

**OCENA TYPU ZAILENIA
W SKAŁACH PIASKOWCOWO-ILASTYCH
NA PODSTAWIE DANYCH GEOFIZYKI OTWOROWEJ –
METODA WYKRESÓW KRZYŻOWYCH**

**Evaluation of shale distribution in shaly-sand rocks on the basis
of well logging data – the crossplots method**

MARIA BAŁA

*Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,
Katedra Geofizyki; al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków;
e-mail: bala@geolog.geol.agh.edu.pl*

Treść: W pracy przeanalizowano wpływ obecności frakcji ilastej na rejestrowane w otworach wartości profilowań geofizyki otworowej. Wykorzystując koncepcję przedstawioną po raz pierwszy przez Thomasa & Stiebera (1975), przeprowadzono obliczenia „odpowiedzi” sond w założonym modelu piaskowcowo-ilastym o zróżnicowanych miąższościach. Porównano wyniki modelowań z rzeczywistymi krzywymi, zarejestrowanymi w otworze J4 w interwale występowania utworów miocenu autochtonicznego. Wykonane wykresy krzyżowe na podstawie pomiarów sondą neutronową i gamma, gęstościową i akustyczną potwierdzają możliwość określenia zarówno typu zailenia, jak i poprawnej porowatości oraz udziału frakcji piaskowcowej (tzw. *net to gross*) w warstwach złożowych. Wykres krzyżowy oparty na pomiarach gamma i oporności pozwala na rozdzielenie warstw nasyconych wodą i gazem.

Słowa kluczowe: zailenie, porowatość, profilowania geofizyki otworowej, profilowanie gamma, wykresy krzyżowe

Abstract: The analysis of effects of shale distribution and clay volume in reservoir formations on well logging curves is presented in this paper. A conception given originally by Thomas & Stieber (1975) was applied into modelling the response of well logging tools for an assumed shaly-sand model. Results of calculations were compared with logs registered in the J4 well which drilled the autochthonous Miocene deposits. Different crossplots obtained based on Gamma Ray and Neutron and Density or Acoustic logs prove that there is a possibility to determine porosity, shale distribution and sand volume (net to gross) in the reservoir horizons.

Gamma Ray log and Resistivity log crossplots allow water- and gas-saturated layers to be separated.

Key words: shaliness, porosity, well logging data, gamma ray, crossplots

WPROWADZENIE

Głównym składnikiem klastycznych skał zbiornikowych z rejonu zapadliska przedkarpackiego jest kwarc i minerały ilaste. Obecność tych ostatnich w znacznym stopniu wpływa na parametry złożowe skał.

Minerały ilaste zachowują się w różny sposób w przestrzeniach porowych i w różnym stopniu wpływają na własności zbiornikowe skał. Na przykład minerały z grupy smektytów (montmorillonit, illit) najbardziej redukują porowatość efektywną i przepuszczalność. Iły z grupy kaolinitów również obniżają porowatość, ale może się zdarzyć, że krystalizujący kaolinit spowoduje tworzenie się wtórnych porów w cementie skalnym (Jarzyna *et al.* 1999, Bała 2006, 2007).

Iły mogą występować w skałach porowatych w postaci (Almon, 1979):

- oddzielnych, odosobnionych kryształów (kaolinit) (Fig. 1A);
- otoczek na ziarnach (montmorillonity, illity, chloryty) – wzrost ich liczby zmniejsza przestrzeń porowe i ich drożność;
- wrostków „mostkujących” pory (illity, chloryty, montmorillonity) (Fig. 1B).

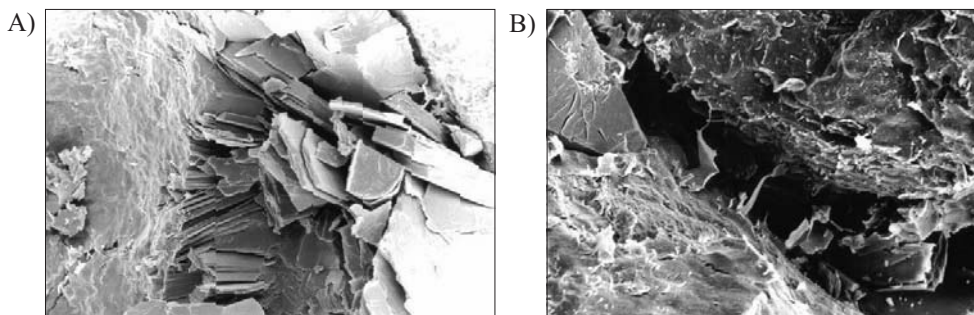


Fig. 1. Dwa przykłady obecności minerałów ilastych w piaskowcach: A) blaszki kaolinitu w porach piaskowca; B) ziarna illitu w postaci „mostków” blokujących pory

Fig. 1. Two examples of shaly minerals present in sandstone: A) kaolinite lamellae in sandstone pores; B) illite grains in the form of “bridges” that block the pores

Na figurze 1A przedstawiono skupiska kaolinitu w porach piaskowca, a na figurze 1B ziarna illitu w postaci „mostków” blokujących pory (fotografie wykonane pod mikroskopem skaningowym pochodzą z pracy Łabędzki & Bała 1988).

Większe skupiska minerałów ilastych w skałach porowatych są przybliżane modelami uproszczonymi. Przyjmuje się następujące modele (Schlumberger, 1996):

- laminarny (warstwowany) – iły występują w postaci lamin; nie wpływają znacznie na porowatość efektywną i przepuszczalność, ale jeśli ilość lamin wzrasta, to odpowiednio zmniejsza się udział frakcji piaskowca (Fig. 2A);
- dyspersyjny (rozproszony) – frakcja ilasta jest rozproszona w porach skały znacznie redukując parametry zbiornikowe (Fig. 2B);
- strukturalny – iły występują w postaci ziaren w szkielecie, posiadają podobne własności do ilów warstwowych (Fig. 2C).

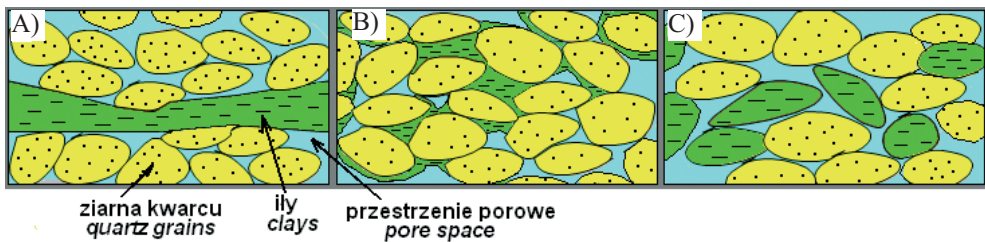


Fig. 2. Uprozczone modele zailenia w skałach klastycznych (wg Schlumbergera 1996, zmodyfikowane przez autorkę niniejszej pracy)

Fig. 2. Simplified models of shaliness distribution in clastic rocks (after Schlumberger 1996, modified by the author of this publication)

Wszystkie formy zailenia mogą występować w danej skale równocześnie, jednak przede wszystkim jedna z form jest dominująca.

Istotnym problemem przy interpretacji złożowej utworów mioceńskich w rejonie zapadliska przedkarpackiego jest ich duże zróżnicowanie; występowanie na przemian cienkich wkładek łupka iltowego, mułowców i piaskowców, o bardzo małych miąższościach. Te przewarstwienia, widoczne na profilowaniach wykonanych upadomierzem o bardzo dużej rozdzielczości pionowej (Fig. 3), są uśredniane przez inne sondy geofizyczne, które mają zróżnicowane charakterystyki pionowe.

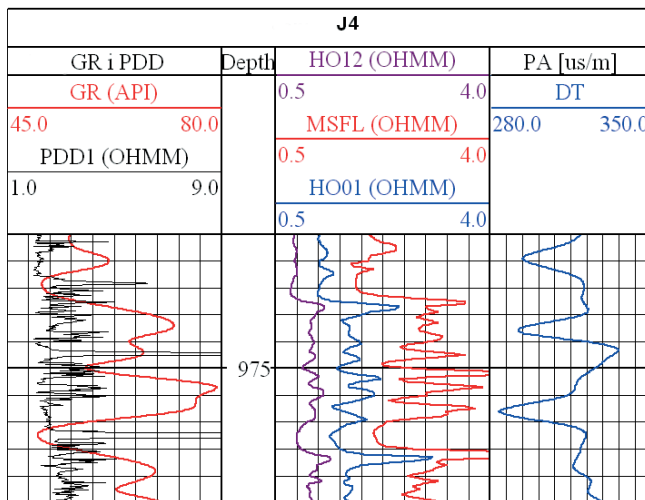


Fig. 3. Przykład zarejestrowanych w otworze J4 profilowań o różnej rozdzielczości pionowej. Widać wyraźne uśrednienie krzywej gamma (GR) na tle bardzo rozdzielczego zapisu upadomierzem (PDD1) oraz nieco mniej rozdzielczą krzywą rejestrowaną sondą mikrosferyczną (MSFL) i indukcyjną (krzywe HO01, HO12). Sondy akustyczne uśredniają piaskowcowo-ilty profil (podobnie jak GR)

Fig. 3. Logs with different vertical resolution recorded in the J4 well. GR curve is clearly averaged as compared to much resolved dipmeter log (PDD1) and less resolved microspheric tool log (MSFL) and induction log (curves HO01, HO12). Acoustic tools cause similar averaging of shaly-sand profile (as GR)

Powoduje to, że profilowania wykorzystywane przy interpretacji ilościowej, nawet przetworzone do jednego kroku próbkowania, inaczej „widzą” badane utwory i reagują na zmiany litologii i porowatości. Rzutuje to w sposób oczywisty na końcowe wyniki interpretacji parametrów złożowych i sprężystych (Bała 2003–2004 w: Pietsch *et al.* 2003–2004, Zorski 2004, Bała & Cichy 2006).

Na figurze 3 przedstawiono wybrany, dziesięciometrowy fragment (od 970–980 m) profilowań wykonanych w otworze J4 w utworach piaskowcowo-ilastych miocenu autochtonicznego. Zestawiono na pierwszej ścieżce: krzywe zarejestrowane sondami: upadomierzem (PDD1 – krzywa czarna) i sondą gamma (GR – krzywa czerwona), na drugiej ścieżce: mikrosondą sferycznie sterowaną (MSFL – krzywa czerwona) oraz dwie krzywe rejestrowane sondą indukcyjną HRAI o najmniejszym (HO01 – niebieska) i największym zasięgu radialnym (HO12 – lila), na trzeciej ścieżce: profilowanie akustyczne (krzywa niebieska). Największą pionową zdolnością rozdzielczą charakteryzuje się profilowanie upadomierzem, które wydziela cienkie wkładki o podwyższonej i obniżonej oporności, nieco mniejszą – mikrosonda i profilowania zarejestrowane sondą HRAI, a najbardziej uśredniona profil sonda gamma i akustyczna.

PRÓBA OCENY TYPU ZAILENIA W SKAŁACH PIASKOWCOWO-ILASTYCH

Thomas & Stieber (1975) zauważyli, że rozkład substancji ilastej w skałach zbiornikowych może być określony na podstawie profilowań „porowatości” (neutronowe, akustyczne lub gamma-gamma) oraz obliczonego zailenia objętościowego, dostarczonego przez profilowanie gamma. Wykorzystując ich koncepcję oraz postępując podobnie jak w pracy Pedersen & Nordahl (1999), założono model ośrodka skalnego, składający się z poziomów piaskowcowych o różnej objętości zailenia dyspersyjnego i różnej miąższości, otoczony łupkami ilastymi o zaileniu laminarnym (Fig. 4).

Podstawowe założenia wprowadzone przez Thomasa & Stieberta (1975) są następujące:

- Występują tylko dwa typy skał: czysty piaskowiec o wysokiej porowatości i czysty ił o niskiej porowatości. Własności poszczególnych warstw modelu są określane jako mieszanina tych dwóch składników.
- Skład mineralny iłów występujących w piaskowcach jest taki sam jak w iłach otaczających.
- Frakcję ilastą określa się jako funkcję objętości.
- Promieniotwórczość tła we wszystkich pomiarach jest stała.
- Wartość promieniowania gamma nie zmienia się w iłach (łupkach) otaczających.

Przy obliczeniach „odpowiedzi” sond pomiarowych założono w modelu warstw parametry przedstawione w tabeli 1.

Jeśli do czystego piaskowca dodamy pewną objętość iłów o charakterze dyspersyjnym oznaczoną symbolem χ_{shd} , wtedy nastąpi zmiana rejestrowanego natężenia promieniowania gamma, którą można wyliczyć według wzoru

$$GR_{(x)} = GR_{pc} + \chi_{shd} \cdot GR_{sh} \quad (1)$$

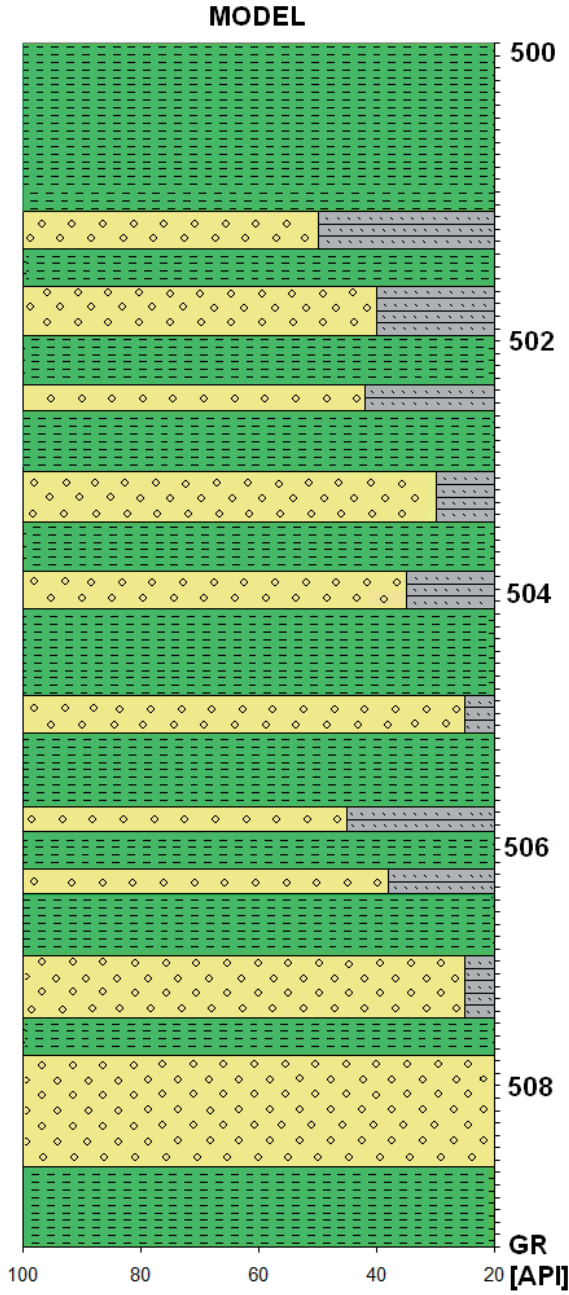


Fig. 4. Model warstw piaskowca o zaileniu dyspersyjnym w otoczeniu łupków ilastych (porowata jest tylko frakcja piaskowcowa)

Fig. 4. Model of sandstone with dispersive shales surrounded by laminated shales (only sandstone fraction is porous)

Tabela (Table) 1

Parametry modelu przyjęte do obliczeń
Model parameters assumed to calculation

Litologia (symbol) / <i>Lithology (Symbol)</i>	GR [API]	Φ [dec]
Piaskowiec (<i>pc</i>) / <i>Sandstone</i>	20	0.3000
Łupek (<i>sh</i>) / <i>Shale</i>	100	0.1500
Piaskowiec wypełniony całkowicie łem dyspersyjnym <i>Sandstone completely filled with dispersed shale</i>	50	0.0614

Porowatość piaskowca z zaileniem dyspersyjnym ($\Phi_{pc(x)}$) określona na podstawie profilowania akustycznego będzie opisana wzorem

$$\Phi_{pc(x)} = \Phi_{pc} - \chi_{shd} \cdot ((DT_{shd} - DT_{ma}) / (DT_f - DT_{ma})) \quad (2)$$

gdzie:

- Φ_{pc} – porowatość czystego piaskowca (przyjęto = 0.3),
- DT_{shd} – czas interwałowy w łemach dyspersyjnych,
- DT_{ma} – czas interwałowy w matrycy (szkielecie) piaskowca,
- DT_f – czas interwałowy w cieczy wypełniającej pory.

Równanie (2) jest znanym równaniem Wylliego z wprowadzoną poprawką na obecność łem (Jarzyna *et al.* 1999). Przy obliczeniach zadano następujące wartości: $DT_{ma} = 170 \mu\text{s/m}$, $DT_f = 610 \mu\text{s/m}$ i $DT_{shd} = 520 \mu\text{s/m}$. Ta ostatnia wartość jest dużo większa niż przyjmuje się dla łem laminarnych ($DT_{sh} = 330 \mu\text{s/m}$). Wyniki obliczonych w ten sposób wartości są zilustrowane na figurze 5.

Na figurach 6 i 7 przedstawiono uśrednione wartości $GR_{(x)}$ i $\Phi_{pc(x)}$ przy zastosowaniu filtracji filtrem 5-, 7-, 9- i 15-punktowym. Krzywe filtrowane na tle danych modelu pokazują wpływ uśredniających własności sond pomiarowych, charakteryzujących się niższą rozdzielczością pionową niż miąższość warstwek piaskowcowo-łemowych (por. Fig. 2).

Na podstawie obliczonych wartości przefiltrowanych filtrem 7-punktowym skonstruowano wykres krzyżowy zaproponowany przez Thomasa & Stiebera (1975), który ilustruje obecność frakcji łemowej w piaskowcu oraz jego porowatość. Punkty stanowiące wierzchołki trójkąta odpowiadają wartościom intensywności gamma i porowatości założonych dla piaskowca czystego, łemów łemowych oraz piaskowca całkowicie wypełnionego dyspersyjną frakcją łemową (Fig. 8).

Jeśli wyskalujemy odpowiednie boki w jednostkach zawartości frakcji piaskowcowej i łemowej oraz porowatości, uzyskamy możliwość określenia wartości liczbowej dla każdego punktu na wykresie. Frakcję piaskowca, w literaturze angielskiej zwaną *Net to Gross*, określimy, skalując odcinek pomiędzy punktem czystego piaskowca i punktem 100% łem laminowanego, a porowatość – skalując odcinek zawarty pomiędzy piaskowcem i piaskowcem całkowicie wypełnionym łem dyspersyjnym. Wartość porowatości dla dowolnego punktu należy obliczać, mnożąc współczynnik skali przez $\Phi_{pc} = 0.3$.

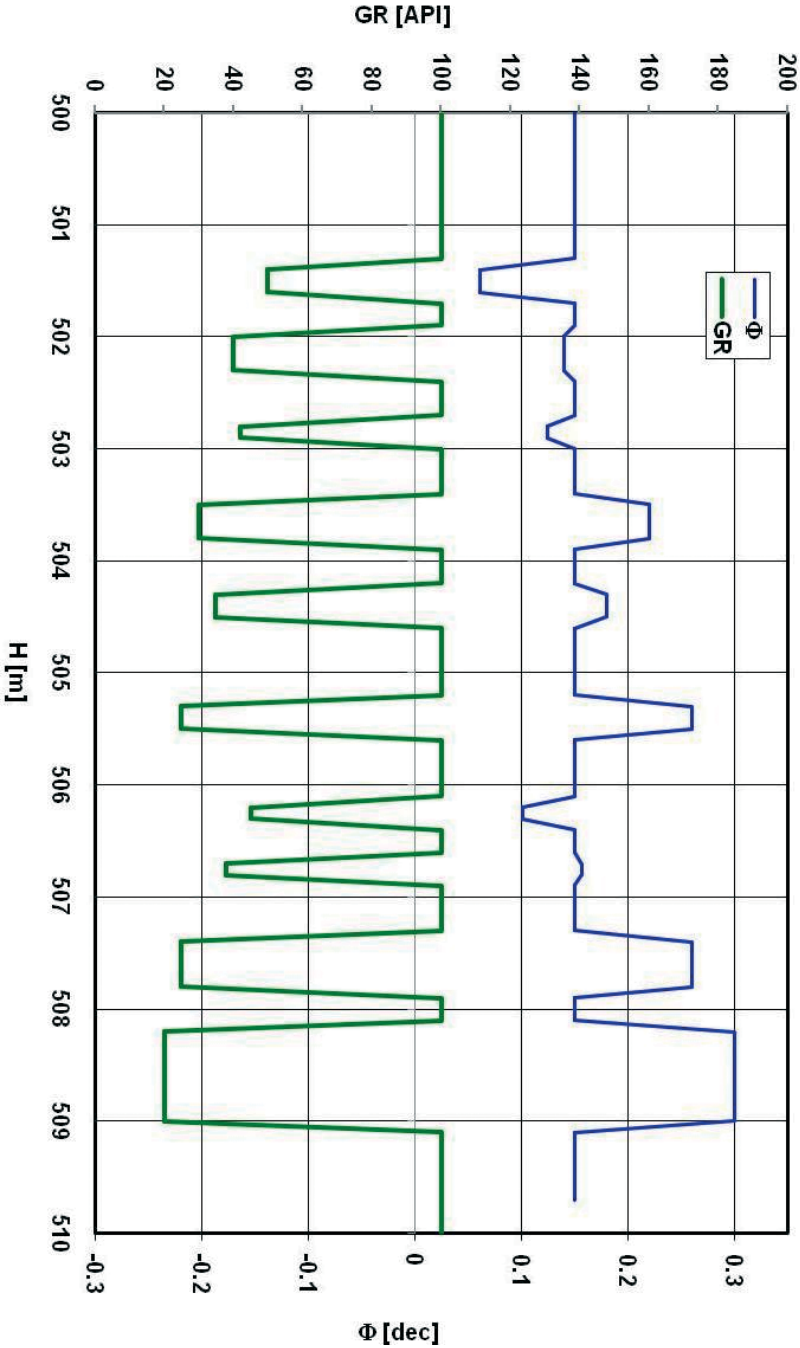


Fig. 5. Założony model skał piaskowcowo-ilastych w przedziale 500–510 m

Fig. 5. Assumed shaly-sand model for a 500–510 m depth interval

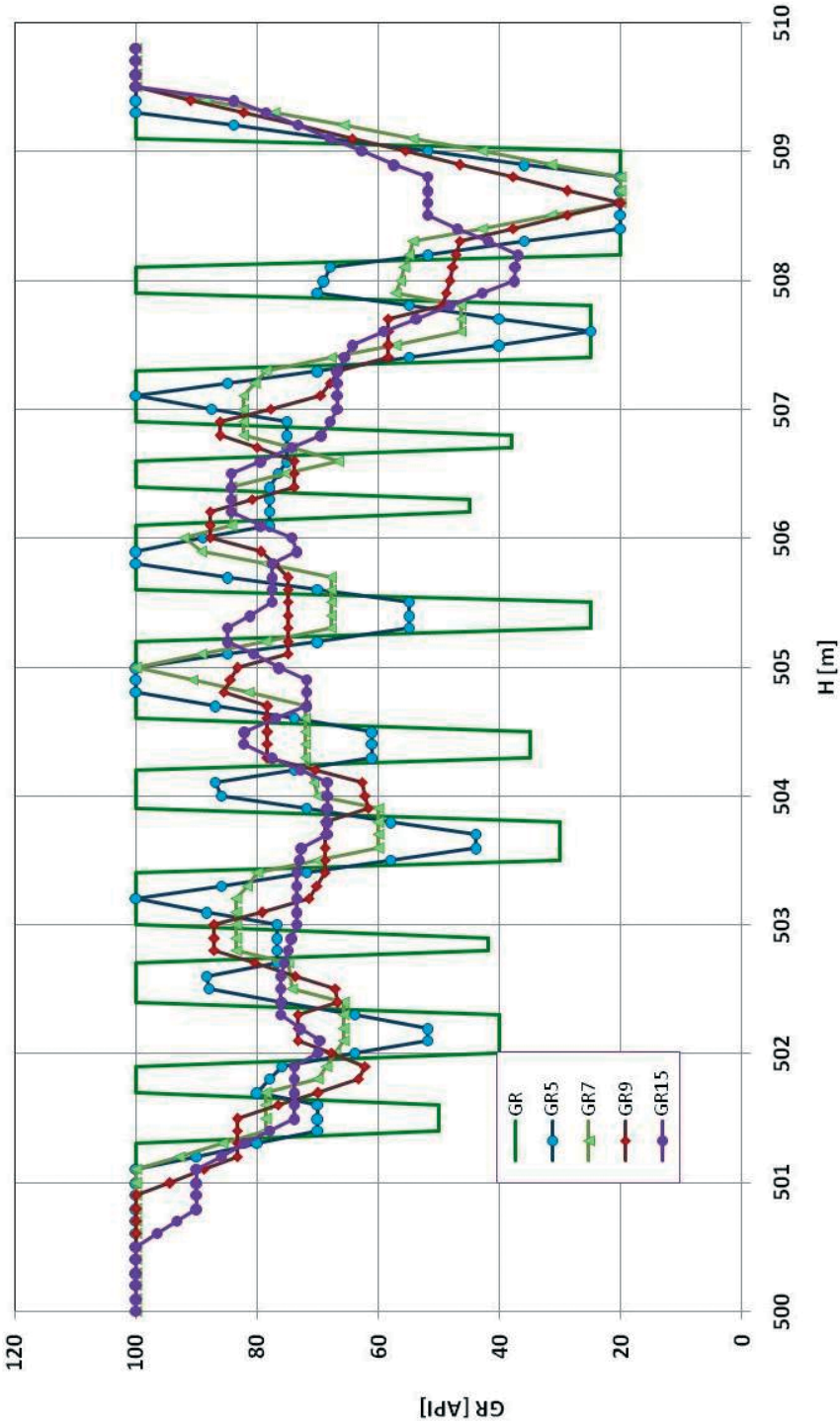


Fig. 6. Wyniki obliczeń „odpowiedzi” sondy gamma

Fig. 6. Results of calculations of gamma tool response

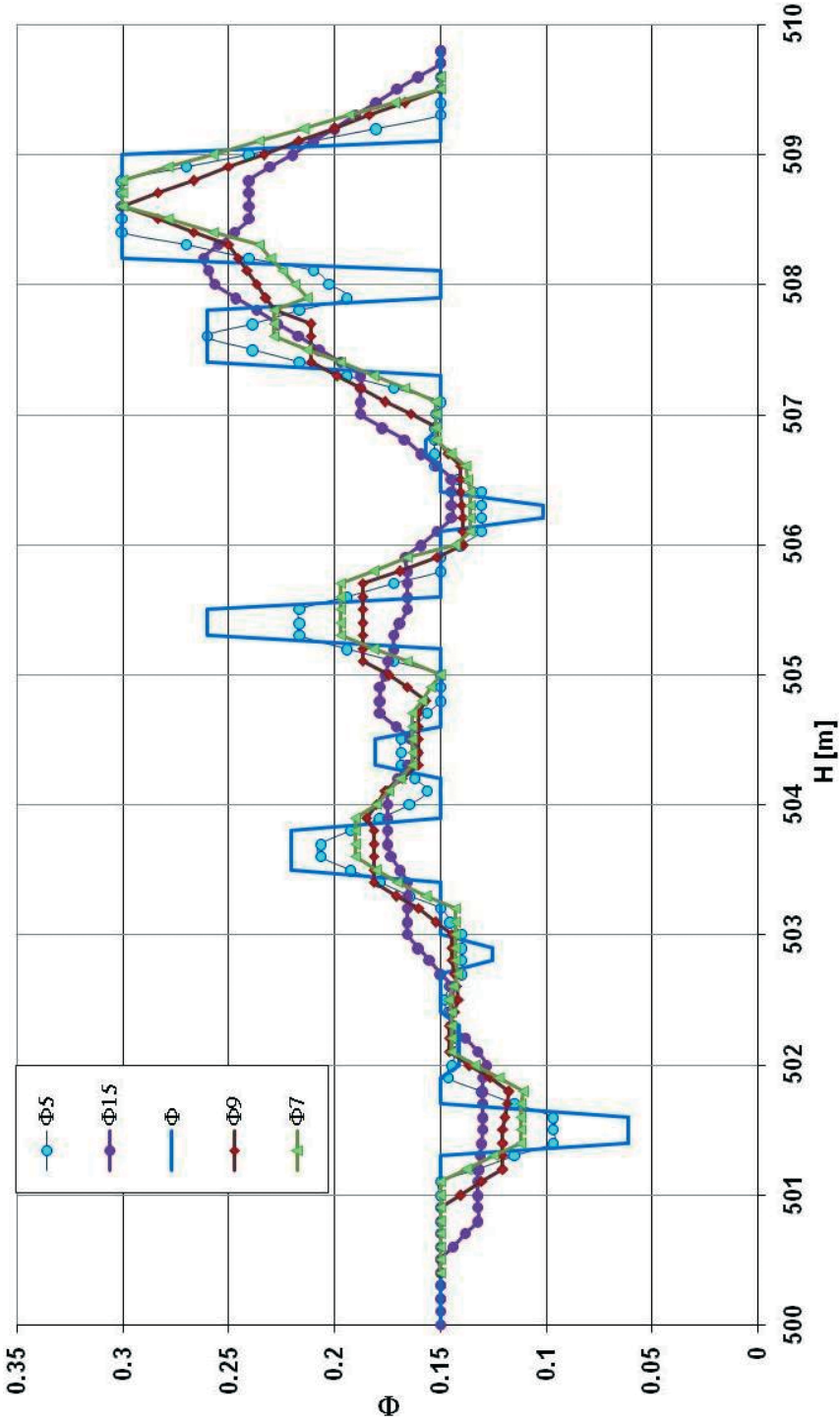


Fig. 7. Wyniki obliczeń krzywej „porowatości”

Fig. 7. Results of calculations of “porosity” curve

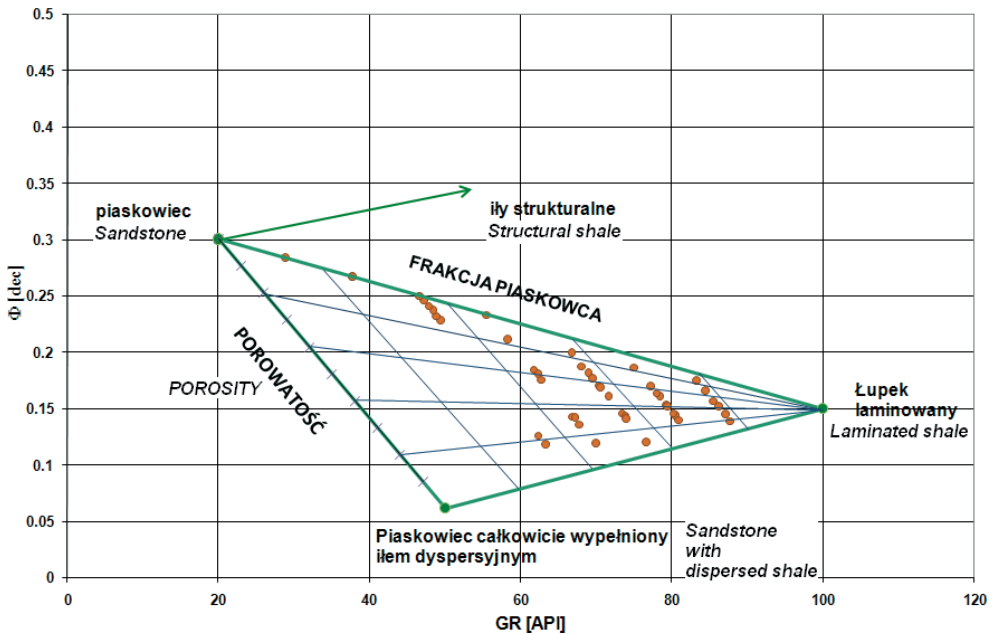


Fig. 8. Wykres krzyżowy GR- Φ obliczony dla założonego modelu warstw

Fig. 8. Crossplot GR- Φ calculated for the assumed model of layers

WYKRESY KRZYŻOWE I TESTOWANIE WYNIKÓW

W celu przetestowania podanej metody wykonano analogiczny wykres krzyżowy dla utworów miocenu autochtonicznego przewierconego otworem J4 (Fig. 9). Na wykresie tym stałe punkty uległy przesunięciu, z uwagi na inne wartości uwzględnionej porowatości. Nanieśione zostały wielkości porowatości neutronowej, wyskalowane w jednostkach porowatości piaskowca (NPHS).

Przyjęto następujące wartości współrzędnych dla punktów stanowiących dwa wierzchołki trójkąta:

- dla piaskowca: $\Phi_{Npc} = 0.30$, $GRC_{pc} = 20$ API,
- dla łupka ilastego: $\Phi_{Nsh} = 0.40$, $GRC_{sh} = 100$ API.

Parametry te zostały określone bądź na podstawie danych laboratoryjnych, bądź z odpowiednich profilowań rejestrowanych w otworze (profilowanie GRC oznacza pomiar intensywności kwantów gamma z odjętą składową uranową).

Punktowi odpowiadającemu piaskowcowi wypełnionemu całkowicie dyspersyjną frakcją ilastą przypisano następujące współrzędne: $\Phi_{Nshd} = 0.12$ (jest to wartość minimalna otrzymana jako wynik porowatości neutronowej łu Φ_{sh} pomnożonej przez porowatość neutronową piaskowca Φ_{Npc} ($\Phi_{Nsh} \cdot \Phi_{Npc} = 0.4 \cdot 0.3$), a $GRC_{shd} = 50$ API (została obliczona na podstawie wzoru (1) przedstawionego powyżej).

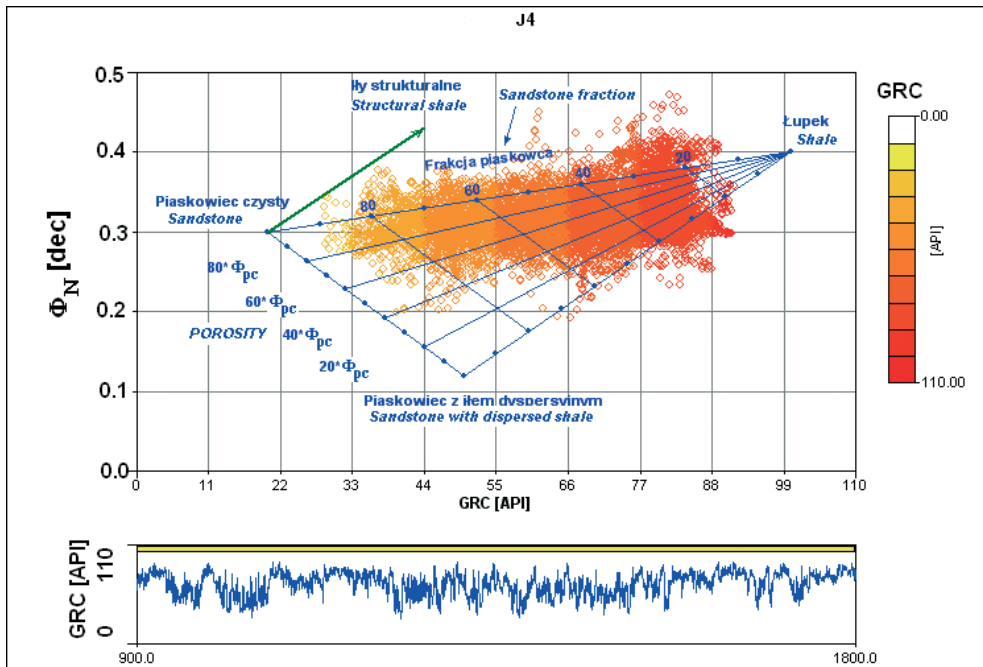


Fig. 9. Wykres GRC v. Φ_N wykonany dla utworów miocenijskich w otworze J4 w interwale głębokościowym od 900 m do 1800 m. Skala barwna (z prawej strony wykresu) przedstawia natężenie promieniowania gamma, a wykres dolny zmiany GRC w funkcji głębokości (wykres wygenerowany przy użyciu aplikacji Crossplot w systemie GeoWin, Jarzyna *et al.* 2004)

Fig. 9. GRC v. Φ_N plot for Miocene rocks from a depth interval of 900 to 1800 m in the J4 well. Recorded natural gamma radiation is shown in the color scale on the right-hand-side of the plot while GRC changes vs depth are given in the lower plot (the plot generated with the use of Crossplot application in the GeoWin system, Jarzyna *et al.* 2004)

Odpowiednio wyskalowana „nakładka” zaznaczona kolorem niebieskim pozwala na określenie wartości parametrów dla każdego z przedstawionych na wykresie krzyżowym punktów. Linia łącząca punkt czystego piaskowca z punktem łupka pokazuje zmniejszającą się objętość frakcji piaskowca i wzrastający udział frakcji ilastej. Rozproszone nad tą linią punkty mogą świadczyć o obecności innych minerałów w szkielecie kwarcowym, a także o obecności ilów o charakterze strukturalnym.

Kombinacja innej pary profilowań – gęstościowego (RHOB) i neutronowego wyskalowanego w jednostkach porowatości piaskowca (NPHS) – pozwala zidentyfikować punkty pomiarowe na wykresie krzyżowym w trójkącie, którego wierzchołki mają współrzędne odpowiadające punktowi kwarcu (0; 2.65), punktowi wody (100; 1.0) i punktowi łu (*wet clay*) (40; 2.55). Współrzędne punktu łu oszacowano na podstawie analizy danych pomiarowych. Naniesiony trójkąt „nakładki” zaznaczonej kolorem niebieskim pokazuje współrzędne punktów względem skali porowatości i zailenia. Przedłużenie linii łączącej punkt wody i łu pozwala zidentyfikować tzw. punkt suchego łu (*dry clay*), który charakteryzuje się znacznie wyższą gęstością objętościową i niższą porowatością neutronową (Fig. 10).

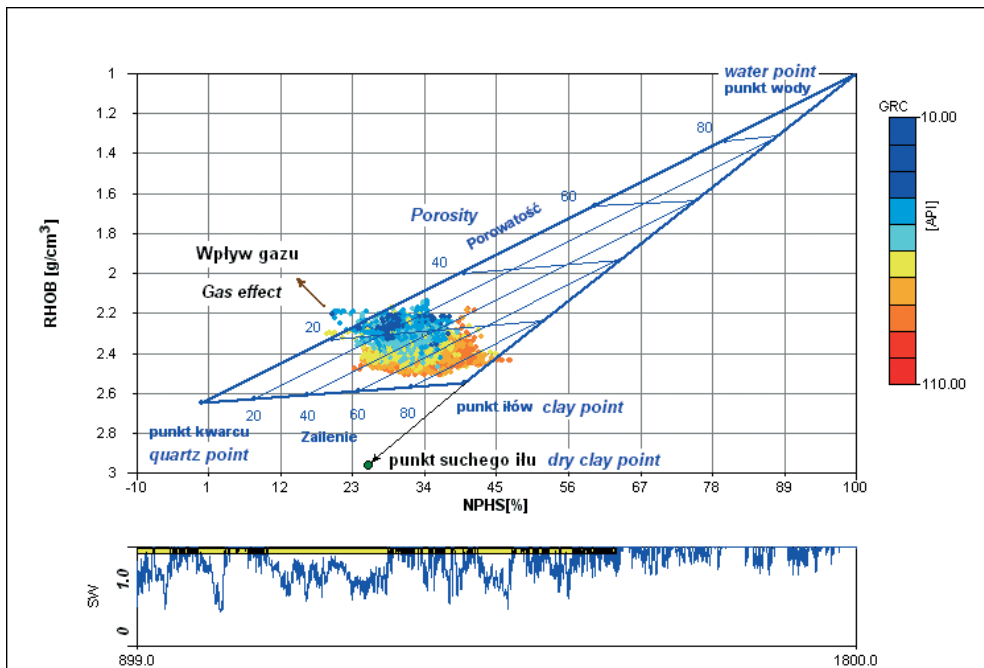


Fig. 10. Wykres krzyżowy gęstościowo-neutronowy (RHOB-NPHS) dla analizowanych utworów miocenu z przedziału głębokościowego 899–1500 m (przedział ten zaznaczony jest żółtym prostokątem na dolnym wykresie (otwór J4)

Fig. 10. Density (RHOB) and neutron (NPHS) crossplot for Miocene rocks from a 899–1500 m depth interval (marked with yellow rectangular in the lower crossplot (J4 well)

Rozrzut punktów, uwidoczniony za pomocą barwnej skali odpowiadającej natężeniu promieniowania gamma z odjętym wpływem składowej uranowej (GRC), bardzo dobrze odwzorowuje rejestrowane dane w trójkącie nakładki. Strzałka brązowa pokazuje wpływ nasycenia gazem, który obniża rejestrowaną gęstość objętościową i porowatość neutronową.

Podobnie został skonstruowany wykres krzyżowy na bazie profilowania akustycznego (DT) i gęstościowego (RHOB) (Fig. 11). Trzecia składowa oznaczająca wartości natężenia GRC, zaznaczona jest za pomocą barwnej skali. Położenie punktów w liniach trójkąta (nakładki) potwierdza poprzednią ocenę porowatości i zailenia. Kilka punktów przesuniętych poza linię łączącą punkt wody i iltów, obwiedzionych wielokątem, wskazuje na podwyższenie czasów interwałowych spowodowane obecnością gazu. Odpowiadają one warstwie o niskim nasyceniu wodą (zaznaczone strzałką na dolnym wykresie obrazującym nasycenie SW w funkcji głębokości) (Fig. 11). Nasycenie SW w tym horyzoncie uzyskane z interpretacji kompleksowej za pomocą programu ULTRA (Nowak *et al.* 2005) kształtuje się między 0.3 i 0.4, w związku z tym nasycenie gazem przekracza 60%. Należy mieć jednak na uwadze fakt, że w strefie przemytej (blisko otworu) objętość gazu jest znacznie mniejsza niż w strefie złożowej, a rejestrowane czasy interwałowe ze względu na mały zasięg PA mogą być zaburzone przez filtrat płuczkowy (Bała *et al.* 2008). Zamiast punktu

wody na wykresie krzyżowym można by uwzględniać punkt o współrzędnych mieszaniwy wody (filtratu) i gazu, jednak oszacowanie, jaka część przestrzeni porowej w strefie prze-mytej jest zajęta przez „reszkowe” nasycenie gazem, jest trudne.

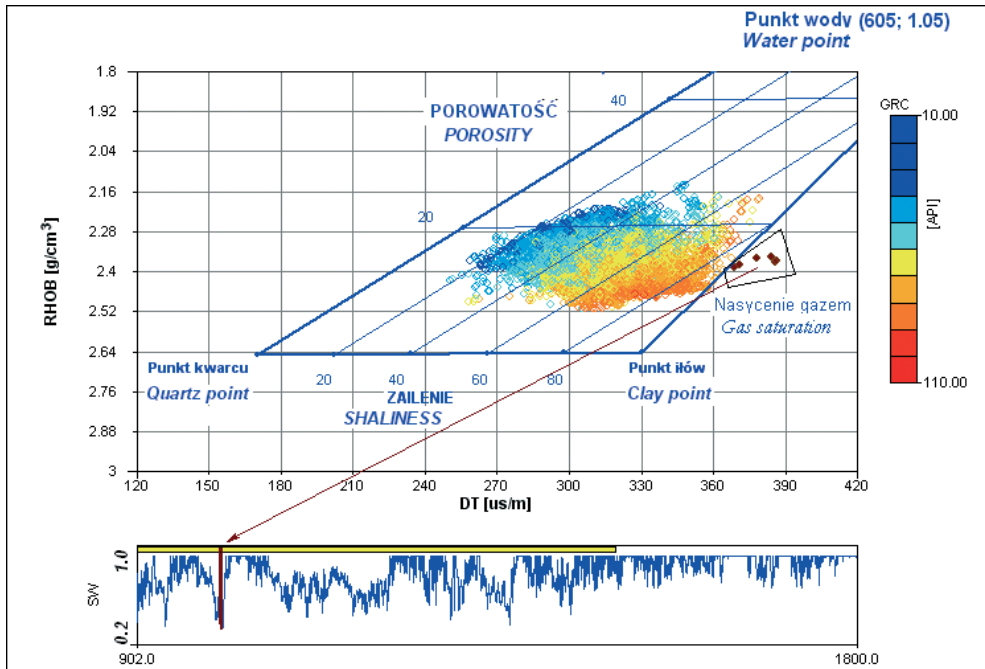


Fig. 11. Wykres krzyżowy gęstościowo-akustyczny (RHOB-DT) dla analizowanych utworów miocenu z przedziału głębokościowego 950–1500 m (otwór J4)

Fig. 11. Density (RHOB) and acoustic (DT) crossplot for for Miocene rocks from a 950–1500 m depth interval (J4 well)

Interesujących informacji dostarcza również wykres krzyżowy wykorzystujący wyniki pomierzonych wartości oporności sondą indukcyjną HRAI o rozdzielczości pionowej równej 1 stopie. Wykorzystanie krzywej oporności rejestrowanej najdłuższym wariantem pomiarowym HO12 (120 cali) oznaczonej symbolem RT i profilowania gamma z odjętą składową uranową (GRC) pozwala na rozdzielenie warstw wodonośnych i gazonośnych (Fig. 12). Zastosowano krzywą oporności charakteryzującą się największym zasięgiem radialnym i najmniej zaburzoną wpływem filtrującej płuczki do warstwy. Na figurze 12 skala barwna odzwierciedla zmianę nasycenia wodą. Warstwy wodonośne (punkty niebieskie) układają się z lewej strony wykresu, a nasycone gazem plasują się z prawej strony i mają nieco podwyższone oporności. Należy zaznaczyć, że ze względu na obecność cienkich warstw czystego piaskowca, mułowca i łupków iltych następuje uśrednienie wartości mierzonych w wielu horyzontach produktywnych, co było wypunktowane na samym początku niniejszego artykułu, a co szczegółowo opisano w pracach (van den Berg *et al.* 1996, Sovich *et al.* 1996, Zorski 2004). Podobny wykres (GR–RT) przedstawiony w publikacji Heslop & Heslop (2003)

uzasadnia celowość generowania szeregu wykresów krzyżowych wykorzystywanych dla rozpoznania piaskowcowo-ilastych skał zbiornikowych w pierwszej fazie interpretacji danych geofizyki otworowej.

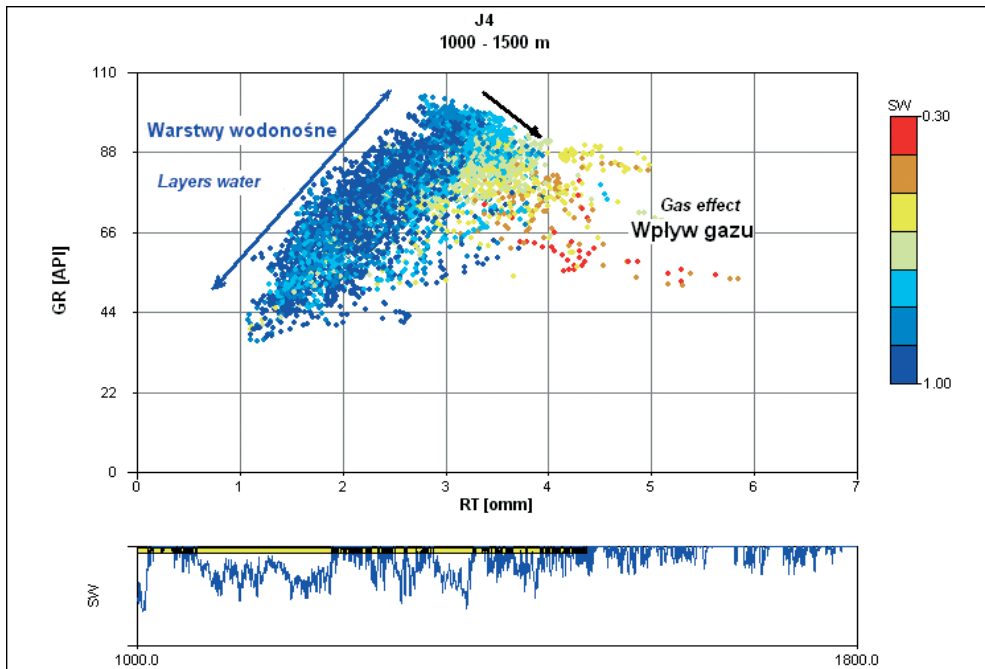


Fig. 12. Wykres krzyżowy gamma (GR) – oporność (RT) dla analizowanych utworów miocenu z przedziału głębokościowego 1000–1500 m (przedział ten zaznaczony jest żółtym prostokątem na dolnym wykresie – otwór J4). Strzałki pokazują warstwy wodonośne (z lewej strony) i gazonośne (z prawej)

Fig. 12. Gamma (GR) and resistivity (RT) crossplot for Miocene rocks from a 1000–1500 m depth interval (marked with yellow rectangular in the lower crossplot (J4 well)). Arrows show water saturation horizons (left) and gas saturation horizons (right)

DYSKUSJA I PODSUMOWANIE

Wykresy krzyżowe oparte na profilowaniach gamma i profilowaniach „porowatości”, czyli neutronowym, gęstościowym lub akustycznym, pozwalają na estymowanie frakcji piaskowcowej i porowatości piaskowca w sekwencjach piaskowcowo-ilastych.

Wykres Thomasa–Stieberta umożliwia określenie charakteru zailenia utworów. Jest to słuszne, pod warunkiem że mierzona promieniotwórczość w profilowaniu gamma będzie dostarczać informacji o zawartości tylko materiału ilastego. Promieniotwórczość naturalna jest wynikiem obecności w skale potasu, toru i uranu. Jak wiadomo, pierwiastki promienio-

twórcze mogą występować również w innych minerałach, nie tylko w ilach. Podstawowymi składnikami zaburzającymi związek całkowitej promieniotwórczości z zaileniem są skalenie i łuszczyki (mika, biotyt), charakteryzujące się podwyższonymi koncentracjami potasu, minerały akcesoryczne (np. cyrkon, monacyt) oraz substancja organiczna zawierająca nierzadko znaczne koncentracje uranu (Jarzyna *et al.* 1999). Podwyższona zawartość uranu, może zaburzać „odpowiedź” standardowej sondy gamma i powodować błędną ocenę parametrów złożowych; dlatego powinno się wykorzystywać spektrometryczne profilowanie gamma, w którym rejestruje się składowe związane z poszczególnymi emiterami.

Wykres krzyżowy oparty na profilowaniu oporności rejestrowanej sondą indukcyjną HRAI o największym zasięgu radialnym 120 cali (RT) i profilowaniu spektrometrycznym GRC pozwala rozdzielić poziomy wodonośne i gazonośne.

*Autorka dziękuje PGNiG SA w Warszawie za udostępnienie danych w ramach projektu MNiSW nr 4 T12B 05629 10.2005–04.04. 2008 (Bała *et al.* 2008), które zostały wykorzystane w niniejszej publikacji.*

Praca została wykonana w ramach działalności statutowej Katedry Geofizyki WGGiOŚ Akademii Górniczo-Hutniczej w 2009 roku oraz w ramach projektu MNiSW nr NN525 363537(2009).

LITERATURA

- Almon W.R. 1979. A Geologic Appreciation of Shaly Sands. *20th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts*, paper S.
- Bała M., 2003–2004. Teoretyczny model prędkościowy fali P i S. W: Pietsch K., Gruszczyk E., Bała M., Jarzyna J., Leśniak A., Danek T., Kobylarski M., Marzec P., Stadtmüller M., Tatarata A., Franczyk A. & Witek K., 2004, *Opracowanie kryteriów sejsmicznej lokalizacji złóż węglowodorów dla warunków zapadliska przedkarpackiego w oparciu o nowe techniki trójskładowych pomiarów sejsmicznych (3c) i modelowań całkowitego pola falowego*, Projekt celowy nr 6T12 2003 C/06006, 2003–2004, Archiwum Katedry Geofizyki WGGiOŚ AGH, Kraków.
- Bała M., 2006. Effect of shale content and porosity on elastic parameters of reservoir rocks. *EAGE, 68th Conference & Exhibition, Vienna (Austria) 12–15 June 2006*.
- Bała M., 2007. Wpływ obecności ilów, porowatości oraz nasycenia porów wodą i gazem na parametry sprężyste skał zbiornikowych określonych na podstawie teoretycznych modeli ośrodków porowatych i danych geofizyki wiertniczej. *Przegląd Geologiczny*, 55, 1, 46–53.
- Bała M. & Cichy A., 2006. *Metody obliczania prędkości fal P i S na podstawie modeli teoretycznych i danych geofizyki otworowej – program Estymacja*. Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków.

- Bała M., Cichy A., Pietsch K., Woźnicka U., Zorski T., Ossowski A., Drabina A., Kobylarski M., Witek K., Rzemieniarz A., Danek T., Krawiec J., Cicha M. & Gołębiowska M., 2008. *Modelowanie wpływu zmiennego nasycenia gazem przestrzeni porowej skał na wyniki pomiarów akustycznych i innych profilowań w otworach oraz sejsmicznych pól falowych*. Projekt badawczy nr 4 T12B 05629 10.2005–04.04 2008, Arbor, Kraków.
- Berg F.G., van den, Looyestijn W.J. & Sandor R.K.J., 1996. SANDWICH: Log evaluation in laminated shaly sands. *SPWLA 37th Annual Logging Symposium, 16–29 June 1996*, paper BB.
- Heslop K. & Heslop A., 2003. *Interpretation of Shaly Sands*. Archive Template, 04.08.2003.
- Jarzyna J., Bała M. & Zorski T., 1999. *Metody geofizyki otworowej – pomiary i interpretacja*. Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków.
- Jarzyna J., Bała M., Cichy A., Karczewski J., Marzencki K., Zorski T., Gądek W. & Twaróg W., 2002. *Przetwarzanie i interpretacja profilowań geofizyki wiertniczej, System GeoWin*. WGGiOŚ, Wydawnictwa AGH, Kraków.
- Łabędzki J. & Bała M., 1988. *Badanie charakteru przestrzeni porowej oraz zailenia przy pomocy zdjęć skaningowych*. Cz. IV. problem CPBP 0103 w temacie 21 etap 1988. Archiwum pracowni GW AGH, Kraków.
- Nowak J., Indyk A. & Pasek P., 2005. *Końcowe opracowanie pt. Opis pomiarów geofizyki wiertniczej oraz wyniki prac interpretacyjnych*. Archiwum Katedry Geofizyki WGGiOŚ AGH, Kraków.
- Pedersen B.K. & Nordahl K., 1999. *Petrophysical evaluation of thin beds: a review of the Thomas-Stieber approach*. Course 24034 Formation Evaluation 1, Report, Norwegian University of Science and Technology.
- Schlumberger, 1996. *Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Educational Services, Houston, Texas.
- Sovich J., Klein K. & Gaynor N., 1996. A Thin Bed Model for the Kuparuk a Sand. Kuparuk River Field, North Slope, Alaska. *SPWLA 37th Annual Logging Symposium, 16–29 June 1996*, paper D.
- Thomas E.C. & Stieber S.J., 1975. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity. *SPWLA 16th Annual Logging Symposium, June 1975*, 4–7.
- Zorski T., 2004. Metodyka interpretacji pomiarów geofizyki otworowej cienkowarstwowych utworach gazonośnych przedgórza Karpat. *Kwartalnik Geologiczny*, 30/3, 275–298.

Summary

Shale volume in rock formations has a large influence on their reservoir parameters.

Shaly material can be distributed in the reservoir rock in four different ways:

- Laminated – shale can exist in the form of laminae between layers of sand. The laminar shale does not affect the porosity or permeability of sand beds themselves. However, when the amount of laminar shale is increased and the amount of porous medium is correspondingly decreased, overall average effective porosity is reduced in proportion.

- Structural – shale is part of the framework structure, so that the original porosity is not altered.
- Dispersed – shaly material can be dispersed throughout the pore space, partially filling the intergranular interstices and reduces the original porosity and permeability of the formation (Fig. 2).

All these forms of shale can occur simultaneously in the same formation (Schlumberger 1996).

Two examples of shaly minerals present in sandstone are shown in photos (Fig. 1).

Thinly-bedded Miocene formations are difficult to quality interpretation. This is partly because the individual formation properties are below the level of resolution by most logging tools. Logs with different vertical resolution recorded in the J4 well are presented in figure 3. GR curve is clearly averaged as compared to much resolved dipmeter log (PDD1) and less resolved microspherically focused log (MSFL) and induction log (curves HO01, HO12). Acoustic log cause similar averaging of shaly-sand profile (as GR).

A conception given originally by Thomas and Stieber (1975) was applied into modeling the response of well-logging tools for an assumed shaly-sand model (Tab. 1, Figs 4, 5). In this technique, I assumed that porosity of the sand layers is only a function of the amount of dispersed and laminated clay. Result of calculations of gamma tool response and “porosity” curve are presented in figures 6 and 7. The crossplot GR- Φ calculated for the assumed model of layers is given in figure 8.

This method was applied in the J4 well for the autochthonous Miocene rocks from a depth interval of 900 to 1800 m. Different crossplots obtained based on Gamma Ray and Neutron and Density or Acoustic logs prove that there is a possibility to determine porosity, shale distribution and sand volume in the reservoir horizons (Figs 9–11). The Gamma Ray log and Resistivity log crossplots allow water- and gas-saturated layers to be separated (Fig. 12).