

Zastosowanie map T_1 – T_2 jądrowego rezonansu magnetycznego do identyfikacji mediów złożowych w konwencjonalnych piaskowcach szydłowieckich

Application of T_1 – T_2 nuclear magnetic resonance maps for identification of reservoir fluids in conventional Szydłowiec sandstones

Kamil Hebda, Urszula Zagórska, Joanna Mglej

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Rozróżnienie mediów złożowych wypełniających pory skalne jest kluczowe dla oceny potencjału produkcyjnego złóż węglowodorów. Szczególnie istotne jest oddzielenie nieruchomych faz węglowodorowych – bituminów i kerogenu – od faz ruchomych, pozwalające na ocenę jakości zbiornika i możliwości eksploatacyjnych. Metody laboratoryjne takie jak ekstrakcje Deana–Starka czy metoda retortowa umożliwiają oznaczenie ilościowe zawartości płynów, lecz za ich pomocą nie można określić, jakie pory są zajmowane przez dane medium w skale. W tym kontekście dwuwymiarowe analizy map T_1 – T_2 NMR oferują nieniszczące i szybkie narzędzie do identyfikacji różnych populacji płynów w porach skał w postaci charakterystycznych pól (modów). Celem pracy było porównanie oraz rozróżnienie położenia na mapach T_1 – T_2 pól, które odpowiadają różnym mediom nasycającym próbki: solankom i ropom naftowym o zróżnicowanych właściwościach fizykochemicznych w konwencjonalnych skałach zbiornikowych. Do badań laboratoryjnych wytypowano białe i czerwone piaskowce szydłowieckie, charakteryzujące się dobrymi parametrami petrofizycznymi. Próbkę zostały nasycone w warunkach laboratoryjnych solanką o stężeniu 50 g/l, lekkimi ropami o różnej gęstości i lepkości oraz ropą ciężką. Pomiar T_1 – T_2 wykonano za pomocą niskopoleowego spektrometru NMR o częstotliwości rezonansowej 2 MHz. Uzyskane wyniki wykazały, że mapy T_1 – T_2 umożliwiają rozróżnienie mediów nasycających badane piaskowce. W przypadku białych piaskowców ciężka ropa, solanka i lekkie ropy zajmowały odrębne obszary na mapach T_1 – T_2 , co pozwalało na jednoznaczną identyfikację poszczególnych populacji sygnału. Ciężka ropa charakteryzowała się krótszym czasem relaksacji T_2 oraz wyższym stosunkiem T_1/T_2 , natomiast lekkie ropy wykazywały dłuższe czasy T_2 i niższy stosunek T_1/T_2 . Próby nasycone solanką także tworzyły grupę o charakterystycznych parametrach relaksacyjnych. W czerwonych piaskowcach szydłowieckich również możliwe było rozróżnienie mediów, choć separacja była mniej jednoznaczna w porównaniu z białymi piaskowcami. Badania potwierdzają, że mapy T_1 – T_2 NMR mogą być stosowane do identyfikacji i rozróżniania mediów wypełniających pory w zbiornikach konwencjonalnych ze złóż węglowodorów. Wyniki stanowią podstawę do dalszych analiz i interpretacji map T_1 – T_2 w badaniach laboratoryjnych skał zbiornikowych.

Słowa kluczowe: jądrowy rezonans magnetyczny (NMR), mapy T_1 – T_2 , identyfikacja mediów złożowych, konwencjonalne skały zbiornikowe.

ABSTRACT: Distinguishing reservoir fluids occupying rock pore space is crucial for evaluating the production potential of hydrocarbon reservoirs. In particular, the separation of immobile hydrocarbon phases, such as bitumen and kerogen, from mobile phases is essential for assessing both reservoir quality and production feasibility. Laboratory methods such as Dean–Stark extraction and retort analysis allow for the quantitative determination of fluid content; however, they do not provide information on the pore systems occupied by individual fluids within the rock. In this context, two-dimensional T_1 – T_2 NMR mapping offers a rapid, non-destructive tool for identifying distinct fluid populations within rock pores as characteristic regions (modes). The aim of this study was to compare and distinguish the regions corresponding to different saturating media on T_1 – T_2 maps, including brine and crude oils with varying physicochemical properties, in conventional reservoir rocks. White and red Szydłowiec sandstones from Poland characterised by favourable petrophysical properties, were selected for laboratory investigation. The samples were saturated under laboratory conditions with brine containing 50 g/L of dissolved salts, light crude oils with varying densities and viscosities, and heavy crude oil. The T_1 – T_2 measurements were performed using a low-field NMR spectrometer operating at a resonance frequency of 2 MHz. The results showed that T_1 – T_2 maps enable effective differentiation between the saturating media in the investigated sandstones. In white Szydłowiec sandstones, heavy oil, brine, and light oils occupied distinct regions on the T_1 – T_2 maps, allowing the individual signal populations to be identified unambiguously. Heavy oil was characterised by shorter T_2 relaxation times and a higher T_1/T_2 ratio, whereas light oils exhibited longer T_2 relaxation times and

a lower T_1/T_2 ratio. Brine-saturated samples also formed a group with characteristic relaxation parameters. In red Szydłowiec sandstones, differentiation between the saturating media was still possible, although the separation was less distinct than in the white sandstones. The study confirms that T_1 – T_2 NMR maps can be effectively used to identify and differentiate pore-filling media in conventional reservoir rocks. The results provide a basis for further analysis and interpretation of T_1 – T_2 maps in laboratory studies of reservoir rocks.

Keywords: Nuclear magnetic resonance (NMR), T_1 – T_2 maps, reservoir fluid identification, conventional reservoir rocks.

Wstęp

Dla potrzeb petrofizycznej i geochemicznej oceny potencjału produkcyjnego złóż węglowodorów zasadnicze znaczenie ma rozróżnienie pomiędzy węglowodorami ciekłymi i stałymi, które stanowią nieruchomą część mediów nasycających skałę (Zamiri i in., 2021; Silletta i in., 2022). W szczególności istotne jest określenie udziału bituminów, kerogenu oraz ruchomych faz węglowodorowych i wodnych, ponieważ ich obecność oraz dystrybucja w porach skały może świadczyć o własnościach zbiornikowych i możliwości eksploatacji złoża (Wang i in., 2022).

Do powszechnie stosowanych metod bezpośredniej analizy skał służących do określania rodzaju oraz ilości mediów złożowych nasycających skałę należą ekstrakcja Deana–Starka oraz ekstrakcja retortowa (Handwerger i in., 2012). Metody te umożliwiają ilościowe oznaczenie zawartości wody i węglowodorów w próbce skalnej. Ich podstawowym ograniczeniem jest jednak brak możliwości określenia dystrybucji płynów w systemie porowym skały. Ponadto są to metody czasochłonne oraz destrukcyjne dla analizowanych próbek (Li i in., 2022).

Alternatywę dla tych technik stanowią dwuwymiarowe analizy magnetycznego rezonansu jądrowego (NMR), w szczególności mapy korelacyjne T_1 – T_2 . Metoda ta ma charakter nieniszczący i umożliwia szybką identyfikację różnych typów mediów złożowych obecnych w przestrzeni porowej skał (Enjilela i in., 2021). Na podstawie uzyskanych rozkładów T_1 – T_2 możliwe jest wydzielenie charakterystycznych populacji sygnałów (tzw. modów), które następnie przypisywane są do określonych typów płynów, takich jak solanka lub węglowodory o różnej lepkości i gęstości (Klaja i in., 2017; Khatibi i in., 2019). Dwuwymiarowe analizy NMR T_1 – T_2 znajdują zastosowanie w badaniach skał zbiornikowych, a w szczególności skał o niskiej przepuszczalności, takich jak łupki czy złoża typu *tight* (Ge i in., 2015; Fleury i Romero-Sarmiento, 2016; Zhang i in., 2024).

Mapy korelacyjne T_1 – T_2 powstają poprzez zestawienie pomiarów dwóch parametrów relaksacyjnych: czasu relaksacji podłużnej (T_1) oraz czasu relaksacji poprzecznej (T_2) (Guo i Xie, 2018). Interpretacja tych rozkładów opiera się na zależności stosunku T_1/T_2 od właściwości fizykochemicznych płynu, zwłaszcza jego lepkości oraz wielkości cząsteczek (Bloembergen i in., 1948). Liczne badania, m.in. Washburna i Birdwella (2013),

Rylandera (2013), Fleury’ego (2014) oraz Habiny i in. (2017), wykazały, że stosunek T_1/T_2 stanowi charakterystyczny parametr diagnostyczny dla różnych populacji płynów złożowych obecnych w skałach bogatych w materię organiczną. W konsekwencji umożliwia to identyfikację poszczególnych mediów złożowych wypełniających przestrzeń porową.

Różne media złożowe charakteryzują się odmiennymi wartościami stosunku T_1/T_2 oraz zróżnicowanymi czasami relaksacji T_2 (Jiang i in., 2019). W rezultacie analiza map T_1 – T_2 umożliwia identyfikację takich komponentów jak kerogen i bituminy, gaz, solanka oraz różnych frakcji węglowodorów ciekłych, w tym ropy lekkiej i ciężkiej (Ge i in., 2015).

Po wykonaniu pomiarów na mapach T_1 – T_2 pojawiają się charakterystyczne obszary koncentracji sygnału odpowiadające poszczególnym populacjom płynów obecnych w przestrzeni porowej skały. Analiza tych obszarów umożliwia jakościową interpretację typu mediów złożowych nasycających skały. Na przestrzeni ostatnich lat dla skał o niskiej przepuszczalności zaproponowano liczne schematy interpretacyjne umożliwiające analizę dwuwymiarowych rozkładów T_1 – T_2 . Do najczęściej cytowanych należą modele interpretacyjne przedstawione między innymi przez Fleury’ego i Romero-Sarmiento (2016), Li i in. (2018) oraz Zhanga i in. (2020), które stanowią podstawę współczesnych badań laboratoryjnych map T_1 – T_2 NMR.

Materiały i metody

Wykonano 14 map T_1 – T_2 NMR dla konwencjonalnych piaskowców szydlowieckich białych i czerwonych – po 7 pomiarów dla każdej z grup. Białe piaskowce szydlowieckie zawierały w swoim składzie 99,2% kwarcu oraz 0,8% dolomitu. W skład czerwonych piaskowców szydlowieckich wchodziło 89,1% kwarcu, 1,1% hematytu oraz 9,8% kaolinitu. Próbkę piaskowcowe charakteryzowały się również wysoką porowatością helową oraz przepuszczalnością azotową (średnie wartości: 22,76% dla porowatości przy odchyleniu standardowym wynoszącym 1,42 oraz 445 mD dla przepuszczalności przy odchyleniu standardowym wynoszącym 226,44 mD).

Badanie próbek piaskowców miało na celu porównanie oraz rozróżnienie położenia modów na mapach T_1 – T_2 , odpowiadających różnym mediom nasycającym próbki. Do analiz wytypowano konwencjonalne piaskowce o dobrych



Rysunek 1. Przykładowe próbki piaskowców szydłowieckich, dla których wykonano mapy T_1 – T_2 po nasyceniu różnymi płynami

Figure 1. Representative Szydłowiec sandstone samples for which T_1 – T_2 maps were obtained after saturation with different fluids

właściwościach zbiornikowych, które można było nasycić mediami złożowymi w warunkach laboratoryjnych. Próbkę nasycano solanką, ropami lekkimi oraz ropą ciężką. Parametry rop przedstawiono w tabeli 1, gęstość solanki wynosiła 50 g/l.

Mapy T_1 – T_2 wyznaczono z wykorzystaniem spektrometru magnetycznego rezonansu jądowego Magritek Rock Core Analyzer pracującego w niskim polu indukcji, wynoszącym ok. 0,05 T, co odpowiada częstotliwości 2 MHz. Badania wykonano na rdzeniach walcowych o średnicy 2,54 cm (1 cala).

Przystępując do pomiarów T_1 – T_2 , wykonano standardową analizę relaksometryczną na podstawie rozkładów czasu relaksacji poprzecznej T_2 dla wszystkich 14 próbek, które zostały nasycane mediami złożowymi w komorze próżniowej. Na podstawie sekwencji CPMG wyznaczono liczbę ech, czas pomiędzy skanami oraz liczbę skanów, tj. parametry do pomiaru map T_1 – T_2 . W toku ustalania parametrów wejściowych do pomiarów map T_1 – T_2 bazowano na publikacji Mukhametdinovej i in. (2021). Uzyskaną podczas pomiaru T_2 liczbę skanów zredukowano dwukrotnie, a otrzymana wartość była parametrem wejściowym do dalszych pomiarów map. Pozostałe parametry wejściowe nie były modyfikowane (ilość ech oraz czas pomiędzy skanami). Ponadto dla wszystkich pomiarów przyjęto stałe wartości czasów echa (TE) równe

60 μ s oraz stosunku sygnału do szumu (SNR) równego 200. Do regularyzacji danych wykorzystano algorytm FISTA. Dla każdej z próbek skalnych parametry wejściowe do map T_1 – T_2 ustalane były indywidualnie. Wszystkie analizy zostały wykonane w Zakładzie Geofizyki Wiertniczej INiG – PIB.

W pracy wykonano następujące mapy T_1 – T_2 NMR:

- 4 mapy dla piaskowców białych i czerwonych, które były nasycane solanką o mineralizacji 50 g/l – próbki od 1 do 4;
- 2 mapy dla obu grup piaskowców, nasycanych ropą ciężką – próbki 5 i 6;
- 6 map dla obu grup piaskowców, nasycanych ropami lekkimi o znanych parametrach – próbki od 7 do 12;
- 2 mapy dla obu grup piaskowców nasycanych solanką o mineralizacji 50 g/l oraz ropą lekką o znanych parametrach – próbki 9' i 12'.

W tabeli 2 zamieszczono zbiorczo listę próbek do analiz map T_1 – T_2 wraz typem płynu, którym nasycano daną próbkę.

Tabela 2. Zestawienie wykonanych analiz dla piaskowców szydłowieckich białych i czerwonych

Table 2. Summary of the analyses performed on white and red Szydłowiec sandstones

Lp.	Nr próbki	Medium nasycające próbkę
1	1	solanka 50 g/l
2	2	solanka 50 g/l
3	3	solanka 50 g/l
4	4	solanka 50 g/l
5	5	ropa 4
6	6	ropa 4
7	7	ropa 1
8	8	ropa 2
9	9	ropa 3
10	9'	solanka 50 g/l i ropa 3
11	10	ropa 1
12	11	ropa 2
13	12	ropa 3
14	12'	solanka 50 g/l i ropa 3

Kolorem szarym zaznaczono białe piaskowce szydłowieckie, kolorem czerwonym zaznaczono piaskowce czerwone.

White Szydłowiec sandstones are highlighted in grey, whereas red sandstones are highlighted in red.

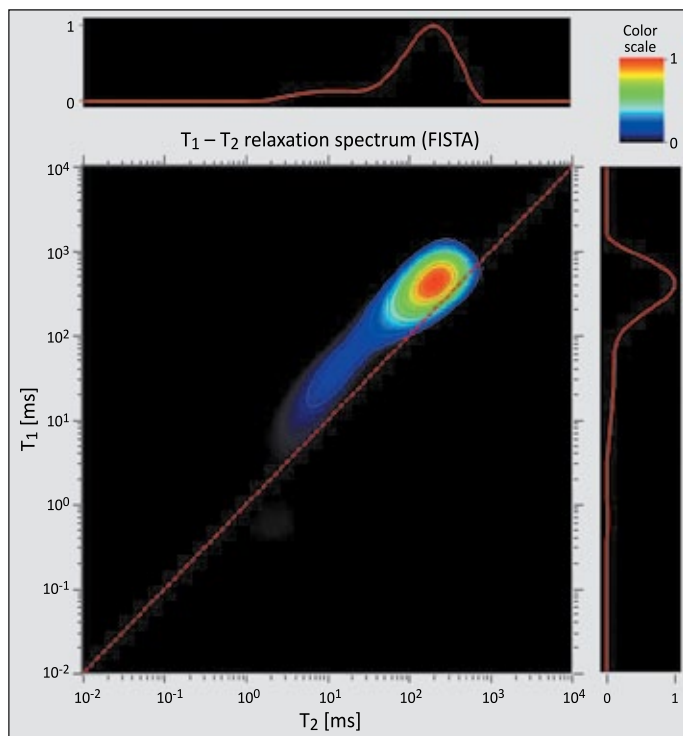
Tabela 1. Parametry rop naftowych użytych do nasycenia próbek piaskowców

Table 1. Properties of the crude oils used to saturate sandstone samples

Ropa	Gęstość [g/cm ³]	Lepkość kinematyczna [mm ² /s]	Udział frakcji węglowodorów [%]			
			nasycane	aromatyczne	żywice	asfalteny
1 (lekka)	0,735	1,38	63,69	26,56	8,67	1,08
2 (lekka)	0,8519	5,75	47,14	22,70	28,20	1,70
3 (lekka)	0,8181	5,46	67,16	26,41	5,36	1,07
4 (ciężka)	0,9095	73,36	–	–	–	–

Wyniki

Poniżej przedstawiono przykładową mapę T_1 – T_2 NMR dla białego piaskowca szydlowieckiego nasyconego solanką uzyskaną w wyniku analiz NMR (rysunek 2).

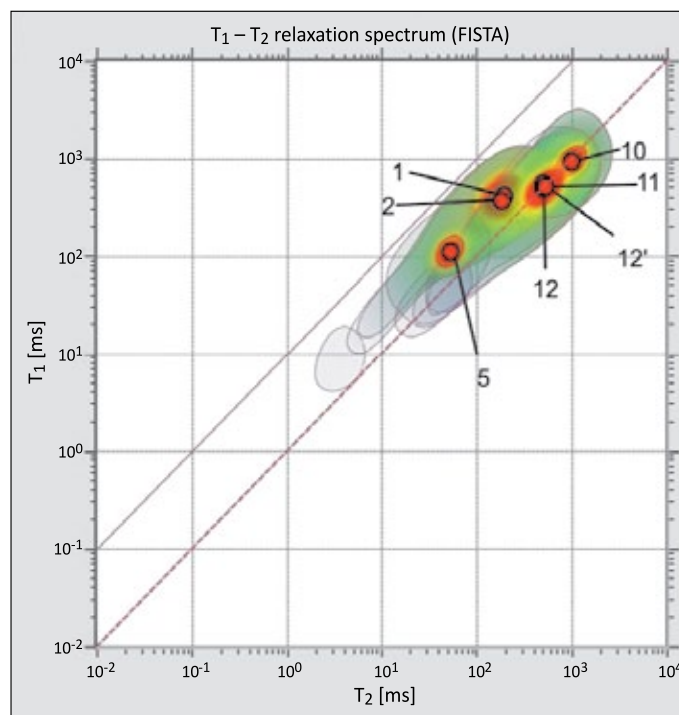


Rysunek 2. Mapa T_1 – T_2 NMR dla próbki nr 1 – białego piaskowca szydlowieckiego nasyconego solanką o stężeniu 50 g/l w warunkach laboratoryjnych

Figure 2. T_1 – T_2 NMR map of sample No. 1 – a white Szydlowiec sandstone saturated under laboratory conditions with 50 g/l brine

Wyniki analiz map T_1 – T_2 przedstawiono zbiorczo dla każdego z badanych piaskowców szydlowieckich. Na rysunkach przedstawiono punkty, które odpowiadają za wartości maksymalne amplitud sygnału dla każdego z mediów złożowych nasycających daną próbkę (rysunki 3 i 4).

Analizując powyższe zestawienie dla białych piaskowców szydlowieckich, można zaobserwować rozróżnienie pomiędzy poszczególnymi mediami nasycającymi próbki. Mapa T_1 – T_2 dla próbki nr 5 nasyconej ropą ciężką o najwyższych wartościach gęstości oraz lepkości wyróżnia się znacznie krótszym czasem relaksacji T_2 w porównaniu z pozostałymi próbkami. Próbkę tę cechuje również wyższy stosunek T_1/T_2 , wynoszący 2,5. Próbki nasycone solanką (nr 1 i 2) mają dłuższe czasy relaksacji T_2 w porównaniu z próbką nr 5. Stosunek T_1/T_2 jest podobny, wynoszący 2,5. Próbki 11 i 12, nasycone kolejno ropami lekkimi nr 2 i 3, mają dłuższe czasy relaksacji niż próbki nasycone ropą ciężką oraz solanką. Próbkę cechuje niższy stosunek T_1/T_2 , wynoszący 1. Na mapie T_1 – T_2 podobnie zaznacza się próbka 12', która po nasyceniu ropą była umieszczona w solance w celu

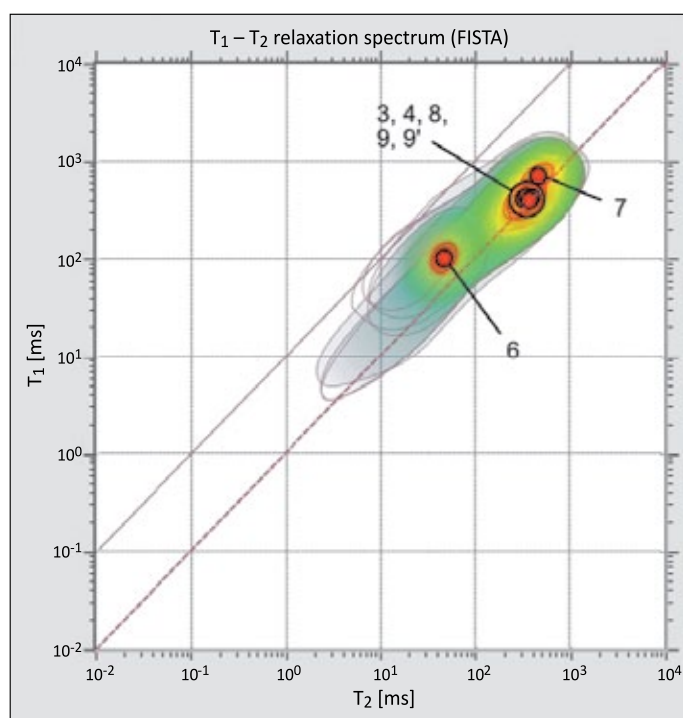


Rysunek 3. Zbiorcze mapy T_1 – T_2 dla piaskowców szydlowieckich białych. Próbki nr 1 i 2 zostały nasycone solanką, próbka nr 5 – ropą ciężką, próbki nr 10, 11 i 12 – ropami lekkimi, próbka nr 12' – solanką oraz ropą lekką

Figure 3. Combined T_1 – T_2 maps for white Szydlowiec sandstones. Samples No. 1 and 2 were saturated with brine; Sample No. 5 with heavy crude oil; Samples No. 10, 11, and 12 with light crude oils; and Sample No. 12' with both brine and light crude oil

naturalnego wyparcia ropy z próbki i zastąpienia jej solanką. Najwyższym czasem relaksacji T_2 charakteryzuje się próbka nr 10, która była nasycona ropą lekką nr 1, o najniższych wartościach gęstości oraz lepkości z zastosowanych rop. W próbce tej stosunek T_1/T_2 wynosi 1.

Na poniższym zestawieniu map T_1 – T_2 dla analizowanych próbek czerwonych piaskowców szydlowieckich można zaobserwować rozróżnienie pomiędzy poszczególnymi mediami nasycającymi skały, które jest jednak słabsze niż w przypadku białych piaskowców. Podobnie jak w przypadku białych piaskowców próbka nr 6 nasycona ropą ciężką charakteryzuje się wyraźnie krótszym czasem relaksacji T_2 oraz stosunkiem T_1/T_2 wynoszącym 2,5. Na analizowanej mapie T_1/T_2 można zaobserwować również grupę próbek cechujących się podobnymi czasami relaksacji T_2 oraz stosunkiem T_1/T_2 wynoszącym 1. Są to próbki nasycone różnymi mediami. Próbki 3 i 4 były nasycone solanką, próbki 8 i 9 – ropami o podobnych wartościach gęstości i lepkości. Próbka 9', która po nasyceniu ropą była umieszczona w solance dla naturalnego wyparcia ropy z próbki i zastąpienia jej solanką, również jest w tej grupie. Ponieważ w tym samym miejscu znajdują się próbki nasycone solanką oraz ropami, nie można określić, w jakim stopniu solanka zastąpiła ropę. Najwyższy czas relaksacji T_2 zaobserwowano w próbce nr 7,



Rysunek 4. Zbiórce mapy T_1 – T_2 dla piaskowców szydlowieckich czerwonych. Próbkę nr 3 i 4 zostały nasycone solanką, próbka nr 6 – ropą ciężką, próbki nr 7, 8, 9 – ropami lekkimi, próbka nr 9' – solanką oraz ropą lekką

Figure 4. Combined T_1 – T_2 maps for red Szydłowiec sandstones. Samples No. 3 and 4 were saturated with brine; Sample No. 6 with heavy crude oil; Samples No. 7, 8, and 9 with light crude oils; and Sample No. 9' with both brine and light crude oil

która była nasycona lekką ropą o najniższych wartościach gęstości i lepkości z analizowanych rop. Stosunek T_1/T_2 w tej próbce wynosi 2, co jest wartością wyższą w porównaniu z próbką białego piaskowca nasyconego analogiczną ropą.

Interpretacja i dyskusja wyników

W przypadku obu grup próbek ujawniło się rozróżnienie pomiędzy poszczególnymi mediami nasycającymi poszczególne rdzenie skalne. W grupie czystych białych piaskowców szydlowieckich rozróżnienie pomiędzy mediami jest lepsze. Rozdzielają się maksymalne amplitudy sygnału dla próbek nasyconych solanką, ropami lekkimi oraz ropą ciężką. W przypadku próbek o numerach 11 i 12, które nasycono ropami lekkimi o zbliżonej lepkości i gęstości, amplitudy maksymalne są bardzo zbliżone, więc ich rozróżnienie nie jest możliwe. W tym samym miejscu znajduje się również próbka 12', która początkowo była nasycona ropą lekką, a następnie umieszczona w solance w celu naturalnego zastąpienia ropy przez solankę, co sugeruje, że proces ten zaszedł w niewielkim stopniu.

W grupie czerwonych piaskowców szydlowieckich również wyraźnie oddziela się maksymalna amplituda sygnału próbki

nr 6, nasyconej ropą ciężką. Próbkę nr 7, nasyconą ropą lekką o najniższych parametrach lepkości oraz gęstości, na mapie T_1 – T_2 jest przesunięta w kierunku dłuższych czasów relaksacji, co również pozwala na jej wydzielenie. Ponadto brak jest rozróżnienia pomiędzy próbkami 3, 4, 8, 9 i 9', nasyconymi solanką, ropami lekkimi oraz ropą i solanką. Nakładanie się sygnałów NMR na mapach w przypadku wspomnianych próbek może być spowodowane różnicami w wykształceniu przestrzeni porowej pomiędzy piaskowcami czerwonymi i białymi. Z publikacji Katiki i in. (2016) wynika, że w przypadku konwencjonalnych, czystych piaskowców stosunek T_1/T_2 wyznaczony dla solanki oraz mobilnych węglowodorów jest bardzo zbliżony, co jest zgodne z wynikami, które uzyskano dla czerwonego piaskowca szydlowieckiego. Próbkę czerwonego piaskowca były rdzeniowane z pojedynczego homogenicznego bloku skalnego, dlatego można się spodziewać, że będą miały bardzo podobny skład mineralogiczny. Badania XRD wykazały, że analizowane próbki oprócz krzemionki zawierają również niewielkie domieszki hematytu (1,1%) oraz kaolinitu (9,8%), które nie powinny w znaczący sposób wpływać na właściwości relaksacyjne analizowanych próbek. Teoretycznie wysoka zawartość faz mineralnych zawierających żelazo w próbkach skalnych może rzeczywiście przyczyniać się do silnego skracania czasów relaksacji T_2 . Podobnie w przypadku minerałów ilastych, które również mogą wpływać na skracanie czasów relaksacji T_2 . Elsayed i in. (2019) opisują, że najsilniejszy wpływ na czasy relaksacji T_2 mają chloryt oraz illit, dla kaolinitu wpływ ten powinien być znikomy.

Interesującym zagadnieniem jest również położenie na mapach T_1 – T_2 próbek nasyconych solanką w obu grupach piaskowców, które zaznaczają się w górnej części wykresu. W badanych przypadkach takie położenie wynika z faktu, że skały te są konwencjonalne i charakteryzują się dużym rozmiarem porów. W efekcie czasy T_1 i T_2 są stosunkowo długie, co przesunęło maksimum zarejestrowanego sygnału w kierunku górnych obszarów na mapach T_1 – T_2 .

Ponadto na mapach T_1 – T_2 bardzo dobrze wyróżniają się maksymalne amplitudy sygnału dla próbek nasyconych ciężką ropą. W przypadku tych próbek zauważa się zarówno wyraźnie krótszy czas relaksacji, jak i nieznacznie wyższy stosunek T_1/T_2 w przypadku czerwonych piaskowców szydlowieckich.

Publikowane w literaturze dane na temat rozróżniania mediów nasycających skały konwencjonalne na podstawie map T_1 – T_2 wskazują na wyższy stosunek T_1/T_2 w przypadku rop niż nasycających solanek (Tinni i in., 2014). W przeprowadzonych badaniach na piaskowcach szydlowieckich nie obserwuje się wyraźnego związku pomiędzy typem nasycającego medium a stosunkiem T_1/T_2 . Jedyne zauważalny trend wskazuje na wyższy stosunek T_1/T_2 dla ropy ciężkiej w przypadku wyników dotyczących czerwonych piaskowców szydlowieckich.

Podsumowanie i wnioski

Celem pracy było uzyskanie map T_1 – T_2 na podstawie badań magnetycznego rezonansu jądrowego. Analizę map T_1 – T_2 NMR wykonuje się głównie dla skał ze zbiorników niekonwencjonalnych (łupkowych lub typu tight), jednak ze względu na to, że nasycenie tego typu próbek mediami złożowymi w warunkach laboratoryjnych jest bardzo trudne, do badań wytypowano skały zbiornikowe ze złóż konwencjonalnych. Badania przeprowadzono na piaskowcach szydłowieckich białych i czerwonych. Piaskowce zawierały niewielkie ilości minerałów towarzyszących, których wpływ na właściwości relaksacyjne analizowanych skał był najprawdopodobniej ograniczony. Próbkę charakteryzowały się również stosunkowo wysoką porowatością oraz dobrą przepuszczalnością. Próbkę badano w stanie nasyconym ropami o różnych parametrach oraz solanką w celu sprawdzenia, jak sygnał od solanki i ropy o różnych parametrach zaznacza się na mapach T_1 – T_2 .

Wykonano 14 map T_1 – T_2 NMR. Przeprowadzone badania dla białych piaskowców szydłowieckich, zrealizowane na spektrometrze pracującym z częstotliwością 2 MHz, wykazały, że mapy T_1 – T_2 umożliwiają różnicowanie mediów nasycających, takich jak ropa ciężka, solanka oraz ropa lekka, na podstawie różnic w położeniu maksymalnych amplitud sygnału. W przypadku rop o zbliżonych parametrach gęstości i lepkości uzyskane mody lokalizowały się na mapach blisko siebie, co było zgodne z oczekiwaniami. W podobnym obszarze mapy znalazła się również próbka, która po wcześniejszym nasyceniu ropą została umieszczona w solance w celu naturalnego wyparcia ropy oraz zastąpienia jej przez solankę, co może świadczyć o niskim stopniu zastąpienia pomiędzy mediami złożowymi.

W przypadku próbek czerwonego piaskowca szydłowieckiego również zaobserwowano możliwość rozróżnienia maksymalnej amplitudy sygnału od ciężkiej ropy, cechującej się najwyższymi wartościami gęstości i lepkości. W mniejszym stopniu wyróżniała się próbka nasycona ropą lekką, charakteryzującą się najniższymi wartościami gęstości i lepkości spośród wszystkich zastosowanych rop. W przeciwieństwie do wyników uzyskanych dla białego piaskowca pozostałe próbki czerwonego piaskowca – nasycone solanką, ropami o zbliżonych parametrach gęstości i lepkości, a także próbka zawierająca zarówno solankę, jak i ropę – zaznaczały się na mapach w tym samym miejscu. W konsekwencji ich jednoznaczne rozróżnienie na podstawie map T_1 – T_2 nie było możliwe. Sugeruje to, że ich właściwości relaksacyjne są bardzo podobne, przez co nie zawsze jest możliwe rozróżnienie solanki od lekkiej ropy w konwencjonalnych piaskowcach. Wartości maksymalne sygnałów dla próbek nasyconych solanką zaznaczały się w górnych częściach map T_1 – T_2 .

Wyniki map T_1 – T_2 uzyskane metodą jądrowego rezonansu magnetycznego dla konwencjonalnych piaskowców szydłowieckich białych i czerwonych pozwalają na zróżnicowanie niektórych mediów nasycających skały. Uzyskane wyniki stanowią dobry materiał wyjściowy do dalszych analiz map T_1 – T_2 , które będą realizowane w INiG – PIB.

Podziękowania

Autorzy dziękują Pani dr hab. inż. Irenie Matyasik za udostępnienie próbek rop do badań oraz za wykonanie analiz.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Zastosowanie dwuwymiarowego obrazowania czasów relaksacji T_1 – T_2 NMR do identyfikacji mediów złożowych nasycających skały*, praca INiG – PIB; nr zlecenia: 0042/SW/2025, nr archiwalny: DK-4100-20-2025.

Literatura

- Bloembergen N., Purcell E.M., Pound R.V., 1948. Relaxation effects in nuclear magnetic resonance absorption. *Physical Review*, 73: 679. DOI: 10.1103/PhysRev.73.679.
- Elsayed M., Glatz G., El-Husseiny A., Alqubalee A., Adebayo A., Al-Garadi K., Mahmoud M., 2020. The effect of clay content on the spin–spin NMR relaxation time measured in porous media. *ACS Omega*, 5: 6545–6555. DOI: 10.1021/acsomega.9b04228.
- Enjilela R., Guo J., MacMillan B., Marica F., Afrough A., Balcom B., 2021. T_1 – T_2^* relaxation correlation measurements. *Journal of Magnetic Resonance*, 326: 106961. DOI: 10.1016/j.jmr.2021.106961.
- Fleury M., 2014. Characterization of shales with low field NMR. *International Symposium of the Society of Core Analysts, Avignon, France*.
- Fleury M., Romero-Sarmiento M., 2016. Characterization of shales using T_1 – T_2 NMR maps. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 137: 55–62. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.11.006.
- Ge X., Fan Y., Chen H., Deng S., Cao Y., Aleem Zahid M., 2015. Probing the influential factors of NMR T_1 – T_2 spectra in the characterization of the kerogen by numerical simulation. *Journal of Magnetic Resonance*, 260: 54–66. DOI: 10.1016/j.jmr.2015.08.026.
- Guo J., Xie R., 2018. Numerical Investigations of NMR T_1 – T_2 Map in Two-Phase Fluid-Bearing Tight Sandstone. *Applied Magnetic Resonance*, 50: 479–495. DOI: 10.1007/s00723-018-1098-7.
- Habina I., Radzik N., Topór T., Krzyżak A.T., 2017. Insight into oil and gas-shales compounds signatures in low field 1H NMR and its application in porosity evaluation. *Microporous Mesoporous Materials*, 252: 37–49. DOI: 10.1016/j.micromeso.2017.05.054.
- Handwerger D.A., Willberg D., Pagels M., Rowland B., Keller J.F., 2012. Reconciling Retort versus Dean Stark Measurements on Tight Shales. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2012*. DOI: 10.2118/159976-MS.
- Jiang H., Daigle H., Tian X., Pyrcz M.J., Griffith C., Zhang B., 2019. A comparison of clustering algorithms applied to fluid characterization using NMR T_1 – T_2 maps of shale. *Computers & Geosciences*, 126: 52–61. DOI: 10.1016/j.cageo.2019.01.021.
- Katika K., Saidian M., Fabricius I.L., 2016. Wettability of Chalk and Argillaceous Sandstones Assessed from T_1/T_2 Ratio. *78th EAGE Conference & Exhibition 2016, Vienna, Austria*.

- Khatibi E., Ostadhassan M., Xie Z.H., Gentzis T., Bubach B., Gan Z., Carvajal-Ortiz H., 2019. NMR relaxometry a new approach to detect geochemical properties of organic matter in tight shales. *Fuel*, 235: 167–177. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.07.100.
- Klaja J., Drabik K., Przelaskowska A., 2017. Badanie różnych typów skał klastycznych metodą NMR przy zastosowaniu spektrometrów pracujących z częstotliwością rezonansową 2 MHz, 8 MHz i 23 MHz. *Nafta-Gaz*, 3: 151–156. DOI: 10.18668/NG.2017.03.01.
- Li J., Huang W., Lu S., Wang M., Chen G., Tian W., Guo Z., 2018. Nuclear Magnetic Resonance T1–T2 Map Division Method for Hydrogen-Bearing Components in Continental Shale. *Energy & Fuels*, 32(9): 9043–9054. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b01541.
- Li J., Wang M., Fei J., Xu L., Shao H., Li M., Tian W., Lu S., 2022. Determination of in situ hydrocarbon contents in shale oil plays. Part 2: Two-dimensional nuclear magnetic resonance (2D NMR) as a potential approach to characterize preserved cores. *Marine and Petroleum Geology*, 145: 105890. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105890.
- Mukhametdinova A., Habina-Skrzyniarz I., Kazak A., Krzyżak A., 2021. NMR relaxometry interpretation of source rock liquid saturation – A holistic approach. *Marine and Petroleum Geology*, 132: 105165. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105165.
- Rylander E., Singer Philip M., Jiang T., Lewis R., 2013. NMR T₂ Distributions in the Eagle Ford Shale: Reflections on Pore Size. *SPE Unconventional Resources Conference-USA, The Woodlands, Texas, USA*. DOI: 10.2118/164554-MS.
- Silletta E.V., Vila G.S., Domené E.A., Velasco M.I., Bedini P.C., Garro-Linck Y., Masiero D., Monti G.A., Acosta R.H., 2022. Organic matter detection in shale reservoirs using a novel pulse sequence for T₁–T₂ relaxation maps at 2 MHz. *Fuel*, 312: 122863. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.122863.
- Tinni A., Sondergeld C., Rai C., 2014. NMR T1-T2 response of moveable and non-moveable fluids in conventional and unconventional rocks. *International Symposium of the Society of Core Analysts, Avignon, France*.
- Wang M., Li M., Li J.-B., Xu L., Zhang J., 2022. The key parameter of shale oil resource evaluation: oil content. *Petroleum Science*, 19(4): 1443–1459. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.03.006.
- Washburn K.E., Birdwell J.E., 2013. Updated methodology for nuclear magnetic resonance characterization of shales. *Journal of Magnetic Resonance*, 233: 17–28. DOI: 10.1016/j.jmr.2013.04.014.
- Zamiri M.S., MacMillan B., Marica F., Guo J., Romero-Zerón L., Balcom B.J., 2021. Petrophysical and geochemical evaluation of shales using magnetic resonance T₁–T₂* relaxation correlation. *Fuel*, 284: 119014. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119014.
- Zhang P., Lu S., Li J., Chang X., 2020. 1D and 2D Nuclear magnetic resonance (NMR) relaxation behaviors of protons in clay, kerogen and oil-bearing shale rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 114: 104210. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.104210.
- Zhang P.-F., Lu S.-F., Wang J.-J., Li W.-B., Yin Y.-J., Chen G.-H., Zhou N.-W., Wu H., 2024. Microscopic occurrence and distribution of oil and water in situ shale: Evidence from nuclear magnetic resonance. *Petroleum Science*, 21(6): 3675–3691. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.04.007.



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



Mgr inż. Kamil HEBDA
Asystent w Zakładzie Geofizyki Wiertniczej
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: 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