

Wpływ ultradźwięków na zwiększanie porowatości efektywnej skał

The effect of ultrasound on the increase in effective porosity of rocks

Hanna Bieszczak, Zbigniew Halat, Anna Kowalaszek, Sylwia Szpilman

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. Porowatość jest kluczowa w wydobywaniu ropy naftowej, ponieważ określa zdolność skały do magazynowania i transportu węglowodorów. W połączeniu z przepuszczalnością wpływa na przepływ ropy w kierunku odwiertu, co decyduje o efektywności wydobywania. Zrozumienie porowatości skał pozwala na ocenę zasobów złoża oraz dobór technologii zwiększających wydajność, takich jak szczelinowanie czy działanie ultradźwięków. Bazując na otrzymanych wynikach badań, zaprezentowano wpływ ultradźwięków na porowatość efektywną skał, a także omówiono podstawowe zagadnienia związane z porowatością oraz jej znaczenie w procesie wydobywania ropy naftowej. W trakcie badań prowadzono eksperymenty, w których rdzeń skalny poddawany był działaniu ultradźwięków o stałej gęstości mocy akustycznej, wynoszącej 12 W/cm². Badania porowatości prowadzono przed działaniem i po działaniu ultradźwięków. Łącznie przebadano 4 rdzenie skalne. Każdy z nich był kilkakrotnie poddawany działaniu ultradźwięków. Wyniki wykazały istotne różnice – porowatość skał znacząco wzrosła po zastosowaniu ultradźwięków. Jednak kilkakrotne traktowanie skały ultradźwiękami doprowadziło do zniszczenia materiału skalnego, co objawiało się pękaniem skały. Wzrost porowatości był efektywny przez około 3 minuty działania ultradźwięków. Po tym czasie dochodziło do przekroczenia granicy wytrzymałości skały, co skutkowało pęknięciem rdzeni. Optymalny czas ekspozycji na ultradźwięki to zatem maksymalnie 3 minuty, umożliwia on maksymalizację porowatości bez ryzyka uszkodzenia struktury skały. Przeprowadzone badania potwierdziły, że ultradźwięki mogą skutecznie zwiększać porowatość skał, co może prowadzić do zwiększenia efektywności wydobywania ropy naftowej. Technologia ta, pod warunkiem dysponowania odpowiednimi urządzeniami, może być stosowana jako alternatywa lub uzupełnienie tradycyjnych metod zwiększania porowatości.

Słowa kluczowe: ropa naftowa, fale ultradźwiękowe, badania laboratoryjne, porowatość efektywna.

ABSTRACT: This article presents the results of research conducted as part of the project titled *Innovative Seismoacoustic Monitoring and Seismostimulation Technology (M2S)*, no. POIR.01.01.01-00-0015/17-00. Porosity is a critical factor in oil extraction, as it determines the rock's ability to store and transport hydrocarbons. In combination with permeability, it affects the flow of oil toward the well, ultimately determining extraction efficiency. Understanding rock porosity allows for the assessment of reservoir resources and the selection of technologies that enhance productivity, such as fracturing or the use of ultrasound. Based on the obtained research results, this study presents the impact of ultrasound on the effective porosity of rocks and discusses fundamental aspects related to porosity and its significance in the oil extraction process. During the experiments, rock cores were exposed to ultrasound at a constant acoustic power density of 12 W/cm². Porosity measurements were conducted both before and after ultrasound exposure. A total of four rock cores were examined, each subjected to multiple ultrasound treatments. The results showed significant differences – rock porosity increased considerably after the application of ultrasound. However, repeated exposure to ultrasound led to the degradation of the rock material, manifested by fracturing. The increase in porosity was effective until the exposure time exceeded approximately three minutes. Beyond this point, the rock's strength threshold was surpassed, resulting in core fractures. Therefore, the optimal ultrasound exposure time is a maximum of three minutes, allowing for the maximization of porosity without the risk of structural damage to the rock. The conducted research confirmed that ultrasound can effectively enhance rock porosity, potentially leading to increased oil extraction efficiency. Provided that the appropriate equipment is available, this technology may serve as an alternative or complement to traditional methods of increasing porosity.

Key words: crude oil, ultrasonic waves, laboratory studies, effective porosity.

Wstęp

Porowatość jest kluczowym parametrem w kontekście wydobycia ropy naftowej. Wysoka porowatość oznacza większą objętość dostępnych porów, co zwiększa ilość ropy, która może być magazynowana w skale (Drabina, 2017). Jest to miara ilości pustych przestrzeni w skale, wyrażana jako procent objętości całkowitej skały, którą zajmują pory. Może wynosić od 0% (skały bez porów) do 30–40% (bardzo porowate skały). Pory mogą być wypełnione płynami, takimi jak woda, ropa naftowa czy gaz ziemny. Ze względu na funkcję w przepływie płynów wyróżniamy porowatość efektywną (otwartą) i całkowitą (ogólną). Porowatość efektywna umożliwiająca przepływ płynów, obejmuje tylko połączone pory otwarte, a porowatość całkowita obejmuje wszystkie pory (zarówno otwarte, jak i zamknięte), co daje pełniejszy obraz właściwości skały, ale niekoniecznie wpływa na przepuszczalność (Jarzyna i in., 2018).

Porowatość można mierzyć za pomocą różnych metod laboratoryjnych (m.in. Lin i in., 2015). Jedną z klasycznych metod pomiaru porowatości skał jest metoda nasycania płynem. Polega ona na nasycaniu dokładnie oczyszczonej i wysuszonej próbki skały płynem (np. wodą, olejem lub innym cieczą), a następnie na pomiarze objętości płynu, który wniknął w pory skały. Porowatość jest obliczana na podstawie różnicy masy próbki przed nasyceniem i po nim oraz znanej gęstości płynu. Na początku próbka jest ważona na precyzyjnej wadze, aby określić jej suchą masę. Następnie umieszcza się ją w pojemniku z płynem. Aby przyspieszyć nasycenie i zapewnić pełne wypełnienie porów płynem, proces nasycania często przeprowadza się pod zmniejszonym ciśnieniem (w próżni), co pozwala na usunięcie powietrza z porów. Po nasyceniu próbka jest ponownie ważona, aby określić jej masę wraz z płynem w porach. Następnie przeprowadza się odpowiednie obliczenia, aby ustalić porowatość skały.

Istnieją również inne techniki pomiaru porowatości, do których należy m.in. metoda helowego porozymetru. W metodzie tej próbka skały jest umieszczana w komorze, do której wprowadzany jest hel pod ciśnieniem. Mierząc różnice w ciśnieniu i objętości gazu, można obliczyć porowatość. Hel jest używany ze względu na małą wielkość jego cząsteczek, co pozwala na dokładne penetrowanie porów. W kolejnej metodzie wykorzystuje się rtęć. Jest to metoda porozymetrii rtęciowej, w której próbka skały umieszczana jest w komorze, do której wprowadzana jest rtęć (Turturro i in., 2022). Ciśnienie potrzebne do wprowadzenia rtęci do porów jest mierzone, co pozwala na określenie porowatości i rozkładu wielkości porów. Istnieje również metoda, w której pomiar wykonywany jest na podstawie wagi – tzw. metoda Archimidesa. Jest to klasyczna technika oparta na prawie Archimidesa. Próbka skały jest ważona w powietrzu i w wodzie, co pozwala na określenie jej

objętości i porowatości. Charakteryzuje ją mniejsza dokładność w przypadku próbek o niskiej porowatości lub zawierających bardzo małe pory (Rzonca, 2014). Inną techniką oceny porowatości skał jest tomografia komputerowa (CT). Próbka jest skanowana przy użyciu promieniowania rentgenowskiego, co pozwala na uzyskanie obrazów przekrojowych i na rekonstrukcję trójwymiarowej struktury porów (Dohnalik i in., 2010). Wykorzystanie wspomnianych powyżej metod wymaga próbek skalnych (rdzeni wiertniczych, prób okruchowych lub kawałków niezwiędniętej skały pobranych w terenie).

Porowatość w warunkach *in situ* można także określić na podstawie profilowań geofizyki wiertniczej, np. profilowania neutronowego lub akustycznego (Jarzyna i in., 1999). Profilowania neutronowe różnego typu opierają się na oddziaływaniu neutronów z jądrami atomów pierwiastków budujących minerały i skały oraz media złożowe wypełniające przestrzeń porową. Przy zderzeniu neutronu z jądrem wodoru następuje największa strata energii. Dlatego pomiar spowolnionych neutronów (nadtermicznych i termicznych) oraz kwantów gamma emitowanych podczas pochłaniania przez atomy neutronów termicznych dostarcza informacji o zawartości wodoru w skale, w porach wypełnionych wodą lub węglowodorami, a także w postaci np. grup OH w minerałach ilastych. Profilowanie akustyczne oparte jest na pomiarze prędkości fal sprężystych przechodzących przez skałę. Fale są generowane i rejestrowane przez sondy w odwiertach. Prędkość fal jest zależna od składu mineralnego, zatem od gęstości i porowatości skały.

Wybór metody pomiaru porowatości skał zależy od rodzaju skały i specyficznych warunków geologicznych, dostępności sprzętu, wymaganej dokładności oraz warunków technicznych. Metody laboratoryjne oferują wysoką dokładność i możliwość szczegółowej analizy, ale są bardziej czasochłonne i kosztowne oraz dają wynik punktowy, ściśle związany z badaną próbką skalną. Metody polowe, czyli profilowania geofizyki otworowej, neutronowe, akustyczne czy inne, pozwalają na szybkie, ciągle wzdłuż profilu otworu i efektywne pomiary bezpośrednio w odwiertach, co jest szczególnie przydatne w pracach poszukiwawczych czy eksploatacyjnych naftowych i gazowych. Istnieje kilka metod zwiększania porowatości skał:

- szczelinowanie hydrauliczne (ang. *fracking*): wprowadzenie płynów pod wysokim ciśnieniem, które tworzą szczeliny w skale (Lubaś i in., 2012; Wojnarowski i in., 2015; Moska, 2016);
- kwasowanie: wprowadzenie kwasów, które rozpuszczają część skały, zwiększając porowatość (Czupski i Kasza, 2017; Krogulec i in., 2018);
- zastosowanie ultradźwięków: generowanie fal ultradźwiękowych, które powodują mikroskopijne wibracje w skale, prowadzące do zwiększenia liczby mikroszczelin oraz otwierania istniejących porów (Ghamartale i in., 2019).

Metodyka badawcza

W ramach dwóch etapów projektu, tj. badań przemysłowych oraz prac rozwojowych, prowadzono badania wpływu zastosowanych ultradźwięków na zwiększenie porowatości efektywnej skał w warunkach laboratoryjnych. Wykonywano porównawcze badania rdzeni skalnych przed oddziaływaniem i po oddziaływaniu na nie ultradźwiękami o gęstości mocy akustycznej 12 W/cm^2 . Pracowano w odtwarzalnych warunkach, w następującym cyklu:

- określenie współczynnika porowatości efektywnej rdzenia skalnego metodą nasycania płynem;
- czyszczenie i suszenie rdzenia skalnego;
- działanie na rdzeń skalny ultradźwiękami;
- określenie współczynnika porowatości efektywnej rdzenia skalnego metodą nasycania płynem;
- czyszczenie i suszenie rdzenia skalnego do dalszych eksperymentów;
- porównanie wartości porowatości efektywnej rdzenia skalnego przed działaniem i po działaniu na niego ultradźwiękami.

Działanie ultradźwiękami na rdzeń

Działanie ultradźwiękami na rdzeń wykonywano w opracowanym w firmie POLMAX S.A. S.K.A. symulatorze rozkładu faz (Bieszczak i in., 2024). 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 1).

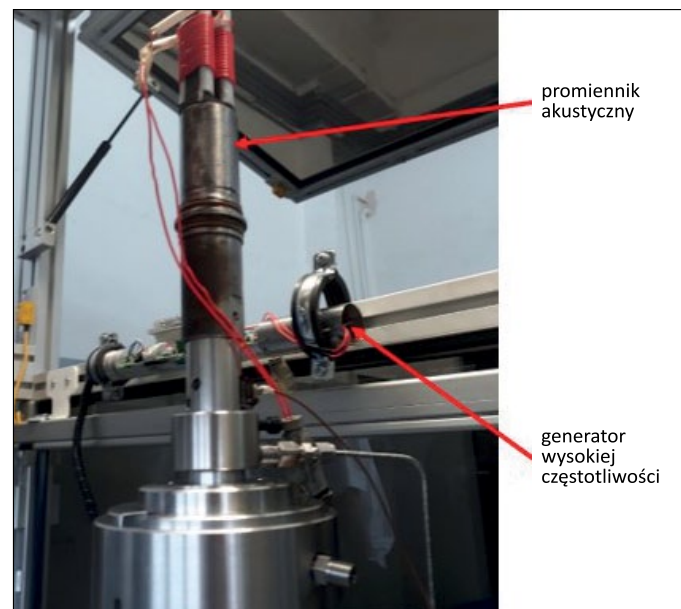
Wcześniej przygotowany rdzeń o średnicy 30 mm i długości 50 mm umieszczano w gumowym rękawie znajdującym się wewnątrz komory wysokiego ciśnienia symulatora rozkładu faz. Następnie ostrożnie wsuwano górne tłoczysko styku z rdzeniem tak, aby możliwe było umocowanie go w metalowej objemce.



Rysunek 1. Widok komory wysokiego ciśnienia, rdzenia i trzpieni przed montażem i usadowieniem rdzenia w komorze

Figure 1. View of the high-pressure chamber, core, and pins before assembly and seating of the core in the chamber

Po złożeniu komory z tłoczyskami mocowano ją na stole stanowiska. Mocowanie komory do stanowiska wykonywano za pomocą dwóch półokrągłych obręczy mocujących. Promiennik akustyczny połączony był z górnym tłoczyskiem za pomocą sworznia (rysunek 2.)



Rysunek 2. Promiennik akustyczny i generator zamontowane w symulatorze rozkładu faz

Figure 2. Acoustic radiator and generator mounted in the phase distribution simulator

Rdzeń był poddawany działaniu ultradźwięków o stałej gęstości mocy akustycznej wynoszącej 12 W/cm^2 . Operowano jedynie czasem oddziaływania, stopniowo zwiększając czas ekspozycji na falę dźwiękową. Przeprowadzono etapowe oddziaływanie ultradźwiękami na rdzeń skalny, stosując 30-sekundowe cykle. Po każdej ekspozycji rdzeń był dokładnie czyszczony i sprawdzano jego porowatość. Proces ten powtarzano, zwiększając całkowity czas ekspozycji o kolejne 30 sekund (do wartości 1 min, 1,5 min, 2 min, 2,5 min, 3 min, 3,5 min), aż porowatość przestała wykazywać zauważalne zmiany lub doszło do pęknięcia rdzenia.

Określanie współczynnika porowatości efektywnej

W celu określenia współczynnika porowatości efektywnej zastosowano klasyczną technikę nasycania cieczą. Istota metody polegała na określeniu objętości pustej przestrzeni próbki (na podstawie różnicy mas próbki suchej i nasyconej cieczą), jej zewnętrznej objętości (na podstawie różnicy mas nasyconej cieczą próbki w powietrzu i w cieczy nasycającej) i obliczeniu współczynnika porowatości poprzez podzielenie pierwszej objętości przez drugą. Do badania stosowano wykonany w laboratorium firmy POLMAX S.A. S.K.A. zestaw do nasycania próbek (rysunek 3).



Rysunek 3. Zestaw do nasycania próbek: 1 – oddzielnik do zapobiegania przedostawaniu się cieczy do pompy próżniowej; 2 – zbiornik cieczy nasycającej; 3 – naczynie do nasycania próbek cieczą; 4 – pompa próżniowa; 5 – zawór odcinający; 6 – zawór odcinający do pompy próżniowej i do napełniania układu powietrzem atmosferycznym; 7 – zawór trójdrożny

Figure 3. Sample saturation set: 1 – separator to prevent liquid from entering the vacuum pump; 2 – tank for saturating liquid; 3 – vessel for saturating samples with liquid; 4 – vacuum pump; 5 – shut-off valve; 6 – shut-off valve for the vacuum pump and for filling the system with atmospheric air; 7 – three-way valve

Konstrukcja zestawu zapewniła możliwość: oddzielnego odpowietrzania suchych próbek i cieczy nasycającej; regulowanego podawania odpowietrzonej cieczy na dno zbiornika z próbkami w celu napełniania go od dołu do góry; jednoczesnego nasycania kilku próbek; kontroli wzrokowej próbek i cieczy podczas odpowietrzania i napełniania zbiornika z próbkami; powolnego doprowadzenia ciśnienia w zestawie do atmosferycznego w przypadku wyłączonej pompy próżniowej. Jako ciecz roboczą stosowano modelową wodę złożową (solankę). Użyta ciecz

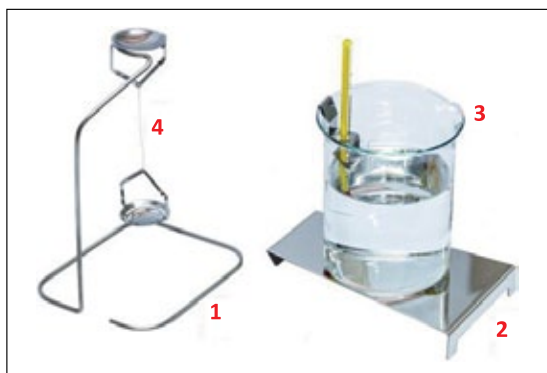
nasycania kapilarnego. Poziom cieczy podnoszono do wysokości nie niższej niż 1,0 cm nad powierzchnią próbek. Po tym procesie ponownie odpowietrzano zalane próbki (do zaprzestania intensywnego wydzielania pęcherzyków gazu). Na koniec wyłączano pompę próżniową i usuwano próżnię z układu, powoli otwierając zawór 6. Próbkę rdzeni pozostawiano w cieczy w celu dodatkowego nasycenia przy ciśnieniu atmosferycznym. Czas odpowietrzania i dodatkowego nasycenia próbek dobierany był zgodnie z tabelą 1.

Tabela 1. Warunki nasycania próbek w celu określenia współczynnika porowatości

Table 1. Conditions for saturating samples to determine the porosity index

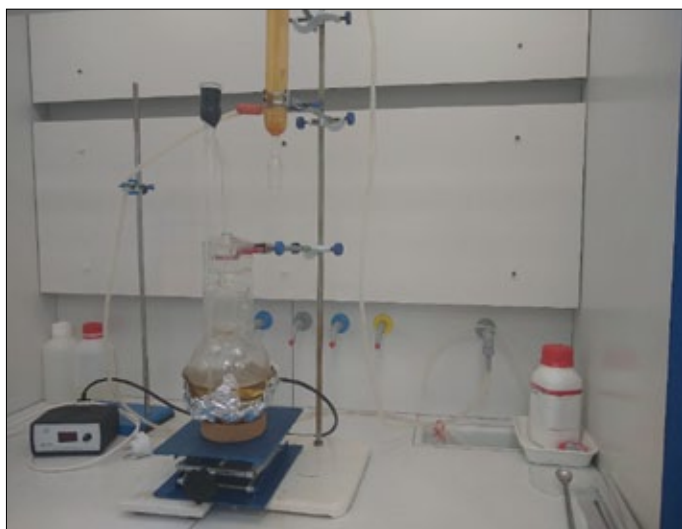
Masa próbki [g]	Przepuszczalność [μm^2]	Czas [h]			
		odpowietrzania próbek	nasycania kapilarnego w warunkach próżni	do nasycenia	
				przy ciśnieniu atmosferycznym	pod ciśnieniem
20–60	10^{-2}	2	0,2	10	0,5
	10^{-3} – 10^{-2}	3	0,5	24	1,0
	10^{-4} – 10^{-3}	4	0,5	48	1,5
	10^{-4}	5	1,0	72	2,0
300–800	10^{-2}	3	0,5	24–48	1,0
	10^{-3} – 10^{-2}	4	1,0	48–72	2,0
	10^{-4} – 10^{-3}	5	2,0	72–96	3,0
	10^{-4}	8	2,0	96–192	4,0

Po zakończeniu procesu nasycaenia próbki ważono hydrostatycznie (rysunek 4). W tym celu nad wagą umieszczano mostek (2), na którym stawiana była zlewka (3) z odpowiednią cieczą roboczą, którą nasycone były próbki. Nasyconą próbkę umieszczano w koszyczku z cienkiego drutu (4), który podwieszany był do pałaka zestawu (1). Określano masę próbki umieszczonej w cieczy z zawieszeniem ($M_2 + a$). Po zakończeniu hydrostatycznego ważenia próbki określano masę hydrostatyczną zawieszki – a . Po zakończeniu hydrostatycznego ważenia dokonywano ważenia nasyconych próbek w powietrzu (M_3).



Rysunek 4. Zestaw do ważenia hydrostatycznego (objaśnienia w tekście)

Figure 4. Hydrostatic weighing kit (explanations in the text)



Rysunek 5. Aparat służący do oczyszczania próbek z cieczy nasączającej

Figure 5. Equipment for cleaning samples from liquids

Współczynnik porowatości (K_p) wyrażony w procentach obliczano zgodnie ze wzorem (1):

$$K_p = \frac{M_3 - M_1}{M_3 - M_2} \times 100 \quad (1)$$

gdzie:

M_1 – masa suchej próbki skały [g],

M_2 – masa nasyconej cieczą próbki skały w cieczy nasączającej [g],

M_3 – masa nasyconej cieczą próbki skały w powietrzu [g].

Nasączone próbki oczyszczano z cieczy nasączającej za pomocą aparatu działającego na zasadzie ekstrakcji (rysunek 5).

Wyniki badań

Badania wykazały wyraźny wpływ działania ultradźwięków na porowatość badanych rdzeni skalnych, mimo że próbki różniły się wyjściową porowatością (tabela 2). Różnice te były istotne, ponieważ każda z próbek reagowała na ultradźwięki w sposób charakterystyczny, co wpłynęło na dynamikę wzrostu porowatości i na ostateczną wytrzymałość strukturalną rdzeni.

W każdym z badanych rdzeni zaobserwowano wyraźny wzrost porowatości już po pierwszej ekspozycji na ultradźwięki (0,5 min). Porowatość rdzeni zwiększała się z czasem oddziaływania ultradźwięków, co sugeruje, że fale ultradźwiękowe skutecznie modyfikują strukturę skały, rozluźniają jej mikrostrukturę. Ten efekt zwiększenia porowatości w początkowych etapach potwierdza hipotezę, że ultradźwięki mogą służyć jako skuteczna metoda poprawy przepuszczalności skał.

Analizując wzrost porowatości w kolejnych etapach, można zauważyć pewne różnice w tempie przyrostu dla każdego z rdzeni (rysunek 6):

- Rdzeń 1: Porowatość wzrosła z początkowych 9,19% do 10,33% przy czasie ekspozycji 2,5 minuty, co stanowi wzrost o około 12,4%. Po 3 minutach nastąpiło uszkodzenie strukturalne rdzenia.
- Rdzeń 2: Nastąpił wzrost porowatości z 8,12% do 9,39% (około 15,6% wzrostu względem wartości początkowej) przy czasie ekspozycji 3 minuty. Rdzeń ten jako jedyny wytrzymał dodatkowy czas ekspozycji do 3,5 minuty, po czym również uległ uszkodzeniu.
- Rdzeń 3: Nastąpił wzrost porowatości z 10,44% do 11,42% po 2,5 minuty, co daje wzrost o około 9,4%. Po 3 minutach doszło do uszkodzenia rdzenia.
- Rdzeń 4: Porowatość zwiększyła się z 7,44% do 8,27% (około 11,2% wzrostu) po 2,5 minuty ekspozycji. Rdzeń uległ uszkodzeniu po 3 minutach działania ultradźwięków.

W miarę zwiększania czasu ekspozycji obserwowano malejące tempo wzrostu porowatości dla wszystkich rdzeni. Największe zmiany występowały na początku, a przyrosty stawały się mniejsze wraz z wydłużaniem czasu ekspozycji, co sugeruje, że skały zbliżają się do pewnego poziomu maksymalnej porowatości, po którym dalsze oddziaływanie ultradźwięków przestaje przynosić znaczące efekty.

Tabela 2. Zestawienie wyników zmian porowatości badanych próbek rdzeniowych

Table 2. Summary of results of porosity changes in the tested core samples

Czas ekspozycji [min]	Porowatość [%]			
	Rdzeń 1	Rdzeń 2	Rdzeń 3	Rdzeń 4
porowatość początkowa	9,19	8,12	10,44	7,44
0,5	9,68	8,28	10,63	7,75
1,0	9,83	8,91	10,79	7,83
1,5	9,90	9,15	10,96	8,15
2,0	10,24	9,17	11,30	8,2
2,5	10,33	9,31	11,42	8,27
3,0	uszkodzenie rdzenia	9,39	uszkodzenie rdzenia	uszkodzenie rdzenia
3,5	–	uszkodzenie rdzenia	–	–

Każdy rdzeń charakteryzował się inną wyjściową porowatością (od 7,44% do 10,44%), co wpływało na reakcję na ultradźwięki. Rdzenie o niższej porowatości początkowej (np. rdzeń 4) wykazywały zauważalny, choć wolniejszy wzrost porowatości w początkowych etapach ekspozycji. Z kolei próbki o wyższej wyjściowej porowatości (rdzeń 3) reagowały szybciej i osiągały wyższe poziomy porowatości przy krótszym czasie oddziaływania.

W przypadku rdzeni 1, 3 i 4 czas ekspozycji powyżej 3 minut prowadził do ich uszkodzenia, co sugeruje, że fale ultradźwiękowe przekroczyły granicę wytrzymałości skały. Warto zauważyć, że uszkodzenie rdzenia 2 nastąpiło dopiero

po 3,5 minuty. Może to świadczyć o zróżnicowanym składzie mineralnym i niejednorodności wewnętrznej struktury badanych próbek skalnych, co wpływa na ich różne poziomy odporności na działanie ultradźwięków.

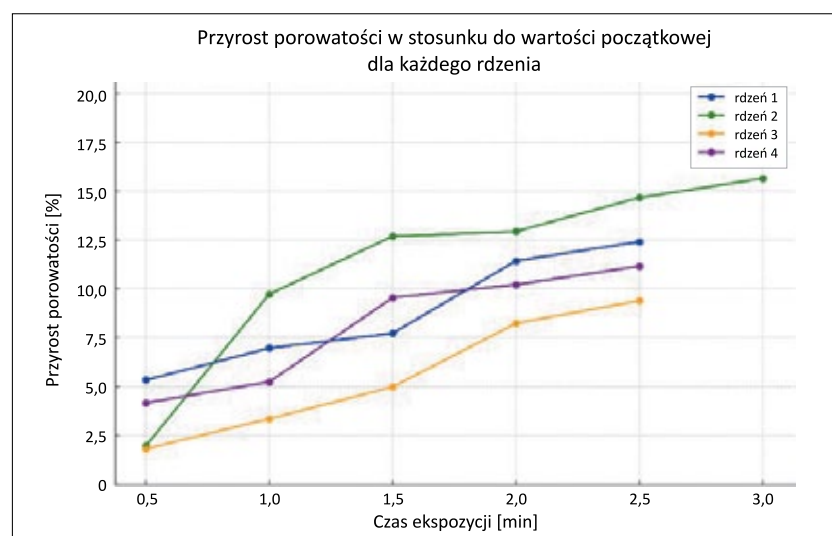
Na podstawie wyników można uznać, że optymalny czas ekspozycji skał na ultradźwięki wynosi około 2,5–3 minuty, co pozwala na maksymalne zwiększenie porowatości przy jednoczesnym zachowaniu integralności materiału. Wydłużenie tego czasu prowadzi co prawda do dalszych, choć minimalnych, zmian w porowatości (jak widać na przykładzie rdzenia 2), jednak ryzyko uszkodzeń strukturalnych sprawia, że czas ten może być nieopłacalny w większości zastosowań praktycznych.

Mimo że wszystkie rdzenie wykazywały zbliżone reakcje na ultradźwięki, pewne różnice – szczególnie w wytrzymałości na długotrwałe oddziaływanie – mogą wynikać z różnic w ich składzie mineralnym, w teksturze lub z obecności naturalnych mikrospeków, które mogą zwiększać podatność skały na uszkodzenia. Rdzeń 2 wykazał większą odporność na długotrwałe działanie ultradźwięków, co może wynikać z niejednorodności wewnętrznej struktury badanych próbek. Rdzenie o wyższej porowatości początkowej, jak rdzeń 3, były bardziej podatne na uszkodzenia, co sugeruje, że skały o większej porowatości początkowej mogą szybciej osiągać granicę wytrzymałości strukturalnej.

Uzyskane wyniki wskazują, że ultradźwięki są skutecznym narzędziem do zwiększania porowatości skał, jednak wymagają precyzyjnego dostosowania czasu działania, uwzględniającego początkowe właściwości próbek. Rekomendowany czas ekspozycji wynosi 2,5–3 minuty, co maksymalizuje porowatość przy minimalnym ryzyku uszkodzeń. Różnice w reakcjach rdzeni na ultradźwięki sugerują, że skały o niższej początkowej porowatości mogą lepiej wytrzymać dłuższe działanie, podczas gdy próbki o większej porowatości wymagają ostrożniejszego podejścia.

Podsumowanie

Porowatość skał jest jednym z kluczowych parametrów wpływających na efektywność wydobycia ropy naftowej. Odpowiednie zrozumienie i zarządzanie porowatością oraz powiązanimi właściwościami skał, takimi jak przepuszczalność, pozwala na optymalizację procesów wydobywczych i maksymalizację zysków w procesie wydobycia ropy naftowej. Ultradźwięki o stałej gęstości mocy akustycznej wynoszącej 12 W/cm² mają wyraźny wpływ na porowatość skał. Badania wykazały, że im dłuższy czas ekspozycji



Rysunek 6. Zmiany porowatości próbek rdzeniowych w zależności od czasu ekspozycji na ultradźwięki

Figure 6. Changes in porosity of core samples as a function of ultrasound exposure time

na fale ultradźwiękowe, tym większa porowatość rdzeni skalnych. Zwiększanie porowatości wskazuje na skuteczne oddziaływanie ultradźwięków w rozluźnianiu i modyfikowaniu mikrostruktury skał. Wzrost porowatości był efektywny do momentu przekroczenia czasu działania ultradźwięków wynoszącego około 3 minut. Po tym czasie dochodziło do przekroczenia granicy wytrzymałości skały, co skutkowało pęknięciem rdzeni. Optymalny czas ekspozycji na ultradźwięki to zatem maksymalnie 3 minuty, co umożliwia maksymalizację porowatości bez ryzyka uszkodzenia struktury skały. Dłuższa ekspozycja na ultradźwięki prowadzi do fizycznych uszkodzeń struktury skał, co ogranicza użyteczność tej metody w przypadkach, gdy wymagane jest zachowanie integralności mechanicznej skał. Przekroczenie bezpiecznego limitu czasowego skutkowało pękaniem rdzeni, co wskazuje na potrzebę precyzyjnego dostosowania czasu działania ultradźwięków w zastosowaniach przemysłowych i naukowych.

Uzyskane wyniki potwierdzają skuteczność ultradźwięków w zwiększaniu porowatości skał, równocześnie wskazując na ograniczenia czasowe dla zachowania struktury rdzenia.

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

- Bieszczał H., Halat Z., Szpilman S., Kowalaszek A., Gramatyka G., 2024. Wpływ ultradźwięków na parametry cieczy węglowodorowych. *Nafta-Gaz*, 80(6): 335–342. DOI: 10.18668/NG.2024.06.02.
- Czupski M., Kasza P., 2017. Zabiegi kwasowania w stymulacji wydobywania z odwiertów – projektowanie oparte na badaniach laboratoryjnych. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu*, 218: 1–142. DOI: DOI: 10.18668/PN2017.218.
- Dohnalik M., Zalewska J., Kut Ł., Kaczmarczyk, J., 2010. Badanie 3D struktury przestrzeni porowej cementów metodą mikrotomografii

rentgenowskiej (micro-CT). *Górnictwo i Geoinżynieria*, 34(4): 157–165.

- Drabina A., 2017. Metody wyznaczenia porowatości ogólnej na podstawie profilowań geofizyki otworowej w utworach klastycznych i węglanowych. *Prace Instytutu Mechaniki Górotworu PAN*, 2: 13–24.
- Ghamartale A., Escrochi M., Riaz M., Faghieh A., 2019. Experimental investigation of ultrasonic treatment effectiveness on pore structure. *Ultrasonic Sonochemistry*, 51: 305–314. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2018.10.002.
- Jarzyna J., Bała M., Zorski T., 1999. Metody geofizyki otworowej: pomiary i interpretacja. *AGH Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne*.
- Jarzyna J., Puskarczyk E., Ogórek E., Motyka J., 2018. Wyznaczanie porowatości ogólnej i parametrów szkieletowych utworów węglanowych na podstawie pomiarów prędkości fal sprężystych i gęstości. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 473: 13–26. DOI: 10.5604/01.3001.0012.7707.
- Krogulec E., Sawicka K., Zabłocki S., 2018. Przegląd metod intensyfikacji wydobywania kopalin i uwarunkowań zwiększenia chłonności odwiertów. *Górnictwo Odkrywkowe*, 59(2): 57–62.
- Lin W., Tadaï O., Takahashi M., Sato D., Hirose T., Tanikawa W., Hatakeda K., 2015. An experimental study on measurement methods of bulk density and porosity of rock samples. *Journal of Geoscience and Environment Protection*, 3(5): 72–79. DOI: 10.4236/gep.2015.35009.
- Lubaś J., Szott W., Dziadkiewicz M., 2012. Analiza możliwości zwiększenia stopnia szczyrpania zasobów złóż ropy naftowej w Polsce. *Nafta-Gaz*, 68(8): 481–489.
- Moska R., 2016. Metody geofizyki otworowej i ich wykorzystanie w projektowaniu i przygotowaniu technologii zabiegów hydraulicznego szczelinowania. *Nafta-Gaz*, 72(1): 23–32. DOI: 10.18668/NG2016.01.03.
- Rzonca B., 2014. Właściwości zbiornikowe przestrzeni porowej mezozoicznych skał węglanowych północno-wschodniego obrzeżenia Gór Świętokrzyskich. *Instytut Geografii i Gospodarki Przestrzennej Uniwersytetu Jagiellońskiego w Krakowie*.
- Turturro A.C., Caputo M.C., Gerke H.H., 2022. Mercury intrusion porosimetry and centrifuge methods for extended-range retention curves of soil and porous rock samples. *Vadose Zone Journal*, 21(1): e20176. DOI: 10.1002/vzj2.20176.
- Wojnarowski P., Stopa J., Janiga D., Kosowski P., 2015. Możliwości zwiększenia wydobywania ropy naftowej w Polsce z zastosowaniem zaawansowanych technologii. *Polityka Energetyczna*, 18(4): 19–28.



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



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