

Dobór środków chemicznych do cieczy roboczych hydrofobizujących przestrzeń porową skał zbiornikowych

Selection of chemical agents for workover fluids hydrophobizing the pore space of reservoir rocks

Sławomir Błaż, Grzegorz Zima, Bartłomiej Jasiński

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Podstawowym zadaniem cieczy roboczej zatłoczonej do odwiertu jest zrównoważenie ciśnienia złożowego celem przeprowadzenia wymaganego zakresu prac rekonstrukcyjnych. Dobór składu i właściwości technologicznych danej cieczy ustalany jest na podstawie aktualnie występujących w danym odwiercie warunków geologiczno-złożowych z uwzględnieniem podstawowych czynników, takich jak: gradient ciśnienia złożowego, skład mineralogiczny skał zbiornikowych i ich spoiwa oraz skład chemiczny wód złożowych. Jednym z kluczowych wyzwań podczas przeprowadzania prac rekonstrukcyjnych jest utrzymanie lub zwiększenie dotychczasowego wydobywania węglowodorów ze skał zbiornikowych oraz zachowanie ich należytego stanu technicznego. Bardzo często podczas przeprowadzania prac rekonstrukcyjnych dochodzi do spadku wydobywania gazu ziemnego z eksploatowanych złóż. Jednym z powodów tego spadku jest wysokie napięcie międzyfazowe występujące pomiędzy gazem a wodą złożową, które generuje siły kapilarne, prowadzące do uwięzienia węglowodorów w porach skały zbiornikowej i szybkiego zawodnienia złoża. W artykule przedstawiono wyniki badań laboratoryjnych nad doбором środków hydrofobizujących do cieczy roboczych stosowanych do rekonstrukcji odwiertów gazowych. Prace te koncentrowały się na identyfikacji i doborze chemicznych środków hydrofobizujących, które zmniejszają zwilżalność skał wodą, ograniczają retencję wody w przestrzeniach porowych oraz poprawiają mobilność gazu, co sprzyja zwiększeniu wydobywania gazu ze skał zbiornikowych. Badania te miały również na celu określenie wpływu różnych składników cieczy roboczych na efektywność hydrofobizacji oraz ocenę ich użycia w rzeczywistych warunkach złożowych. Zastosowanie środków hydrofobizujących w składach cieczy roboczych powinno przyczynić się do ograniczenia dopływu wody złożowej i zminimalizować uszkodzenie strefy przyodwiertowej.

Słowa kluczowe: płyn do rekonstrukcji otworu, zwilżalność, hydrofobizacja, napięcie powierzchniowe, retencja wody, przepuszczalność.

ABSTRACT: The primary task of the workover fluid injected into a borehole is to balance the reservoir pressure to facilitate the required scope of workover operations. The composition and technological properties of the fluid are determined based on the geological and reservoir conditions of the borehole. Key factors include: the reservoir pressure gradient, the mineral composition of the reservoir rocks and their cementing material. The chemical composition of the formation waters is also considered. One of the key challenges during workover operations is maintaining or increasing the current hydrocarbon production from reservoir rocks while preserving their proper technical condition. Frequently, during workover operations, there is a decline in natural gas production from exploited reservoirs. High interfacial tension between gas and formation water is a key factor contributing to decline in gas production, as it generates capillary forces that trap hydrocarbons in the pore spaces and lead to rapid water flooding of the reservoir. This article presents results of laboratory research on the selection of hydrophobizing agents for working fluids used in the workover of gas wells. The research focused on identifying chemical hydrophobizing agents that reduce the water wettability of rocks, limit water retention in pore spaces, and improve gas mobility, thereby improving gas recovery. The studies also aimed to determine the effects of various workover fluid components on hydrophobization efficiency and assess their application under real reservoir conditions. The use of hydrophobizing solutions in working fluid compositions should help reduce the influx of formation water and minimize damage to the near-wellbore zone.

Key words: workover fluid, wettability, hydrophobization, surface tension, water retention, permeability.

Literatura

- Alvarez L.A., Cedeno M.D., Villon P.V., Pinoargote R.C., 2019. Design of a fluid for workover operations in the Gustavo Galindo Oilfield, Ecuador. *ARP Journal of Engineering and Applied Sciences*, 14(11): 2118–2124.
- Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R., 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Sixth Edition. *Gulf Professional Publishing*.
- Fuji M., Iwata H., Takei T., Watanabe T., Chikazawa M., 1999. The Change in Wettability and Structure of Silica Powder Surfaces Modified with Hexamethyldisilazane. *Advanced Powder Technology*, 1092: 187–198. DOI: 10.1016/S0921-8831(08)60449-5.
- Herman Z., Migdał M., Uliasz M., 2004. Wpływ oddziaływania otworowych płuczek wiertniczych na zmiany przestrzeni porowej skał zbiornikowych w strefie przy otworowej. *Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2004. Efektywne Technologie Poszukiwania i Eksploatacji Złóż Węglowodorów. Zakopane, 16–19 września. Prace Instytutu Nafty i Gazu*, 130: 375–380.
- Herman Z., Uliasz M., 2001. Zmiany przepuszczalności skał porowatych pod wpływem oddziaływania cieczy zasolonych. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 9: 12–20.
- Herman Z., Uliasz M., 2006. Ciecze robocze w rekonstrukcjach odwiertów. *Nafta-Gaz*, 62(11): 584–593.
- Herman Z., Uliasz M., 2007. Ochrona złóż ropy naftowej i gazu ziemnego podczas udostępniania i prac rekonstrukcyjnych poprzez użycie cieczy wiertniczych zawierających nietoksyczne sole mrówczanowe. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz*, 24(2): 757–768.
- Herman Z., Uliasz M., Pudło J., 2002. Rola cieczy roboczych w rekonstrukcji odwiertów. *Nafta-Gaz*, 58(2): 95–106.
- Jasiński B., 2012. Badania nad zastosowaniem emulsji olejowo-wodnych jako cieczy roboczych o obniżonej gęstości. *Nafta-Gaz*, 68(12): 1155–1164.

- Jia H., Yang X.M., Pu W.F., Zhao J.Z., Fu H., Guo S.S., Liu P.C., Wang Q., 2010. Technology of optimized completion fluid in low-porosity and low-permeability gas fields at the East China Sea. *Natural Gas Industry*, 30(9): 60–64.
- Jiang O., Cao L., Zhu W., Zheng X., 2024. Review of Reservoir Damage Mechanisms Induced by Working Fluids and the Design Principles of Reservoir Protection Fluids: From Oil–Gas Reservoirs to Geothermal Reservoirs. *Energies*, 17(19): 4895. DOI: 10.3390/en17194895.
- Lee K.S., Ivanova N., Starov V.M., Hilal N., Dutschk V., 2008. Kinetics of Wetting and Spreading by Aqueous Surfactant Solutions. *Advances in Colloid and Interface Science*, 144(1–2): 54–65. DOI: 10.1016/j.cis.2008.08.005.
- Lee T., Bocquet L., Coasne B., 2016. Activated Desorption at Heterogeneous Interfaces and Long-Time Kinetics of Hydrocarbon Recovery from Nanoporous Media. *Nature Communications*, 7: 11890.
- Reid P., Santos H., 2003. Novel Drilling, Completion and Workover Fluids for Depleted Zones: Avoiding Losses, Formation Damage and Stuck Pipe. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, United Arab Emirates*. DOI: 10.2118/85326-MS.
- Song Y., Chong Y., Raghavan A., Xing Y., Ling Y., Kleinhammes A., Wu Y., 2017. Nucleation and Growth Process of Water Adsorption in Micropores of Activated Carbon Revealed by NMR. *The Journal of Physical Chemistry C*, 121(15): 8504–8509. DOI: 10.1021/acs.jpcc.7b02093.
- Song Y., Kwak H.T., Kleinhammes A., Wu Y., 2019. Hydrophilic and Hydrophobic Characteristics of Reservoir Rocks Quantified by Nuclear Magnetic Resonance-detected Water Isotherms. *American Chemical Society*, 123(10): 6107–6113. DOI: 10.17615/gpjr-be52.
- Takei T., Yamazaki A., Watanabe T., Chikazawa M., 1997. Water Adsorption Properties on Porous Silica Glass Surface Modified by Trimethylsilyl Groups. *Journal of Colloid and Interface Science*, 188(2): 409–414. DOI: 10.1006/jcis.1997.4777.
- Uliasz M., 2021. Ciecze robocze – ich właściwości technologiczne i rola w procesie rekonstrukcji odwiertów. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 235: 1–160. DOI: 10.18668/PN2021.235.
- Uliasz M., Herman Z., 2008. Wymagane parametry cieczy roboczych dla ochrony pierwotnych właściwości skał zbiornikowych. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz*, 25(2): 753–764.
- Uliasz M., Zima G., Błaż S., Jasiński B., 2016. Roztwory mrówczanów jako składniki płuczek wiertniczych. *Przemysł Chemiczny*, 95(2): 297–302.
- Wang H.-J., Xi X.-K., Kleinhammes A., Wu Y., 2008. Temperature-Induced Hydrophobic-Hydrophilic Transition Observed by Water Adsorption. *Science*, 322(5898): 80–83. DOI: 10.1126/science.1162412.
- Zhang F., Yan J., Li Z., 2009. Study on the Workover Fluid Formula and Performance of the Prevention Reservoir. *Modern Applied Science*, 3(12). DOI: 10.5539/mas.v3n12p9.
- Zima G., Kasza P., Jasiński B., Błaż S., Uliasz M., 2024. Ciecz robocza na osnowie wody morskiej. *Nafta-Gaz*, 80(5): 259–268. DOI: 10.18668/NG.2024.05.01.

Nafta-Gaz 2025, no. 9, pp. 575–584, DOI: 10.18668/NG.2025.09.02

Research on the impact of Difron-3970 additive and ultrasound waves on the rheological parameters of high-paraffin resin oil

Badanie wpływu dodatku Difron-3970 oraz fal ultradźwiękowych na parametry reologiczne wysokoparafinowej ropy żywicznej

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

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: The article presents the research results of the effects of the Difron-3970 depressant additive and ultrasonic waves, both separately and in combination, on the dynamic viscosity and freezing point of high paraffinic, resinous crude and refined oil samples taken from the Bulla-Deniz field of State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR). Laboratory experiments were conducted to evaluate the impact of physical and chemical treatments on the dynamic viscosity of the Bulla-Deniz crude oil and refined oil samples at temperatures of 5°C, 10°C, and 20°C. The Difron-3970 depressant additive was used as the chemical treatment, while ultrasonic waves were applied as the physical treatment. The effects of varying concentration of the Difron-3970 depressant additive (250, 350, 450, 650, and 750 g/t) as well as different durations of ultrasonic wave exposure (5, 10, and 15 minutes) on the dynamic viscosity and freezing point of the oil were studied. The optimal concentration of the Difron-3970 depressant additive was found to be 750 g/t when applied separately, and 500 g/t when used in combination with ultrasonic waves. The optimal duration for the ultrasonic treatment, when applied separately, was found to be 15 minutes, while for the combined treatment had an optimal duration of 10 minutes. Thus, the results from numerous laboratory tests showed that the most significant reduction in the dynamic viscosity and freezing point of the high paraffinic, resinous oil from the Bulla-Deniz field occurred during the combined physical-chemical treatment. Therefore, based on the ecological and economic efficiency of the combined application of the Difron-3970 depressant additive with ultrasonic waves, it is proposed that this method be widely implemented under field conditions in the oil industry.

Key words: depressant additive, ultrasonic waves, physical-chemical method, dynamic viscosity, shear rate, freezing point, high paraffinic oil.

STRESZCZENIE: Artykuł przedstawia wyniki badań nad wpływem depresatora Difron-3970 oraz fal ultradźwiękowych – stosowanych zarówno oddzielnie, jak i w połączeniu – na lepkość dynamiczną oraz temperaturę krzepnięcia wysokoparafinowych, żywicznych próbek surowej i rafinowanej ropy naftowej, pochodzących z pola naftowego Bulla-Deniz, należącego do Państwowego Przedsiębiorstwa Naftowego Republiki Azerbejdżanu (SOCAR). Eksperymenty przeprowadzono w celu oceny wpływu zabiegów fizycznych i chemicznych

na lepkość dynamiczną próbek surowej i rafinowanej ropy naftowej z pola Bulla-Deniz w temperaturach 5°C, 10°C i 20°C. Zabieg chemiczny opierał się na zastosowaniu depresatora Difron-3970, natomiast fizyczny – na użyciu fal ultradźwiękowych. Zbadano wpływ różnych stężeń dodatku Difron-3970 (250, 350, 450, 650 oraz 750 g/t) a także czasu działania fal ultradźwiękowych (5, 10 i 15 minut) na lepkość dynamiczną oraz temperaturę krzepnięcia ropy. Optymalną dawkę dodatku Difron-3970, przy stosowaniu go samodzielnie, ustalono na poziomie 750 g/t, natomiast w połączeniu z falami ultradźwiękowymi – na poziomie 500 g/t. Optymalny czas oddziaływania fal ultradźwiękowych, przy ich samodzielnym zastosowaniu, wynosił 15 minut, natomiast w przypadku zabiegu łączonego – 10 minut. Wyniki licznych testów laboratoryjnych wykazały, że najistotniejsze obniżenie lepkości dynamicznej oraz temperatury krzepnięcia wysokoparafinowej, żywicznej ropy z pola Bulla-Deniz miało miejsce w przypadku połączonego zastosowania zabiegów fizycznego i chemicznego. W związku z tym, biorąc pod uwagę efektywność ekologiczną i ekonomiczną łącznego stosowania dodatku Difron-3970 i fal ultradźwiękowych, proponuje się szerokie wdrożenie tej metody w warunkach połowych w przemyśle naftowym.

Słowa kluczowe: depresator, fale ultradźwiękowe, zabiegi fizykochemiczne, lepkość dynamiczna, szybkość ścinania, temperatura krzepnięcia, ropa wysokoparafinowa.

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.
- Chi Y., Daraboina N., Sarica C. 2017. Effect of the flow field on wax deposition and performance of wax inhibitors: Cold finger and flow loop testing. *Energy & Fuels*, 31(5): 4915–4924. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b00253.
- Demirbash A. 2016. Deposition and flocculation of asphaltenes from crude oils. *Petroleum Science and Technology*, 34(1): 6–11. DOI: 10.1080/10916466.2015.1115875.
- Girma T.C., Sulaiman S.A., Japper-Jaafar A. 2018. Flow start-up and transportation of waxy crude oil in pipelines — A review. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 251: 69–87. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2017.11.008.
- Gurbanov A.N., Sardarova I.Z. 2022. Optimization Problem of Measurements In Experimental Research of Gas-Lift Wells. *Applied and Computational Mathematics*, 21(2): 223–228. DOI: 10.30546/1683-6154.21.2.2022.223.
- 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: 48–56. DOI: 10.21303/2461-4262.2021.002081.
- 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 Khimiii Khimicheskoi Tekhnologii*, 6: 19–28. DOI: 10.32434/0321-4095-2022-145-6-19-28.
- 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., 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.
- Huang H., Wang W., Peng H. 2018. The influence of nanocomposite pour point depressant on the crystallization of waxy oil. *Fuel*, 221: 257–268. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.01.040.
- Iskandarov E.K., Baghirova 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.
- Kané M., Djabourov M., Volle J.L. 2003. Morphology of paraffin crystals in waxy crude oils cooled in quiescent conditions and under flow. *Fuel*, 82(1): 127–135. DOI: 10.1016/S0016-2361(02)00222-3.
- Kané M., Djabourov M., Volle J.-L. 2004. Rheology and structure of waxy crude oils in quiescent and under shearing conditions. *Fuel*, 83(12): 1591–1605. DOI: 10.1016/j.fuel.2004.01.017.
- Kirbizhekova E.V., Prozorova I.V., Nebogina N.A., Grinko A. 2016. Dependence of composition of asphaltene–resin–wax deposits on the water cut value. *Petroleum Chemistry*, 56(8): 765–770. DOI: 10.1134/S0965544116080090.
- Li N., Mao G.L., Shi X.Z., Tian S.W., Liu Y. 2018. Advances in the research of polymeric pour point depressant for waxy crude oil. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 39(8): 1165–1171. DOI: 10.1080/01932691.2017.1385484.
- Loskutov Y.V., Yudina N.V. 2006. Rheological behaviour of oils in magnetic field. *Engineering Physical Journal*, 79(1): 102–110. DOI: 10.1007/s10891-006-0073-6.
- Martínez-Palou R., de Lourdes Mosqueira M., Zapata-Rendón B. 2011. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 75(3–4): 274–282. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.11.020.
- Nebogina N.A., Prozorova I.V., Savinykh Y.V., Yudina N.V. 2008. The influence of natural surfactants on the stabilization of oil-water emulsions. *Petroleum Chemistry*, 50(2): 158–163. DOI: 10.1134/S0965544110020131.
- Olajire A.A. 2021. Review of wax deposition in subsea oil pipeline systems and mitigation technologies in the petroleum industry. *Chemical Engineering Journal Advances*, 6: 100104. DOI: 10.1016/j.cej.2021.100104.
- Yang F., Zhao Y., Sjöblom J., Li C., Paso K.G. 2015. Polymeric wax inhibitors and pour point depressants for waxy crude oils: a critical review. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 36(2): 213–225. DOI: 10.1080/01932691.2014.901917.

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, 1982a. Method for determination of viscosity by rotary viscometer at a certain shear rate.
- GOST 33768-2015, 1982b. 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.

The study of hydromechanical characteristics of a well jet pump

Badanie charakterystyk hydromechanicznych otworowej pompy strumieniowej

Igor Chudyk¹, Volodymyr Cherniuk², Denys Panevnyk¹, Oleksandr Panevnyk¹

¹ Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

² Lviv Polytechnic National University

ABSTRACT: A principle is proposed for the joint analysis of the hydrodynamic and strength characteristics of the elements of a downhole oil jet pump. Using ANSYS software, a 3D model of the ejection system was constructed, with is the geometric space limited by the boundary surfaces drawn through the annular section of the ejection system's annular space, the suction line connecting the receiving chamber of the jet pump with the sub-packer diagonal and the outlet section diffuser. Fluid and solid mesh models were generated using virtual topology tools and a condensed layout of calculated finite elements in places of complex geometry and high pressure gradients. Stress in the body elements of the jet pump is caused by the difference in pressure acting on the outer and inner surfaces, accompanied by changes in the configuration of the flow path. The distribution of forces within the elements of the downhole ejection system was systematized: the working nozzle is subjected to tensile stress, while the receiving chamber, mixing chamber and diffuser of the oil jet pump are subjected to compressive stress. An increase in the magnitude of compressive stresses in the body elements of the jet pump toward the outlet section of the diffuser was calculated. Numerical modelling results indicate that the body elements of the receiving chamber and the outlet section of the jet pump diffuser are subjected to the heaviest loads. In experimental studies, the operating parameters of the ejection system corresponding to the occurrence of maximum stress compression in the jet pump components were determined. The maximum stresses in the body elements of the jet pump correspond to the minimum values of the injection coefficient of the jet pump, which are observed at the initial stage of formation fluid during the oil wells development. The results obtained support the recommendation to increase the internal diameter of the jet pump, which, under compressed well conditions, ensures an increase in its productivity without altering external overall dimensions.

Key words: oil jet pump, ejection system, stress-strain state, tensile and compressive stress, finite element analysis, equivalent stresses, cavitation, injection coefficient, operating parameters.

STRESZCZENIE: W artykule zaproponowano zasadę wspólnej analizy charakterystyk hydrodynamicznych i wytrzymałościowych elementów otworowej pompy strumieniowej służącej do wydobycia ropy naftowej. Z wykorzystaniem oprogramowania ANSYS zbudowano trójwymiarowy model układu wyrzutowego, którego przestrzeń geometryczna została ograniczona powierzchniami granicznymi poprowadzonymi przez pierścieniowy przekrój przestrzeni pierścieniowej układu ejekcyjnego, przewód ssawny łączący komorę odbiorczą pompy strumieniowej z przekątną strefy pod pakerem oraz przekrój wylotowy dyfuzora. Modele siatkowe cieczy i bryły stałej wygenerowano z użyciem narzędzi topologii wirtualnej oraz zagęszczonego rozmieszczenia obliczeniowych elementów skończonych w miejscach o złożonej geometrii i dużych gradientach ciśnienia. Naprężenia w elementach korpusu pompy strumieniowej są wywołane różnicą ciśnień działających na powierzchnię zewnętrzną i wewnętrzną, przy jednoczesnych zmianach konfiguracji kanału przepływowego. Usystematyzowano rozkład sił w obrębie elementów wglębnego układu ejekcyjnego: na dyszę roboczą działają naprężenia rozciągające, natomiast na komorę odbiorczą, komorę mieszania i dyfuzor pompy strumieniowej działają naprężenia ściskające. Obliczono wzrost wartości naprężeń ściskających w elementach korpusu pompy strumieniowej w kierunku przekroju wylotowego dyfuzora. Wyniki modelowania numerycznego wskazują, że elementy korpusu komory odbiorczej oraz przekroju wylotowego dyfuzora pompy strumieniowej są poddane największym obciążeniom. W badaniach eksperymentalnych określono parametry pracy układu wyrzutowego odpowiadające występowaniu maksymalnych naprężeń ściskających w komponentach pompy strumieniowej. Maksymalne naprężenia w elementach korpusu pompy strumieniowej odpowiadają minimalnym wartościom współczynnika iniekcji, które występują na początkowym etapie napływu płynu złożowego podczas rozruchu odwiertów ropy naftowej. Uzyskane wyniki uzasadniają zalecenie zwiększenia średnicy wewnętrznej pompy strumieniowej, co w warunkach ograniczonej przestrzeni odwiertu umożliwia zwiększenie jej wydajności bez zmiany zewnętrznych wymiarów całkowitych.

Słowa kluczowe: pompa strumieniowa do wydobycia ropy naftowej, układ wyrzutowy, stan naprężeń i odkształceń, naprężenia rozciągające i ściskające, analiza metodą elementów skończonych, naprężenia zredukowane, kawitacja, współczynnik wtrysku, parametry eksploatacyjne.

References

- Aldaş K., Yapici R., 2014. Investigation of effects of scale and surface roughness on efficiency of water jet pumps using CFD. *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*, 8(1): 14–25. DOI: 10.1080/19942060.2014.11015494.
- Cherniuk V., Hnativ R., Kravchuk O., Orel V., Bihun I., Cherniuk M., 2021. The problem of hydraulic calculation of pressure distribution pipelines. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 6 (7(114)): 93–103. DOI: 10.15587/1729-4061.2021.246852.
- Coll B., Laws G., Jeanpert J., Sportelli M., Svoboda C., Trimble M., 2013. Specialized tools for wellbore debris recovery. *Oilfield review*, 24(4): 46–57.
- Duque L., Guimaraes Z., de Almeida V.A., Chagas J.V., Barros R., Fonseca P., Siqueira N., 2012. Concentric coiled tubing well vacuuming effectively removes flowline hydrates. *SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention conference, Woodlands, USA*.
- Espinosa-Paredes G., Centeno-Perez J., Nuñez-Carrera A., Quezada-Garcia S., Vázquez-Rodríguez A., Espinosa-Martínez E.G., 2023. Hydrodynamics and structural mechanics of jet pumps in a boiling water reactor: CFD analysis. *ARP Journal of Engineering and Applied Sciences*, 18(5): 516–521.
- Ivaniv V., Cherniuk V., Kochkodan V., 2021. Non-uniformity of Water Inflow into Pressure Collector-pipeline Depending on the Values of Reynolds Criterion and of Inflow Jets Angles. [In:] Blikharsky, Z. (ed.). *Proceedings of EcoComfort 2020. EcoComfort 2020. Lecture Notes in Civil Engineering. Springer, Cham*: 100: 142–149. DOI: 10.1007/978-3-030-57340-9.

- Jia X., Liao H., Hu Q., He Y., Wang Y., Niu W., 2023. Optimization Method of Jet Pump Process Parameters and Experimental Study on Optimal Parameter Combinations. *Processes*, 11(10): 1–21. DOI: 10.3390/pr11102841.
- Kaliuzhnyi A., Molchanov P., Savyk V., Knysh M., Yaremiychuk R., 2022. Determining foaming regularities enabled by a five-nozzle foam generator for drilling technologies under conditions of abnormally low pressures. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 4(1–118): 72–79. DOI: 10.15587/1729-4061.2022.262506.
- Leagas T., Seefeldt G., Hoon D., 2016. Ejector Technology for Efficient and Cost Effective Flar Gas Recovery. *GPA-GCC 24th Annual Technical Conference, Kuwait City, Kuwait*.
- Lyakh M.M., Savyk V.M., Molchanov P.O., 2017. Experimental and industrial research on foam-generating devices. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 5: 17–23. <http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvngu_2017_5_5>.
- Melnikov A.P., Buglov N.A., 2023. Application of the methodo-logy for studying the characteristics of a near-bit jet pump for temporary isolation of a productive reservoir. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 334(6): 176–184. DOI: 10.18799/24131830/2023/6/3920.
- Mohammed S.K., 2016. The Experience of using jet pumps with hydraulic pumping bottom-hole assemblies to reactivate Idle Wells in a heavy oil reservoir in the East Soldado Field. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago*. DOI: 10.2118/180799-MS.
- Panevnyk A.V., Kontsur I.F., Panevnyk D.A., 2018. Determination of Operational Parameters of the Near-Bit Ejector Assembly. *Neftyanoe Khozyaistvo*, 3: 70–73.
- 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.
- Qian Y., Wang Y., Fang Z., Chen X., Miedema S.A., 2021. Numerical Investigation of the Flow Field and Mass Transfer Characteristics in a Jet Slurry Pump. *Processes*, 9(11): 1–17. DOI: 10.3390/pr9112053.
- Rogovyi A., Korohodskiy V., Khovanskyi S., Hrechka I., Medvediev Y., 2021. Optimal design of vortex chamber pump. *Journal of Physics: Conference Series*, 1741(012018): 1–10. DOI: 10.1088/1742-6596/1741/1/012018.
- Rogovyi A., Neskorozenyi A., Panamariova O., Zoria M., Khovanskyi S., 2023. Hydrodynamic Characteristics of Pumping Bulk Materials Using Vortex Chamber Ejectors. [In:] Ivanov V., Pavlenko I., Liaposhchenko O., Machado J., Edl M. (eds.): *Advances in Design, Simulation and Manufacturing VI. DSMIE 2023. Lecture Notes in Mechanical Engineering. Springer, Cham*: 148–157. DOI: 10.1007/978-3-031-32774-2_15.
- Romanyshyn T., Romanyshyn L., Bembenek M., Mokhnii M., 2020. Assessment of the technical level of magnetic fishing tools. *Management Systems in Production Engineering*, 28(2): 78–83. DOI: 10.2478/mspe-2020-0012.
- Shaidakov V. V., Melnikov A.P., Chernova K.V., Korobkov G.E., 2018. Efficient drilling-in in the oil and gas wells drilling. *SOCAR Proceedings*, 4: 26–34. DOI: 10.5510/OGP20180400368.
- Sheha A.A., Nasr M., Hosien M.A., Wahba E.M., 2018. Computational and Experimental Study on the Water-Jet Pump Performance. *Journal of Applied Fluid Mechanics*, 11(4): 1013–1020. DOI: 10.29252/jafm.11.04.28407.
- Singh M.K., Prasad D., Singh A.K., Jha M., Tandon R., 2013. Large Scale Jet Pump Performance Optimization in a Viscous Oil Field. *Proceeding of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA*. DOI: 10.2118/166077-MS.
- Toteff J., Asuaje M., Noguera R., 2022. New Design and Optimization of a Jet Pump to Boost Heavy Oil Production. *Computation*, 10(11): 1–18. DOI: 10.3390/computation10010011.
- 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.
- Wang Z., Lei Y., Wu Z., Wu J., Zhang M., Liao R., 2023. Structure Size Optimization and Internal Flow Field Analysis of a New Jet Pump Based on the Taguchi Method and Numerical Simulation. *Processes*, 11(2): 1–24. DOI: 10.3390/pr11020341.
- Wibisono K., Sitaresmi R., 2020. Evaluation of Hydraulic Jet Pump Application in Sembakung Field. *Journal of Earth Energy Science, Engineering and Technology*, 3(3): 75–83. DOI: 10.25105/jeeset.v3i3.7963.
- Wyrostkiewicz M., Panevnyk D.A., 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.
- Xu K., Wang G., Zhang L., Wang L., Yun F., Sun W., Wang X., Chen X., 2021. Multi-Objective Optimization of Jet Pump Based on RBF Neural Network Model. *Journal of Marine Science and Engineering*, 9(2): 1–18. DOI: 10.3390/jmse9020236.
- Xu S., Wang J., Cai B., Cheng H., Ji B., Zhang Z., Long X., 2022. Investigation on cavitation initiation in jet pump cavitation reactors with special emphasis on two mechanisms of cavitation initiation. *Physics of Fluids*, 34(1): 1–12. DOI: 10.1063/5.0075099.
- Yakimechko Y.Y., 2014. Experimental research of hydrodynamic pulsator and its influence on parameters of oil. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 5(7(71)): 46–51. DOI: 10.15587/1729-4061.2014.28002.
- Yoshimoto T., Kurosawa M., Fukuda J., Yonebayashi H., Murakami Y., 2020. Impact of WAX on Asphaltene Deposition under Jet Pump Operation as Revealed by Asphaltene Inhibitor Field Test. *Proceeding of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE*. DOI: 10.2118/203483-MS.

Nafta-Gaz 2025, no. 9, pp. 597–604, DOI: 10.18668/NG.2025.09.04

Possibility of using pipe separators to separate well products

Możliwość zastosowania separatorów rurowych do oddzielania produktów z odwiertu

Sudaba H. Novruzova, Elmira V. Qadashova, Inglab N. Aliyev

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: Analysis of gas collection and gas distribution processes in the technological system of gas-lift exploitation in oil and gas production shows that the gas separated from the liquid during gas collection, containing water and hydrocarbons in the form of vapor and free liquid droplets, results in the formation of a two-phase flow in gas collection pipelines. This liquid phase introduces additional resistance and leads to the formation of hydraulic pulsations. Similar processes also occur in gas distribution pipelines. This is particularly problematic when the product of a gas well is used as a high-pressure gas source, as the formation of a liquid phase and hydrate compounds further complicates the exploitation process. Given the above, one of the urgent challenges is the removal of the liquid phase formed in gas-gathering and gas-distribution pipelines from inside the pipe without altering the technological parameters. To address this issue, the use of a pipe-type separator is proposed. The presented methodology offers a solution by analyzing the separation effect of gas-liquid flows in pipelines. Based on this analysis, it is proposed to use a tubular separator constructed from pipe elements, rather than conventional separators, for such flows. The authors focused on the proposition of the tubular separator design for two characteristic liquid quantities, depending on the flow structure, pressure, temperature, speed, and, most importantly, the amount of liquid phase present in the flow. A methodology for calculating the dimensions of the separator was developed based on the technological parameters of the design. Based on the results, standard diameters of pipe elements are adopted. The proposed methodology provides a basis for selecting a separator for removing the liquid phase in oil and gas collection and transportation systems in oil and gas fields in order to reduce the negative effect of the liquid phase.

Key words: liquid phase, separator, transportation, gas gathering system, operation pressure, pipe length, gas flow rate.

STRESZCZENIE: Analiza procesów odbioru i dystrybucji gazu w układzie technologicznym eksploatacji sprężonym gazem przy wydobyciu ropy naftowej i gazu ziemnego wykazuje, że gaz oddzielony od cieczy podczas odbioru gazu – zawierający wodę i węglowodory w postaci pary i wolnych kropelek cieczy – powoduje powstawanie przepływu dwufazowego w rurociągach odbioru gazu. Obecność fazy ciekłej wprowadza dodatkowe opory oraz prowadzi do powstawania pulsacji hydraulicznych. Podobne procesy zachodzą również w gazociągach dystrybucyjnych. Jest to szczególnie problematyczne, gdy produkt z odwiertu gazowego jest wykorzystywany jako źródło gazu pod wysokim ciśnieniem, ponieważ tworzenie się fazy ciekłej i hydratów dodatkowo komplikuje proces eksploatacji. W związku z tym konieczne jest wyeliminowanie fazy ciekłej powstającej w gazociągach zbierających i rozprowadzających gaz z wnętrza rury, bez zmiany parametrów technologicznych. W tym celu zaproponowano zastosowanie separatora rurowego. Przedstawiona metodologia oferuje rozwiązanie oparte na analizie efektu separacji przepływów gazowo-cieczowych w rurociągach. Na podstawie tej analizy zaproponowano zastosowanie separatora rurowego zbudowanego z elementów rurowych zamiast konwencjonalnych separatorów dla takich przepływów. Opracowano projekt separatora rurowego dla dwóch charakterystycznych ilości cieczy, w zależności od struktury przepływu, ciśnienia, temperatury, prędkości oraz, co najważniejsze, ilości fazy ciekłej w przepływającym gazie. Opracowano również metodologię obliczania wymiarów separatora w oparciu o parametry technologiczne projektu. Na podstawie wyników przyjęto standardowe średnice elementów rurowych. Zaproponowana metodyka stanowi podstawę doboru separatora do usuwania fazy ciekłej w systemach odbioru i transportu ropy naftowej i gazu ziemnego na polach naftowych i gazowych, aby ograniczyć negatywny efekt obecności fazy ciekłej.

Słowa kluczowe: faza ciekła, separator, transport, system zbierania gazu, ciśnienie robocze, długość rury, natężenie przepływu gazu.

References

- Abdullayev E.A., Mustafayev A.R., Sultanov N.N., Panakhov R.A., 2015. Vortex tubes and the possibility of their application in the gas industry. *“ULU2” PKF, Baku*, 262–325.
- Czerwiński A., Łuczko J. 2012. Vibration of Steel Pipes and Flexible Hoses Induced by Periodically Variable Fluid Flow. *Mechanics and Control*, 31(2): 63–71. DOI: 10.7494/mech.2012.31.2.63.
- Gadashova E.V., 2014. Application of Unconventional Separation Units for Separating Gas-Liquid Flows at Offshore Fields. *Scientific and Technical Conference of Teachers and Staff. I part. Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Ukhta State Technical University*.
- Gadashova E.V., 2016a. On the possibility of using in-pipe gas separation. *Collection of materials of the All-Russian Scientific and Practical Conference “Modern technologies in the oil and gas industry”, Makhachkala*, 175–176.
- Gadashova E.V., 2016b. On the possibility of using low-static temperatures of gas flows in jet devices for gas separation. *VNIIOENG “Oil-field Business”, Moscow*, 7: 53–55.
- Gadashova E.V., 2017. Flow chart of a low-temperature gas separation unit. *Oil Refining and Petrochemistry Magazine, Moscow*, 7: 48–50.
- Guzhov A.I., 1973. Joint collection and transportation of oil and gas. *Nedra Publishing House, Moscow*, 44–110.
- Gvozdev B.P., Gritsenko A.I., Kornilov A.E., 1988. Exploitation of Gas and Gas Condensate Fields. Reference Manual. *Nedra Publishing House*.
- Lebskiy D.S., 2010. Modern approach to pipeline planning for gas saturated oil transport on the basis of flow dynamic modelling. *SOCAR Proceedings*, 2: 70–74.
- Malikov A.S., Aliyev E.Y., Sultanov N.N., 2007. Use of flow devices in the gas industry. *Nafta Press, Baku*, 54–103.
- Mustafayev A.R., Abdullayev A.E., Panakhov R.E., Sultanov N.N., Gadashova E.V., 2015. Preparation of gases for transportation. *Nafta-Press, Baku*, 164.
- Nanmaran R., Vickram A.S., Kumar S.P., Saravanan A., Srimathi S., Velmurugan V., Rangasamy G., 2023. Experimental analysis on the effect of pipe and orifice diameter in inter tank hydrogen transfer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(79): 30858–3086715. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.04.111.
- Panakhov R.A., Abdullayev E.A., 1990. On a new technical solution for the separation of natural gas in marine conditions. *Publishing “VUZ”, Series “Oil and Gas”*, 6: 42–43.
- Panakhov R.A., Gadashova E.V., 2015. On the removal of liquid plugs from gas pipelines through the auto-ejection process. *Azerbaijan Oil Industry Journal*, 9: 38–42.
- Panakhov R.A., Sultanov N.N., Abdullayev E.A., Gadashova E.V., 2014. Possibility of using a vortex separation ejector in gas collection and separation. *Scientific and Technical Journal VNIIOENG “Equipment and technology”, Moscow*, 3: 11–14.
- Panakhov R.E., Abdullayev A.E., Abdulova M.E., Gadashova E.V., 2010. Separation heat exchanger. *Azerbaijan Oil Industry Journal*, 8: 44–46.
- Panakhov R.E., Abdullayev A.E., Gadashova E.V., 2015. New technological scheme for preparation and processing of gases for transportation. *Journal of the Azerbaijan Oil Industry*, 2: 36–38.
- Ramazanov E.E., Gadashova E.V., 2014. Analysis of the movement of gas condensate flows in the system of collection, preparation and transportation of gases. *International Scientific and Practical Conference “Khazarnefgaziyat-2014”*, 111–117.

- Ramazanov E.E., Gadashova E.V., 2015. Problems in the collection and preparation of gases for transportation and measures to control. *Scientific Works of the Scientific Research Institute "Geotechnological problems of oil and gas and chemistry"*, XVI: 209–222.
- Sokolov E.Y., Zinger N.M., 1989. Jet devices. *Energoatomizdat*, 350.
- Thadil A.A.T., Amani S., Amani M., 2022. Preventing the Formation of Methane Hydrates in Natural Gas Transmission Pipelines-A Comprehensive Review. *International Journal of Petrochemistry & Natural Gas*, 2(3): 98–107.
- Udoetok E.S., 2018. Internal Fluid Flow Induced Vibration of Pipes. *Journal of Mechanical Design and Vibration*, 6(1): 1–8. DOI: 10.12691/jmdv-6-1-1.
- Wang B., Xu N., Yang R., 2021. Flow pulsation reduction of a single-piston piezoelectric pump based on elastic cavity group and unloading valve. *Advances in Mechanical Engineering*, 13(7). DOI: 10.1177/16878140211031023.
- Yefimov V.V., Khaliulin D.V., Khaliulina L.E. 2018. Problems of separation in the formation of gas hydrates on the elements of internal devices of separators in the field preparation of natural gas. *Energy and Environmental Management*, 27–34.

Nafta-Gaz 2025, no. 9, pp. 605–617, DOI: 10.18668/NG.2025.09.05

Methods of positioning the drive pulley to increase the efficiency of the belt transmission mechanism in oil pumping jacks

Metody pozycjonowania koła pasowego napędowego w celu zwiększenia wydajności mechanizmu przekładni pasowej w kiwonach

Alesker M. Aliyev

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: This study delves into advanced methodologies for optimizing the positioning of the drive pulley to enhance the efficiency, reliability, and performance of belt drive mechanisms in oil pumping jacks. Recognizing the critical role of precise pulley placement, the research underscores its direct impact on system functionality, operational stability, and energy efficiency, which are essential for maintaining seamless industrial operations. The study systematically evaluates key configurations – including upper, lower, and horizontal placements – by assessing their influence on mechanical stability, power transmission capacity, and overall energy dynamics within the belt drive system. A comprehensive approach combining theoretical modeling with practical experimentation was employed to gain a holistic understanding of the operational dynamics associated with each configuration. Analytical models were developed to simulate belt tension, torque transmission, and stress distribution, while experimental setups validated these models under real-world conditions. Key performance indicators such as: vibration levels, component wear rates, torque transmission efficiency, and energy distribution patterns, were meticulously analyzed. The study also considers external factors such as: environmental conditions, load variability, and operational cycles, which can affect pulley performance over extended operational periods. The findings reveal that precise alignment and strategic positioning of the drive pulley not only enhance the mechanical performance and reliability of oil pumping rigs but also contribute to substantial reductions in maintenance costs and operational downtime. Improved energy efficiency and optimized power transfer further translate to long-term economic and environmental benefits. This research provides practical guidelines for engineers and industry professionals, offering actionable insights into pulley design enhancements that support increased productivity and sustained efficiency of belt drive systems in a wide range of industrial applications. These outcomes highlight the theoretical and practical significance of optimal pulley placement in achieving high-performance industrial systems.

Key words: drive pulley positioning, belt drive mechanisms, oil pumping jack, mechanical stability, energy efficiency, power transmission.

STRESZCZENIE: Niniejsze badanie analizuje zaawansowane metody optymalizacji położenia koła pasowego napędowego w celu zwiększenia wydajności, niezawodności i skuteczności działania mechanizmów przekładni pasowej w kiwonach stosowanych w przemyśle naftowym. Uwzględniając kluczowe znaczenie precyzyjnego rozmieszczenia kół pasowych, badanie podkreśla jego bezpośredni wpływ na funkcjonowanie układu, stabilność operacyjną oraz efektywność energetyczną, które są niezbędne dla zapewnienia nieprzerwanego działania procesów przemysłowych. W pracy systematycznie oceniono najważniejsze konfiguracje – w tym górne, dolne i poziome położenie – poprzez analizę ich wpływu na stabilność mechaniczną, zdolność przenoszenia mocy oraz ogólną dynamikę energetyczną w układzie przekładni pasowej. Zastosowano kompleksowe podejście, łączące modelowanie teoretyczne z eksperymentami praktycznymi, w celu uzyskania pełnego zrozumienia dynamiki operacyjnej związanej z każdą z konfiguracji. Opracowano modele analityczne służące symulacji napięcia pasa, przenoszenia momentu obrotowego oraz rozkładu naprężeń, natomiast układy eksperymentalne potwierdziły poprawność tych modeli w warunkach rzeczywistych. Szczegółowej analizie poddano kluczowe wskaźniki wydajności, takie jak: poziomy drgań, tempo zużycia elementów, skuteczność przenoszenia momentu obrotowego oraz schematy rozkładu energii. W badaniu uwzględniono również czynniki zewnętrzne, takie jak: warunki środowiskowe, zmienność obciążenia i cykle pracy, które mogą wpływać na wydajność pracy koła pasowego w długim okresie eksploatacji. Wyniki badania pokazują, że precyzyjne ustawienie i strategiczne rozmieszczenie koła pasowego napędowego nie tylko poprawiają wydajność mechaniczną i niezawodność pomp kiwających, ale także prowadzą do znacznego obniżenia kosztów ich konserwacji i ograniczenia przestoju operacyjnych. Zwiększona efektywność energetyczna oraz zoptymalizowany transfer mocy przekładają się ponadto na długoterminowe korzyści ekonomiczne i środowiskowe. Badanie dostarcza praktycznych wskazówek dla inżynierów i specjalistów z branży, oferując użyteczne informacje dotyczące ulepszenia konstrukcji kół pasowych, wspierające wzrost produktywności i trwałej efektywności systemów przekładni pasowej w szerokim zakresie zastosowań przemysłowych. Uzyskane rezultaty podkreślają zarówno teoretyczne, jak i praktyczne znaczenie optymalnego rozmieszczenia kół pasowych dla osiągnięcia wysokowydajnych systemów przemysłowych.

Słowa kluczowe: pozycjonowanie koła pasowego napędowego, mechanizmy przekładni pasowej, kiwon, stabilność mechaniczna, efektywność energetyczna, przenoszenie mocy.

References

- Aliverdizade K.S., Danielyan A.A., Dokumentov V.I., Ibatulov A.K., Pachlavuni V.O., Chichero L.Q., Yurkevskiy S.V., 1959. Calculation and design of equipment for the operation of oil wells. *Gostekhizdat, Moskva*, 562.
- Aliyev A., Aliyeva S., 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.
- Aliyev A., Aliyeva S., Fataliyev V., 2024. Influence of Technological Factors on the Performance and Aging Process of Oil Pumpjack. *Advances in Science and Technology*, 148: 111–116. DOI: 10.4028/p-rgm0Zj.
- Belov M.I., 2017. Krasche turemennoy peredachi. Universum: Tekhnicheskkiye Nauki: Elektron. *Nauchnyy Zhurnal*, 5(38). <<https://7universum.com/ru/tech/archive/item/4815>>.
- Balta B., Sonmez F.O., Cengiz A., 2015. Speed losses in V-ribbed belt drives. *Mechanism and Machine Theory*, 86: 1–14. DOI: 10.1016/j.mechmachtheory.2014.11.016.
- Ching N.Y., 2023. Finite element stress and vibration analysis of belt-pulley systems. Final Year Project (FYP). *Nanyang Technological University, Singapore*. <<https://hdl.handle.net/10356/167949>>.
- Feng Z.-M., Guo C., Zhang D., Cui W., Tan C., Xu X., Zhang Y., 2020. Variable speed drive optimization model and analysis of comprehensive performance of beam pumping unit. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 191: 107155. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107155.
- Gao P., Xie L., Pan J., 2019. Reliability and Availability Models of Belt Drive Systems Considering Failure Dependence. *Chinese Journal of Mechanical Engineering*, 32, 30. DOI: 10.1186/s10033-019-0342-x.
- Janahmadov A.K., Humbatov H.H., Vahidov M.A., Eyvazova Z.E., 1999. Downhole rod pump assembly. *Çaşıoğlu, Baku*, 464.
- Kulikov I.M., Sinyavskiy I.M., 2011. Povysheniye effektivnostilineynykh privodov. *Uspekhi Sovremennogo Yestestvoznaniya*, 7: 138–138. <<https://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=27152>>.
- Mamatova D., Djuraev A., 2019. Influence of Belt Transmission Parameters on the Stiffness of the Elastic Elements of the Driven Pulley and Tensioning Roller. *International Journal of Recent Technology and Engineering (IJRTE)*, 8(4): 37–42. DOI: 10.35940/ijrte.C5593.118419.
- RTM 3758-19-81, 1981. Stanki – kachalki. Metodika rascheta na prochnost' i dolgovechnost'. *AzINMASH*.
- Shen Y., Song G., Chandrashekhara K., Breig W.F., Oliver L.R., 2002. Accessory Serpentine Belt Stress Analysis Using Hyperelastic Model. *SAE Technical Paper 2002-01-0860*. DOI: 10.4271/2002-01-0860.
- Shim H.-J., Kim J.-K., 2008. Cause of failure and optimization of a V-belt pulley considering fatigue life uncertainty in automotive applications. *Engineering Failure Analysis*, 16(6): 1955–1963. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2008.10.008.
- Urazakov K.R., Shaizhanov N.S., Kashbullin Y.R., 2018. Automatic drive belt tensioner for the pumpjack. *Petroleum Engineering*, 16(5): 37–43. DOI: 10.17122/ngdolo-2018-5-37-43.

Nafta-Gaz 2025, no. 9, pp. 618–624, DOI: 10.18668/NG.2025.09.06

Analytical analysis of the current situation and development prospects of the Southern Gas Corridor

Analiza obecnej sytuacji i perspektyw rozwoju Południowego Korytarza Gazowego

Ramiz A. Ismayilov¹, Turkan Sh. Guliyeva¹, Huseyn V. Mammadov²

¹ *Azerbaijan State Oil and Industry University*

² *SOCAR, Oil and Gas Research and Project Institute*

ABSTRACT: Azerbaijan currently plays a key role in reducing Europe's dependence on Russian gas and in diversification of gas pipeline routes. The predicted capacity of the Azerbaijani natural gas reserves, the volume of actual production, existing infrastructure, political stability, and participation in recent projects have demonstrated the country's reliability as partner, which has been unequivocally acknowledged. This article presents an analysis of the current operations and prospective development directions of the Southern Gas Corridor, which plays a critical role in delivering natural gas to the European Union. The applied methodology is based on the dynamics of current and potential gas reserves which have the potential to support this energy corridor during its expansion phase with the increased natural gas volumes. Production trends, domestic demand, and export volumes have been analyzed accordingly, and forecasts have been generated based on current data and external sources for the coming years. Based on the conducted research, it was determined that the natural gas supply from existing Azerbaijan crude oil, gas, and gas condensate reserves, along with those located in the Caspian Sea area, as well as the potential transportation of natural gas from Turkmenistan and Kazakhstan, may lead to a significant increase in the volume of natural gas exported through the Southern Gas Corridor to Europe which is supported and proved by conducted calculations.

Key words: Southern Gas Corridor, natural gas, supply chain, pipelines, transmission capacity, forecasting.

STRESZCZENIE: Azerbejdżan odgrywa obecnie kluczową rolę w zmniejszaniu zależności Europy od rosyjskiego gazu oraz w dywersyfikacji tras gazociągów. Prognozowana wielkość zasobów gazu ziemnego w Azerbejdżanie, wielkość rzeczywistej produkcji, istniejąca infrastruktura, stabilność polityczna oraz udział w ostatnich projektach jednoznacznie potwierdziły niezawodność tego kraju jako partnera. W niniejszym artykule przedstawiono analizę bieżącej działalności i perspektyw rozwoju Południowego Korytarza Gazowego, który odgrywa kluczową rolę w dostawach gazu ziemnego do Unii Europejskiej. Zastosowana metodologia opiera się na analizie dynamiki

obecnym i potencjalnym zasobów gazu, które mogą wesprzeć ten korytarz energetyczny w fazie rozbudowy wraz ze wzrostem wielkości dostaw gazu ziemnego. Przeanalizowano trendy w produkcji, popyt krajowy i wielkość eksportu, a na podstawie aktualnych danych i źródeł zewnętrznych opracowano prognozy na najbliższe lata. Na podstawie przeprowadzonych badań ustalono, że dostawy gazu ziemnego z istniejących zasobów ropy naftowej, gazu i kondensatu gazowego w Azerbejdżanie, wraz z zasobami znajdującymi się w regionie Morza Kaspijskiego, a także potencjalny transport gazu ziemnego z Turkmenistanu i Kazachstanu mogą doprowadzić do znacznego wzrostu ilości gazu ziemnego eksportowanego przez Południowy Korytarz Gazowy do Europy, co potwierdzają przeprowadzone obliczenia.

Słowa kluczowe: Południowy Korytarz Gazowy, gaz ziemny, łańcuch dostaw, gazociągi, zdolność przesyłowa, prognozowanie.

References

- Azerbaijan's role in natural gas supplies to Europe. <<https://bakuresearchinstitute.org/avropanin-qaz-techizatinda-azerbaycaninrolu/>> (access: April, 2024).
- BP Statistical Review of World Energy, 2022. <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>> (access: April, 2024).
- European Union Keen on Trans-Caspian Pipeline Development. <https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2020/01/31/1911e_fuhrmann_e.pdf>(access: 23.08.2021).
- Greece's spending on Azerbaijani gas imports revealed, 2023. <https://en.trend.az/business/energy/3814173.html> (access: October, 2023).
- Hasanov F.J., Mahmudlu C., Deb K., Abilov S., Hasanov O., 2020. The role of Azeri natural gas in meeting European Union energy security needs. *Energy Strategy Reviews*, 28: 100464. DOI: 10.1016/j.esr.2020.100464.
- Hyndman R.J., Athanasopoulos G., 2018. *Forecasting: principles and practice*. 2nd edition. Otexts, Melbourne, Australia.
- Kazakhstan's Gas: Export Markets and Export Routes. <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG25-KazakhstansgasExportMarketsandExportRoutes-ShamilYenikeyeff-2008.pdf>> (access: 12.11.2008).
- Manigandan P., Alam M.S., Alharthi M., Khan U., Alagirisamy K., Pachiyappan D., Rehman A., 2021. Forecasting Natural Gas Production and Consumption in United States-Evidence from SARIMA and SARIMAX Models. *Energies*, 14(19): 6021. DOI: 10.3390/en14196021.
- Mustafayev N., 2016. The Southern Gas Corridor: legal and regulatory developments in major gas transit pipeline projects. *The Journal of World Energy Law & Business*, 9(5): 370–387. DOI: 10.1093/jwelb/jww022.
- Sangachal Terminal. <https://bp.com/en_az/azerbaijan/home/who-we-are/operations/projects/terminals/sangachal_terminal.html> (access: March, 2024).
- Saud M.A., 2005. Time Series Modeling for U.S. Natural Gas Forecasting. SPE International Petroleum Technology Conference, DOI: 10.2523/IPTC-10592-MS.
- Shah Deniz project (SD). <<https://www.sgc.az/en/project/sd/>> (access: March, 2024).
- South Caucasus Pipeline (SCP). <<https://www.sgc.az/en/project/scp/>> (access: May, 2024).
- Speech by BP Vice President for Projects at the 11th meeting of the Southern Gas Corridor Advisory Council. <https://www.bp.com/az_az/azerbaijan/home/news/muesahib_1_r/Cenub-Qaz-Dehlizi-Mesveret-Surasi-bp-nin-layiheler-uzre-vitse-prezidentinin-cixisi.html> (access: April, 2025).
- Tang K., Li J., Yang M.T., Yang X., Feng J., Liu S., 2023. A Hybrid Model Based on Grey Wolf Optimizer and Lagrangian Support Vector Regression for European Natural Gas Consumption Forecasting. *Journal of Energy Research and Reviews*, 13(2): 11–19. DOI: 10.9734/jenrr/2023/v13i2258.
- Trans Adriatic Pipeline (TAP). <<https://www.sgc.az/en/project/tap/>> (access: May, 2024).
- Trans-Anatolian-Gas-Pipeline (TANAP). <<https://www.sgc.az/en/project/tanap/>> (access: May, 2024).
- Trans-Caspian Gas Pipeline. <https://www.gem.wiki/Trans-Caspian_Gas_Pipeline> (access: December, 2024).
- Trend methods. <<https://otexts.com/fpp2/holt.html/>> (access: March, 2024).

Nafta-Gaz 2025, no. 9, pp. 625–637, DOI: 10.18668/NG.2025.09.07

Tribological optimization and simulation of wedge-type gate valves for industrial use

Optymalizacja tribologiczna i symulacja zasuw klinowych do zastosowań przemysłowych

Jamaladdin N. Aslanov, Khalig S. Mammadov

Azerbaijan State Oil and Industry University

ABSTRACT: This study investigates the wear behavior of a wedge-type gate valve under the combined effects of mechanical, thermal, and turbulent stressors. A detailed SolidWorks model of the valve was developed, and advanced simulations were conducted to analyze the interaction of hermetic elements with real-world operational conditions. The results indicate that the working surfaces, particularly the wedge and its seating regions, are prone to wear due to continuous thermal fluctuations, turbulent flow effects, and mechanical loads. These factors contribute to the uneven expansion of valve components, material degradation, and stress concentration, ultimately leading to reduced structural integrity and an increased risk of failure over time. The simulations provided an in-depth analysis of wear mechanisms by visualizing key parameters such as relative pressure, temperature distribution, velocity fields, turbulent viscosity, and turbulent length scales. Additionally, graphical outputs for dynamic viscosity, specific heat capacity, and thermal conductivity further illustrated how these parameters influence the rate and severity of wear progression. The findings identified high-stress regions, especially those experiencing elevated surface temperature, as the most vulnerable to accelerated wear due to the interplay of mechanical and thermal stresses. To address these challenges, the study recommends the application of temperature-resistant coatings, advanced surface treatments, and optimization of valve geometry to minimize wear effects. The results emphasize the necessity of using high-performance materials and structural reinforcements in critical

areas to enhance valve longevity and reliability. These insights contribute to the development of more resilient and efficient gate valve designs, ensuring improved durability under extreme operational conditions.

Key words: wear, hermetic elements, thermal conductivity, velocity, viscosity, friction.

STRESZCZENIE: Celem niniejszego badania była analiza zużycia zasuw klinowej pod wpływem jednoczesnego oddziaływania obciążeń mechanicznych, termicznych i turbulentnych. Opracowano szczegółowy model zaworu w programie SolidWorks, a następnie przeprowadzono zaawansowane symulacje w celu przeanalizowania interakcji elementów hermetycznych w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych. Wyniki wskazują, że powierzchnie robocze, w szczególności klin i jego powierzchnie przylgowe, są wysoce podatne na zużycie na skutek ciągłych wahań temperatury, oddziaływań turbulentnego przepływu oraz obciążeń mechanicznych. Czynniki te powodują nierównomierne rozszerzalności cieplne elementów zaworu, degradację materiału i koncentrację naprężeń, co w konsekwencji prowadzi do spadku integralności strukturalnej i zwiększonego ryzyka awarii w dłuższym okresie eksploatacji. Symulacje umożliwiły dogłębną analizę mechanizmów zużycia poprzez wizualizację kluczowych parametrów, takich jak ciśnienie względne, rozkład temperatury, pola prędkości, lepkość turbulentna oraz skale długości turbulencji. Dodatkowo, wykresy dotyczące lepkości dynamicznej, ciepła właściwego oraz przewodnictwa cieplnego ukazały wpływ tych parametrów na tempo i intensywność procesu zużycia. W wyniku badań zidentyfikowano obszary wysokich naprężeń – zwłaszcza te, w których powierzchnia mocno się nagrzewa – jako najbardziej podatne na przyspieszone zużycie w wyniku współdziałania czynników mechanicznych i cieplnych. W celu ograniczenia tych zjawisk, zaleca się stosowanie powłok odpornych na wysokie temperatury, zaawansowanych obróbek powierzchniowych oraz optymalizację geometrii zaworu. Uzyskane wyniki podkreślają konieczność stosowania materiałów wysokowydajnych oraz wzmocnień konstrukcyjnych w krytycznych obszarach zaworu, co pozwala na zwiększenie jego trwałości i niezawodności. Zdobyta wiedza przyczynia się do opracowania bardziej wytrzymałych i efektywnych konstrukcji zasuw, zapewniających długotrwałe działanie w ekstremalnych warunkach eksploatacyjnych.

Słowa kluczowe: zużycie, elementy hermetyczne, przewodność cieplna, prędkość, lepkość, tarcie.

References

- Hanief M., Charoo M.S., 2021. Archard's wear law revisited to measure accurate wear coefficient considering actual sliding velocity. *Materials Today Proceedings*, 47(3). DOI: 10.1016/j.matpr.2021.03.475.
- Kansara P., Indrodia A., Diwan M., Raval J., Yadav N., Oza A.D., Kumar M., Shinde S.M., Parvez A., Makwana M., 2023. Optimization of gate valve structure based on strength parameters using finite element analysis. *International Journal on Interactive Design and Manufacturing*, 17(8): 2541–2549. DOI: 10.1007/s12008-022-01052-3.
- Li W., Li D., Wang R., Fang D., 2013. Numerical simulation for thermal shock resistance of thermal protection materials considering different operating environments. *The Scientific World Journal*, 2013(11): 324186. DOI: 10.1155/2013/324186.
- Qian J., Wei L., Jin Z., Wang J., Zhang H., Lu A., 2014. CFD analysis on the dynamic flow characteristics of the pilot-control globe valve. *Energy Conversion and Management*, 87: 220–226. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.07.018.
- Ri J.H., Ripeanu R.G., 2021. Modeling analysis of the valve flange with octagonal ring gasket under the influence of temperature. *Scientific Bulletin of the University Politehnica of Bucharest, Series D: Mechanical Engineering*, 83(4): 239–252.
- Ri J.H., Ripeanu R.G., 2022. Evaluation of the wear and corrosion resistance of coated parallel gate valve. *Tribology and Materials*, 1(1): 11–20. DOI: 10.46793/tribomat.2022.002.
- Ri J.H., Ripeanu R.G., Dinita A., 2020. Erosion modeling in parallel gate valve. *FME Transactions*, 48(4): 808–815. DOI: 10.5937/fme2004808H.
- Ripeanu R.G., Ispas A., Ispas D., 2017. Experimental analysis of axial and radial stress distribution in soft materials used for petrochemical valve stem sealing package. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 174: 012004. DOI: 10.1088/1757-899X/174/1/012004.
- Savkin A.A., Yatskikh I.A., Arinichev A.V., 2022. Tribological characteristics of gas pipeline fittings with composite materials. *Tribology in Industry*, 44(1): 87–95.
- Yang Q., Zhang Z., Liu M., Hu J., 2011. Numerical simulation of fluid flow inside the valve. *Procedia Engineering*, 23(2): 543–550. DOI: 10.1016/j.proeng.2011.11.2545.
- Zhou Q., Li S., Zhang K., Qin K., Lv M., Sun W., Yuan T., 2021. Transitions of wear characteristics for rubber/steel seal pairs during the abrasive wear process. *Research Square*, 1–27. DOI: 10.21203/rs.3.rs-260400/v1.
- Žic E., Banko P., Lešnik L., 2020. Hydraulic analysis of gate valve using computational fluid dynamics (CFD). *Scientific Review Engineering and Environmental Sciences*, 29(3): 275–288. DOI: 10.22630/PNIKS.2020.29.3.23.

Legislative acts and normative documents

GOST 4543-71, 1971. Alloyed Constructional Steels. Grades. State Committee of Standards.