

# Wydzielanie petrofacji na podstawie wyników analiz NMR dla skał z różnych basenów sedymentacyjnych

## Rock-typing based on NMR analysis results for rocks from various sedimentary basins

Urszula Zagórska, Kamil Hebda, Joanna Mglej

*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

**STRESZCZENIE:** Istotnym zadaniem w celu opracowania modelu złoża i szacowania jego zasobów jest wyznaczenie petrofacji skał zdeponowanych w danym basenie sedymentacyjnym. Celem pracy było zidentyfikowanie petrofacji (ang. *rock-typing*) na podstawie wyników analiz magnetycznego rezonansu jądrowego (NMR). Do badań dobrano skały reprezentujące utwory czerwonego spągowca i miocenu zapadliska przedkarpackiego. Petrofacje wydzielono na podstawie specjalistycznych analiz NMR pozwalających na prawidłowe wyznaczenie porowatości dynamicznej, efektywnej i nasycenia wodą nieredukowalną. Zastosowano metodę analizy skupień z wykorzystaniem algorytmu *k*-średnich. Dla każdego z basenów sedymentacyjnych wydzielono po cztery petrofacje o zróżnicowanych właściwościach zbiornikowych. W przypadku skał konwencjonalnych czerwonego spągowca wykorzystano takie parametry jak porowatość całkowita ( $K_{pNMR}$ ), porowatość efektywna ( $K_{pef}$ ), porowatość dynamiczna ( $K_{p3}$ ), nasycenie wodą nieredukowalną w porowatości całkowitej ( $S_{wnr} K_{pNMR}$ ), a także przepuszczalność absolutna. Kluczowe parametry najlepiej różnicujące petrofacje to porowatość dynamiczna i nasycenie wodą nieredukowalną. Natomiast skały miocenne podzielono w oparciu o zawartość wody w minerałach ilastych ( $K_{p1}$ ), zawartość wody w porach  $<0,03 \mu m$  ( $K_p < 0,03$ ), zawartość wody w porach  $>0,03 \mu m$  ( $K_p > 0,03$ ), nasycenie wodą nieredukowalną związane z iłami ( $S_{wnr\_il}$ ) oraz nasycenie wodą nieredukowalną w porach  $<0,03 \mu m$  ( $S_{wnr} < 0,03$ ). Najistotniejsze w wydzieleniu petrofacji okazały się nasycenie wodą nieredukowalną w porach  $<0,03 \mu m$  oraz zawartość wody w porach  $>0,03 \mu m$ . Petrofacje wydzielone w obu basenach sedymentacyjnych są zgodne z typami litologicznymi uzyskanymi na podstawie obserwacji makroskopowych i badań mineralogicznych. Do petrofacji o najkorzystniejszych parametrach (RT1) należą piaskowce średnioziarniste zarówno czerwonego spągowca, jak i miocenu. Najłabszymi parametrami (petrofacja RT4) cechują się zlepieńce czerwonego spągowca oraz mułowce miocenne. Autorzy wykazali, że wyniki uzyskane metodą NMR dobrze charakteryzują najważniejsze dla eksploatacji węglowodorów parametry przestrzeni porowej skał i mogą być podstawą wydzielenia petrofacji dla skał o różnych właściwościach zbiornikowych.

**Słowa kluczowe:** jądrowy rezonans magnetyczny (NMR), petrofacje, algorytm *k*-średnich, analiza skupień, czerwony spągowiec, miocen zapadliska przedkarpackiego.

**ABSTRACT:** Rock-typing is essential for developing reservoir models, estimating resources, and performing multi-well correlations. The aim of this study was to perform rock-typing based on the results of nuclear magnetic resonance analyses (NMR). Rocks representing two different reservoirs, the Rotliegend and the Miocene of the Carpathian Foredeep, were selected for the study. Petrofacies were assigned based on specialised NMR analyses, allowing for the correct determination of dynamic and effective porosity and irreducible water saturation. Cluster analysis was performed using the *k*-means algorithm. Four petrofacies with different reservoir properties were distinguished for each of the sedimentary basins. The parameters of total porosity ( $K_{pNMR}$ ), effective porosity ( $K_{pef}$ ), dynamic porosity ( $K_{p3}$ ), irreducible water saturation in total porosity ( $S_{wnr} K_{pNMR}$ ), and absolute permeability were used for conventional Rotliegend rocks. Dynamic porosity and irreducible water saturation were the key parameters that best differentiated petrofacies. Miocene rocks were grouped based on the clay bound water ( $K_{p1}$ ), the water content in pores  $<0.03 \mu m$  ( $K_p < 0.03$ ), the water content in pores  $>0.03 \mu m$  ( $K_p > 0.03$ ), irreducible water saturation associated with clays ( $S_{wnr\_il}$ ), irreducible water saturation in pores  $<0.03 \mu m$  ( $S_{wnr} < 0.03$ ). The most critical factors in petrofacies separation were irreducible water saturation in pores  $<0.03 \mu m$  and water content in pores  $> 0.03 \mu m$ . The petrofacies identified in both sedimentary basins are consistent with the lithological types obtained based on macroscopic observations and mineralogical studies. The petrofacies with the most favourable parameters (RT1) include medium-grained sandstones, both Rotliegend and Miocene. The poorest parameters (petrofacies RT4) characterise the Rotliegend conglomerates and Miocene mudstones. The work presented has shown that the results obtained by the NMR method well characterise the parameters of the rock pore space, which are key to hydrocarbon exploitation and can be used as the basis for rock-typing for rocks with different reservoir properties.

**Key words:** Nuclear Magnetic Resonance (NMR), rock-typing, *k*-means clustering, Rotliegend, Miocene of the Carpathian Foredeep.

Autor do korespondencji: U. Zagórska, e-mail: [urszula.zagorska@inig.pl](mailto:urszula.zagorska@inig.pl)

Artykuł nadesłano do Redakcji: 12.07.2024 r. Zatwierdzono do druku: 16.09.2024 r.

## Wstęp

Pierwsze próby zdefiniowania petrofacji (ang. *rock type*) podjął Archie (1952), który opisał, że są to skały deponowane i wtórnie przeobrażane w takich samych warunkach. Później Berg (1970) stwierdził, że parametry przepuszczalności i porowatości skał zbiornikowych można powiązać z ich składem mineralnym, strukturą oraz stopniem upakowania. Skały w obrębie petrofacji charakteryzują się określonym rozkładem wielkości porów, a zatem i kształtem krzywych ciśnień kapilarnych. Rozkład wielkości porów determinuje porowatość i jest ściśle związany z nasyceniem wodą oraz przepuszczalnością (Guo et al., 2005; Kadkhodaie i Kadkhodaie, 2018; Lis-Śledziona, 2019; Raznicyn i Putilov, 2021). Niektórzy badacze wyróżniają petrofację statyczną i dynamiczną. Petrofację statyczną tworzy zestaw skał o podobnym nasyceniu wodą lub kształcie krzywych ciśnień kapilarnych, natomiast petrofację dynamiczną tworzą skały, które charakteryzują się podobnym przepływem mediów złożowych (Mirzaei-Paiaman et al., 2018).

Wydzielanie petrofacji (ang. *rock-typing*) jest możliwe w oparciu o rozmaite parametry petrofizyczne. Najprostsze i najczęściej stosowane metody łączą zwykle podstawowe parametry takie jak porowatość ( $\phi$ ), przepuszczalność ( $k$ ) i/lub nasycenie wodą nieredukowalną ( $S_w$ ). Jako metodę definiowania petrofacji wykorzystuje się obliczanie takich wskaźników jak: HFU (ang. *hydraulic flow units*) (np. Abbaszadeh et al., 1996) oparte na zmodyfikowanym równaniu Kozeny'ego-Carmana (Amaefule et al., 1993), FZI (ang. *flow zone indicator*) (np. Jarzyna i Ha Quang, 2009), RQI (ang. *rock quality index*) czy wskaźnika zbiornikowego RR (Poszytek, 2006). Poza przepuszczalnością i porowatością do wyznaczania petrofacji włącza się wyniki z różnych innych metod. Ghanbarian et al. (2018) zaproponowali dodatkowo parametr porowatości (ang. *formation resistivity factor*,  $F$ ) z analiz oporności elektrycznej skał. Często stosowany jest także parametr  $\log(r35)$ , tj. 35. percentyl na krzywej kumulacyjnej nasycenia rてcią z porozymetrii rてciowej (Pittman, 1992).

Coraz częściej do rock-typingu stosuje się cały zestaw uzyskanych danych z różnych metod: porozymetrii rてciowej (ang. *mercury injection capillary pressure*, MICP) (np. Colombo et al., 2018; Topór, 2020; Mohammadian et al., 2022), jądrowego rezonansu magnetycznego (NMR) (Gomes i Alsumaiti, 2014; Klaja i Łykowska, 2014; Krakowska i Puskarczyk, 2015; Fleury i Romero-Sarmiento, 2016) lub także mikroskopowych (Wang, 2024).

Współcześnie stosowanym podejściem do wyznaczania petrofacji jest wykorzystanie rozmaitych algorytmów uczenia maszynowego w celu wydzielenia klastrow podobnych skał o zbliżonych parametrach petrofizycznych. Metodyka ta pozwala na wykorzystanie wielu parametrów uzyskanych różnymi

metodami w celu wyróżnienia petrofacji, które kompleksowo charakteryzują daną skałę.

Analiza skupień jest narzędziem statystycznym z powodzeniem wykorzystywanym w praktyce poszukiwania złóż do identyfikacji petrofacji, czyli petrofizycznych typów skał o wspólnych cechach zbiornikowych (np. Klaja i Łykowska, 2014; Skalinski i Kenter, 2015; Mohammadian et al., 2022). Wraz ze wzrostem dostępności różnych narzędzi informatycznych i algorytmów wydzielenie petrofacji stało się powszechnym sposobem identyfikacji skał o określonych właściwościach zbiornikowych. Opracowanie podziału na petrofacje dla danego rejonu poszukiwań i/lub eksploatacji złóż węglowodorów jest niezbędne do stworzenia modelu złoża, szacowania jego zasobów, a także do korelacji międzyotworowych (Raznicyn i Putilov, 2021).

Wyniki rock-typingu nie są powszechnie publikowane w czasopismach branżowych ze względu na politykę poufności danych firm wydobywczych, a mogą stanowić interesujące pole do rozważań naukowych na temat własności zbiornikowych skał. W niniejszej pracy przedstawiono sposób wyróżnienia petrofacji z wykorzystaniem algorytmu  $k$ -średnich oraz porównano wyniki dla dwóch zbiorników: konwencjonalnego – utworów czerwonego spągowca i niekonwencjonalnego – mikroporowych skał miocenu zapadliska przedkarpackiego. Celem pracy było dobranie parametrów wsadowych do analizy skupień tak, aby optymalnie wydzielić różniące się pod względem parametrów petrofizycznych grupy skał (petrofacji).

## Materiały i metody

Badania przeprowadzono opierając się na dwóch zestawach wyników pomiarów parametrów petrofizycznych wykonanych głównie metodą jądrowego rezonansu magnetycznego. Do analizy dobrano dwie grupy skał o różnych właściwościach zbiornikowych. Pierwszy zestaw danych stanowią wyniki 74 analiz rozkładu nasycenia i przepuszczalności skał klastycznych czerwonego spągowca z rejonu rowu Grodziska (Kiersnowski i Wojtkowiak, 1993). Analizowane skały to przeważnie piaskowce i zlepieńce, od drobnoziarnistych po gruboziarniste o różnym stopniu wysortowania. Próbkę pochodziły z wielu otworów wiertniczych i charakteryzują się różnymi właściwościami zbiornikowymi (od skał nieprzepuszczalnych do skał o wysokiej przepuszczalności, wynoszącej setki mD). Do wykonania analizy skupień wykorzystano pomiary specjalistyczne, dla których eksperymentalnie wyznaczono drugie odcięcie metodą wirowań (Klaja i Przelaskowska, 2006), co ma istotne znaczenie dla prawidłowego wyznaczenia porowatości dynamicznej. Przeanalizowano następujące parametry: porowatość całkowitą ( $K_p$ NMR), porowatość efektywną ( $K_{pef}$  – suma

zawartości wody wolnej i kapilarnej), porowatość dynamiczną (Kp3), nasycenie wodą nieredukowalną w porowatości całkowitej (S<sub>wnr</sub> KpNMR), a także przepuszczalność absolutną. Porowatości K<sub>pef</sub>, K<sub>p3</sub> i nasycenie S<sub>wnr</sub> KpNMR wyrażono jako udział procentowy w porowatości całkowitej NMR.

Drugi zestaw danych stanowią wyniki 100 analiz rozkładu nasycenia NMR dla skał klastycznych miocenu zapadliska przedkarpackiego (Klaja et al., 2019). Są to głównie utwory drobnoklastyczne: mułowce i heterolity z przewagą mułowców, a podrzędnie także piaskowce. Skały pochodzą z pięciu otworów wiertniczych i mają charakter niekonwencjonalnej skały zbiornikowej (dominują utwory mikroporowe). W związku z mikroporowym charakterem przestrzeni porowej należało zmodyfikować zestaw parametrów NMR tak, aby jak najlepiej odzwierciedlały własności zbiornikowe analizowanych skał. Na podstawie zestawienia wyników analiz NMR i MICP autorzy pracy pt. *Opracowanie nowej metodyki dla formacji heterolitowych miocenu zapadliska przedkarpackiego w zakresie badań laboratoryjnych i interpretacji profilowań geofizycznych* uznali, że właściwym sposobem oszacowania przestrzeni porowej dostępnej dla gazu będzie zaliczenie do wody nieredukowalnej charakterystycznych dla mułowców najmniejszych porów <0,03 μm (Klaja et al., 2019). Przeanalizowano następujące parametry: zawartość wody w minerałach ilastych (Kp1), zawartość wody w porach <0,03 μm, zawartość wody w porach >0,03 μm, porowatość efektywną, nasycenie wodą nieredukowalną związane z ilami oraz nasycenie wodą nieredukowalną w porach <0,03 μm.

Wszystkie analizy zostały przeprowadzone w Zakładzie Geofizyki Wiertniczej Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego (INiG – PIB). Analizy NMR wykonano przy wykorzystaniu relaksometru firmy Magritek pracującego z częstotliwością rezonansową 2 MHz. Wartości odcięć (T2-cutoff) na rozkładach nasycenia, tam gdzie to możliwe, zostały ustalone eksperymentalnie dla poprawnego oszacowania zawartości wody wolnej, wody kapilarnej i wody związanej w minerałach ilastych. Analizy przepuszczalności absolutnej wykonano przy wykorzystaniu przepuszczalnościomierza firmy Temco.

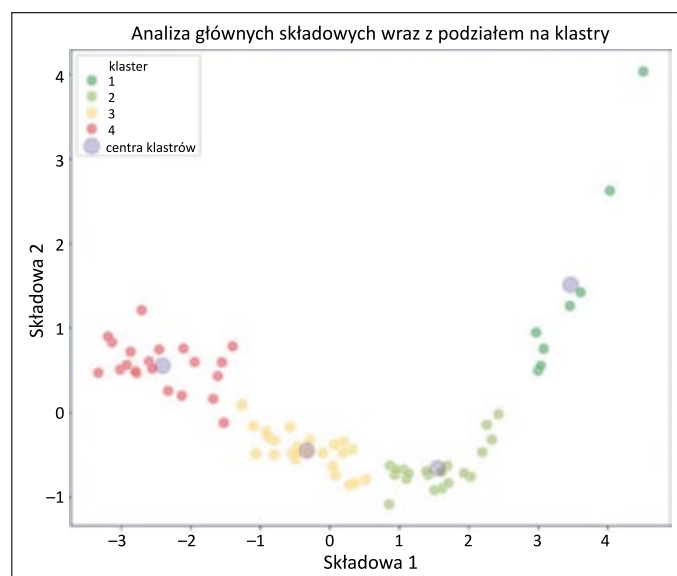
Analizę skupień wykonano w autorskim programie opracowanym w języku Python z wykorzystaniem algorytmu *k*-średnich (Lloyd, 1957). Jako pierwszy krok w analizie przeprowadzono standaryzację danych za pomocą klasy StandardScaler z biblioteki *scikit-learn* (Pedregosa et al., 2011). Następnie wykonano redukcję wymiarowości do dwóch głównych składowych metodą analizy głównych składowych (ang. *principal component analysis*) za pomocą klasy PCA z biblioteki *scikit-learn*. Kolejno określono optymalną liczbę klastrów za pomocą metody Silhouette (Rousseeuw, 1987). Dla sprawdzenia liczby

klastrów pomocniczo skorzystano także z wykresu łokciowego. Optymalna liczba klastrów wybrana dla obu zestawów danych to 4. Ostatnim krokiem było klastrowanie *k*-średnich za pomocą klasy KMeans z biblioteki *scikit-learn*.

## Wyniki

### Zestaw danych z utworów czerwonego spągowca

W wyniku analizy głównych składowych (PCA) przeprowadzono redukcję wymiarowości danych do dwóch komponentów, co przedstawiono na rysunku 1. Na rysunku kolorami wyróżniono także klastry oraz zaznaczono centra klastrów, w które pogrupowano dane w wyniku analizy *k*-średnich.



**Rysunek 1.** Wykres głównych składowych (PCA) dla próbek skał czerwonego spągowca

**Figure 1.** Principal component graph (PC1 vs PC2) for the Rotliegend

W skałach czerwonego spągowca wydzielono cztery petrofacje o zróżnicowanych właściwościach zbiornikowych i filtracyjnych. Każdą z petrofacji (ang. *rock type*, RT) scharakteryzowano poprzez podanie zakresu zmian, średnich, odchylenia standardowego i wariancji dla parametrów z analiz NMR oraz pomiaru przepuszczalności (tabela 1). Na rysunku 2 przedstawiono pogrupowane według RT rozkłady nasycenia przestrzeni porowej.

RT1 – skały o bardzo dobrych właściwościach zbiornikowych i filtracyjnych. Zawartość wody wolnej (porowatość dynamiczna) w tej grupie mieści się w przedziale 11,85–19%, (średnio 14,80%), a porowatość efektywna wynosi od 14,94% do 20,69% (średnio 16,63%). Występują tu skały o wysokiej przepuszczalności (210,48–1792,73 mD, średnio 510,92 mD). Nasycenie wodą nieredukowalną w porowatości całkowitej

**Tabela 1.** Wyniki analizy statystycznej przepuszczalności oraz parametrów uzyskanych metodą NMR dla wydzielonych petrofacji skał czerwonego spągowca

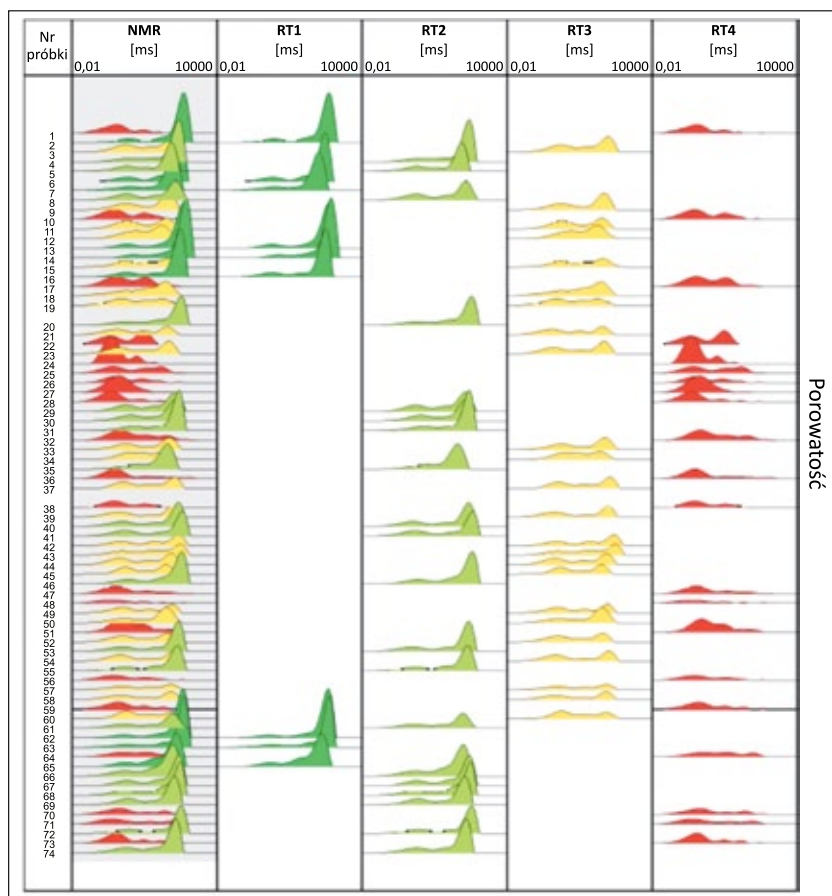
**Table 1.** Results of statistical analysis of permeability and parameters obtained by NMR for the Rotliegend rock-types

Dane statystyczne	Zawartość wody [%]			Porowatość [%]		Nasylenie wodą nieredukowalną			Przepuszczalność [mD]
						w porowatości całkowitej [%]		w porowatości efektywnej [%]	
	Kp1	Kp2	Kp3	KpNMR	Kpef	Kp1/KpNMR × 100	(Kp1 + Kp2)/KpNMR × 100	Kp2/Kpef × 100	
RT1, n = 9									
Minimum	0,70	1,27	11,85	16,75	14,94	3,27	11,20	7,71	210,48
Maksimum	1,89	3,46	19,00	21,39	20,69	10,82	30,41	22,60	1792,73
Średnia	1,50	1,83	14,80	18,13	16,63	8,43	18,66	11,23	510,92
Mediana	1,56	1,57	15,00	17,90	16,43	8,63	17,11	8,92	315,62
Odchylenie standardowe	0,35	0,69	2,05	1,41	1,72	2,31	5,83	4,91	507,44
Wariancja	0,13	0,48	4,21	1,98	2,96	5,34	33,96	24,10	257495,90
RT2, n = 20									
Minimum	1,63	1,23	5,47	8,89	6,81	10,14	19,84	10,79	1,57
Maksimum	2,98	2,82	13,46	17,43	15,09	24,43	39,28	21,81	131,67
Średnia	2,31	1,70	9,59	13,60	11,30	17,34	29,96	15,36	31,01
Mediana	2,34	1,64	9,27	13,34	11,08	16,99	29,73	13,70	18,73
Odchylenie standardowe	0,46	0,40	1,94	1,97	2,05	4,36	5,68	3,61	34,35
Wariancja	0,21	0,16	3,75	3,88	4,21	18,97	32,28	13,05	1179,58
RT3, n = 24									
Minimum	1,98	0,72	2,27	5,20	3,21	24,28	39,19	16,26	0,03
Maksimum	4,18	3,05	6,44	12,16	8,84	46,29	67,83	42,99	5,43
Średnia	3,04	1,59	4,19	8,82	5,78	35,18	52,95	27,57	0,67
Mediana	3,05	1,46	4,09	8,71	5,74	37,70	54,17	27,12	0,16
Odchylenie standardowe	0,56	0,59	1,21	1,70	1,55	6,70	7,44	7,12	1,20
Wariancja	0,32	0,34	1,46	2,89	2,39	44,90	55,35	50,75	1,44
RT4, n = 21									
Minimum	2,02	0,46	0,03	2,66	0,63	40,62	74,71	47,99	0,00
Maksimum	9,81	8,40	1,97	14,21	8,44	85,67	99,76	99,59	0,33
Średnia	4,84	2,08	0,69	7,60	2,77	65,37	90,28	72,25	0,05
Mediana	5,22	1,30	0,49	6,81	1,99	67,05	92,73	72,94	0,02
Odchylenie standardowe	1,75	1,82	0,58	2,89	1,86	12,68	7,35	15,81	0,08
Wariancja	3,08	3,30	0,33	8,34	3,45	160,72	53,97	250,01	0,01

n – liczba próbek w danej petrofacji

(w ilach i kapilarach) jest relatywnie niskie, mieści się w przedziale 11,20–30,41% (średnio 18,66%). Na krzywej rozkładu czasów T2 widoczny jest wyraźny pik w zakresie długich czasów T2, co świadczy o dominacji dużych porów, jednocześnie ilość mikroporów jest znikoma (rysunek 2). Do grupy tej należą głównie dobrze wysortowane piaskowce średnioziarniste.

RT2 – skały o dobrych własnościach zbiornikowych i filtracyjnych. Zawartość wody wolnej w tej petrofacji mieści się w przedziale 5,47–13,46% (średnio 9,59%), a porowatość efektywna wynosi od 6,81% do 15,09% (średnio 11,30%). Występują tu skały o zróżnicowanej przepuszczalności (1,57–131,67 mD, średnio 31,01 mD). Nasylenie wodą nieredukowalną



**Rysunek 2.** Rozkłady czasów T2 uzyskane metodą NMR dla próbek skał czerwonego spągowca z podziałem na petrofacje

**Figure 2.** NMR T2 distributions for the Rotliegend rock-types

w porowatości całkowitej (w ıłach i kapilarach) mieści się w przedziale 19,84–39,28% (średnio 19,96%). Na krzywej rozkładu czasów T2 – podobnie jak w RT1 – dominują duże pory, obserwuje się tu jednak wzrost ilości porów mniejszych (rysunek 2). Do grupy tej należą głównie piaskowce średnio- i drobnoziarniste, dobrze i średnio wysortowane. Podrzędnie występują także piaskowce zlepieńcowate.

RT3 – skały o przeważnie słabych własnościach zbiornikowych. Zawartość wody wolnej w tej grupie mieści się w przedziale 2,27–6,44% (średnio 4,19%), a porowatość efektywna wynosi od 3,21% do 8,84% (średnio 5,78%). Należą tu skały o niskiej przepuszczalności (0,03–5,43 mD, średnio 0,67 mD). Nasycenie wodą nieredukowalną w porowatości całkowitej (w ıłach i kapilarach) mieści się w przedziale 39,19–67,83% (średnio 52,95%). Krzywe rozkładu czasów T2 są wielomodalne, co świadczy o obecności porów o różnych rozmiarach (rysunek 2). Do grupy tej należą głównie piaskowce średnio- i gruboziarniste, często o słabszym stopniu wysortowania lub niewysortowane. Podrzędnie występują także piaskowce zlepieńcowate.

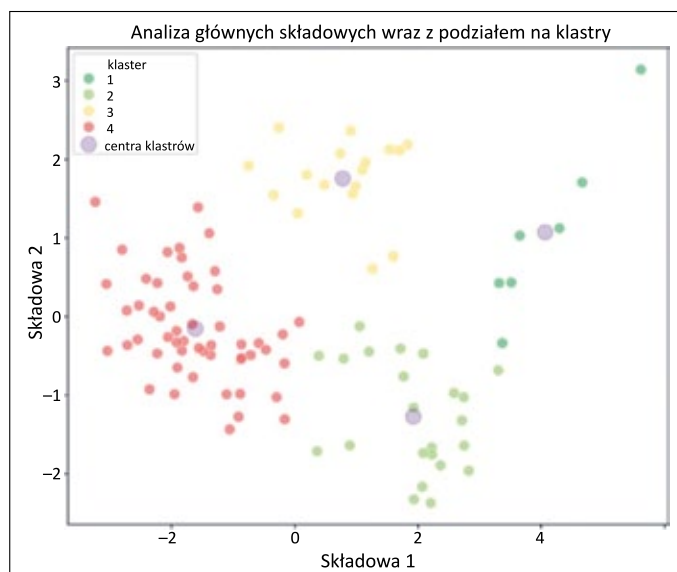
RT4 – skały o znikomych własnościach zbiornikowych. Zawartość wody wolnej w tej grupie mieści się w przedziale

0,03–1,97%, średnio 0,69%, a porowatość efektywna wynosi od 0,63% do 8,44%, średnio 2,77%. Należą tu skały o bardzo niskiej przepuszczalności, od skał nieprzepuszczalnych do 0,33 mD (średnio 0,05 mD). Nasycenie wodą nieredukowalną w porowatości całkowitej (w ıłach i kapilarach) mieści się w przedziale 74,71–99,76% (średnio 90,28%). Na krzywych rozkładu czasów T2 obserwuje się duży udział mikroporów, krzywe te są w większości wielomodalne (rysunek 2). Do grupy tej należą głównie zlepienie drobno- i średnioziarniste. Podrzędnie występują także piaskowce.

### Zestaw danych ze skał miocenu zapadliska przedkarpackiego

W wyniku analizy głównych składowych (PCA) przeprowadzono redukcję wymiarowości danych do dwóch komponentów, co przedstawiono na rysunku 3. Na rysunku kolorami wyróżniono także klastry oraz zaznaczono centra klastrów, w które pogrupowano dane w wyniku analizy *k*-średnich.

W skałach miocenu zapadliska przedkarpackiego wydzielono cztery petrofacje o zróżnicowanym wykształceniu przestrzeni porowej. Każdą z petrofacji scharakteryzowano poprzez podanie zakresu zmian, średnich, odchylenia standardowego i wariacji dla parametrów z analiz NMR (tabela 2). W związku z bardzo niskimi wartościami przepuszczalności



**Rysunek 3.** Wykres głównych składowych (PC1 vs PC2) dla próbek skał z miocenu zapadliska przedkarpackiego

**Figure 3.** Principal component graph (PC1 vs PC2) for the Miocene of the Carpathian Foredeep

**Tabela 2.** Wyniki analizy statystycznej parametrów uzyskanych metodą NMR dla wydzielonych petrofacji skał z miocenu zapadliska przedkarpacciego

**Table 2.** Results of statistical analysis of parameters obtained by NMR for the Miocene of the Carpathian Foredeep rock-types

Dane statystyczne	Zawartość wody [%]			Porowatość [%]		Nasylenie wodą nieredukowalną [%]	
	ily	pory <0,03 μm	pory >0,03 μm	całkowita	efektywna	ily	pory <0,03 μm
	Kp <sub>il</sub>	Kp <0,03	Kp >0,03	Kp <sub>NMR</sub>	Kp <sub>ef</sub>	Sw <sub>nr_ily</sub>	Sw <sub>nr &lt;0,03</sub>
RT1, n = 7							
Minimum	0,58	2,73	5,01	8,16	7,58	7,10	22,13
Maksimum	2,07	4,58	13,57	17,43	15,80	16,75	38,64
Średnia	1,45	3,62	8,41	12,03	10,58	11,90	31,56
Mediana	1,46	3,86	7,28	11,86	10,27	11,38	38,64
Odchylenie standardowe	0,49	0,60	2,81	2,77	2,47	3,14	8,17
Wariancja	0,24	0,37	7,88	7,65	6,09	9,83	66,75
RT2, n = 23							
Minimum	0,22	1,15	0,70	2,97	2,08	5,53	38,64
Maksimum	3,76	7,10	4,44	9,23	6,83	59,54	91,08
Średnia	1,62	3,02	2,94	5,96	4,34	26,80	48,08
Mediana	1,33	2,52	2,94	5,71	4,25	25,00	38,64
Odchylenie standardowe	0,98	1,62	0,84	1,79	1,45	13,20	13,45
Wariancja	0,96	2,62	0,71	3,22	2,10	174,24	180,99
RT3, n = 17							
Minimum	3,34	6,85	3,16	11,16	6,43	23,93	59,48
Maksimum	7,60	12,66	6,12	16,34	11,57	53,23	77,48
Średnia	5,56	9,42	5,09	14,51	8,95	38,20	64,76
Mediana	5,33	9,36	5,49	14,96	8,89	38,16	62,23
Odchylenie standardowe	1,37	1,41	0,89	1,35	1,39	8,35	5,92
Wariancja	1,87	1,98	0,79	1,82	1,94	69,64	35,09
RT4, n = 53							
Minimum	2,48	5,35	0,23	5,87	0,95	37,83	59,48
Maksimum	10,53	14,19	4,02	14,63	7,16	89,81	96,99
Średnia	6,08	8,90	0,69	9,60	3,51	63,10	92,52
Mediana	4,36	7,88	0,52	8,38	3,87	55,32	91,08
Odchylenie standardowe	1,70	2,05	0,66	1,93	1,27	11,96	6,85
Wariancja	2,88	4,19	0,44	3,73	1,62	142,98	46,94

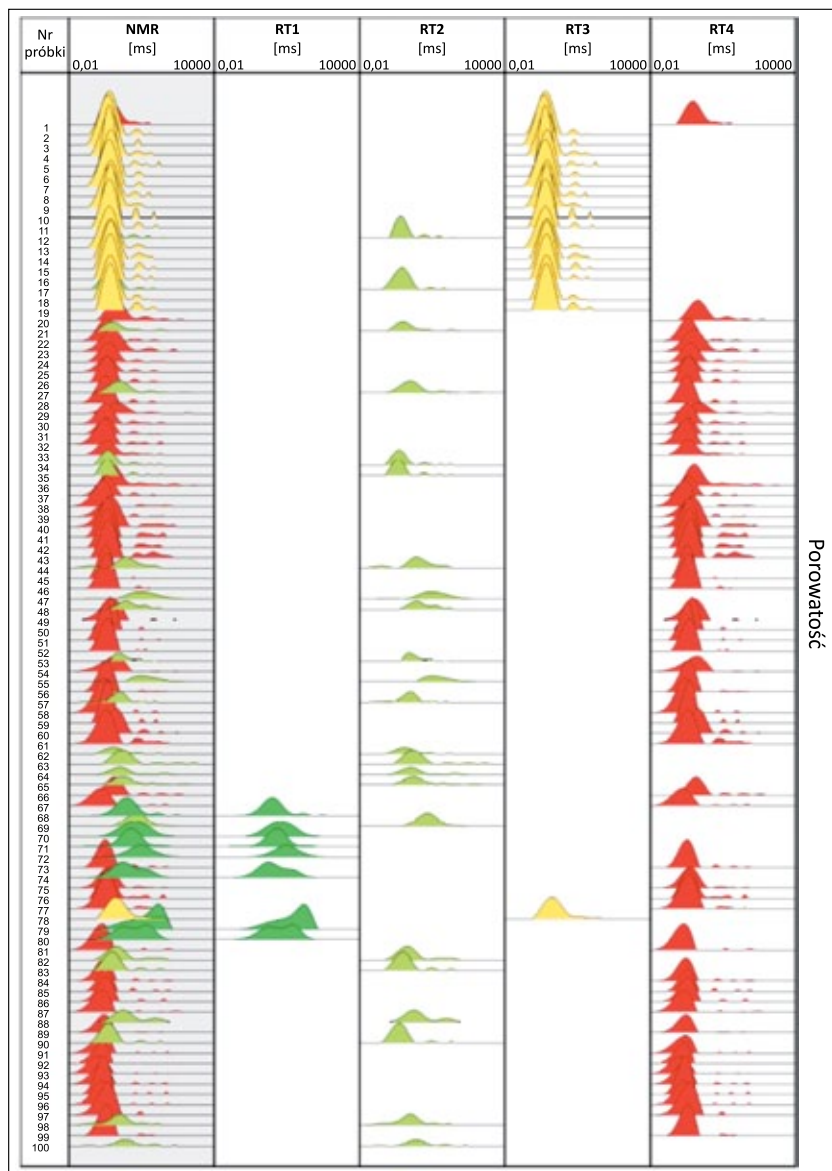
*n* – liczba próbek w danej petrofacji

większości badanych skał parametru tego nie uwzględniono w analizie skupień. Na rysunku 4 przedstawiono pogrupowane według RT rozkłady nasycen przestrzeni porowej.

RT1 – skały o najniższym nasyceniu wodą nieredukowalną. Zawartość wody w porach >0,3 μm mieści się w przedziale 5,01–13,57% (średnio: 8,41%), a porowatość efektywna – w przedziale 7,58–15,80% (średnio 10,58%). Z kolei zawartość wody w minerałach ilastych jest stosunkowo niewielka, wynosi od 0,58% do 2,07% (średnio: 1,45%). Nasylenie wodą

nieredukowalną w porach <0,3 μm waha się w granicach 22,13–38,64% (średnio: 31,56%). Krzywe rozkładu T2 są w przewadze jednodalne i chociaż charakteryzują się dłuższymi czasami T2 w porównaniu z pozostałymi petrofacjami, to i tak mieszczą się w zakresie mikroporów (rysunek 4). Do grupy tej należą głównie piaskowce średnioziarniste.

RT2 – skały o nasyceniu wodą nieredukowalną na poziomie około 50%. Zawartość wody w porach >0,3 μm mieści się w przedziale 0,7–4,4% (średnio: 2,94%), a porowatość



**Rysunek 4.** Rozkłady czasów T2 uzyskane metodą NMR dla próbek skał z miocenu zapadliska przedkarpaccyego z podziałem na petrofacje

**Figure 4.** NMR T2 distributions for the Miocene of the Carpathian Foredeep rock-types

efektywna przyjmuje wartości między 2,08% a 6,83% (średnio: 4,34%). Zawartość wody związanej w minerałach ilastych zmienia się w zakresie 0,22–3,76% (średnio: 1,62%). Nasylenie wodą nieredukowalną w porach  $<0,3 \mu\text{m}$  waha się w granicach 38,64–91,08% (średnio: 48,08%). Kształt krzywych rozkładu T2 jest podobny do krzywych petrofacji RT1, różnią się tylko przesunięciem w kierunku krótszych czasów, tj. mniejszy jest rozmiar porów (rysunek 4). Do grupy tej należą głównie piaskowce drobno- i bardzo drobnoziarniste. Podrzędnie występują także piaskowce średnioziarniste i heterolity z przewagą piaskowca.

RT3 – skały o nasyceniu wodą nieredukowalną na poziomie około 65%. Zawartość wody w porach  $>0,3 \mu\text{m}$  mieści się w przedziale 3,16–6,12% (średnio 5,09%), a porowatość

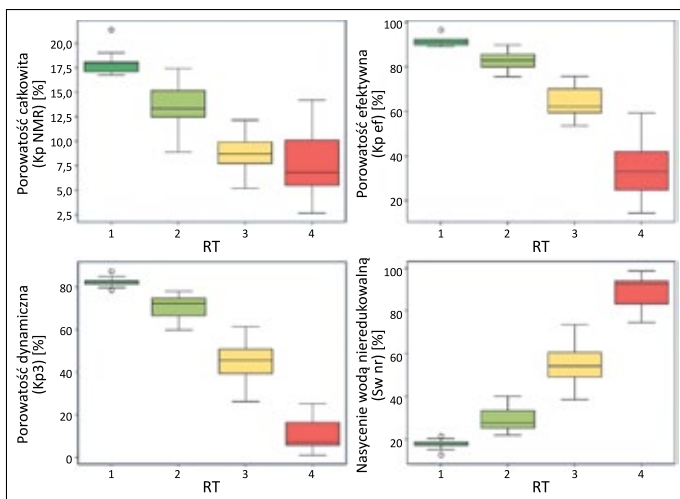
efektywna zawiera się w przedziale 6,43–11,57% (średnio: 8,95%). Zawartość wody związanej w iłach przyjmuje wartości od 3,34% do 7,60% (średnio: 5,56%). Pod względem kształtu krzywych T2 petrofacja RT3, z wyjątkiem jednej próbki, jest najbardziej spójna i charakteryzuje się wąskim zakresem czasów T2, a co za tym idzie – niewielkim rozrzutem rozmiaru porów (rysunek 4). Wielkość porów jest przy tym mniejsza niż w grupach RT1 i RT2. Nasylenie wodą nieredukowalną w porach  $<0,3 \mu\text{m}$  waha się w granicach 59,48–77,48% (średnio: 64,76%). Do grupy tej należą głównie heterolity o przewadze mułowca i mułowce.

RT4 – skały o najwyższym nasyceniu wodą nieredukowalną. Zawartość wody w porach  $>0,3 \mu\text{m}$  w tej grupie zawiera się w przedziale 0,23–4,02% (średnio: 0,69%), a porowatość efektywna mieści się w zakresie 0,95–7,16% (średnio: 3,51%). Zawartość wody związanej w minerałach ilastych zmienia się w zakresie 2,48–10,53% (średnio: 6,80%). Nasylenie wodą nieredukowalną w porach  $<0,3 \mu\text{m}$  waha się w granicach 59,48–96,99% (średnio: 92,52%). Główny pik na rozkładzie krzywych T2 jest położony w przedziale zbliżonym do petrofacji RT3, przy czym widoczne jest poszerzenie pików w kierunku krótszych czasów T2, co wskazuje na obecność jeszcze mniejszych porów (rysunek 4). Do grupy tej należą przede wszystkim mułowce, ale występują również różnego typu heterolity, iłowce, a także piaskowce zailone.

## Dyskusja i interpretacja wyników

### Zestaw danych z utworów czerwonego spągowca

Przeprowadzona analiza skupień pozwoliła na jednoznaczne wydzielenie petrofacji o odmiennych parametrach (rysunek 2 i 5). Najistotniejsze z punktu widzenia eksploatacji węglowodorów parametry, takie jak nasylenie wodą nieredukowalną oraz porowatość dynamiczna, są wyraźnie zróżnicowane. Zakresy tych wartości w obrębie poszczególnych petrofacji najczęściej się nie pokrywają (rysunek 5). W przypadku porowatości całkowitej zakresy wartości dla petrofacji RT3 i RT4 pokrywają się, a dla pozostałych petrofacji się zazębiają. Porowatość całkowita jest parametrem charakteryzującym własności zbiornikowe skały, nie jest jednak dobrym wskaźnikiem własności filtracyjnych, które są kluczowe dla określenia możliwości sczerpania mediów złożowych. Różnice pomiędzy



**Rysunek 5.** Wybrane parametry NMR dla petrofacji skał czerwonego spągowca. Linie końcowe – wartość minimum i maksimum. Linia środkowa – mediana. Okręgi – wartości odstające

**Figure 5.** Selected NMR results for the Rotliegend rock-types. End lines – minimum and maximum value. Center line – median. Circles – outliers

wydzielonymi petrofaccjami są wyraźnie widoczne również na wykresach rozkładu T2. Udział dużych porów się zmienia, od krzywej prawie jednomodalnej dla RT1 z dominującym pikiem w zakresie długich czasów T2 (duże pory) do krzywych wielomodalnych o przewadze krótkich czasów T2 (mikropory).

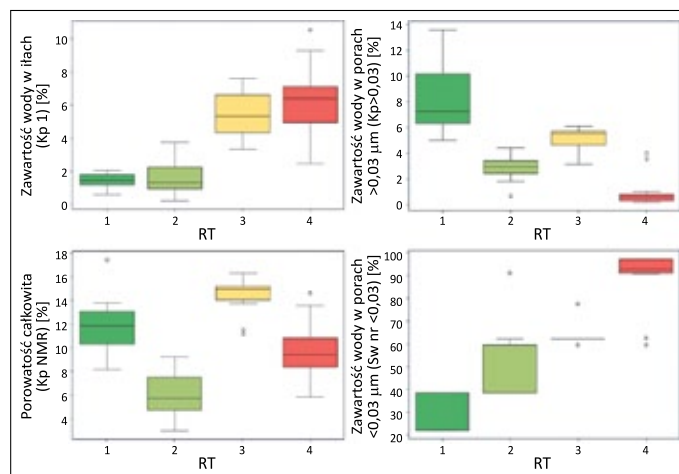
Uzyskane wyniki porównano z danymi przedstawionymi w pracy Klai i Łykowskiej (2014) dotyczącej piaskowców czerwonego spągowca z podobnego rejonu. Na podstawie analizy skupień opartej na parametrach NMR autorki wyróżniły cztery typy petrofizyczne (od I, o najsłabszych właściwościach zbiornikowych, do IV, o najkorzystniejszych parametrach). Grupy te częściowo odpowiadają wydzielonym w niniejszym artykule petrofaccjom, nie ma jednak wśród nich grupy odpowiadającej petrofaccji RT1, o najlepszych właściwościach zbiornikowych. Skały z grupy IV, o przepuszczalności rzędu dziesiątków mD oraz średniej zawartości wody wolnej około 8%, odpowiadają petrofaccji RT2. Próbkę z grupy I, o najsłabszych właściwościach zbiornikowych, z uwagi na podobne wartości przepuszczalności (średnio 0,03 mD) oraz udział wody wolnej (średnio 0,36%), odpowiadają petrofaccji RT4. Grupy II i III z uwagi na niższy udział wody wolnej i nieco inny zakres przepuszczalności odpowiadają tylko częściowo petrofaccji RT3. W obu przypadkach w grupach o najlepszych parametrach petrofizycznych przeważają dobrze wysortowane piaskowce średnioziarniste, a w grupach o najsłabszych parametrach dominują zlepieńce.

**Zestaw danych dla skał miocenu zapadliska przedkarpackiego**

Ze względu na mikroporowy charakter skał mioceniskich istotnymi parametrami pozwalającymi na rozróżnienie petrofaccji

są – obok nasycenia wodą nieredukowalną – udziały porów powyżej i poniżej 0,03 μm (Klaja et al., 2019). Parametrem, który najlepiej różnicuje wydzielone petrofaccje, jest nasycenie wodą nieredukowalną w porach <0,03 μm (zakresy wartości pomiędzy poszczególnymi petrofaccjami nie zalegają się), co świadczy o rozdzielczości zbiorów i poprawności zastosowanej metodyki (rysunek 6). Zawartość wody w porach >0,03 μm dobrze charakteryzuje wydzielone petrofaccje, jednak zaobserwowano częściowe pokrywanie się zakresów wartości dla petrofaccji RT1 z RT3 i RT2 z RT3. Najsłabsza petrofaccja RT4 odznacza się wyraźnie najniższymi wartościami i bardzo wąskim zakresem zmienności Swnr >0,03 μm. Zawartość wody w minerałach ilastych słabo różnicuje poszczególne petrofaccje, zakresy zmienności tego parametru nakładają się w petrofaccjach RT1 i RT2 oraz RT3 i RT4. Jest to związane z wysokim udziałem ilów we wszystkich skałach, niezależnie od petrofaccji. Porowatość całkowita w przypadku skał mioceniskich nie odzwierciedla zmienności własności zbiornikowych, zakresy dla petrofaccji najsłabszej i najlepszej całkowicie się pokrywają (rysunek 6). Wśród badanych skał wyróżnia się petrofaccja RT3 o najwyższej porowatości całkowitej i niewielkim rozrzucie wartości Swnr <0,03, co jest powiązane z dużą liczbą mikroporów oraz jednorodną litologią (heterolity mułowcowe i mułowce).

Wydzielone petrofaccje wykazują bardzo dobrą korelację z litotypami wyznaczonymi na podstawie analiz składu mineralnego i chemicznego (Przelaskowska et al., 2022). Do petrofaccji RT1, o najkorzystniejszych parametrach petrofizycznych, należą głównie piaskowce średnioziarniste. W RT2 przeważają piaskowce drobnoziarniste. W obrębie petrofaccji RT3, o najwyższej porowatości całkowitej, dominują heterolity



**Rysunek 6.** Wybrane parametry NMR dla skał miocenu zapadliska przedkarpackiego. Linie końcowe – wartość minimum i maksimum. Linia środkowa – mediana. Okręgi – wartości odstające

**Figure 6.** Selected NMR results for the Miocene of the Carpathian Foredeep rock-types. End lines – minimum and maximum value. Center line – median. Circles – outliers



mułowcowe. Charakteryzująca się najslabszymi parametrami zbiornikowymi RT4 zawiera skały najbardziej zailone, takie jak mułowce, ilowce, heterolity i piaskowce zailone.

### Podsumowanie i wnioski

Celem pracy było wydzielenie petrofacji na podstawie badań NMR dla skał z dwóch rejonów złożowych o odmiennej charakterystyce i genezie (utwory czerwonego spągowca z rejonu rowu Grodziska i skały miocenu zapadliska przedkarpacciego). Uzyskane wyniki pokazały, że parametry ze specjalistycznych analiz NMR bardzo dobrze charakteryzują własności zbiornikowe i filtracyjne różnych skał zbiornikowych. Klasyczne metody rock-typingu (oparte na porowatości całkowitej i przepuszczalności) nie odzwierciedlają w pełni zróżnicowania przestrzeni porowej skał, a dodatkowo nie są możliwe do zastosowania, jeśli brakuje danych o przepuszczalności (np. dla skał mało zwięzłych).

Wydzielono petrofacje dla dwóch różnych grup skał: klasycznych skał zbiornikowych (piaskowce, podrzędnie zlepieńce czerwonego spągowca) oraz skał drobnoziarnistych, często mikroporowych (głównie heterolitów i mułowców, a także drobnoziarnistych piaskowców), niebudujących konwencjonalnych zbiorników. Wykonane badania wykazały, że optymalne wydzielenie petrofacji dla skał o różnym wykształceniu przestrzeni porowej wymagało zastosowania odmiennych zestawów parametrów NMR. W przypadku skał czerwonego spągowca dobrano parametry takie jak: porowatość całkowita, porowatość efektywna, porowatość dynamiczna, nasycenie wodą nieredukowalną w porowatości całkowitej, a także przepuszczalność absolutna. Z kolei w przypadku utworów mioceńskich wykorzystano: zawartość wody w minerałach ilastych, zawartość wody w porach  $<0,03 \mu\text{m}$ , zawartość wody w porach  $>0,03 \mu\text{m}$ , nasycenie wodą nieredukowalną w ilach, nasycenie wodą nieredukowalną w porach  $<0,03 \mu\text{m}$ .

Dla skał czerwonego spągowca kluczowymi parametrami różnicującymi poszczególne facje są porowatość dynamiczna i nasycenie wodą nieredukowalną. Wydzielone petrofacje są zgodne z podziałem litologicznym, piaskowce średnioziarniste o dobrym wysortowaniu należą do petrofacji RT1, o najlepszych właściwościach zbiornikowych i filtracyjnych. Najgorszymi właściwościami cechują się zlepieńce, zaklasyfikowane do petrofacji RT4.

W przypadku mikroporowych skał mioceńskich najlepiej klasyfikującymi parametrami są nasycenie wodą nieredukowalną w porach  $<0,03 \mu\text{m}$  oraz zawartość wody w porach  $>0,03 \mu\text{m}$ . Podobnie jak dla skał czerwonego spągowca wyznaczone petrofacje odpowiadają litotypom wydzielonym na podstawie badań składu mineralnego i chemicznego.

Za najlepszą uznano petrofację RT1, do której należą głównie piaskowce średnioziarniste, z kolei najslabsza petrofacja – RT4 zawiera skały najbardziej mikroporowe. Wyróżnia się tutaj petrofacja RT3, charakteryzująca się najwyższą porowatością całkowitą, ale jednocześnie stosunkowo niskim udziałem porów  $>0,03 \mu\text{m}$ , co przekłada się na niewielki potencjał z punktu widzenia eksploatacji węglowodorów. Petrofacja ta skupia głównie jeden rodzaj skał – heterolity mułowcowe z określonej lokalizacji.

Reasumując, wyniki uzyskane metodą jądrowego rezonansu magnetycznego dobrze charakteryzują kluczowe dla eksploatacji węglowodorów parametry przestrzeni porowej skał i mogą być podstawą wydzielenia petrofacji o różnych właściwościach zbiornikowych.

*Autorzy dziękują Pani Annie Przelaskowskiej za pomoc w opracowaniu tekstu artykułu i Panu Benedyktowi Kubikowi za przygotowanie rysunków.*

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Klasyfikacja skał na podstawie parametrów petrofizycznych przy wykorzystaniu nowoczesnych metod do analizy danych*, praca INiG – PIB; nr zlecenia: 0047/SW/2024, nr archiwalny: DK-4100-0033/2024.

### Literatura

- Abbaszadeh M., Fujii H., Fujimoto F., 1996. Permeability prediction by hydraulic flow units – theory and applications. *SPE Form. Eval.*, 11(4): 263–271.
- Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K., 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data To Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston*. DOI: 10.2118/26436-MS.
- Archie G.E., 1952. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations. *AAPG Bulletin*, 36(2): 278–298. DOI: 10.1306/3D9343F7-16B1-11D7-8645000102C1865D.
- Berg R.R., 1970. Method for Determining Permeability From Reservoir Rock Properties. *Transactions of Gulf Coast Association of Geological Societies*, 20: 303–317.
- Colombo F., Amato Monte A., Balossino P., Paparozzi E., Valdistorlo A., Tarchiani C., 2018. MICP-Based Elastic Rock Typing Characterization of Carbonate Reservoir. *SPE Europec featured at 80<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition, Copenhagen, Denmark*. DOI: 10.2118/190885-MS.
- Fleury M., Romero-Sarmiento M., 2016. Characterization of shales using T1–T2 NMR maps. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 137(2016): 55–62. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.11.006.
- Ghanbarian B., Lake L., Sahimi M., 2018. Insights Into Rock Typing: A Critical Study. *SPE Journal*, 24: 230–242. DOI: 10.2118/191366-PA.
- Gomes J.C., Alsumaiti A., 2014. Reservoir rock typing using NMR & centrifuge. *International Symposium of the Society of Core Analysts, Avignon, France, SCA 2014–096*.
- Guo G., Diaz M.A., Paz F., Smalley J., Waninger E.A., 2005. Rock typing as an effective tool for permeability and water-saturation modeling: a case study in a clastic reservoir in the Oriente Basin. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition Held in Dallas, Texas, USA*. DOI: 10.2118/97033-MS.

- Jarzyna J., Ha Quang M., 2009. Podział skały zbiornikowej na jednostki o jednakowych właściwościach hydraulicznych w celu dokładniejszego wyznaczania przepuszczalności podczas modelowania przepływów w złożu gazu. *Przegląd Geologiczny*, 57(11): 996–1003.
- Kadkhodaie A., Kadkhodaie R., 2018. A review of reservoir rock typing methods in carbonate reservoirs: Relation between geological, seismic, and reservoir rock types. *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 7(4): 13–35. DOI: 10.22050/ijogst.2019.136243.1461.
- Kiersnowski H., Wojtkowiak Z., 1993. Origin of gas traps in the Rotliegende sediments of the area Paproć–Cicha Góra (Wielkopolska). *Geological Quarterly*, 37(1): 41–58.
- Klaja J., Dohnalik M., Przelaskowska A., Urbaniec A., Kubik B., Drabik K., Zagórska U., Skupio R., Łykowska G., Kowalska S., Mglej J., Kiernicki J., Matyasik I., Spunda K., Topór T., Dudek L., Mroczkowska-Szerszeń M., Kyś M., Gądek W., 2019. Opracowanie nowej metodyki dla formacji heterolitycznych miocenu zapadliska przedkarpackiego w zakresie badań laboratoryjnych i interpretacji profilowań geofizycznych. *Archiwum Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, Kraków* (niepublikowane).
- Klaja J., Łykowska G., 2014. Wyznaczenie typów petrofizycznych skał czerwonego spągowca z rejonu południowo-zachodniej części niecki poznańskiej na podstawie analizy statycznej wyników pomiarów laboratoryjnych. *Nafta-Gaz*, 70(11): 757–764.
- Klaja J., Przelaskowska A., 2006. Badania zawartości wody nieruchomej metodą magnetycznego rezonansu jądrowego (NMR) w piaskowcach o zróżnicowanej litologii. *Wydawnictwa AGH, Geologia*, 32(4): 463–477.
- Krakowska P.I., Puskarczyk E., 2015. Tight Reservoir Properties Derived by Nuclear Magnetic Resonance, Mercury Porosimetry and Computed Microtomography Laboratory Techniques. Case Study of Palaeozoic Clastic Rocks. *Acta Geophysica*, 63(3): 789–814. DOI: 10.1515/acgeo-2015-0013.
- Lis-Śledziona A., 2019. Petrophysical rock typing and permeability prediction in tight sandstone reservoir. *Acta Geophysica*, 67(6): 1895–1911. DOI: 10.1007/s11600-019-00348-5.
- Lloyd S.P., 1957. Least square quantization in PCM. *Bell Telephone Laboratories Paper*.
- Mirzaei-Paiaman A., Ostadhassan M., Rezaee R., Saboorian-Jooybari H., Chen Z., 2018. A new approach in petrophysical rock typing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166: 445–464. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.075.
- Mohammadian E., Kheirollahi M., Liu B., Ostadhassan M., Sabet M., 2022. A case study of petrophysical rock typing and permeability prediction using machine learning in a heterogeneous carbonate reservoir in Iran. *Scientific Reports*, 12: 4505. DOI: 10.1038/s41598-022-08575-5.
- Pedregosa F., Varoquaux G., Gramfort A., Michel V., Thirion B., Grisel O., Blondel M., Prettenhofer P., Weiss R., Dubourg V., Vanderplas J., Passos A., Cournapeau D., Brucher M., Perrot M., Duchesnay E., 2011. Scikit-learn: Machine learning in Python. *Journal of Machine Learning Research*, 12: 2825–2830.
- Pittman E.D., 1992. Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived From Mercury Injection-Capillary Pressure Curves of Sandstone (1). *AAPG Bulletin*, 76(2): 191–198. DOI: 10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D.
- Poszytek A., 2006. Analiza zmienności właściwości zbiornikowych górnego czerwonego spągowca z wykorzystaniem wskaźnika zbiornikowego (RR). *Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol, Zakopane*.
- Przelaskowska A., Zagórska U., Urbaniec A., Łykowska G., Klaja J., Grela J., Kędracka K., 2022. Mineralogical characteristics of the heterolithic formations from the Carpathian Foredeep Miocene sediments, south-eastern Poland. *Geology, Geophysics and Environment*, 48(3): 219–242. DOI: 10.7494/geol.2022.48.3.219.
- Raznitsyn A.V., Putilov I.S., 2021. Development of a Methodological Approach to Identifying Petrophysical Types of Complicated Perm. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 21(3): 109–116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2.
- Rousseeuw P.J., 1987. Silhouettes: a Graphical Aid to the Interpretation and Validation of Cluster Analysis. *Computational and Applied Mathematics*, 20: 53–65. DOI: 10.1016/0377-0427(87)90125-790125-7.
- Skalinski M., Kenter J.A., 2015. Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behavior. *Geological Society, London, Special Publications*, 406: 229–259. DOI: 10.1144/SP406.6.
- 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*, 76(4): 219–229. DOI: 10.18668/NG.2020.04.01.
- Wang Y. 2024. Image-based microscale rock typing and its application. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 14(1). DOI: 10.1007/s13202-024-01804-9.



Mgr Urszula ZAGÓRSKA  
Asystent w Zakładzie Geofizyki Wiertniczej  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [urszula.zagorska@inig.pl](mailto:urszula.zagorska@inig.pl)



Mgr inż. Kamil HEBDA  
Asystent w Zakładzie Inżynierii Strzelniczej  
i Środowiskowej  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [kamil.hebda@inig.pl](mailto:kamil.hebda@inig.pl)



Joanna MGLEJ  
Starszy specjalista techniczny w Zakładzie Geofizyki  
Wiertniczej  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [mglej@inig.pl](mailto:mglej@inig.pl)