

## Geofizyka otworowa w dobie poszukiwań gazu w łupkach – przegląd metod pomiarowych

Tomasz Zorski<sup>1</sup>, Jadwiga Jarzyna<sup>1</sup>, Arkadiusz Derkowski<sup>2</sup>, Jan Środoń<sup>2</sup>



T. Zorski

J. Jarzyna

A. Derkowski

J. Środoń

**Well logging in the world of shale gas plays – review of the logging methods.** Prz. Geol., 61: 424–434.

*A b s t r a c t.* The purpose of this article is to review the possibilities of using well logging in the exploration and completion of the shale gas plays. This presentation is addressed to a broad geological community. The article is divided in two parts, the first is focused on the borehole logging tools and methods, while the second describes the construction of petrophysical models and considers some specific aspects of well logging application in the shale gas plays. For the more inquiring readers a

comprehensive list of literature is presented. Well logging is the way to acquire an important geological information from the boreholes, parallel to the core data analysis. Laboratory core analysis gives most reliable and comprehensive description of rock parameters, like mineral and chemical composition, kerogen content and its maturity, porosity, the pore space structure, density, permeability etc. However, this kind of analysis is time consuming and expensive. On the other hand, well logs give less accurate and usually not directly measurable values, which must be interpreted to achieve the requested parameters. These measurements are made continuously in natural rock conditions and the results can be obtained very quickly. Proper calibration methods are necessary to link the logging data and the detailed laboratory core analyses.

A wide range of well logging tools is described briefly in the paper, and the electrical, nuclear, NMR, and sonic methods are presented in more detail. Special attention is paid to the great technological progress in well logging during the last two decades. This progress allows to cope with the increasing difficulties in the reservoir evaluation. Complicated geometry of the directional borehole, thin beds, shaly-sand lithologies, low porosities, and the specific the pore space distributions are the main challenges in the shale gas plays.

**Keywords:** core data analysis, shale gas, well logging

Artykuł napisany jest z myślą o przybliżeniu polskiemu środowisku geologów, zainteresowanych problematyką poszukiwań ropy i gazu, profilowań geofizyki otworowej, które w ostatnich kilkunastu latach zostały znacząco udoskonalone i poszerzone. Ten obszerny temat został przedstawiony w sposób jak najbardziej poglądowy, starano się jednak zacytować ważne pozycje literatury, co powinno umożliwić bardziej zainteresowanym czytelnikom zapoznanie się ze szczegółami omawianych metod pomiarowych.

Całość składa się z dwóch części. Pierwsza, obecnie prezentowana, dotyczy omówienia metod pomiarowych geofizyki otworowej. Druga, która ukaże się w kolejnym numerze PG, opisuje budowę modeli geofizyczno-geologicznych i specyfikę zastosowań geofizyki otworowej w zagadnieniach poszukiwania i udostępniania złóż gazu z łupków.

Konwencjonalne złoża węglowodorów charakteryzują się na ogół dobrymi własnościami zbiornikowymi, czyli porowatością i przepuszczalnością. Te cechy skał pozwalają z jednej strony na wypełnianie skał zbiornikowych na etapie migracji węglowodorów ze skał macierzystych, z drugiej – umożliwiają w miarę prostą eksploatację. W warunkach złóż niekonwencjonalnych, do których zaliczamy m.in. pokłady łupków bogatych w substancję organiczną, sytuacja jest zupełnie inna (Passey i in., 2010, 2012). Skała zbiornikowa jest tu jednocześnie skałą macierzystą, jej

porowatość jest niska, najczęściej poniżej 10%, a tworzące ją pory osiągają bardzo niskie średnice, nawet o wartościach poniżej nanometra, co w szczególności dotyczy kerogenu generującego węglowodory (Modica & Lapierre, 2012). Naturalna przepuszczalność tego typu skał także należy do najniższych i mieści się na ogół w zakresie nanodarcy, co jest bezpośrednią przyczyną konieczności stosowania technik szczelinowania podczas udostępniania złoża do eksploatacji.

Zadania geofizyki otworowej sprowadzają się w poszukiwaniu i udostępnianiu złóż węglowodorów do trzech działań. Pierwsze obejmuje ogólną charakterystykę strukturalną, litostratygraficzną i sedimentologiczną, pozwalającą na ocenę badanego basenu osadowego z punktu widzenia warunków generowania i akumulacji węglowodorów. W tym zakresie dane geofizyki otworowej stanowią nieodzowne uzupełnienie danych sejsmicznych i ogólnej wiedzy geologicznej. Szczególną rolę odgrywa tu korelacja międzyotworowa profilowań, badanie sekwencji sedimentacyjnych na podstawie profilowań geofizyki otworowej (Passey i in., 2010) oraz geologiczna interpretacja profilowania upadu warstw. Tego typu charakterystyka, typowa dla konwencjonalnych złóż węglowodorów, powinna być, w przypadku złóż gazu łupkowego, uzupełniona o ocenę dojrzałości termicznej substancji organicznej. Podstawą takiej oceny są laboratoryjne badania pirolityczne rdzeni (Matyasik & Słoczyński, 2010). Geofi-

<sup>1</sup>Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; zorski@geol.agh.edu.pl, jarzyna@agh.edu.pl.

<sup>2</sup>Ośrodek Badawczy w Krakowie, Instytut Nauk Geologicznych Polskiej Akademii Nauk, ul. Senacka 1, 31-002 Kraków; ndderkow@cyf-kr.edu.pl, ndsrodon@cyf-kr.edu.pl.

zyka otworowa może jednak dostarczać szybkich danych szacunkowych w tym zakresie (Modica & Lapierre, 2012).

Drugie, najobszerniejsze i zasadnicze działanie obejmuje bezpośrednią ocenę własności zbiornikowych przewierczanych skał, przez co w klasycznych (konwencjonalnych) zastosowaniach geofizyki otworowej w poszukiwaniach naftowych, rozumiemy wyznaczanie porowatości, nasycenia węglowodorami i przepuszczalności na podstawie zestawu profilowań elektrycznych, jądrowych, akustycznych i NMR (*Nuclear Magnetic Resonance*). W tym zakresie określany może być także skład mineralny i własności sprężyste.

Pomiary geofizyki otworowej, odpowiednio wykalirowane w oparciu o wyniki badań laboratoryjnych na reprezentatywnych próbach, pobranych z badanej formacji, mogą w znacznym stopniu zastąpić badania laboratoryjne na rdzeniach. Uznając przewagę bezpośrednich badań laboratoryjnych w zakresie ilości i jakości pozyskiwanej z nich informacji należy zwrócić uwagę na to, że pomiary geofizyki otworowej wykonywane są w naturalnych warunkach zalegania, obejmują większą przestrzeń skały, dają ciągły profil głębokościowy mierzonych parametrów, a wyniki ich interpretacji mogą być praktycznie natychmiastowe. W miarę gromadzenia coraz większej ilości danych petrofizycznych o badanej formacji rola bieżąco pozyskiwanych danych laboratoryjnych zmniejsza się, podczas gdy dane geofizyki otworowej stają się bardziej wiarygodne, co pozwala zmniejszać koszty rozpoznania, przez redukcję ilości analiz laboratoryjnych, bez obniżenia jakości oceny złoża.

Przedstawiony obraz zakresu konwencjonalnych zastosowań geofizyki otworowej ulega modyfikacji przy poszukiwaniach i eksploatacji gazu łupkowego. Oprócz własności wcześniej wymienionych pojawia się kluczowa dla gazu łupkowego ocena zawartości substancji organicznej, TOC (*Total Organic Carbon*) – w tym zakresie metody geofizyczne oferują kilka niezależnych sposobów jej wyznaczania, odpowiednio do zastosowanego zestawu sond pomiarowych. Kolejny ważny parametr, którym jest zdolność substancji organicznej do adsorpcji gazu, może być jednak wyznaczany tylko w oparciu o badania laboratoryjne. Podobnie struktura przestrzeni porowej i rozkład porów mogą być określane specjalistycznymi badaniami laboratoryjnymi, podczas gdy możliwość po stronie geofizyki otworowej daje w tym zakresie tylko profilowanie NMR, pozwalające jedynie na wnioskowanie pośrednie.

Trzeci zakres zastosowań wynika z upowszechniania się od kilkunastu lat pomiarów geofizycznych wykonywanych w trakcie wiercenia (w trybie *Logging While Drilling*), umieszczanymi jako elementy przewodu wiertniczego (Woźnicka i in., 2008). Ten typ pomiarów, oprócz dostarczania podstawowych parametrów dostępnych z pomiarów kablowych, WL (*Wireline Logging*), stwarza unikalną możliwość sterowania kierunkiem wiercenia w otworach poziomych i nachylonych, tak aby ich trajektoria dostosowana była do realnej sytuacji geologicznej (Han i in., 2010; Tollefsen i in., 2010). W dziedzinie pomiarów na przewodzie wiertniczym następuje ciągły i szybki postęp, który już dzisiaj doprowadził do znacznego przybliżenia jakości profilowań LWD do WL, zarówno pod względem stosowanych metod (praktycznie wszystkie metody stosowane przy sondach kablowych mają swoje odpowiedniki w

LWD), jak i uzyskiwanej dokładności pomiarów. Przy udostępnianiu złóż gazu z łupków rola LWD jest szczególnie ważna.

Już na samym początku rozważań o geofizyce otworowej trzeba jasno powiedzieć, że ta gałąź geofizyki oparta jest na wykorzystaniu wielu zjawisk fizycznych dla pozyskania dodatkowej wiedzy geologicznej. Takie spojrzenie wymaga od geofizyków stałej świadomości geologicznej, od geologów zaś uznania, że końcowa informacja otrzymana z pomiarów geofizycznych jest czasem wieloznaczna, co wynika zarówno z charakteru zjawisk, jak i warunków, w jakich wykonywane są pomiary. Dla rozwoju zastosowań geofizyki otworowej konieczne jest rozumienie tych zjawisk przez odbiorców wyników pomiarów i interpretacji (geologów, inżynierów złożowych), co umożliwi bardziej twórcze podejście do badań geofizycznych.

W dobie powszechnego zastosowania komputerów istnieje paradoksalne, niestety wyraźnie zauważalne, zjawisko spłylenia podejścia do interpretacji pomiarów geofizycznych. Widoczny jest efekt „czarnej skrzynki”, której rolę przyjmują zarówno systemy interpretacyjne, jak i zawansowane narzędzia pomiarowe (Cluff, 2011). Ich działanie nie zawsze jest do końca zrozumiałe dla użytkowników, szczególnie, gdy warunki geologiczne przestają być typowe dla podstawowych opcji stosowanego oprogramowania lub pomiaru. Tu pojawia się narastająca rola kompleksowego, zintegrowanego podejścia do interpretacji. Na obecnym etapie integracja dotyczy głównie powiązania parametrów geofizycznych z geologicznymi przez uwzględnienie specyfiki badanej formacji, inaczej mówiąc budowy dla danej formacji odpowiednich modeli geofizyczno-geologicznych. Tu właśnie potrzebna jest bliska współpraca i wzajemne zrozumienie szerokiego grona specjalistów: geofizyków, geologów różnych dyscyplin, wiertników i fizyków złoża.

Zadaniem geofizyków jest rozwijanie metod i narzędzi pomiarowych oraz wykonywanie pomiarów w otworach, dostarczających parametrów, które bezpośrednio lub pośrednio, poprzez odpowiednie łączenie posiadanych informacji, pozwolą na wiarygodne wnioskowanie geologiczno-złożowe. Wspólnym zadaniem geologów i geofizyków jest dobór dla danych warunków geologicznych optymalnego zestawu metod pomiarowych, których arsenał od końca poprzedniego wieku bardzo się powiększył. Zwięzły przegląd tych metod przedstawiony jest poniżej w nadziei, że poglądowe omówienie problematyki obniży choć trochę bariery informacyjne pomiędzy geofizykami i szeroko rozumianym gronem innych specjalistów z dziedziny nauk o Ziemi. Niekonwencjonalne złoża węglowodorów stawiają nas wobec takiej konieczności.

## **METODY GEOFIZYKI OTWOROWEJ I PARAMETRY PETROFIZYCZNE WYZNACZANE ZA ICH POMOCĄ**

Ocena własności zbiornikowych i samo stwierdzenie obecności węglowodorów w przestrzeni porowej zawsze determinowały rozwój metod geofizyki otworowej. Podstawową wielkością fizyczną pozwalającą identyfikować obecność węglowodorów w skale jest jej wysoka oporność (niska przewodność), co wynika z braku przewodzenia prądu przez węglowodory, w przeciwieństwie do wód

złożowych, których przewodność jest znacząca i wzrastająca z zasoleniem. Na uproszczonym schemacie zbiornikowej skały piaszczysto-ilastej przedstawiono przestrzeń porową wypełnioną przewodzącą prąd elektryczny wodą złożową i nieprzewodzącymi węglowodorami (ryc. 1). Szkielet mineralny tej skały składa się z wysokooporowych ziaren kwarcu oraz minerałów ilastych, których zdolności do wymiany jonów pozwalają na przewodzenie prądu, obniżając oporność szkieletu.

W celu ilościowego opisu zależności przewodności elektrycznej skały od jej własności petrofizycznych zaproponowano szereg modeli elektrycznych skały porowatej (Worthington, 1985; Montaron, 2008). Najbardziej znanym jest model Archie'go, który został opracowany dla skał niezailonych (Archie, 1942). Popularnym wzorem wykorzystywanym w skałach zailonych jest model Waxmana - Smitsa (1). Model ten w przypadku skał niezailonych ( $Q_v = 0$ ), dla których szkielet staje się nieprzewodzący, redukuje się do członu pierwszego, który odpowiada właśnie modelowi Archie'go.

$$C_t = C_w * \Phi^m * S_w^n * B * Q_v * \Phi^m * S_w^{n-1} \quad (1)$$

gdzie:

$C_t$  – elektryczna przewodność właściwa skały [S/m],

$C_w$  – elektryczna przewodność właściwa wody złożowej [S/m],

$S_w$  – współczynnik nasycenia wodą przestrzeni porowej skały [ułamek],

$\Phi$  – porowatość skały [ułamek],

$m$  – współczynnik struktury porowej skały (wykładnik cementacji),

$n$  – współczynnik zwilżalności skały (wykładnik nasycenia),

$B$  – ekwiwalentna przewodność jonowa kationów wymiennych określana jako funkcja  $C_w$  i temperatury [ $S \cdot cm^3 / m \cdot mval$ ],

$Q_v$  – pojemność wymiany kationowej odniesiona do jednostki objętości skały [ $meq/cm^3$ ],

CEC – j.w. odniesiona do jednostki masy skały [ $meq/g$ ],

$Q_v = (1 - \Phi) / \Phi * CEC * \rho_{ma}$ ,

$\rho_{ma}$  – gęstość szkieletowa [ $g/cm^3$ ].

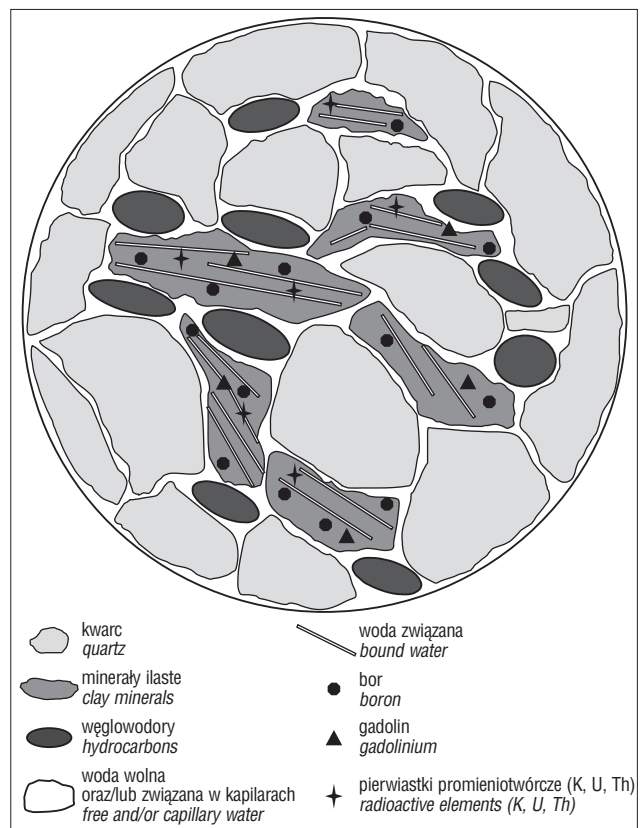
Aby wyznaczyć objętość węglowodorów w przestrzeni porowej ( $1 - S_w$ ) musimy znać wszystkie pozostałe zmienne w równaniu (1). Porowatość wyznaczana jest przy pomocy profilowania gamma-gamma gęstościowego, profilowań neutronowych, profilowania akustycznego lub przy użyciu wykresów krzyżowych (*cross-plots*), w których brana jest pod uwagę łączna interpretacja co najmniej dwóch z tych profilowań. Podstawowy sposób obliczania porowatości, w którym stosowany jest pomiar gęstości objętościowej metodą gamma-gamma, opisuje wzór (2a):

$$\Phi = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad (2a)$$

gdzie:

$\rho_b$  [ $g/cm^3$ ] – gęstość objętościowa (RHOB) skały wyznaczona z profilowania gęstościowego,

$\rho_{ma}$  [ $g/cm^3$ ] – gęstość szkieletu wyznaczona na podstawie badań laboratoryjnych rdzeni lub wyliczona na podstawie



Ryc. 1. Schemat modelu skały piaszczysto-ilastej (Zorski i in., 2011)

Fig. 1. Sketch of the sandy-shaly rock model (Zorski et al., 2011)

znajomości składu mineralnego, określonego z bieżącej interpretacji profilowań geofizyki otworowej,  $\rho_f$  [ $g/cm^3$ ] – gęstość płynu wypełniającego przestrzeń porową.

Podobny wzór (2b) można przedstawić dla wyniku profilowania akustycznego w postaci czasu interwałowego  $\Delta T$ :

$$\Phi = (\Delta T_{ma} - \Delta T) / (\Delta T_{ma} - \Delta T_f) \quad (2b)$$

gdzie:

$\Delta T$  – czas interwałowy z profilowania akustycznego,

$\Delta T_{ma}$  – czas interwałowy szkieletu wyznaczony na podstawie badań laboratoryjnych rdzeni lub wyliczony na podstawie składu mineralnego, określonego z bieżącej interpretacji profilowań geofizyki otworowej,

$\Delta T_f$  – czas interwałowy medium wypełniającego przestrzeń porową.

Przewodność medium w przestrzeni porowej  $C_w$  wyznaczana jest najczęściej z danych geologicznych (woda złożowa) lub otworowych (filtrat płuczkowy). Współczynniki  $m$  oraz  $n$ , charakteryzujące własności szkieletu skalnego, wyznaczane są laboratoryjnie na podstawie badań rdzeni i przyjmowane w jednorodnych formacjach jako stałe w zadanych interwałach głębokości. Wartość parametru  $Q_v$  (CEC), określającego zdolność skały do wymiany jonów (wpływająca na przewodność elektryczną szkieletu skalnego), określana może być interwałowo na podstawie badań laboratoryjnych lub w sposób

ciągły z profilowań geofizycznych, jeśli potrafimy skonstruować dla danej formacji odpowiedni model. Konstrukcja takiego modelu wymaga szerokiego zakresu badań laboratoryjnych, obejmujących zarówno pomiary CEC, jak i składu chemicznego i mineralnego. Na podstawie wyników takich badań możemy wyliczać odpowiedzi sond geofizycznych (głównie jądrowych) w badanych skałach, a następnie znajdować związki korelacyjne opisujące model matematycznie (np. Zorski i in., 2011).

Wyznaczenie parametrów, charakteryzujących wysokoporowate, niezailone (czyste) skały zbiornikowe o dużych miąższościach, stanowi stosunkowo proste zadanie, które można rozwiązywać na podstawie nawet niewyszukanych technicznie metod pomiarowych. Bardziej złożone warunki geologiczne i otworowe, spowodowane wieloma czynnikami, wymuszały szukanie coraz doskonalszych rozwiązań sprzętowych. Do czynników komplikujących pomiary geofizyczne i ich interpretację zaliczamy:

- wpływ zmian średnicy otworu i złożonego układu wokół otworowych stref tworzonych przez proces wiercenia i zachodzące zjawiska filtracji do skały z otworu i odwrotnie,

- obecność warstw cienkich, czyli takich których miąższość jest mniejsza od pionowego zasięgu sond, komplikacją są tu różnicowane zasięgi pionowe sond, zmieniające się w zakresie od kilku centymetrów dla upadomierza, poprzez kilkanaście lub kilkadziesiąt centymetrów dla sond jądrowych i akustycznych do kilku metrów dla klasycznych sond elektrycznych,

- coraz bardziej złożone modele elektryczne skały, wynikające z sięgania po węglowodory związane ze skałami o złożonej budowie mineralnej, czego przykładem mogą być utwory piaszczysto-ilaste, w których adekwatnym modelem jest ww. zależność Waxmana-Smitsa.

Dwa pierwsze czynniki zdominowały kierunek doskonalenia sond geofizyki otworowej w pierwszych dziesięcioleciach ich rozwoju, dając w efekcie w latach 90. XX w. sprawdzony i dobrze funkcjonujący w przemyśle poszukiwań węglowodorów tradycyjny zestaw pomiarowy, który w skrócie nazywany jest *Triple Combo* lub *Quad Combo*. Konieczność minimalizacji czasu, a zatem i kosztów pomiarów, doprowadziła do łączenia pojedynczych sond w zestawy długie do 30 m (ryc. 2).

Stosowane obecnie standardowo profilowania oporności (R) wykorzystują układy elektrodowe zasilane prądami stałymi lub o niskiej częstotliwości (profilowania oporności klasyczne – potencjałowe i gradientowe i profilowania sterowane) oraz układy cewek i pola elektromagnetyczne o częstotliwościach rzędu dziesiątków kHz (profilowania indukcyjne) (Ellis & Singer, 2008). Obydwa rodzaje pomiarów pozwalają wyznaczać oporności poszczególnych stref cylindrycznych występujących wokół otworu, czyli strefy filtracji i strefy niezmięnionej. Radialne, czyli prostopadłe do osi otworu, zasięgi tych metod wynoszą od kilkudziesięciu centymetrów do kilku metrów. Obowiązuje tu zasada, że zwiększanie zasięgu radialnego obniża rozdzielczość pionową. Warto też odnotować, że zarówno dla sond sterowanych, jak i indukcyjnych istnieją wysokorozdzielcze wersje wieloelementowe, tak skonstruowane, aby przy zachowaniu możliwości śledzenia zmian radialnych uzyskiwać możliwie maksymalną rozdzielczość pionową, czy-

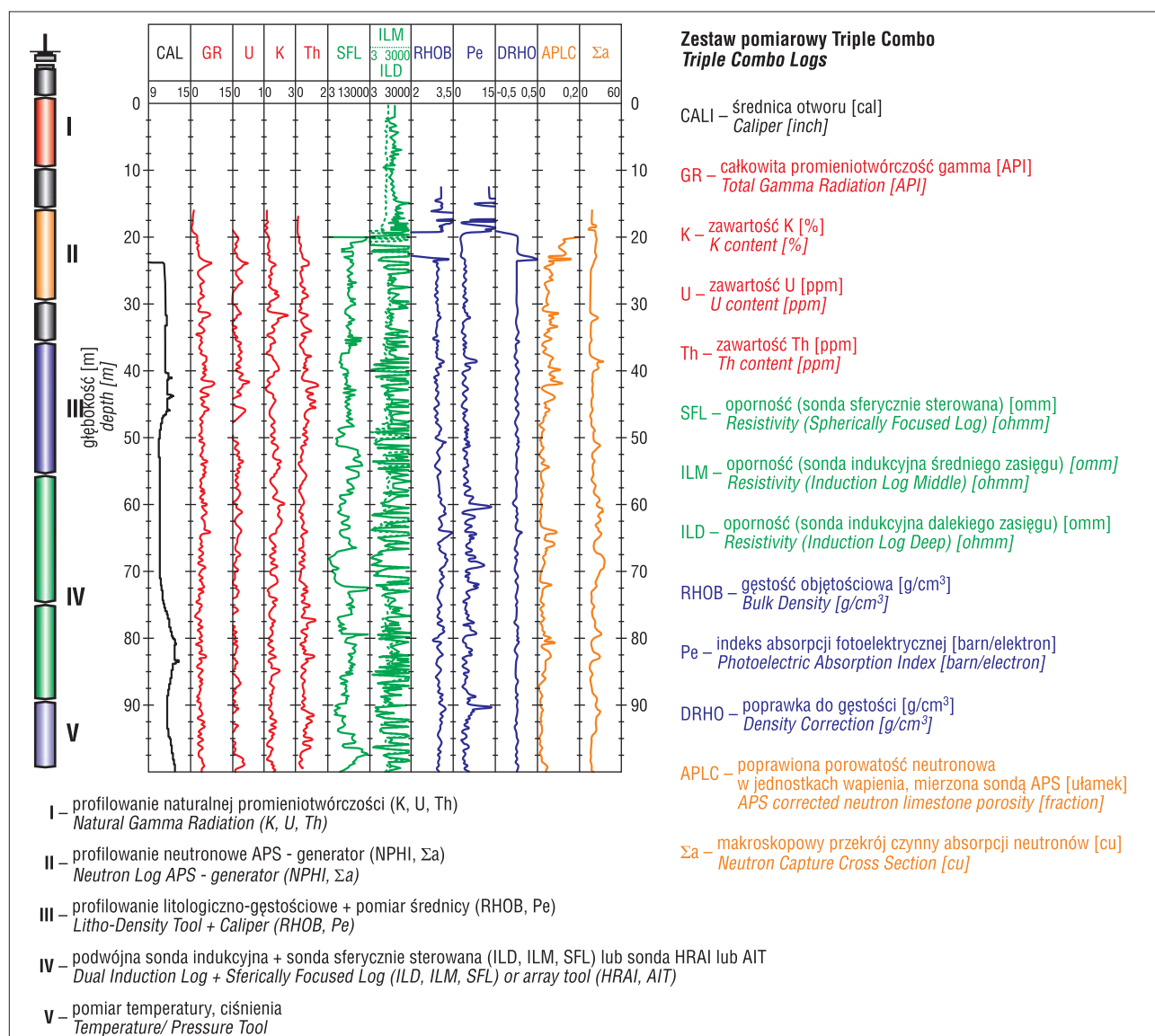
li wzdłuż osi otworu, która może osiągać wielkości nawet poniżej 0,5 m. Indukcyjna sonda HRAI (*High Resolution Array Induction* – Halliburton) znana jest w Polsce od 2002 r. Podobne funkcje pełni sonda AIT (*Array Induction Tool*; Schlumberger). W innym, wprowadzonym w ostatnich latach rodzaju sond indukcyjnych (*Triaxial Induction*) zastosowano układy cewek generujących wzajemnie prostopadłe pola elektromagnetyczne o wektorach natężenia wzajemnie prostopadłych, umożliwiając niezależny pomiar oporności w kierunku wzdłuż i prostopadłe do osi sondy (Kriegshauser i in., 2000; Rosthal i in., 2003). Pozwala to wyznaczać anizotropię własności elektrycznych ośrodka, będącą ważnym wskaźnikiem jego niejednorodności. Wieloelementowa realizacja takiej sondy *R<sub>T</sub> Scanner* (Schlumberger) dostarcza także informacji (Leveridge, 2010) o radialnych zmianach oporności, przy pionowej rozdzielczości analogicznej do sond wysokorozdzielczych (AIT, HRAI). Taki pomiar pozwala także określać kąt upadu i rozciągłość warstw.

Pomiary gęstości objętościowej (RHOB) realizowane są jądrową metodą gamma-gamma, gdzie rozproszone promieniowanie gamma emitowane ze źródła Cs<sup>137</sup>, skierowane układem kolimacyjnym w kierunku skały, rejestrowane jest przez dwa detektory, znajdujące się w różnych odległościach od źródła. Detektory i źródło umieszczone są na krótkim wysięgniku umożliwiającym, niezależnie od położenia długiego korpusu sondy, bezpośredni kontakt układu pomiarowego ze skałą. Rozwiązanie takie jest konieczne z powodu względnie małego zasięgu rozproszonego promieniowania gamma w skale, który dla detektora bliskiego wynosi ok. 0,05 m, a dla detektora dalekiego ok. 0,15 m. Odpowiednie procedury poprawkowe eliminują wpływ strefy przyotworowej, penetrowanej przez promieniowanie docierające do detektora bliskiego, dając w efekcie gęstość skały w pierścieniu o grubości ok. 0,1 m oddalonym o ok. 0,05 m od ścianki otworu. Efektywnie uzyskiwana rozdzielczość pionowa tych profilowań waha się w zakresie 0,2–0,4 m, głównie w zależności od zastosowanych procedur przetwarzania danych (Zorski, 2002).

Oprócz gęstości objętościowej, RHOB, sondy gamma-gamma w wersji spektrometrycznej mogą mierzyć także promieniowanie o niższych energiach, którego absorpcja w skale silnie zależy od średniej liczby atomowej skały, a tym samym od jej składu chemicznego. Pomiar spektrometryczny gamma-gamma pozwala na obliczanie indeksu absorpcji fotoelektrycznej *Pe*, wielkości specyficznej dla geofizyki otworowej, zależnej od efektywnej liczby atomowej ośrodka, stosowanej do identyfikacji litologicznej. Sondy do spektrometrycznego profilowania gamma-gamma nazywamy litologiczno-gęstościowymi (*Litho-Density*). Zasięg radialny pomiaru *Pe* jest wyraźnie mniejszy niż gęstości i nie przekracza kilku cm.

W zestawie sond *Triple Combo* występują jeszcze dwie metody jądrowe: pomiar naturalnej promieniotwórczości i profilowanie neutronowe typu neutron-neutron. Obydwa te profilowania zawierają kompleksową informację litologiczną, a w przypadku profilowań neutronowych także uzupełniającą informację o porowatości.

Profilowanie naturalnej promieniotwórczości (PG, GR) wykorzystuje obecność w skałach naturalnych emitatorów promieniowania gamma związanych z obecnością



Ryc. 2. Zestaw profilowań tradycyjnych Triple Combo (po dodaniu profilowania akustycznego – Quad Combo) (wg www.slb.com: Triple Combination Tool String, zmienione)

Fig. 2. Triple Combo Logs (after adding sonic log – Quad Combo Logs) (after www.slb.com: Triple Combination Tool String, modified)

rodzin promieniotwórczych  $^{235}\text{U}$ ,  $^{232}\text{Th}$  i izotopu  $^{40}\text{K}$ . Każdy z tych emiterów podlega własnym oddziaływaniom chemicznym, które determinują jego zachowanie w środowisku geologicznym. Pierwsze zastosowania PG, sięgające początków geofizyki otworowej, nie pozwalały na rozróżnianie tych pierwiastków, dostarczały jedynie ogólnej informacji o intensywności naturalnej promieniotwórczości. Standardowe profilowanie gamma umożliwia jednak szacunkową ocenę występowania niektórych skał. Profilowanie gamma odgrywa szczególną rolę w ocenie obecności w skale minerałów ilastych – w przybliżonej interpretacji wykorzystywane jest jako wskaźnik zailenia. Jednostki stosowne do pomiaru całkowitej promieniotwórczości wyznacza wzorec API, według którego przeciętna skała ilasta (ił, iłołupek, lupek) emituje promieniowanie odpowiadające ok. 100 API (Jarzyna i in., 1999; Ellis & Singer, 2008). W latach 80. XX w. upowszechniła się w poszukiwaniach naftowych spektrometryczna metoda pomiaru naturalnej promieniotwórczości (sPG), w której ilościowo określa się koncentracje K, U i Th, wykorzy-

stując różnice widm energetycznych promieniowania emitowanego przez te pierwiastki. Zasięg radialny profilowania gamma nie przekracza ok. 0,5 m.

Profilowania neutronowe typu neutron-neutron wykorzystują dwa specyficzne dla neutronów oddziaływania z materią: spowalnianie neutronów wysokoenergetycznych i absorpcję neutronów termicznych (Ellis & Singer, 2008; Jarzyna i in., 1999). Źródło neutronowe emituje neutrony wysoko energetyczne (ok. 5 MeV w przypadku stacjonarnego źródła izotopowego typu Am-Be lub 14,1 MeV w przypadku generatora neutronów typu deuter-tryt, który jest źródłem umożliwiającym pracę w reżimie impulsowym). Te wysoko energetyczne neutrony ulegają spowolnieniu wskutek oddziaływania z jądrami pierwiastków tworzących skałę i po czasie rzędu kilku do kilkudziesięciu sekund osiągają energię drgań termicznych rzędu 0,025 eV. Neutrony termiczne dyfundują w ośrodku nie tracąc już energii i po pewnym czasie (rzędu setek sekund) zostają zaabsorbowane przez jądra pierwiastków tworzących badany ośrodek, co kończy proces oddziaływania.

Proces spowalniania zdominowany jest przez oddziaływanie jąder wodoru, których masa odpowiada masie neutronu. Fakt ten powoduje, że profilowania neutronowe traktowane są jako jedno z istotnych źródeł informacji o porowatości skały przy założeniu wypełnienia przestrzeni porowej wodą lub węglowodorami. Porowatość, określana z profilowań neutronowych, nazywa się porowatością neutronową (NPHI) i jest ona równa porowatości ogólnej tylko w szczególnym przypadku, gdy skała spełnia warunki standardu kalibracyjnego, którym najczęściej jest czysty wapień, o przestrzeni porowej wypełnionej słodką wodą, przecięty otworem o średnicy 203,2 mm, wypełnionym także słodką wodą. We wszystkich innych przypadkach wskazania sondy muszą być poprawiane w celu eliminacji takich wpływów jak np. litologia, średnica otworu czy zasolenie płynów otworowo-złożowych, aby porowatość sprowadzić do prawdziwych wartości.

W procesie absorpcji neutronów termicznych szczególnie rolę odgrywa kilka pierwiastków, wśród których istotne znaczenie ma obecny w solankach chlor oraz pierwiastki śladowe, takie jak bor i gadolin, występujące powszechnie w minerałach ilastych. Warto zaznaczyć, że wpływ tych śladowych ilości silnych absorbentów jest często większy niż wszystkich pozostałych pierwiastków budujących szkielet skalny. Parametr ośrodka opisujący własności absorpcyjne neutronów nazywa się przekrojem czynnym absorpcji neutronów, oznaczany jest symbolem  $\Sigma$ . Jego jednostką jest *cu* (*Capture Unit*) [0,001/cm].

Rozdzielenie procesów spowalniania i absorpcji możliwe jest przez zastosowanie: 1) detektorów neutronów nadtermicznych (czyli takich, które są spowolnione, ale nie podlegają jeszcze procesowi absorpcji) i wykonanie profilowania neutron-neutron nadtermiczny (PNNt) i 2) detektorów neutronów termicznych i wykonanie profilowania neutron-neutron termiczny (PNNt). Praktyczną realizacją takiego podejścia jest sonda NNTE skonstruowana przez firmę Geofizyka Kraków, która pozwala na jednoczesny pomiar zawartości wody (porowatości neutronowej) i parametru  $\Sigma$ , przy użyciu stacjonarnego źródła neutronowego Am-Be (Drabina i in., 2003; Drabina & Zorski, 2006). Zastosowanie zróżnicowanych detektorów najczęściej uzupełniane jest jeszcze dyskryminacją czasową, możliwą gdy stosowany jest jako źródło impulsowy generator neutronów (proces spowalniania odbywa się w oknie czasowym następującym bezpośrednio po impulsie neutronowym, podczas gdy absorpcja – w oknie odpowiednio opóźnionym). Tego typu rozwiązanie stosowane jest w powszechnie używanej przez firmę Schlumberger sondzie APS (*Accelerator Porosity Sonde*), także mierzącej jednocześnie porowatość neutronową i  $\Sigma$  (Flanagan i in., 1991). Radialny zasięg sond neutronowych zależy od porowatości skały, w przybliżeniu można jednak przyjąć, że zawiera się w granicach 0,25–0,40 m i jest większy od zasięgu sond gęstościowych. Rozdzielczości pionowe sond neutronowych, w zależności od konstrukcji sondy i sposobu przetwarzania danych pomiarowych, zawierają się w granicach 0,30–0,60 m.

Zestaw pomiarowy *Quad Combo* zawiera wszystkie powyższe profilowania, oraz dodatkowo profilowanie akustyczne, polegające na pomiarze czasu interwałowego  $\Delta T$  [ $\mu\text{s}/\text{m}$ ,  $\mu\text{s}/\text{st}$ ], przejścia fali akustycznej podłużnej przez skałę. W wyniku pomiaru i prostego przetworzenia uży-

kuje się krzywą zmian prędkości sprężystej fali P w funkcji głębokości. Taki pomiar służy wyliczeniu porowatości ogólnej  $\Phi$  (równanie 2b) oraz jest podstawą konstrukcji modelu prędkościowego dla sejsmiki.

Narastające zainteresowanie zasobami węglowodorów występujących w formacjach geologicznych, w których przy stosowaniu standardowej geofizyki otworowej natrafiano na trudności interpretacyjne, prowadzące do pomijania znaczących zasobów, otworzyło drogę do rozwoju i wprowadzenia nowych metod pomiarowych i interpretacyjnych. W niniejszej pracy zwrócono uwagę jedynie na wyzwania stawiane geofizyce otworowej przez formacje piaszczysto-ilaste, szczególnie kompleksy cienkowiekowe. Skała tych wyzwań narasta przy rozpoznawaniu złóż niekonwencjonalnych, do których zaliczono łupki gazonośne oraz formacje *tight gas*. Oprócz wcześniej wymienionych technik, upowszechnionych w standardowych pomiarach z użyciem zestawów *Triple Combo* – *Quad Combo*, geofizyka otworowa już na przełomie lat 80. i 90. XX wieku została wyposażona w szereg gotowych rozwiązań technicznych, które jednak nie znalazły uznania w przemyśle poszukiwań węglowodorów lub wykazały pewne niedoskonałości i nie przebiły się wtedy do standardowego użycia. Wiele z tych technik zostało ostatnio udoskonalonych i wdrożonych do prac poszukiwawczych.

Do rozwiązań w tej grupie metod zaliczyć można profilowanie geochemiczne (GLT – Schlumberger). Zestaw sond tworzących GLT obejmował spektrometryczne profilowanie naturalnej promieniotwórczości (sPG), spektrometryczne profilowanie neutron gamma (sPNG) z wykorzystaniem impulsowego generatora neutronów i neutronowe profilowanie aktywacyjne (PNA) z użyciem neutronowego źródła rozszczepieniowego  $^{252}\text{Cf}$  (Ellis & Singer, 2008; Herron & Herron, 1990). Kluczową cechą GLT było użycie spektrometrycznego pomiaru promieniowania gamma (sPNG), emitowanego przy oddziaływaniu neutronów z różnymi pierwiastkami budującymi skałę. Oddziaływania takie zachodzą zarówno na etapie spowalniania neutronów (poprzez zderzenia nieelastyczne neutronów z jądrami różnych pierwiastków – O, C, Si i in.), jak i w większym zakresie na etapie absorpcji neutronów termicznych (poprzez wychwyty radiacyjny przez jądra różnych pierwiastków – Si, Ca, Fe, H, S, Cl, Al, K i in.) oraz w wyniku aktywacji (Al), zastosowanie której umożliwiło źródło  $^{252}\text{Cf}$ . Współcześnie, profilowanie to zastąpione jest przez kilka innych, lepiej dostosowanych do różnych potrzeb. Do profilowań tych należą m.in. pomiary sondami wyposażonymi w stacjonarne źródła neutronów Am-Be (Galford i in., 2009; Herron & Herron, 1996,): GEM (Halliburton) i ECS (Schlumberger), czy sondy wyposażone w impulsowe generatory neutronów: FLeX (Baker Hughes), EcoScope (LWD) (Schlumberger) i ostatnio wprowadzona sonda *Litho Scanner* (Schlumberger). *Litho Scanner* pozwala oznaczać z podwyższoną dokładnością obecność w skałach do 18 pierwiastków (Radtko i in., 2012), bez konieczności stosowania kłopotliwego w użyciu źródła  $^{252}\text{Cf}$ . Ta ostatnia sonda, przez zastosowanie nowego, wydajniejszego generatora neutronów i detektora o dużo lepszej rozdzielczości energetycznej, niż to było w pierwotnym profilowaniu GLT, pozwala wyznaczać bezpośrednio węgiel organiczny (TOC), dzięki pomiarowi węgla

całkowitego i oznaczaniu węglanów z zawartości innych pierwiastków. Profilowanie geochemiczne staje się obecnie jednym z kluczowych pomiarów w geofizyce otworowej wykonywanych na potrzeby poszukiwań gazu z łupków. Koncentracje pierwiastków, wyznaczone na podstawie pomiarów, są podstawą do określenia typu litologicznego, a nawet szczegółowego składu mineralnego. W praktyce przeliczenie składu pierwiastkowego na skład mineralny opiera się na serii ogólnych algorytmów, często zupełnie nie przystosowanych do analizowanego basenu, podczas gdy rozwiązaniem poprawnym jest dokonanie kalibracji dla danego basenu w oparciu o pomiary laboratoryjne.

Omawiając zastosowania sPNG trzeba wspomnieć o stałej od wielu lat obecności tej metody w otworach produkcyjnych, gdzie używana jest do wyznaczania kontaktu woda–ropa w otworach zarurowanych poprzez pomiar stosunku C/O – pierwiastków identyfikowanych przez analizę widm promieniowania gamma emitowanych przy zderzeniach nieelastycznych neutronów (Ellis & Singer, 2008).

Profilowania akustyczne zostały rozwinięte zarówno w kierunku nowych form zapisu i analizy sygnału w odbiornikach, jak i sposobów generacji sygnału. Standardowy zapis akustycznych obrazów falowych z użyciem monopolowych źródeł umożliwia wyznaczenie prędkości fali S oraz Stoneleya w ośrodkach o dobrych własnościach sprężystych, gdy prędkość fali S jest wyższa od prędkości fali w płucce (Jarzyna i in., 2009). Taka rejestracja jest podstawą obliczenia dynamicznych modułów sprężystości ośrodka *in situ* (przy użyciu czasów interwałowych fali P –  $\Delta T_p$  i fali S –  $\Delta T_s$ ) oraz pozwala na wyznaczenie przepuszczalności (przy użyciu czasu interwałowego fali Stoneleya –  $\Delta T_{\text{Stoneleya}}$ ). Pomiar sondami z użyciem źródeł dipolowych, np. WaveSonic™ (Acoustics & Rock Properties, 2003) pozwala znacznie poszerzyć uzyskaną informację oraz zastosowania. Takie pomiary pozwalają na rozpoznanie własności mechanicznych formacji z uwzględnieniem ich anizotropii. Jako przykłady nowoczesnych urządzeń, dostarczających danych na temat kierunku najmniejszego naprężenia w formacji skalnej, można podać sondę UBI – *Ultrasonic Borehole Imager* (jeden z wielu skanerów akustycznych) oraz sondę DSI – *Dipol Shear Sonic Imager* (Schlumberger, 2004), aktualnie zastępowaną przez wersję wieloodbiornikową *Sonic Scanner* (Schlumberger, 2005). Skanery UBI wykorzystują wysokoczęstotliwościowe (rzędu MHz) impulsowe źródła fal sprężystych i mierzą energię i czas przyjscia fal odbitych od ścianki otworu. Dostarczają obraz sprężystych własności skał o wysokiej rozdzielczości, na ściance otworu, pokazują kształt i rozmiar otworu oraz wskazują kierunki o zróżnicowanym naprężeniu w górotworze (Brie i in., 1998).

Większość skał osadowych wykazuje anizotropię, będącą efektem procesów sedymentacyjnych, w wyniku których powstaje warstwowana formacja. Występujące szczeliny mają także określone kierunki. W takich skałach obserwuje się różnice we własnościach sprężystych w zależności od kierunku. Jeśli obiekty, które wywołują zmiany własności sprężystych, mają rozmiary mniejsze od długości fali przy profilowaniu akustycznym, wtedy wynik można wykorzystać do identyfikacji i oceny wielkości anizotropii własności sprężystych formacji. Fale sprężyste

biegną najszybciej, gdy kierunek maksymalnej sztywności skały jest zgodny z kierunkiem drgań cząstek. Przy propagacji fali poprzecznej drganie cząstek ma miejsce w płaszczyźnie prostopadłej do kierunku ruchu fali. Jeśli występuje zróżnicowanie własności sprężystych w tej płaszczyźnie, fala spolaryzowana zgodnie z kierunkiem wysokiej sztywności biegnie szybciej, niż ta spolaryzowana w kierunku prostopadłym. W związku z tym fala S, wzbudzona w pomiarze DSI, jest podzielona na dwie składowe: szybką, która biegnie zgodnie z kierunkiem rozciągłości szczelin, i wolną, która biegnie w kierunku prostopadłym (Acoustics & Rock Properties, 2003). Jeśli używa się sondy DSI z dwoma nadajnikami dipolowymi, prostopadle ustawionymi do siebie i z kilkoma parami odbiorników, ustawionymi wzajemnie prostopadle, można mierzyć czas interwałowy fali S w wielu kierunkach. Cztery komplety obrazów falowych w kierunkach: xx, xy, yx i yy mierzy się na każdej głębokości. Pierwszy kierunek (np. x w xx) jest zgodny z kierunkiem nadajników (x), drugi z kierunkiem odbiorników. Anizotropia czasu interwałowego jest różnicą między czasem interwałowym szybkiej i wolnej składowych fali S. Pionowa rozdzielczość takiego pomiaru wynosi ok. 1m i odpowiada długości rozstawu pionowego między układem odbiorników w sondzie. Zasięg radialny pomiaru DSI jest ok. 0,25 m. Anizotropię własności sprężystych, także ilościowo, można obliczyć na podstawie wielkości energii, niesionej przez poszczególne składowe fali. Oprócz wspomnianych wyżej dodatkowych informacji podstawowy wynik uzyskiwany z pomiaru sondą ze wzbudzeniem dipolowym obejmuje czasy interwałowe wszystkich fal generowanych w otworze podczas profilowania akustycznego.

Innym przykładem nowoczesnych sond pomiarowych jest profilowanie dielektryczne, zwane też mikrofalowym EPT (Schlumberger), które stanowi wysokoczęstotliwościową (1,1 GHz) odmianę profilowań elektromagnetycznych (Ellis & Singer, 2008). Pomiar ten dostarcza wartość przenikalności dielektrycznej skał w strefie filtracji, umożliwiającą poprawne wyznaczanie nasycenia węglowodarami strefy przyotworowej, m.in. w przypadku wypełnienia przestrzeni porowej węglowodarami i wodą złożową o minimalnej mineralizacji. Przypadek ten jest trudny do interpretacji na podstawie profilowań wykonanych jedynie tradycyjnymi metodami opornościowymi. Metoda ta, wprowadzona w latach 70. XX wieku, nie została jednak powszechnie przyjęta przez przemysł naftowy, głównie z powodu trudnego do usunięcia zakłócającego wpływu strefy przyotworowej oraz trudności we właściwej interpretacji zmian sygnału dielektrycznego. Współczesnym następcą sondy EPT, jest *Dielectric Scanner* (Schlumberger), mierzący zarówno przewodność elektryczną, jak i przenikalność dielektryczną strefy filtracji (Hizem i in., 2008; Ellis & Singer, 2008). To nowoczesne urządzenie pracuje, używając czterech częstotliwości (w zakresie 20 MHz do 1 GHz), co pozwala jednocześnie uwzględnić kilka efektów polaryzacyjnych. Należą do nich polaryzacja elektronowa związana z pierwiastkami szkieletu, polaryzacja cząsteczek wody i polaryzacja międzyfazowa, np. pomiędzy płynem złożowym a ziarnami skały. Informacja pozyskana z sondy *Dielectric Scanner* umożliwia poprawne określanie ilości wody w przestrzeni porowej i jej zas-

lenia oraz bezpośredniego wyznaczania *in situ* współczynnika struktury porowej  $m$  (wzór 1). Układ nadawczo-odbiorczy sondy znajduje się, podobnie jak w sondzie stosowanej do profilowania gęstościowego, na niewielkim dociskowym ramieniu. Odpowiednia ilość i wzajemne ułożenie nadajników i odbiorników pozwala m.in. na badanie radialnych zmian własności ośrodka w strefie filtracji, a także na pomiar wzdłużnej i poprzecznej elektrycznej przewodności i polaryzacji, co w efekcie pozwala na ocenę anizotropii ośrodka skalnego. Pionowa rozdzielczość sondy wynosi ok. 0,025 m, zaś zasięg radialny nie przekracza kilkunastu cm. Podstawowe, wstępnie proponowane i potwierdzone w praktyce przemysłowej zastosowania skanera dielektrycznego (Hizem i in., 2008) dotyczą badania profili o zmiennym zasoleniu, oceny nasycenia węglowodorami piaskowcowo-ilastymi formacji cienkoarystrowych, badania strefy przemytej w obecności ciężkiej ropy oraz wyznaczania współczynnika struktury porowej  $m$  w utworach węglanowych.

Stosunkowo nowym, wprowadzanym od lat 90. XX wieku do geofizyki otworowej profilowaniem jest NMR (*Nuclear Magnetic Resonance*). Aktualnie profilowanie to zaliczane jest do podstawowego standardu pomiarowego nowoczesnej geofizyki otworowej. Przewaga profilowania z wykorzystaniem zjawiska magnetycznego rezonansu jądrowego NMR nad innymi profilowaniami porowatości (gęstościowym, akustycznymi i neutronowym) polega na niezależności uzyskanego wyniku, w postaci porowatości ogólnej,  $\Phi_{\text{NMR}}$ , czy dynamicznej  $\Phi_{\text{dyn}}$ ,  $\Phi_{\text{wf}}$  (*Free Fluid Index*), od litologii. Profilowanie NMR należy do grupy metod opierających się na parametrach jądrowych skał i wykorzystujących niepromieniotwórcze procesy fizyki jądrowej, ale ma tę przewagę nad profilowaniem neutronowym, że nie ma źródła promieniowania, nie jest inwazyjne (Jarzyna, 1998). Pokazuje zawartość wodoru w skale, czyli porowatość neutronową, na podstawie pomiaru czasów relaksacji podłużnej (T1) i poprzecznej (T2) jąder wodoru w ośrodku skalnym (Coates i in., 1999). Czas relaksacji jest zależny od miejsca, gdzie wodór występuje w skale. Najmniejsze czasy charakteryzują jądra wodoru występujące w postaci krystalicznie związanej, np. w cząsteczkach gipsu ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) czy karnalitu ( $\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ) lub nieco wyższe dla grup OH w minerałach ilastych, czyli uwodnionych glinokrzemianach. Te najniższe wartości (0,1–0,3 ms) są jednak niemierzalne przez typowe sondy NMR, pozostając poniżej progu mierzonego sygnału. Wyższe czasy są charakterystyczne dla jąder wodoru w wodzie zaadsorbowanej w przestrzeniach międzypakietowych minerałów ilastych (odpowiadając już zakresowi mierzalnemu przez sondy NMR, 0,3–3 ms). Następną grupę, której przypisuje się nieco wyższe czasy relaksacji (3–33 ms), stanowią jądra wodoru w wodzie kapilarnej, związanej siłami oddziaływań międzycząsteczkowych na ściankach porów. Ostatnią grupę stanowią jądra wodoru występujące w postaci wody lub węglowodorów swobodnie przemieszczających się w przestrzeni porowej skały (33–3000 ms). Ta część przestrzeni porowej stanowi o porowatości dynamicznej (FFI – *Free Fluid Index*), obejmującej media możliwe do wyeksploatowania ze skały.

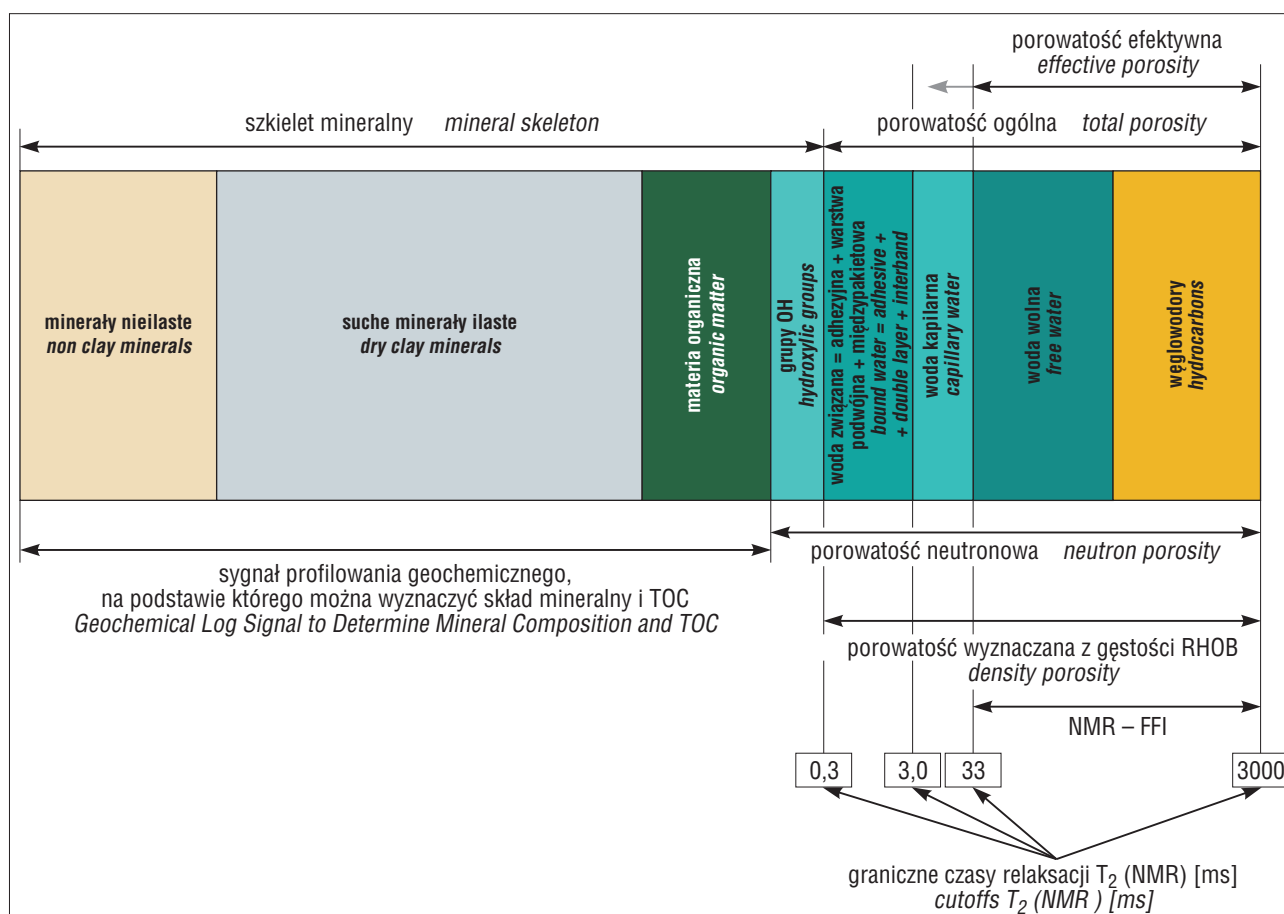
Porowatość dynamiczna jest mniejsza od porowatości ogólnej, która obejmuje wszystkie wolne przestrzenie w

skale i od porowatości efektywnej, utworzonej przez pory połączone między sobą. Ta ostatnia, wyznaczona na podstawie profilowań oporności, zawiera w sobie wodę związaną na ściankach porów i jest wyższa od FFI. Precyzyjna definicja porowatości efektywnej budzi wśród petrofizyków pewne kontrowersje (Peveraro & Thomas, 2010), dlatego na rycinie 3 zakres tej porowatości oznaczono jako niejednoznaczny.

Podczas pomiarów laboratoryjnych mierzone są oba czasy relaksacji, natomiast profilowanie otworowe dostarcza przede wszystkim T2, w postaci dystrybucji prezentowanych na każdej głębokości pomiarowej. Niektóre sondy, np. MRIL (Halliburton) lub MREX (Baker Atlas) wykonują także pomiar T1. Pomiar obu stałych relaksacji T1 i T2 oraz wyznaczenie współczynnika dyfuzji jąder wodoru D pozwala na rozróżnianie solanki oraz gazu i ropy w przestrzeni porowej (Akkurt i in., 1995). Najnowsza sonda do profilowania NMR firmy Schlumberger – MR Scanner umożliwia pomiar T1, T2 i D ze zmiennym zasięgiem radialnym (0,03–0,1 m), przy pionowej rozdzielczości 0,19 m (Leveridge, 2008). W literaturze dostępna jest także informacja o sondzie LWD NMR do profilowania NMR podczas wiercenia (Heaton i in., 2012). Maksimum amplitudy dystrybucji T2 i jego położenie na osi czasu zależy od wielkości porów i ich ilości w przestrzeni porowej (ryc. 4). Jednak najważniejszym elementem interpretacji jest ustalenie wartości granicznych (*cutoffs*), umożliwiających rozdzielenie dystrybucji T2 na części odpowiadające elementom składowym mediów w porach skały zbiornikowej (ryc. 3). Standardowa wartość *cutoff* dla skał piaskowcowo-ilastych, decydująca o wielkości FFI, wynosi 33 ms, dla skał węglanowych wynosi ona ok. 90 ms. Wartości graniczne są dobierane na drodze badań laboratoryjnych, ale mogą być skorygowane na podstawie analitycznego dopasowania wykresu pomiarowego do zestawu krzywych teoretycznych (Puskarczyk, 2011).

Profilowanie NMR pozwala także wyznaczyć przepuszczalność fizyczną oraz promień porów i lepkość ropy. Przepuszczalność wyznaczona na podstawie profilowania lub badań laboratoryjnych NMR jest ściśle związana z NMR oraz FFI (Coates i in., 1999). Jest wyznaczona pośrednio, jak i w innych metodach (np. Timura – 1968, czy Zawiszy – 1993), ale podstawowe wielkości, od których zależy, czyli porowatość dynamiczna i czas relaksacji T2, są wolne od błędów związanych z niedokładnym określeniem litologii skały. Rozważanie relaksacji z podziałem na objętościową, powierzchniową i dyfuzję jąder wodoru w niejednorodnym polu magnetycznym podczas pomiaru NMR umożliwia wykorzystanie metody także w przypadkach skał nasyconych gazem. Metoda NMR, z uwzględnieniem dyfuzji jąder wodoru, może także być wykorzystana do wyznaczenia krętości kanałów porowych (Klaja, 2012). Sondy kablowe do profilowania NMR (*Wireline Logging*) pracują w otworach niezarurowanych. Obecność żelaza w otworze, w postaci różnego rodzaju zanieczyszczeń, jest utrudnieniem w poprawnym wykonaniu pomiaru. Pionowa rozdzielczość profilowania zależy od rozmiaru elementu pomiarowego, złożonego z magnesu stałego i cewki, i wynosi ok. 0,15 m w przypadku sondy CMR (Schlumberger). W sondzie MRIL (Halliburton), obrazującej obszar strefy filtracji z wykorzystaniem prądów zmiennych o kil-





**Ryc. 3.** Model porowatej skały piaszczysto-ilastej, uwzględniający relacje pomiędzy rodzajami porowatości i odpowiedziami wybranych profilowań geofizyki otworowej (neutronowych – mierzących neutrony nadtermiczne, gęstościowych i NMR). Zaznaczono przestrzeń, z której pochodzi sygnał profilowania geochemicznego, stosowany do wyznaczenia składu mineralnego i TOC. Przedstawiono niejednoznaczność pojęcia porowatości efektywnej – szarym przedłużeniem strzałki (wg Coatesa i in., 1999; Passey i in., 2012; Peveraro & Thomasa, 2010)

**Fig. 3.** Model of the porous sandy-shale rock, including relationships between porosity types and signals of the selected well logs (Neutron – epithermal, Density and NMR). Space related to the geochemical log signal used to determine mineral composition and TOC was marked. Ambiguity of the effective porosity definition is presented – as gray enlargement of arrow (after Coates et al., 1999; Passey et al., 2012; Peveraro & Thomas, 2010)

ku częstotliwościach, zasilających cewkę, zasięg radialny jest większy, ale pionowa częstotliwość nie przekracza 0,6 m (Allen i in., 2000). Profilowanie dostarcza ciągłych krzywych zmian porowatości ogólnej,  $\Phi_{\text{NMR}}$ , porowatości dynamicznej, FFI, wody związanej,  $S_{\text{wir}}$  oraz przepuszczalności fizycznej. Jakościowa analiza wyników w czasie rzeczywistym pozwala wyznaczyć strefy produktywne dla węglowodorów, nawet z wysoką wartością  $S_{\text{wir}}$ .

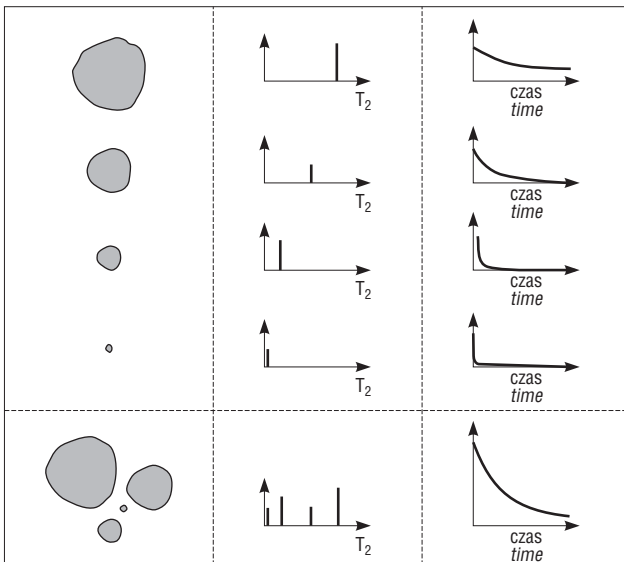
Skanery akustyczne, obrazujące własności sprężyste ścianki otworu, np. dostępny od wielu lat w Polsce CAST (Halliburton), czy wcześniej wspomniany skaner UBI (Schlumberger) oraz wieloramienne upadomierze elektryczne, np. SED (Halliburton), będące narzędziami GO, wykorzystywanymi w geologii strukturalnej i sedimentologii, uzupełnione zostały w latach 90. XX wieku o skanery elektryczne. Te ostatnie obrazują oporność ścianki otworu, EMI, XRMI<sup>TM</sup> (Halliburton), FMI, OBMI (Schlumberger), zapewniając wysoką jakość prezentacji przewiercanych skał. Profilowania te także wchodzą aktualnie w podstawowy zestaw pomiarowy geofizyki otworowej. Dzięki nim można również wyznaczyć oporność strefy przemytej o

zasięgu radialnym porównywalnym z sondami gęstościowymi i mikrofalowymi (EPT i *Dielectric Scanner*).

## PODSUMOWANIE

Najważniejsze parametry złożowe takie jak porowatość, nasycenie węglowodorami, czy typ litologiczny mogą być wyznaczone bezpośrednio z pomiarów geofizyki otworowej ze stosunkowo dużą wiarygodnością, szczególnie, jeśli mamy do czynienia z miąższymi, jednorodnymi, dobrze rozpoznanymi układami warstw. Wystarczające są wówczas tradycyjne metody z zestawów *Triple Combo* lub *Quad Combo*. Wyznaczanie natomiast przepuszczalności może stanowić problem, jeśli jej związek z porowatością, otrzymywany na podstawie analiz laboratoryjnych, nie jest jednoznacznie określony. Jedynymi metodami geofizycznymi dającymi dokładniejsze powiązanie mierzonego sygnału z przepuszczalnością jest NMR i profilowanie akustyczne z wykorzystaniem fal Stoneleya.

Omówiony zestaw metod geofizyki otworowej obejmuje bardzo szerokie spektrum pomiarów, stawiając przed



Ryc. 4. Zależność sygnałów NMR od ilości i rozmiaru porów w skale (wg Coatesa i in., 1999, zmienione)

Fig. 4. Relationship between NMR signals and pore number and pore size in the rock (after Coates et al., 1999, modified)

potencjalnymi użytkownikami zadanie optymalnego wyboru metod. Przy ich doborze musimy kierować się rodzajem informacji, jaką z pomiarów zamierzamy uzyskać, jak i oczekiwanym stopniem jej wiarygodności. Czasem warto wykonać więcej pomiarów, aby uzyskać niezależne potwierdzenie krytycznych parametrów złożowych, na ogół jednak dla konkretnej formacji można określić optimum koniecznych do zmierzenia parametrów geofizycznych. To optimum znajdujemy budując model geofizyczno-geologiczny, który określamy na podstawie badań laboratoryjnych rdzeni (na podstawie których powinniśmy umieć wyliczyć odpowiedzi sond geofizycznych generowane w badanej formacji), co pozwoli na ich powiązanie z poszukiwanymi parametrami złożowymi określonymi laboratoryjnie. Ta sprawa będzie jednym z tematów drugiej części artykułu. Warto też sobie uświadomić, że dysponując nawet ograniczonym zestawem pomiarowym, gdzie za minimum musimy uznać zestaw *Triple Combo*, można rozwiązać wiele problemów interpretacyjnych nawet w trudnych zagadnieniach związanych z poszukiwaniami gazu z łupków.

## LITERATURA

- AKKURT R., VINEGAR H.J., TUTUNJIAN P.N. & GUILLORY A.J. 1995 – NMR Logging of Natural Gas Reservoirs. Trans. of SPWLA, 36<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, paper N.
- ALLEN D., FLAUM C., RAMAKRISHNAN T.S., FAIRHURST D., PRITHARD T., BEDFORD J., GUBELIN G., HEATON N., MINH C.C., RAMAMOORTHY R., CASTELIJNS K., NORVILLE M.A. & SEIM M.R. 2000 – Trends in NMR Logging, Oilfield Review, Autumn 2000, Schlumberger.
- ARCHIE G.E. 1942 – The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics, Published in Petroleum Transactions, AIME, 146: 54–62.
- BRIE A., ENDO T., HOYLE D., CODAZZI D., ESMERSON C., HSU K., DENOO S., MUELLER M.C., PLONA T., SHENOY R. & SINHA B. 1998 – New directions in sonic logging. Oilfield Review, Spring: 40–55; <http://discovery-group.com/pdfs/Approaches%20to%20shale%20gas%20log%20evaluation%20-%20SPE%20luncheon%20talk.pdf>.

- CLUFF B. 2011 – Approaches to shale gas log evaluation – A petrophysicist perspective, Denver Section SPE luncheon, Denver, Colorado 21 December 2011; <http://discovery-group.com/pdfs/Approaches%20to%20shale%20gas%20log%20evaluation%20-%20SPE%20luncheon%20talk.pdf>
- COATES G.R., XIAO L. & PRAMMER M.G. 1999 – NMR Logging - Principles and Applications edited by Halliburton Energy Services.
- DRABINA A., ZORSKI T. & WOZNICKA U. 2003 – Correlation between Measurements and Monte-Carlo Calculations for the NNTe Logging-Tool, The Henryk Niewodniczański Institute Of Nuclear Physics, Poland. [www.ifj.edu.pl/reports/2003.html](http://www.ifj.edu.pl/reports/2003.html), Report No 1926/AP, Kraków, sierpień 2003; <http://www.ifj.edu.pl/publ/reports/2003/1926.pdf?lang=pl>
- DRABINA A. & ZORSKI T. 2006 – Zastosowanie programu MCNP do symulacji odpowiedzi sondy neutronowej NNTe. Mat. Konfer. Nauk.-Techn. „Geopetrol 2006”, Prace Nr 137 INiG, Kraków 2004.
- ELLIS D.V. & SINGER J.M. 2008 – Well Logging for Earth Scientists, 2<sup>nd</sup> Edition, Springer, Dordrecht, The Netherlands, 46: 25–45.
- FLANAGAN W. D., BRAMBLETT R. L., GALFORD J. E., HERTZOG R. C., PLASEK R. E. & OLESEN J.R. 1991 – A new generation nuclear logging system. SPWLA 32<sup>nd</sup> Annual Logging Symposium, June 16–19, 1991, pap. Y.
- GALFORD J., TRUAX J., HRAMETZ A. & HARAMBOURE C. 2009 – A new neutron-induced gamma-ray spectroscopy tool for geochemical logging, SPWLA 50<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, June 21–24, 2009.
- HAN S.Y., KOK J.C.L., TOLLEFSEN E.M., BAIHLY J.D., MALPANI R., & ALFORD J. 2010 – Shale Gas Reservoir Characterization Using LWD in Real Time, CSUG/SPE 137607 pap., Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 19–21 October 2010.
- HEATON N., JAIN V., BOLING B., OLIVIER D., DEGRANGE J.M., FERRARIS P., HUPP D. & PRABAWA H. 2012 – New Generation Magnetic Resonance While Drilling, SPE 160022-PP pap. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012.
- HERRON M.M. & HERRON S.L. 1990 – Geological applications of geochemical well logging, Geological application of Wireline Logs. Geological Society, London, Special Publications edited by Hurst A., Lovell M.A. & Morton A.C.: 165–175.
- HERRON S.L. & HERRON M.M. 1996 – Quantitative lithology: an application for open and cased hole spectroscopy. SPWLA 37<sup>th</sup> Annual Logging Symp., June 16–19, 1996.
- HIZEM M., BUDAN H., DEVILLE B., FAIVRE O., MOSSÉ L. & SIMON M. 2008 – Dielectric Dispersion: A New Wireline Petrophysical Measurement, SPE 116130.
- JARZYNA J. 1998 – Otworowe profilowanie jądrowego rezonansu magnetycznego – nowa efektywna metoda wyznaczania własności zbiornikowych skał, Nafta-Gaz, 54: 215–222.
- JARZYNA J., BAŁA M. & ZORSKI T. 1999 – Metody geofizyki otworowej, pomiary i interpretacja. AGH, Uczelniane Wydawnictwo Naukowo Dydaktyczne, Kraków.
- JARZYNA J., BAŁA M. & CICHY A. 2009 – Elastic Parameters of Rocks from Well Logging in Near Surface Sediments. Acta Geophys., 58, DOI:10.2478/s11600-009-0036-3.
- KLAJA J. 2012 – Zastosowanie metody magnetycznego rezonansu jądrowego do wyznaczania krętości porów. Nafta-Gaz, 68: 575–584.
- KRIEGSHAUSER B., FANINI O., FORGANG S., ITSKOVICH G., RABINOVICH M., TABAROVSKY L., YU L., EPOV M., GUPTA P. & HORST J. 2000 – A new multicomponent induction logging tool to resolve anisotropic formations, SPWLA 41<sup>st</sup> Annual Logging Symposium, June 4–7, 2000.
- LEVERIDGE R. 2008 – NMR Logging System Profiles Reservoir Fluids In Situ, JPT, August 2008.
- LEVERIDGE R. 2010 – New Resistivity-Logging Tool Helps Resolve Problems of Anisotropy, Swshoulder-Bed Effects, JPT, August 2010.
- MATYASIK I. & SŁOCZYŃSKI T. 2010 – Niekonwencjonalne złoża gazu – shale gas. Nafta-Gaz, 66: 167–177.
- MODICA C.J. & LAPIERRE S.G. 2012 – Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: Example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming, AAPG Bulletin, 96: 87–108.
- MONTARON B. 2008 – Connectivity Theory – a new approach to modeling "non-Archie" rocks, SPWLA 49<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, May 25–28, 2008, pap. GGGG.
- PASSEY Q.R., BOHACS K. M., ESCH W.L., KLIMENTIDIS R. & SINHA S. 2010 – From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir-Geologic and Petrophysical Characterization of

- Unconventional Shale-Gas Reservoirs, pap. SPE 131350 prepared for presentation at the CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 8–10 June 2010.
- PASSEY Q.R., BOHACS K.M., ESCH W.L., KLIMENTIDIS R. & SINHA S. 2012 – My Source Rock is Now My Reservoir-Geologic and Petrophysical Characterization of Shale-Gas Reservoirs Search and Discovery Article #80231 (2012), Adapted from 2011–2012 AAPG Distinguished Lecture for AAPG European Region; [http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/80231passey/ndx\\_passey.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/80231passey/ndx_passey.pdf).
- PEVERARO R. & THOMAS E.C. 2010 – Effective porosity: a defensible definition for shaly sands, SPWLA 51<sup>st</sup> Annual Logging Symposium, June 19–23, 2010.
- PUSKARCZYK E. – 2011 – Ocena własności zbiornikowych skał przy wykorzystaniu zjawiska magnetycznego rezonansu jądrowego. Praca doktorska. Biblioteka Główna AGH.
- RADTKE R.J., LORENTE M., ADOLPH B., BERHEIDE M., FRICKE S., GRAU J., HERRON S., HORKOWITZ J., JORION B., MADIO D., MAY D., MILES J., PERKINS L., PHILIP O., ROSCOE B. & STOLLER C. 2012 – A New Capture and Inelastic Spectroscopy Tool Takes Geochemical Logging to the Next Level. SPWLA 53<sup>rd</sup> Annual Logging Symposium, June 16–20, 2012.
- ROSTHAL R., BARBER T., BONNER S., CHEN KC, DAVYDY-CHEVA S., HAZEN G., HOMAN D., KIBBE C., MINERBO G., SCHLEIN R., VILLEGAS L., WANG H. & ZHOU F. 2003 – Field test results of an experimental fully triaxial induction tool SPWLA 44<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, June 22–25; 2003.
- SCHLUMBERGER 2004 – DSI- Dipol Shear Sonic Imager; [http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/product\\_sheets/wireline\\_open\\_hole/petrophysics/acoustic/dsi.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/product_sheets/wireline_open_hole/petrophysics/acoustic/dsi.pdf).
- SCHLUMBERGER 2005 – Sonic Scanner; [http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline\\_open\\_hole/petrophysics/acoustic/sonic\\_scanner\\_br.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/petrophysics/acoustic/sonic_scanner_br.pdf).
- TIMUR A. 1968 – An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. *Log Analyst*, July–August: 8–17.
- TOLLEFSEN E., ALFORD J., KOK J., PERRY A., HAN S.Y., MALPANI R., BAIHLY J. & VAUTER E. 2013 – Unlocking the Secrets for Viable and Sustainable Shale Gas Development, SPE 139007, 2010, Worthington P.F., 1985: The Evolution of Shaly-Sand Concepts in Reservoir Evaluation. *The Log Analyst*, 26: 23–40.
- WOŹNICKA U. (red.), PASZKOWSKI M., PORĘBSKI S.J., FLORKOWSKA L., NOWAKOWSKI A., TAJDUŚ K., ULIASZ M., KĄTNA Z., RZEPKA M., KREMENIEWSKI M., KUBAL K., FILIP S., BAŁA M., ZORSKI T., WOŹNICKA U., DROZDOWICZ K., FRODYMA A., WILK Z., KASZA P. & CZUPSKI M. 2008 – Nowe aplikacje w zakresie udostępniania i eksploatacji złóż węglowodorów otworami kierunkowymi i poziomymi. Praca zbiorowa zrealizowana w ramach Naukowej Sieci Tematycznej pod redakcją prof. dr hab. Urszuli Woźnickiej, Prace Instytutu Nafty i Gazu Nr 152, Kraków.
- ZAWISZA L. 1993 – Simplified Method of Absolute Permeability Estimation of Porous Beds. *Archives of Mining Sciences*, 38.
- ZORSKI T. 2002 – Dekonwolucja w geofizyce wiertniczej – korzyści i ograniczenia w praktycznym zastosowaniu przy poszukiwaniu węglowodorów. *Nafta-Gaz*, 58: 9.
- ZORSKI T., OSSOWSKI A., ŚRODOŃ J. & KAWIAK T. 2011 – Evaluation of mineral composition and petrophysical parameters from well logging data: the Carpathian Foredeep case study. *Clay Minerals*, 46: 1–21.