

Porównanie modeli prędkości obliczonych z wykorzystaniem różnych wariantów prędkości i algorytmów na profilu sejsmicznym 2D na potrzeby migracji czasowej po składaniu

Comparison of velocity models computed using different velocity variants and algorithms on a 2D seismic profile for poststack time migration

Łukasz Bajewski, Aleksander Wilk, Andrzej Urbaniec

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: W niniejszym artykule zaprezentowano sposób konstrukcji pola prędkości do migracji czasowej po składaniu dla sejsmiki 2D obliczonego na bazie prędkości interwałowych w otworach wiertniczych i interpretacji strukturalnej, a także wyniki migracji czasowej po składaniu z wykorzystaniem tego rozwiązania. Opracowane zostały trzy modele pól prędkości. Modele te różni sposób przestrzennej interpolacji i ekstrapolacji w przyjętym gridzie obliczeniowym w domenie głębokości, który został stworzony na bazie interpretacji strukturalnej profilu sejsmicznego 2D. Zastosowano trzy sposoby interpolacji i ekstrapolacji: wg rozkładu Gaussa, kriging oraz *moving average*. Przestrzennej dystrybucji prędkości interwałowych w otworach wiertniczych dokonano przy zastosowaniu programu Petrel firmy Schlumberger. Z obliczonych przestrzennych modeli prędkości interwałowych na potrzeby migracji czasowej po składaniu zostały wyekstrahowane prędkości interwałowe wzdłuż analizowanego profilu sejsmicznego, które po konwersji z domeny głębokości do domeny czasu zostały użyte do migracji czasowej po składaniu. Dla porównania do tego samego profilu sejsmicznego zastosowano procedurę migracji czasowej po składaniu w oparciu o prędkości składania otrzymane w procesie przetwarzania danych sejsmicznych w wyniku analiz prędkości. Pole obliczone na bazie prędkości interwałowych i interpretacji strukturalnej zostało wykorzystane do czasowej migracji po składaniu obliczonej algorytmem *Implicit FD Time Migration* (różnic skończonych), natomiast pole prędkości składania zostało użyte do czasowej migracji po składaniu obliczonej algorytmami Stolta i Kirchhoffa zgodnie z uwarunkowaniami technicznymi poprawnego działania tych algorytmów do migracji. Dla wszystkich pól prędkości zostały zastosowane ich wartości procentowe w wybranych zakresach: 60%, 100% i 140%. Wprowadzenie elementu kierunkowej zmienności prędkości, wynikającej z przestrzennej dystrybucji prędkości interwałowych w otworach, do pola prędkości użytego do migracji czasowej po składaniu pozwoliło na uzyskanie lepszego obrazu sejsmicznego w stosunku do obrazu otrzymanego w wyniku zastosowania prędkości składania. Najbardziej wiarygodny obraz sejsmiczny uzyskany w wyniku migracji czasowej po składaniu otrzymano przy zastosowaniu pola prędkości obliczonego na bazie prędkości interwałowych z rozkładem Gaussa, przy użyciu algorytmu różnic skończonych i wartości 60% pola prędkości.

Słowa kluczowe: model prędkości, prędkości interwałowe, prędkości składania, migracja, sekcja sejsmiczna.

ABSTRACT: This article presents a construction method of the velocity field for poststack time migration for 2D seismic calculated on the basis of interval velocities in boreholes and structural interpretation, as well as the results of poststack time migration based on this solution. Three velocity field models have been developed. The models used differ in the way of spatial interpolation and extrapolation in the adopted calculation grid in the depth domain, which was created on the basis of a structural interpretation of 2D seismic profiles. Three methods of interpolation and extrapolation were used: Gaussian distribution, kriging and moving average. The spatial distribution of the interval velocities in the boreholes was made using the Petrel software by Schlumberger. The interval velocities along the analyzed seismic profile were extracted from the computed spatial interval velocity models, and after conversion from the depth to the time domain, they were used for the poststack time migration. For comparison, poststack time migration was calculated for the same seismic profile based on the stacking velocities obtained in the seismic processing data as a result of velocity analyzes. The velocity field calculated on the basis of interval velocities and structural interpretation was used for the poststack time migration procedure performed with the *Implicit FD Time Migration* algorithm (finite difference), while the stacking velocities were used for the poststack time migration procedure performed with the *Stolt* and *Kirchhoff* algorithms in accordance with the technical conditions of correct operation of these algorithms. The selected percentage ranges of 60%, 100%, and 140% have been used for all velocity fields. Application of the element of directional velocity variation resulting from the spatial distribution of interval velocities in the boreholes to the velocity field for the poststack time migration allowed to obtain a better seismic image in relation to the one obtained as a result of applying the stacking velocities. The most reliable seismic image after poststack time migration was obtained for the velocity field calculated on the basis of the interval velocities with *Gaussian* distribution, using the finite difference algorithm with 60 percent value of the velocity field.

Key words: velocity model, interval velocities, stacking velocities, migration, seismic section.

Literatura

- Al-Chalabi M., 1994. Seismic velocities – a critique. *First Break*, 12: 589–596.
- Al-Chalabi M., Rosenkranz P., 2002. Velocity-depth and time-depth relationships for a decompacted uplifted unit. *Geophysical Prospecting*, 50: 661–664. DOI: 10.1046/j.1365-2478.2002.00345.x.
- Bajewski Ł., Urbaniec A., Wilk A., Bartoń R., 2017. Poprawa dokładności odwzorowania budowy geologicznej w obrazie sejsmicznym z obszaru Karpat zewnętrznych. *Nafta-Gaz*, 7: 447-455. DOI:10.18668/NG.2017.07.01.
- Kasina Z., 2005. Interaktywne przetwarzanie danych sejsmicznych w systemie ProMAX. *AGH Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne*, 1–95. ISBN 83-7464-013-8.

- Kostecki A., 2011. Tilted Transverse Isotropy. *Nafta-Gaz*, 11: 769–776.
- Kostecki A., Pólichłopek A., 1998. Stable depth extrapolation of seismic wavefields by a Neumann series. *Geophysics*, 63(6): 2063–2071. DOI: 10.1190/1.1444499.
- Kostecki A., Pólichłopek A., 2003. Prestack depth migration using converted waves. *Acta Geophysica Polonica*, 53(1): 73–84.
- Kostecki A., Pólichłopek A., 2013. Generalized migration in frequency – wavenumber domain MG(F-K) in anisotropic media. *Acta Geophysica*, 61(3): 624–637. DOI: 10.2478/s11600-012-0098-5.
- Kostecki A., Pólichłopek A., Żuławski K., 2013. Odwzorowanie struktur wgłębnych w ośrodkach anizotropowych metodą migracji sejsmicznej. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 191: 1–134.
- Kostecki A., Żuławski K., 2013. Modeling of zero-offset time sections In TTI (Tilted Transverse Isotropy) media by pseudospectral method. *Proc. EAGE Conference St. Petersburg*.
- Kostecki A., Żuławski K., 2014. Modeling and migration of zero-offset time sections in TTI media by pseudo-spectral method. *Nafta-Gaz*, 12: 855–860.
- Kostecki A., Żuławski K., 2015. The pseudo-acoustic equations of the scalar wavefield in anisotropic media. *Nafta-Gaz*, 11: 811–815. 811–815. DOI: 10.18668/NG2015.11.01.
- Kotlarczyk J., 1988. Geologia Karpat przemyskich – „szkic do portretu”. *Przegląd Geologiczny*, 36(6): 325–333.
- Promax Reference Manual Contents, 2016. User Manual. <<http://halliburton.com/landmark>> (dostęp: 2020).
- Schlumberger, 2020. The Oilfield Glossary. <<http://www.glossary.oilfield.slb.com>> (dostęp: listopad 2020).
- Sheriff R., 2002. Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics. *University of Houston*.
- Tsvankin I., Gaiser J., Grechka V., Van der Bann M., Thomsen L., 2010. Seismic anisotropy in exploration and reservoir characterization: An overview. *Geophysics*, 75(5): 75A15–75A29. DOI: 10.1190/1.3481775.
- Urbaniec A., 2017. Nowe spojrzenie na budowę geologiczną brzeżnej części Karpat i ich podłoża (SE Polska) w oparciu o interpretację profili sejsmicznych 2D. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*: 20(2): 4–12.
- Urbaniec A., Bajewski Ł., Wilk A., Bartoń R., 2017. Wstępna interpretacja strukturalna na bazie wyników reprocessingu profilu sejsmicznego 2D we wschodniej części Karpat zewnętrznych. *Nafta-Gaz*, 7: 456–464. DOI: 10.18668/NG.2017.07.02.
- Wilk A., Bartoń R., Bajewski Ł., Urbaniec A., 2018. Budowa pola prędkości na potrzeby migracji czasowej 2D po składaniu w trudnych rejonach geologicznych na przykładzie Karpat fliszowych w południowo-wschodniej Polsce. *Nafta-Gaz*, 10: 723–731. DOI 10.18668/NG.2018.10.03.
- Yilmaz O., 2001. Seismic data analysis. Investigations in Geophysics No. 10, vol. I and II. *Society of Exploration Geophysicist*. ISBN 1560800941.
- Żelaźniewicz A., Aleksandrowski P., Buła Z., Karnkowski P.H., Konon A., Oszczytko N., Ślącza A., Żaba J., Żytko K., 2011. Regionalizacja tektoniczna Polski. *Komitet Nauk Geologicznych PAN, Wrocław*. ISBN 978-83-63377-01-4.

Nafta-Gaz 2021, nr 7, s. 429–445, DOI: 10.18668/NG.2021.07.02

Wykorzystanie technik sztucznych sieci neuronowych do predykcji wybranych parametrów jako uzupełnienia zbioru danych wejściowych w konstrukcji modeli parametrycznych 3D

The use of artificial neural network techniques to predict selected parameters as a supplement to the input data set in the construction of 3D parametric models

Weronika Kaczmarczyk¹, Andrzej Brodzicki²

¹ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

² Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

STRESZCZENIE: W artykule przedstawiono możliwości wykorzystania sztucznych sieci neuronowych (SSN) do predykcji parametrycznej w profilach otworów wiertniczych, której zastosowanie uzupełniło zestaw informacji we wszystkich otworach wiertniczych zlokalizowanych w obrębie analizowanego obszaru. Zaprezentowana w artykule metodologia może być użyta w przypadku braku możliwości specjalistycznej interpretacji krzywych geofizyki wiertniczej, uzupełniającej brakujące dane. Zestaw wykorzystanych w pracy danych obejmował rozwiązania w profilach 10 otworów wiertniczych, z których cztery otwory charakteryzowały się pełnym zestawem danych analizowanych w ramach niniejszego artykułu, obejmujących prędkość fali podłużnej, porowatość efektywną, nasycenie węglowodorami, moduł Younga i współczynnik Poissona. Wykorzystując technikę działania sztucznych sieci neuronowych, przeprowadzono predykcję brakujących informacji, bazując na relacjach pomiędzy analizowanymi parametrami w otworach, gdzie estymowane dane były dostępne. W ostatnich latach obserwuje się dynamiczny rozwój technologii szeroko pojętego uczenia maszynowego (ang. *machine learning*) i tak zwanej sztucznej inteligencji. Niewiele pozostaje dziedzin nauki, w których nie miałyby one zastosowania. Tak jest również w branży naftowo-gazowniczej. Parametr nasycenia węglowodorami, pomimo wyzwań, jakie niesie za sobą interpretacja tego parametru, również został poddany próbie estymacji, potwierdzając niskimi wartościami korelacji pomiędzy analizowanymi parametrami, że wymaga zdecydowanie bardziej zaawansowanych prac o indywidualnym charakterze. Wyniki predykcji parametrycznej, poddane wcześniej walidacji poprzez charakterystykę parametrów R (różnica pomiędzy wartością rzeczywistą a estymowaną) i RMSE (pierwiastek błędu średniokwadratowego), zostały w kolejnym kroku zaaplikowane w procesie modelowania przestrzennego wszystkich analizowanych parametrów. Finalnie, w celu wizualizacji różnic pomiędzy wykorzystaniem niepełnego i po części estymowanego zestawu danych w analizie przestrzennej, zaprezentowano mapę średnich wartości wybranego parametru w obrębie analizowanego interwału stratygraficznego. Tak przygotowany zestaw danych pozwolił na bardziej wiarygodne odtworzenie przestrzenne rozkładu parametrów istotnych w kontekście charakterystyki złoża węglowodorów, na podstawie którego w kolejnych etapach możliwa jest wiarygodniejsza ocena potencjału złożowego analizowanego obiektu. Zaprezentowana w artykule metodyka, oparta na rozwiązaniu rzeczywistego problemu badawczego, stanowi alternatywę, dla koszt- i czasochłonnych interpretacji geofizycznych, niekiedy

znacznych liczb otworów wiertniczych, szczególnie dla obszarów charakteryzujących się relatywnie niewielką przestrzenną zmiennością i złożonością tektoniczną. Warunkiem jest dostępność interpretacji danych geofizyki wiertniczej w co najmniej kilku otworach stanowiącej wzorzec dla odtworzenia zmienności badanego parametru/parametrów w pozostałych profilach otworów wiertniczych.

Słowa kluczowe: predykcja 1D, sieci neuronowe, estymacja parametryczna, modelowanie 3D, charakterystyka złoża węglowodorów.

ABSTRACT: The article presents the possibilities of using artificial neural networks for parametric prediction in borehole profiles, the application of which supplemented the set of information in all boreholes located within the analyzed area. The approach presented in the article will be used when there is no possibility of specialized interpretation of the drilling geophysics curves, supplementing the missing data. The set of data used in the study included solutions in the profiles of 10 boreholes, four of which were characterized by the availability of the full data set analyzed in this article, including compressional wave velocity, effective porosity, hydrocarbon saturation, Young's modulus and Poisson's ratio. Using the technique of the operation of artificial neural networks, a prediction of missing information was carried out based on the relationships between the analyzed parameters in the wells, where the estimated data was available. In recent years, there has been a dynamic development of machine learning technology and the so-called artificial intelligence. There are very few fields of science in which they find no application. The hydrocarbon saturation parameter, despite the challenges posed by the interpretation of this parameter, was also subjected to an estimation attempt, confirming the low correlation values between the analyzed parameters and requiring much more advanced work of an individual nature. The results of parametric prediction, previously validated by characterizing the R and RMSE parameters, were applied in the next step in the spatial modeling process of all analyzed parameters. Finally, as part of the visualization of the differences between the use of an incomplete and partially estimated data set in spatial analysis, a map of mean values of the selected parameter within the analyzed interval was presented. The set of data prepared in this way allowed for a more reliable spatial reconstruction of the distribution of parameters important in the context of the characteristics of the hydrocarbon reservoir, on the basis of which, in the subsequent stages, it is possible to more fully assess the deposit potential of the analyzed object. The methodology presented in the article, supported by a real case study, is an alternative to geophysical interpretations that require financial and time resources, sometimes large numbers of boreholes, especially for areas characterized by relatively low spatial variability and tectonic complexity. The condition is the availability of the interpretation in at least several boreholes, constituting a pattern for recreating the variability of the tested parameter / parameters in the remaining profiles of the boreholes.

Key words: 1D prediction, artificial neural network, parametrical estimation, 3D modeling, hydrocarbon reservoir characterization.

Literatura

- Czekański E., Kwolek K., Mikołajewski Z., 2010. Złoża węglowodorów w utworach cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca₂) na bloku Gorzowa. *Przegląd Geologiczny*, 58: 695–703.
- Das V., Mukerji T., 2019. Petrophysical properties prediction from pre-stack seismic data using convolutional neural networks. *Conference: SEG Technical Program Expanded Abstracts*. DOI: 10.1190/segam2019-3215122.1.
- Darłak B., Włodarczyk M., 2001. Zastosowanie sztucznej sieci neuronowej do uzupełnienia danych zbiornikowych. *Przegląd Geologiczny*, 49(9): 797–803.
- Fajana A.O., 2020. 3-D static modelling of lateral heterogeneity using geostatistics and artificial neural network in reservoir characterisation of „P” field, Niger Delta. *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics*, 9(1): 129–154. DOI: 10.1080/20909977.2020.1727674.
- Jarzyna J., Opyrchał A., Mozgowej D., 2007. Sztuczne sieci neuronowe dla uzupełnienia danych w geofizyce otworowej – wybrane przykłady. *Kwartalnik AGH Geologia*, 33(4/1): 81–102.
- Jaworowski K., Mikołajewski Z., 2007. Oil- and gas-bearing sediments of the Main Dolomite (Ca₂) in the Międzychód region: a depositional model and the problem of the boundary between the second and third depositional sequences in the Polish Zechstein Basin. *Przegląd Geologiczny*, 55: 1017–1024.
- Każmierczuk M., Jarzyna J., Semyrka R., 2006. Wykorzystanie analizy składowych głównych do opracowania parametrów zbiornikowych w rejonie złóż Międzychód, Sieraków, Sowią Góra, Grotów i Lubiatów. *Technika Poszukiwań Geologicznych*, 2: 57–63.
- Kohli A., Arora P., 2014. Application of Artificial Neural Networks for Well Logs. *International Petroleum Technology Conference*. DOI: 10.2523/IPTC-17475-MS.
- Krogulec E., Sawicka K., Zabłocki S., Falkowska E., 2020. Mineralogy and Permeability of Gas and Oil Dolomite Reservoirs of the Zechstein Main Dolomite Basin in the Lubiatów Deposit (Poland). *Energies*, 13: 6436. DOI: 10.3390/en13236436.
- Kurenkov A., 2020. A Brief History of Neural Nets and Deep Learning. *Skynet Today*. <https://skynettoday.com/overviews/neural-net-history>.
- Kwolek K., Mikołajewski Z., 2010. Kryteria identyfikacji obiektów litofacjalnych jako potencjalnych pułapek złożowych w utworach dolomitu głównego (Ca₂) u podnóża platform i mikroplatform węglanowych w środkowo-zachodniej Polsce. *Przegląd Geologiczny*, 58: 426–435.
- Mikołajewski Z., 2004. Mikrofacje dolomitu głównego z wytypowanych obszarów badań. [W:] Wagner R., Kotarba M. (red.). Algowe skały macierzyste dolomitu głównego i ich potencjał węglowodorowy jako podstawa dla genetycznej oceny zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w strefie Gorzowa–Międzychodu. *Narodowe Archiwum Geologiczne PIG-PIB, Warszawa*.
- Okon A.N., Adewole S.E., Uguma E.M., 2020. Artificial neural network model for reservoir petrophysical properties: porosity, permeability and water saturation prediction. *Modeling Earth Systems and Environment*. DOI: 10.1007/s40808-020-01012-4.
- Pham N., Wu X., Naeini E.Z., 2020. Missing well log prediction using convolutional long short-term memory network. *Geophysics*, 85(4): WA159–WA171. DOI: 10.1190/geo2019-0282.1.
- Pikulski L., 2004. Analiza paleogeograficzna utworów dolomitu głównego (Ca₂) w rejonie Lubiatów–Międzychód–Grotów w aspekcie poszukiwania złóż. *Nafta-Gaz*, 9: 397–405.
- Puskarczyk E., 2019. Artificial neural networks as a tool for pattern recognition and electrofacies analysis in Polish palaeozoic shale gas formations. *Acta Geophys.*, 67: 1991–2003. DOI: 10.1007/s11600-019-00359-2.
- Russakovsky O., Deng J., Su H., Krause J., Satheesh S., Ma S., Huang Z., Karpathy A., Khosla A., Bernstein M., Berg A.C., Fei-Fei L., 2015. ImageNet Large Scale Visual Recognition Challenge. *International Journal of Computer Vision*, 115(3): 211–252. DOI: 10.1007/s11263-015-0816-y.
- Schmidhuber J., 2015. Deep learning in neural networks: An overview. *Neural Networks*, 61: 85–117. DOI: 10.1016/j.neunet.2014.09.003.
- Semyrka R., Jarzyna J.A., Krakowska P.I., Semyrka G., 2015. Analiza statystyczna parametrów mikrofacji dolomitu głównego w granicznej strefie platformy węglanowej. *Miner. Resour. Manag.*, 31: 123–140. DOI: 10.1515/gospo-2015-0011.
- Semyrka R., Semyrka G., Zych I., 2008. Zmienność parametrów petrofizycznych subfacji dolomitu głównego zachodniej strefy półwyspu Grotowa w świetle badań porozymetrycznych. *Geologia*, 34: 445–468.

- Słota-Valim M., 2018. Określanie mechanicznych właściwości skał na podstawie właściwości fizycznych przy użyciu sztucznych sieci neuronowych. *Nafta-Gaz*, 5: 343–355. DOI: 10.18668/NG.2018.05.01.
- Sowiżdżał K., 2013. Geologiczne, przestrzenne modelowanie złóż węglowodorów – aspekty metodyczne i przykłady zastosowań. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 192: 101–111.
- Tadeusiewicz R., Haduch B., 2015. Wykorzystanie sieci neuronowych do analizy danych i pozyskiwania wiedzy w systemie ekspertowym do oceny parametrów benzyn silnikowych. *Nafta-Gaz*, 10: 776–785.
- Tadeusiewicz R., Szaleniec M., 2015. Leksykon sieci neuronowych. *Wydawnictwo Fundacji „Projekt Nauka”*. ISBN: 978-83-63270-10-0.
- Topór T., 2020. An integrated workflow for MICP-based rock typing: A case study of a tight gas sandstone reservoir in the Baltic Basin (Poland). *Nafta-Gaz*, 4: 219–229. DOI: 10.18668/NG.2020.04.01
- Topór T., 2021. Application of machine learning algorithms to predict permeability in tight sandstone formations. *Nafta-Gaz*, 5: 3–12. DOI: 10.18668/NG.2021.05.
- Wagner R., 2004. Mapa paleogeograficzna dolomitu głównego (Ca2) – Półwysep Grotowa. [W:] Wagner R., Kotarba M. (red.). Algowe skały macierzyste dolomitu głównego i ich potencjał węglowodorowy jako podstawa dla genetycznej oceny zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w strefie Gorzowa–Międzychodu. *Narodowe Archiwum Geologiczne PIG-PIB, Warszawa*.
- Wawrzyniak-Guz K., Krakowska P., Puskarczyk E., Jarzyna J., 2016. Wyznaczenie elektrofacji w sweet spotach sylursko-ordowickich formacji łupkowych z rejonu basenu bałtyckiego na podstawie profilowań geofizyki otworowej z zastosowaniem samoorganizujących się sieci neuronowych. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 209: 589–593.
- Zare A., Bagheri M., Ebadi M., 2020. Reservoir facies and porosity modeling using seismic data and well logs by geostatistical simulation in an oil field. *Carbonates Evaporites*, 35(65). DOI: 10.1007/s13146-020-00605-5.

Nafta-Gaz 2021, no. 7, pp. 446–453, DOI: 10.18668/NG.2021.07.03

Mechanical aspects of wellbore stability in shales and coals

Stateczność otworów w warstwach łupków oraz węgla

Tadeusz Szpunar, Paweł Budak

Oil and Gas Institute – National Research Institute

ABSTRACT: This paper presents a simple model which can be used to calculate the following values:

- critical depth for which the well integrity is preserved in a shale or coal horizon with actual shale/coal mechanical parameters, actual mud density and reservoir parameters;
- minimum mud density at which stress concentration at the wellbore wall is below the allowable limit for a given rock's mechanical parameters, formation pressure gradient, and overburden pressure gradient;
- mud density required for the preservation of shale/coal integrity at the wellbore wall at any depth, assuming that the strength parameters of shale or coal, formation pressure gradient, and overburden pressure gradient are constant.

The appropriate equations were derived using the maximum principal strain hypothesis, which holds for brittle materials. It was also assumed that the radial pressure at the borehole wall is caused by the weight of overburden rocks. The author's intention was to provide formulas which are as simple as possible and which can be easily used in practice. The final equations were based on the solution to the Lamé problem, which was adopted to represent a vertical drilling well with a circular cross-section and filled with mud whose hydrostatic pressure is assumed to oppose the pore pressure. Included are effects of silt swelling pressure, overburden pressure, mud density and the mechanical properties of the rock – including the unconfined compressive strength and Poisson's ratio. In the case of shale or silty coal layers, the swelling pressure increases the volume of the clay minerals in the pores by diffusion the mud filtrate, which reduces the pore volume and increases the pore pressure, and therefore impacts the calculations. Presented model allows for derivation of the Hubert–Willis formula for fracturing pressure or fracture pressure gradient, which are commonly used in the oil industry. The calculation results are presented using data from the domestic oil industry and data from one of the Polish coal mines.

Key words: well stability, shale/coal mechanical parameters, unconfined compressive strength, Poisson's ratio, swelling pressure, overburden pressure, mud density.

STRESZCZENIE: W artykule podano prosty model umożliwiający obliczenie następujących wielkości:

- głębokości krytycznej, w jakiej pokład łupków lub węgla zachowa integralność przy danych parametrach mechanicznych łupku lub węgla, danej gęstości płuczki i znanych parametrach złożowych;
- minimalnej gęstości płuczki, przy której koncentracja naprężeń na ścianie otworu nie przekracza granicy dopuszczalnej dla danych parametrów mechanicznych łupku lub węgla oraz gradientu ciśnienia i nadkładu;
- gęstości płuczki, przy której zachowana będzie integralność ścian otworu w warstwach łupku lub węgla w każdej głębokości dla danych parametrów mechanicznych łupku, przy stałym gradiencie ciśnienia i nadkładu.

Wyprowadzono odpowiednie wzory, przyjmując hipotezę wytrzymałościową maksymalnego wyężenia materiału stosowaną w przypadku materiałów kruchych. Przyjęto również, że przy założeniu odkształceń sprężystych ciśnienie radialne na ścianie otworu jest spowodowane ciężarem skał nadkładu. Intencją autorów było podanie możliwie jak najprostszyc wzorów, które mogłyby zostać zastosowane w praktyce. Wykorzystano rozwiązanie tzw. problemu Lamégo, to jest rozpatrywano stan naprężeń na ścianie pionowego wyrobiska o przekroju kołowym, traktując skałę jako materiał sprężysty. We wzorach na wielkość naprężeń na ścianie wyrobiska o przekroju w kształcie okręgu uwzględniono wpływ ciśnienia pęcznienia, ciśnienia wywieranego przez nadkład, gęstość płuczki, jak również parametry wytrzymałościowe łupku/węgla, w tym wytrzymałość na ściskanie w jednoosiowym stanie naprężeń i współczynnik Poissona. W przypadku warstw łupków lub węgla zailonych ciśnienie pęcznienia powoduje zwiększenie objętości minerałów ilastych w porach w wyniku dyfuzji filtratu płuczki, co

zmniejsza objętość porów i zwiększa ciśnienie porowe, a zatem wpływa na wyniki obliczeń. Przedstawiony model pozwala na wyprowadzenie z niego powszechnie stosowanego w przemyśle wzoru Huberta–Willisa, podającego wielkość ciśnienia szczelinowania skał na ścianie otworu oraz gradientu ciśnienia szczelinowania. Przedstawiono wyniki obliczeń dla danych z otworów z krajowego przemysłu naftowego oraz jednej z polskich kopalni węgla kamiennego.

Słowa kluczowe: stateczność otworu, parametry mechaniczne łupka/węgla, wytrzymałość na ściskanie, współczynnik Poissona, ciśnienie pęcznienia, ciśnienie nadkładu, gęstość płuczki.

References

- Bruce S., Hall C., 1986. The stability of boreholes. *Drilling and Pumping Journal*.
- Cook J., Thiercelin M., 1995. The mechanics of shale. *Schlumberger Cambridge Research*.
- Gomez S., He W., 2012. Fighting Wellbore Instability: Customizing Drilling Fluids Based on Laboratory Studies of Shale-Fluid Interactions. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Tianjin, China*. DOI: 10.2118/155536-MS.
- Huber T.M., 1951. Technical Stereomechanics. *PAN, Warszawa*.
- Kłęczek Z., 1985. Rock mechanics. *Skrypty AGH, Kraków*.
- Koteeswaran S., Habibpour M., Puckette J., Pashin J.C., Clark P.E., 2018. Characterization of shale–fluid interaction through a series of immersion tests and rheological studies. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8: 1273–1286. DOI: 10.1007/s13202-018-0444-5.
- Lechnickij S.G., 1958. Opridelenie naprazenij w uprugom isotropnom massivie v blizi vertikalnej cylindriczeskoj vyrabotki kruglovo seczenija. *Izvestija ANZSRR*, OTN, 7.
- Lowrey J.P., Ottesen S., 1995. An assessment of the mechanical stability of wells offshore Nigeria. *SPE Drilling & Completion*, 10(1). DOI: 10.2118/26351-PA.
- Lyu Q., Ranjith P.G., Long X., Kang Y., Huang M., 2015. A review of shale swelling by water adsorption. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27(11): 1421–1431. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.10.004.
- Mody F.K., Hale A.H., 1993. Borehole-Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling-Fluid/Shale Interactions. *Society of Petroleum Engineers*, 45(11): 1093–1101. DOI: 10.2118/25728-PA.
- Ottesen S., Kwakwa K.A., 1991. Multidisciplinary Approach to in-situ Stress Determination and its Application to Wellbore Stability Analysis. *Society of Petroleum Engineers SPE-21915-MS*. DOI: 10.2118/21915-MS.
- Santarelli F.J., Carminati S., 1995. Do shales swell? A critical review of available evidence. *SPE Conference Paper. Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/29421-MS.
- Santarelli F.J., Chenevert M.E., Osisanya S.O., 1992. On the stability of shales and its consequences in terms of swelling and wellbore stability. *IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans*. DOI: 10.2118/23886-MS.
- Van Oort E., Hale A.H., Mody F.K., 1994. Critical parameters in modelling the chemical aspects of borehole stability in shales and in designing improved water-based shale drilling fluids. *SPE Annual Conference and Exhibition, New Orleans*. Conference Paper: 171–186.
- Wang L.L., Zhang G.Q., Hallais S., Tanguy A., Yang D.S., 2017. Swelling of Shales: A Multiscale Experimental Investigation. *Energy & Fuels*: 31(10): 10442–10451. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b01223.

Legislative acts and normative documents

Standard PN-EN 1926:2007 (PN-EN 1926). Metody badań kamienia naturalnego – Oznaczanie jednoosiowej wytrzymałości na ściskanie.

Nafta-Gaz 2021, nr 7, s. 454–462, DOI: 10.18668/NG.2021.07.04

Ekonometryczny model krótkoterminowego prognozowania zużycia gazu

Econometric model of short-term natural gas consumption forecasting

Tadeusz Kwilosz, Bogdan Filar

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: W celu opracowania modelu krótkoterminowego zapotrzebowania na gaz konieczne jest dokonanie analizy najnowszych metod prognozowania matematycznego w celu wyboru i zaadaptowania właściwej z nich (spełniającej warunek efektywności i skuteczności). Niezbędne jest rozpoznanie i analiza czynników (głównie środowiskowych) wpływających na wynik krótkoterminowych prognoz oraz źródeł danych możliwych do wykorzystania. Efektem wykonanej pracy jest model numeryczny krótkoterminowego zapotrzebowania na gaz dla wybranej jednostki terytorialnej kraju. Opracowany model został skalibrowany i przetestowany na historycznych danych opisujących warunki środowiskowe i rzeczywiste zużycie gazu. Zaprojektowano i skalibrowano, na podstawie wybranego zestawu atrybutów (zmiennych objaśniających), niejednorodny liniowy model ekonometryczny. Dokonano statystycznej weryfikacji oszacowanych parametrów modelu. Warto zauważyć, że w krótkim terminie wykonania prognozy (7 dni) nie zachodzą znaczące zmiany w otoczeniu rynku gazowego (uruchomienie nowych inwestycji, podłączenie nowych użytkowników do systemu czy zmiany zapotrzebowania wynikające ze zmieniających się warunków makroekonomicznych). Inne czynniki techniczne, takie jak awarie linii produkcyjnych u odbiorców czy przestoje przemysłowe, są trudne do przewidzenia lub wiedza o nich rzadko jest dostępna. Z tego względu jedynymi czynnikami mogącymi mieć wpływ na zmiany zapotrzebowania gazu w krótkim terminie są czynniki pogodowe, które zostały wybrane jako zmienne objaśniające dla opracowanego modelu. Historyczne dane pogodowe zostały pobrane z usługi sieciowej (*web service*) *OpenWeatherMap History Bulk*. Jako zmiennej objaśnianej użyto dobowych wartości zużycia gazu dla jednego z województw Polski południowej. Dane zostały pobrane z systemu wymiany informacji operatora gazociągów przesyłowych. Dane dotyczą okresu trzyletniego, gdyż tylko takie dane zostały upublicznione. Zmienne objaśniające

obejmują dobowe wartości danych pogodowych, takich jak: średnia temperatura, temperatura odczuwalna, temperatura minimalna, temperatura maksymalna, ciśnienie atmosferyczne, wilgotność względna, prędkość wiatru i kierunek wiatru.

Słowa kluczowe: model ekonometryczny, krótkoterminowe prognozowanie, zużycie gazu.

ABSTRACT: In order to develop a mathematical model of short-term gas demand, it is necessary to analyze the latest mathematical forecasting methods in order to select and adapt the right one (meeting the condition of efficiency and effectiveness). It is necessary to recognize and analyze factors (mainly environmental) affecting the result of short-term forecasts and sources of data that can be used. The result of the work is a numerical model of short-term gas demand for a selected territorial unit of the country. The developed model was calibrated and tested on historical data describing environmental conditions and real gas consumption. A heterogeneous linear econometric model was designed and calibrated on the basis of a selected set of attributes (explanatory variables). The estimated parameters of the model were statistically verified. It is worth noting that in the short term of the forecast (7 days) there are no significant changes in the gas market environment (launching new investments, connecting new users to the system, or changes in demand resulting from changing macroeconomic conditions). Other technical factors, such as production line failures at customers or industrial downtime, are difficult to predict, or knowledge about their occurrence is rarely available. For this reason, the only factors that may have an impact on changes in gas demand in the short term are weather factors, which were selected as explanatory variables for the developed model. Historical weather data was retrieved from the OpenWeatherMapHistoryBulk web service. Daily values of gas consumption for one of the voivodships of southern Poland were used as the response variable. The data was downloaded from the information exchange system of the transmission pipeline operator. The data covers a three-year period, as only such data has been made public. The explanatory variables include the daily values of weather data such as: average temperature, chilled temperature, minimum temperature, maximum temperature, atmospheric pressure, relative humidity, wind speed and wind direction.

Key words: econometric model, short-term forecasting, natural gas consumption.

Literatura

- Bianco V., Scarpa F., Tagliafico L.A., 2014a. Analysis and future outlook of natural gas consumption in the Italian residential sector. *Energy Conversion and Management*, 87: 754–764. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.07.081.
- Bianco V., Scarpa F., Tagliafico L.A., 2014b. Scenario analysis of nonresidential natural gas consumption in Italy. *Applied Energy*, 113: 392–403. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.07.054.
- Cieślak M., 1996. Prognozowanie gospodarcze. *Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego, Wrocław*.
- Cieślak T., Kogut K., 2016. Prognozowanie pracy sieci gazowej za pomocą sztucznych sieci neuronowych. *Nafta-Gaz*, 6: 443–450. DOI: 10.18668/NG.2016.06.08.
- Czapaj R., Benalcazar P., Kamiński J., 2019. Prognozowanie krótkoterminowe zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE z wykorzystaniem metody MARSplines. *Przegląd Elektrotechniczny*, 95(7): 133–136. DOI: 10.15199/48.2019.07.27.
- Domański C., 1990. Testy statystyczne. *PWE, Warszawa*.
- Gajda J., 2001. Prognozowanie i symulacje a decyzje gospodarcze. *Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa*.
- Gawlik L., 2008. Budowa i weryfikacja modelu ekonometrycznego dla określenia liniowej zależności pomiędzy kosztami pozyskania węgla a wielkością wydobycia. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, 24(1/1): 27–44.
- Gładysz B., Mercik J., 2007. Modelowanie ekonometryczne. Studium przypadku. *Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław*.
- Goryl A., Jędrzejczyk Z., Kukuła K., Osiewalski J., Walkosz A., 2009. Wprowadzenie do ekonometrii. *Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa*.
- Jeżyk T., Tomczewski A., 2014. Krótkoterminowe prognozowanie zużycia energii elektrycznej z wykorzystaniem sztucznej sieci neuronowej. *Electrical Engineering*, 79: 121–130.
- Kelner M., 2003. Prognozowanie krótkoterminowe poborów gazu z sieci przemysłowej metodą sztucznych sieci neuronowych. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*, 6: 196–204.
- Kogut K., 2007. Analiza możliwości modelowania sieci przesyłowej gazu ziemnego. *Wydawnictwa AGH, Kraków*.
- Łucki Z., 1988. Modele ekonometryczne do zarządzania w górnictwie naftowym. *Zeszyty Naukowe AGH. Zagadnienia Techniczno-Ekonomiczne*, 41.
- Łucki Z. (red.), Byrska-Rapała A., Kozarkiewicz A., 2008: Statystyka i ekonometria. *AGH, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne, Kraków*.
- Maciejasz M., 2006. Zastosowanie sieci neuronowych do analizy pracy sieci przesyłowych. *Wydawnictwa AGH, Kraków*.
- Osińska M., 2006. Ekonometria finansowa. *PWE, Warszawa*.
- Paliński A., Łucki Z., 2006. Problemy zarządzania finansowego i zarządzania ryzykiem w sektorze handlu energią. *Polityka Energetyczna*, 9(2): 129–152.
- Rogowska D., 2017. Wykorzystanie OZE w energetyce a zrównoważony rozwój. *Nafta-Gaz*, 8: 616–623. DOI: 10.18668/NG.2017.08.09.
- Rogowska D., 2018. Produkcja biopaliw jako element gospodarki o obiegu zamkniętym. *Nafta-Gaz*, 2: 156–163. DOI: 10.18668/NG.2018.02.10.
- Siewierski J. i zespół, 2017. Raport Polski Rynek Paliw Płynnych 2016. *Polska Izba Paliw Płynnych, Warszawa*.
- Sokołowski A., Pasztyła A., 2004. Data Mining w prognozowaniu zapotrzebowania na nośniki energii. *StatSoft Polska Sp. z o.o.*: 91–102.
- Soldo B., 2012. Forecasting natural gas consumption. *Applied Energy*, 92(C): 26–37. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.11.003.
- Szmigiel C., Mercik J., 2000. Ekonometria. *Wydawnictwo Wyższej Szkoły Zarządzania i Finansów we Wrocławiu, Wrocław*.
- Szoplak J., 2015. Forecasting of natural gas consumption with artificial neural networks. *Energy*, 85: 208–220. DOI: 10.1016/j.energy.2015.03.084.
- Tamba J.G., Essiane S.N., Sapnken E.F., Koffi F.D., Nsouandélé J.L., Soldo B., Njomo D., 2018. Forecasting natural gas: A literature survey. *International Journal of Energy Economics and Policy, Econjournals*, 8(3): 216–249.
- Welfe A., 1988. Ekonometria. Metody i ich zastosowania. *PWE, Warszawa, 1998*.
- Wójcik M., 2005. Model sieci gazowniczej oparty o sztuczne sieci neuronowe. *Wydawnictwa AGH, Kraków*.
- Wydymus S., 1984. Zmienne syntetyczne w modelowaniu ekonometrycznym. *Ruch Prawniczy, Ekonomiczny i Socjologiczny*, 46(1): 187–200.
- Yu F., Xu X., 2014. A short-term load forecasting model of natural gas based on optimized genetic algorithm and improved BP neural network. *Applied Energy*, 134: 102–113. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.07.104.
- Zeliaś A., Pawełek B., Wanat S., 2003. Prognozowanie ekonomiczne. Teoria, przykłady, zadania. *PWN, Warszawa*.

Ocena kompatybilności rop naftowych metodą pompową i filtracyjną

Crude oil compatibility testing using pumping and filtration methods

Sławomir Szuflika, Wojciech Krasodomski, Jerzy Kuśnierczyk, Mirosław Wojnicki, Marcin Warnecki

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Z danych Narodowego Banku Polskiego wynika, że w 2019 roku import ropy do Polski wyniósł 26,3 mln ton, z czego główny jej wolumen pochodził z Rosji. Konieczność zapewnienia większego bezpieczeństwa energetycznego kraju wymusza dywersyfikację dostaw ropy naftowej, przez co największe krajowe rafinerie z roku na rok zwiększają udział dostaw z różnych źródeł. Pociąga to za sobą potrzebę nieustannego uzyskiwania informacji o opłacalności przerobu nowych rodzajów ropy i potencjalnych problemach skutkujących podwyższeniem kosztów. Kontrole jakości oferowanych na rynku surowców pomagają zminimalizować ryzyko zakupu niekompatybilnych gatunków ropy dzięki upewnieniu się, że proponowana partia spełnia właściwe wymagania jakościowe. Szczególne znaczenie ma fakt, że badania takie należy wykonywać wyprzedzająco, zanim zostanie podjęta decyzja o zakupie konkretnego surowca naftowego i wprowadzeniu go do instalacji w rafinerii. Często jednak zdarza się, że szczegółowe badania wykonywane są dopiero po zakupie. Należy zwrócić uwagę, że samo badanie właściwości fizykochemicznych i określanie wydajności poszczególnych frakcji nie jest wystarczające. Wytrącanie osadów w ciągu logistycznym ropy naftowej jest istotnym problemem zarówno w instalacjach rurociągowych, bazach magazynowych, jak też w instalacjach rafineryjnych, w których przerabiana jest ropa zawierająca zdyspergowane osady. We wcześniejszym etapie badań opracowano skuteczną metodę filtrowania pozwalającą na określenie kompatybilności ropy i ich mieszanin. Obecnie uwagę skupiono na opracowaniu nowej metody, która pozwoliłaby na szybszą możliwość wykonania pomiaru kompatybilności przy jednoczesnej możliwości ponownego wykorzystania tej samej próbki. Opracowany nowy sposób badań kompatybilności metodą pompową przetestowano na dwóch ropach pochodzących z różnych kierunków dostaw. Pomiar wykonano dla ropy i ich mieszanin w temperaturze 150°C pod ciśnieniem 25 bar. Pomiar kompatybilności ropy metodą filtrowania wykorzystano do celów porównawczych, wyznaczając na podstawie masy osadu odseparowanego na specjalistycznych filtrach dopuszczalne udziały procentowe, w których mieszaniny węglowodorowe były kompatybilne.

Słowa kluczowe: asfalteny, parafiny, filtrowanie, kompatybilność ropy, dywersyfikacja dostaw ropy.

ABSTRACT: According to the National Bank of Poland, by the end of 2019, oil imports to Poland amounted to 26.3 million tonnes of crude oil, where the main volume came from Russia. The need to ensure greater energy security enforces the diversification of crude oil supplies, thus the largest domestic refineries are increasing the share of supplies from different sources each year. This entails the need for continuous information on the profitability of processing new types of crude oil and potential problems resulting in increased cost. Quality control of the crude oil offered on the market helps minimize the risk of purchasing incompatible oil types by ensuring that the proposed shipment meets the relevant quality requirements. Of particular importance is the fact that such tests should be performed prior to the decision to purchase a particular crude oil and introduce it to the refinery's installation. It often happens, however, that detailed tests are performed only after the purchase. It is important to note that testing the physicochemical properties and determining the yield of individual fractions alone is not sufficient. Precipitation of sediments in the logistic chain of crude oil is a significant problem both in pipeline installations, storage depots, and refinery installations, where crude oil containing dispersed sediments is processed. In the previous stage of work, an effective filtration method was developed to determine the compatibility of crude oils and their mixtures. Now, attention was focused on developing a new method that allowed for a faster compatibility measurement capability along with reusing samples for another measurement. The developed new method of pump compatibility testing was tested for two crude oils from different supply directions. The measurements were performed for crude oils and their mixtures at 150°C under 25 bar pressure. Compatibility of crude oils with the filtration method was used for comparison, where based on the mass of sediment separated on special filters, the allowable concentrations where hydrocarbon mixtures were compatible were determined.

Key words: asphaltenes, paraffins, filtration, oil compatibility, supply chain diversification.

Literatura

- Asomaning S., Watkinson A.P., 2000. Petroleum stability and heteroatom species effects in fouling of heat exchangers by asphaltenes. *Heat Transfer Engineering*, 21(3): 10–16. DOI: 10.1080/014576300270852.
- Goual L., Firoozabadi A., 2002. Measuring asphaltenes and resins, and dipole moment in petroleum fluids. *AIChE Journal*, 48(11): 2646–2663. DOI: 10.1002/aic.690481124.
- Guzmán R., Ancheyta J., Trejo F., Rodríguez S., 2017. Methods for determining asphaltene stability in crude oils. *Fuel*, 188: 530–543. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.10.012.
- Kluk D., 2009. Oznaczanie składu ropy naftowej z wykorzystaniem aplikacji SARA. *Nafta-Gaz*, 3: 255–261.
- Krasodomski W., Altkorn B., Duda A., Szuflika S., Krasodomski M., 2020. Problemy kompatybilności ropy naftowych. *Nafta-Gaz*, 5: 332–339. DOI: 10.18668/NG.2020.05.06.
- Lubaś J., Biały E., Warnecki M., 2012. Asfalteny w problematyce wydobywania ropy naftowej. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu*, 179: 1–121.
- Painter P., Veytsman B., Youtcheff J., 2015. Guide to asphaltene solubility. *Energy and Fuels*, 29(5): 2951–2961. DOI: 10.1021/ef502918t.

- Pfeiffer J.P., Saal R.N.J., 1940. Asphaltic bitumen as colloid system. *Journal of Physical Chemistry*, 44(2), 139–149. DOI: 10.1021/j150398a001.
- Rogel E., Carbognani L., 2003. Density estimation of asphaltenes using molecular dynamics simulations. *Energy and Fuels*, 17(2): 378–386. DOI: 10.1021/ef020200r.
- Sepúlveda J.A., Bonilla J.P., Medina Y., 2010. Prediction for Asphaltenes Using SARA Analysis for Pure Petroleum. *Revista Ingeniería*, 7, 103–110.
- Stankiewicz A., Flannery M.D., Fuex N.A., Broze J.G., Coach J.L., Dubey S.T., Leitko A.D., Nimmons J.F., Iyer S.D., Ratulowski J., 2002. Prediction of Asphaltene Deposition Risk in E P Operations. *Proceedings of the International Conference on Petroleum Phase Behavior and Fouling, American Institute of Chemical Engineers*: 410–416. ISBN: 0816997748.
- Wang J., Buckley J.S., 2003. Asphaltene Stability in Crude Oil and Aromatic Solvents – The Influence of Oil Composition. *Energy and Fuels*, 17(6): 1445–1451. DOI: 10.1021/ef030030y.
- Warnecki M., 2011. Doskonalenie techniki badań warunków flokulacji asfaltenów metodą prześwietlania ropy strumieniem światła podczerwonego. *Nafta-Gaz*, 7: 454–462.
- Wiehe I.A., 2008. Process chemistry of petroleum macromolecules. *CRC Press*.
- Wiehe I., Kennedy R., 2000. The Oil Compatibility Model and Crude Oil Incompatibility. *Energy & Fuels*, 14: 56–59.

Akty prawne i dokumenty normatywne

ASTM D5186-19 Standard Test Method for Determination of the Aromatic Content and Polynuclear Aromatic Content of Diesel Fuels By Supercritical Fluid Chromatography.

ASTM D4740-19 Standard Test Method for Cleanliness and Compatibility of Residual Fuels by Spot Test.

Nafta-Gaz 2021, nr 7, s. 471–479, DOI: 10.18668/NG.2021.07.06

Stabilność termooksydacyjna smarów plastycznych

Thermal oxidation stability of lubricating greases

Agnieszka Skibińska

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Niniejszy artykuł przeglądowy dotyczy szczególnej właściwości smarów plastycznych – odporności na utlenianie. Właściwość ta, określana również jako stabilność oksydacyjna lub termooksydacyjna, ma decydujący wpływ na jakość i długość czasu pracy smarów w węzłach tarcia, łożyskach i układach smarowania. Smary plastyczne stanowią układy koloidalne, w których zagęszczacz tworzy elastyczną przestrzenną sieć, utrzymując fazę ciekłą. Przedstawiono budowę smarów plastycznych, podział smarów na rodzaje w zależności od wykorzystywanego zagęszczacza. Opisano podstawowe dodatki występujące w smarach, a szczegółowo omówiono grupę stosowanych dodatków antyutleniających. W warunkach eksploatacji smar podlega działaniu szeregu czynników, które powodują jego niszczenie, takim jak: naprężenia ścinające, ciśnienie, obciążenia, zmienne warunki pracy, szczególnie zmiany temperatury. Przedstawiono rodzaje degradacji smarów, a także metody i techniki oceny procesów starzenia. Podczas eksploatacji smar, spełniając w układzie smarowania swoje podstawowe funkcje, narażony jest przede wszystkim na działanie wysokiej temperatury. Dominującym procesem starzenia, bezpośrednio wpływającym na okres użytkowania smaru, jest utlenianie. Omówiono proces utleniania z wyszczególnieniem czterech jego etapów: inicjacji, propagacji, rozgałęzienia łańcucha oraz terminacji. Jedną z metod zapobiegania procesowi utleniania jest dobór odpowiednich dodatków uszlachetniających. Stabilność termooksydacyjna smarów plastycznych może być modyfikowana poprzez wprowadzenie odpowiednich przeciwutleniaczy, których dobór zależy od rodzaju zagęszczacza smaru plastycznego oraz temperatury pracy smaru. Zamieszczony przegląd literatury z ponad dziesięciu ostatnich lat wskazuje, jak różnorodne są sposoby modyfikacji stabilności termooksydacyjnej smarów i metody oceny tej właściwości.

Słowa kluczowe: smar plastyczny, antyutleniacz, proces utleniania, degradacja, odporność na utlenianie, stabilność termooksydacyjna.

ABSTRACT: This review article deals with a particular property of lubricating greases – resistance to oxidation. This property, also referred to as oxidative or thermal oxidation stability, has a decisive influence on the quality and duration of lubricating greases service life in friction nodes, bearings and lubrication systems. Lubricating greases are colloidal systems in which the thickener creates an elastic three-dimensional network, maintaining the liquid phase. The structure of lubricating greases, division of greases into types, depending on the thickener used, is presented. The basic additives in lubricating greases are described, and the group of used antioxidant additives is discussed in detail. Under operating conditions, the grease is subject to factors that cause its destruction – shear stress, pressure, loads, changing operating conditions, especially temperature changes. The types of lubricating greases degradation are presented, as well as methods and techniques of aging processes evaluation. During operation, the grease fulfilling its basic functions in the lubrication system is primarily exposed to high temperatures. The predominant aging process which directly affects the service life of the grease is oxidation. The oxidation process is discussed, with the specification of its four stages: initiation, propagation, chain branching and termination. One of the methods of preventing the oxidation process is the selection of appropriate improvers. Thermal oxidation stability of greases can be modified by introducing appropriate antioxidants, the selection of which depends on the type of grease thickener and the operating temperature of the grease. The published literature review from over the last ten years shows how diverse are the ways of modifying thermal oxidation stability of greases and the methods of assessing this property.

Key words: lubricating grease, antioxidant, oxidation process, degradation, resistance to oxidation, thermal oxidation stability.

Literatura

- Azad S., Evans J., 2015. An Advanced Technique for Grease Oxidation Measurement. *NLGI Spokesman*, 78(6): 30–40.
- Beran E., 2008. Wpływ budowy chemicznej bazowych olejów smarowych na ich biodegradowalność i wybrane właściwości eksploatacyjne. *Prace Naukowe Wydziału Chemicznego Politechniki Wrocławskiej*: 11–160.
- Celichowski W., Margielewski L., Płaza S., 2005. Wstęp do tribologii i tribochemia. *Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego*, Łódź. ISBN 83-7171-909-4.
- Chao M., Li W., Chen L., Wang X., 2015. Hindered Phenol Derivative as a Multifunctional Additive in Lithium Complex Grease. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 54(26): 6605–6610. DOI: 10.1021/acs.iecr.5b00374.
- Classification and Characteristics of Grease. <<http://www.kyodoyushi.co.jp/english/knowledge/grease/category>> (dostęp: 11.03.2020).
- Cobb T.W., Gatto V.J., Moehle W.E., Schneller E.R., 2006. Oxidation Fundamentals and its Application to Turbine Oil Testing. *Journal of ASTM International*: 327–336. DOI: 10.1520/JAI13498.
- Czarny R., 2004. Smary plastyczne. *Wydawnictwa Naukowo-Techniczne*, Warszawa.
- Drabik J., 2012. Wymuszenia cieplne w testach tribologicznych a skuteczność działania nietoksycznych smarów plastycznych. *Tribologia*, 4: 49–58.
- Drabik J., 2014. Trwałość użytkowa i stabilność oksydacyjna modyfikowanych smarów plastycznych. *Tribologia*, 4: 33–41.
- Drabik J., Trzos M., 2012. Modelling relation between oxidation resistance and tribological properties of non-toxic lubricants with the use of artificial neural networks. *J. Therm. Anal. Calorim.*, 109: 521–527. DOI: 10.1007/s10973-011-2176-3.
- Drabik J., Trzos M., 2013. Improvement of the resistance to oxidation of ecological greases by the additives. *J. Therm. Anal. Calorim.*, 113: 357–363. DOI: 10.1007/s10973-013-3090-7.
- Fikry R., El-Adly R., Ismail N., El-Tabei A., Al-Aidy H., 2013. Some Azine and Azole Derivatives as Antioxidant Additives for Lithium Lubricating Grease. *Egyptian Journal of Petroleum*, 22(1): 61–71. DOI: 10.1016/j.ejpe.2012.07.003.
- Fitch J.C., Gebarin S., 2006. Sludge and Varnish in Turbine Systems. *Practicing Oil Analysis*.
- Gonçalves D., Graça B., Campos A.V., Seabra J., 2016. Film thickness and friction behaviour of thermally aged lubricating greases. *Tribology International*, 100: 231–241. DOI: 10.1016/j.triboint.2016.01.044.
- Gonçalves D., Graça B., Campos A.V., Seabra J., Leckner J., Westbroek J., 2015a. Formulation, rheology and thermal ageing of polymer greases – Part I: Influence of the thickener content. *Tribology International*, 87: 160–170. DOI: 10.1016/j.triboint.2015.02.018.
- Gonçalves D., Marques R., Graça B., Campos A.V., Seabra J., Leckner J., Westbroek J., 2015b. Formulation, rheology and thermal ageing of polymer greases – Part II: Influence of the co-thickener content. *Tribology International*, 87: 171–177. DOI: 10.1016/j.triboint.2015.01.012.
- Huang L., Guo D., Cann P., Wan G., Wen S., 2016. Thermal Oxidation Mechanism of Polyalphaolefin Greases with Lithium Soap and diurea Thickeners. Effects of the Thickener. *Tribology Transactions*, 59(5): 801–809. DOI: 10.1080/10402004.2015.1106632.
- Huang L., Guo D., Wen S., 2014a. Film Thickness Decay and Replenishment in Point Contact Lubricated with Different Greases: A Study into Oil Bleeding and the Evolution of Lubricant Reservoir. *Tribology International*, 93: 620–627. DOI: 10.1016/j.triboint.2014.11.005.
- Huang L., Guo D., Wen S., 2014b. Starvation and Reflow of Point Contact Lubricated with Greases of Different Chemical Formulation. *Tribology Letters*, 55: 483–492. DOI: 10.1007/s11249-014-0376-2.
- Hussein M.F., Ismail M.A., El-Adly R.A., 2016. Synthesis and Evaluation of 4-Hydroxy Quinolinone Derivatives as Antioxidants of Lubricating Grease. *International Journal of Organic Chemistry*, 6(4): 207–219. DOI: 10.4236/ijoc.2016.64021.
- Khamidullina L., Gussak A., Ivanova E., Trofimova O., Prokhorova P., Morzherin Yu., 2016. Effect of Calix[n]Arene Derivatives on Oxidation Resistance of Plastic Lubricants. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 52(5): 495–498. DOI: 10.1007/s10553-016-0735-9.
- Kozdrach R., 2020. The influence of montmorillonite content on change the physicochemical properties of lubricating greases produced from vegetable base oil. *Nafta-Gaz*, 4: 270–278. DOI: 10.18668/NG.2020.04.06.
- Krasodomski M., Krasodomski W., Skibińska A., Żółty M., 2018. Badania porównawcze metod oznaczania stabilności termooksydacyjnej smarów plastycznych. *Przemysł Chemiczny*, 9(3): 370–376. DOI: 10.15199/62.2018.3.6.
- Li X., Wang Z.-G., Chen H.-H., Liu S.-G., 2014. The antioxidant methyl 3-(3,5-di-tert-butyl-4-hydroxyphenyl)propionate. *Acta Crystallographica*, C70: 1050–1053. DOI: 10.1107/s2053229614021445.
- Nugumanova G.N., Barsukova T.A., Bukharov S.V., 2010. Synthesis, structure and antioxidant activity of sulfur-containing tetrakisphenol. *Zhurnal Obshchei Khimii*, 80(7): 1175–1178.
- Oleksiak S., Żółty M., 2012. Wybrane metody badań do monitoringu środków smarowych. *Nafta-Gaz*, 58: 834–841.
- Podniało A., 2002. Paliwa, oleje i smary w ekologicznej eksploatacji. *WNT*.
- Rembiasa-Smieszek A., Skibińska A., 2012. Smary sulfonianowe do trudnych zastosowań. *Nafta-Gaz*, 12: 1140–1146.
- Rezasoltani A., Khonsari M., 2014. On the correlation between mechanical degradation of lubricating grease and entropy. *Tribology Letters*, 56: 197–204. DOI: 10.1007/s11249-014-0399-8.
- Rezasoltani A., Khonsari M., 2016. On monitoring Physical and Chemical Degradation and Life Estimation Models for Lubricating Greases. *Lubricants*, 4(34): 1–24. DOI: 10.3390/lubricants4030034.
- Rudnick L., 2008. Lubricant Additives Chemistry and Applications, Second Edition. *CRC Press*.
- Salomonsson L., Stang G., Zhmud B., 2007. Oil/Thickener Interactions and Rheology of Lubricating Greases. *Tribology Transactions*, 50(3): 302–309. DOI: 10.1080/10402000701413471.
- Selby T., Evans J., Azad S., VanBergen W., 2014. A Comparative Study of Grease Oxidation Using an Advanced Bench Test Technique. <<https://www.savantgroup.com/media/2014-Paper-Savant-Quantum-grease-D942-TAE.pdf>> (dostęp: 13.03.2020).
- Skibińska A., Żółty M., 2018. Badanie stabilności termooksydacyjnej smarów plastycznych. Część 3 – Kompleksowe smary litowe. *Nafta-Gaz*, 1(6): 1–66. DOI: 10.18668/NG.2018.01.07.
- Smary specjalne. <<http://www.smaryspecjalne.pl/pl/teoria.html>> (dostęp: 11.03.2020).
- Taguchi Y., Mikami H., 2010. Long Life Grease Added Naturally Derived Antioxidants. *NTN Technical Review*, 78: 91–97.
- TOTAL – poradnik, 2003. Smary plastyczne, rozdział XIX. <<http://www.total.com.pl/pro/B2B-produkty-dla-przemyslu/li-materialy-informacyjne/li-poradnik.html>> (dostęp: 07.09.2018).
- Trzaska E., Żółty M., Skibińska A., 2016. Badanie stabilności termooksydacyjnej smarów plastycznych. Część 1 – smary na oleju o charakterze parafinowym. *Nafta-Gaz*, 11: 31–38. DOI: 10.18668/NG.2016.11.13.
- Trzaska E., Żółty M., Skibińska A., 2017. Badanie stabilności termooksydacyjnej smarów plastycznych. Część 2 – smary na oleju o charakterze naftenowym. *Nafta-Gaz*, 1: 49–53. DOI: 10.18668/NG.2017.01.06.

Akty prawne i dokumenty normatywne

- ASTM D 3336-17 Standard Test Method for Life of Lubricating Greases in Ball Bearings at Elevated Temperatures.
ASTM D 664-18 Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration.
ASTM D 8206-18 Standard Test Method for Oxidation Stability of Lubricating Greases – Rapid Small-Scale Oxidation Test (RSSOT).
ASTM D 942-15 Standard Test Method for Oxidation Stability of Lubricating Greases by the Oxygen Pressure Vessel Method.
BS 2000-142:1993 Methods of test for petroleum and its products. Determination of oxidation stability of lubricating grease. Oxygen bomb method.
DIN 51808:2018-02 Testing of lubricants – Determination of oxidation stability of greases – Oxygen method.
FTM 791.3453 Oxidation Stability of Lubricating Grease by the Oxygen Bomb Method.
IP 142:2015 Determination of oxidation stability of lubricating grease – Oxygen pressure vessel method.
PN-C-04143:1956 Przetwory naftowe – Smary stałe – Badanie odporności na utlenianie.
PN-C-96030 Środki smarowe – Oznaczenie odporności na utlenianie środków smarowych – Metoda tlenowa (w przygotowaniu).
PN-EN 16091:2011 Ciekłe przetwory naftowe – Paliwa i mieszaniny ze średnich destylatów naftowych i estrów metylowych kwasów tłuszczowych (FAME) – Oznaczanie stabilności oksydacyjnej metodą szybkiego utleniania w małej skali.

Nafta-Gaz 2021, nr 7, s. 480–489, DOI: 10.18668/NG.2021.07.07

Optymalizacja warunków oznaczania wody metodą miareczkowania kulometrycznego z odparowaniem dla olejów smarowych

Optimization of the water determination conditions by coulometric titration with evaporation for lubricating oils

Sylwia Jędrzychowska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Wiedza o zawartości wody w produktach naftowych, między innymi olejach smarowych, dodatkach oraz różnych innowacyjnych produktach, jest istotna z punktu widzenia ich wytwarzania, zakupu czy sprzedaży ze względu na wpływ na ich jakość i charakterystykę działania. W przypadku olejów smarowych obecność wody może stanowić przyczynę przedwczesnej korozji i zużycia, powstawania osadów, co prowadzi do ograniczenia smarowania i przedwczesnego zatkania filtrów, osłabienia działania dodatków czy niepożądanego wzrostu bakterii. W artykule przedstawiono prace nad dobraniem optymalnych warunków oznaczania zawartości wody metodą miareczkowania kulometrycznego Karla Fischera z odparowaniem w olejach smarowych. Badania przeprowadzono z wykorzystaniem kulometru z całą miareczkową bez diafragmy firmy Metrohm model 917 Coulometer wraz automatycznym podajnikiem próbek wyposażonym w komorę grzejną 885 Compact Oven Sample Changer. Do badań wytypowano różne rodzaje olejów smarowych, a mianowicie oleje silnikowe o różnej klasie lepkości (5W-40, 10W-40, 15W-40, 5W-30), olej przekładniowy, olej hydrauliczny, olej turbinowy, olej bazowy oraz płyn hydrauliczny. Wszystkie wytypowane próbki olejów smarowych badano w czterech różnych warunkach pomiarowych: 110°C i 20 ml/min; 150°C i 50 ml/min, 180°C i 50 ml/min oraz 150°C i 70 ml/min. Stwierdzono, że w przypadku wszystkich wyżej wymienionych olejów smarowych najlepsze wyniki uzyskano przy ustawieniu temperatury pieca na 150°C i przy przepływie gazu nośnego wynoszącym 50 ml/min lub 70 ml/min. Określono wpływ różnych czynników, takich jak naważka próbki, temperatura pieca, prędkość przepływu gazu nośnego, na przebieg badania oraz szybkość analizy. Zwiększony przepływ gazu nośnego do 70 ml/min nie powoduje skrócenia czasu analizy. W niektórych przypadkach wzrost temperatury pieca może przyspieszyć szybkość analizy, ale jest to dość ryzykowne dla niektórych próbek, które w tej temperaturze ulegają rozkładowi. W związku z tym bezpieczniej jest prowadzić badanie w temperaturze pieca 150°C. Największy wpływ na szybkość analizy ma odpowiedni dobór naważki próbki poddanej analizie. W zależności od zawartości wody w badanej próbce należy dobrać odpowiednią naważkę próbki. Powinna być ona na tyle mała, aby nadmiernie nie wydłużać analizy, ale także na tyle duża, żeby ilość odmiareczkowanej wody była przynajmniej dwukrotnie większa niż w ślepej próbce.

Słowa kluczowe: woda, miareczkowanie kulometryczne KF z odparowaniem, oleje smarowe.

ABSTRACT: The knowledge of the water content of various petroleum products, including lubricating oils, additives and various innovative products, is important from the point of view of manufacturing, purchasing or selling them, due to the impact on their quality and performance characteristics. In the case of lubricating oils, the presence of water can lead to premature corrosion and wear, the formation of deposits, which leads to reduced lubrication and premature clogging of filters, reduced action of additives or undesirable bacterial growth. The article presents the study on the selection of optimal conditions for the determination of water content by coulometric Karl-Fischer titration with evaporation in lubricating oils. The tests were carried out using a coulometer with a titration cell without a diaphragm by Metrohm, 917 Coulometer model with an automatic sample feeder equipped with a heating chamber 885 Compact Oven Sample Changer. Various types of lubricating oils were selected for testing, namely engine oils of different viscosity classes (5W/40, 10W/40, 15W/40, 5W/30), gear oil, hydraulic oil, turbine oil, base oil and hydraulic fluid. All selected samples of lubricating oils were tested in four different measuring conditions: 110°C and 20 ml/min; 150°C and 50 ml/min, 180°C and 50 ml/min and 150°C and 70 ml/min. It was found that for all the lubricating oils, the best results were obtained with a furnace temperature setting of 150°C and a carrier gas flow of 50 ml/min or 70 ml/min. The influence of various factors, such as the sample weight, the furnace temperature, the carrier gas flow velocity on the test course and the analysis speed, was determined. Increased carrier gas flow of up to 70 ml/min does not shorten the analysis time. In some cases, an increase in the oven temperature may speed up the analysis, but this is quite risky for some samples that decompose at given temperature. It is therefore safer to conduct the test at an oven temperature of 150°C. The speed of analysis is most influenced by an appropriate selection of the sample quantity under analysis. Depending on the water content in the tested sample, the appropriate sample weight should be selected. It should be

small enough not to excessively extend the analysis, but also large enough that the amount of titrated water is at least twice as large as in the blank.

Key words: water, Coulometric KF titration with evaporation, lubricating oils.

Literatura

- Bruttel P., Schlink R., 2006. Water Determination by Karl Fischer Titration. *Monografia Metrohm*.
- Canepari S., Farao C., Marconi E., Giovannelli C., Perrino C., 2013. Qualitative and quantitative determination of water in airborne particulate matter. *Atmos. Chem. Phys.*, 13(3): 1193–1202. DOI: 10.5194/acp-13-1193-2013.
- Dobry D., Zmarzły D., 2010. Pomiar i analiza zawilgocenia nanomodyfikowanych olejów izolacyjnych metodą bezpośredniego miareczkowania kulometrycznego Karla Fischera. *Pomiary Automatyka Robotyka*, 12: 124–126.
- Fatima N., Minami I., Holmgren A., Marklund P., Berglund K., Larsson R., 2015. Influence of water on the tribological properties of zinc dialkyl-dithiophosphate and over-based calcium sulphonate additives in wet clutch contacts. *Tribol. Int.*, 87: 113–120. DOI: 10.1016/j.triboint.2015.02.006.
- Fatima N., Minami I., Holmgren A., Marklund P., Larsson R., 2016. Surface chemistry of wet clutch influenced by water contamination in automatic transmission fluids. *Tribol. Int.*, 96: 395–401. DOI: 10.1016/j.triboint.2015.04.010.
- Hinz D.C., 2007. Evaluation of methods for the determination of water in substances with unknown chemical and thermal behaviour. *J. Pharm. Biomed. Anal.* 43(2): 779–783. DOI: 10.1016/j.jpba.2006.08.002.
- Kestens V., Conneely P., Bernreuther A., 2008. Vaporisation coulometric Karl Fischer titration: A perfect tool for water content determination of difficult matrix reference materials. *Food Chem.*, 106(4): 1454–1459. DOI: 10.1016/j.foodchem.2007.01.079.
- Lanz M., De Caro C.A., Rüegg K., De Agostini A., 2006. Coulometric Karl Fischer titration with a diaphragm-free cell: Cell design and applications. *Food Chemistry*, 96(3): 431–435. DOI: 10.1016/j.foodchem.2005.03.050.
- Margolis S.A., Vaishnav K., Sieber J.R., 2004a. Measurement of water by oven evaporation using a novel oven design. 1. Water in water-saturated 1-octanol, coal, cement, and refined oils. *Anal. Bioanal. Chem.* 380(3): 556–562. DOI: 10.1007/s00216-004-2778-8.
- Margolis S.A., Vaishnav K., Sieber J.R., 2004b. Measurement of water by oven evaporation using a novel oven design. 2. Water in motor oils and motor oil additives. *Anal. Bioanal. Chem.* 380(5–6): 843–52. DOI: 10.1007/s00216-004-2829-1.
- Mellin P., Zavalis T., Tingö L., Brodin H., Wendel J., Berg S., Riabov D., Strondl A., Nyborg L., 2020. Moisture content analysis of metal powders, using oven desorption followed by Karl Fischer titration. *Euro PM 2018. Congress and Exhibition. European Powder Metallurgy Association (EPMA)*.
- Merkh G., Pfaff R., Isengard H.D., 2012. Capabilities of automated Karl Fischer titration combined with gas extraction for water determination in selected dairy products. *Food Chemistry*, 132(4), 1736–1740. DOI: 10.1016/j.foodchem.2011.11.001.
- Metrohm Polska, 2016. *Materiały seminarium Karl Fischer Tour*. Kraków, 2.02.2016.
- Rogula-Kozłowska W., Widziewicz K., Majewski G., 2017. A simple method for determination of total water in PM₁ on quartz fiber filters. *Microchemical Journal*, 132: 327–332. DOI: 10.1016/j.microc.2017.02.019.
- Smoliło M., 2020. Badanie odporności na utlenianie mieszanin olejów otrzymanych z regeneracji olejów przepracowanych z olejami naftowymi. *Nafta-Gaz*, 6: 408–418. DOI: 10.18668/NG.2020.06.06.
- Soltanahmadi S., Morina A., van Eijk M.C.P., Nedelcu I., Neville A., 2017. Tribochemical study of micropitting in tribocorrosive lubricated contacts: The influence of water and relative humidity. *Tribol. Int.* 107: 184–198. DOI: 10.1016/j.triboint.2016.11.031.
- Urzędowska W., Stępień Z., 2012. Oddziaływanie paliwa na zmiany właściwości użytkowych oleju smarowego w silniku z ZI typu FlexFuel. *Nafta-Gaz*, 6: 377–387.
- Widziewicz-Rzońca K., Tytła M., Majewski G., Rogula-Kopiec P., Loska K., Rogula-Kozłowska W., 2020. Strongly and loosely bound water in ambient particulate matter—Qualitative and quantitative determination by Karl Fischer Coulometric Method. *Sustainability*, 12(15): 6196. DOI: 10.3390/su12156196.