

Wpływ ultradźwięków na parametry cieczy węglowodorowych

Effect of ultrasound on the parameters of hydrocarbon liquids

Hanna Bieszczak, Zbigniew Halat, Sylwia Szpilman, Anna Kowalaszek, Grażyna Gramatyka

POLMAX S.A. S.K.A., Świebodzin

STRESZCZENIE: W niniejszym artykule przedstawiono wyniki prac prowadzonych w ramach projektu pt. *Innowacyjna technologia monitoringu sejsmoakustycznego oraz sejsmostymulacji (M2S)*, nr POIR.01.01.01-00-0015/17-00. Opisano wpływ ultradźwięków na parametry fizykochemiczne dwóch różnych cieczy węglowodorowych – ropy naftowej i oleju transformatorowego. Na każdą badaną próbkę cieczy działano falami ultradźwiękowymi o gęstości mocy akustycznej w zakresie 4–15 W/cm², po czym analizowano gęstość i lepkość kinematyczną. W ramach prowadzonych badań pomiary gęstości wykonywano za pomocą szklanych areometrów, natomiast badania lepkości kinematycznej przeprowadzono z wykorzystaniem automatycznego lepkościomierza HVM 472. Badania parametrów fizykochemicznych wykazały zmienność właściwości ropy naftowej i oleju transformatorowego po zastosowaniu ultradźwięków. Pod wpływem działania ultradźwięków nastąpiło zmniejszenie gęstości i lepkości kinematycznej badanych cieczy węglowodorowych. Dzięki tym badaniom ustalono charakterystykę fali ultradźwiękowej, która może najlepiej wpływać na parametry ropy naftowej w przypadku jej wydobycia ze złoża. Charakteryzująca falę ultradźwiękową gęstość mocy akustycznej na poziomie 12 W/cm² najkorzystniej wpływa na zmniejszenie lepkości oleju transformatorowego. W przypadku ropy naftowej najkorzystniejszą gęstością mocy akustycznej pozwalającą na największe obniżenie lepkości jest 11 W/cm². Takie parametry fali akustycznej okazały się najbardziej optymalne ze względu na maksymalny spadek lepkości badanych cieczy przy najbardziej ekonomicznych nastawach symulatora rozkładu faz. Zarówno w badaniach oleju transformatorowego, jak i ropy naftowej stopniowe zwiększanie gęstości mocy akustycznej ultradźwięków nie powodowało przegrzania układu w badanym przedziale czasowym.

Słowa kluczowe: ropa naftowa, gęstość, lepkość, fale ultradźwiękowe, badania laboratoryjne.

ABSTRACT: This article presents the results of work carried out within the framework of the *Innovative seismoacoustic monitoring and seismostimulation (M2S) technology*, project, No. POIR.01.01.01-00-0015/17-00. The effect of ultrasound on the physicochemical parameters of two different hydrocarbon liquids – crude oil and transformer oil – is described. Ultrasonic waves with acoustic power density in the range of 4–15 W/cm² were applied to each test sample, after which the density and kinematic viscosity were analysed. As part of the research, density measurements were carried out using glass areometers, while kinematic viscosity tests were carried out using an automatic viscosity meter HVM 472. The study of physicochemical parameters showed the variation in the properties of crude oil and transformer oil after application of ultrasound. Under the influence of ultrasound, the density and kinematic viscosity of the hydrocarbon liquids studied decreased. Thanks to these studies, the characteristics of the ultrasonic wave that best affects the parameters of crude oil, conducive to its extraction from the reservoirs, were established. The acoustic power density of 12 W/cm², which characterizes the ultrasonic wave, has the most favourable effect on reducing the viscosity of transformer oil. For crude oil, the most favourable acoustic power density allowing the greatest viscosity reduction is 11 W/cm². Such acoustic wave parameters proved to be the most optimal due to the maximum viscosity reduction of the studied fluids at the most economical settings of the phase distribution simulator. In both transformer oil and crude oil tests, the gradual increase of the acoustic power density of ultrasound did not cause overheating of the system in the studied time interval.

Key words: crude oil, density, viscosity, ultrasonic waves, laboratory studies.

Wstęp

Rosnące zużycie paliw, rozwój przemysłu i liczba ludności doprowadziły do problemów z zaopatrzeniem w energię. W związku z tym w ostatnich latach rozważa się rewitalizację

złóż ropy naftowej. Jedną z metod wykorzystywanych w tym celu mogą być fale ultradźwiękowe, których zastosowanie w sektorze wydobycia ropy naftowej może spowodować zwiększenia współczynnika jej odzysku (ang. *recovery factor*) (Otumudia et al., 2022). Wzrasta również zainteresowanie

Autor do korespondencji: H. Bieszczak, e-mail: hanna.bieszczak@polmaxsa.pl

Artykuł nadesłano do Redakcji: 25.03.2024 r. Zatwierdzono do druku: 21.05.2024 r.

wplywem fal ultradźwiękowych na ciężką ropę naftową w wyniku zapotrzebowania na czystą, efektywną i ekonomiczną metodę redukcji lepkości ropy naftowej. Ultradźwięki mogą zmniejszać lepkość ciężkiej ropy, a odwierty produkcyjne mają tendencję do uzyskiwania większej wydajności po napromieniowaniu ultradźwiękowym.

Fale ultradźwiękowe wywołują drgania skał, powodując okresową zmianę naprężeń ścinających, a lepkość ciężkiej ropy obniża się wraz ze wzrostem naprężenia ścinającego (Otumudia et al., 2022). Lepkość jest istotną właściwością fizyczną ropy naftowej, ponieważ ropa naftowa o wysokiej lepkości może powodować poważne problemy w rurociągach transportowych (Bęben, 2014). Dodatkowo ciepło wytwarzane przez wibracje ultradźwiękowe może powodować spadek napięcia powierzchniowego a także indukować demulgację, wspomagając tym samym rozkład emulsji (Xu et al., 2019).

Surowa ropa naftowa (ang. *crude oil*) jest złożoną mieszaniną płynów, związaną ze słoną wodą, często w postaci trwałych emulsji. Niektóre z tych emulsji, typu woda w oleju, powstają podczas obróbki ropy naftowej na powierzchni, gdy przechodzi ona przez rurociągi i zawory oraz zmienia się jej ciśnienie i temperatura. Podczas wydobywania ropy naftowej jej związek z wodą jest niepożądany i kosztowny, szczególnie podczas transportu i przechowywania w rurociągach, zbiornikach terminalowych i statkach. Rozkład emulsji typu woda w oleju w ropie naftowej może być trudny i wymaga skomplikowanych zabiegów. Demulgowanie ropy naftowej można osiągnąć w skali laboratoryjnej i polowej za pomocą chemicznych demulgatorów, a także zabiegów wirowania i filtracji. Badania z ostatnich lat pokazały, że oddzielenie wody od ropy naftowej można skutecznie osiągnąć poprzez zastosowanie ultradźwięków. Ultradźwiękowe systemy oczyszczania ropy naftowej są potencjalnie lepszą alternatywą chemicznych demulgatorów. Pozwalają one na znaczne ograniczenie stosowania substancji chemicznych w procesie separacji wody z ropy naftowej. Wykorzystanie ultradźwięków doprowadziłoby do dodatkowej korzyści w postaci zmniejszenia zanieczyszczenia środowiska w wyniku wytwarzania i przetwarzania ścieków z konwencjonalnych instalacji odwadniania i odsalania ropy naftowej (Sadatshojaie et al., 2021).

Wibracje, kawitacja i tarcie wytwarzane przez ultradźwięki mogą zapobiegać koagulacji ciężkich rop, zwiększać ruchomość ropy, zniekształcać ściany porów, powodując wpychanie płynów do otaczających porów i wyzwalać transport perystaltyczny (Yi et al., 2017; Luo et al., 2021).

Stosuje się różne technologie wspomagające odzyskiwanie ropy naftowej ze złóż. Są to metody chemiczne, termiczne i procesy elektromagnetyczne. Niektóre środki chemiczne mogą powodować uszkodzenia formacji skalnych, co prowadzi

do niewielkiej poprawy ostatecznego odzysku ropy naftowej. Dlatego metody fizyczne, zwłaszcza fala ultradźwiękowa, są obiecującymi strategiami pomagającymi w wydobywaniu ropy naftowej.

Fale ultradźwiękowe w badaniach ropy naftowej

Literatura donosi, że ultradźwięki mogą zmniejszać lepkość ropy i napięcie międzyfazowe, dając nadzieję na poprawę odzysku ropy ze złóż węglowodorów (Mullakaev et al., 2015). Redukcja lepkości jest więc jednym z kluczowych zagadnień zagospodarowania złóż ropy ciężkiej i jej transportu (Razavifar i Qajar, 2020).

Li et al. (2021) odkryli, że głównym sposobem, w jaki fale ultradźwiękowe wspomagają wydobywanie ropy naftowej, jest zmniejszenie jej lepkości (zwłaszcza w konwencjonalnych złożach) i obniżenie napięcia międzyfazowego między ropą a wodą. Podali, że fala ultradźwiękowa może zmienić mikromorfologię rdzeni o niskiej przepuszczalności i poprawić łączność porów. Przy częstotliwości 20 kHz fala ultradźwiękowa może powodować powstawanie mikropeknięć. Ich badania prowadzone dla skał zbiornikowych o niskiej przepuszczalności wykazały, że lepkość ropy zmniejsza się przy wyższej częstotliwości ultradźwięków. Fala ultradźwiękowa o średniej częstotliwości 20 kHz jest zalecana w przypadku silnie zwilżonych wodą rdzeni o niskiej przepuszczalności, podczas gdy fala ultradźwiękowa o wysokiej częstotliwości ma lepszą wydajność w przypadku rdzeni o niskiej przepuszczalności zwilżonych ropą i słabo zwilżonych wodą. Autorzy nie zamieścili informacji na temat poziomu mocy stosowanych w badaniach ultradźwięków.

Hua (2020) badał wpływ ultradźwięków na lepkość ciężkiej ropy. Jego doświadczenia pokazały, że działanie ultradźwiękami prowadzi do znacznego spadku lepkości ciężkiej ropy, aż do 86%. Podał, że czynniki, które wpłynęły na zmniejszenie lepkości, obejmują stopień mocy ultradźwięków, długość obróbki i warunki temperaturowe. Ponadto fale ultradźwiękowe wpływają na ilość, wielkość i dyspersję kryształów parafiny. Podobne wyniki uzyskali Lv et al. (2020). Ich wyniki pokazały, że fala ultradźwiękowa może skutecznie zmniejszyć lepkość ropy naftowej – przy najwyższej redukcji lepkości o 87,2%. Tahmasebi-Boldaji et al. (2022) również badali, w jaki sposób ultradźwięki wpływają na lepkość ropy naftowej, wykorzystując różne modele matematyczne do prognoz lepkości. Wykazali oni, że czas działania ultradźwięków miał najsilniejszy wpływ na lepkość ropy naftowej, przy czym lepkość zmniejszała się wraz ze wzrostem czasu sonikacji. Częstotliwość i moc fal ultradźwiękowych miały niewielki wpływ na lepkość ropy naftowej.

Wang et al. (2021) badali zastosowanie ultradźwięków w celu wspomaganie mieszania się ropy naftowej z gazem i w konsekwencji wzrostu jej wydobywania. Przeanalizowali właściwości fizyczne ropy naftowej z obróbką ultradźwiękową i bez niej za pomocą chromatografii gazowej (GC), spektroskopii w podczerwieni z transformacją Fouriera (FTIR) i lepkościomierza. Podali, że po 8-godzinnej obróbce ultradźwiękami lepkość ropy naftowej zmniejszyła się o 39%. Według nich spadek lepkości wynika ze zniszczenia wiązań w cząsteczkach żywicy i asfaltenu. Pod wpływem kawitacji ultradźwiękowej makrocząsteczki, takie jak żywica i asfalten, rozkładają się na małe cząsteczki o stosunkowo małych atomach węgla, co w przypadku badań Wang et al. (2021) spowodowało spadek ich zawartości odpowiednio o 13,7% i 2,2%. Jako że żywica i asfalten są najważniejszymi czynnikami kontroli lepkości ropy naftowej, obniżenie ich całkowitego poziomu, wywołane przez obróbkę ultradźwiękową, przejawia się spadkiem lepkości ropy naftowej.

Tworzenie się emulsji podczas wydobywania ropy naftowej jest procesem nieuniknionym. Zawartość wody złożowej może przekraczać 90% w złożach ropy naftowej, a obecność turbulencji podczas przepływu mieszaniny wodno-ropnej może powodować powstawanie emulsji ropy naftowej. Asfalteny, które występują w dużych ilościach w złożach ropy ciężkiej, mogą pełnić rolę naturalnego emulgatora, prowadzącego do powstawania emulsji. Tworzenie emulsji może ograniczać przepływ płynu w złożu ze względu na wzrost lepkości płynu, a same emulsje mogą zatykać pory skał zbiornikowych, powodując uszkodzenia formacji złożowej. Chemiczne demulgatory mogą być toksyczne dla środowiska. Ultradźwięki mogą stać się alternatywą dla rozwiązywania problemów z emulsją podczas odzyskiwania ropy.

Luo et al. (2020) opisują, że ultradźwięki to nowa i obiecująca metoda demulgowania, na którą duży wpływ mają parametry akustyczne i właściwości emulsji. Według nich ultradźwięki o niskiej częstotliwości nadają się do oddzielania emulsji o wysokiej lepkości i wysokiej wytrzymałości międzyfazowej. Zwiększenie gęstości energii w celu wytworzenia umiarkowanej kawitacji może poprawić wydajność demulgowania. Jednak nadmierna kawitacja powoduje wtórną emulgację. Ultradźwięki o wysokiej częstotliwości są korzystne do oddzielania emulsji o niskiej zawartości fazy rozproszonej i małej wielkości kropli. Zwiększenie gęstości energii może przyspieszyć agregację kropli, jednak nadmierna gęstość energii powoduje strumienie akustyczne, które zakłócają zagregowane krople, co skutkuje zmniejszoną wydajnością demulgacji.

Podobne badania prowadzili Sadatshojaie et al. (2021). Do oceny zdolności demulgacyjnych fal ultradźwiękowych w surowych emulsjach wykorzystali piezoelektryczny

przetwornik ultradźwiękowy typu tubowego o częstotliwości 20 kHz i mocy od 80 W do 1000 W. W swoich badaniach szczególną uwagę zwracali na intensywność ultradźwięków, czas trwania obróbki ultradźwiękowej i początkową zawartość wody w ropie naftowej. Emulsje wodno-węglowodorowe zawierające 10%, 15%, 20% i 25% wody poddawali działaniu ultradźwięków o intensywności 0,25 W/cm³, 0,5 W/cm³, 0,75 W/cm³ i 1 W/cm³. Ich eksperymenty wykazały, że pomimo braku jakiegokolwiek chemicznego demulgatora separacja wody spowodowana zastosowaniem pól ultradźwiękowych jest skuteczna i następuje szybko. Autorzy podali, że ultradźwiękowa separacja wody poprawiła się wraz ze wzrostem intensywności ultradźwięków. Jednakże w próbkach o stężeniu wody powyżej 20% długie interwały sonikacji, wynoszące około 5 minut, skutkowały zmniejszeniem separacji wody w porównaniu z eksperymentami, w których sonikacja trwała 2 minuty.

Metodyka badawcza

W ramach dwóch etapów projektu, tj. badań przemysłowych oraz prac rozwojowych, wykonywano porównawcze badania laboratoryjne dwóch różnych płynów węglowodorowych – ropy naftowej i oleju transformatorowego. Na każdą badaną próbkę działano falami ultradźwiękowymi o gęstości mocy akustycznej w zakresie 4–15 W/cm², po czym analizowano gęstość i lepkość kinematyczną.

Pomiary gęstości

W ramach prowadzonych badań pomiary gęstości wykonywano za pomocą szklanych areometrów. Wykorzystane areometry pozwalały na pomiar gęstości w różnym zakresie. Areometry dobierano tak, aby ich skala umożliwiała jak najbardziej precyzyjny pomiar. Każdy pomiar prowadzony był w temperaturze pokojowej, wynoszącej około 21°C. Do szklanego cylindra wlewano stałą objętość badanej cieczy, tj. 300 ml, i dobierano areometr tak, aby możliwy był odczyt gęstości na podziałce.

Areometry są stosowane do pomiaru gęstości cieczy i działają na zasadzie prawa Archimedesesa. Głębokość ich zanurzenia zależy od równowagi między ciężarem areometru a siłą wyporu, zależną od ciężaru wypartej cieczy. Areometr zbudowany jest z cylindrycznego korpusu o półkolistym dnie i trzpienia przymocowanego do górnej części korpusu. Dolna część korpusu zawiera materiał obciążający w postaci śrutu metalicznego. Wewnątrz trzpienia znajduje się podzielnia z naniesioną podziałką areometryczną (Kowalska, 2018). Konstrukcję wykorzystywanych do pomiarów gęstości areometrów przedstawiono na rysunku 1.



Rysunek 1. Z lewej strony – areometry wykorzystywane do pomiaru gęstości. Z prawej strony – szklany cylinder uzupełniony badaną cieczą z zanurzonym areometrem

Figure 1. On the left – areometers used to measure density. On the right – a glass cylinder filled with the tested liquid with the areometer immersed

Pomiary lepkości

Badania lepkości przeprowadzono z wykorzystaniem lepkościomierza HVM 472 (rysunek 2). HVM 472 jest automatycznym lepkościomierzem kapilarnym do oznaczania lepkości kinematycznej produktów naftowych w zakresie od 0,5 mm²/s do 5000 mm²/s. Aparat uzyskuje szybkie i dokładne wyniki dzięki dwóm wielozakresowym kapilarom i dwóm niezależnym łaźniom termostatycznym z mikroprocesorową regulacją temperatury oraz systemem regulacji cieplnej. Pomiary wykonywano zgodnie ze znormalizowaną metodą EN ISO 3104 w stałej temperaturze wynoszącej 20°C. W celu osiągnięcia temperatury 20°C wymagane było zastosowanie zewnętrznego chłodzenia. Objętość badanych próbek była zawsze wartością stałą i wynosiła 18 ml.

Badania ultradźwiękowe

Badania ultradźwiękowe wykonywano w opracowanym w Polmax S.A. S.K.A. symulatorze rozkładu faz (rysunek 3).

Częściami składowymi symulatora rozkładu faz są: komora wysokociśnieniowa, komora z generatorem magnetostrykcji, generator ultradźwięków z regulacją dawki fali, czujniki pomiarowe temperatury (termopara) i ciśnienia, system pomiarowy (automatyczny, połączony z komputerem) pozwalający na kontrolę wpływu działania fal akustycznych oraz efektu temperaturowego i ciśnieniowego.



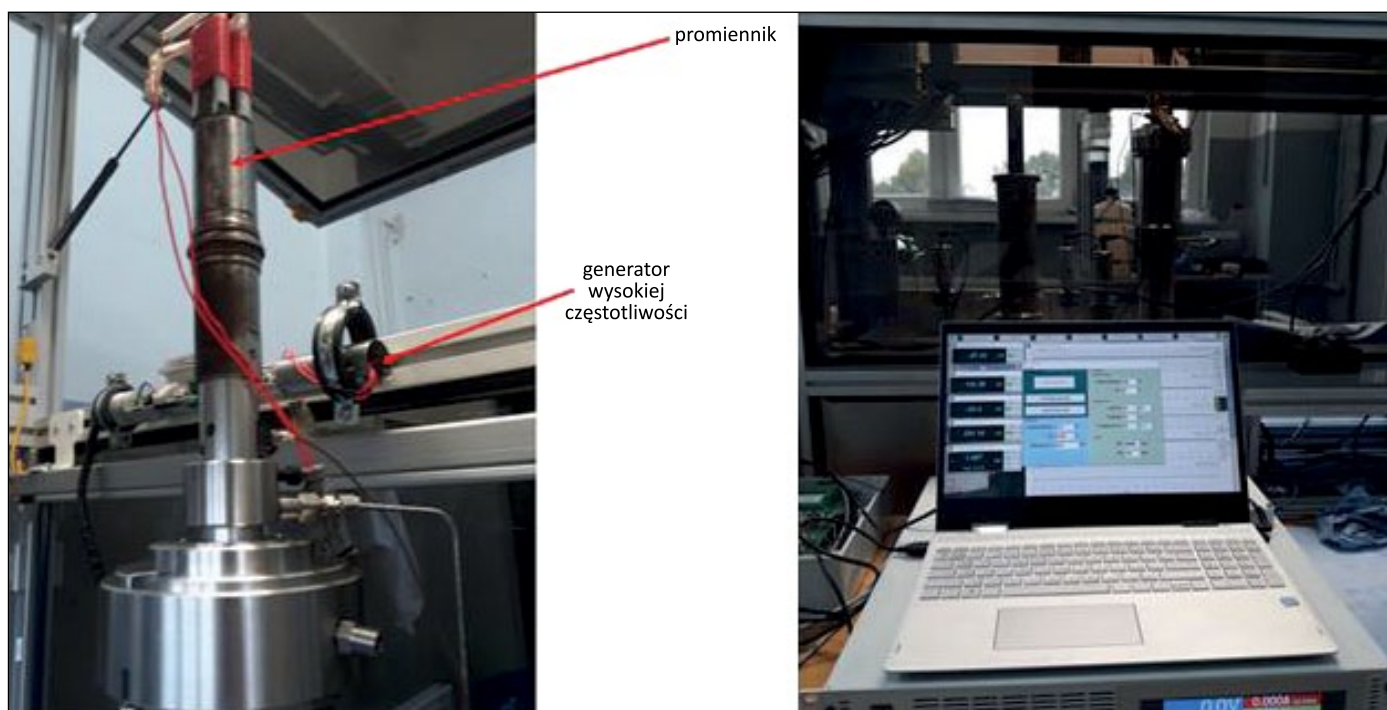
Rysunek 2. Zestaw do wykonywania pomiarów lepkości kinematycznej: lepkościomierz HVM 472 + ministat

Figure 2. Kinematic viscosity measurement kit: HVM 472 viscometer + ministat

Badanie działania ultradźwięków na parametry fizykochemiczne ropy naftowej i oleju transformatorowego prowadzono w szerokim zakresie gęstości mocy akustycznej 4,0–15,0 W/cm² (co 1 W/cm²). Ciśnienie pracy regulowano w czasie trwania każdego cyklu pomiarowego tak, aby mieściło się w przedziale od 2 MPa do 9 MPa. W trakcie badań prowadzono ścisły monitoring temperatury, tak aby mieć pewność, że zastosowane parametry fali akustycznej nie powodują przegrzania badanych cieczy.

Ustalono stały schemat pracy symulatora rozkładu faz i wykorzystywano go w każdym pomiarze, tak aby otrzymane ewentualne różnice w wynikach wynikały jedynie ze zmienionej gęstości mocy akustycznej a nie z odmiennych nastaw czasu pracy symulatora. Pracowano w odtwarzalnych warunkach, w następującym cyklu: podawanie próbki; po 1 s – uruchomienie oddziaływania ultradźwiękowego – 2 s działania; 2 s – relaksacja (ultradźwięki wyłączone); 2 s działania; 2 s – relaksacja.

W czasie jednego pomiaru wykonywano 10 cykli działania ultradźwiękami. Czas trwania jednego pomiaru wynosił około 1 min. Czas ten uwzględniał wprowadzenie i wypompowanie próbki. Po każdym pomiarze przepłukiwano wnętrze symulatora lekką frakcją węglowodorową – olejem napędowym. Miało



Rysunek 3. Promiennik akustyczny i generator zamontowane w symulatorze rozkładu faz (po lewej). Po prawej stronie stanowisko sterowania wraz z modułem zasilania generatora wysokiej częstotliwości

Figure 3. Acoustic radiator and generator mounted in the phase distribution simulator (left). On the right, the control station including the high-frequency generator power module

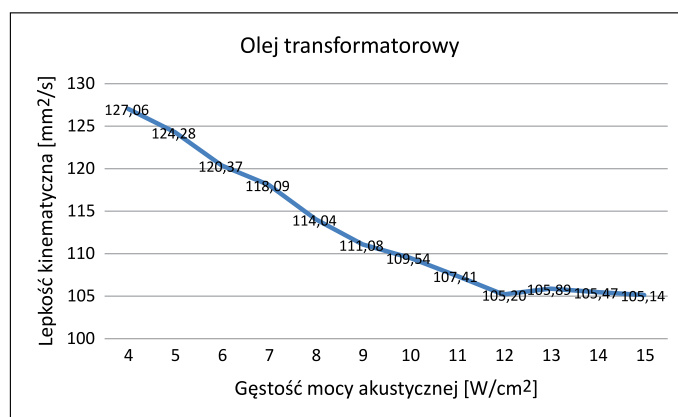
to na celu wyeliminowanie kolejnego czynnika mogącego wpłynąć na zafałszowanie wyników kolejnych pomiarów. Objętość próbki konieczna do wykonania jednej analizy była stała i wynosiła 200 ml.

Wyniki badań

W przypadku oleju transformatorowego zaobserwowano istotny spadek lepkości kinematycznej skorelowany ze wzrostem zastosowanej gęstości mocy akustycznej ultradźwięków. Najlepszy wynik uzyskano przy gęstości mocy akustycznej na poziomie 12 W/cm² (rysunek 4). Takie parametry pozwoliły na zmniejszenie lepkości badanej próbki o ponad 17% (tabela 1).

Dalsze zwiększanie mocy akustycznej nie powodowało istotnego spadku lepkości. Wzrost gęstości mocy akustycznej nie skutkowało wzrostem temperatury.

Spadek lepkości ropy naftowej, tak jak w przypadku oleju transformatorowego, jest wprost proporcjonalny do wzrostu gęstości mocy akustycznej. Zaobserwowano istotny spadek lepkości przy zastosowaniu gęstości mocy akustycznej na poziomie 11 W/cm² (rysunek 6). Lepkość przy takich nastawach symulatora rozkładu faz była aż o ponad 15% mniejsza w porównaniu z lepkością zmierzoną w próbce ropy naftowej potraktowanej ultradźwiękami o gęstości mocy akustycznej



Rysunek 4. Zależność lepkości kinematycznej oleju transformatorowego od zastosowanej gęstości mocy akustycznej ultradźwięków

Figure 4. Dependence of kinematic viscosity of transformer oil on the applied ultrasonic acoustic power density

Tabela 1. Zestawienia zmian parametrów fizykochemicznych oleju transformatorowego w trakcie badań falami ultradźwiękowymi

Table 1. Summaries of changes in physical and chemical parameters of transformer oil during ultrasonic wave testing

Gęstość mocy akustycznej [W/cm ²]	Zakres temperatury [°C]	Średnia gęstość [g/cm ³]	Średnia lepkość [mm ² /s]
4,0	17,970–18,640	1,106	127,06
5,0	18,103–18,720	1,103	124,28
6,0	18,127–19,011	1,096	120,37

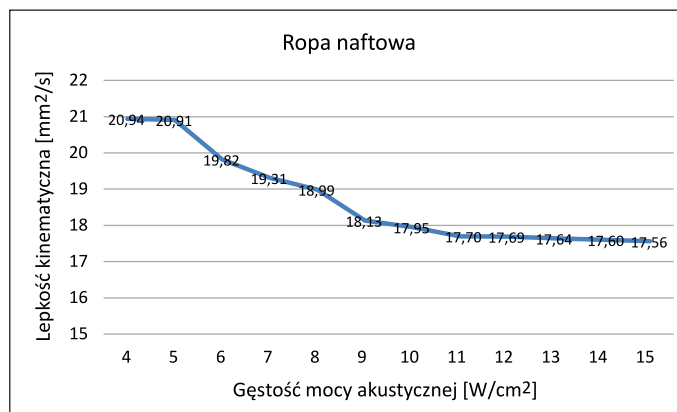
cd. Tabela 1/cont. Table 1

Gęstość mocy akustycznej [W/cm ²]	Zakres temperatury [°C]	Średnia gęstość [g/cm ³]	Średnia lepkość [mm ² /s]
7,0	18,130–19,174	1,010	118,09
8,0	18,264–19,201	0,998	114,04
9,0	18,373–19,354	0,988	111,08
10,0	18,394–19,469	0,984	109,54
11,0	18,401–19,526	0,979	107,41
12,0	18,446–19,607	0,975	105,20
13,0	18,497–19,779	0,973	105,89
14,0	18,501–19,894	0,974	105,47
15,0	18,521–20,115	0,972	105,14

Tabela 2. Zestawienia zmian parametrów fizykochemicznych ropy naftowej w trakcie badań falami ultradźwiękowymi

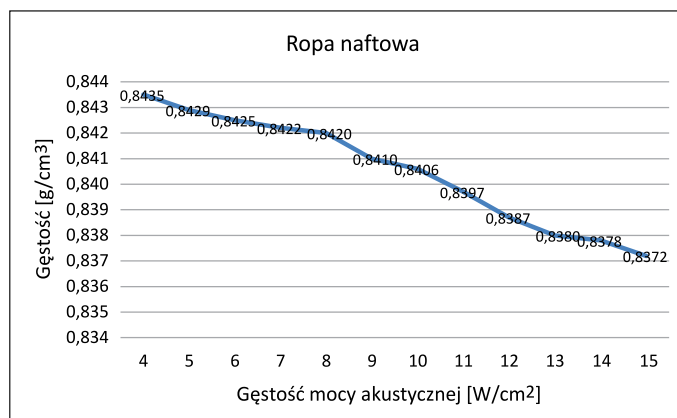
Table 2. Summaries of changes in physical and chemical parameters of crude oil during ultrasonic wave testing

Gęstość mocy akustycznej [W/cm ²]	Zakres temperatury [°C]	Średnia gęstość [g/cm ³]	Średnia lepkość [mm ² /s]
4,0	17,590–18,060	0,8435	20,94
5,0	17,564–18,314	0,8429	20,91
6,0	17,580–18,438	0,8425	19,82
7,0	17,592–18,901	0,8422	19,31
8,0	17,601–18,802	0,8420	18,99
9,0	17,654–19,115	0,8410	18,13
10,0	17,672–19,342	0,8406	17,95
11,0	17,681–19,576	0,8397	17,70
12,0	17,716–19,672	0,8387	17,69
13,0	17,720–19,988	0,8380	17,64
14,0	17,781–20,011	0,8378	17,60
15,0	17,820–20,317	0,8372	17,56



Rysunek 6. Zależność lepkości ropy naftowej od zastosowanej gęstości mocy akustycznej ultradźwięków

Figure 6. Dependence of crude oil viscosity on the applied ultrasonic acoustic power density



Rysunek 7. Zależność gęstości ropy naftowej od zastosowanej gęstości mocy akustycznej ultradźwięków

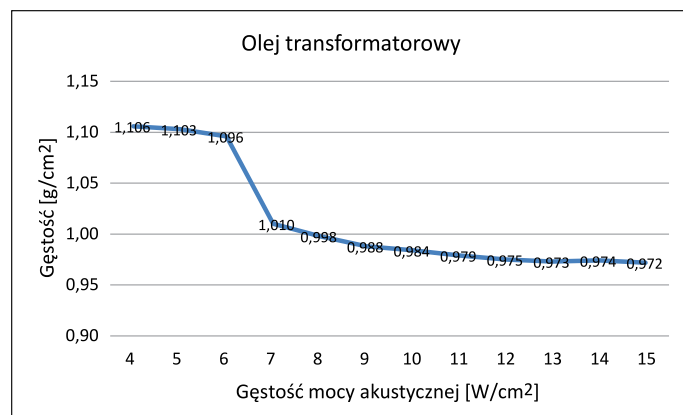
Figure 7. Dependence of crude oil density on the applied ultrasonic acoustic power density

wynoszącej 4 W/cm². Dalsze zwiększanie mocy nie powodowało widocznego spadku lepkości, a jedynie lekkie wahania lepkości, utrzymujące się praktycznie na tym samym poziomie (tabela 2).

Zarówno w badaniach oleju transformatorowego, jak i ropy naftowej odnotowano spadek gęstości próbek związany ze stopniowym zwiększaniem gęstości mocy akustycznej ultradźwięków (rysunki 5, 7). Większa gęstość mocy akustycznej ultradźwięków nie powoduje przegrzania układu w badanym przedziale czasowym.

Podsumowanie

Przeprowadzona analiza zmian temperatury próbek dwóch płynów węglowodorowych w symulatorze rozkładu faz w zależności od gęstości mocy akustycznej ultradźwięków, a także zmian lepkości kinematycznej (w 20°C) i gęstości (w 15°C)



Rysunek 5. Zależność gęstości oleju transformatorowego od zastosowanej gęstości mocy akustycznej ultradźwięków

Figure 5. Dependence of transformer oil density on the applied ultrasonic acoustic power density

w zależności od ekspozycji na działanie ultradźwięków wykazała istotny wpływ dźwięku na parametry fizykochemiczne ropy naftowej i oleju transformatorowego. Pod wpływem działania ultradźwięków o gęstości mocy 4,0–15,0 W/cm² nastąpiło zmniejszenie gęstości i lepkości kinematycznej badanych cieczy węglowodorowych. Co istotne, wraz ze zwiększeniem gęstości mocy akustycznej nie zaobserwowano wzrostu temperatury próbek.

Charakteryzującą falę ultradźwiękową gęstość mocy akustycznej na poziomie 12 W/cm² najkorzystniej wpływa na zmniejszenie lepkości oleju transformatorowego. W przypadku ropy naftowej najkorzystniejszą gęstością mocy akustycznej pozwalającą na największe obniżenie lepkości jest 11 W/cm². Takie parametry fali akustycznej są najbardziej optymalne ze względu na maksymalny spadek lepkości badanej cieczy przy najbardziej ekonomicznych nastawach symulatora rozkładu faz. Dzięki zastosowaniu ultradźwięków o tych parametrach obniżono lepkość ropy naftowej i oleju transformatorowego odpowiednio o 15% i 17%.

Zwiększanie gęstości mocy akustycznej nie powoduje dalszego spadku lepkości kinematycznej oleju transformatorowego i ropy naftowej. Generowanie większej mocy akustycznej wiązałoby się zatem z niepotrzebnym, nadmiernym eksploataowaniem aparatury do wytwarzania ultradźwięków, a co za tym idzie – ze zwiększeniem kosztów procesu. Wraz ze spadkiem lepkości badanych cieczy węglowodorowych obserwuje się spadek ich gęstości.

Przeprowadzone badania są potwierdzeniem naukowych doniesień wskazujących, że ultradźwięki mogą być wykorzystywane jako skuteczna metoda zmniejszająca lepkość ropy naftowej w procesie jej wydobycia.

Ultradźwięki mogą więc być stosowane w obszarze wydobycia samej ropy naftowej ze złoża, gdzie mogą pomóc w rozbijaniu struktur, które zwiększają lepkość. Stosowanie ultradźwięków do przetwarzania ropy może poprawić jej płynność, co jest istotne zwłaszcza w przypadku transportu rurociągowego. Ropa naftowa często zawiera mikroemulsje, które zwiększają jej lepkość. Ultradźwięki mogą być stosowane do rozbijania tych mikroemulsji, co prowadzi do zmniejszenia lepkości ropy. Ultradźwięki mogą być również skuteczne w rozbijaniu struktur parafinowych obecnych w ropie naftowej. Parafina jest jednym z czynników wpływających na lepkość ropy, a ultradźwięki mogą pomóc w redukcji tych struktur. Zastosowanie ultradźwięków w redukcji lepkości ropy naftowej może zatem poprawić efektywność procesów wydobycia, transportu i przetwarzania ropy naftowej, co jest istotne w przemyśle naftowym.

Artykuł powstał na podstawie prac prowadzonych w ramach projektu pt. *Innowacyjna technologia monitoringu sejsmoakustycz-*

nego oraz sejsmostymulacji (M2S), nr POIR.01.01.01-00-0015/17-00. Projekt był współfinansowany z Funduszy Europejskich (EFRR) w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój. Przedstawione wyniki badań dotyczą badań przemysłowych oraz prac rozwojowych ww. projektu.

Literatura

- Bęben D., 2014. Ochrona rurociągów przed wytrącaniem się parafiny z ropy naftowej. *Nafta-Gaz*, 70(10): 684–689.
- Hua Q., 2020. Experimental Studies on Viscosity Reduction of Heavy Crude Oil by Ultrasonic Irradiation. *Acoustical Physics*, 66(5): 495–500. DOI: 10.1134/S1063771120005005X.
- Kowalska E., 2018. Pomiary gęstości. *Metrologia i Probiernictwo: Biuletyn Głównego Urzędu Miar*, 1(20): 20–24.
- Li X., Pu C., Chen X., Huang F., Zheng H., 2021. Study on frequency optimization and mechanism of ultrasonic waves assisting water flooding in low-permeability reservoirs. *Ultrasonics Sonochemistry*, 70, 105291. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2020.105291.
- Luo X., Gong H., He Z., Zhang P., He L., 2021. Recent advances in applications of power ultrasound for petroleum industry. *Ultrasonics Sonochemistry*, 70, 105337. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2020.105337.
- Luo X., Gong H., Yin H., He Z., He L., 2020. Optimization of acoustic parameters for ultrasonic separation of emulsions with different physical properties. *Ultrasonics Sonochemistry*, 68, 105221. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2020.105221.
- Lv S., Peng S., Zhang R., Guo W., Du W., Zhang J., Chen G., 2020. Viscosity reduction of heavy oil by ultrasonic. *Petroleum Chemistry*, 60(9): 998–1002. DOI: 10.1134/S0965544120090194.
- Mullakaev M.S., Volkova G.I., Gradov O.M., 2015. Effect of ultrasound on the viscosity-temperature properties of crude oils of various compositions. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 49(3): 287–296. DOI: 10.1134/S0040579515030094.
- Otumudia E., Hamidi H., Jadhawar P., Wu K., 2022. The Utilization of Ultrasound for Improving Oil Recovery and Formation Damage Remediation in Petroleum Reservoirs: Review of Most Recent Researches. *Energies*, 15: 4906. DOI: 10.3390/en15134906.
- Razavifar M., Qajar J., 2020. Experimental investigation of the ultrasonic wave effects on the viscosity and thermal behaviour of an asphaltenic crude oil. *Chemical Engineering & Processing: Process Intensification*, 153, 107964. DOI: 10.1016/j.cep.2020.107964.
- Sadatshojaie A., Wood D.A., Jokar S.M., Rahimpour M.R., 2021. Applying ultrasonic fields to separate water contained in medium-gravity crude oil emulsions and determining crude oil adhesion coefficients. *Ultrasonics Sonochemistry*, 70: 105303. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2020.105303.
- Tahmasebi-Boldaji R., Rajabi Kuyakhi H., Tahmasebi Boldaji N., Rajabzadeh M., Rashidi S., Torki M., Ghazanfari S., 2022. A comparative study of mathematical and ANFIS models to determine the effect of ultrasonic waves on the viscosity of crude oil. *Petroleum Science and Technology*, 40(2): 150–165. DOI: 10.1080/10916466.2021.1990320.
- Wang H., Tian L., Zhang K., Liu Z., Huang C., Jiang L., Chai X., 2021. How is ultrasonic-assisted CO₂ EOR to unlock oils from unconventional reservoirs? *Sustainability*, 13(18), 10010. DOI: 10.3390/su131810010.
- Xu X., Cao D., Liu J., Gao J., Wang X., 2019. Research on ultrasound-assisted demulsification/dehydration for crude oil. *Ultrasonics Sonochemistry*, 57(3): 185–192. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2019.05.024.
- Yi M., Huang J., Wang L., 2017. Research on crude oil demulsification using the combined method of ultrasound and

chemical demulsifier. *Journal of Chemistry*, 2017, 9147926.
DOI: 10.1155/2017/9147926.

Akty prawne i dokumenty normatywne

Norma PN EN ISO 3104: Przetwory naftowe – Ciecze przezroczyste i nieprzezroczyste – Oznaczanie lepkości kinematycznej i obliczanie lepkości dynamicznej.



Mgr Hanna BIESZCZAK
Kierownik laboratorium
POLMAX S.A. S.K.A.
ul. Poznańska 58
66-200 Świebodzin
E-mail: hanna.bieszczak@polmaxsa.pl



Lic. Sylwia SZPILMAN
Starszy specjalista ds. paliw
POLMAX S.A. S.K.A.
ul. Poznańska 58
66-200 Świebodzin
E-mail: laboratorium@polmaxsa.pl



Anna KOWALASZEK
Specjalista ds. administracji laboratoryjnej
POLMAX S.A. S.K.A.
ul. Poznańska 58
66-200 Świebodzin
E-mail: anna.kowalaszek@polmaxsa.pl



Dr Zbigniew HALAT
Kierownik B+R Projektu
POLMAX S.A. S.K.A.
ul. Poznańska 58
66-200 Świebodzin
E-mail: zbychu.h@interia.pl



Grażyna GRAMATYKA
Specjalista ds. paliw
POLMAX S.A. S.K.A.
ul. Poznańska 58
66-200 Świebodzin
E-mail: laboratorium@polmaxsa.pl

OFERTA BADAWCZA ZAKŁADU MIKROBIOLOGII

- badania procesów mikrobiologicznych w środowisku złożowym podziemnych magazynów gazu ziemnego (PMG);
- działania prewencyjne – zastosowanie biocydów, środków typu neutralizatory H₂S oraz inhibitorów bakterii redukujących siarczany (SRB), generowanie biogenego H₂S;
- bioremediacja gruntów skażonych związkami ropopochodnymi;
- biodegradacja związków polimerowych wchodzących w skład płynów wiertniczych;
- mikrobiologiczne technologie stymulacji eksploatacji złóż węglowodorów;
- mikrobiologiczne metody poszukiwawcze: metodą powierzchniową oraz mikrobiologicznego profilowania odwiertów;
- badania testowe preparatów antybakteryjnych (biocydów);
- badania bakteriologiczne wody pitnej;
- analizy mikrobiologiczne wód termalnych.



Kierownik: dr Piotr Kapusta Adres: ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
Telefon: 12 617 76 90 Faks: 12 430 38 85 E-mail: piotr.kapusta@inig.pl

 INSTYTUT NAFTY I GAZU
– Państwowy Instytut Badawczy