

Problematyka chłonności odwiertów zatłaczających CO₂ w świetle zjawisk zachodzących w strefie przyodwiertowej

Injectivity issues of CO₂ injectors in light of near wellbore effects

Mirosław Wojnicki

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Zdaniem większości ekspertów i analityków zajmujących się dekarbonizacją, geosekwestracja CO₂ jest niezbędnym narzędziem do osiągnięcia założonych celów klimatycznych. Znaczenie technologii wychwytu, wykorzystania i składowania CO₂ (CCUS) jako jednego z kluczowych filarów transformacji gospodarki w kierunku niskoemisyjnym, zostało podkreślone w najnowszych dokumentach Unii Europejskiej. Realizacja wielkoskalowych projektów CCUS wiąże się jednak z szeregiem ryzyk, wśród których szczególną uwagę należy zwrócić na niepewności związane z geologicznym składowaniem. Jednym z podstawowych zagadnień, które należy rozważyć realizując projekty zatłaczania CO₂ jest chłonność, czyli zdolność formacji geologicznych do przyjmowania zatłaczanego CO₂. Jej prawidłowe rozpoznanie i zrozumienie potencjalnych zmian jest niezbędne do zaprojektowania odpowiedniej liczby i konstrukcji odwiertów zatłaczających oraz prawidłowego określenia dostępnej pojemności składowania. Są to kluczowe informacje dla analizy opłacalności projektu składowania. Nieprzewidziane, istotne ograniczenie chłonności może podważyć efektywność ekonomiczną przedsięwzięcia, a nawet doprowadzić do jego niepowodzenia. W niniejszym artykule dokonano przeglądu potencjalnych zagrożeń związanych z utrzymaniem chłonności w projektach geosekwestracji CO₂. Procesy zachodzące w strefie przyodwiertowej, będącej łącznikiem pomiędzy odwiertem a składowiskiem, indukowane są zaburzeniem równowagi, tj. warunków ciśnienia, temperatury i właściwości płynów złożowych, na skutek zatłoczenia CO₂. Prowadzi to do perturbacji parametrów transportowych, geomechanicznych i geochemicznych, co ostatecznie może wpływać na kluczowe cechy ośrodka porowatego, takie jak porowatość i przepuszczalność. Wśród najważniejszych procesów można wyróżnić: schładzanie związane z efektem Joule'a-Thomsona, powstawanie hydratów, reakcje wywołane obecnością kwasu węglowego – rozpuszczanie i wytrącanie minerałów oraz wytrącanie soli związane z wysuszaniem, jak i przekształcenia geomechaniczne w formie szczelinowania hydraulicznego bądź termicznego. Z uwagi na złożoność omawianego zagadnienia, rzetelna ocena potencjalnych problemów i związanych z nimi ryzyk wymaga podejścia multidyscyplinarnego. Tym samym, niezbędna jest integracja szerokiego zakresu dostępnych danych, wyników odpowiednio zaplanowanych testów laboratoryjnych oraz wykorzystania sprzężonych modeli geologicznych. Dążenie do holistycznego zrozumienia całego systemu geologicznego jest szczególnie istotne przy prognozowaniu jego długoterminowego zachowania, ocenie bezpieczeństwa składowania CO₂ oraz opracowywaniu strategii zarządzania ryzykiem.

Słowa kluczowe: wychwytywanie i składowanie CO₂ (CCS), wychwytywanie, wykorzystanie i składowanie CO₂ (CCUS), zatłaczanie CO₂, utrata chłonności, pojemność składowania, strefa przyodwiertowa.

ABSTRACT: According to most experts and analysts in the field of decarbonisation, CO₂ geosequestration is an indispensable tool for achieving climate targets. The importance of carbon capture, utilization and storage (CCUS) technology as one of the key pillars of the transition towards low-carbon industry has been highlighted in recent EU documents. However, the implementation of large-scale CCUS involves numerous risks, not least of which are the uncertainties associated with geological storage. One of the key issues in CO₂ injection projects is injectivity, i.e., the capacity of geological formations to accept injected carbon dioxide. Its accurate assessment and the understanding of potential changes are crucial for properly designing the number and construction of injection wells, as well as for determining the available storage capacity. This information is fundamental for evaluating the economic feasibility of storage projects. Unforeseen, significant limitations in injectivity could severely undermine the economic efficiency of a project and even threaten its success. The article discusses potential challenges related to maintaining adequate injectivity in CO₂ geosequestration projects. The processes occurring in the near-well zone, which serves as a link between the well and the reservoir, are induced by disruptions in pressure, temperature, and reservoir fluid properties due to CO₂ injection. This results in changes in transport, geomechanical, and geochemical parameters, which may ultimately affect key characteristics of the porous medium: porosity and permeability. Among the most important processes are cooling related to the Joule-Thomson effect and the formation of hydrates, reactions induced by carbonic acid – dissolution and precipitation of minerals—as well as salt precipitation related to drying, and geomechanical events like hydraulic or thermal fracturing. Due to complexity of this issue, proper assessment of potential challenges and risks require a multidisciplinary approach. This approach integrates a wide range of data, laboratory tests, and coupled geological modelling, which are crucial for forecasting changes over time.

Key words: carbon capture and storage (CCS), carbon capture, utilization, and storage (CCUS), CO₂ injection, injectivity impairment, storage capacity, near-wellbore zone.

Literatura

- Aghajani M., Yan L., Berg S., Voskov D., Farajzadeh R., 2024. Impact of CO₂ hydrates on injectivity during CO₂ storage in depleted gas fields: A literature review. *Gas Science and Engineering*, 123: 205250. DOI: 10.1016/j.jgsce.2024.205250.
- Akono A.T., Dávila G., Druhan J., Shi Z., Jessen K., Tsotsis T., 2020. Influence of geochemical reactions on the creep behavior of Mt. Simon sandstone. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 103: 103183. DOI: 10.1016/j.ijggc.2020.103183.
- Anderson R., Llamado M., Tohidi B., Burgass R.W., 2003. Experimental Measurement of Methane and Carbon Dioxide Clathrate Hydrate Equilibria in Mesoporous Silica. *Journal of Physical Chemistry B*, 107: 3507–3514. DOI: 10.1021/jp0263370.

- Bachu S., 2015. Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40: 188–202. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.01.007.
- Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N.P., Mathiassen O.M., 2007. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1: 430–443. DOI: 10.1016/s1750-5836(07)00086-2.
- Baumann G., Hennings J., De Lucia M., 2014. Monitoring of saturation changes and salt precipitation during CO₂ injection using pulsed neutron-gamma logging at the Ketzin pilot site. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 28: 134–146. DOI: 10.1016/j.ijggc.2014.06.023.
- Clennell M., Hovland M., Booth J.S., Henry P., Winters W.J., 1999. Formation of natural gas hydrates in marine sediments: 1. Conceptual model of gas hydrate growth conditioned by host sediment properties. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 104: 22985–23003. DOI: 10.1029/1999jb900175.
- Coronado M., Díaz-Viera M.A., 2017. Modeling fines migration and permeability loss caused by low salinity in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150: 355–365. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.12.021.
- Dake L.P., 1983. Fundamentals of Reservoir Engineering, Developments in Petroleum Science (vol. 8). *Elsevier Science*, 464.
- Dewhurst D.N., Piane C.D., Esteban L., Sarout J., Josh M., Pervukhina M., Clennell M., 2018. Microstructural, Geomechanical, and Petrophysical Characterization of Shale Caprocks. *Geophysical Monograph Series*, 238: 1–30. DOI: 10.1002/9781119118657.ch1.
- Ferdows M., Ota M., 2006. Density of CO₂ Hydrate by Monte Carlo Simulation. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part C: *Journal of Mechanical Engineering Science*, 220: 691–696. DOI: 10.1243/09544062c13104.
- Gauteplass J., Almenningen S., Barth T., Ersland G., 2020. Hydrate Plugging and Flow Remediation during CO₂ Injection in Sediments. *Energies*, 13: 4511. DOI: 10.3390/en13174511.
- Ge J., Zhang X., Le-Hussain F., 2022. Fines migration and mineral reactions as a mechanism for CO₂ residual trapping during CO₂ sequestration. *Energy*, 239, 122233. DOI: 10.1016/j.energy.2021.122233.
- Gherardi F., Xu T., Pruess K., 2007. Numerical modeling of self-limiting and self-enhancing caprock alteration induced by CO₂ storage in a depleted gas reservoir. *Chemical Geology*, 244: 103–129. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2007.06.009.
- Grude S., Landrø M., Dvorkin J., 2014. Pressure effects caused by CO₂ injection in the Tubåen Fm., the Snøhvit field. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 27: 178–187. DOI: 10.1016/j.ijggc.2014.05.013.
- Han W.S., Stillman G.A., Lu M., Lu C., McPherson B.J., Park E., 2010. Evaluation of potential nonisothermal processes and heat transport during CO₂ sequestration. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 115(B7). DOI: 10.1029/2009jb006745.
- Hangx S., 2009. Geological storage of CO₂: Mechanical and chemical effects on host and seal formations. *Geologica Ultraiectina*, 311: 213. <<https://dspace.library.uu.nl/handle/1874/35846>>.
- Hermanrud C., Eiken O., Hansen O.R., Nordgård Bolås H.M., Simmenes T.H., Grimsø G.M., Hansen H., Johansen S., 2013. Importance of Pressure Management in CO₂ Storage. *Offshore Technology Conference, Proceedings*, 1: 564–573. DOI: 10.4043/23961-MS.
- IEA, 2022. CO₂ storage resources and their development. <<https://www.iea.org/reports/co2-storage-resources-and-their-development>> (doStep: 10.11.2023).
- Kaszuba J., Yardley B., Andreani M., 2013. Experimental Perspectives of Mineral Dissolution and Precipitation due to Carbon Dioxide-Water-Rock Interactions. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 77: 153–188. DOI: 10.2138/rmg.2013.77.5.
- Lavrov A., Torsæter M., 2016. Physics and Mechanics of Primary Well Cementing. *Springer*. DOI: 10.1007/978-3-319-43165-9.
- Luo Z., 2013. Modeling Injection Induced Fractures and Their Impact in CO₂ Geological Storage. Rozprawa doktorska, *Uniwersytet Tekański w Austin*.
- Luo Z., Bryant S., 2010. Influence of Thermo-Elastic Stress on CO₂ Injection Induced Fractures During Storage. *Society of Petroleum Engineers – SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization*, 2010: 643–653. DOI: 10.2118/139719-MS.
- Luo Z., Bryant S., 2014. Impacts of Injection Induced Fractures Propagation in CO₂ Geological Sequestration – Is Fracturing Good or Bad for CO₂ Sequestration. *Energy Procedia*, 63: 5394–5407. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.570.
- Lyu Q., Long X., Ranjith P.G., Tan J., Kang Y., Wang Z., 2018. Experimental investigation on the mechanical properties of a low-clay shale with different adsorption times in sub-/super-critical CO₂. *Energy*, 147: 1288–1298. DOI: 10.1016/j.energy.2018.01.084.
- Machado M.V.B., Delshad M., Sepehrnoori K., 2023. Injectivity assessment for CCS field-scale projects with considerations of salt deposition, mineral dissolution, fines migration, hydrate formation, and non-Darcy flow. *Fuel*, 353: 129148. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.129148.
- Makhnenko R.Y., Vilarrasa V., Mylnikov D., Laloui L., 2017. Hydromechanical Aspects of CO₂ Breakthrough into Clay-rich Caprock. *Energy Procedia*, 114: 3219–3228. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1453.
- Nagashima H.D., Miyagi T., Yasuda K., Ohmura R., 2020. Clathrate hydrates at temperatures below the freezing point of water: A review. *Fluid Phase Equilibria*, 517: 112610. DOI: 10.1016/j.fluid.2020.112610.
- Oldenburg C.M., 2007. Joule-Thomson cooling due to CO₂ injection into natural gas reservoirs. *Energy Conversion and Management*, 48(6): 1808–1815. DOI: 10.1016/j.enconman.2007.01.010.
- Peters E., Pizzocolo F., Loeve D., Fokker P.A., Hofstee C., Orlic B., Maas J.G., 2013. Consequences of thermal fracture developments due to injection of cold CO₂ into depleted gas fields. *Energy Procedia*, 1–18.
- Rehman A.N., Bavoh C.B., Pendyala R., Lal B., 2021. Research Advances, Maturation, and Challenges of Hydrate-Based CO₂ Sequestration in Porous Media. *ACS Sustainable Chemistry and Engineering*, 9(45): 15075–15108. DOI: 10.1021/acssuschemeng.1c05423.
- Rohmer J., Pluymakers A., Renard F., 2016. Mechano-chemical interactions in sedimentary rocks in the context of CO₂ storage: Weak acid, weak effects? *Earth-Science Reviews*, 157: 86–110. DOI: 10.1016/j.earscirev.2016.03.009.
- Sa J.H., Kwak G.H., Lee B.R., Han K., Cho S.J., Lee J.D., Lee K.H., 2017. Phase equilibria and characterization of CO₂ and SF₆ binary hydrates for CO₂ sequestration. *Energy*, 126: 306–311. DOI: 10.1016/j.energy.2017.03.039.
- Scheffer B., 2022. The impact of thermal fracturing on the near-wellbore region during CO₂ injection in depleted gasfields. Praca magisterska. *Uniwersytet w Delft*.
- Schiferli W., 2023. Porthos – CO₂ Storage in Highly-Depleted Gas Fields. *SPE Offshore Europe Conference Proceedings*. DOI: 10.2118/215562-MS.
- Singh A.K., Goerke U.J., Kolditz O., 2011. Numerical simulation of non-isothermal compositional gas flow: Application to carbon dioxide injection into gas reservoirs. *Energy*, 36(5): 3446–3458. DOI: 10.1016/j.energy.2011.03.049.
- Smith N., Boone P., Oguntimhin A., van Essen G., Guo R., Reynolds M.A., Friesen L., Cano M.C., O'Brien S., 2022. Quest CCS facility: Halite damage and injectivity remediation in CO₂ injection wells. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 119: 103718. DOI: 10.1016/j.ijggc.2022.103718.

- Tohidi B., Anderson R., Clennell M., Burgass R.W., Biderkab A.B., 2001. Visual observation of gas-hydrate formation and dissociation in synthetic porous media by means of glass micromodels. *Geology*, 29: 867. DOI: 10.1130/0091-7613(2001)029%3C0867:VOOGHF%3E2.0.CO;2.
- Torsæter M., Cerasi P., 2018. Geological and geomechanical factors impacting loss of near-well permeability during CO₂ injection. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 76: 193–199. DOI: 10.1016/j.ijggc.2018.07.006.
- Uchida T., 1998. Physical property measurements on CO₂ clathrate hydrates. Review of crystallography, hydration number, and mechanical properties. *Waste Management*, 17(5–6): 343–352. DOI: 10.1016/S0956-053X(97)10047-2.
- Voronov V.P., Gorodetskii E.E., Podnek V.E., Grigoriev B.A., 2016. Properties of equilibrium carbon dioxide hydrate in porous medium. *Chemical Physics*, 476: 61–68. DOI: 10.1016/j.chemphys.2016.05.031.
- Wang L., Dou M., Wang Y., Xu Y., Li Y., Chen Y., Li L., 2022. A Review of the Effect of Porous Media on Gas Hydrate Formation. *ACS Omega*, 7(38): 33666–33679. DOI: 10.1021/acsomega.2c03048.
- Wang Y., Luce T., Ishizawa C., Shuck M., Smith K., Ott H., Appel M., 2010. Halite Precipitation and Permeability Assessment During Supercritical CO₂ Core Flood. *International Symposium of the Society of Core Analysts Halifax, Nova Scotia, Canada*, 4–7.
- White S.P., Allis R.G., Moore J., Chidsey T., Morgan C., Gwynn W., Adams M., 2005. Simulation of reactive transport of injected CO₂ on the Colorado Plateau, Utah, USA. *Chemical Geology*, 217: 387–405. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2004.12.020.
- Wojnicki M., Kuśnierczyk J., Szuflita, S., Warnecki M., 2022. Integracja geotermii z mineralną sekwestracją CO₂. *Nafta-Gaz*, 78(6): 435–450. DOI: 10.18668/NG.2022.06.04.
- Yusof M.A., Mohamed M.A., Akhir N.A., Ibrahim M.A., Mardhatillah M.K., 2021. Combined Impact of Salt Precipitation and Fines Migration on CO₂ Injectivity Impairment. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 110: 103422. DOI: 10.1016/j.ijggc.2021.103422.
- Zeidouni M., Pooladi-Darvish M., Keith D., 2009. Analytical solution to evaluate salt precipitation during CO₂ injection in saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3: 600–611. DOI: 10.1016/j.ijggc.2009.04.004.
- Zou Y., Li S., Ma X., Zhang S., Li N., Chen M., 2018. Effects of CO₂-brine-rock interaction on porosity/permeability and mechanical properties during supercritical-CO₂ fracturing in shale reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 49: 157–168. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.11.004.

Nafta-Gaz 2025, no. 7, pp. 438–445, DOI: 10.18668/NG.2025.07.02

Application of decision tree algorithm for accurate prediction of liquid loading in gas-condensate wells

Zastosowanie algorytmu drzewa decyzyjnego do dokładnego przewidywania obciążenia otworu ciecżą w odwiertach gazowo-kondensatowych

Kanan Aliyev

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: Liquid loading occurs when gas fails to lift co-produced condensates to the surface, causing backpressure, reduced production, and possibly resulting in well shutdown. This occurs when gas velocity falls below the critical level required to carry liquids, leading to their accumulation in the wellbore. Accumulation can occur in both vertical and horizontal wells, reducing efficiency, particularly in wet or retrograde gas wells. Accurate prediction and monitoring are crucial but often challenging due to the complexities of multiphase flow and estimating bottom-hole pressure. This study assesses the effectiveness of the decision tree algorithm for predicting the loading status of these wells, aiming to improve predictive accuracy and operational decision-making. Two decision tree models were developed using wellhead pressure and gas production rate as input features. The first model, with a maximum tree depth of 3, was designed to prevent overfitting by limiting the complexity of the decision tree. This constraint helped maintain model simplicity while still achieving an accuracy of 80%. The depth limitation ensured that the tree did not grow excessively, which can sometimes lead to overfitting, and instead focuses on capturing the most significant data patterns with a limited number of decision nodes. The second model, with constraints on node splits and leaf samples but no depth limitation, reached an accuracy of 78%. The results revealed that gas production rate is a more influential factor than wellhead pressure in determining well loading status, with the second model indicating that wellhead pressure becomes less relevant when the gas rate exceeds 75,365.2 m³/day. Both models performed well overall but showed potential for improvement. Future work should focus on enhancing model accuracy through advanced techniques such as ensemble methods and by increasing the dataset size through the inclusion of additional well data. Despite the limitations of a relatively small sample size, the findings underscore the potential of decision tree models in optimizing well productivity and operational efficiency in gas-condensate reservoir management.

Key words: gas-condensate reservoirs, liquid loading, machine learning, decision tree algorithm, supervised classification.

STRESZCZENIE: Zjawisko obciążenia otworu ciecżą występuje, gdy gaz nie jest w stanie wynieść współprodukowanego kondensatu na powierzchnię, co powoduje wzrost ciśnienia zwrotnego, spadek wydajności oraz potencjalnie prowadzi do likwidacji odwiertu. Zjawisko to zachodzi wówczas, gdy prędkość gazu spada poniżej poziomu krytycznego niezbędnego do transportu ciecży, co prowadzi do gromadzenia się jej w odwiertcie. Do akumulacji może dochodzić zarówno w odwiertach pionowych, jak i horyzontalnych, co zmniejsza ich wydajność, szczególnie w przypadku złóż gazu mokrego, lub w których występuje kondensacja wsteczna. Tym samym niezbędne jest dokładne prognozowanie i monitorowanie tego zjawiska, co jednak często jest utrudnione ze względu na złożoność przepływu wielofazowego oraz trudności w oszacowaniu ciśnienia przy dnie odwiertu. W niniejszym artykule przeprowadzono ocenę skuteczności zastosowania algorytmu drzewa decyzyjnego do przewidywania statusu zalegania ciecży w odwiertach, w celu zwiększenia dokładności prognoz oraz usprawnienia procesu podejmowania decyzji operacyjnych. Opracowano dwa modele drzewa decyzyjnego, w których jako dane wejściowe zastosowano

ciśnienie na głowicy odwiertu oraz wydajność wydobywania gazu. Pierwszy model, z maksymalną głębokością drzewa ograniczoną do 3, został zaprojektowany tak, aby uniknąć przeuczenia poprzez ograniczenie złożoności struktury decyzyjnej. To ograniczenie pozwoliło zachować prostotę modelu przy jednoczesnym osiągnięciu dokładności na poziomie 80%. Ograniczenie głębokości zapobiegło nadmiernemu rozrostowi drzewa, który mógłby prowadzić do przeuczenia modelu, jednocześnie umożliwiając uchwycenie najistotniejszych wzorców w analizowanych danych przy użyciu niewielkiej liczby węzłów decyzyjnych. Drugi model, z ograniczeniami dotyczącymi liczby podziałów węzłów i liczby próbek w liściu, lecz bez limitu głębokości drzewa, osiągnął dokładność 78%. Wyniki wykazały, że wydajność wydobywania jest czynnikiem bardziej znaczącym niż ciśnienie na głowicy odwiertu w określaniu statusu zalegania cieczy, a w przypadku drugiego modelu zauważono, że ciśnienie na głowicy odwiertu traci na znaczeniu, gdy wydajność gazu przekracza 75 365.2 m³/dobę. Oba modele wykazały dobrą ogólną skuteczność, ale również potencjał do dalszego udoskonalania. Przyszłe prace powinny skupić się na poprawie dokładności predykcyjnej poprzez zastosowanie zaawansowanych metod, takich jak techniki zespołowe, jak również zwiększenie liczby danych poprzez uwzględnienie informacji z dodatkowych odwiertów. Pomimo ograniczeń związanych ze stosunkowo niewielką liczbą próbek, wyniki podkreślają potencjał modeli drzew decyzyjnych w optymalizacji wydajności odwiertów oraz efektywności operacyjnej w zarządzaniu złożami gazowo-kondensatowymi.

Słowa kluczowe: złoża gazowo-kondensatowe, obciążenie otworu cieczą, uczenie maszynowe, algorytm drzewa decyzyjnego, klasyfikacja nadzorowana.

References

- Aggarwal C.C., Lee V.E., Liu L., Jin R., 2020. Data classification: Algorithms and applications. 1st ed. *Springer Cham*, 87–103.
- Almashan P., Narusue Y., Morikawa H., 2020. Decision tree regressions for estimating liquid holdup in two-phase gas-liquid flows. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. DOI: 10.2118/203448-MS.
- Belyadi H., Fathi E., Belyadi F., 2019. Decline curve analysis. [In:] Belyadi H., Fathi E., Belyadi F. (eds.). *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*. 2nd ed. *Gulf Professional Publishing*, 311–340. DOI: 10.1016/B978-0-12-817665-8.00017-5
- Chemmakh A., Tomomewo O., Ling K., Shammari A., 2023. Evaluation of liquid loading in gas wells using machine learning. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 7(1). DOI: 10.23880/ppj-16000333.
- Coleman S.B., Clay H.B., McCurdy D.G., Norris III L.H., 1991. A new look at predicting gas-well load-up. *Journal of Petroleum Technology*, 43(3): 329–333. DOI: 10.2118/20280-PA.
- El Fadili Y., Shah S., 2017. A new model for predicting critical gas rate in horizontal and deviated wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150: 154–161. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.11.038.
- Franchi J.R., 2010. Integrated Reservoir Asset Management. Original ed. *Gulf Professional Publishing*, 145–166. DOI: 10.1016/C2009-0-62240-6.
- Guo B., Ghalambor A., Xu C., 2006. A systematic approach to predicting liquid loading in gas wells. *SPE Production & Operations*, 21(1): 81–88. DOI: 10.2118/94081-PA.
- Hamidov N.N., Fataliyev V.M., 2016. Experimental study into the effectiveness of the partial gas cycling process in the gas-condensate reservoir development. *Petroleum Science and Technology*, 34(7): 677–684. DOI: 10.1080/10916466.2016.1160112.
- Hassan M.A., Ameer H.A., Hossain I., Khan D., 2023. A novel pessimistic decision tree pruning approach for classification. 6th *International Conference on Electrical Information and Communication Technology (EICT)*. DOI: 10.1109/EICT61409.2023.10427593.
- Hearn W.J., 2010. Gas well deliquification application overview. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. DOI: 10.2118/138672-MS.
- Ikpeka P.M., Okolo M.O., 2019. Li and Turner modified model for predicting liquid loading in gas wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9: 1971–1993. DOI: 10.1007/s13202-018-0585-6.
- James G., Witten D., Hastie T., Tibshirani R., Taylor J., 2023. An introduction to statistical learning with applications in Python. 1st ed. *Springer Cham*, 331–343. DOI: 10.1007/978-3-031-38747-0.
- Joseph A., Bassey I., 2022. Prediction of liquid accumulation in gas wells to forecast the critical flowrate and the loading status of individual wells. *Journal of Applied Sciences and Environmental Management*, 26(4): 589–594. DOI: 10.4314/jasem.v26i4.5.
- Lea J.F. Jr., Rowland L., 2019. Gas Well Deliquification. 3rd ed. *Gulf Professional Publishing*, 9–24. DOI: 10.1016/C2017-0-04099-5.
- Li M., Li S.L., Sun L.T., 2002. New view on continuous removal of liquids from gas wells. *SPE Production & Facilities*, 17(1): 42–46. DOI: 10.2118/75455-PA.
- Luan G., He S., 2012. A new model for the accurate prediction of liquid loading in low-pressure gas wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 51(6): 493–498. DOI: 10.2118/158385-PA.
- Luo S., Kelkar M., Pereyra E., Sarica C., 2014. A new comprehensive model for predicting liquid loading in gas wells. *SPE Production & Operations*, 29(4): 337–349. DOI: 10.2118/172501-PA.
- Ming R., He H., 2020. A new approach for predicting critical gas rate in condensate gas wells. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 23(1): 76–91. DOI: 10.1504/IJOGCT.2020.104974.
- Nosseir M.A., Darwich T.A., Sayyoub M.H., El Sallaly M., 2000. A new approach for accurate prediction of loading in gas wells under different flow conditions. *SPE Production & Facilities*, 15(4): 241–246. DOI: 10.2118/66540-PA.
- Pagan E.V., Williams W., Waltrich P.J., 2016. A Simplified Transient Model to Predict Liquid Loading in Gas Wells. *SPE Western Regional Meeting*. DOI: 10.2118/180403-MS.
- Pedregosa F., Varoquaux G., Gramfort A., Michel V., Thirion B., Grisel O., Blondel M., Prettenhofer P., Weiss R., Dubourg V., Vanderplas J., Passos A., Cournapeau D., Brucher M., Perrot M., Duchesnay E. 2011. scikit-learn: Machine Learning in Python. *Journal of Machine Learning Research*, 12: 2825–2830.
- Sharma D., Kumar N., 2017. A review on machine learning algorithms, tasks, and applications. *International Journal of Advanced Research in Computer Engineering & Technology (IJARCET)*, 6(10): 1548–1552.
- Tugan M.F., 2020. Deliquification techniques for conventional and unconventional gas wells: Review, field cases, and lessons learned for mitigation of liquid loading. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 83: 103568. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103568.
- Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E., 1969. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells. *Journal of Petroleum Technology*, 21(11): 1475–1482. DOI: 10.2118/2198-PA.
- Waltrich P.J., Posada C., Martinez J., Falcone G., Barbosa Jr. J.R., 2015. Experimental investigation on the prediction of liquid loading initiation in gas wells using a long vertical tube. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26: 1515–1529. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.06.023.

- Wang Z., Bai H., Zhu S., Zhong H., Li Y., 2015. An entrained-droplet model for prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells. *SPE Journal*, 20(5): 1135–1144. DOI: 10.2118/174077-PA.
- Xiao H., Li X.-P., Tan X.-H., Li J., Han C., Xiao H., Han Z., Cao L., 2021. A novel model for calculating critical droplet entrainment rate of gas wells considering droplet deformation and multiple parameters. *Energy Science & Engineering*, 9(6): 812–827. DOI: 10.1002/ese3.836.
- Yang F., 2019. An extended idea about decision trees. *International Conference on Computational Science and Computational Intelligence (CSCI)*, 349–354. DOI: 10.1109/CSCI49370.2019.00068.
- Zhou C., Wu X., Li H., Lin H., Liu X., Cao M., 2016. Optimization of methods for liquid loading prediction in deep condensate gas wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146: 71–80. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.04.016.
- Zhou D., Yuan H., 2010. A new model for predicting gas-well liquid loading. *SPE Production & Operations*, 25(2): 172–181. DOI: 10.2118/120580-PA.
- Zhu S., 2009. Stress sensitivity effect of low-permeability gas reservoirs and production analysis of gas wells. *Natural Gas Industry*.

Nafta-Gaz 2025, no. 7, pp. 446–452, DOI: 10.18668/NG.2025.07.03

Development of effective chemicals for drilling fluid based on local and raw materials

Opracowanie skutecznych odczynników chemicznych do płuczek wiertniczych na bazie surowców lokalnych

Nodirbek Kobilov¹, Bosit Khamidov², Khudoyor Rahmatov³, Tashmurza Yuldashev³, Sharifov Gulomjon⁴, Sharipov Shavkat⁴, Malohat Tukhtasheva¹

¹ Tashkent Institute of Chemical Technology, Uzbekistan

² Institute of General and Inorganic Chemistry of Academy of Sciences, Uzbekistan

³ Karshi State Technical University, Uzbekistan

⁴ Jizzakh State Pedagogical University, Uzbekistan

ABSTRACT: The paper presents the current state of chemical reagents used in the development and production of drilling fluids for oil and gas well drilling, based on local and raw materials from Uzbekistan. A novel and effective chemical reagent, MBR (drilling fluid lubricant), has been obtained from gossypol resin, a by-product of cotton oil production. Types of weighted water-based drilling fluids using bentonite, carboxymethylcellulose (CMC), MBR (Moylovchi burg'ilash reagent), barite, and hematite and their physical and chemical properties were investigated. Methods for testing drilling fluid properties were studied, and the compositions and contents of chemical reagents and weighting agents for the preparation of weighted drilling fluids have been provided. The water-soluble modified powdery resin contains hydrophobic additives based on sodium salt of fatty acids and ionic surfactants. The use of these reagents in drilling fluids for oil and gas wells ensures the preservation of regulated rheological and filtration properties of polymer systems at 80–190°C for 30–40 hours. A method for obtaining new effective chemical reagents based on the physical and chemical modification of initial materials under various ratios, environments, and regimes has been developed. The requirements for chemical reagents and weighting agents according to geological conditions of oil and gas boreholes have been studied. A new formulation of weighted drilling fluids based on MBR, barite, and hematite using salt water with densities of 2.15 and 2.41 g/cm³ has been developed and recommended for use in oil and gas well drilling. The application of these research results is expected to increase the lubricity of drilling fluid due to the use of the MBR lubricant, enhance the mechanical speed of drilling, and can help address certain ecological problems in the country through the utilization of cotton oil and fat production waste.

Key words: chemicals, drilling fluid, drilling, oil, gas, well, gossypol, CMC, barite, properties.

STRESZCZENIE: W artykule przedstawiono aktualny stan odczynników chemicznych wykorzystywanych do opracowywania i produkcji płuczek wiertniczych do wiercenia odwiertów naftowych i gazowych na bazie surowców lokalnych pochodzących z Uzbekistanu. Otrzymano nowy, skuteczny odczynnik chemiczny – MBR (dodatek smarujący do płuczki wiertniczej) – będący produktem ubocznym w procesie wytwarzania oleju z nasion bawełny. Zbadano rodzaje obciążonych płuczek wiertniczych na bazie wody zawierających bentonit, karboksymetylocelulozę (CMC), MBR, baryt i hematyt oraz ich właściwości fizykochemiczne. Przeanalizowano metody badania właściwości płuczki wiertniczej, a także przedstawiono skład i zawartość odczynników chemicznych i materiałów ciężkich używanych do sporządzania obciążonych płuczek. Rozpuszczalna w wodzie modyfikowana żywica w proszku zawiera dodatki hydrofobowe na bazie soli sodowej kwasów tłuszczowych i anionowych środków powierzchniowo czynnych. Zastosowanie tych środków w płuczkach przeznaczonych do wiercenia odwiertów ropnych i gazowych pozwala na zachowanie regulowanych właściwości reologicznych i filtracyjnych układów polimerowych w temperaturze 80–190°C przez 30–40 godzin. Opracowano metodę uzyskiwania nowych, skutecznych środków chemicznych poprzez fizykochemiczną modyfikację materiałów wyjściowych w różnych proporcjach, środowiskach i warunkach. Przeanalizowano wymagania dotyczące odczynników chemicznych i materiałów ciężkich w zależności od warunków geologicznych panujących w otworach naftowych i gazowych. Opracowano nową recepturę obciążonych płuczek wiertniczych na bazie MBR, barytu i hematytu, z użyciem wody solankowej o gęstości 2,15 i 2,41 g/cm³, którą zarekomendowano do stosowania w wierceniach otworów ropnych i gazowych. Wdrożenie wyników tych badań pozwala zwiększyć właściwości smarne płuczki wiertniczej dzięki zastosowaniu środka smarującego MBR, poprawić mechaniczną prędkość wiercenia, a także przyczynić się do rozwiązania niektórych problemów ekologicznych w kraju poprzez zagospodarowanie odpadów z produkcji olejów i tłuszczów z nasion bawełny.

Słowa kluczowe: chemikalia, płuczka, wiercenie, ropa, gaz, odwiert, gossypol, CMC, baryt, właściwości.

References

- Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R., 2017. Composition and properties of drilling and completion fluids. Seventh edition. *Elsevier, Amsterdam*.
- Fagundes K.R.S., da Souza Luz R.C., Fagundes F.P., de Carvalho Balaban R., 2018. Effect of carboxymethylcellulose on colloidal properties of calcite suspensions in drilling fluids. *Polímeros*, 28(4): 373–379. DOI: 10.1590/0104-1428.11817.
- Kobilov N.S., Khamidov B.N., Shukurov A., Kodirov S., Juraev K., 2023. New composition of chemicals and heavy drilling fluids for drilling oil and gas wells. *V International Scientific Conference "Construction Mechanics, Hydraulics and Water Resources Engineering" (CONMECHYDRO – 2023)*, 401: 05077. DOI: 10.1051/e3sconf/202340105077.
- Mohamed A.K., Elkhatatny S.A., Mahmoud M.A., Shawabkeh R.A., Al-Majed A.A., 2017. The Evaluation of Micronized Barite as a Weighting Material for Completing HPHT Wells. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference; Manama, Bahrain*. DOI: 10.2118/183768-MS.
- Negmatova K.S., Negmatov S.S., Salimsakov Y.A., Rakhimov H.Y., Negmatov J.N., Isakov S.S., Kobilov N.S., Sharifov G.N., Negmatova M.I., 2012. Structure And Properties of Viscous Gossypol Resin Powder. *AIP Conference Proceedings*, 1459: 300–302. DOI: 10.1063/1.4738476.
- Omland T.H., Saasen A., Amundsen P.A., 2007. Detection Techniques Determining Weighting Material Sag in Drilling Fluid and Relationship to Rheology. *Annual Transactions of the Nordic Rheology Society*, 15: 277.
- Parate N.B., 2021. A review article on drilling fluids, types, properties, and criteria for selection. *Journal of Emerging Technologies and Innovative Research*, 8(9): 463–484. <<http://www.jetir.org/papers/JETIR2109457.pdf>>.

Legislative acts and normative documents

- ANSI/API 13b-1, 2017. Fifth edition Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids. USA.
- ANSI/API 13A, 2019. Nineteenth edition Drilling Fluids Materials, USA.

Nafta-Gaz 2025, no. 7, pp. 453–464, DOI: 10.18668/NG.2025.07.04

Investigation of the effect of various methods on the rheological parameters of high paraffinic oil

Badanie wpływu różnych metod na parametry reologiczne wysokoparafinowej ropy naftowej

Guseyn R. Gurbanov, Aysel V. Gasimzade, Leili A. Abbasova

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: This article presents, for the first time, detailed information on the results of laboratory experiments examining the effects of ultrasound waves as a physical method and the Difron-3970 depressant additive as a chemical method – applied individually and in combination – on the rheological parameters of oil samples. These samples, characterized by a high content of heavy hydrocarbons, were obtained from the Narimanov field of the State Oil Company of the Republic of Azerbaijan (SOCAR). The experiments also investigated the amount of asphaltene-resin-paraffin deposits formed under different conditions. The influence of ultrasound waves on the oil samples was tested for 5, 10, and 15 minutes, with the optimal treatment time determined to be 15 minutes. The study employed varying concentrations of the Difron-3970 depressant additive (100, 200, 300, 400, 500, 600, and 700 g/t), and the optimal concentration was 700 g/t. For the combined effect of ultrasound waves and the depressant additive, the optimal dosage of Difron-3970 was found to be 500 g/t, while the optimal ultrasound exposure time was 10 minutes. The results of laboratory experiments has revealed that the combined physical-chemical method is more effective than the physical or chemical methods applied individually. Furthermore, during individual tests of the Difron-3970 depressant additive, it was observed that the optimal dosage was reduced by 200 g/t, and the optimal ultrasound exposure time was shortened by 5 minutes. This demonstrates that the combined physical-chemical method offers improved cost-efficiency. Therefore, we propose the application of both the Difron-3970 depressant additive and ultrasound waves in field conditions as an economically and environmentally viable method for improving the pipeline transport of high-viscosity, high-freezing-point crude oil.

Key words: ultrasound waves, Difron-3970 depressant additive, physical-chemical method, optimal concentration, optimal exposure time, dynamic viscosity, freezing point, shear gradient, shear stress.

STRESZCZENIE: Niniejszy artykuł po raz pierwszy przedstawia szczegółowe informacje dotyczące wyników eksperymentów laboratoryjnych, w których badano wpływ fal ultradźwiękowych jako metody fizycznej oraz dodatku depresatora Difron-3970 jako metody chemicznej, stosowanych indywidualnie i w połączeniu, na parametry reologiczne próbek ropy naftowej. Próbki te, charakteryzujące się wysoką zawartością ciężkich węglowodorów, zostały pozyskane ze złoża ropy naftowej Narimanov należącego do Azerkiej Państwowej Spółki Naftowej (SOCAR). W eksperymentach badano również ilość osadów asfaltenowo-żywiczny-parafinowych, wytrąconych w różnych warunkach. Wpływ fal ultradźwiękowych na próbki ropy testowano przez 5, 10 i 15 minut, przy czym optymalny czas obróbki określono na 15 minut. W badaniu zastosowano różne stężenia dodatku depresatora Difron-3970 (100, 200, 300, 400, 500, 600 i 700 g/t), a optymalne stężenie ustalono na poziomie 700 g/t. W przypadku połączonego działania fal ultradźwiękowych i dodatku depresatora, optymalną dawkę Difron-3970 ustalono na poziomie 500 g/t, natomiast optymalny czas ekspozycji na ultradźwięki wynosił 10 minut. Analiza licznych eksperymentów laboratoryjnych wykazała, że metoda fizyczno-chemiczna jest bardziej efektywna niż stosowanie metod fizycznych lub chemicznych oddzielnie. Ponadto, podczas indywidualnych testów dodatku Difron-3970 zaobserwowano, że optymalna dawka zmniejszyła się o 200 g/t, a optymalny czas ekspozycji na ultradźwięki uległ skróceniu o 5 minut. Wskazuje to, że metoda fizyczno-chemiczna jest bardziej ekonomiczna. W związku z tym proponujemy stosowanie połączonego działania dodatku depresatora Difron-3970 oraz fal

ultradźwiękowych w warunkach polowych jako ekonomicznej i ekologicznej metody poprawy transportu ropy o wysokiej lepkości i wysokiej temperaturze krzepnięcia za pomocą systemu rurociągowego.

Słowa kluczowe: fale ultradźwiękowe, dodatek depresatora Difron-3970, metoda fizyczno-chemiczna, optymalne stężenie, optymalny czas ekspozycji, lepkość dynamiczna, temperatura krzepnięcia, gradient ścinania, napężenie ścinające.

References

- Gurbanov A.N., Sardarova I.Z. 2022. Optimization Problem of Measurements In Experimental Research of Gas-Lift Wells. *Applied and Computational Mathematics*, 2: 223–228.
- Gurbanov A.N., Sardarova I.Z., Damirova J.R., 2021. Analysis of gas preparation processes for improvement of gas transportation technology. *EUREKA: Physics and Engineering*, 6. DOI: 10.21303/2461-2021.002081.
- Gurbanov G.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.
- Gurbanov G.R., Gasimzade A.V., Abbasova L.A., 2024a. Investigation of the effect of the combined methods on the rheological properties of high-paraffin oils. *Nafta-Gaz*, 80(7): 427–433. DOI: 10.18668/NG.2024.07.04.
- Gurbanov G.R., Gasimzade A.V., Alikishiyeva-Balamiyeva S.F., 2025. Research of bactericide-inhibitor properties of new compositions based on gossypol resin and chloroprene. *Nafta-Gaz*, 81(1): 58–66. DOI: 10.18668/NG.2025.01.05.
- Gurbanov G.R., Nurullayev V.Kh., Gasimzade A.V., 2024b. The effect of formation temperature and constituent components on rheological parameters of water-oil emulsions. *Nafta-Gaz*, 80(5): 301–311. DOI: 10.18668/NG.2024.05.06.
- Iskandarov E.Kh., Baghirov A.N., Shikhiyeva L.M., 2024. Method for assessing the hydrate formation from a mixture of natural gas flows of varying degrees of moisture content. *Nafta-Gaz*, 80(1): 39–44. DOI: 10.18668/NG.2024.01.05.
- Loskutova Y.V., Yudina N.V., 2006. Rheological behaviour of oils in magnetic field. *Engineering Physical Journal*, 1: 102–110.
- Samadov A.M., Agazadeh A.D., Alsafarova M.E., 2017. Study of inhibitory properties of new reagents of NDP type with respect to depressor and paraffin sludge. *Azerbaijan Oil Industry Journal*, 6: 43–47.

Legislative acts and normative documents

- ASTM D5853-95, 1995. Standard Test Method for Pour Point of Crude Oils.
- ASTM D97-09, 2009. Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products.
- GOST 20287-74, 1987. Petroleum products Methods of determination of pour point.
- GOST 25276-82, 1982b. Method for determination of viscosity by rotary viscometer at a certain shear rate.
- GOST 33768-2015, 1982a. Method of determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity.
- RD 39-3-812-82, 1982. Methodology for determination of solidification temperature of paraffinic oils. Rheological properties.

Nafta-Gaz 2025, nr 7, s. 465–473, DOI: 10.18668/NG.2025.07.05

Badania możliwości zastosowania cyfrowej analizy sygnału ultradźwiękowego do oceny stanu technicznego instalacji kopalnianych

Research on the possibilities of using digital analysis of ultrasonic signals to assess the technical conditions of mine installations

Dorota Kluk

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Wieloletnia eksploatacja instalacji kopalnianych, związanych z transportem i magazynowaniem płynów złożowych, wymaga okresowych kontroli ich stanu technicznego. Obiekty te narażone są na występowanie ubytków materiałowych wywołanych korozją oraz oddziaływaniem mechanicznym transportowanych mediów. Głównymi czynnikami decydującymi o dopuszczeniu rurociągów i instalacji kopalnianych do eksploatacji są: stan materiałów konstrukcyjnych, stopień degradacji struktury oraz obecność wewnętrznych nieciągłości. Ważne jest zatem dysponowanie narzędziami umożliwiającymi ocenę stanu technicznego materiałów konstrukcyjnych. W niniejszym artykule przedstawiono problematykę jakościowej oceny wady, takiej jak pęknięcie czy ubytek związany z korozją w rurach wykonanych ze stopów metali, wykorzystywanych do transportu płynów złożowych. Badania prowadzone były z zastosowaniem defektoskopu cyfrowego OmniScan X3 firmy Olympus, wyposażonego w sondę z układem fazowym PA. W artykule omówiono również metodykę prowadzenia pomiaru defektów materiałów techniką PAUT. Wykonano kalibrację poszczególnych składowych układu, takich jak: prędkość rozchodzenia się fali ultradźwiękowej w materiale, zasięg (mapa akustycznego wpływu), TCG, DAC, DGS, TOFD, wzmocnienie oraz czułość detekcji. Po wykonaniu kalibracji przeprowadzono testy poprawności wykonanych kalibracji, a następnie skanowanie rur poeksploatacyjnych w celu identyfikacji w nich wad materiałowych/korozji. Zaletą badań ultradźwiękowych z wykorzystaniem defektoskopu jest możliwość określenia rozmiarów uszkodzenia, jego precyzyjnej lokalizacji, w tym głębokości, na jakiej występuje. Jest to istotna przewaga w przypadku niewidocznych wewnętrznych nieciągłości materiału. Zakres zrealizowanych prac związany z ultradźwiękowym pomiarem stanu technicznego elementów konstrukcyjnych instalacji przyczynił się do pozyskania nowego narzędzia inspekcyjnego, umożliwiającego m.in. mapowanie korozji rur i zbiorników, co pozwala na wykrywanie trudnych do stwierdzenia uszkodzeń wewnętrznych materiałów.

Słowa kluczowe: defektoskop OmniScan X3, sonda *phased array*, korozja.

ABSTRACT: Long-term operation of mine installations related to the transport and storage of reservoir fluids requires periodic inspections of their technical condition. These facilities are exposed to material losses caused by corrosion and mechanical impact of the transported media. The main factors determining the approval of pipelines and mine installations for operation are the condition of construction materials, the degree of structural degradation and the presence of internal discontinuities. It is therefore important to have tools that enable the assessment of the technical condition of construction materials. The paper attempts to solve the problem of qualitative assessment of the type of defect, such as cracks and corrosion-related losses, in metal alloy pipes used for the transport of reservoir fluids. The tests were conducted using the OmniScan X3 digital flaw detector from Olympus, equipped with a PA phased array probe. The paper presents a methodology for measuring material defects using the PAUT technique. Calibration of individual components of the system including ultrasonic wave velocity in the material, range (acoustic impact map), TCG, DAC, DGS, TOFD, gain, and detection sensitivity. After calibration, the accuracy of the performed calibrations was verified, and post-operational pipes were scanned to identify material defects/corrosion. The innovative aspect of ultrasonic testing conducted with the flaw detector lies in the ability to determine the size of damage, its precise location, and the depth at which it occurs, particularly in the case of invisible internal material discontinuities. The scope of the work carried out, related to ultrasonic measurement of the technical condition of structural elements of the installation, contributed to the acquisition of a new inspection tool. This tool enables, among other things, mapping corrosion in pipes and tanks and detecting internal material damage that is otherwise difficult to detect.

Key words: OmniScan X3 flaw detector, phased array sensor, corrosion.

Literatura

- Ali K.B., Abdalla A.N., Rifai D., Faraj M.A., 2017. Review on system development in eddy current testing and technique for defect classification and characterization. *IET Circuits, Devices & Systems*, 11: 338–351. DOI: 10.1049/iet-cds.2016.0327.
- Aliyev A.M., Aliyeva S.Y., 2023. Influence of mechanical factors on the performance and aging process of oil pump jack. *Nafta-Gaz*, 79(12): 776–785. DOI 10.18668/NG.2023.12.03.
- Arunprasath K., Naresh K., Amuthakkannan P., Manikandan V., Kavitha S., 2023. Study of low velocity impact failure responses of woven basalt fiber reinforced polymer composites using ultrasonic A, B and C scan techniques. *Advances in Materials and Processing Technologies*, 9: 1356–1379. DOI: 10.1080/2374068X.2022.2118918.
- Bajgholi M.E., Rousseau G., Viens M., Thibault D., Gagnon M., 2023. Reliability assessment of non-destructive testing (NDT) for the inspection of weld joints in the hydroelectric turbine industry. *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 128(9–10): 4223–4233. DOI: 10.1007/s00170-023-12176-5.
- Baldev R., Jayakumar T., 1997. NDE methodologies for characterisation of defects, stresses and microstructures in pressure vessels and pipes. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 73(2): 133–146. DOI: 10.1016/S0308-0161(97)00042-2.
- Baniukiewicz P., 2014. Automated defect recognition and identification in digital radiography. *Journal of Nondestructive Evaluation*, 33: 327–334. DOI: 10.1007/s10921-013-0216-6.
- Beltrão B.D., Ferreira C.A.M., Antonio M.M.M.Z., 2024a. Revolutionizing drilling operations: unveiling the power of advanced ultrasound technologies for integrity inspection of drilling risers. DOI: 10.21203/rs.3.rs-3379838/v2.
- Beltrão B.D., Ferreira C.A.M., Musci M., 2024b. Drilling riser integrity inspection: an approach using advanced ultrasound techniques. *International Journal of Advances in Engineering & Technology*, 17(1): 1–12. DOI: 10.5281/ZENODO.10860399.
- Chen J., Li Y., Place T., Aulin A., Galbraith L., 2022. Assessing Internal Pitting Corrosion With Encoded Ultrasonic Scanning. [W:] Volume 2: Pipeline and Facilities Integrity. *14th International Pipeline Conference, American Society of Mechanical Engineers, Calgary, Alberta, Canada*, V002T03A020. DOI: 10.1115/IPC2022-86884.
- Dubé N., 2017. Advances in phased array ultrasonic technology applications. Second printing. *Olympus, Waltham, USA*.
- Evans E.E., Brooks R.A., Liu J., Hall Z.E.C., Liu H., Lowe T.J.E., Withers P.J., Kinloch A.J., Dear J.P., 2024. Comparison of X-ray computed tomography and ultrasonic c-scan techniques and numerical modelling of impact damage in a CFRP composite laminate. *Applied Composite Materials*, 31(1): 249–264. DOI: 10.1007/s10443-023-10171-3.
- Grzyb K., Drobiec Ł., Blazy J., Zajac J., 2022. The use of NDT diagnostic methods and calculations in assessing the masonry tower crowned with the steel dome. *Materials*, 15(20): 7196. DOI: 10.3390/ma15207196.
- Kukla D., Zagórski A., Wonsewicz P., 2018. Analiza sygnałów prądowirowych od niestandardowych defektów w stalowych rurkach austenitycznych wymienników ciepła. *Badania Nieniszczące i Diagnostyka*, 4: 12–18. DOI: 10.26357/BNiD.2018.033.
- Kumari N., Monga S., Arif M., Sharma N., Singh A., Gupta V., Vilarinho P.M., Sreenivas K., Katiyar R.S., 2019. Higher Permittivity of Ni-Doped Lead Zirconate Titanate, Pb[Zr Ti_{1-x} O₃], Ceramics. *Ceramics International*, 45(4): 4398–4407. DOI: 10.1016/j.ceramint.2018.11.117.
- Le M., Pham P.H., Trung L.Q., Hoang S.P., Le D.M., Pham Q.V., Luong V.S., 2024. Enhancing corrosion detection in pulsed eddy current testing systems through autoencoder-based unsupervised learning. *NDT & E International*, 146: 103175. DOI: 10.1016/j.ndteint.2024.103175.
- Mills B., Javadi Y., Abad F., Lotfian S., MacLeod C., Mehmanparast A., Pierce G., Gachagan A., 2024. Inspection of wind turbine bolted connections using the ultrasonic phased array system. *Heliyon*, 10(14): e34579. DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e34579.
- Mousa T.O., Mohammed M.S., Aljohani M.S., 2020. Optimizing radiographic sensitivity in the in-service testing of pipes. *Russian Journal of Nondestructive Testing*, 56: 92–99. DOI: 10.1134/S106183092001009X.
- Raczyński P., Warnke K., 2017. Ultrasonic diagnostics of main pipelines. *Advances in Materials Science*, 17(4): 37–54. DOI: 10.1515/adms-2017-0020.
- Rawicki Ł., Krawczyk R., Ślania J., Peruń G., Golański G., Łuczak K., 2024. Analysis of the suitability of ultrasonic testing for verification of nonuniform welded joints of austenitic – ferritic sheets. *Materials*, 17(17): 4216. DOI: 10.3390/ma17174216.
- Saffiudeen M.F., Syed A., Mohammed F.T., 2023. Failure analysis of heat exchanger using eddy current testing (ECT). *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 23: 1898–1906. DOI: 10.1007/s11668-023-01746-0.
- Shi H., Ebrahimi M., Zhou P., Shao K., Li J., 2023. Ultrasonic and phased-array inspection in titanium-based alloys: A review. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering*, 237: 511–530. DOI: 10.1177/09544089221114253.
- Tai J.L., Grzejda R., Sultan M.T.H., Łukaszewicz A., Shahar F.S., Tarasiuk W., Rychlik A., 2023. Experimental investigation on the corrosion detectability of a36 low carbon steel used in multi-bolted connections by the method of phased array corrosion mapping. *Materials*, 16: 5297. DOI: 10.20944/preprints202306.2120.v1.

Universal BOP with Built-In Grinding Tool

Uniwersalna głowica przeciwerupcyjna (prewenter) z wbudowanym narzędziem szlifującym

Yelena Y. Shmoncheva, Timur E. Abdulmutalibov, Gullu V. Jabbarova

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: This study makes a significant contribution to the petroleum industry by focusing on the development, implementation, and performance evaluation of a universal blowout preventer (BOP). The primary function of the BOP is to optimize the drilling process and enhance safety on oil drilling platforms. Amid rapid technological advancement and increasingly safety requirements, the efficient and safe execution of drilling operations has become critical to the successful operation of oil fields. Blowout preventers play a crucial role in preventing accidents and ensuring the reliability of the wellhead. This study introduces and evaluates a new type of BOP equipped with innovative grinding jaws that ensure uniform grinding of drill pipes. This approach not only extends the service life of the sealing elements but also reduces the time required to complete drilling, ultimately improving overall productivity and efficiency. The research methodology includes extensive experimental testing of the new BOP, as well as comparative analysis against conventional models. The findings demonstrate a significant improvement in the drilling performance with the new BOP, highlighting its potential to increase productivity, reduce risk, and improve safety on oil platforms. Overall, this study aims to contribute to the development of drilling technologies and the sustainable development of the oil industry. In conclusion, this study presents a new universal blowout preventer (BOP) designed to enhance drilling efficiency and safety on oil platforms. The device incorporates a hydraulic turbine-driven grinding mechanism that reduces wear on sealing elements and extends operational life. Experimental testing and comparative analysis with standard BOPs demonstrated a 22% reduction in seal replacements and a 15% increase in operational uptime. These findings confirm the practical advantages of the proposed BOP design and its potential to optimize drilling processes while improving safety and reducing maintenance downtime.

Key words: blowout preventer, safety, well control equipment, pressure vessel, guideline, pressure containment system, application.

STRESZCZENIE: Niniejsze badania wnoszą znaczący wkład w rozwój przemysłu naftowego, koncentrując się na opracowaniu, wdrożeniu i ocenie wydajności uniwersalnej głowicy przeciwerupcyjnej (prewentera). Podstawową funkcją prewentera jest optymalizacja procesu wiercenia oraz zwiększenie bezpieczeństwa na platformach wiertniczych. W kontekście szybkiego postępu technologicznego oraz rosnących wymagań dotyczących bezpieczeństwa, kluczową kwestią dla sprawnego funkcjonowania złóż ropy naftowej jest prowadzenie operacji wiertniczych w sposób efektywny i bezpieczny. Prewentery odgrywają zasadniczą rolę w zapobieganiu awariom i zapewnieniu niezawodności głowicy odwiertu. W ramach niniejszego badania zaprezentowano i oceniono nowy typ prewentera wyposażonego w innowacyjne szczęki szlifujące, które zapewniają równomierne szlifowanie rur wiertniczych. Takie podejście nie tylko wydłuża żywotność elementów uszczelniających, lecz także skraca czas potrzebny do zakończenia wiercenia, co w efekcie poprawia ogólną wydajność i efektywność procesu wiertniczego. Metodologia badań obejmuje szeroko zakrojone testy eksperymentalne nowego prewentera, a także analizę porównawczą z modelami konwencjonalnymi. Wyniki wykazały znaczną poprawę wydajności wiercenia przy zastosowaniu nowego prewentera, podkreślając jego potencjał w zakresie zwiększenia produktywności, ograniczenia ryzyka i poprawy bezpieczeństwa na platformach wiertniczych. Ogólnie rzecz biorąc, badania te mają na celu przyczynienie się do rozwoju technologii wiertniczych oraz zrównoważonego rozwoju przemysłu naftowego. W artykule przedstawiono nową, uniwersalną głowicę przeciwerupcyjną (prewenter) zaprojektowaną w celu zwiększenia efektywności i bezpieczeństwa wierceń na platformach wiertniczych. Urządzenie zawiera mechanizm szlifujący napędzany turbiną hydrauliczną, który zmniejsza zużycie elementów uszczelniających i wydłuża okres eksploatacji. Przeprowadzone testy eksperymentalne i analiza porównawcza ze standardowymi prewenterami wykazały 22% redukcję liczby wymian uszczelnień oraz 15% wzrost czasu pracy bez przestojów. Wyniki te potwierdzają praktyczne zalety proponowanej konstrukcji prewentera oraz jego potencjał w zakresie optymalizacji procesów wiercenia przy jednoczesnej poprawie bezpieczeństwa i ograniczeniu przestojów konserwacyjnych.

Słowa kluczowe: głowica przeciwerupcyjna (prewenter), bezpieczeństwo, urządzenia do kontroli odwiertu, zbiornik ciśnieniowy, wytyczne, system utrzymania ciśnienia, zastosowanie.

References

- Affleck M., Gilleland M., 2016. Background to the Development of a Remote Controlled Drilling Blowout Preventer (BOP) Activation Technology for Surface BOP Applications. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE*. DOI: 10.2118/178221-MS.
- Alcantara Santos O.L., 2016. Technology Focus: Well Integrity. *Journal of Petroleum Technology*, 68(01): 70. DOI: 10.2118/0116-0070-JPT.
- Alcantara Santos O.L., 2019. Technology Focus: Well Integrity (January 2019). *Journal of Petroleum Technology*, 71(01): 63. DOI: 10.2118/0119-0063-JPT.
- Cardoso C.B., da Silva M.A., Baptista J.M.M., Santos J.B., Kupski S.C., Caniçali O., Resende M.R., Costa D., Rocha D., Santiago M.V.S., 2022. Challenges and Lessons Learned on the First Use of Tethered Bop in a Major Operator in Brazil, Including the Replacement of the Tension System Using the Rig Drilling String. *Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA*. DOI: 10.4043/31859-MS.
- Carpenter Ch., 2022. Study Investigates Deepwater BOP Technology, Reliability. *Journal of Petroleum Technology*, 74(05): 58–61. DOI: 10.2118/0522-0058-JPT.
- Chen X., Zonoz R., Salem H.A., 2021. The Challenge of Elastomer Seals for Blowout Preventer BOP and Wellhead/Christmas Trees under High Temperature. *Offshore Technology Conference*. DOI: 10.4043/30945-MS.
- Franklin A., Spencer B., Lewis K., Childers L., Franklin C., 2022. Holistic BOP Management Through Integrated Technologies. *Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA*. DOI: 10.4043/31738-MS.

- Givens M., Olson M., Hope J., Beim S., 2023. Pressure On-Demand – Hybrid Electric BOP Control Systems. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition, Stavanger, Norway*. DOI: 10.2118/212555-MS.
- Holden H., Martinsen V., Grønningsæter Å., 2020. Using a New, Autonomous, and Easy to Install Strain Sensor for Monitoring of Dynamic Loads on a Subsea BOP in Order to Reduce Conservatism and Increase Service Life of Subsea Equipment. *Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA*. DOI: 10.4043/30862-MS.
- Holmes J.S., Shah V., 2019. Developing Probabilistic Risk Assessment, PRA, for a BOP System Reliability. *Offshore Technology Conference, Houston, Texas*. DOI: 10.4043/29544-MS.
- Kheng L.L., Provan M., Abdullah M.F., Hoak E., Hoke G., 2021. Jumping on the Digitalization Bandwagon for BOP Pressure Testing. *International Petroleum Technology Conference, Virtual*. DOI: 10.2523/IPTC-21471-MS.
- Mitchell A.B., Norwood G.K., Bartlett Ch.D., 2020. VXTe Deepwater Tree Development – Cost and Risk Reduction Through New and Advanced Technology. *Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA*. DOI: 10.4043/30519-MS.
- Rassenfoss S., 2016. BOPs Become the Focus of Data-Driven Scrutiny. *Journal of Petroleum Technology*, 68(07): 34–39. DOI: 10.2118/0716-0034-JPT.
- Rassenfoss S., 2020. Macondo Changed BOPs But There Is a Limit. *Journal of Petroleum Technology*, 72(07): 17–21. DOI: 10.2118/0720-0017-JPT.
- Tayab M.R., Valappil S.K., Prieto G., Nuaimi A.H., 2017. Drilling Safe Wells through Efficient, Rapid and Site Specific Planning to Manage Risks & Improve Performance. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE*. DOI: 10.2118/188644-MS.

Legislative acts and normative documents

Eurasian Patent No. 045267, 2023. Universal preventer. <<http://www.eapatis.com/Data/EATXT/eapo2023/PDF/202391789.pdf>>. Eurasian patent for invention.

Websites

<https://www.jetlube.com/applications> (access: 15 July 2025)

https://bigness.kz/g7063304-rti-dlya-neftegazovoj/page_2 (access: 15 July 2025)

Nafta-Gaz 2025, no. 7, pp. 482–489, DOI: 10.18668/NG.2025.07.07

Numerical solutions of elastoplastic problems with application to underground mining stability

Numeryczne rozwiązania zagadnień sprężysto-plastycznych z zastosowaniem w analizie stabilności wyrobisk podziemnych

Rafail K. Mehtiyev, Yusif A. Tanriverdiyev

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: A limited area of plastically deformed rocks forms around underground workings due to a specific combination of the strength of the main rock mass, its structure, and burial depth. The size of this zone and the magnitude of displacements along the excavation boundary determine the stability of the excavation. Analytical solutions of elastic-plastic problems are typically limited to simplified models of the medium (solid, isotropic, homogeneous) and excavation shape (circular). Mathematical modeling of elastoplastic deformation in a structurally heterogeneous rock mass weakened by complex-shaped underground workings is performed solely using numerical methods, such as the finite element method (FEM). In this context, several challenges arise that necessitate a special approach and reasonable assumptions regarding the validation of the deformation model. Uniformly distributed external loads are applied at infinity along the X and Y axes, external, which may be either unequal ($\lambda \neq 1$) or equal ($\lambda = 1$) (λ is the lateral thrust coefficient). The magnitude of these loads is sufficient to generate a plastic deformation zone completely enclosing the excavation boundary. Deformation and failure of the rock mass occur under prescribed deformation conditions from the elastically compressed part of the massif. The assumption of continuity of the medium is preserved in both elastic and plastic zones. Since rock mass movement along the longitudinal axis of the excavation is restricted, the case of plane deformation is considered. To solve the problem, it is necessary to determine stress, strain, and displacement components in both elastic and inelastic regions, as well as the size and shape of the boundary L that separates them.

Key words: underground workings, rock mass, analytical solutions, elastoplastic problems.

STRESZCZENIE: Wokół wyrobisk podziemnych tworzy się ograniczona strefa plastycznie odkształconych skał, wynikająca ze specyficznego połączenia wytrzymałości głównej masywu skalnego, jego struktury oraz głębokości zalegania. Wielkość tej strefy oraz wartość przemieszczeń wzdłuż obrysu wyrobiska determinują jego stateczność. Analityczne rozwiązania zagadnień sprężysto-plastycznych są zazwyczaj ograniczone do uproszczonych modeli ośrodka (ciągłego, izotropowego, jednorodnego) oraz kształtu wyrobiska (kołowego). Matematyczne modelowanie odkształceń sprężysto-plastycznych w strukturalnie niejednorodnym masywie skalnym osłabionym wyrobiskami o złożonym kształcie przeprowadza się wyłącznie z wykorzystaniem metod numerycznych, takich jak metoda elementów skończonych (MES). W tym kontekście pojawia się szereg wyzwań, które wymagają szczególnego podejścia i przyjęcia racjonalnych założeń dotyczących walidacji modelu odkształceń. Na nieskończoności przyłożone są równomiernie rozłożone obciążenia zewnętrzne wzdłuż osi X i Y , które mogą być nierówne ($\lambda \neq 1$) lub równe ($\lambda = 1$) względem siebie, gdzie λ oznacza współczynnik parcia bocznego. Wartość tych obciążeń jest wystarczająca do wygenerowania strefy plastycznej całkowicie otaczającej obrys wyrobiska. Odkształcenia i zniszczenia masywu skalnego następują przy zadanych warunkach odkształceniowych z części masywu poddanego sprężystemu ścisnaniu.

Założenie ciągłości ośrodka jest zachowane zarówno w strefie sprężystej, jak i plastycznej. Ponieważ ruch masywu skalnego wzdłuż osi podłużnej wyrobiska jest ograniczony, rozpatruje się przypadek płaskiego stanu odkształcenia. W celu rozwiązania zagadnienia konieczne jest wyznaczenie składowych naprężeń, odkształceń i przemieszczeń w strefach sprężystej i niesprężystej, jak również określenie wielkości i kształtu rozdzielającej je granicy L .

Słowa kluczowe: wyrobiska podziemne, masyw skalny, rozwiązania analityczne, zagadnienia sprężysto-plastyczne.

References

- Chouly F., Hild P., 2022. On a finite element approximation for the elastoplastic torsion problem. *Applied Mathematics Letters*, 132: 108191.
- Erzhanov Zh.S., 1959. Study of creep in Donbass rocks. *TsITuglyu*, 1: 36.
- Hasanov I., Abbasov I., Gurbanov N., 2020. Stress-Deformed State of a Packing Ring with Eccentric Holes. *Proceedings of the Latvian Academy of Sciences. Section B. Natural, Exact, and Applied Sciences*, 74(4): 287–292. DOI: 10.2478/prolas-2020-0044.
- Lavrentiev M.A., Shabat E.V., 1973. Methods in the theory of functions of a complex variable. *Nauka*, 736.
- Mikhlin S.G., 1934. Stress distribution in a half-plane with an elliptical cutout. *Tr. seismic Institute of the USSR Academy of Sciences*, 29: 212–220.
- Mirsalimov V.M., Hasanov F.F., 2022. Solution of elastoplastic problem for a cracked massif weakened by a circular hole. *News of Tula State University Geosciences*, 1: 332–345.
- Mirsalimov V.M., Kalantarly N.M., 2021. Solution of an elastoplastic problem for a massif weakened by a circular mining under the action of tectonic and gravitational forces. *Proceedings of Tula State University. Sciences of Earth*, 1: 207–216.
- Muskhelishvili N.I., 1966. Some basic problems of the mathematical theory of elasticity. *Science*, 705.
- Pengpeng Sh., Jun X., 2023. Exact solution of magneto-elastoplastic problem of functionally graded cylinder subjected to internal pressure. *Applied Mathematical Modelling*, 123(7): 835–855. DOI: 10.1016/j.apm.2023.08.014.
- Shashenko A.N., Sdvizhkova E.A., Gapeev S.N., 2008. Deformability and strength of rocks. *Dnepropetrovsk NSU*, 225.
- Shashenko A.N., Tulub S.B., Sdvizhkova E.A., 2001. Some problems of statistical geomechanics. *Pulsari*, 243.
- Sokolov A.P., 1948. On the elastic-plastic state of the plate. *DAN USSR*, 1: 128–139.
- Timoshenko S.P., 1975. Goodyear J. Theory of Elasticity. *Science*, 576.
- Wu Q., Liu F.B., Cheng Y.M., 2020. The interpolating element-free Galerkin method for three-dimensional elastoplasticity problems. *Engineering Analysis with Boundary Elements*, 115: 156–167. DOI: 10.1016/j.engabound.2020.03.009.