

Mikrobiologiczna generacja metanu ze skały potencjalnie macierzystej – skład gazu oraz zmiany parametrów geochemicznych substancji organicznej

Microbial methane generation from potential source rock – gas composition and geochemical characterization of organic matter

Marek Janiga, Joanna Brzeszcz, Wojciech Bieleń, Piotr Kapusta

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Większość węglowodorów naftowych, bez względu na budowę chemiczną, może być transformowana do związków prostych (CO_2 , CH_3COOH), które metabolizowane są przez konsorcja metanogenne. W ramach eksperymentu próbka skały (dolomit) zawierająca substancję organiczną została poddana działaniu konsorcjum mikrobiologicznego w celu odtworzenia procesu powstawania biogenicznego, wtórnego metanu. Konsorcja metanogenne zostały wyizolowane z próbek gleb pochodzących z miejsc występowania naturalnych wycieków ropy naftowej w polskich Karpatach. Materiał skalny wraz z podłożem mikrobiologicznym i inokulum mikroorganizmów był umieszczony w anaerostacie, a następnie inkubowany. Analizy składu molekularnego generowanego gazu wykonano dwukrotnie – w 30. i w 109. dniu trwania eksperymentu. Zsumowane wartości wydzielonych składników gazowych wynosiły: dla konsorcjum P – 30,5 mmol, a dla konsorcjów O-S i L1 – 27,8 mmol. Głównym składnikiem wydzielonych gazów był azot. Największe ilości wydzielonego metanu odnotowano w przypadku próbki P (1,58 mmol), a najmniejsze w przypadku próbki L1 (0,14 mmol). Wykonano również analizy elementarne substancji organicznej uzyskanej po kwasowaniu materiału skalnego po zakończeniu eksperymentu. Analizy te nie wykazały znaczącego ubytku węgla organicznego. Analizy GC-MS frakcji nasyconej i aromatycznej nie ujawniły śladów biodegradacji, a jedyną różnicą pomiędzy próbkami kontrolną i pozostałymi było pojawienie się siarki elementarnej. Mimo braku oznak działania mikroorganizmów na substancję organiczną w próbkach poddanych eksperymentowi nastąpiła generacja gazu. Dodatkowo, w końcowej fazie trwania eksperymentu, z materiału poddanego działaniu mikroorganizmów udało się zobrazować aktywne rybosomy należące do domeny Archaea oraz rzędu Methanosarcinales (wyniki analizy FISH). Wskazuje to na przebieg procesu metanogenezy w zastosowanych warunkach doświadczalnych.

Słowa kluczowe: konsorcja metanogenne, substancja organiczna, biometan.

ABSTRACT: Most of petroleum hydrocarbons, regardless of chemical structure, can be transformed to simple compounds (CO_2 , CH_3COOH), being metabolised by methanogenic consortia. In the experiment, a rock sample (dolomite) containing organic matter was treated with a microbial consortium to replicate the formation of biogenic secondary methane. Methanogenic consortia were isolated from soil samples from natural oil seepages sited in the Polish Carpathians. The rock material together with the microbial medium and microbial inoculum was placed in an anaerostat and then incubated. Analyses of the molecular composition of the generated gas were performed twice – on day 30 and on day 109 of the experiment. The summed values of the separated gas components were as follows: for the P consortium it was 30.5 mmol, and for the O-S and L1 consortia it was 27.8 mmol. The main component of the generated gases was nitrogen. The highest amount of methane separated was recorded for sample P (1.58 mmol) and the lowest for sample L1 (0.14 mmol). Elemental analyses of the organic matter obtained after acidification of the rock material were also carried out. GC-MS analyses of the saturated and aromatic fractions showed no signs of biodegradation, and the only difference between the control and other samples was the appearance of elemental sulphur. Despite the absence of signs of microbial activity on the organic matter, gas generation occurred in the microbial-inoculated samples. In addition, in the final phase of the experiment, active ribosomes belonging to the Archaea domain and the order Methanosarcinales could be visualised from the microorganism-treated material (results of FISH analysis). This indicates that methanogenesis is taking place under the experimental conditions discussed.

Keywords: methanogenic consortia, organic matter, biomethane.

Literatura

- Alm E.W., Oerther D.B., Larsen N., Stahl D.A., Raskin L., 1996. The oligonucleotide probe database. *Applied and Environmental Microbiology*, 62: 3557–3559.
- Bieleń W., Matyasik I., 2014. Ropy naftowe i ekstrakty bituminów o niskiej zawartości biomarkerów – preparatyka próbek przeznaczonych do analizy GC-MS. *Nafta-Gaz*, 12: 868–873.
- Błaszczak M.K., 2010. Degradacja materii organicznej w warunkach beztlenowych. [W:] Mostowik K. (red.). *Mikrobiologia środowisk. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa*: 93–234.
- Boetius A., Ravensschlag K., Schubert C., Rickert D., Widdel F., Gieseke A., Amann R., Jørgensen B., Witte U., Pfannkuche O., 2000. A marine microbial consortium apparently mediating anaerobic oxidation of methane. *Nature*, 407: 623–626.
- Brzeszcz J., 2022. Rola archeonów w biologicznym rozkładzie węglowodorów. *Nafta-Gaz*, 6: 407–421. DOI: 10.18668/NG.2022.06.01.
- Fuchs B., Pernthaler J., Amann R., 2007. Single cell identification by fluorescence *in situ* hybridization. [W:] Reddy C.A., Beveridge T.J., Breznak J.A., Marzluf G.A., Schmidt T.M., Snyder L.R. (eds.). *Methods for General and Molecular Microbiology*. Third Edition. *ASM Press, Washington*: 886–896. DOI: 10.1128/9781555817497.ch39.
- Goswami R., Chattopadhyay P., Shome A., 2016. An overview of physico-chemical mechanisms of biogas production by microbial communities: a step towards sustainable waste management. *3 Biotech*, 6: 72. DOI: 10.1007/s13205-016-0395-9.

- Janiga M., Kapusta P., Kania M., Szubert A., 2018. Microbiological coal biogasification under laboratory conditions – biogas quantity and quality. *Nafta-Gaz*, 9: 647–654. DOI: 10.18668/NG.2018.09.03.
- Kania M., Janiga M., 2011. Elementy walidacji metody analitycznej oznaczania w mieszaninie gazowej związków węglowodorowych oraz N₂, O₂, CO i CO₂ za pomocą dwukanałowego, zaworowego chromatografu gazowego AGILENT 7890A. *Nafta-Gaz*, 11: 812–824.
- Kapusta P., Brzeszcz J., Turkiewicz A., Janiga M., 2025. Identyfikacja i selekcja mikroorganizmów zdolnych do wytwarzania biowodoru w celu potencjalnego wykorzystania w złożach karpackich. *Nafta-Gaz*, 81(12): 876–886. DOI: 10.18668/NG.2025.12.05.
- Mach V., Blaser M.B., Claus P., Chaudhary P.P., Rulik M., 2015. Methane production potentials, pathways, and communities of methanogens in vertical sediment profiles of river Sitka. *Frontiers in Microbiology*, 6: 506. DOI: 10.3389/fmicb.2015.00506.
- Matyasik I., Bieleń W., Janiga M., Jankowski L., 2012. Geochemiczna charakterystyka naturalnych powierzchniowych wycieków węglowodorowych na podstawie badań GC oraz GC-MS. *Nafta-Gaz*, 11: 789–796.
- Milkov A.V., 2011. Worldwide distribution and significance of secondary microbial methane formed during petroleum biodegradation in conventional reservoirs. *Organic Geochemistry*, 42: 184–207.
- Moter A., Göbel U.B., 2000. Fluorescence *in situ* hybridization (FISH) for direct visualization of microorganisms. *Journal of Microbiological Methods*, 41: 85–112.
- Park S., Liang Y., 2016. Biogenic methane production from coal: A review on recent research and development on microbially enhanced coalbed methane (MECBM). *Fuel*, 166: 258–267. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.10.121.
- Pernthaler J., Glöckner F.O., Schönhuber W., Amann R., 2001. Fluorescence *in situ* hybridization (FISH) with rRNA-targeted oligonucleotide probes. *Methods in Microbiology*, 30: 207–210, IN1–IN7, 211–226. DOI: 10.1016/S0580-9517(01)30046-6.
- Szubert A., Kapusta P., Matyasik I., 2020. Parameters and methods for evaluation of lignite processing method into biogas. *Physicochemical Problems of Mineral Processing*, 56(2): 396–405. DOI: 10.37190/ppmp/118433.
- Wang D., Cai C., Yun L., Cao Z., Zhang J., Qi Y., Liu J., Jiang Z., Hu Y., 2022. Geochemical evidence for secondary microbial gas in deep hot reservoirs of the TarimBasin. *Chemical Geology*, 587: 120630. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2021.120630.

Nafta-Gaz 2026, vol. 82, no. 2, pp. 124–135, DOI: 10.18668/NG.2026.02.02

Optimization of drilling fluid formulations

Optymalizacja receptur płynów wiertniczych

Mykhaylo A. Myslyuk¹, Yurii D. Voloshyn¹, Nazar R. Zholob²

¹ Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

² LLC "Geosynthesis Engineering", Poltava, Ukraine

ABSTRACT: The article presents a decomposition of the problem of selecting formulations for drilling fluids, which includes the formalization of requirements for their composition and properties, the construction of a set of acceptable formulations and the justification of a subset of equivalent formulations by component composition, selection of the optimal component composition and content of chemical reagents, as well as the composition and concentration of surfactants. The model was built using expert procedures and the results of multifactorial experimental studies on the effect of chemical reagents on the properties of drilling fluids. The formalization of the content of the formulation components was performed based on a decision-making model with a flexible selection of the optimality criterion from several classes, which reflects the functional features of the use of technological fluids in the relevant mining and geological conditions. Fragments of the model for selecting the formulation of the Biocar-TF drilling mud for drilling within the interval of 5752–6572 m of well 43 Semyrenky at temperatures up to 160°C are described. To ensure high initial quality of the opening to productive horizons and prevent possible complications, an additive criterion based on HTHP filtration loss and mud cake permeability was used. Fragments of the results of the selection of killing fluid formulations for well 526 of the Bugrivativske oil field are presented according to the criteria of the cost per unit volume, surface tension at the interface between the killing fluid filtrate and oil, and the cutting carrying index. The feasibility of using technological fluid formulations according to various optimality criteria is illustrated.

Keywords: biopolymer drilling mud, formulation selection model, optimality criteria, surfactant, technological properties.

STRESZCZENIE: W artykule przedstawiono analizę problemu doboru receptur płuczek wiertniczych, obejmującą sformalizowanie wymagań dotyczących ich składu i właściwości, stworzenie zbioru dopuszczalnych receptur oraz uzasadnienie podzbioru receptur równoważnych pod względem składu, wybór optymalnego składu i zawartości odczynników chemicznych, a także składu i stężenia środków powierzchniowo czynnych. Model opracowano z wykorzystaniem procedur eksperckich oraz wyników wieloczynnikowych badań eksperymentalnych dotyczących wpływu odczynników chemicznych na właściwości płuczek wiertniczych. Formalizację zawartości składników receptury przeprowadzono w oparciu o model decyzyjny z elastycznym wyborem kryterium optymalności spośród kilku klas, co odzwierciedla cechy funkcjonalne zastosowania cieczy technologicznych w określonych warunkach górniczo-geologicznych. Opisano fragmenty modelu doboru receptury płuczki wiertniczej Biocar-TF do wiercenia w przedziale od 5752 do 6572 m odwiertu 43 Semyrenky w temperaturach do 160°C. W celu zapewnienia wysokiej początkowej jakości udostępnienia horyzontów produktywnych oraz zapobieżenia możliwym komplikacjom zastosowano kryterium dodatkowe oparte na stratach filtracyjnych w warunkach HTHP oraz przepuszczalności osadu filtracyjnego. Przedstawiono fragmenty wyników doboru receptury cieczy do zatłaczania dla odwiertu 526 złoża naftowego Bugrivativske, z uwzględnieniem takich kryteriów, jak koszt na jednostkę objętości, napięcie powierzchniowe na granicy faz między filtratem cieczy do zatłaczania a ropą oraz wskaźnik wynoszenia zwiercin. Przedstawiono również zasadność stosowania receptur płynów technologicznych zgodnie z różnymi kryteriami optymalności.

Słowa kluczowe: biopolimerowa płuczka wiertnicza, model doboru receptury, kryteria optymalności, surfaktant, właściwości technologiczne.

References

- Abdul Razak F., Onegova E., Postovalov S., Knizhnik A., Gilad Y., Valtysson V., Krishnan A., Thompson C., Etehadhi R., Brevik J., 2024. Autonomous drilling fluid management system – expansion of fluid advisory system across multiple fluid systems. *In SPE Annual technical conference and exhibition*. SPE. DOI: 10.2118/221076-ms.
- Aftab M., Swain A., Sultan M., Al Blooshi A., Al Shamsi M., Mingsheng L., Abu Snaineh B., Al Mansoori S., 2020. A novel well design, completion and testing strategy in a changing fluid distribution of an appraisal well. *Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/203052-ms.
- Al-Yam A.S., Wagle V.B., Al-Rubaii M.M., Abubacker Z., 2020. Designing drilling fluids advisory system. *Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/203334-ms.
- Al-Yami A.S., Al-Shaarawi A., Al-Bahrani H., Wagle V.B., Al-Gharbi S., Al-Khudiri M.B., 2016. Using Bayesian network to develop drilling expert systems. *SPE Heavy Oil conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/184168-ms.
- Anioke C., Al-Radhi N., Misino C., Alsultan A., 2025. Optimized flat rheology oil based drilling fluid with nano particles eliminate differential sticking challenge on high overbalance drilling. *Gotech*. SPE. DOI: 10.2118/224574-ms.
- Bellman R.E., Zadeh L.A., 1970. Decision-Making in a fuzzy environment. *Management Science*, 17(4), 141–164. <https://www.jstor.org/stable/2629367>.
- Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R., 2017. Composition and properties of drilling and completion fluids (7-ed.). *Elsevier*. DOI: 10.1016/c2015-0-04159-4.
- Cobianco S., Pitoni E., Ricci P.N., Galli M., 2003. Optimized drill-in fluid leads to successful open hole gravel pack completion installation in unconsolidated reservoirs – case history. *SPE European formation damage conference*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/82279-ms.
- Eme C., Dosunmu A., Anyanwu C., Okoro E.E., Ekaide E., 2015. Experimental model for the determination of hydration potential of Niger-delta shales for drilling mud design. *SPE Nigeria annual international conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/178293-ms.
- Espinoza J.C., 2020. A new approach to design completion fluids including hydrate inhibition in deep water. *SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/198973-ms.
- Ferras A., Al Obeidany R., Qassabi N., Al Aghbari S., Abry N., Benmesbah M.O., Benmahiddi S., Radwan M., Van Der Werff N., Samiee R.A., Mahrooqi M., Chibani Z., 2017. Fit for purpose design of high performance water base mud successfully replaced oil base mud. *SPE Kingdom of Saudi Arabia annual technical symposium and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/188079-ms.
- Godwin W., Ogbonna J., Boniface O., 2011. Advances in mud design and challenges in HPHT wells. *Nigeria annual international conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/150737-ms.
- Gokapai V., Pothana P., Ling K., (2024). Nanoparticles in drilling fluids: A review of types, mechanisms, applications, and future prospects. *Eng*, 5(4), 2462–2495. DOI: 10.3390/eng5040129.
- Healy J., Sanford J., Hopper T., Dufrene K., Fink J., Balderrama C., Steve V., Mackenzie G., 2015. Design, qualification, QAQC and operational performance of completion fluid, reservoir drill-in fluid and breaker – Tamar, offshore Israel. *SPE/IADC Drilling conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/173060-ms.
- Houston K.A., Fleming N., Bonkat J.J., Kaarigstad H., Barclay J., Watson R., Viste P., 2022. Innovative water based mud design to improve formation damage results on mariner field. *SPE international conference and exhibition on formation damage control*. SPE. DOI: 10.2118/208844-ms.
- Hussein A., Jadhav P., Sotomayor G., Al-Ajmi H., Al-Ajmi K., Al-Ajmi A., Barazi N.A., Suod Al Rushoud A.A., Khan M.Y., 2013. Drilling and completion fluids design for horizontal well drilling - case history from Kuwait field. *SPE Asia Pacific oil and gas conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/165742-ms.
- Jaffal H.A., El Mohtar C.S., Gray K.E., 2017. Modeling of filtration and mudcake buildup: An experimental investigation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, 1–11. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.12.013.
- Kesserwan H., Al Tawat N., Jin G., 2018. Use of NMR and core flow to study the solid invasion in sedimentary rocks – insights on drilling mud design. *SPE Kingdom of Saudi Arabia annual technical symposium and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/192308-ms.
- Konate N., Magzoub M., Salehi S., Ghalambor A., Mokhtari M., 2020. Laboratory evaluation of mud systems for drilling high clay shales in dynamic conditions: comparison of inhibitive systems. *SPE international conference and exhibition on formation damage control*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/199316-ms.
- Mitchell R.F., 2007. Petroleum engineering handbook: T. 2. *Drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers.
- Mohamed Y.A.E.-A., El-Gindy A.T., El-Agamy H.A., Moustafa A.I., Eissa A.M., Akeel M.M., 2021. Field application of newly designed non-damaging sealing killing fluid to control losses in completion and workover operations in Western Desert, Egypt. *SPE Trinidad and Tobago section energy resources conference*. SPE. DOI: 10.2118/200936-ms.
- Myslyuk M.A., 2023. On the assessment of the carrying capacity of drilling fluids. *SOCAR Proceedings*, (1), 26–34. DOI: 10.5510/ogp20230100801.
- Myslyuk M.A., Salyzhin Y.M., Bogoslavets V.V., 2012. Vybor optimalnoj receptury burovogo rastvora dlya vskrytiya produktivnyh plastov. *Stroitelstvo nefyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more*, (2), 35–39.
- Mysliuk M.A., Salyzhyn Y.M., 2007. Systema vyboru optimalnykh retseptur obrobky burovnykh rozchyniv. *Naftova i hazova promyslovist*, (5), 25–28.
- Myslyuk M.A., Salyzhyn Y.M., 2012. The evaluation of rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry. *Applied Rheology*, 22(3), 323811–323817. DOI: 10.3933/AppRheol-22-32381.
- Myslyuk M.A., Salyzhyn Y.M., Bogoslavets V.V., 2014. About deterioration of productive layers reservoir characteristics. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, (1), 36–40.
- Myslyuk M.A., Zholob N.R., 2021. Investigation of filtration properties of a formate-based mud system under high temperature conditions. *Upstream Oil and Gas Technology*, 7, 100056. DOI: 10.1016/j.upstre.2021.100056.
- Myslyuk M.A., 1988. Determining rheological parameters for a dispersion system by rotational viscometry. *Journal of Engineering Physics*, 54(6), 655–658. DOI: 10.1007/BF01102655.
- Myslyuk M.A., 2019. Determination of rheological properties of drilling fluids by rotational viscometry data. *SOCAR Proceedings*, (4), 4–12. DOI: 10.5510/OGP20190400404.

- Myslyuk M.A., Voloshin Y.D., 2021. Selection of technological fluids for wells killing. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (2), 56–61. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-2(338)-56-61.
- Okoro E.E., Alaba A.O., Sanni S.E., Ekeinde E.B., Dosunmu, A., 2019. Development of an automated drilling fluid selection tool using integral geometric parameters for effective drilling operations. *Heliyon*, 5(5). DOI: 10.1016/j.heliyon.2019.e01713.
- Orlovsky S.A., 1977. On programming with fuzzy constraint sets. *Kybernetes*, 6(3), 197–201. DOI: 10.1108/eb005453.
- Orun C.B., Akpabio J.U., Agwu O.E., 2023. Drilling fluid design for depleted zone drilling: an integrated review of laboratory, field, modelling and cost studies. *Geoenergy science and engineering*, 226, 211706. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211706.
- Oseh J.O., Norddin M.N.A.M., Duru U.I., Ngouangna E.N., Ridzuan N., Ismail I., Gbadamosi A.O., Yahya M.N., Igwilo K.U., Okoli N., Gbonhinbor J., Agi A., 2024. Synthesis of novel salt-resistant and high-temperature hydroxyapatite nanoparticle for rheology, lubricity, surface tension, and filtration property modifications of water-based drilling mud. *SPE Nigeria annual international conference and exhibition*. SPE. DOI: 10.2118/221620-ms.
- Pino R.M., Elhabrouk I., Addagalla A., Jadhav P.B., 2018. Customized drilling fluids design to drill challenging sections using high-performance water-based mud. *SPE Kingdom of Saudi Arabia annual technical symposium and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/192326-ms.
- Raptanov A.K., Ruzhenskiy V.V., Kostiv B.I., Myslyuk M.A., Charkovskyy V.M., 2021. Analysis of the deep drilling technology in unstable formations at the Semyrenky gas condensate field. *SOCAR Proceedings*, (SI2), 52–64. DOI: 10.5510/ogp2021si200573.
- Razak M.S., Devadass L., 2020. Unconventional mud design to address narrow pressure window and high overbalance HPHT offshore well. *Offshore technology conference Asia*. Offshore technology conference. DOI: 10.4043/30229-ms.
- Razak M.S.B.A., Ong S.H., 2020. Drilling fluids optimization – A case study in overcoming drilling challenges in excessive over balanced, loss circulation and wellbore instability environment. *Offshore technology conference Asia*. Offshore technology conference. DOI: 10.4043/30368-ms.
- Skoff G., Mahfoudh F., Jeong C., Makarychev-Mikhailov S., Petryshak O., Vesselin V., Chatar C., Bondale V., Devadas M., 2023. Machine learning-based drilling system recommender: towards optimal BHA and fluid technology selection. *SPE/IADC international drilling conference and exhibition*. SPE. DOI: 10.2118/212559-ms.
- Subbiah S.K., Povstyanova M., Egawa S., Kokubo S., Yahata K., Okuzawa T., Vantala A., Tan C.P., Nasreldin G., Martin J.W., Husien M., Rajaiah N.K., 2018. Chemo-mechanical behavior for UAE shales and mud design for wellbore stability. *Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/192905-ms.
- Szczygieł A., 2019. Complex reservoir drilling fluid solutions for reservoir drilling. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 36(1), 45. DOI: 10.7494/drill.2019.36.1.45.
- Taghdimi R., Kaffashi B., Rasaei M.R., Dabiri M.-S., Hemmati-Sarapardeh A., 2023. Formulating a novel drilling mud using bio-polymers, nanoparticles, and SDS and investigating its rheological behavior, interfacial tension, and formation damage. *Scientific Reports*, 13, 12080. DOI: 10.1038/s41598-023-39257-5.
- Witthayapanyanon A., Chandramouleeswaran K., Bin Dollah A., Clapper D., Bland R., Kongsawast A., Pepple M.M., Nasrudin K.A., Abshar M., 2014. Ultra-HPHT drilling fluid design for frontier deep gas exploration in South Malay Basin. *Offshore technology Conference-Asia*. Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/24830-ms.
- Yonebayashi H., Miyagawa Y., Watanabe T., Kurokawa S., Teshima S., Richmond M.H., 2017. Return permeability tests and relevant laboratory evaluation to optimize remedial design for reviving productivity of cased hole well damaged by oil-based-mud. *Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/188755-ms.
- Zhang J., Edwards S., 2022. Design mud weight and control breakout width based on angle of intersection analysis. *SPE annual technical conference and exhibition*. SPE. DOI: 10.2118/210135-ms.

Legal and Normative Acts

- API Specification 13B-1, Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids; 2009; API: Washington, DC, USA, 2009.
- DSTU 4246:2003 (2003) Salt for industrial processing. Technical conditions. State Consumer Standard of Ukraine.
- TU U 20.1-34962841-009:2014, (2024). Colmatant reagent «Alevron». Geosynthesis Engineering.
- TU U 24.6-23913269-001–2001, (2001). Foaming agent Solpen-10T. LLC «Science and technology center for applied science and technology»
- TU-2483-077-05766801–98, (1998). Neonol AF 9-12. «Novokhim».

Nafta-Gaz 2026, vol. 82, no. 2, pp. 136–145, DOI: 10.18668/NG.2026.02.03

Increasing the efficiency of geothermal energy utilization in oil wells

Zwiększenie efektywności wykorzystania energii geotermalnej w odwiertach naftowych

Oleksandr Panevnyk, Denys Panevnyk, Taras Popadynets, Oleh Matvienkiv

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

ABSTRACT: Based on the application of heat balance equations for flow in the hydraulic channels of the riser pipes and the annulus, the coolant temperature was determined for different ratios of working medium flow rates, oil well depths, and standard tubing string sizes. The extreme nature of the dependence of coolant temperature on its flow rate was established. The coolant temperature increases with increasing well depth according to a nonlinear dependence. The use of a riser string with a larger diameter reduces the coolant temperature at the well outlet. The efficiency of heat extraction increases when well backwashing is implemented. Taking into account the results of the conducted

research, a pump-circulation system scheme for extracting thermal energy from an oil well is proposed. The pump-circulation system includes a jet pump with hydraulically separated lines for supplying the injected and mixed flows. The additional circulation circuit created by the jet pump increases the flow rate of the working medium during the lifting of the heated coolant. The procedure for determining the operating mode of the jet pump is implemented using an automated algorithm developed in the Python programming language. The speed of lifting the heated coolant increases with an increase in the injection coefficient of the jet pump while maintaining the same speed and flow rate of the working flow entering the well. Concurrently, the duration of heated coolant transportation decreases, as does the amount of heat loss, while the temperature of the coolant exiting the oil well increases. The operating characteristics of a downhole jet pump are limited by its ability to generate the required pressure. The minimum required flow rate of the working flow, the maximum permissible diameter of the working nozzle, and the depth of placement in the well determine the application range of the jet pump.

Keywords: oil well, geothermal energy, petrothermal well, coolant temperature, heat balance, jet pump, ejection system.

STRESZCZENIE: Na podstawie równań bilansu cieplnego dla przepływu w kanałach hydraulicznych rur wydobywczych oraz w przestrzeni pierścieniowej wyznaczono temperaturę czynnika chłodzącego dla różnych stosunków natężenia przepływu medium roboczego, głębokości odwiertów naftowych oraz standardowych rozmiarów rur wydobywczych. Stwierdzono ekstremalny charakter zależności temperatury czynnika chłodzącego od jego natężenia przepływu. Temperatura czynnika chłodzącego rośnie nieliniowo wraz ze wzrostem głębokości odwiertu. Zastosowanie rury wydobywczej o większej średnicy powoduje obniżenie temperatury czynnika chłodzącego na wylocie z odwiertu. Sprawność odbioru ciepła wzrasta przy zastosowaniu płukania wstecznego odwiertu. Uwzględniając wyniki przeprowadzonych badań, zaproponowano układ pompowo-cyrkulacyjny do odprowadzania energii cieplnej z odwiertu naftowego. Układ ten wykorzystuje pompę strumieniową z hydraulicznie oddzielnymi przewodami doprowadzającymi strumień wtryskiwany i mieszany. Dodatkowy obieg cyrkulacyjny utworzony przez pompę strumieniową zwiększa natężenie przepływu medium roboczego podczas podnoszenia ogrzanego czynnika chłodzącego. Procedura wyznaczania trybu pracy pompy strumieniowej jest realizowana za pomocą zautomatyzowanego algorytmu opracowanego w języku programowania Python. Prędkość podnoszenia ogrzanego czynnika chłodzącego wzrasta wraz ze wzrostem współczynnika wtrysku pompy strumieniowej przy zachowaniu tej samej prędkości i natężenia przepływu strumienia roboczego wpływającego do odwiertu. Jednocześnie skraca się czas transportu podgrzanego płynu chłodzącego, zmniejsza się ilość strat ciepła, a temperatura płynu chłodzącego na wylocie z odwiertu wzrasta. Charakterystyka pracy pompy strumieniowej jest ograniczona jej zdolnością do wytworzenia wymaganego ciśnienia. Minimalne wymagane natężenie przepływu roboczego, maksymalna dopuszczalna średnica dyszy roboczej oraz głębokość umieszczenia w odwiercie determinują zakres zastosowania pompy strumieniowej.

Słowa kluczowe: odwiert naftowy, energia geotermalna, odwiert petrotermalny, temperatura czynnika chłodzącego, bilans cieplny, pompa strumieniowa, system wyrzutu.

References

- Abesser C., Busby J.P., Pharaoh T.C., Bloodworth A.J., Ward R.S., 2020. Unlocking the potential of geothermal energy in the UK. British geological survey. Decarbonisation and resource management programme. Open report, OR/20/049: 22. <<https://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/528673/1/OR20049.pdf>> (access: 08.04.2026).
- Annual report Code 1769, 2023. Geothermal Power Market Size 2023 to 2032. *Precedence Research Company*. Published: September 2023: 150. <<https://www.precedenceresearch.com/geothermal-power-market>> (access: 03.11.2023).
- Brown C.S., Kolo I., Banks D., Falcone G., 2024. Comparison of the thermal and hydraulic performance of single U-tube, double U-tube and coaxial medium-to-deep borehole heat exchangers. *Geothermics*, 117(1): 1–18. DOI: 10.1016/j.geothermics.2023.102888.
- Deng J., Wei Q., He S., Liang M., Zhang H., 2020. Simulation Analysis on the Heat Performance of Deep Borehole Heat Exchangers in Medium-Depth Geothermal Heat Pump Systems. *Energies*, 13(3): 754. DOI: 10.3390/en13030754.
- Dzuvialikov S.L., Zbrueva Y.V., 2017. Current problems of judicial and vulnerary ballistics. *International Research Journal*, 2(56): 14–17. DOI: 10.23670/IRJ.2017.56.083.
- Gabdrachmanova K., Izmailova G., 2019. Research of the possibility of using thermoelectric elements (TEE) in wells with low geothermal gradient. *Technology Audit and Production Reserves*, 4(1(48)): 43–45. DOI: 10.15587/2312-8372.2019.178482.
- Gnatus N.A., Khutorskoy M.D. Khmelevskoi V.K., 2011. Petrothermal Energy and Geophysics. *Moscow University Geology Bulletin*, 66(3): 151–157. DOI: 10.3103/S0145875211030045.
- Groom N., 2020. Special Report: Millions of abandoned oil wells are leaking methane, a climate menace. *Discover Thomson Reuters*. Published: 2020-06-17. <<https://www.reuters.com/article/us-usa-drilling-abandoned-specialreport-idUSKBN23N1NL>>. (access: 03.11.2023).
- Havrysh V.I., Kolyasa L.I., Ukhanska O.M., Loik V.B., 2019. Determination of temperature field in thermally sensitive layered medium with inclusions. *Naukovyi Visnyk NHU*, (1): 76–82. DOI: 10.29202/nvngu/2019-1/5.
- Ejderyan O., Ruef F., Stauffacher M., 2020. Entanglement of Top-Down and Bottom-Up: Sociotechnical Innovation Pathways of Geothermal Energy in Switzerland. *Journal of Environment & Development*, 29(1): 99–122. DOI: 10.1177/1070496519886008.
- Falcone G., Liu X., Okech R.R., Seyidov F., Teodoriu C., 2018. Assessment of Deep Geothermal Energy Exploitation Methods: the Need for Novel Single-Well Solutions. *Energy*, 160: 54–63. DOI: 10.1016/j.energy.2018.06.144.
- Livescu S., Dindoruk B., 2022. Subsurface Technology Pivoting from Oil and Gas to Geothermal Resources: A Sensitivity Study of Well Parameters. *SPE Production & Operations*, 37(02): 280–294. DOI: 10.2118/209227-PA.
- Kolesnyk V., Peterka J., Kuruc M., Šimna V., Moravčíková J., Vopát T., Lisovenko D., 2020. Experimental Study of Drilling Temperature, Geometrical Errors and Thermal Expansion of Drill on Hole Accuracy When Drilling CFRP/Ti Alloy Stacks. *Materials*, 13(14): 3232. DOI: 10.3390/ma13143232.
- Li S., Lu J., Yang H., Huang Z., 2023. Performance assessment and working fluid selection for heat recovery ejector heat pump system in cold climatic conditions. *International Journal of Refrigeration*, 158: 313–328. DOI: 10.1016/j.ijrefrig.2023.12.012.
- Morita K., Bollmeier W.S., Mizogami H., 1992. An experiment to prove the concept of the downhole coaxial heat exchanger (DCHE) in Hawaii. *Transactions-Geothermal Resources Council*, 16: 9–16. <<http://hdl.handle.net/10125/23601>> (access: 08.04.2026).
- Mortensen J., 1978. Hot dry rock: a new geothermal energy source. *Energy*, 3(5): 639–644. DOI: 10.1016/0360-5442(78)90079-8.
- Panevnyk D.A., 2021. Simulation of a downhole jet-vortex pump's working process. *Nafta-Gaz*, 77(9): 579–586. DOI: 10.18668/NG.2021.09.02.
- Panevnyk D.O., 2022. The study on the influence of the injected flow swirling on the characteristics of the jet pump. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*, 113(1): 22–30. DOI: 10.5604/01.3001.0016.0942.

- Peshcherenko S., Pospelov D., 2024. Optimization of the basic design of a water jet pump for geothermal water extraction. *Bulletin of Perm University. Physics*, 1: 33–42. DOI: 10.17072/1994-3598-2024-1-33-42.
- Sharapov S.O., Bocko J., Yevtushenko S.O., Panchenko V.O., Skydanenko M.S., 2023. Energy-Saving Individual Heating Systems Based on Liquid-Vapor Ejector. *Journal of engineering sciences*, 10(2): G1–G8. DOI: 10.21272/jes.2023.10(2).g1.
- Sowizdzał A., Gładysz P., Pajak L., 2021. Sustainable Use of Petrothermal Resources – A Review of the Geological Conditions in Poland. *Resources*, 10(1): 8. DOI: 10.3390/resources10010008.
- Starodub G., Karpenko V., Stasenko V., Nykoryuk M., Karpenko O., 2012. Ukraine energy security project on the basis of own geothermal resources. *Bulletin of Lviv State University of Life Safety*, 6: 107–114. <http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vldubzh_2012_6_17> (access: 08.04.2026).
- Sudakov A., Chudyk I., Sudakova D., Dziubyk L., 2019. Innovative technology for insulating the borehole absorbing horizons with thermoplastic materials. *E3S Web of Conferences*, 123(1): 1–13. DOI: 10.1051/e3sconf/201912301033.
- Tester J.W., Anderson B.J., Batchelor A.S., Blackwell D.D., DiPippo R., Drake E.M., Garnish J., Livesay B., Moore M.C., Nichols K., Petty S., Toksoz M.N., Shrock R.R., Veatch R.W., Baria R., Augustine C., Murphy E., Negru P., Richards M., 2006. The Future of Geothermal Energy – Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century. *ICMassachusetts Institute of Technology. Idaho Falls: Idaho National Laboratory*. Report INL/EXT-06-11746 ID 83415-3830: 372. <<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2006/11/MITEI-The-Future-of-Geothermal-Energy.pdf>> (access: 08.04.2026).
- Velychkovych A.S., Panevnyk D.O., 2017. Study of the stress state of the downhole jet pump housing. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 5: 50–55. <http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvngu_2017_5_10>.
- Wagner S, Reich M., Buske S., Konietzky H., Förster H.-J., Förster A., 2015. Petrothermal Energy Generation in Crystalline Rocks (Germany). *Proceedings World Geothermal Congress, Melbourne, Australia*, 19–25. <https://www.researchgate.net/publication/275886762_Petrothermal_energy_generation_in_crystalline_rocks_Germany> (access: 08.04.2026).
- Wyrostkiewicz M., Panevnyk D., 2022. Simulation of the working process of a dual-circuit downhole ejection system. *Nafta-Gaz*, 78(9): 654–661. DOI: 10.18668/NG.2022.09.02.

Nafta-Gaz 2026, vol. 82, no. 2, pp. 146–155, DOI: 10.18668/NG.2026.02.04

Study on the effect of new compositions on the breakdown of stable water-in-oil emulsions

Badanie wpływu nowych kompozycji na rozpad stabilnych emulsji typu woda w oleju

Guseyn R. Gurbanov, Aysel V. Gasimzade, Zeynab A. Abdullayeva

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: The increase in the production of high-viscosity crude oils often leads to the formation of persistent water-in-oil emulsions, mainly due to the presence of formation water during extraction. These emulsions hinder transportation and processing because they contain high levels of asphaltenes, resins, paraffins, salts, and mechanical impurities. These components act as natural emulsifiers, increasing viscosity and corrosiveness, raising operational costs, reducing processing efficiency, and accelerating equipment wear. This study evaluates the effectiveness of newly developed multifunctional KA-series compositions (KA-1, KA-2, KA-3) in breaking persistent emulsions under laboratory conditions. The formulations were developed using BAF-1, gossypol resin (a corrosion inhibitor), and commercial demulsifiers (ND-12, Difron-9426, Alkan-415), and were tested on crude oil from the Absheron (35% water), Sangachal (30%), and Dashgil (32%) fields in Azerbaijan. Experiments were carried out at temperatures of 20–50°C, reagent concentrations of 50–500 g/t, and contact times of 40–120 minutes. Demulsification efficiency increased with both temperature and reagent concentration, reaching optimal values at 50°C after 120 minutes. For all three fields – Absheron, Sangachal, and Dashgil – the optimal dosages of the KA-series demulsifiers ranged from 150 to 500 g/t, providing approximately 98–99% separation efficiency in the tested samples. The KA compositions also reduced residual water, mechanical impurities, and chloride content. For example, KA-2 lowered chloride concentration in the Absheron sample from 417.4 to 103.4 mg/L and reduced mechanical impurities from 1.63% to 0.05%, with similar trends observed in other samples. This study demonstrates that multifunctional demulsifiers tailored to the specific challenges of heavy crude oils outperform single-component reagents. The findings provide a scientific basis for improving oil-treatment processes, especially in fields with high water content and stable emulsion formation. The KA-series formulations show strong potential for industrial application in such reservoirs. The novelty of this study lies in the development and laboratory validation of multifunctional KA-series demulsifier formulations specifically tailored for high-viscosity crude oils, ensuring both high separation efficiency and reduced residual water content. These results contribute to the optimization of crude oil dehydration processes, enabling more efficient and environmentally sustainable oil production.

Keywords: KA-series compositions, water-in-oil emulsions, individual reagents, chloride salts, mechanical impurities, high-viscosity crude oils.

STRESZCZENIE: Wzrost wydobywania ropy naftowej o wysokiej lepkości często prowadzi do powstawania trwałych emulsji typu woda w oleju, głównie wskutek obecności wody złożowej podczas wydobywania. Emulsje te utrudniają transport i przetwarzanie, ponieważ zawierają znaczne ilości asfaltenów, żywic, parafin, soli oraz zanieczyszczeń mechanicznych. Składniki te działają jak naturalne emulgatory, zwiększając lepkość i korozyjność, podnosząc koszty eksploatacji, zmniejszając wydajność przetwarzania i przyspieszając zużycie sprzętu. W niniejszym badaniu oceniono skuteczność nowo opracowanych wielofunkcyjnych kompozycji serii KA (KA-1, KA-2, KA-3) w rozbijaniu trwałych emulsji w warunkach laboratoryjnych. Formuły zostały opracowane przy użyciu BAF-1, żywicy gossypolowej (inhibitora korozji) oraz komercyjnych demulgatorów (ND-12, Difron-9426, Alkan-415). Badania przeprowadzono na próbkach ropy naftowej ze złóż Apszeron (35% wody),

Sangaczal (30%) i Dashgil (32%) w Azerbejdżanie. Eksperymenty przeprowadzono w temperaturze 20–50°C, przy stężeniach odczynników 50–500 g/t i czasie kontaktu 40–120 minut. Skuteczność demulgacji wzrastała wraz z temperaturą i stężeniem odczynnika, osiągając optymalne wartości w temperaturze 50°C po 120 minutach. W przypadku wszystkich trzech złóż – Apszeron, Sangaczal i Dashgil – optymalne dawki demulgatorów serii KA wynosiły od 150 do 500 g/t, zapewniając około 98–99% skuteczność separacji w badanych próbkach. Kompozycje KA przyczyniły się również do obniżenia zawartości wody resztkowej, zanieczyszczeń mechanicznych oraz chlorków. Przykładowo, w próbce ze złoża Apszeron kompozycja KA-2 obniżyła stężenie chlorków z 417,4 do 103,4 mg/l oraz zmniejszyła zanieczyszczenia mechaniczne z 1,63% do 0,05%. Podobne tendencje zaobserwowano w pozostałych próbkach. Przeprowadzone badania wykazały, że wielofunkcyjne demulgatory dostosowane do specyfiki ciężkiej ropy naftowej przewyższają skutecznością odczynniki jednoskładnikowe. Wyniki badań stanowią naukową podstawę do doskonalenia procesów uzdatniania ropy naftowej, szczególnie w złożach o wysokiej zawartości wody i skłonności do tworzenia trwałych emulsji. Preparaty z serii KA wykazują duży potencjał do zastosowań przemysłowych w takich złożach. Innowacyjność niniejszego badania polega na opracowaniu i laboratoryjnej walidacji wielofunkcyjnych preparatów demulgujących serii KA, zaprojektowanych specjalnie do ropy naftowej o wysokiej lepkości, zapewniających wysoką skuteczność separacji przy jednoczesnym obniżeniu zawartości wody resztkowej. Wyniki te przyczyniają się do optymalizacji procesów odwadniania ropy naftowej, umożliwiając bardziej wydajną i zrównoważoną środowiskowo produkcję ropy.

Słowa kluczowe: kompozycje serii KA, emulsje typu woda w oleju, indywidualne odczynniki, sole chlorkowe, zanieczyszczenia mechaniczne, ropa naftowa o wysokiej lepkości.

References

- Ali M.F., Alqam M.H., 2000. The role of asphaltenes, resins and other solids in the stabilization of water in oil emulsions and its effects on oil production in Saudi oil fields. *Fuel*, 79(11): 1309–1316. DOI: 10.1016/S0016-2361(99)00268-9.
- Al-Sahhaf T., Elsharkawy A., Fahim M., 2008. Stability of water-in-crude oil emulsions: effect of oil aromaticity, resins to asphaltene ratio and pH of water. *Petroleum Science and Technology*, 26: 2009–2022. DOI: 10.1080/10916460701428904.
- Bakhtizin R.N., Karimov R.M., Mastobayev B.N., 2016. Impact of macromolecular components on rheological properties depending on the structural-group and fractional composition of oil. *SOCAR Proceedings*, 1: 42–50. DOI: 10.5510/OGP20160100269.
- Gasimzade A.V., 2024. Study of a multifunctional compositions in the preparation and transportation of heavy oils. *Voprosy khimii i khimicheskoi tekhnologii*, 4: 25–33. DOI: 10.32434/0321-4095-2024-155-4-25-33.
- Gurbanov A.N., Sardarova I.Z., 2022. Increasing the efficiency of microbiological protection of underground facilities. *SOCAR Proceedings*, 2: 88–92. DOI: 10.5510/OGP20220200680.
- Gurbanov H.R., Gasimzade A.V., 2022. Research of the impact of new compositions on the decomposition of stable water-oil emulsions of heavy oils. *Voprosy khimii i khimicheskoi tekhnologii*, 6: 19–28. DOI: 10.32434/0321-4095-2022-145-6-19-28.
- Gurbanov H.R., Gasimzade A.V., 2023. Study on efficiency of new multifunctional compositions for preparation of oil for transportation. *Voprosy khimii i khimicheskoi tekhnologii*, 4: 41–50. DOI: 10.32434/0321-4095-2023-149-4-41-50.
- Iskandarov E.Kh., 2024. Study of structural changes in multifaceted gas pipelines. *SOCAR Proceedings*, 4: 117–122. DOI: 10.5510/OGP20240401026.
- Lutfullin M.F., Mukhamadiev A.A., Agniev S.V., Yunusov A.I., 2005. Results of application of the demulsifier DecleaveS-1251 in Maloichskoye field of OAO Severnoyeftegaz TNK-BP. *Journal of Oil Industry*, 5: 94–96. (In Russian)
- Matiyev K.I., Aga-zade A.D., Keldibayeva S.S., 2016. Removal of asphalt-resin and paraffin deposits from various fields. *SOCAR Proceedings*, 4: 64–68. DOI: 10.5510/OGP20160400299.
- Mukhamadiyev A.A., Notov S.V., 2008. The results of pilot tests of demulsifier “Alkioks-516” by the facilities of OJSC “Samotlorneftegaz”. *Journal of Oil Industry*, 5: 74–75. (In Russian)
- Nebogina N.A., Prozorova I.V., Yudina N.V., 2008. Impact of water content in oil on the formation and rheological properties of oil-water emulsions. *Journal of Oil Industry*, 12: 90–92. (In Russian)
- Nurullayev V.H., Murvatov F.T., Gasimzade A.V., 2022. On the issues of perspective for the development of the Siyazan monoclinical oil field of the republic of Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, 1: 84–89. DOI: 10.5510/OGP2022S1100649.
- Nurullayev V.H., Usubaliyev B.T., Gurbanov G.R., Arif A.Z., Valiyaddin G.A., Maxsud H.M., 2023. Coordination compounds for rheological and physical-chemical regularity of energy consumption decrease while transporting crude oils. *Turkish Journal of Engineering*, 7(3): 180–185. DOI: 10.31127/tuje.1093934.
- Pal B., Kumar R., Naiya T.K., 2021. Demulsification of crude oil-water emulsion using naturally formulated demulsifier. *Petroleum Science and Technology*, 39(21–22): 1027–1042. DOI: 10.1080/10916466.2021.1983599.
- Schubert H., Armbruster H., 1989. Prinzipien der Herstellung und stabilität von emulsionen. *Chemie Ingenieur Technik*, 61(1), 701–711. DOI: 10.1002/cite.330610906.
- Verruto V.J., Kilpatrick P.K., 2008. Water-in-model oil emulsions studied by small angle neutron scattering: interfacial film thickness and composition. *Langmuir*, 24(22): 12807–12822. DOI: 10.1021/la802095m.

Legal and normative acts

- ASTM D 445-2024. 2024. Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids. ASTM International.
- ASTM D 4006-2022. 2022. Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation. ASTM International.
- ASTM D 6470-2019. 2019a. Standard Test Method for Salt in Crude Oils (Electrometric Method). ASTM International.
- ASTM D 2007-2019. 2019b. Standard Test Method for Characteristic Groups in Rubber Extender and Processing Oils and Other Petroleum-Derived Oils by the Clay-Gel Absorption Chromatographic Method. ASTM International.
- ASTM D 6560-2020. 2020e. Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products. ASTM International.
- ASTM D 1298-2017. 2017a. Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method. ASTM International.
- GOST 21534-76. 1976. Crude Oil — Method for Determination of Chloride Salts. Federal Agency for Technical Regulation and Metrology.
- GOST 6370-83. 1983. Petroleum, Petroleum Products and Additives — Method for Determination of Mechanical Impurities. Federal Agency for Technical Regulation and Metrology.
- GOST 11851-85. 1985. Crude Oil — Method for Determination of Paraffin Content (Cooling and Filtration Method). Federal Agency for Technical Regulation and Metrology.

Functionality of the compressed natural gas (CNG) refuelling stations in Lagos, Nigeria

Funkcjonowanie stacji tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) w Lagos (Nigeria)

Deborah O. Bolaji, Kazeem A. Bello, Tunde O. Ogundana, Bukola O. Bolaji,
Israel A. Olumoroti, Friday A. Onuh, Olatude A. Oyelaran

Department of Mechanical Engineering, Federal University Oye-Ekiti, PMB. 373, Oye-Ekiti, Ekiti
State, Nigeria

ABSTRACT: The worldwide transition to sustainable and environmentally friendly energy sources has become increasingly important due to the environmental concerns associated with fossil fuel dependency. Among the various alternatives, Compressed Natural Gas (CNG) has emerged as a viable option. Assessing the operation of CNG refuelling stations in Nigeria is critical for measuring their performance and determining potential and obstacles to increasing CNG usage. This research assesses the functionality and operational standards of CNG refuelling stations in Lagos, Nigeria, with an emphasis on effectiveness and adherence to international regulations. The data show significant performance discrepancies among the stations. While Station C had the maximum functional efficiency and conformity with practically all important international indicators, other stations, notably Station D, showed significant flaws. These consist of prolonged normal refuelling times, bad upkeep, and not enough training for the workers. A comparison with international standards highlighted systemic issues: the assessed stations had an average refuelling duration of 7 minutes, exceeding the global norm of 5 minutes, and they conducted only one maintenance cycle per month, instead of the required four. Staff training compliance was 60%, and system downtime reached 12%, greatly surpassing the worldwide norm of 5%. These shortcomings threaten the reliability, safety, and public acceptance of Nigeria's CNG infrastructure. The paper highlights the necessity of adhering to strict regulations, conducting periodic evaluations, and providing training for employees. Addressing these deficiencies is essential to improve station performance and support Nigeria's transition to more environmentally friendly transportation through wider adoption of CNG technology.

Keywords: compliance, refuelling stations, infrastructure, CNG.

STRESZCZENIE: Globalna transformacja w kierunku zrównoważonych i przyjaznych dla środowiska źródeł energii nabiera coraz większego znaczenia ze względu na problemy środowiskowe związane z uzależnieniem od paliw kopalnych. Wśród dostępnych alternatyw sprężony gaz ziemny (CNG) wydaje się najkorzystniejszym rozwiązaniem. Ocena funkcjonowania stacji tankowania CNG w Nigerii ma kluczowe znaczenie dla pomiaru ich wydajności oraz określenia potencjału i przeszkód w zwiększaniu wykorzystania CNG. W niniejszym badaniu dokonano oceny funkcjonalności i standardów operacyjnych stacji tankowania CNG w Lagos, ze szczególnym uwzględnieniem ich efektywności oraz zgodności z międzynarodowymi regulacjami. Dane wskazują na istotne rozbieżności w wydajności między stacjami. Stacja C charakteryzowała się najwyższą efektywnością funkcjonalną oraz zgodnością z niemal wszystkimi istotnymi wskaźnikami międzynarodowymi. Niestety, w przypadku pozostałych stacji, w szczególności Stacji D, wykazano znaczące uchybienia, takie jak wydłużony czas normalnego tankowania, zły stan techniczny oraz niewystarczające przeszkolenie pracowników. Porównanie z normami międzynarodowymi uwypukliło problemy systemowe: średni czas tankowania na analizowanych stacjach wynosił 7 minut, podczas gdy globalna norma wynosi 5 minut, a także przeprowadzano na nich jedynie jeden cykl konserwacji miesięcznie zamiast wymaganych czterech. Zgodność w zakresie szkoleń personelu wynosiła 60%, a przestoje systemu sięgały 12%, znacznie przekraczając światową normę wynoszącą 5%. Niedociągnięcia te zagrażają niezawodności, bezpieczeństwu oraz powszechnej akceptacji infrastruktury CNG w Nigerii. W artykule podkreślono konieczność przestrzegania rygorystycznych regulacji, przeprowadzania okresowych ocen oraz zapewnienia szkoleń dla pracowników. Wyeliminowanie tych niedociągnięć ma zasadnicze znaczenie dla poprawy wydajności stacji oraz wspomagania przejścia Nigerii na bardziej przyjazny dla środowiska transport poprzez szersze wdrażanie technologii CNG.

Słowa kluczowe: zgodność, stacje tankowania, infrastruktura, CNG.

References

- Abbasi K. R., Zhang, Q., Ozturk I., Alvarado R., Musa M., 2024. Energy transition, fossil fuels, and green innovations: Paving the way to achieving sustainable development goals in the United States. *Gondwana Research*, 130, 326–341. DOI: 10.1016/j.gr.2024.02.005.
- Abu R., Patchigolla K., Simms, N., 2023. A Review on Qualitative Assessment of Natural Gas Utilisation Options for Eliminating Routine Nigerian Gas Flaring. *Gases*, 3(1), 1–24. DOI: 10.3390/gases3010001.
- Achakulwisut P., Erickson P., Guivarch C., Schaeffer R., Brutschin E., Pye S., 2023. Global fossil fuel reduction pathways under different climate mitigation strategies and ambitions. *Nature Communications*, 14(1), 5425. DOI:10.1038/s41467-023-41105-z.
- Ahmed S.K., Mohammed R.A., Nashwan A.J., Ibrahim R.H., Abdalla A.Q., M. Ameen B.M., Khdir R.M., 2025. Using thematic analysis in qualitative research. *Journal of Medicine, Surgery, and Public Health*, 6, 100198. DOI: 10.1016/j.glmedi.2025.100198.
- Ambituani A., Amezaga J., Emeseh E., 2014. Analysis of safety and environmental regulations for downstream petroleum industry operations in Nigeria: Problems and prospects. *Environmental Development*, 9, 43–60. DOI: 10.1016/j.envdev.2013.12.002.
- Andah R.A., Guttena R.K., 2025. The Dangote Refinery: pioneering Africa's energy independence amid challenges. *Emerald Emerging Markets Case Studies*, 15(4), 1–8. DOI: 10.1108/EEMCS-02-2025-0078.

- Austvik O.G., 2016. The Energy Union and security-of-gas supply. *Energy Policy*, 96, 372–382. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.06.013.
- Bangun C., Jalil A., Amperajaya D., Rasjidin R., 2022. Preventive Maintenance Scheduling with Age Replacement Method at CNG Station. *Aptisi Transactions on Technopreneurship (ATT)*, 4(2), 153–163. DOI: 10.34306/att.v4i2.260.
- Carbone C., Sanzò N., Dorsini R., Nigliaccio G., Di Florio G., Cigolotti V., Agostini A., 2025. An economic and environmental assessment of different bus powertrain technologies in public transportation. *Cleaner Environmental Systems*, 16, 100250. DOI: 10.1016/j.cesys.2024.100250.
- Emeke C., Chijioko N., Nteegah A., 2023. A Techno-Economic Analysis of Using Natural Gas as Alternative Transport Fuel in Nigeria. *Journal of Energy Technology and Environment*, 5(2). DOI: 10.5281/zenodo.8025661.
- Daser-Adams J.L., Ogundari I.O., Owolabi H.A., Lawal O.R., Adebajani O.T., Adedigba S.A., Ademiluyi D.D., Ademiju A.I., Malomo B.O., 2025. Compressed Natural Gas Utilization in Nigeria's Transport Sector: Fuel Balance, Economics and Environmental Considerations. *Journal of Energy Research and Reviews*, 17(3), 34–41. DOI: 10.9734/jenrr/2025/v17i3400.
- Garba U., Musa M., 2024. An overview of key safety concerns and sustainability of CNG retrofitted vehicles in Nigeria. *Fudma Journal of Sciences*, 8(6), 264–270. DOI: 10.33003/fjs-2024-0806-2921.
- Hamidieh A., Ghanbari M., 2023. *Developing a Decision Model for Enhancing the Safety of CNG Stations Using Data Mining and Safety Indicators Classification*. DOI: 10.21203/rs.3.rs-3256371/v1.
- Kelley S., Kuby M., 2017. Decentralized refueling of compressed natural gas (CNG) fleet vehicles in Southern California. *Energy Policy*, 109, 350–359. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.07.017.
- Kulušić I., Jukić L., Smajla I., and Karasalihović Sedlar, D., 2024. The Role of Natural Gas in the Socio-Technical Transition to a Carbon-Neutral Society and a Review of the European Union's Framework. *Sustainability*, 16(9), 3791. DOI: 10.3390/su16093791.
- Lakum M., 2025. Narratives of transport transitions: the shift from diesel and petrol to Compressed Natural Gas in Delhi (1980–2012). *Cities and Health*, 9(5), 799–808. DOI: 10.1080/23748834.2025.2536414.
- Lynch L.A., Browning L., Snelling A., 2021. *Evaluation of Safety Standards for Fuel System and Fuel Container Integrity of Alternative Fuel Vehicles*. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77455.pdf>. (access: 17.04.2026).
- Mitrićă E., 2023. Economic analysis of the initial investment for intermediary introduction of compressed natural gas in Romania. *Energy for Sustainable Development*, 76, 101270. DOI: 10.1016/j.esd.2023.101270.
- Morgado L., Silva F.J.G., Fonseca L.M., 2019. Mapping Occupational Health and Safety Management Systems in Portugal: outlook for ISO 45001:2018 adoption. *Procedia Manufacturing*, 38, 755–764. DOI: 10.1016/j.promfg.2020.01.103.
- Mustafi N.N., Agarwal A.K., 2020. Combustion and Emission Characteristics, and Emission Control of CNG Fueled Vehicles. [In:] *Energy, Environment, and Sustainability*, 201–228. DOI: 10.1007/978-981-15-0418-1_12.
- Neumann T., 2025. Green Energy Fuelling Stations in Road Transport: Poland in the European and Global Context. *Energies*, 18(15), 4110. DOI: 10.3390/en18154110.
- Njiran O.-O.E., Ajenka J.A., Okoro F., 2022. Performance Evaluation of Transportation Fuel Technologies from Natural Gas-A Comparative Analysis. *International Journal of Latest Technology in Engineering, Management and Applied Science (IJLTEMAS)*, 11(2), 19–25.
- Odoi N.U., Joel O.F., Ikiensikimama S.S., Jacob N.B., 2022. Simulation of natural gas infrastructure for CNG and LPG recovery – a case study. *African Journal of Engineering and Environment Research Vol.*, 4(1), 73–100.
- Oduka U., Odotula T., Oriji A., 2025. Impact of Domestic Natural Gas Utilization on the Power Sector in Nigeria. *American Journal of Energy Engineering*, 13(1), 9–22. DOI: 10.11648/j.ajee.20251301.12.
- Okafor C.C., Madu C.N., Nwoye A.V., Nzekwe C.A., Otonomo F.A., Ajaero C.C., 2025. Research on Climate Change Initiatives in Nigeria: Identifying Trends, Themes and Future Directions. *Sustainability*, 17(9), 3995. DOI: 10.3390/su17093995.
- Okoro E.E., Aimikhe V.J., Sanni S.E., Ogali O.I.O., 2024. Compressed natural gas storage and transmission. [In:] *Advances in Natural Gas: Formation, Processing, and Applications. Volume 6: Natural Gas Transportation and Storage*, 81–106. Elsevier. DOI: 10.1016/B978-0-443-19225-8.00011-1.
- Olujobi O.J., 2024. Nigeria's Climate Change Act 2021: A pathway to net-zero carbon emission, energy security and sustainability. *Environmental Science and Pollution Research*, 31(25), 36834–36848. DOI: 10.1007/s11356-024-33347-1.
- Oluwakoya A., 2023. A comprehensive assessment of transportation emissions in Nigeria: Trends, drivers, and impacts. *Proceedings of the Nigerian Academy of Science*, 16(1s), 61–71. DOI: 10.57046/BQUV9709.
- Omoregie U., 2019. Nigeria's Petroleum Sector and GDP: The Missing Oil Refining Link. *Journal of Advances in Economics and Finance*, 4(1). DOI: 10.22606/jaef.2019.41001.
- Orhuebor E.N., Isangadighi G.E., Akpololohor C., Akinboboye R., 2025. Data-Driven Techno-Economic and Environmental Assessment of Compressed Natural Gas (CNG) Vehicles as a Source of Transportation in Nigeria. *European Journal of Applied Science, Engineering and Technology*, 3(5), 142–152. DOI: 10.59324/ejaset.2025.3(5).12.
- Raslaivičius L., 2026. The Prerequisites for Development of LNG/CNG Filling Stations Network: The Crucial Role of Lithuania and the Baltic States in the North Sea–Baltic Sea Corridor. *Infrastructures*, 11(2), 45. DOI: 10.3390/infrastructures11020045.
- Reji A.K., Das B., Ray T.K., Boral E., 2025. Assessment of compressed natural gas as an alternative transportation fuel in reducing CO₂ emission: a case of Agartala city. *Environment, Development and Sustainability*. DOI: 10.1007/s10668-024-05777-x.
- Salehin M.S., Jubailie T., Sourav M.M.I., Afnanin S., Muniruzzaman S.M., 2024. A structural equation modeling approach to understand users' perceptions of app-based CNG auto-rickshaw services in Dhaka City. *Journal of Engineering and Applied Science*, 71(1), 32. DOI: 10.1186/s44147-024-00368-z.
- Saurabh K., Majumdar R., 2022. Fuels for Sustainable Transport in India, 27–55. DOI: 10.1007/978-981-16-8747-1_3.
- Sgaramella A., Pastore L.M., Lo Basso G., Mojtahed A., de Santoli, L., 2024. HCNG refuelling station to accelerate the transition towards a real hydrogen economy: A techno-economic analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 69, 1403–1416. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.05.145.
- Wanniarachchi S.T., 2024. Refueling infrastructure and policy planning for hydrogen-powered road freight transportation in Canada: a life cycle thinking approach [University of British Columbia]. DOI: 10.14288/1.0447586.
- Widodo E.M., Munahar S., Zada N.A., 2024. Inspection scheduling decision model at CNG charging station using risk-based inspection (RBI) method. *BIS Energy and Engineering*, 1, V124022. DOI: 10.31603/biseeng.70.
- Wogalter M.S., 2006. ISO design standards for safety signs and labels. [In:] *Handbook of Warnings*, 485–491. CRC Press.
- Worika I.L., Thomas C.N., 2024. International Institutions of the Oil and Gas Industry: A Critical Examination. *International Journal of Human Research and Social Science Studies*, 1(4), 78–86. <https://ijhrsss.com/articles/44>.

Adsorptive desulfurization of model fuel by activated carbon prepared from *Bienertia sinuspersici* biomass waste

Adsorpcyjne odsiarczanie modelowego paliwa za pomocą węgla aktywnego przygotowanego z biomasy odpadowej rośliny *Bienertia sinuspersici*

Sama S. Shakir¹, Nawras J. Jassim¹, Saadoon F. Dakhil²

¹ Basra Engineering Technical College, Southern Technical University, Iraq

² Multaqa Al-Nahreïn University College, Iraq

ABSTRACT: Sulfur-containing compounds lead to engine wear, corrosion, excessive emissions, and reduced performance. Efficient desulfurization enhances engine reliability and reduces its environmental impact. Adsorption provides an economic, sustainable, and efficient solution for fuel desulfurization. High-surface-area activated carbon with nanopores, prepared from *Bienertia sinuspersici* (BSAC), a promising biomass precursor, was examined for its performance in adsorbing sulfur compounds, specifically dibenzothiophene (DBT), from a model fuel using a batch experiment setup. The prepared activated carbon had a surface area and pore volume of 1661.9 m²/g and 0.9411 cm³/g, respectively. The effects of key adsorption process parameters, such as contact time (30–150 minutes), initial DBT concentration (1000–5000 ppm), and adsorbent dose (100–500 mg), were evaluated to optimize sulfur adsorption capacity and removal efficiency. All adsorption experiments were conducted at a constant temperature of 25°C and an agitation speed of 150 rpm. The desulfurization isotherms and kinetics of DBT in the model fuel were examined in this study. The results illustrated that the adsorbent dose and initial concentration were key parameters strongly impacting both adsorption capacity and removal efficiency. The adsorption capacity of DBT reached a maximum of 36.12 mg/g at 5000 ppm with a 200 mg adsorbent dose and a contact time of 90 minutes. The highest desulfurization efficiency of 88.8% was achieved at an adsorbent dose of 400 mg, with an initial concentration of 5000 ppm and a contact time of 90 minutes. The equilibrium data were well fitted to the Langmuir isotherm ($R^2 = 0.95$), compared with the Freundlich, Temkin, and Dubinin-Radushkevich isotherms, indicating monolayer adsorption on a uniform surface. The kinetic data showed that DBT adsorption was best fitted with the pseudo-second-order kinetics model, yielding a higher value of the correlation coefficient ($R^2 = 0$).

Keywords: activated carbon, sulfur adsorption capacity, adsorption desulfurization, *Bienertia sinuspersici* biomass.

STRESZCZENIE: Związki zawierające siarkę powodują zużycie silnika, korozję, nadmierną emisję spalin i obniżenie osiągnięć. Skuteczne odsiarczanie zwiększa niezawodność silnika i zmniejsza jego wpływ na środowisko. Adsorpcja stanowi ekonomiczne, zrównoważone i skuteczne rozwiązanie w zakresie odsiarczania paliw. Wysokopowierzchniowy węgiel aktywny z nanoporami, przygotowany z rośliny *Bienertia sinuspersici*, obiecującego prekursora biomasy, został zbadany pod kątem jego wydajności w adsorpcji związków siarki, w szczególności dibenzotiofenu (DBT), z modelowego paliwa w serii eksperymentów. Przygotowany węgiel aktywny miał powierzchnię i objętość porów odpowiednio 1661,9 m²/g i 0,9411 cm³/g. W celu optymalizacji zdolności adsorpcji siarki i wydajności usuwania siarki oceniono wpływ kluczowych parametrów procesu adsorpcji, takich jak czas kontaktu (30–150 minut), początkowe stężenie DBT (1000–5000 ppm) i dawka adsorbentu (100–500 mg). Wszystkie eksperymenty adsorpcyjne przeprowadzono w stałej temperaturze 25°C i przy prędkości mieszania 150 obr./min. W niniejszej pracy zbadano izotermę odsiarczania i kinetykę DBT w paliwie modelowym. Wyniki wykazały, że dawka adsorbentu i stężenie początkowe były kluczowymi parametrami mającymi silny wpływ zarówno na zdolność adsorpcyjną, jak i skuteczność usuwania. Zdolność adsorpcyjna DBT osiąga maksimum 36,12 mg/g przy stężeniu 5000 ppm, dawce adsorbentu 200 mg i czasie kontaktu 90 minut. Najwyższą skuteczność odsiarczania wynoszącą 88,8% osiągnięto przy dawce adsorbentu 400 mg, stężeniu początkowym 5000 ppm i czasie kontaktu 90 minut. Dane równowagowe dobrze pasowały do izotermi Langmuira ($R^2 = 0,95$) w porównaniu z izotermami Freundlicha, Temkina i Dubinina-Radushkevicha, co wskazuje na adsorpcję jednowarstwową na jednolitej powierzchni. Dane kinetyczne wykazały, że adsorpcja DBT najlepiej pasowała do modelu kinetycznego pseudodrugiego rzędu, dając wyższą wartość współczynnika korelacji ($R^2 = 0$).

Słowa kluczowe: węgiel aktywny, zdolność adsorpcji siarki, odsiarczanie adsorpcyjne, biomasa *Bienertia sinuspersici*.

References

- Al-Ghouti M.A., Da'ana D.A., 2020. Guidelines for the use and interpretation of adsorption isotherm models: A review. *Journal of Hazardous Materials*, 393, 122383. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2020.122383.
- Alhamed Y.A., Bamufleh H.S., 2009. Sulfur removal from model diesel fuel using granular activated carbon from dates' stones activated by ZnCl₂. *Fuel*, 88(1), 87–94. DOI: 10.1016/j.fuel.2008.07.019.
- Allen S.J., McKay G., Porter J.F., 2004. Adsorption isotherm models for basic dye adsorption by peat in single and binary component systems. *Journal of Colloid and Interface Science*, 280(2), 322–333. DOI: 10.1016/j.jcis.2004.08.078.
- Amirza M.A.R., Adib M.M.R., Hamdan R., 2017. Application of Agricultural Wastes Activated Carbon for Dye Removal – An Overview. *MATEC Web of Conferences*, 103, 6013. DOI: 10.1051/mateconf/201710306013.
- Corro G. 2002. Sulfur impact on diesel emission control. A review. *Reaction Kinetics and Catalysis Letters*, 75(1), 89–106. DOI: 10.1023/a:1014853602908.

- Fierro V., Torné-Fernández V., Montané D., Celzard A., 2008. Adsorption of phenol onto activated carbons having different textural and surface properties. *Microporous and Mesoporous Materials*, 111(1–3), 276–284. DOI: 10.1016/j.micromeso.2007.08.002.
- Flayih A.A., 2020. Adsorption of thiophene from model fuel using the metal-organic framework (MOF-199). *University of Baghdad*.
- Ibrahim N.K., Aljanabi S.K., 2015. Desulfurization and Kinetic Study of Diesel Fuel by Batch Adsorption on Activated Carbon. *Engineering and Technology Journal*, 33(8A), 1901–1916. DOI: 10.30684/etj.2015.108831.
- Kolmetz K., 2017. Natural Gas Liquids Units (NGL): Selection, Sizing and Troubleshooting. [In:] Kolmetz Handbook of Process Equipment Design. *KLM Technology Group*.
- Kutluay S., Temel F., 2021. Silica gel based new adsorbent having enhanced VOC dynamic adsorption/desorption performance. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 609, 125848. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2020.125848.
- Meroufel B., Benali O., Benyahia M., Benmoussa Y., Zenasni M.A., 2013. Adsorptive removal of anionic dye from aqueous solutions by Algerian kaolin: Characteristics, isotherm, kinetic and thermodynamic studies. *J. Mater. Environ. Sci*, 4(3), 482–491.
- Saleh T.A., Shuaib T.D., Danmaliki G.I., Al-Daous M.A., 2016. Carbon-Based Nanomaterials for Desulfurization: Classification, Preparation, and Evaluation. [In:] Applying Nanotechnology to the Desulfurization Process in Petroleum Engineering (pp. 154–179). *IGI Global*. DOI: 10.4018/978-1-4666-9545-0.ch005.
- Shakir S.S., Jassim N., Dakhil S., 2021. Desulfurization of Fuel by Activated Carbon Prepared from Trees Residues. *Journal of Mechanical Engineering Research and Developments*, 44(4), 110–122.
- Unuabonah E.I., Omorogie M.O., Oladoja N.A., 2019. Modeling in Adsorption: Fundamentals and Applications. [In:] Composite Nanoadsorbents (pp. 85–118). *Elsevier*. DOI: 10.1016/b978-0-12-814132-8.00005-8
- Voudrias E., Fytianos K., Bozani E., 2002. Sorption-desorption isotherms of dyes from aqueous solutions and wastewaters with different sorbent materials. *Global Nest: The International Journal*, 4, 75–83.
- Wang J., Zhang Q., Yang H., Qiao C., 2020. Adsorptive Desulfurization of Organic Sulfur from Model Fuels by Active Carbon Supported Mn (II): Equilibrium, Kinetics, and Thermodynamics. *International Journal of Chemical Engineering*, 1–12. DOI: 10.1155/2020/2813946.
- Yu C., Han X., 2015. Adsorbent Material Used In Water Treatment-A Review. Proceedings of the 2015 2nd International Workshop on Materials Engineering and Computer Sciences, Iwmecs-15. DOI: 10.2991/iwmecs-15.2015.55.

Nafta-Gaz, 2026.2

Nafta-Gaz 2026, vol. 82, no. 2, pp. 176–183, DOI: 10.18668/NG.2026.02.07

Allocation of capital investments of an oil company based on independent opportunity information

Alokacja inwestycji kapitałowych w spółce naftowej na podstawie niezależnych informacji o możliwościach inwestycyjnych

Ibrahim A. Habibov, Sevinc M. Abasova, Sevda A. Agammedova
Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: To address the problem of investment allocation while optimizing the total return on investment for projects under risk conditions associated with uncertainty of project income, a linear combination with non-negative coefficients of two loss-making models was employed: the standard minimax loss-making model and the minimax loss-making level model. The resulting probabilistic programming problem, under the assumption that the probabilistic variables characterizing project profitability are independent (unrelated), is reduced to a linear programming problem. Solving this problem using the simplex method yields a vector of the equity distribution of investments that determines the total return on investment according to the criterion of minimizing the loss function. Based on the proposed approach to the optimal solution of the investment allocation problem, an algorithm for project investment planning was developed using a database of invested and returned funds from previous planning periods, according to which distributions of possible investment returns are modeled. The forecast of total investments in the new planning period is presented as the sum of the basic (main) portion and the additional portion of the investment. The first portion is determined using the projected price of each project's products in the new planning period and the planned (in case of over-fulfillment) or actual (in case of under-fulfillment) volume of products in the previous planning period. The second portion is determined using the equity investment vector obtained from the solution of the linear programming problem, applied to the total cost of project revenues in the previous planning period, evaluated at projected prices in the new planning period. For a project with no income, the cost of income is considered zero. The numerical implementation of the algorithm is illustrated using the example of investment planning in an oil company for oil and gas production projects.

Keywords: probabilistic programming, investments, investment portfolio, minimax criterion, loss-making function, return on investment, income, concentrated distribution, probability distribution, measure of opportunity, measure of necessity, fractal model, random variable, fuzzy variable membership function.

STRESZCZENIE: W celu rozwiązania problemu alokacji inwestycji przy jednoczesnej optymalizacji całkowitego zwrotu z inwestycji dla projektów realizowanych w warunkach ryzyka związanego z niepewnością dochodu z projektu, zastosowano liniową kombinację z nieujemnymi współczynnikami dwóch modeli generowania strat: standardowego modelu minimax (minimalizowania maksymalnych możliwych strat) oraz modelu minimalizacji maksymalnego poziomu strat. Powstały w ten sposób problem programowania

probabilistycznego, przy założeniu, że zmienne probabilistyczne charakteryzujące rentowność projektu są niezależne (niepowiązane), sprowadza się do problemu programowania liniowego. Rozwiązanie tego problemu metodą simpleksową daje wektor rozkładu kapitału inwestycyjnego, który określa całkowity zwrot z inwestycji zgodnie z kryterium minimalizacji funkcji straty. W oparciu o zaproponowane podejście do optymalnego rozwiązania problemu alokacji inwestycji, opracowano algorytm planowania inwestycji projektowych z wykorzystaniem bazy danych dotyczących nakładów i zwrotów inwestycyjnych z poprzednich okresów planistycznych, według której modelowane są rozkłady możliwych zwrotów z inwestycji. Prognoza całkowitych inwestycji w nowym okresie planistycznym przedstawiona jest jako suma podstawowej (głównej) części inwestycji oraz części dodatkowej. Pierwsza część określana jest na podstawie prognozowanej ceny produktów każdego projektu w nowym okresie planistycznym oraz planowanego (w przypadku nadwykonania) lub rzeczywistego (w przypadku niewykonania) wolumenu produkcji w poprzednim okresie planistycznym. Druga część wyznaczana jest przy użyciu wektora alokacji kapitału uzyskanego z rozwiązania problemu programowania liniowego, zastosowanego do całkowitej wartości przychodów projektów w poprzednim okresie planistycznym, przeliczonej według prognozowanych cen w nowym okresie. Dla projektów, które nie generują dochodu, koszt dochodu przyjmuje się jako zerowy. Numeryczna implementacja algorytmu została zilustrowana na przykładzie planowania inwestycji w spółce naftowej dla projektów wydobycia ropy i gazu.

Słowa kluczowe: programowanie probabilistyczne, inwestycje, portfel inwestycyjny, kryterium minimaksowe, funkcja strat, zwrot z inwestycji, dochód, rozkład skoncentrowany, rozkład prawdopodobieństwa, miara możliwości, miara konieczności, model fraktalny, zmienna losowa, funkcja przynależności zmiennej rozmytej.

References

- Altunin A.E., Semukhin M.V., 2005. Calculations under conditions of risk and uncertainty in oil and gas technologies. *Publishing House of Tyumen State University, Tyumen*, 220. (In Russian)
- Cai K.Y., 1993. Parameter estimations of normal fuzzy variables. *Fuzzy Sets and Systems*, 55(2): 179–185. DOI: 10.1016/0165-0114(93)90130-A.
- Dubois D., Prade H., 1980. Fuzzy Sets and Systems. Theory and Applications. *Academic Press, New York*.
- Dyshin O.A., Habibov I.A., Aghammadova S.A., Abasova S.A., Hasanguliyeva M., 2023. Hybrid kalman filtering algorithm with wavelet packet data processing for linear dynamical systems. *EUREKA, Physics and Engineering*, 3: 176–186. DOI: 10.21303/2461-4262.2023.002846.
- Habibov I.A., Abasova S.A., Aghammadova S.A., 2023. Simulation of fractal kinetics of thermooxidation of polymer melts based on fractional differential equations. *15th International Conference on Application of Fuzzy Systems, Soft Computing and Artificial Intelligence Tools. Lecture Notes in Networks and Systems*, 610: 485–492.
- Nedosekin A.O., 2000. Application of fuzzy set theory to financial management problems. *Journal Audit and Financial Analysis*, 2. (In Russian)
- Hong D.H., 2001. Parameter estimations of mutually T-related fuzzy variables. *Fuzzy Sets and Systems*, 123(1): 63–71. DOI: 10.1016/S0165-0114(00)00113-5.
- Inuiguchi M., Ichihashi H., Kume Y., 1993. Modality constrained programming problems: A unified approach to fuzzy mathematical programming problems in the setting of possibility theory. *Information Sciences*, 67(1–2): 93–126. DOI: 10.1016/0020-0255(93)90086-2.
- Inuiguchi M., Ramik J., 2000. Possibilistic linear programming: a brief review of fuzzy mathematical programming and a comparison with stochastic programming in portfolio selection problem. *Fuzzy Sets and Systems*, 111(1): 3–28. DOI: 10.1016/S0165-0114(98)00449-7.
- Inuiguchi M., Tanino T., 2000. Portfolio selection under independent possibilistic information. *Fuzzy Sets and Systems*, 115(1): 83–92. DOI: 10.1016/S0165-0114(99)00026-3.
- Markowitz H., 1959. Portfolio Selection: Efficient diversification of investments. *Wiley & Sons, New York*.
- Nahmias S., 1978. Fuzzy variables. *Fuzzy Sets and Systems*, 1(2): 97–110. DOI: 10.1016/0165-0114(78)90011-8.
- Zadeh L.A., 1978. Fuzzy sets as a basis for a theory of possibility. *Fuzzy Sets and Systems*, 1: 3–28. DOI: /10.1016/0165-0114(78)90029-5.