pomiarów, w tym prędkość i kierunek wiatru, temperaturę, wilgotność względną oraz ciśnienie atmosferyczne. Wyniki modelowania zestawiono z mapami rozkładu hałasu sporządzonymi metodą krigingu, stosowaną jako metoda interpolacyjna i porównawcza. Analiza wykazała, że zmodyfikowany model umożliwia odtworzenie rozkładu poziomu hałasu z akceptowalną zgodnością z pomiarami terenowymi. Średnie różnice między wartościami pomiarowymi i obliczeniowymi nie przekroczyły 9,3% w przypadku pory dziennej oraz 10,6% w przypadku pory nocnej, natomiast błąd RMSE wyznaczony w procedurze walidacyjnej wyniósł odpowiednio 3,2 dB i 3,26 dB. Uzyskane rezultaty wskazują, że zaproponowana procedura może stanowić użyteczne narzędzie wspomagające prognozowanie oddziaływania akustycznego urządzeń wiertniczych oraz przygotowywanie analiz środowiskowych dla obiektów planowanych lub modernizowanych.

Słowa kluczowe: hałas środowiskowy, wiertnia, moc akustyczna, propagacja hałasu, modelowanie numeryczne, kriging, Monte Carlo.

ABSTRACT: The article presents a modified procedure for modeling the propagation of noise emitted by drilling equipment operating in open terrain. The research problem results from the need to prepare acoustic impact forecasts at the planning or preparation stage of drilling works, when complete measurement data from the target location are often not yet available. In such cases, the assessment may be based on nominal sound power levels of the equipment and on measurement data obtained from facilities with a similar technological configuration. The aim of the study was to develop and verify a model enabling the spatial distribution of noise levels in the vicinity of a drilling rig to be determined, taking into account the cumulative sound power of the sources, the distance from the equivalent source, the direction of propagation and correction of the source position using the dx and dy parameters. The model was calibrated using the Monte Carlo algorithm, with the minimization of differences between measured and calculated values adopted as the optimization criterion. Two measurement data sets, representing daytime and night-time conditions, obtained in the vicinity of an operating drilling rig, were used for verification. The basic meteorological conditions occurring during the measurements were also included, such as wind speed and direction, temperature, relative humidity and atmospheric pressure. The modeling results were compared with noise distribution maps prepared using the kriging method, treated as an interpolation and reference method. The analysis showed that the modified model makes it possible to reproduce the distribution of noise levels with acceptable agreement with field measurements. The average differences between measured and calculated values did not exceed 9.3% for daytime and 10.6% for night-time conditions, while the RMSE determined in the validation procedure was 3.2 dB and 3.26 dB, respectively. The results indicate that the proposed procedure may be a useful tool supporting the forecasting of the acoustic impact of drilling equipment and the preparation of environmental analyses for planned or modernized facilities.

Key words: environmental noise, drilling rig, sound power level, noise propagation, numerical modeling, kriging, Monte Carlo.

Literatura

- Balawajder Z., Buczek J., 2014. Badania poziomu hałasu emitowanego do środowiska przez urządzenia wiertnicze 2014–2015 r. *Materiały Instytutu Nafty i Gazu Państwowego Instytutu Badawczego, Oddział w Krośnie*.
- Bednarz S., Urba R., 2005. Noise intensity researches in drilling rig operation environment. Transactions of the VSB-Technical. University *Ostrava, Mining and Geological Series. Monograph*, 15.
- Caineta J.A.R., 2010. Applying Spatial Bootstrap and Bayesian Update in uncertainty assessment at oil reservoir appraisal stages. arXiv:1702.04450v1. DOI: 10.48550/arXiv.1702.04450.
- Deutsch C.V., 2002. Geostatistical Reservoir Modelling. *Oxford University Press, Oxford*.

- Gładysz B., Mercik J., 2007. Modelowanie ekonometryczne. Studium przypadku. *Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław*.
- Ivsnovic J., Velic J., Rajic R., 2019. Kriging with a Small Number of Data Points Supported by Jack Knifing, a Case Study in the Sava Depression (Northern Croatia). *Geosciences*, 9(1). DOI: 10.3390/geosciences9010036.
- Kirpluk M., 2017. Podstawy akustyki. *Warszawa, NTL*.
- Nalepa A., Kiprian K., Siemiątkowski G., Łach P., 2015. Metody wyznaczania mocy akustycznej źródła. *Prace Instytutu Ceramiki i Materiałów Budowlanych*, 21: 43–57.
- Schoenmakers J., Kerkers T., Böttger D., 2007. Noise management practices enable, promote drilling operations in densely populated areas. *Drilling Contractor*, May/June.
- Urba R., Bednarz S., 2007. Emisja hałasu urządzeń wiertniczych do środowiska otaczającego wiertnię. *WUG: Bezpieczeństwo Pracy i Ochrona Środowiska w Górnictwie*, 12: 15–20.
- Woźny A., Dobosz M., Pacana A., 2014. Wpływ hałasu na jakość pracy. *Humanities and Social Sciences*, vol. XIX, 21 (2/2014): 251–258. DOI: 10.7862/rz.2014.hss.31.
- Zaleska-Bartosz J., Niemczewska J., 2018. Emisje hałasu w górnictwie naftny i gazu – wiertnie. *Nafta-Gaz*, 4: 319–335. DOI: 10.18668/NG.2018.04.08.
- Zaleska-Bartosz J., Niemczewska J., 2020. Wprowadzenie do oceny śladu środowiskowego dla sektora produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego. *Nafta-Gaz*, 8: 527–532. DOI: 10.18668/NG.2020.08.05.

Akty prawne i normatywne

Norma PN ISO 9613-2:2002 Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczenia.

Nafta-Gaz 2026, vol. 82, no. 4, pp. 417–428, DOI: 10.18668/NG.2026.04.10

Finite-Element Investigation of Full-Scale PDC Bit–Rock Interaction in Impact-Scraping Composite Drilling: Effects of Rotational Speed and Weight on Bit

Badanie metodą elementów skończonych interakcji pełnowymiarowego świdra PDC ze skałą w złożonym wierceniu udarowo-skrawającym: wpływ prędkości obrotowej i nacisku na świder

Jialin Tian, Xin Li, Chenghang Liu

Oil and Gas Equipment Technology Sharing and Service Platform of Sichuan Province, School of Mechatronic Engineering, Southwest Petroleum University Chengdu, China

ABSTRACT: Conventional PDC drilling tools often exhibit low rock-breaking efficiency in hard formations. To address this limitation, an impact-scraping composite drilling tool was designed to generate coupled axial and torsional impacts through the coordinated action of a positive-displacement motor and a cam-roller mechanism. In this study, a full-scale PDC bit–rock finite-element model was established to compare the rock-breaking behavior of conventional drilling and impact-scraping drilling. The effects of the drilling parameters (rotational speed and weight on bit, WOB) on stress distribution, penetration response, axial acceleration, tangential cutting force, and specific rock-breaking energy were investigated. The results show that impact-scraping drilling enlarges the tensile-stress-dominated failure zone in the rock and improves the instantaneous penetration response. Under the baseline condition, the transient axial penetration velocity of the bit increased from 7.58 mm/s for conventional drilling to 16.63 mm/s for impact-scraping drilling, while the average tangential cutting force decreased from 5255.7 N to 3301.8 N. The tangential-force-based specific energy decreased by 38.5%, indicating a clear improvement in energy utilization. Increasing rotational speed and WOB can further increase the axial penetration velocity of the bit, but excessive values intensify bit vibration and may adversely affect cuttings removal. These results provide a numerical basis for parameter optimization and structural design of impact-assisted PDC drilling tools for hard formations.

Key words: axial torsional composite-impact drilling, impact-scraping drilling tool, PDC bit, rock-breaking efficiency, finite-element simulation, specific energy.

STRESZCZENIE: Konwencjonalne narzędzia wiertnicze PDC często cechują się niską skutecznością urabiania skały w twardych formacjach. W celu wyeliminowania tego ograniczenia zaprojektowano narzędzie do złożonego wiercenia udarowo-skrawającego, które dzięki skoordynowanemu działaniu silnika wyporowego i mechanizmu krzywkowo-rolkowego generuje sprzężone udary osiowe i skrętne. W ramach badania opracowano pełnowymiarowy model elementów skończonych układu świder PDC–skała, umożliwiający porównanie przebiegu urabiania skały podczas wiercenia konwencjonalnego i udarowo-skrawającego. Przeanalizowano wpływ parametrów wiercenia, w tym prędkości obrotowej oraz nacisku na świder (WOB), na rozkład naprężeń, przebieg penetracji, przyspieszenie osiowe, styczną siłę skrawania i jednostkową energię urabiania skały. Wyniki wykazały, że wiercenie udarowo-skrawające powoduje zwiększenie w skale strefy zniszczenia, w której dominują naprężenia rozciągające, oraz poprawia chwilową zdolność penetracji. W warunkach bazowych chwilowa osiowa prędkość penetracji świdra wzrosła z 7,58 mm/s w przypadku wiercenia konwencjonalnego do 16,63 mm/s w przypadku wiercenia udarowo-skrawającego, natomiast średnia styczna siła skrawania zmniejszyła się z 5255,7 N do 3301,8 N. Jednostkowa energia obliczona na podstawie siły stycznej zmniejszyła się o 38,5%, co świadczy o wyraźnej poprawie efektywności wykorzystania energii. Zwiększenie prędkości obrotowej i nacisku na świder może dodatkowo zwiększyć osiową prędkość penetracji, jednak zbyt wysokie wartości tych parametrów nasilają drgania świdra i mogą niekorzystnie wpływać na odprowadzanie zwiercin. Uzyskane wyniki stanowią numeryczną

podstawę do optymalizacji parametrów oraz projektowania konstrukcji narzędzi wiertniczych PDC ze wspomaganie udarowym przeznaczonych do wiercenia w twardych formacjach.

Słowa kluczowe: złożone wiercenie z udarem osiowo-skrętnym, narzędzie do wiercenia udarowo-skrawającego, świder PDC, efektywność urabiania skały, symulacja metodą elementów skończonych, energia jednostkowa.

References

- Cao W., Zhao M., Liu C., 2004. Study on the model and its modifying method for rock softening and damage based on Weibull random distribution. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 23(19). DOI: 10.1007/BF02911033.
- Deng Y., Guo Z., Wei Q., Wang S., 2022. Research on acceleration tool of combined impact rock breaking drilling. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 24(2). DOI: 10.3969/j.issn.1673-1980.2022.02.021.
- Dolezal T., Felderhoff F., Holliday A., Bruton G., 2011. Expansion of field testing and application of new hybrid drill bit. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. DOI: 10.2118/146737-MS.
- Dong G., Chen P., 2018. 3D numerical simulation and experiment validation of dynamic damage characteristics of anisotropic shale for percussive-rotary drilling with a full-scale PDC bit. *Energies*, 11(6), 1326. DOI: 10.3390/en11061326.
- Huang H., Lu C., Ma S., Wu M., 2023. Analysis of Coupled Axial-Torsional Drill-String Vibration Based on Fuzzy Bit-Rock Interaction Model Considering Bit Balling Condition. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 19(9), 9833-9842. DOI: 10.1109/tii.2022.3233664.
- Huang K., Zhou C., Yang Y., Ren H., Niu Q., 2020. Working Load Characteristics of the PDC-Cone Composite Bit under Impact and Scraping. *Shock and Vibration*, 2020, 1–9. DOI: 10.1155/2020/7540519.
- Ji R., Shi H., Huang Z., He W., Wu X., Fu X., Sun Z., Xiong C., 2024. A novel experimental setup for axial-torsional coupled vibration impact-assisted PDC drill bit drilling. *Review of Scientific Instruments*, 95(1). DOI: 10.1063/5.0174337.
- Kong C., Wang C., Zhu R., Wang G., Liu C., Zhang D., 2022. Study on the acceleration of single cone PDC composite bit. *Mathematical Methods in the Applied Sciences*, 45(7). DOI: 10.1002/mma.8022.
- Koronatov V.A., 2023. Axial-Torsional Vibrations of Drill Strings with Crush-and-Shear Hybrid Bits at Constant Tension of Suspension Cables. *Journal of Mining Science*, 59(1), 39–52. DOI: 10.1134/s1062739123010052.
- Lemaître J., 1985. A continuous mechanic model for ductile materials. *Journal of Engineering Materials and Technology*, 107(1). DOI: 10.1115/1.3225775.
- Li Y., Zhang T., Tian Z., Zheng Y., Yang Z., 2021. Simulation on compound percussive drilling: Estimation based on multidimensional impact cutting with a single cutter. *Energy Reports*, 7, 3833–3843. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.06.057.
- Liu S., Ni H., Jin Y., Zhang H., Wang Y., Huang B., Hou W., 2022. Experimental study on drilling efficiency with compound axial and torsional impact load. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 219. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111060.
- Liu S., Ni H., Wang Y., Zhang H., 2021. Mechanism of multi-dimensional impact loads applied in increasing the rock cutting efficiency of a PDC bit. *Journal of Vibration and Shock*, 40(2). DOI: 10.13465/j.cnki.jvs.2021.02.035.
- Lu C., He Z., Chen L., Li Q., Wu M., 2023. Suppressing Coupled Axial-Torsional Vibration of Drill-String System Considering Regenerative Cutting Induced Delay and Actuator Saturation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 70(11), 11608–11617. DOI: 10.1109/tie.2022.3231288.
- Mu Z., Huang Z., Sun Z., Wu X., Li G., Song X., 2022. Experimental study on dynamic characteristics of axial-torsional coupled percussive drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 219. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111094.
- Mu Z., Li G., Huang Z., Zang Z., 2018. Research on Axial-torsional Coupling Percussion Drilling Technology. *China Petroleum Machinery*, 46–48(10). DOI: 10.16082/j.cnki.issn.1001-4578.2018.10.003.
- Peng X., Hao S., 2021. Rock Breaking Mechanism of Composite Impact of Full-size PDC Bit Based on Finite Element Analysis. *Coal Geology & Exploration*, 49(2). DOI: 10.3969/j.issn.1001-1986.2021.02.030.
- Song H., Shi H., Li G., Chen Z., Li X., 2021. Numerical simulation of the energy transfer efficiency and rock damage in axial-torsional coupled percussive drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107675.
- Sun Z., Huang Z., Wu X., Li G., Shi H., Mu Z., Song X., Ji R., 2024. Numerical analysis on the failure characteristics of hot dry rock subjected to axial-torsional coupled percussion with single cutter. *Geoenergy Science and Engineering*, 234. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212588.
- Teale R., 1965. The concept of specific energy in rock drilling. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 2(2). DOI: 10.1016/0148-9062(65)90016-1.
- Xi Y., Wang H., Zha C., Li J., Liu G., Guo B., 2023. Numerical simulation of rock-breaking and influence laws of dynamic load parameters during axial-torsional coupled impact drilling with a single PDC cutter. *Petroleum Science*, 20(3), 1806–1827. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.01.009.
- Xi Y., Wang W., Fan L., Zha C., Li J., Liu G., 2022. Experimental and numerical investigations on rock-breaking mechanism of rotary percussion drilling with a single PDC cutter. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109227. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109227.
- Yang H., Yang Y., Huang Y., Zhang H., Xie L., 2024. Development and Optimization of a High-Frequency Axial-Torsional Composite Percussion Drilling Tool for Enhanced Impact Technology. *SPE Journal*, 29(2). DOI: 10.2118/218006-PA.
- Zeng Y., Liu W., Ding S., Zhu X., 2020. Numerical simulation analysis of hybrid impact cutting and its comparison with torsional impact cutting. *Journal of Vibroengineering*, 22(3), 451–464. DOI: 10.21595/jve.2019.20429.
- Zha C., Liu G., Li J., Li Y., Xi Y., 2017. The Rock Breaking Mechanism of the Compound Percussive-Rotary Drilling Method with a PDC Bit. *Petroleum Drilling Techniques*, 45(2). DOI: 10.11911/syztjs.201702004.
- Zhang C., Zhao Y., Gao K., Zhang C., Lv X., Xie X., 2023. Simulation and experimental investigations of ultrasonic-assisted drilling with Micro-PDC bit. *Geoenergy Science and Engineering*, 223, 211480. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211480.