

Jolanta Klaja, Katarzyna Drabik, Anna Przelaskowska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Piotr Kulinowski

Uniwersytet Pedagogiczny, Instytut Techniki

Badanie różnych typów skał klastycznych metodą NMR przy zastosowaniu spektrometrów pracujących z częstotliwością rezonansową 2 MHz, 8 MHz i 23 MHz

Wykonywanie badań metodą magnetycznego rezonansu jądrowego na próbkach skał wymaga uwzględnienia ich specyfiki (np. rozmiar porów, skład mineralny, w szczególności zawartość minerałów ilastych, właściwości filtracyjne, zawartość minerałów żelazistych). Omówiono szereg zastosowań spektrometrów pracujących z częstotliwością rezonansową 2 MHz, 8 MHz i 23 MHz, wyposażonych w różne sondy pomiarowe, dające możliwość dopasowania spektrometru i sekwencji pomiarowych do charakteru badanej próbki. Autorzy koncentrują się na różnych aspektach wyznaczania porowatości oraz identyfikacji płynów złożowych dla próbek różnych typów skał klastycznych.

Słowa kluczowe: magnetyczny rezonans jądrowy, wielkość porów, identyfikacja płynów złożowych.

NMR laboratory measurements of various types of clastic sedimentary rocks using 2, 8 and 23 MHz spectrometers

The application of nuclear magnetic resonance (NMR) for the evaluation of rock core samples, requires taking into account, their specific features, e.g. pore size, illite composition, filtration properties, concentration of iron containing minerals. Measurements were performed using 2, 8 and 23 MHz NMR spectrometers – core analyzers – equipped with various probeheads. It allowed matching the spectrometer and pulse sequence parameters, to the characteristics of the sample. The authors concentrated on several aspects of porosity assessment and fluid typing for various clastic sedimentary rock samples.

Key words: nuclear magnetic resonance, pore size, fluid typing.

Wprowadzenie

Właściwe określenie parametrów petrofizycznych skał takich jak porowatość, przepuszczalność oraz nasycenie wodą złożową i węglowodorami jest niezwykle ważne zarówno na etapie poszukiwań złóż węglowodorów, jak i w procesie szacowania ich zasobów. Jedną z metod umożliwiających zbadanie własności petrofizycznych skał jest metoda magnetycznego rezonansu jądrowego (NMR). Analiza rozkładów czasów relaksacji T_2 dostarcza informacji na temat rozkładu nasycenia w przestrzeni porowej, a w powiązaniu z badaniami porozymetrycznymi i mineralogicznymi pozwala wyznaczyć różne typy petrofizyczne bada-

nych utworów [5]. Pomiary samodyfuzji protonów umożliwiają scharakteryzowanie geometrii porów przez określenie ich krętości i stosunku wielkości powierzchni porów do ich objętości [4].

Aktualnie przedmiotem zainteresowania przemysłu naftowego są badania skał pochodzących zarówno ze zbiorników konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych. Te ostatnie charakteryzują się między innymi przewagą mikroporów (np. formacje mułowcowe) oraz możliwością występowania substancji organicznej w postaci kerogenu lub bituminu (np. formacje łupkowe). Pomiary laboratoryjne tak

różnorodnych próbek skał metodą NMR wymagają kompromisów w doborze sprzętu, metod pomiarowych oraz ich parametrów. Istotnymi czynnikami są tu na przykład ilość podlegających detekcji protonów w próbce (niski stosunek sygnału do szumu dla formacji niekonwencjonalnych) lub istnienie wewnętrznych gradientów pola magnetycznego. Niski stosunek sygnału do szumu stanowi czynnik ograniczający ze względu na czas pomiaru, co jest istotne w przypadku metod dwuwymiarowych pozwalających na identyfikację substancji wchodzących w skład próbki.

Próbie zmierzania się z identyfikacją płynów złożowych za pomocą osobno mierzonych rozkładów czasów relaksacji T_1 oraz czasów relaksacji T_2 , na spektrometrze 2 MHz, przedstawiono w pracy Ozen'a i Sigala [7]. Stosunki czasów relaksacji T_1 do T_2 (T_1/T_2) dla płynów złożowych w utworach typu *shale* zostały wyznaczone dla solanki, ropy (*crude*) oraz dodekanu.

Bardziej jednoznaczną informację można uzyskać z dwuwymiarowych rozkładów (korelacji) T_1-T_2 . Wykorzystanie korelacji T_1-T_2 , uzyskanych za pomocą spektrometru 2 MHz, zaprezentowano w pracy Rylander'a i in. [8]. Przedstawiono w niej wyniki dla serii próbek łupkowych z różnych głębokości roponośnej formacji łupkowej w jednym otworze (Eagle Ford Shale). Autorom udało się pokazać, że różne płyny wypełniające przestrzeń porową w badanych próbkach grupują się w klastry na diagramie T_1/T_2 vs. T_2 uzyskanym z korelacji T_1-T_2 . Zidentyfikowano wodę związaną w łańcuchach, wodę w porach pomiędzy ziarnami, ropę w substancji organicznej (bitumen, kerogen) oraz ropę w przestrzeni pomiędzy ziarnami materii organicznej.

Przykładem wyników otrzymanych przy użyciu spektrometru 23,7 MHz jest praca Fleury'ego i Romero-Sarmiento [2]. Autorzy wykonali korelacje T_1-T_2 dla ekstrahowanych

próbek kerogenu niedojrzałego, kerogenu z okna gazowego oraz z okna ropnego, próbek suchych z wyekstrahowaną materią organiczną oraz próbek materii organicznej nasyconej metanem. Bogaty materiał badawczy pozwolił na uzyskanie sygnatur, czyli modów charakterystycznych w mapach T_1-T_2 , dla grup hydroksylowych, kerogenu, wody oraz metanu. W pracy przedstawiono wskazówki, jak interpretować wyniki pomiarów NMR, w szczególności dla próbek nienasyconych.

Z kolei Nicot i in. [6] pokazali, że zastosowanie spektrometru pracującego przy częstotliwości rezonansowej dla protonów 23 MHz pozwala na bardziej jednoznaczne rozróżnienie między wodą a ropą (zmiana stosunku T_1/T_2 z 4–5 do wartości rzędu 10).

Innym podejściem rozszerzającym wiedzę na temat próbek skał niekonwencjonalnych jest użycie klasycznych sekwencji pomiarowych CPMG (opartych na echu spinowym) do pomiaru T_2 oraz wykorzystujących tzw. *solid echo* (Washburn i Birdwell [9]). Pozwala to na uzyskanie map T_1-T_2 , które niosą bardziej kompletną informację na temat „składników” próbki typu *shale*. Dla próbek zawierających płyny o niskiej lepkości rezultaty pomiarów wykonanych obiema metodami były podobne. Mapy T_1-T_2 wykonane sekwencją na podstawie echa spinowego oraz *solid echo* różniły się za to w sposób znaczący dla próbek zawierających płyny o wysokiej lepkości oraz materię organiczną w postaci stałej. Autorzy podkreślają, że uzyskanie zaprezentowanych wyników było możliwe dzięki użyciu krótkich czasów echa w sekwencji CPMG (w tym konkretnym przypadku 60 μ s).

Badania skał ze zbiorników niekonwencjonalnych są stosunkowo nieliczne i ze względu na swoją złożoność i niejednoznaczność nadal należą do badań podstawowych.

Materiały i metody

Do badań wybrano zróżnicowane próbki skał klastycznych:

- piaskowiec permski charakteryzujący się dużą zawartością hematytu,
- piaskowce mioceńskie (dwie próbki) o dobrych właściwościach zbiornikowych i filtracyjnych,
- mułowiec z basenu mioceńskiego, jako przykład próbki mikroporowej,
- łupek sylurski, jako przykład skały pochodzącej ze zbiornika niekonwencjonalnego.

Próbki wycięto z niezabezpieczonych rdzeni (próbka w stanie *unpreserved*). Badano je zarówno w stanie *unpreserved*, jak i nasycone roztworem NaCl (50 g/l). Badania zostały wykonane na trzech spektrometrach pracujących przy

częstotliwościach dla protonów odpowiednio: 2 MHz (RCA, Magritek Ltd, Nowa Zelandia), 8 MHz (MARAN Ultra, Oxford Instruments, Wielka Brytania) i 23 MHz (RCA, Magritek Ltd., Nowa Zelandia).

Dla wszystkich próbek wykonano:

- rozkłady czasów relaksacji T_2 przy użyciu sekwencji impulsowej CPMG z czasami echa 60 μ s, 100 μ s oraz 200 μ s,
- korelacje (dzwuwymiarowe rozkłady czasów relaksacji) T_1-T_2 mierzone za pomocą sekwencji CPMG z przygotowaniem „inwersja-odrost” (*inversion-recovery*) z czasem echa 60 μ s – dla 32 czasów inwersji dobranych równomiernie w skali logarytmicznej w zakresie od 20 μ s do 10 s lub 15 s w zależności od próbki.

Wyniki i dyskusja

Wyznaczanie porowatości – wpływ mikroporowatości na wyniki pomiarów NMR

Pomiary wykonano dla próbek mioceńskich (piaskowca i mułowca) oraz dla łupka sylurskiego nasyconych solanką o mineralizacji 50 g/l. Wyniki pomiarów porowatości uzyskane za pomocą spektrometru 2 MHz dla różnych wartości czasu echa TE sekwencji CPMG zamieszczono w tabeli 1 oraz na rysunku 1.

Tablica 1. Wpływ czasu echa (TE) na wyznaczaną wielkość porowatości skał

Czas echa (TE) [μs]	Porowatość (K_{pNMR}) [%]		
	piaskowiec	mułowiec	łupek
200	27,4	21,5	6,3
100	27,6	21,9	8,2
60	27,8	24,8	9,5

Dla próbki konwencjonalnej z przewagą dużych porów skrócenie czasu echa z 200 μs do 60 s zwiększyło estymowaną wartość porowatości tylko o 0,4%. W przypadku mułowca mioceńskiego oraz łupka sylurskiego ta różnica wynosi już 3,3%. Przy czym dla mułowca stanowi to 13% wy-

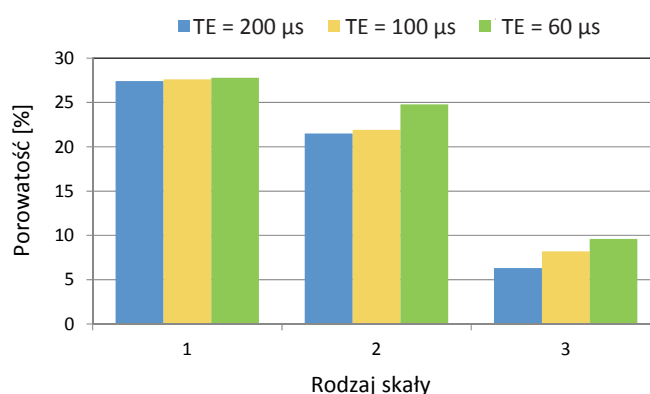
Wyznaczanie porowatości – analiza wpływu minerałów zawierających w swoim składzie żelazo na wyniki pomiarów NMR

Potrzeba użycia krótkich czasów echa w pomiarach NMR istnieje nie tylko w przypadku badań skał pochodzących ze zbiorników niekonwencjonalnych. Konieczność ich stosowania występuje również dla skał zawierających minerały żelaziste (np. hematyt). Obecność tego typu minerałów powoduje skracanie czasów relaksacji T_2 [1], a zatem potrzebę wykonania pomiarów z krótkimi czasami echa.

Poniżej przedstawiono wyniki badań wykonanych na spektrometrze 2 MHz dla próbki piaskowca zawierającego 23% hematytu (tablica 2). Porowatość wyznaczona metodą NMR przy zastosowaniu czasu echa TE = 200 μs wyraźnie odbiega od wartości porowatości określonej metodą helową.

Tablica 2. Wpływ minerałów żelazistych na wyniki pomiarów NMR

Porowatość NMR [%]		Porowatość helowa [%]
TE = 200 μs	TE = 60 μs	
7,10	14,0	13,8



Rys. 1. Wpływ czasu echa (TE) na wyznaczaną wielkość porowatości skał. Na osi poziomej: 1 – skała zbiornikowa konwencjonalna (piaskowiec mioceński o dobrych własnościach zbiornikowych i filtracyjnych), 2 – skała zbiornikowa mikroporowa (mułowiec mioceński), 3 – skała zbiornikowa mikroporowa (łupek sylurski)

znaczanej porowatości całkowitej, a dla łupka jest to aż 34% porowatości całkowitej.

Otrzymane wyniki wskazują na konieczność zastosowania krótkich czasów echa (w omawianym przypadku: 60 μs) w sekwencji pomiarowej CPMG dla skał mikroporowych, a szczególnie dla skał zbiorników niekonwencjonalnych.

W większości przypadków porowatość wyznaczona metodą NMR dla TE ≤ 200 μs jest wyższa od uzyskanej metodą helową. Najczęściej jest to związane z obecnością w próbce minerałów ilastych bądź z wyraźnym udziałem mikroporów w przestrzeni porowej. Piaskowiec, dla którego wyniki przedstawiono, charakteryzuje się niskim poziomem zaileńnięcia (zawartość minerałów ilastych około 13%). Można zatem oczekiwać, że zarówno metoda NMR, jak i helowa wykażą podobną wielkość porowatości lub że w przypadku dużego udziału mikroporów porowatość wyznaczona metodą NMR będzie większa. Wskazują na to dotychczasowe doświadczenia w zakresie badań skał ze zbiorników niekonwencjonalnych.

W omawianym przypadku, dla czasu echa 200 μs, zachodzi jednak relacja odwrotna: porowatość wyznaczona metodą helową znacznie przewyższa wartość tego parametru otrzymaną metodą NMR. Zastosowanie czasu echa 60 μs znacząco zmienia wynik pomiaru NMR – wielkość porowatości wzrosła dwukrotnie, osiągając wartość porównywalną z porowatością wyznaczoną metodą helową (tablica 2).

Określenie nasycenia formacji skalnej mediami złożowymi

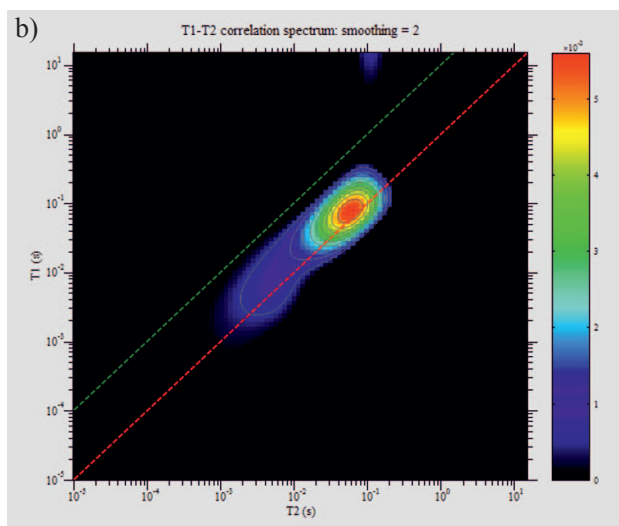
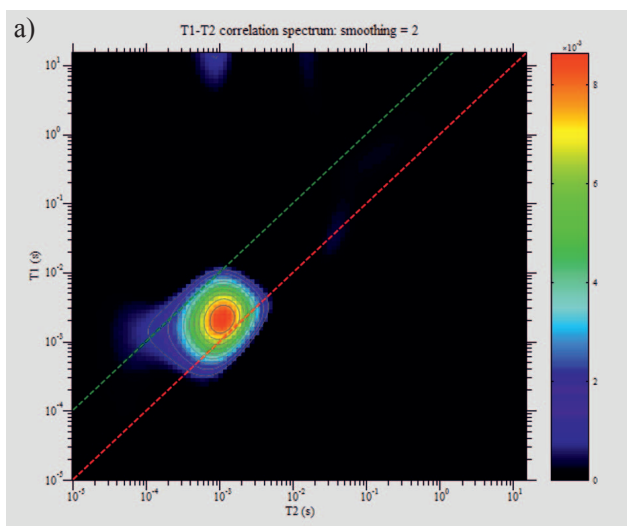
Jedną ze standardowych metod wykorzystywanych do określenia nasycenia formacji skalnej wodą jest metoda Deana–Starka. Wada tej metody polega na jej czasochłonności (pomiar trwa minimum tydzień) oraz konieczności rozkruszenia próbki skały. Metoda NMR jest zdecydowanie szybsza (pomiar od kilku minut do kilku godzin) i jest metodą nieniszczącą. Do określenia nasycenia używa się m.in. pomiarów dwuwymiarowych, których rezultatem są korelacje (mapy) T_1 – T_2 lub T_2 – T_2 .

Na rysunkach 2–3 przedstawiono korelacje T_1 – T_2 dla piaskowca i mułowca z basenu miocenińskiego uzyskane przy użyciu spektrometru 2 MHz. Korelacje wykonano dla skał w stanie nienasyconym (*unpreserved*) oraz po nasyceniu próbek solanką. Na podstawie analizy rozkładów T_2 oszacowano wielkość nasycenia wodą. Nasycenie węglowodorami obliczono jako $S_H = 1 - S_{wH_2O}$ (tablica 3).

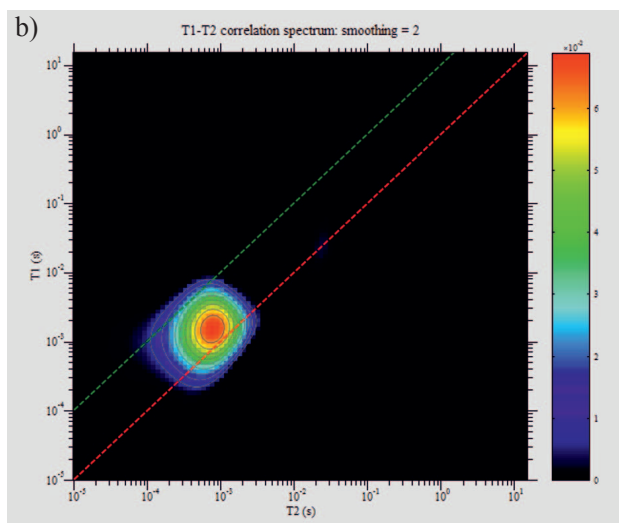
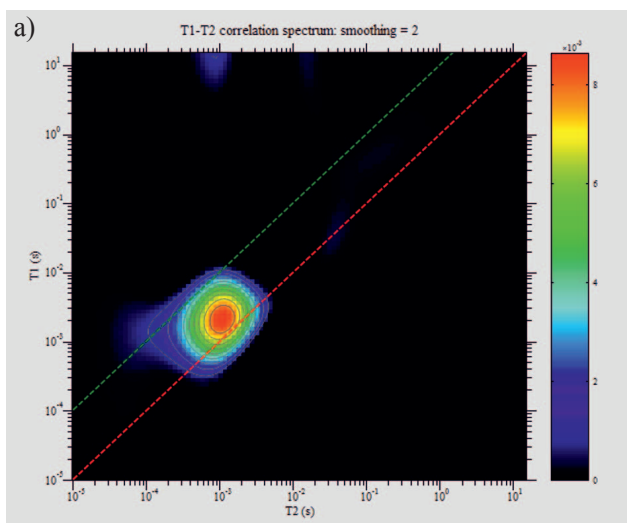
Tablica 3. Wyniki szacowania nasycenia na podstawie pomiarów NMR dla skał miocenińskich

Litostratygrafia	Porowatość [%]		Nasycenie [%]	
	nienasycona (<i>unpreserved</i>)	nasycona solanką	wodą	gazem
Piaskowiec mioceniński	4,7	29,4	16,0	84,0
Mułowiec mioceniński	23,3	29,7	78,5	21,6

Wartość T_1/T_2 dla piaskowca miocenińskiego w stanie *unpreserved* wskazuje na obecność wody w mniejszych porach (pojedynczy mod w okolicy 1 ms na skali T_2 z centrum dla $T_1/T_2 \sim 2$) (rysunek 2a). Zmiana w korelacji T_1 – T_2 dla próbki po nasyceniu solanką (rysunek 2b) i pojawienie się bardzo



Rys. 2. Korelacje T_1 – T_2 dla piaskowca: a) dla próbki *unpreserved*, b) dla próbki nasyconej solanką

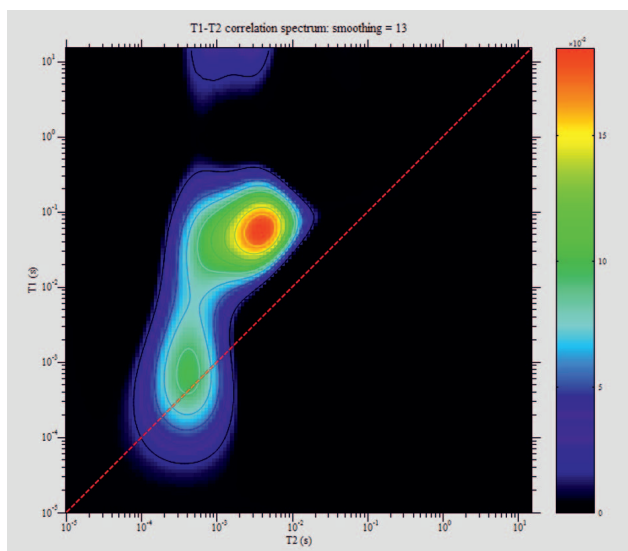


Rys. 3. Korelacje T_1 – T_2 dla mułowca: a) dla próbki *unpreserved*, b) dla próbki nasyconej solanką

intensywnego modu pochodzącego od wody z centrum przy około 80 ms na skali T_2 – sugerują możliwość nasycenia gazem w porach większych.

Dla próbki mułowca w stanie nienasyconym (*unpreserved*) (rysunek 3a) korelacja T_1 – T_2 wykazuje jeden mod dla $T_1/T_2 \sim 2$ w zakresie krótkich czasów T_1 i T_2 , co wskazuje na obecność wody w mikroporach. Po nasyceniu próbki solanką (rysunek 3b) mod zajmuje podobny zakres czasów relaksacji, zarówno T_2 , jak i T_1 . O wzroście nasycenia świadczy jednoznacznie ilościowa interpretacja rozkładów T_2 . Wyznaczona wielkość nasycenia wodą (77%) sugeruje możliwość resztkowego nasycenia gazem (23%). W przeciwieństwie do poprzedniego przypadku (piaskowiec) w omawianej próbce zarówno woda, jak i gaz zajmują mikropory.

Z kolei na rysunku 4 pokazano wyniki pomiaru korelacji T_1 – T_2 dla przykładowej próbki sylurskiej z formacji łupkowej przy użyciu spektrometru pracującego z częstotliwością 23 MHz.



Rys. 4. Korelacja T_1 – T_2 dla łupka w stanie *unpreserved*

Korelację T_1 – T_2 wykonano dla próbki w stanie nienasyconym *unpreserved* (rysunek 4). Korelacja wskazuje na obecność wody w mikroporach (mod o $T_1/T_2 \sim 2$ skupiony na osi T_2 w okolicy 350 μ s). Drugi mod, o $T_1/T_2 \sim 10$ skupiony na osi T_2 w okolicy 3 ms, na podstawie pracy Fleury'ego i Romero-Sarmiento można ostrożnie interpretować jako gaz w materii organicznej [2]. Różnica w porowatości zmierzona z rozkładów czasów relaksacji T_2 jest nieznaczna: 9,3 vs. 9,5, odpowiednio przed i po nasyceniu.

Na tej podstawie można przypuszczać, że wzrost zmierzonej porowatości wynika z pojawienia się wody w szczelinach, które powstały w czasie nasycenia na powierzchniach foliacji.

Ilościowe szacowanie nasycenia przy wykorzystaniu pomiarów NMR w przypadku występowania organiki umożliwia analiza korelacji T_1 – T_2 . Daje ona możliwość wydzielenia obszarów związanych z nasyceniem wodą lub węglowodorami. Uzyskane wyniki dla łupka sylurskiego zamieszczono w tablicy 4.

W tym konkretnym przypadku wykorzystanie spektrometru 23 MHz dodatkowo pozwoliło na skrócenie czasu pomiaru (tylko 4 akumulacje dla każdego czasu inwersji).

Użycie pól o wyższych częstotliwościach może być interesujące także z innych powodów. Ostatnio pojawiają się doniesienia o wykorzystaniu spektrometrów z magnesami o wyższej wartości indukcji pola magnetycznego do różnicowania zawartości płynów złożowych (nawet 400 MHz [10]). Zastosowanie pól o wyższych częstotliwościach zwiększa w różnym stopniu T_1/T_2 płynów złożowych, a tym samym pozwala na efektywniejszą identyfikację i separację modów pochodzących od różnych płynów złożowych w korelacjach T_1 – T_2 . Daje to w perspektywie możliwość oszacowania nasycenia wodą za pomocą metody nieinwazyjnej.

Dokładność szacowania nasycenia zależy od zabezpieczenia rdzeni wiertniczych pobranych z otworu. Problem dotyczy głównie dobrze przepuszczalnych próbek ze zbiorników konwencjonalnych. Co do skał z formacji łupkowych i piaskowców typu *tight* niektórzy autorzy uważają, że brak zabezpieczenia nie wpływa znacząco na stan nasycenia wodą oraz węglowodorami występującymi w substancji organicznej czy w zaciśniętych mikroporach. Handwerger i in. [3] pokazali, że w przypadku badań laboratoryjnych pokruszonych próbek, zabezpieczonych tylko poprzez umieszczenie ich w plastikowym woreczku, wyniki pomiarów (takie jak porowatość efektywna, efektywne nasycenie wodą, woda związana w ilach oraz przepuszczalność) w odstępach około 2 lat nie różniły się znacząco. W przypadku próbek charakteryzujących się bardzo niską przepuszczalnością skomplikowane i drogie metody zabezpieczenia rdzeni nie są konieczne [3].

Tablica 4. Wyniki pomiarów NMR dla łupka sylurskiego – szacowanie nasycenia

Litostratygrafia	Porowatość [%]			Nasycenie [%]	
	całkowita	udział porów wypełnionych wodą	udział porów dla pozostałych mediów	wodą	węglowodorami
Łupek sylurski	9,3	3,5	5,8	37,9	62,1

Podsumowanie

W przypadku skał pochodzących ze zbiorników niekonwencjonalnych otrzymane wyniki wskazują na konieczność zastosowania krótkich czasów echa w sekwencji pomiarowej CPMG. Takie podejście jest zasadne również dla skał zawierających dużą ilość minerałów żelazistych. Rejestrując korelacje/mapy T_1 - T_2 , dla próbek zarówno w stanie *native*, jak i w stanie nasyconym, pokazano sygnatury specyficzne dla piaskowca mioceńskiego, mułowca mioceńskiego oraz łupka sylurskiego. O ile w przypadku skał mioceń-

skich zarejestrowano tylko sygnał od wody, o tyle dla łupka sylurskiego zarejestrowano również sygnaturę pochodzącą od materii organicznej (według danych literaturowych prawdopodobnie gaz w materii organicznej). W takim przypadku, gdy skała jest jednocześnie skałą macierzystą i zbiornikową, prawidłowa ocena jakościowa oraz ilościowa obecności płynów złożowych jest możliwa przy użyciu dwuwymiarowych technik NMR poprzez wydzielenie sygnału pochodzącego od wody oraz pochodzącego od węglowodorów.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2017, nr 3, s. 151–156, DOI: 10.18668/NG.2017.03.01

Artykuł nadesłano do Redakcji 1.08.2016 r. Zatwierdzono do druku 18.01.2017 r.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Badanie skał o różnym stopniu zailenia i zawartości substancji organicznej metodami termicznymi i NMR* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 5/SW/16, nr archiwalny: DK-4100-5/16.

Literatura

- [1] Ciechanowska M., Zalewska J.: *Badania wpływu zawartości żelaza w składzie chemicznym skały na ocenę parametrów złożowych metodą NMR*. Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL, Zakopane 2004, s. 329–334.
- [2] Fleury M., Romero-Sarmiento M.: *Characterization of shales using T_1 - T_2 NMR maps*. Journal of Petroleum Science and Engineering 2016, vol. 137, s. 55–62.
- [3] Handwerker D.A., Suarez-Rivera R., Vaughn K.I., Keller J.F.: *Improved Petrophysical Core Measurements on Tight Shale Reservoirs Using Retort and Crushed Samples*. Society of Petroleum Engineers Annual Conference and Exhibition, Colorado, Denver 30.10–2.11.2011, SPE Paper 147456.
- [4] Klaja J.: *Zastosowanie metody magnetycznego rezonansu jądrowego do wyznaczania krętości porów*. Nafta-Gaz 2012, nr 9, s. 575–584.
- [5] Klaja J., Łykowska G.: *Wyznaczenie typów petrofizycznych skał czerwonego spągowca z rejonu południowo-zachodniej części niecki poznańskiej na podstawie analizy statystycznej wyników pomiarów laboratoryjnych*. Nafta-Gaz 2014, nr 11, s. 757–764.
- [6] Nicot B., Vorapalawut N., Rousseau B., Madariaga L.F., Hamon G., Korb J.P.: *Estimating Saturations in Organic Shales Using 2D NMR*. Petrophysics 2016, vol. 57, s. 19–29.
- [7] Ozen A.E., Sigal R.F.: *T_1/T_2 NMR Surface Relaxation Ratio for Hydrocarbons and Brines in Contact with Mature Organic-Shale Reservoir Rocks*. Petrophysics 2013, vol. 54, s. 11–19.
- [8] Rylander E., Singer P.M., Jiang T., Lewis R., McLin R., Sinclair S.: *NMR T_2 Distributions in the Eagle Ford Shale: Reflections on Pore Size*. Society of Petroleum Engineers Annual Conference and Exhibition, Woodlands, Texas, 10–12.04.2013, SPE Paper 164554.
- [9] Washburn K.E., Birdwell J.E.: *Updated Methodology for Nuclear Magnetic Resonance Characterization of Shales*. Journal of Magnetic Resonance 2013, vol. 233, s. 17–28.
- [10] Yang D., Kausik R.: *^{23}Na and ^1H NMR Relaxometry of Shale at High Magnetic Field*. Energy Fuels 2016, vol. 30, s. 4509–4519.



Mgr inż. Jolanta KLAJA
Starszy specjalista inżynierjno-techniczny
w Zakładzie Geofizyki Wiertniczej.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: jolanata.klaja@inig.pl



Mgr inż. Katarzyna DRABIK
Starszy specjalista inżynierjno-techniczny
w Zakładzie Geofizyki Wiertniczej.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: katarzyna.drabik@inig.pl



Mgr Anna PRZELASKOWSKA
Starszy specjalista badawczo-techniczny
w Zakładzie Geofizyki Wiertniczej.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: anna.przelaskowska@inig.pl



Dr hab. inż. Piotr P. KULINOWSKI
Prof. Uniwersytetu Pedagogicznego
Instytut Techniki
Uniwersytet Pedagogiczny im. Komisji Edukacji
Narodowej
ul. Podchorążych 2, 30-084 Kraków
E-mail: pkulino@up.krakow.pl