

Geofizyka otworowa w dobie poszukiwań gazu w łupkach – modele interpretacyjne i specyfika zastosowań w zagadnieniach rozpoznawania złóż gazu z łupków

Tomasz Zorski¹, Jadwiga Jarzyna¹, Arkadiusz Derkowski², Jan Środoń²



T. Zorski

J. Jarzyna

A. Derkowski

J. Środoń

Well logging in the world of shale gas plays – interpretative models and specific applications in the shale gas research. Prz. Geol., 61: 478–488.

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 was divided in two parts: the first one, already published in PG, which was focused on the borehole logging tools and methods, and the current one, which deals with the construction of petrophysical models and considers some

specific aspects of well-logging application in the shale gas plays. For more inquiring readers, a comprehensive list of literature is presented. The construction of petrophysical models in the thin-bedded shale-sand Miocene gas formation of the Carpathian Foredeep is presented briefly as a possible predecessor of the methodology applicable in the shale gas plays based on domestic experiences. However, the application of well logging in shale gas formations, both at the evaluation and completion steps, differs in the methodology in comparison to conventional and even to thin-bed formations. This specificity is also discussed, where attention is focused on the quantity and quality of organic matter and its relation to gas. Low porosity and a special kind of pore space in organic shales are considered as well.

Keywords: core data analysis, shale gas, well logging

Pierwsza część niniejszego artykułu (Zorski i in., 2013) zawierała przegląd metod geofizyki otworowej dostępnych na rynku światowym. W szczególności zwrócono uwagę na znaczący jakościowy postęp technologiczny w tych metodach, bardzo wyraźny w ostatnich dwóch dekadach. Powszechnie stosowane do lat 90. XX w. zestawy pomiarowe *Triple Combo* (oporność, gęstość objętościowa, porowatość neutronowa i naturalna promieniotwórczość) lub *Quad Combo* (dodatkowo pomiar akustyczny) stały się w niektórych przypadkach niewystarczające. Zapotrzebowanie na nowe metody wynikało w znacznym stopniu z systematycznego rozwoju poszukiwań węglowodorów w trudnych formacjach złożowych, które dawniej były pomijane jako mało perspektywiczne. Do złóż takich zaliczono najpierw piaszczysto-ilaste utwory cienkowarstwowe, najczęściej typu molasowego (w Polsce w utworach miocenu przedgórze Karpat), a następnie złoża niekonwencjonalne, do których należą m.in. łupki gazonośne, wcześniej uznawane jedynie za skały macierzyste, a nie zbiornikowe. Duża zmienność składu mineralnego w takich formacjach skłania do wprowadzania metod umożliwiających bezpośrednią identyfikację pierwiastków. Ich zastosowanie po odpowiedniej kalibracji jest podstawą do wyznaczenia składu mineralnego. Do tej grupy pomiarów zalicza się głównie profilowanie geochemiczne, wykorzystujące spektrometryczną rejestrację promieniowania gamma wzbudzanego neutronami. Drugą ważną cechą formacji łupkowych jest zmienność przestrzenna, wyrażona głównie w postaci laminacji i cienkich warstw, co z kolei skłania do wprowadzania roz-

wiązań o jak najwyższej rozdzielczości pionowej i jednoczesnej rejestracji sygnałów o zmiennych zasięgach radialnych. Przykładami są nowe konstrukcje sond, szczególnie do pomiarów oporności, których pionowa rozdzielczość osiąga nawet 0,4 m, przy zasięgach radialnych do 2,5 m. Wysoką pionową rozdzielczością (rzędu centymetrów) charakteryzują się techniki obrazowania ścianki otworu – *electric imaging* oraz *acoustic imaging*. Z drugiej strony rozwinięto wiele metod umożliwiających pomiar anizotropii ośrodka – parametru kontrolującego jego niejednorodność – co dotyczy zarówno metod, w których mierzy się oporność, stałą dielektryczną, jak i tych, w których mierzy się własności sprężyste. Nową, wprowadzoną do geofizyki otworowej w latach 90. XX w., techniką pomiarową jest profilowanie z wykorzystaniem zjawiska magnetycznego rezonansu jądrowego (NMR – *Nuclear Magnetic Resonance*). Metoda ta w Polsce była stosowana dotychczas głównie w badaniach laboratoryjnych, podczas gdy w światowej geofizyce jest już pomiarem standardowym w otworach.

Niniejsza, druga część artykułu dotyczy wykorzystania pomiarów geofizycznych w zagadnieniach rozpoznawania złóż gazu z łupków. Problematyka jest bardziej złożona niż w przypadku złóż konwencjonalnych, dla których modele geofizyczno-geologiczne (petrofizyczne) są prostsze i łatwiej przewidywalne. W przypadku złóż gazu z łupków warunkiem *sine qua non* jest każdorazowa budowa lokalnego modelu, dostosowanego do danej formacji w oparciu o szeroki zakres badań laboratoryjnych pozwalających znajdować odpowiedzi poszczególnych sond geofizycznych dla

¹Wydział 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.

²Ośrodek 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.

badanych skał. Określony w ten sposób model pozwala na wybranie optymalnego zestawu sond pomiarowych i efektywne przeprowadzenie interpretacji pomiarów.

BUDOWA MODELI GEOFIZYCZNO-GEOLOGICZNYCH

Pod pojęciem modelu geofizyczno-geologicznego rozumiemy powiązanie w formie matematycznej (wzory analityczne, zarówno deterministyczne, jak i statystyczne, czy sieci neuronowe, algorytmy genetyczne itp.) sygnałów mierzonych przez sondy geofizyki otworowej z takimi parametrami geologicznymi jak skład mineralny, TOC (*Total Organic Carbon*), gęstość mineralogiczna, wielkość porowatości i jej charakter, nasycenie płynami przestrzeni porowej, przepuszczalność itp. Pojęcie to może być czasem mylone z bliskoznacznym pojęciem modelu petrofizycznego, przez który w Polsce rozumiemy raczej powiązanie mierzonych sygnałów z parametrami odnoszącymi się do własności przestrzeni porowej. W literaturze światowej zamiast modelu geofizyczno-geologicznego jest używany właśnie termin modelu petrofizycznego, ale rozumianego szerzej (obejmującego zarówno własności przestrzeni porowej, jak i szkieletu skalnego), podczas gdy sam model geologiczny jest rozumiany raczej w sensie opisu struktury geologicznej i dotyczy innej fazy badań złoża. W efekcie zastosowania modelu geofizyczno-geologicznego, w znaczeniu przyjętym w tym artykule, zarejestrowane sygnały geofizyki otworowej zostają przekształcone w przedmiot bezpośredniego zainteresowania, czyli informację o własnościach zbiornikowych z uwzględnieniem i wcześniejszym określeniem parametrów szkieletowych.

Różnorodne metody geofizyki otworowej dostarczają bogatej informacji o ośrodku skalnym i czasem pozyskane dane powtarzają informację, podczas gdy innym razem mamy niedostatek danych z punktu widzenia oceny własności zbiornikowych. Większość powszechnie mierzonych parametrów geofizycznych ma charakter kompleksowy, czyli zależy od kilku własności skały jednocześnie. Dobrymi przykładami są gęstość objętościowa, czas interwałowy fali akustycznej i porowatość neutronowa. Każdy wynik pomiaru jest w ich przypadku wypadkową parametrów zarówno szkieletu skalnego, jak i płynu wypełniającego przestrzeń porową (w zależności od rodzaju wypełnienia – woda słodka, zasolona, ropa lub gaz – mają znacząco inne wartości niż parametry szkieletu skalnego). Powoduje to generowanie wystarczająco zróżnicowanych odpowiedzi sond, aby uzyskiwać dobre oceny porowatości skał niezailonnych. Proste modele liniowe były podstawą tradycyjnej interpretacji geofizyki otworowej, szczególnie gdy rozpoznawano wysokoporowate skały zbiornikowe zasobnych złóż węglowodorów. Trzy niezależne metody dawały nawet nadwyżkę informacji, co umożliwiało dodatkowo identyfikację typu litologicznego czy odróżnienie porowatości międzyziarnowej od szczelinowej. W latach 70. XX w. (Poupon i in., 1970) wprowadzono powszechnie techniki wykresów krzyżowych (*cross-plots*), będących formą graficznej prezentacji wzajemnych relacji między wynikami takich właśnie profilowań jak gęstościowe, neutronowe czy akustyczne, które otrzymujemy, stosując standardowy zestaw *Quad Combo*. Nadwyżka informacji geofizycznej może być, po zastosowaniu odpowiednich procedur matematycznych,

wykorzystana do zwiększenia dokładności wyznaczania parametrów zbiornikowych, a także do ilościowej oceny dokładności. Niedobór tej informacji wymaga zaś przyjmowania założeń, których podstawami są dodatkowe wiadomości na temat badanej formacji, wprowadzanych arbitralnie przez interpretatora, co siłą rzeczy musi zawierać nieprzewidywalny czynnik zależny od jego wiedzy i doświadczenia.

Znaczna ilość minerałów ilastych w skale istotnie komplikuje wspomniany wcześniej prosty przykład, przede wszystkim w zakresie omówionych w pierwszej części artykułu (Zorski i in., 2013) zmian oporności szkieletu (wzór 1 w: Zorski i in., 2013), co wpływa na wyznaczanie współczynnika nasycenia wodą S_w , oraz na obliczanie porowatości. Charakter zailenia jest bardzo istotny przy doborze metod interpretacji profilowań geofizyki otworowej w utworach piaszczysto-ilastych. Poszerzeniu listy parametrów wzbogacających modele o dodatkowe zmienne służą niektóre nowe metody, np. profilowania geochemiczne (Herron & Herron, 1990; Harvey & Lovell, 1992), umożliwiające dokładniejszą ocenę składu mineralnego, co jest szczególnie ważne w przypadku utworów piaszczysto-ilastych.

W tej grupie litologicznej występuje wiele różnego typu formacji złożowych, począwszy od wysokoporowatych, czystych piaskowców, tworzących wydajne złoża węglowodorów, a skończywszy na cienkowarstwowych formacjach piaskowcowo-ilastych (Passey i in., 2004), którymi zainteresowano się w latach 90. XX w. (wcześniej złoża takie były pomijane). Warto przypomnieć, że z punktu widzenia geofizyki otworowej przez formację cienkowarstwową rozumiemy kompleks zbudowany z serii warstw o miąższościach mniejszych niż pionowa rozdzielczość używanych sond. Ponieważ rozdzielczość sond zmienia się w zakresie od kilku do kilkudziesięciu centymetrów, skala zniekształceń sygnałów rejestrowanych przez poszczególne sondy jest zróżnicowana, co wymaga odpowiedniego doboru zarówno zestawu pomiarowego, jak i metod interpretacji. Dopiero po sprowadzeniu odpowiedzi sond do porównywalnej rozdzielczości można przystąpić do właściwej interpretacji z zastosowaniem modeli geofizyczno-geologicznych, przekształcających sygnały sond w parametry zbiornikowe. Rozpoznawanie cienkowarstwowych utworów piaszczysto-ilastych stanowi pośredni etap pojawiania się nowych problemów pomiarowo-interpretacyjnych w złożach, dla których klasyczne metody interpretacji opartych na standardowych pomiarach w zestawach *Triple Combo* lub *Quad Combo* napotykały trudności. Problemy te znacząco narastają w przypadku złóż niekonwencjonalnych – oprócz zagadnień niejednorodności przestrzennej (w tym cienkich warstw) pojawiają się też całkiem nowe kwestie.

W Polsce znane są formacje cienkowarstwowe występujące w utworach miocenu przedgórza Karpat. W latach 1999–2007 zespoły polskich specjalistów pracowały nad wprowadzeniem do praktyki przemysłowej nowych metod pomiarów i interpretacji geofizyki otworowej tych formacji. Niektóre z tych doświadczeń mogą być przydatne w szybszym i lepszym zrozumieniu problematyki rozpoznawania łupków gazonośnych metodami geofizyki otworowej (Peve-raro, 2004; Woźnicka i in., 2007; Zorski i in., 2011). Najważniejsze wnioski płynące z tych prac są następujące:

1. Zestaw pomiarowy powinien umożliwiać wykonywanie profilowań o **wysokiej rozdzielczości** pionowej (rzędu centymetrów), aby określić skalę niejednorodności

przestrzennej formacji (np. sondy do elektrycznego – XRF – i akustycznego – CAST – obrazowania ścianki otworu).

2. **Profilowania porowatości, jądrowe i akustyczne**, mające rozdzielczość pionową w przedziale 0,15–0,50 m i jednocześnie zasięg radialny w zakresie 0,05–0,5 m, powinny być wykonywane i przetwarzane w ten sposób, aby uzyskać ich maksymalną pionową rozdzielczość i dokładność – wiąże się to z koniecznością stosowania odpowiednio gęstego kroku zapisu krzywych (w zależności od metody – 0,025 m lub 0,05 m), zachowania źródłowych, niefiltrowanych danych, a w przypadku pomiarów jądrowych także niskich szybkości pomiarowych w celu obniżenia fluktuacji statystycznych; profilowania te powinny być poddawane procedurom dekonwolucji (Zorski, 2002), pozwalającym regulować ich pionową rozdzielczość z uwzględnieniem charakterystyk pionowych sond i dostosowanym do poziomu szumu pomiarowego. Tak przetworzone profilowania mogą osiągać rozdzielczość pionową w przedziale 0,20–0,25 m.

3. **Profilowania oporności** powinny być wykonywane sondami wieloelementowymi wysokiej rozdzielczości (np. HRAI). Szczególnie przydatne mogą być też sondy indukcyjne typu *Triaxial*, pozwalające wydzielać strefy o podwyższonej anizotropii własności elektrycznych. Anizotropię można także ocenić dzięki odpowiedniej, łącznej interpretacji profilowań indukcyjnych i sterowanych (Bała, 2011). Profilowania oporności często mają mniejszą rozdzielczość pionową (w najlepszym przypadku ok. 0,4 m) od miąższości warstw identyfikowanych w profilowaniach mierzących porowatość, konieczne jest zatem stosowanie dodatkowych procedur eliminujących efekty maskowania wysokich oporności w układzie połączeń równoległych występujących wtedy, gdy sonda indukcyjna przecina formację cienkowarstwową pod kątem prostym (Zorski, 2004, 2009). Zagadnienie to nabiera szczególnej wagi, jeśli nie dysponujemy sondami wysokiej rozdzielczości, zaś problem znika, gdy zastosujemy sondę indukcyjną typu *Triaxial*, mierzącą oporność zarówno równolegle, jak i prostopadle do uwarstwienia.

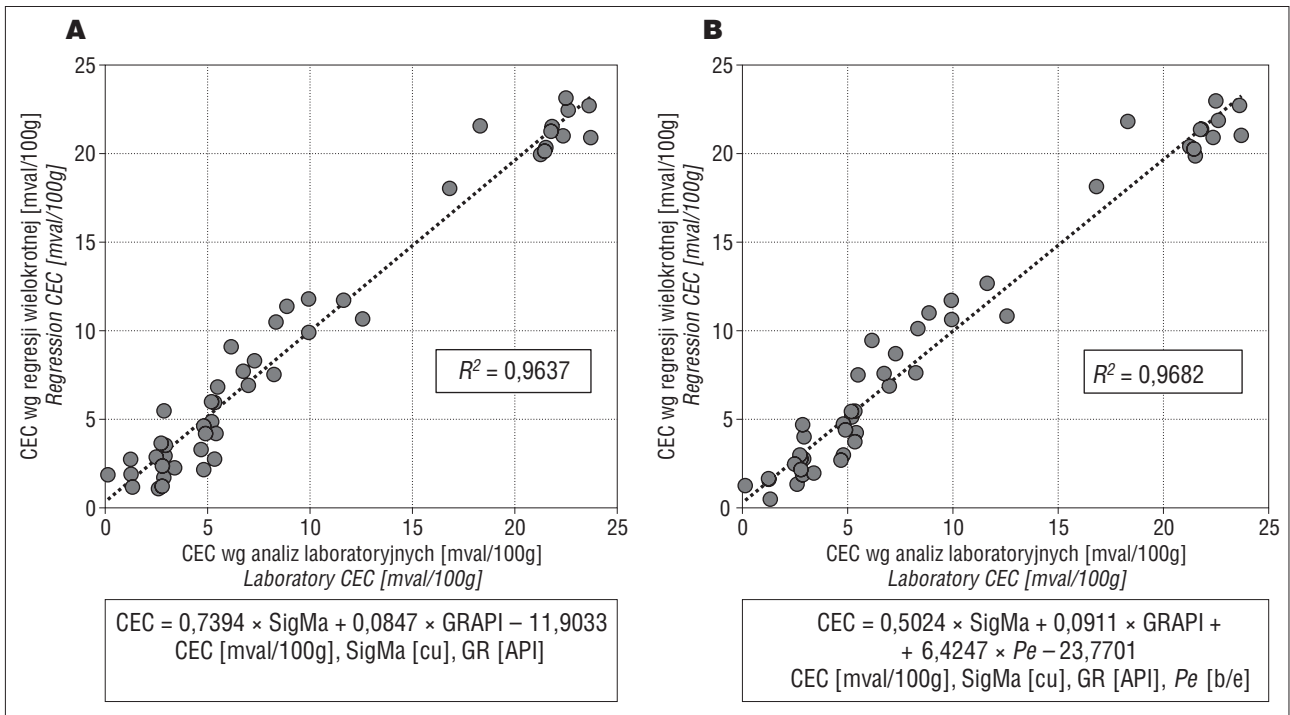
4. Modele geofizyczno-geologiczne powinny być budowane przez geofizyków współpracujących z mineralogami i petrofizykami, na podstawie wyników **specjalnej metody badań laboratoryjnych**, obejmującej odpowiedni sposób poboru rdzeni, ich przygotowania i rozdzielania między laboratoria (Zalewska & Kowalska, 2004). Zakres tych badań powinien obejmować precyzyjne i różnorodne analizy składu chemicznego, składu mineralnego i własności petrofizycznych (Ciechanowska & Zalewska, 2004a, b). Wyniki tych analiz należy następnie poddać odpowiednim procedurom pozwalającym wyliczyć odpowiedzi sond geofizycznych dla szkieletu skały, a także dla poszczególnych budujących go minerałów (np. program BESTMIN – patrz Środoń i in., 2006; Środoń & Kawiak, 2012). Tak opracowany zestaw danych stanowi podstawę budowy modeli wiążących odpowiedzi sond z niezbędnymi parametrami petrofizycznymi i ze składem mineralnym. Przez odpowiedzi sond geofizycznych należy rozumieć takie parametry kompleksowe szkieletu skalnego jak gęstość mineralogiczna ρ_{ma} , porowatość neutronowa, którą dla pomiarów z użyciem neutronów nadtermicznych możemy utożsamiać z obecnością wodoru (przeliczaną na zawartość wody), przekrój czynny absorpcji neutronów termicznych Σ_{ma} , indeks absorpcji fotoelektrycznej Pe , promieniotwórczość całkowita GR_{ma}

w jednostkach API i czas interwałowy fali akustycznej ΔT_{ma} . W przypadku spektrometrycznych sond jądrowych (sPNG, sPG), dostarczających informacji o koncentracji różnych pierwiastków w szkielecie skalnym, ich odpowiedzi dla próbek znamy oczywiście bezpośrednio z analiz chemicznych.

5. **Procedury obliczeniowe modelu geofizyczno-geologicznego** powinny wykorzystywać odpowiednie techniki matematyczne, wśród nich klasyczną statystyczną analizę regresyjną i czynnikową, sieci neuronowe czy algorytmy genetyczne. Dotychczasowe doświadczenia potwierdziły skuteczność, a także pogładowość klasycznego aparatu statystycznego (Mystkowski i in., 2004).

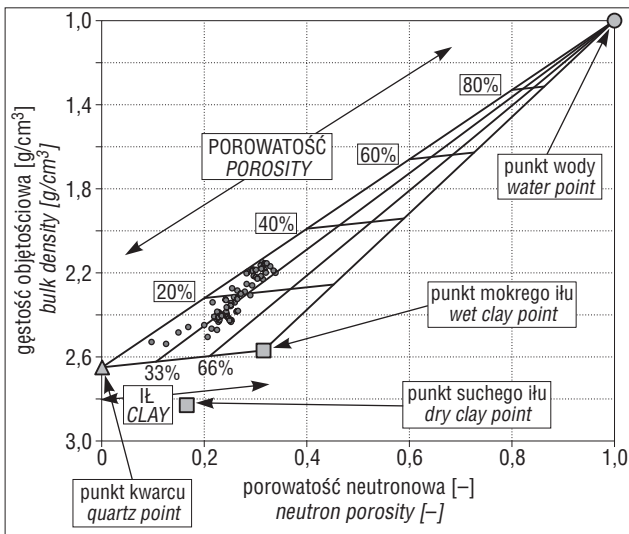
6. Szczególną rolę odgrywa **analiza jakościowa i ilościowa minerałów ilastych**, których ilość i rodzaj znacząco wpływają na wskazania wielu sond geofizycznych, tak z uwagi na skład pierwiastków głównych (np. potasu) i śladowych (np. bor wiązany selektywnie w illicie), jak i ze względu na ogromną powierzchnię właściwą tych minerałów. Powierzchnia właściwa jest związana z np. przewodnością elektryczną kationów wymiennych i objętością wody związanej. Główne grupy minerałów ilastych (kaolinit, chloryt, illit + smektyt) od kilkunastu lat są z dużą dokładnością oznaczane rentgenograficznie przez niektóre laboratoria, co dokumentują wyniki międzynarodowych konkursów z tej dziedziny (*Reynolds Cup*: np. Omotoso i in., 2006). Z punktu widzenia zastosowań geofizycznych szczególnie ważna jest kwantyfikacja zawartości pakietów pęczniących w powszechnie występujących minerałach mieszanopakietowych typu illitu-smektytu, która w większości przypadków jest możliwa dzięki kombinacji pomiarów rentgenograficznych, pojemności wymiany kationowej (CEC) i zawartości potasu (K_2O) (Środoń, 2009; Środoń & Kawiak, 2012). Pierwsze wyniki takich badań ilościowych łupków sylurskich z południowo-zachodniego skłonu kratonu wschodnioeuropejskiego są już dostępne (Środoń i in., 2013).

Budowa wiarygodnego modelu geofizyczno-geologicznego ma podwójne znaczenie. Po pierwsze umożliwia wyznaczenie podstawowych parametrów szkieletu skalnego, dzięki czemu obniża niepewność modelowania porowatości i typu wypełniającego płynu, podnosząc tym samym na maksymalnie wysoki możliwy poziom dokładność interpretacji geofizyki otworowej pod kątem wyznaczanych parametrów złożowych. Po drugie pozwala dobrać optymalny pod względem możliwości technicznych i kosztów zestaw pomiarowy. W celu zilustrowania wpływu doboru optymalnego zestawu pomiarowego na wyniki interpretacji porównano dwie zależności regresji wielokrotnej służące doborowi parametrów geofizycznych do wyznaczenia wskaźnika CEC (ryc. 1), kluczowej wartości w elektrycznym modelu Waxmana-Smitsa (wzór 1 w: Zorski i in., 2013). W obu przypadkach współczynniki korelacji R^2 są wysokie i zbliżone do siebie. Do zastosowania praktycznego rekomendowana jest jednak zależność bez indeksu Pe (ryc. 1A), którego pomiar geofizyczny nie gwarantuje wysokiej wiarygodności w utworach o niskim stopniu kompaktacji (np. w utworach miocenijskich zapadliska przedkarpackiego) ze względu na zakłócający wpływ strefy przyotworowej. W otrzymanych zależnościach regresyjnych najistotniejszą rolę odgrywa $SigMa$ (Σ_{ma}) – parametr neutronowy szkieletu, którego zmienność wynika z obecności boru w illicie



Ryc. 1. Zależności regresyjne służące wyznaczaniu wskaźnika CEC z pomiarów geofizycznych w formacji mioceńskiej przedgórze Karpat (Zorski i in., 2011)

Fig. 1. Regression relationships for the CEC determination from well logs in the Miocene formation of the Carpathian Foredeep (Zorski et al., 2011)



Ryc. 2. Wykres krzyżowy gęstościowo-neutronowy dla piaszczysto-ilastej formacji mioceńskiej przedgórze Karpat opracowany na podstawie badań laboratoryjnych rdzeni (Zorski i in., 2011)

Fig. 2. Density-neutron cross-plot for the sandy-shale Miocene formation prepared on the basis of laboratory results from cores (Zorski et al., 2011)

występującym w badanej formacji (Zorski i in., 2011). Parametr ten jest zatem konkurencyjnym i niezależnym w stosunku do naturalnej promieniotwórczości wskaźnikiem CEC, a także wskaźnikiem zailenia skał piaszczysto-ilastych, w których illit lub illit-smektyt są dominującymi minerałami ilastymi, zawierającymi bor. Przy konstrukcji modelu pełny zestaw badań laboratoryjnych i możliwie różnorodnych pomiarów geofizycznych powinny być wykonane w początkowej fazie rozpoznania formacji (Quirein i in.,

2010). Następane fazy badań mogą być znacząco zredukowane i nastawione na sprawdzenie, czy formacja spełnia warunki założonej spójności z modelem.

Wykres krzyżowy (gęstościowo-neutronowy) (ryc. 2) dla piaszczysto-ilastej formacji mioceńskiej przedgórze Karpat, opracowany na podstawie wyników badań laboratoryjnych rdzeni, służy jednoczesnemu wyznaczaniu porowatości i zailenia z profilowania gęstościowego i neutronowego, rejestrującego neutrony nadtermiczne. Precyzyjne określenie położenia punktów łu (suchego i mokrego) na wykresie znacząco podnosi dokładność wyznaczanych parametrów (La Vigne i in., 1994) w porównaniu z powszechnie stosowaną w interpretacji praktyką, w której współrzędne tych punktów są dobierane arbitralnie przez interpretatora. Możliwe jest także rozróżnienie porowatości efektywnej i ogólnej (ryc. 3 w: Zorski i in., 2013) przez odpowiedni dobór punktów łu. Podstawą siatki do wyznaczania porowatości i zailenia widocznej na rycinie 2 jest punkt łu mokrego, co prowadzi do wyliczenia porowatości efektywnej.

SPECYFIKA ZASTOSOWAŃ GEOFIZYKI OTWOROWEJ W POSZUKIWANIACH GAZU Z ŁUPKÓW

Podstawowym warunkiem występowania złóż gazu z łupków (Passey i in., 2010) jest obecność łupków o odpowiedniej zawartości substancji organicznej TOC i odpowiednim stopniu jej dojrzałości termicznej LOM (*Level of Organic Maturity*). LOM jest parametrem określającym dojrzałość termiczną substancji organicznej wyznaczaną na drodze różnego rodzaju analiz laboratoryjnych, do których zalicza się m.in. określenie refleksyjności wityrnytu Ro. Wstępne rozeznanie daje ogólna charakterystyka strukturalna, litostratygraficzna i sedymentologiczna badanego

basenu (Abouelresh & Slatt, 2012). W tym zakresie geofizyka otworowa ma ugruntowaną pozycję jako ważne uzupełnienie sejsmiki. Szczęólnego podejścia wymaga właśnie ocena substancji organicznej.

Rozważając własności zbiornikowe łupków zawierających gaz, należy zwrócić uwagę na następujące cechy:

– łupki to specyficzne skały zbiornikowe, które jednocześnie są skałami macierzystymi i zbiornikovymi, dlatego **ilość i jakość zawartej w nich substancji organicznej są najważniejszymi parametrami złożowymi;**

– **wielkość porowatości** w łupkach nie przekracza na ogół kilku procent, zaś przestrzenie porowe mają najczęściej bardzo małe rozmiary, od poniżej 1 nm do kilkuset nanometrów;

– **przeźródlenie porowa jest nasycona wolnym gazem i równocześnie gaz występuje w postaci zaadsorbowanej prawdopodobnie w substancji organicznej;**

– **przepuszczalność** pierwotna łupków jest bardzo niska (nawet rzędu ułamka nanodarcy);

– **łatwość udostępnienia**, czyli głównie podatność skały na proces szczelinowania, jest równie ważnym parametrem jak pozostałe, wskazane wcześniej.

Wymienione parametry mogą być w pełni określone przy użyciu odpowiednio dobranego zestawu badań laboratoryjnych rdzeni, których rola, szczególnie w początkowym etapie rozpoznania złoża, jest dominująca. Geofizyka otworowa w tej fazie ma charakter uzupełniający, ale w miarę rozpoznawania charakteru skały, umożliwiającego zbudowanie wiarygodnego modelu geofizyczno-geologicznego, jej udział wzrasta, co pozwala na zmniejszenie ilości pobieranego rdzenia i obniżenie kosztu wierceń.

Podstawowym źródłem trudności przy stosowaniu metod geofizyki otworowej w rozpoznaniu skały jest skomplikowany charakter przestrzeni porowej. Doświadczenie zdobyte w trakcie poszukiwań konwencjonalnych złóż węglowodorów zazwyczaj nie jest adekwatne w przypadku oceny złóż niekonwencjonalnych. W klasycznym modelu skały piaszczysto-ilastej przedstawionym w pierwszej części artykułu (ryc. 1 w: Zorski i in., 2013) przestrzenie międzyziarnowe są jedynymi elementami przestrzeni porowej. W skałach łupkowych zwiększa się udział składnika ilastego, który stanowi kilkadziesiąt procent objętości skały. Ponadto materia organiczna, którą w złożach konwencjonalnych są węglowodory wypełniające przestrzeń porową, w łupkach gazonośnych jest substancją w fazie stałej będącą częścią szkieletu ziarnowego skały (kerogen, bituminit). Zarówno w obrębie minerałów ilastych i między minerałami ilastymi a szkieletem nieilastym (węglany, skalenie, kwarc), jak i w obrębie materii organicznej rozwija się kluczowa ze względu na własności zbiornikowe porowatość innego typu, która w konwencjonalnych złożach węglowodorów nie występuje. Rzecz sprowadza się w pierwszej kolejności do rozmiaru porów, następnie do ich lokalizacji. Ostatnio opublikowane prace, oparte na nowoczesnych technikach laboratoryjnych, opisują te zagadnienia z perspektywy wcześniejszych doświadczeń (Slatt & O'Brien, 2011; Chalmers i in., 2012; Loucks i in., 2012) dla głównych złóż gazu z łupków w Ameryce Północnej. Pierwsze tego typu badania wykonano też ostatnio w Polsce dla łupków sylurskich (Such, 2012). Wielkość porów, w których zachodzą gazowe procesy w łupkach, waha się od dziesiątych części nanometra do setek nanometrów, a ich lokalizacja obejmuje przestrzenie

międzyziarnowe (*interparticle pores*), wewnątrzziarnowe (*intraparticle pores*) i pory materii organicznej (*organic-matter pores*) zależne w znacznym stopniu od zawartości TOC i LOM. Rozmiar porów w tradycyjnych skałach zbiornikowych wynosi powyżej 100 nm, a same pory znajdują się głównie w przestrzeni międzyziarnowej. Do laboratoryjnych ilościowych badań rozkładu wielkości porów (PSD – *Pore Size Distribution*) stosuje się metody porozymetryczne, szczególnie niskociśnieniową metodę z użyciem azotu i dwutlenku węgla (Chalmers i in., 2012; Darłak i in., 2012), które umożliwiają pomiary w przedziale 0,3–200 nm i jednocześnie służą do badania własności adsorpcyjnych skały. Wysokociśnieniowa porozymetria rtęciowa, stanowiąca powszechną metodę badań złóż klasycznych, stosowana jest na ogół równolegle, ale minimalna średnica porów wynosząca w najlepszym przypadku 4 nm jest niewystarczająca dla większości łupków. Podstawą pełnego zrozumienia charakteru przestrzeni porowej są obrazowania skaningową mikroskopią elektronową nowej generacji z polerowaniem jonowym (*ion milling*), pozwalające uzyskiwać obrazy 2D i 3D z rozdzielczością rzędu nanometrów, z możliwością identyfikacji połączeń międzyporowych i określenia rozkładu średnic porów. Wprowadzono wiele nowych metod, opisanych w literaturze (Chalmers i in., 2012; Curtis i in., 2012), które pozwalają na wszechstronny opis przestrzeni skalnej. Dodatkową komplikację stanowią szczeliny naturalne i sztuczne tworzące niezależne systemy porowatości szczelinowej (Clarkson i in., 2011) Udział tego typu porowatości w łupkowej części skały nie jest osobno uwzględniany w tradycyjnych modelach opornościowych opisywanych np. wzorami Archie'go czy Waxmana-Smitsa (wzór 1 w: Zorski i in., 2013) (Modica & Lapierre, 2012) i pozostaje wyzwaniem badawczym.

Poszukiwania łupków gazonośnych z użyciem geofizyki otworowej prowadzi się od początku lat 90. XX w., czyli od czasu, gdy były dostępne głównie standardowe zestawy pomiarowe *Triple Combo* i *Quad Combo* (Cluff & Miller, 2010), a więc takie, jakimi dzisiaj dysponują polskie przedsiębiorstwa geofizyczne. Dla takiego właśnie standardu pomiarowego opracowano pierwsze metody oceny złóż gazu z łupków oparte na geofizyce otworowej i pomimo pojawiania się coraz nowszych metod ten zestaw może nadal stanowić istotne źródło informacji (Holmes i in., 2011). Zakres stosowanych metod geofizyki otworowej musi wynikać ze starannej analizy danych, którymi dysponujemy, celu, który sobie stawiamy, i strategii interpretacji danych pomiarowych (Cluff, 2011).

Ocena wartości TOC przy użyciu geofizyki otworowej jest możliwa dzięki kilku specyficznym własnościom substancji organicznej w postaci kerogenu lub bituminitu, do których należą wysoka oporność, niska gęstość, wysoki czas interwałowy fali akustycznej, a czasem wysoka porowatość neutronowa. Dodatkowo substancja organiczna może wykazywać wysoką promieniotwórczość, spowodowaną obecnością uranu, dla którego korzystne warunki wytrącania powstają wówczas, gdy pierwotna substancja organiczna przekształca się w kerogen przy odpowiednich parametrach geochemicznych (pH i Eh). Oprócz podwyższonych koncentracji uranu, mierzonych spektrometrycznym profilowaniem gamma (sPG), wskaźnikiem TOC mogą być zatem także podwyższone wartości całkowitej promieniotwórczości (PG) w stosunku do oczekiwanych wynikających

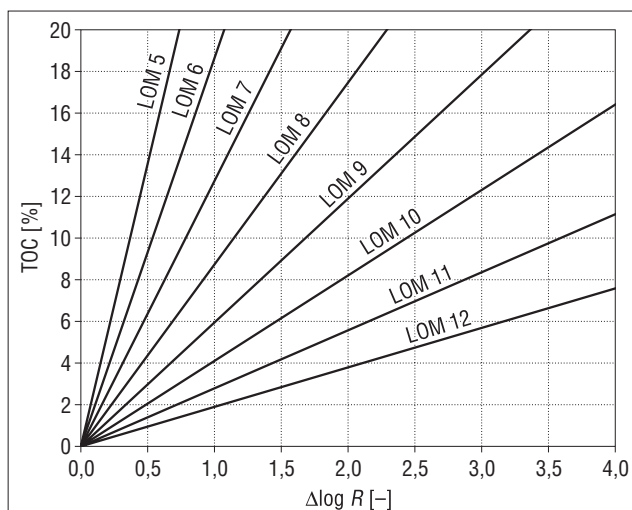
z niezależnie określonego zailenia skały, np. na podstawie neutronowego parametru Σ_{ma} czy profilowania geochemicznego. Do ilościowej, choć często przybliżonej oceny TOC, jeśli znany jest poziom dojrzałości termicznej, wykorzystuje się wprowadzone do użycia przez Passey (Passey i in., 1990, 2010; Bowman, 2010) zależności między opornością łupków, TOC i LOM, przedstawione na rycinie 3, gdzie oporność R jest odwrotnością przewodności C_r (patrz wzór 1 w: Zorski i in., 2013). Występująca na tym wykresie zmienna $\Delta \log R$ jest logarytmem stosunku (czyli różnicą logarytmów) oporności w warstwie łupku zawierającego substancję organiczną do oporności tego łupku bez substancji organicznej. Zestawienie korelacyjne (*cross-plot*) $\log R$ z wskazaniami jednej z sond porowatościowych (gęstościowej, akustycznej lub neutronowej) w interwałach, w których nie ma znaczącej ilości substancji organicznej (dla niskiej oporności), pozwala przeliczyć sygnał sondy porowatościowej (np. dla profilowania akustycznego ΔT) na $\log R$. Przeliczenie takie, gdy odpowiada interwałom o podniesionej ilości substancji organicznej, daje rozejście krzywych pomierzonej i obliczonej, co umożliwi wyznaczenie $\Delta \log R$. Dokładniejsze omówienie tej problematyki znajduje się w pracy Dudek i Stadtmüllera (2010). Przykłady interpretacji archiwalnych materiałów geofizyki otworowej z rejonu Bałtyku zostały opisane w pracy Kiełta (2011). Substancja organiczna nie zawsze musi jednoznacznie podnosić oporność; niestety, te same warunki geologiczne, które prowadzą do powstawania nagromadzeń materii organicznej, sprzyjają jednocześnie krystalizacji pirytu – minerału o wysokiej przewodności elektrycznej (Kennedy, 2004). W zależności od ułożenia kryształów, związanego z procesami sedymentacyjnymi i postsedymentacyjnymi, piryt może, ale nie musi przyczyniać się do gwałtownego zwiększenia przewodności całej skały. W przypadku opracowania prawidłowego modelu w oparciu o dane chemiczne i mineralogiczne z rdzeni opisana w poprzedniej części

artykułu (Zorski i in., 2013) sonda *Litho Scanner* (Radtke i in., 2012) może posłużyć do bezpośredniego ilościowego obliczenia TOC, dzięki wyznaczeniu szerokiego spektrum pierwiastków, w tym węgla – dotyczy to także sondy FLeX firmy Baker Hughes (Ferguson i in., 2008).

Wyznaczenie małych wartości porowatości Φ metodami geofizyki otworowej jest silnie zależne od dokładności pomierzonych wartości ρ_b (gęstość objętościowa), ρ_{ma} (gęstość szkieletu) i ρ_f (gęstość płynu wypełniającego przestrzeń porową) zastosowanych do jej obliczania według wzoru (wzór 2a w: Zorski i in., 2013). Rośnie zatem znaczenie nie tylko pomiaru ρ_b , ale także ρ_{ma} , możliwej do wyznaczenia na podstawie składu mineralnego szkieletu. Przy takiej samej dokładności wyznaczania gęstości błąd względnego wyliczenia porowatości przy jej wartości 5% rośnie kilkukrotnie w stosunku do porowatości na poziomie 20%. Oddzielnym, znacznie poważniejszym problemem niż w przypadku złóż konwencjonalnych jest potencjalna rozbieżność między porowatością całkowitą (ogólną), wyznaczaną na podstawie gęstości objętościowej i mineralogicznej, a porowatością dynamiczną (efektywną), odpowiedzialną za przepływ węglowodorów i wód.

Im mniejsza porowatość skały złożowej, tym większe znaczenie ma zrozumienie specyfiki pomiaru porowatości oraz obliczeń porowatości efektywnej i ilości wody zaadsorbowanej. W przypadku łupków gazonośnych, w których porowatość całkowita waha się od 2% do 10%, a zawartość minerałów ilastych przekracza 40%, ilość zaadsorbowanej wody może być tak duża, że wypełnia ona całość systemu porowego (np. Sato i in., 1992). Porowatość zamknięta lub kapilarna, tradycyjnie uważana za nieefektywną, może być w rzeczywistości wypełniona wolnym gazem. Błąd pomiaru porowatości, akceptowalny w wysokoporowatych skałach zbiornikowych, jest nie do przyjęcia w skałach niskoporowatych, ponieważ może obejmować dużą część obliczanej porowatości. Grupy OH zawarte w minerałach ilastych mogą być błędnie interpretowane jako „porowatość” z pomiarów neutronowych (NPHI), a materia organiczna w postaci stałej (bituminit, kerogen) może być mylnie traktowana w podobny sposób co ciekłe węglowodory. W skałach bogatych w materię organiczną (łupki gazonośne i bitumiczne) materia ta stanowi część szkieletu ziarnowego, podobnie jak minerały. Niska gęstość właściwa materii organicznej jest głównym czynnikiem wpływającym na gęstość objętościową skał o niskiej porowatości, np. łupków gazonośnych.

Z podanych informacji jasno wynika, że dla łupków gazonośnych kluczową rolę w wyznaczaniu porowatości odgrywa ilościowe określenie składu szkieletu skalnego (minerały + substancja organiczna) umożliwiające precyzyjne wyliczenie jego gęstości. W warunkach złożonego składu mineralnego wymaga to użycia profilowania geochemicznego (Quirein i in., 2010), dzięki któremu uzyskuje się informacje o koncentracjach kilku ważnych pierwiastków (Si, Ca, Fe, S, Al, K i inne), i spektrometrii naturalnej promieniotwórczości sPG, gdzie K i Th mogą być użyte do identyfikacji minerałów ilastych, a U do wyznaczenia TOC. Stosując sPG, trzeba brać pod uwagę możliwy destrukcyjny wpływ fluktuacji statystycznych, szczególnie kłopotliwych w ośrodkach cienkowarstwowych. Z kolei dokładność wyznaczania koncentracji pierwiastków w profilowaniach geochemicznych też może być obciążona błędami



Ryc. 3. Zależność TOC od różnicy logarytmu oporności (logarytm stosunku oporności) dla łupków zawierających substancję organiczną i od niej wolnych. Parametr prostych – LOM (na podstawie Passey i in., 1990, zmienione)

Fig. 3. TOC as a function of the difference of the resistivity logarithm (\log of resistivity ratio) for shales rich and poor in organic matter. Parameter of the lines – LOM (after Passey et al., 1990, modified)

wynikającymi z wzajemnego oddziaływania na siebie widm poszczególnych pierwiastków, co szczególnie zaznacza się w przypadku pierwiastków o niskich koncentracjach (np. Ti, Fe, Mn, Gd). Przy braku tego typu profilowań możliwe jest także – wymagające większego doświadczenia interpretacyjnego – użycie technik wykresów krzyżowych (Holmes i in., 2011) dla standardowego zestawu pomiarowego (*Triple Combo*). Dodatkowych korzyści możemy oczekiwać, jeśli zastosujemy profilowania NMR (LeCompte i in., 2008) czy skaner dielektryczny (Hizem i in., 2008), wprowadzające inne zjawiska fizyczne obrazujące przestrzeń porową.

Finalnym zadaniem w ocenie zasobności łupkowego złoża gazu jest **określenie ilości tzw. gazu w miejscu (GIP – Gas In Place)**. Jest to sumaryczna ilość gazu, którą można wydobyć ze złoża w czasie jego eksploatacji. Wielkość ta jest sumą wolnego gazu wypełniającego przestrzeń porową łupków i gazu zaadsorbowanego na powierzchni substancji organicznej, który uwalnia się w miarę spadku ciśnienia w złożu. O ile ilość gazu wolnego może być określona tradycyjnymi metodami geofizyki otworowej (Holmes i in., 2011), o tyle ilość gazu zaadsorbowanego można ustalić dopiero po laboratoryjnym zbadaniu własności sorpcyjnych skały (Levis i in., 2004; Boyer i in., 2006), wyznaczanych w funkcji temperatury i ciśnienia. Określana jest wówczas zależność funkcyjna wiążąca TOC z gazem zaadsorbowanym. Należy tu odnotować nowy problem związany z coraz lepszym, opisanym wcześniej, zrozumieniem charakteru przestrzeni nanoporowej, stanowiącej dla wielu przebadanych złóż gazu z łupków podstawową przestrzeń kumulacji gazu, z którego wynikają wątpliwości co do poprawności rozpowszechnionego używania próbek zmieszanych do określania własności sorpcyjnych i porowatości dostępnej dla wolnego gazu. W nowo proponowanej metodzie (Sigal i in., 2012) zakłada się konieczność używania do tego celu całych rdzeników, w których są zachowane m.in. pęknięcia wynikające ze zmian ciśnienia. Pomiaru te wykonuje się przy użyciu aparatury umożliwiającej nasywanie próbek naturalnym gazem w warunkach naturalnego ciśnienia i temperatury.

Konsekwencją skomplikowanej budowy przestrzeni porowej są wątpliwości (Utley, 2005; Modica & Lapierre, 2012), czy stosowane dla złóż konwencjonalnych modele elektryczne (Worthington, 1985), używane do **wyznaczenia współczynnika nasycenia wodą (lub nasycenia wolnym gazem)**, w tym wzór Waxmana-Smitsa (wzór 1 w: Zorski i in., 2013), mogą być z sukcesem stosowane w odniesieniu do złóż gazu łupkowego. Mimo że pojawiają się ostatnio prace dotyczące badania wpływu nietypowych przestrzeni porowych na przewodność skał (Devarajan i in., 2006; Jackson i in., 2008; Montaron, 2008), autorom nie jest znane kompleksowe opracowanie tego zagadnienia dla łupków gazonośnych, choć problem został odnotowany w pracy Clarksona i współautorów (2011). Zwrócono tam uwagę (za Aguilera i in., 2004; Aguilera, 2010) na konieczność rozpatrywania w łupkach gazonośnych czterech typów porowatości, związanych odpowiednio z: 1) naturalnymi szczelinami, 2) porowatością substancji organicznej, 3) porowatością substancji nieorganicznej i 4) szczelinami sztucznymi, z których każdy w inny sposób wpływa, poprzez kształt porów, na współczynnik struktury porowej m . W praktyce stosowany jest finalny dobór pozornych parametrów m i n

(współczynnik zwilżalności skały) występujących w tych modelach w taki sposób, aby wyniki interpretacji geofizyki otworowej pod kątem wyznaczania nasycenia gazem były zgodne z dostępnymi analizami rdzeni (Quirein i in., 2010; Holmes i in., 2011, 2012). Dodatkowe komplikacje mogą wynikać z wieloznaczności porowatości wyznaczanej przez różne laboratoria, czego przyczyną jest brak standardów dla skał łupkowych (Passey i in., 2010). Dlatego w badaniach laboratoryjnych nie należy posługiwać się wartością nasycenia (wodą S_w , lub gazem $S_g = 1 - S_w$) do wyliczania ilości gazu z porowatości, tylko bezpośrednio wyznaczać na podstawie wyników badań laboratoryjnych objętościową zawartość gazu w skale (BVG – *Bulk Volume Gas*), która nie jest obciążona w warunkach różnych laboratoriów tak dużą niestabilnością jak określanie porowatości. Przenosząc to na grunt porównań z danymi geofizyki otworowej, należy stwierdzić, że S_g powinno być wyliczane z BVG przez porównanie z porowatością określaną na podstawie pomiarów geofizycznych. Dopiero tak wyznaczone S_g może być użyte do określania pozornych wartości m i n .

Przepuszczalność od początku istnienia geofizyki otworowej stanowiła duże wyzwanie. Już z prac Archie'go (Blasingame, 2008) wynikało istnienie związku o charakterze potęgowym między przepuszczalnością a porowatością, co w układzie bilogarytmicznym przepuszczalność–porowatość daje zależność liniową. Zależność ta jest jednak bardziej złożona i silnie powiązana z charakterem przestrzeni porowej, która może być opisywana różnymi parametrami. Przykładowo mogą to być współczynnik struktury porowej (cementacji) m czy średnica porów d . Określenie tych zależności wymaga odpowiednich badań laboratoryjnych, podczas gdy w interpretacji geofizyki otworowej konieczne jest niezależne wyznaczenie tych parametrów, w czym pomocne mogą być m.in. profilowania NMR (Ogilvie i in., 2002). Przepuszczalność łupków gazonośnych jest bardzo niska i osiąga wartości rzędu nanodarcy, dlatego do eksploatacji konieczne są techniki szczelinowania, podczas gdy sama przepuszczalność pierwotna będzie decydować o wydajności dopływu gazu do szczelin.

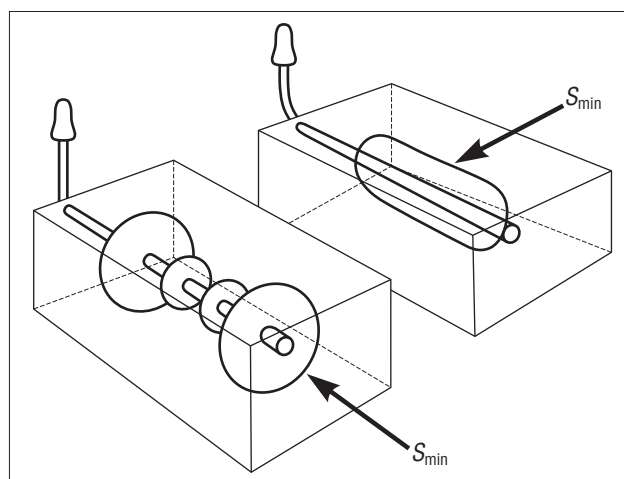
Łatwość udostępnienia złoża, zależna w dużej mierze od podatności skały na proces szczelinowania oraz utrzymania w skale otwartych szczelin w czasie migracji gazu, jest podstawowym parametrem oceny możliwości eksploatacji gazu z łupków (Kasza, 2011). Rola geofizyki otworowej w ocenie podatności na szczelinowanie wydaje się być dobrze sprecyzowana. Podstawową własnością łupków umożliwiającą łatwe szczelinowanie jest ich kruchość. Można ją definiować za pomocą relacji modułu Younga do współczynnika Poissona, wielkości określanych laboratoryjnie w warunkach statycznych, albo z profilowań akustycznych z zapisem obrazu falowego, które dają szczególnie cenne wartości określone w warunkach dynamicznych. Wysokie wartości modułu Younga wskazują na kruchość skały, podczas gdy jego niskie wartości w połączeniu z wysoką stałą Poissona świadczą o plastyczności skały (Holmes i in., 2011). Możliwości precyzyjnego oznaczania składu mineralnego zwiększyły się ostatnio dzięki coraz powszechniejszemu stosowaniu spektrometrii gamma naturalnej promieniotwórczości i profilowań geochemicznych, co pozwala na wykorzystywanie jeszcze drugiego kryterium – tzw. wskaźnika jakości udostępnienia, będącego stosunkiem zawartości minerałów nieilastych do zawartości sumy wszystkich

minerałów, w tym ilastych i substancji organicznej (TOC) (Gamero-Diaz i in., 2012). Wysokie wartości tego współczynnika wskazują na kruchość skały. Paradoxem wydobycia gazu z łupków jest fakt, że zwiększenie zawartości materii organicznej (co jest wymogiem obecności gazu, gdyż materia ta produkuje gaz *in situ*) obniża kruchość skały. Z uwagi na zależności sedymentacyjno-geochemiczne podczas depozycji materiału organicznego i klastycznego warunkiem obecności dużej ilości materii organicznej jest bardzo często zawartość minerałów ilastych (Ransom i in., 1997, 1998), które także zwiększają plastyczność skały. Cementacja diagenetyczną krzemionką, często pochodzenia biogenicznego, może jednak zwiększyć kruchość skały ilasto-organicznej (Peltonen i in., 2009), dlatego szczegółowe badania próbek z rdzeni są nieodzownym elementem procesu interpretacyjnego.

Związek anizotropii własności sprężystych z kierunkami szczelin (pomiar sondami akustycznymi ze źródłami dipolowymi lub skanerami akustycznymi) pozwala na rozpoznanie kierunków występowania szczelin naturalnych i indukowanych, co umożliwi zaplanowanie przebiegu otworu pod kątem prowadzenia szczelinowania hydraulicznego w kierunku minimalnego naprężenia w górotworze (S_{min}). Rozpoznanie kierunków minimalnych naprężeń jest szczególnie istotne w otworach poziomych (ryc. 4). Wiercenie otworu zgodnie z kierunkiem najmniejszego poziomego naprężenia w górotworze powoduje powstawanie szczelin w płaszczyznach prostopadłych do linii S_{min} . Otwory wiercone w kierunku prostopadłym do linii najmniejszego naprężenia powodują pęknięcie w kierunku zgodnym z osią otworu.

Wynik pomiaru sondą *Dipole Sonic Imager* (DSI) zależy od orientacji naturalnych szczelin, dlatego uwzględnienie takich pomiarów pozwala na wykorzystanie naturalnych szczelin w procesie produkcji. DSI daje poprawny wynik nawet w formacjach o słabych własnościach sprężystych, w przypadku których standardowe profilowanie akustyczne nie dostarcza informacji. Efektywne perforowanie, wykonane w kierunku prostopadłym do osi minimalnych naprężeń, zapewnia optymalne wykonanie i wykorzystanie szczelin i pozwala uniknąć piaszczenia w ośrodkach o słabych własnościach sprężystych. Wykonanie szczelin w kierunku prostopadłym do osi najmniejszego naprężenia pozwala uniknąć powstawania osłabień i wymięć (*breakouts*) i skręcania trajektorii otworu. Obecność *breakouts* może być stwierdzona przez pomiar wieloramiennym średnicomierzem. Typowy zasięg systemu szczelin po indukcji szczelinowania to kilkadziesiąt metrów, natomiast maksymalny znany zasięg to 200–300 m. Te ostatnie wartości są brane pod uwagę w ocenie bezpieczeństwa operacji i w celu uniknięcia zanieczyszczenia horyzontów wodonośnych.

Archiwalne pomiary geofizyki otworowej wykonywane sprzętem w technologii radzieckiej. Specyficzne dla obszaru Polski jest to (Kieft, 2010), że w latach 60.–80. XX w. setkami otworów przewiercono formacje, które obecnie są rozpoznane jako łupki gazonośne. Otwory te były profilowane przez polskie przedsiębiorstwa geofizyczne, wyposażone wówczas głównie w sprzęt wykonany zgodnie ze standardami techniki radzieckiej. Szczególnie trudno jest w przypadku metod jądrowych, które potencjalnie dają znaczącą informację o składzie mineralnym skały, ale gdy brakuje kalibracji, informacja ta nie jest w pełni



Ryc. 4. Szczelinowanie poziomych otworów. Wiercenie otworu zgodnie z kierunkiem najmniejszego poziomego naprężenia w górotworze powoduje powstawanie szczelin w płaszczyznach prostopadłych do linii S_{min} ; otwory wiercone w kierunku prostopadłym do linii najmniejszego naprężenia S_{min} powodują pęknięcie w kierunku zgodnym z osią otworu (Brie i in., 1998, zmienione)

Fig. 4. Fracturing of horizontal wells. Drilling wells along the minimum horizontal stress (S_{min}) generates fractures in the planes perpendicular to S_{min} ; in the wells drilled in the direction perpendicular to S_{min} , the fractures are observed in the planes parallel to the borehole axis (Brie et al., 1998, modified)

dostępna i sprowadza profilowania do roli danych przybliżonych, przydatnych głównie do interpretacji jakościowej, podczas gdy nowoczesne rozwiązania stosowane na świecie od lat 70. XX w. dają wyniki w pełni ilościowe. Problem dostrzeżono jeszcze w latach 80. XX w. (Szewczyk, 1988), ale wyniki prowadzonych prac nie były w pełni zadowalające. Interpretacja ilościowa tych pomiarów jest skomplikowana, a czasem wręcz niemożliwa. Wydaje się, że stosunkowo najłatwiejsza może być interpretacja profilowania naturalnej promieniotwórczości gamma, dającego szybką ocenę jakościową, oraz oporności metodą Passey'a. Dawne pomiary oporności były zdominowane przez proste technicznie i w wielu przypadkach wysokoinformatywne boczne sondowania elektryczne (BSE). Ich stosunkowo pracołłonną interpretację ułatwia obecnie system GeoWin, który jest wyposażony w unikalną aplikację OporWin umożliwiającą realizację zadania z użyciem udogodnień cyfrowych (Jarzyna i in., 2002). Aby pełniej wykorzystać oporność, np. do oceny geofizycznej TOC na podstawie metody Passey'a (Bowman, 2010), konieczna jest przynajmniej jedna wiarygodna metoda wyznaczania porowatości. Podstawą technologii zachodnich są najczęściej profilowania gęstości i akustyczne, a czasem neutronowe. W przypadku techniki radzieckiej było szczególnie trudno o jakiś odpowiednik sondy gęstościowej. Metodę gamma-gamma wprawdzie czasem stosowano pod nazwą PGG, ale sondy konstrukcyjnie odpowiadały sondom neutronowym (w miejsce źródła neutronowego instalowano źródło kwantów gamma), czyli brakowało redukcji wpływu otworu przez umieszczenie dwudetektorowego układu pomiarowego na odpowiednio ekranowanym i dociskanym, krótkim wysięgniku niwelującym wahania średnicy. Brakowało także możliwości stosowania wiarygodnych poprawek na średnicę. Aktualnie rekalkulację takich pomiarów można wykonywać dzięki szybko rozwijającym się symulacjom

komputerowym wyników pomiarów sondami geofizycznymi, szczególnie z grupy profilowań jądrowych, metodą Monte Carlo (MC), które można zastosować, jeśli znamy podstawowe parametry konstrukcyjne sondy. Również kalibracja sond neutronowych (w tym PNG) z wprowadzaniem poprawek na wpływ średnicy, litologii i absorpcji neutronów (czyli wpływ obecności chloru, boru i gadolinu) jest możliwa techniką symulacji MC. W Polsce techniki te są rozwijane pod kątem geofizyki jądrowej od wielu lat, szczególnie w Instytucie Fizyki Jądrowej Polskiej Akademii Nauk, a wcześniej też na Wydziale Fizyki i Techniki Jądrowej Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie (Kopeć & Lenda, 1994; Cywicka-Jakiel & Zorski, 2007; Dworak i in., 2011; Woźnicka i in., 2012). Wydaje się, że jest to obecnie jedyny sposób na odzyskanie istotnej informacji geologicznej ciągle ukrytej w starych profilowaniach jądrowych. Dodatkowym, koniecznym warunkiem zastosowania takiego podejścia jest dostępność rdzeni archiwalnych z badanych otworów. Rdzenie te muszą być przebadane nowoczesnymi metodami laboratoryjnymi w celu wyznaczenia parametrów petrofizycznych, składu mineralnego (Środoń i in., 2006) i chemicznego. Umożliwia to obliczenie przy użyciu symulacji MC odpowiedzi sond odniesienia (dla których będzie wykonana pełna symulacja określająca zależności kalibracyjne i poprawkowe) w wybranych warstwach interpretowanego otworu. Określenie co najmniej dwóch punktów o wyraźnie różnych parametrach neutronowych pozwala na dowiązanie (standaryzację) bieżąco analizowanych pomiarów do sondy odniesienia, a tym samym na kalibrację interpretowanej sondy.

PODSUMOWANIE

W drugiej części artykułu omówiono zagadnienie budowy modeli geofizyczno-geologicznych, umożliwiających – po wstępnej fazie badań laboratoryjnych – z jednej strony wyznaczenie na podstawie pomiarów geofizyki otworowej zmiennych niezbędnych do poprawnego określania parametrów zbiornikowych, z drugiej zaś dobór optymalnego dla danej formacji zestawu pomiarowego geofizyki otworowej. Nie zawsze trzeba bowiem stosować najnowocześniejszy zestaw pomiarowy, aby uzyskać pełną i wiarygodną informację. W wielu przypadkach ograniczony zestaw pomiarów geofizyki otworowej (*Triple Combo* lub *Quad Combo*), dostępny dla polskich przedsiębiorstw geofizycznych, szczególnie w otworach pionowych, używany zgodnie ze światowymi standardami może dawać zadowalające wyniki. W publikacji podano też wnioski wynikające z prac nad doбором modelu geologiczno-geofizycznego dla gazonośnej formacji miocenijskiej przedgórze Karpat, bowiem nieoczekiwanie stała się ona, ze względu na duże podobieństwo zarówno składu mineralnego, jak i stopnia niejednorodności do typowych utworów łupków gazonośnych, swojego rodzaju poligonem doświadczalnym metodyki, którą można przyjąć jako punkt wyjścia do podobnych prac dla łupków.

W pracy omówiono też, głównie na podstawie dostępnej literatury zagranicznej, specyfikę zastosowań geofizyki otworowej w poszukiwaniach gazu z łupków. Zwrócono uwagę na zasadnicze różnice między łupkami jako skałami zbiornikowymi a tradycyjnymi formacjami zbiornikowymi.

mi. Konieczność wyznaczania TOC, niska porowatość i jej nietypowy charakter, niska przepuszczalność, dominacja minerałów ilastych w składzie i konieczność oceny podatności skały na zabieg szczelinowania zmuszają do ścisłego powiązania interpretacji geofizyki otworowej z szerokim zakresem specyficznych i innych niż w złożach konwencjonalnych badań laboratoryjnych.

W polskich warunkach dużym wyzwaniem dla zespołu pracującego nad oceną i udostępnieniem złoża gazu z łupków, w tym interpretacją geofizyki otworowej, jest uzyskanie bieżącego dostępu do różnorodnych, nowoczesnych i prowadzonych dla znacznych interwałów głębokościowych, badań laboratoryjnych. Inną ważną kwestią, nasuwającą się po prześledzeniu współczesnej literatury tematu, której podstawowy zestaw zacytowano w niniejszym artykule, jest kompleksowy charakter zagadnienia, w którego przypadku podstawą sukcesu jest pełny przepływ bieżącej informacji między zespołami badającymi dany rejon. Dotyczy to zwłaszcza wyników badań laboratoryjnych – ich zakres, a także sposób poboru materiału rdzeniowego powinien być przedmiotem wspólnych uzgodnień. Warto też pamiętać o możliwości korzystania z różnorodnych doświadczeń zagranicznych, szczególnie amerykańskich, licznie publikowanych w wielu czasopismach naukowych i materiałach z rozmaitych konferencji, także o charakterze przemysłowym, często dostępnych w Internecie. Jako przykład sposobu organizacji badań nad rozpoznawaniem piaskowców stanowiących potencjalne niekonwencjonalne złożo typu *tight gas*, finansowanych ze środków publicznych USA, może posłużyć kompletnie udostępniony w Internecie raport z tych prac (Byrnes i in., 2009). Na specjalnej stronie internetowej (<http://www.kgs.ku.edu/mesaverde>) zamieszczono nie tylko obszerny raport z prac badawczych, lecz także źródłowe dane badań laboratoryjnych i pomiarów geofizycznych.

LITERATURA

- ABOUELRESH M.O. & SLATT R.M. 2012 – Lithofacies and sequence stratigraphy of the Barnett Shale in east-central Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bull., 96: 1–22.
- AGUILERA R. 2010 – Flow units: from conventional to tight gas to shale gas reservoirs. [W:] Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad, June 27–30, 2010. SPE Pap., 132845-MS.
- AGUILERA M.S., AGUILERA R.F. & AGUILERA R. 2004 – Dual and Triple Porosity Models for petrophysical evaluation of naturally fractured reservoirs (or beware of scale problems when calculating matrix, fracture and vuggy porosity!); <http://www.servipetrol.com/tech-note.htm>.
- BAŁA M. 2011 – Evaluation of electric parameters of anisotropic sandy-shaly Miocene formations on the basis of resistivity logs. Acta Geophys., 59: 954–966.
- BLASINGAME T.A. 2008 – The characteristic flow behavior of low-permeability reservoir systems. [W:] SPE Unconventional Reservoirs Conference, Keystone, Colorado, USA, February 10–12, 2008. SPE Pap., 114168-MS.
- BOWMAN T. 2010 – Direct method for determining organic shale potential from porosity and resistivity logs to identify possible resource plays. Search Discov., article #110128; http://www.searchanddiscover.com/documents/2010/110128bowman/ndx_bowman.pdf.
- BOYER CH., KIESCHNICK J., SUAREZ-RIVERA R., LEVIS R.E. & WATERS G. 2006 – Producing gas from its source. Oilfield Rev., Autumn 2006: 36–49.
- 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 Rev., Spring 1998: 40–55.

- BYRNES A.P., CLUFF R.M., WEBB J.C., VICTORINE J., STALDER K., OSBURN D.S., KNOEDERER A., METHENY O., HOMMERTZHEIM T., BYRNES J.P., KRYGOWSKI D.A. & WITTAKER S. 2009 – Final scientific/technical report: analysis of critical permeability, capillary pressure, and electrical properties for Mesaverde Tight Gas Sandstones from Western U.S. Basins. Univ. Kansas Center Res., Lawrence, USA, s. 249; http://www.kgs.ku.edu/PRS/publication/2009/OFRO9_10/KGS_OF2009-10-Byrnes_et_al.pdf.
- CHALMERS G.R., BUSTIN R.M. & POWER I.M. 2012 – Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units. AAPG Bull., 96: 1099–1119.
- CIECHANOWSKA M. & ZALEWSKA J. 2004a – Wskaźnik struktury porowej skał zailonnych m^* . [W:] Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2004. Efektywne technologie poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów. Pr. INiG, 130: 335–338.
- CIECHANOWSKA M. & ZALEWSKA J. 2004b – Porównanie wskaźników struktury porowej określonych z modelu Archie'go i Waxmana-Smitsa dla rdzeni wiertniczych z otworów Chałupki Dębnińskie-3 i Jasionka-4. [W:] Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2004. Efektywne technologie poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów. Pr. INiG, 130: 819–823.
- CLARKSON C.R., JENSEN J.L. & BLASTINGAME T.A. 2011 – Reservoir engineering for unconventional gas reservoirs: what do we have to consider? [W:] North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, June 14–16, 2011. SPE Pap., 145080-MS.
- CLUFF B. 2011 – Approaches to shale gas log evaluation – a petrophysicists perspective; <http://discovery-group.com/pdfs/Approaches%20to%20shale%20gas%20log%20evaluation%20-%20SPE%20luncheon%20talk.pdf>.
- CLUFF B. & MILLER M. 2010 – Log evaluation of gas shales: a 35-year perspective; http://discovery-group.com/pdfs/2010_DWLS_Log%20eval%20of%20gas%20shales%20a%2035-yr%20perspective.pdf.
- CURTIS M.E., SONDERGELD C.H., AMBROSE R.J. & RAI C.H.S. 2012 – Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging. AAPG Bull., 96: 665–677.
- CYWICKA-JAKIEL T. & ZORSKI T. 2007 – Improvement of the MCNP simulated n-gamma spectrometer response function using the new ENDF/B-VI evaluations for thermal neutron capture. Nucl. Inst. Meth. Phys. Res., A, 580: 94–97.
- DARŁAK B., KOWALSKA-WŁODARCZYK M. & SUCH P. 2012 – Nowe możliwości analityczne i interpretacyjne w badaniach właściwości petrofizycznych skał łupkowych. Nafta-Gaz, 68: 783–787.
- DEVARAJAN S., TOUMELIN E., TORRES-VERDÍN C. & THOMAS E.C. 2006 – Pore-scale analysis of the Waxman-Smits shaly sand conductivity model. [W:] SPWLA 47th Annual Logging Symposium, Vera Cruz, Mexico, June 4–7, 2006. Soc. Petrophys. Well Log Anal., Conf. Pap., 2006-M.
- DUDEK L. & STADTMÜLLER M. 2010 – Wykorzystanie modelowania 3D w programie PetroCharge do określania zasobów ilościowych ropy naftowej i gazu ziemnego, z uwzględnieniem profilowań geofizyki wiertniczej. Nafta-Gaz, 66: 973–986.
- DWORAK D., WOŹNICKA U., ZORSKI T. & WIĄCEK U. 2011 – Numerical modeling of the gamma-gamma density tool responses in horizontal wells with an axial asymmetry. Appl. Radiat. Isot., 69: 268–274.
- FERGUSON G., JACOBI D., BRATOVICH M. & LECOMPTE B. 2008 – Application of pulsed neutron elemental spectroscopy measurements in heavy oil and shale gas reservoir evaluation. Back to exploration. 2008 CSPG CSEG CWLS Convention: 521–524.
- GAMERO-DIAZ H., MILLER C. & LEWIS R. 2012 – sCore: a classification scheme for organic mudstones based on bulk mineralogy. Search Disc., article #40951; http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/40951diaz/ndx_diaz.pdf.
- HARVEY P.K. & LOVELL M.A. 1992 – Downhole mineralogy logs: mineral inversion methods and the problem of compositional colinearity. [W:] Hurst A. i in. (red.) Geological application of Wireline Logs II. Geol. Soc. London Spec. Publ., 66: 361–368.
- HERRON M.M. & HERRON S.L. 1990 – Geological applications of geochemical well logging. [W:] Hurst A. i in. (red.) Geological applications of Wireline Logs. Geol. Soc. London Spec. Publ., 48: 165–175.
- HIZEM M., BUDAN H., DEVILLÉ B., FAIVRE O., MOSSÉ L. & SIMON M. 2008 – Dielectric dispersion: a new wireline petrophysical measurement. [W:] SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 21–24, 2008. SPE Pap., 116130-MS.
- HOLMES M., HOLMES A. & HOLMES D. 2012 – A petrophysical model for shale reservoirs to distinguish macro-porosity, micro-porosity, and TOC. Search Disc., article #40916; http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/40916holmes/ndx_holmes.pdf.
- HOLMES M., HOLMES D. & HOLMES A. 2011 – A petrophysical model to estimate free gas in organic shales. Search Disc., article #40781; <http://www.digitalformation.com/Documents/2011-06-23%20A%20Petrophysical%20Model%20To%20Estimate%20Free%20Gas%20in%20Organic%20Shales.pdf>.
- JACKSON P.D., WILLIAMS J.F., LOVELL M.A., CAMPS A., ROCHELLE C. & MILODOWSKI A.E. 2008 – An investigation of the exponent in Archie's equation: comparing numerical modeling with laboratory data: towards characterising disturbed samples from the Cascadia Margin. [W:] SPWLA 49th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, May 25–28, 2008. Soc. Petrophys. Well Log Anal., Conf. Pap., 2008-HHH.
- JARZYNA J. (red.), BAŁA M., CICHY A., GADEK W., GAŚSIOR I., KARCZEWSKI J., MARZENCKI K., STADTMÜLLER M., TWARÓG W. & ZORSKI T. 2002 – Przetwarzanie i interpretacja profilowań geofizyki wiertniczej, system GeoWin. WGGiOŚ AGH, GK Sp. z o.o., IGNiG, Kraków, s. 136.
- KASZA P. 2011 – Zabiegi hydraulicznego szczelinowania w formacjach łupkowych. Nafta-Gaz, 67: 874–883.
- KENNEDY M.C. 2004 – Gold fool's: detecting, quantifying and accounting for the effects of pyrite on modern logs. [W:] SPWLA 45th Annual Logging Symposium, Noordwijk, The Netherlands, June 6–9, 2004. Soc. Petrophys. Well Log Anal., Conf. Pap., 2004-WWW.
- KIEŁT M. 2010 – Archiwalne analogowe profilowania geofizyczne: rodzaje i zestawy profilowań geofizycznych, reanimacja, restandaryzacja, bazy danych; <http://www.petrophysics.pl/data/loganal08p.pdf>.
- KIEŁT M. 2011 – Obserwacja obecności substancji macierzystej na cyfrowych profilowaniach geofizycznych: rozważania metodyczne; www.petrophysics.pl/data/loganal04p.pdf.
- KOPEĆ M. & LENDA A. 1994 – Semiempiryczna kalibracja spektrometrycznych profilowań naturalnej promieniotwórczości. Kwart. AGH Geologia, 20: 147–160.
- LA VIGNE J., HERRON M. & HERTZOG R. 1994 – Density-neutron interpretation in shaly sands. [W:] SPWLA 35th Annual Logging Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, June 19–22, 1994. Soc. Petrophys. Well Log Anal., Conf. Pap., 1994-EEE.
- LECOMPTE B., MENDEZ F., JACOBI D. & LONGO J. 2008 – Defining clay type using NMR and geochemical logging measurements. [W:] SPWLA 49th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, May 25–28, 2008. Soc. Petrophys. Well Log Anal., Conf. Pap., 2008-KKK.
- LEVIS R., INGRAHAM D., PEARCY M., WILLIAMSON J., SAWYER W. & FRANTZ J. 2004 – New evaluation techniques for gas shale reservoirs; <http://www.sipeshouston.com/presentations/pickens%20shale%20gas.pdf>.
- LOUCKS R.G., REED R.M., RUPPEL S.C. & HAMMES U. 2012 – Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. AAPG Bull., 96: 1071–1098.
- MODICA C.H. & 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 Bull., 96: 87–108.
- MONTARON B. 2008 – Connectivity theory – a new approach to modeling „non-Archie” rocks. [W:] SPWLA 49th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, May 25–28, 2008. Soc. Petrophys. Well Log Anal., Conf. Pap., 2008-GGGG.
- MYSTKOWSKI K., ŚRODOŃ J., OSSOWSKI A. & ZORSKI T. 2004 – Porównanie przydatności sieci neuronowych i analizy statystycznej danych laboratoryjnych do identyfikacji mineralogicznej i oznaczania CEC metodami jądrowymi geofizyki wiertniczej – gazonośna formacja mioceńska przedgórze Karpat, otwory J4 i ChD3. [W:] Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2004. Efektywne technologie poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów. Pr. INiG, 130: 797–802.

- OGILVIE S.R., CUDDY S., LINDSAY C. & HURST A. 2002 – Novel methods of permeability prediction from NMR tool data; [http://www.lps.org.uk/docs/Dialog\(2002\)_Final_draft3.pdf](http://www.lps.org.uk/docs/Dialog(2002)_Final_draft3.pdf).
- OMOTOSO O., MCCARTY D.K., HILLIER S. & KLEEBERG R. 2006 – Some successful approaches to quantitative mineral analysis as revealed by the 3rd Reynolds Cup contest. *Clays and Clay Miner.*, 54: 748–760.
- 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. [W:] International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, June 8–10, 2010. SPE Pap., 131350-MS.
- PASSEY Q.R., CREANEY S., KULLA J.B., MORETTI F.J. & STROUD J.D. 1990 – A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bull.*, 74: 1777–1794.
- PASSEY Q.R., DAHLBERG K., SULLIVAN K., YIN H., XIAO Y., GUZMAN-GARCIA A. & BRACKETT R. 2004 – A systematic approach to evaluate hydrocarbons in thinly bedded reservoirs. [W:] SPWLA 45th Annual Logging Symposium, Noordwijk, The Netherlands, June 6–9, 2004. Soc. Petrophys. Well Log Anal., Conf. Pap., 2004-NNN.
- PELTONEN CH., MARCUSSEN Ø., BJØRLYKKE K. & JAHREN J. 2009 – Clay mineral diagenesis and quartz cementation in mudstones: the effects of smectite to illite reaction on rock properties. *Mar. Petrol. Geol.*, 26: 887–898.
- PEVERARO R. 2004 – The Carpathian Foredeep Miocene hydrocarbon reservoirs: their characteristics and determination based on evaluation of results from two key wells. [W:] Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2004. Efektywne technologie poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów. Pr. INiG, 130: 711–712.
- POUPON A., CLAVIER C., DUMANOIR J., GAYMARD R. & MISK A. 1970 – Log analysis of sand-shale sequences – a systematic approach. *J. Petrol. Tech.*, 22: 867–881.
- QUIREIN J., WITKOWSKY J., TRUAX J., GALFORD J., SPAIN D. & ODUMOSU T. 2010 – Integrating core data and wireline geochemical data for formation evaluation and characterization of shale gas reservoirs. [W:] SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 19–22, 2010. SPE Pap., 134559-MS.
- 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., ROSE D. & STOLLER CH. 2012 – A new capture and inelastic spectroscopy tool takes geochemical logging to the next level. [W:] SPWLA 53rd Annual Logging Symposium, Cartagena, Colombia, June 16–20, 2012.
- RANSOM B., BENNETT R.H., BAERWALD R. & SHEA K. 1997 – TEM study of in situ organic matter on continental margins: occurrence and the „monolayer” hypothesis. *Mar. Geol.*, 138: 1–9.
- RANSOM B., DONGSEON K., KASTNER M. & WAINWRIGHT S. 1998 – Organic matter preservation on continental slopes: importance of mineralogy and surface area. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 62: 1329–1345.
- SATO T., WATANABE T. & OTSUKA R. 1992 – Effects of layer charge, charge location, and energy change on expansion properties of dioctahedral smectites. *Clays and Clay Miner.*, 40: 103–113.
- SIGAL R.F., AKKUTLU I.Y., KANG S.M., DIAZ-CAMPOS M. & AMBROSE R. 2012 – The laboratory measurement of the gas storage capacity of organic shales; <http://shale.ou.edu/Content/Member%20Area/Papers/GasStorage.pdf>.
- SLATT R.M. & O'BRIEN N.R. 2011 – Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks. *AAPG Bull.*, 95: 2017–2030.
- SUCH P. 2012 – Przestrzeń porowa skał łupkowych. *Nafta-Gaz*, 68: 561–565.
- SZEWCZYK J. 1988 – Kalibracja „starych” profilowań neutronowych. [W:] VII Krajowa Konferencja Naukowo-Techniczna Najnowsze Osiągnięcia Metodycznie-Interpretacyjne w Geofizyce Wiertniczej, Koninki k. Krakowa, kwiecień 1988: 335–343.
- ŚRODOŃ J. 2009 – Quantification of illite and smectite and their layer charges in sandstones and shales from shallow burial depth. *Clay Miner.*, 44: 421–434.
- ŚRODOŃ J., PASZKOWSKI M., DRYGANT D.M., ANCZKIEWICZ A.A. & BANAŚ M. 2013 – Thermal history of Lower Paleozoic rocks on the Peri-Tornquist margin of the East European Craton (Podolia, Ukraine) inferred from combined XRD, K-Ar, and AFT Data. *Clays and Clay Miner.*, 61: 107–132.
- ŚRODOŃ J. & KAWIAK T. 2012 – Mineral compositional trends and their correlations with petrophysical and well-logging parameters revealed by Quanta + Bestmin analysis: Miocene of the Carpathian Foredeep, Poland. *Clays and Clay Miner.*, 60: 63–75.
- ŚRODOŃ J., MYSTKOWSKI K., MCCARTY D.K. & DRITS V.A. 2006 – BESTMIN: a computer program for refining the quantities and the chemical composition of clays and other mineral components of fine-grained rocks. [W:] International Conference Clays and Clay Minerals, Pushchino, Russia, June 26–30, 2006. Abstracts: 41.
- UTLEY L. 2005 – Unconventional petrophysical analysis in unconventional reservoirs – putting the puzzle together in gas shales; <http://www.utleypetro.com/presentations/barnettshale.ppt>.
- WORTHINGTON P.F. 1985 – The evolution of shaly-sand concepts in reservoir evaluation. *Log Anal.*, 26: 23–40.
- WOŹNICKA U., CYWICKA-JAKIEL T., DRABINA A., DWORAK D., TRACZ G., DROZDOWICZ K., ZORSKI T., OSSOWSKI A., ŚRODOŃ J., KAWIAK T., BAKOWSKA D., ZIELIŃSKA M. & ZALEWSKA J. 2007 – Budowa modeli geochemiczno-mineralogicznych na podstawie danych uzyskiwanych z zaawansowanych metod geofizyki jądrowej. Część 1. Raport Nr 2008/AP. Inst. Fiz. Jądr. im. H. Niewodniczańskiego PAN; www.ifj.edu.pl/publ/reports/2007/2008.pdf?lang=pl.
- WOŹNICKA U., DWORAK D., WIĄCEK U. & ZORSKI T. 2012 – Geofizyczne profilowania neutronowe w asymetrycznych formacjach cienkowarstwowych (symulacje komputerowe na przykładzie sondy NNTE). *Inst. Fiz. Jądr. im. H. Niewodniczańskiego PAN, Kraków*, s. 125.
- ZALEWSKA J. & KOWALSKA S. 2004 – Metodyka poboru prób oraz ich podział pod kątem realizacji programu badań mioceńskiego materiału skalnego. [W:] Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2004. Efektywne technologie poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów. Pr. INiG, 130: 767–770.
- ZORSKI T. 2002 – Dekonwolucja w geofizyce wiertniczej – korzyści i ograniczenia w praktycznym zastosowaniu przy poszukiwaniu węglowodorów. *Nafta-Gaz*, 58: 502–509.
- ZORSKI T. 2004 – Metodyka interpretacji pomiarów geofizyki otworowej w cienkowarstwowych utworach gazonośnych przedgórza Karpat. *Kwart. AGH Geologia*, 30: 275–298.
- ZORSKI T. 2009 – Recent improvements in interpretation methodology applied in GeoWin Satun application. *Kwart. AGH Geologia*, 35: 549–557.
- ZORSKI T., JARZYNA J., DERKOWSKI A. & ŚRODOŃ J. 2013 – Geofizyka otworowa w dobie poszukiwań gazu w łupkach – przegląd metod pomiarowych. *Prz. Geol.*, 61: 424–434.
- ZORSKI T., OSSOWSKI A., ŚRODOŃ J. & KAWIAK T. 2011 – Evaluation of mineral composition and petrophysical parameters by the integration of core analysis data and wireline well log data: the Carpathian Foredeep case study. *Clay Miner.*, 46: 25–45.