

INTERPRETACJA ILOŚCIOWA PROFILOWAŃ GEOFIZYKI OTWOROWEJ W PRZYPADKU NISKIEJ JAKOŚCI PROFILOWAŃ I OGRANICZONEGO ZAKRESU METODYCZNEGO POMIARÓW

Quantitative interpretation of well logs for cases of low quality logs and limited measurement methods

Barbara CZOPEK¹ & Józef NOWAK^{2,3}

¹ AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,
Katedra Surowców Energetycznych; al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków;
e-mail: bczopek@agh.edu.pl

² Stowarzyszenie Naukowe im. Stanisława Staszica; ul. Garncarska 5/2, 31-115 Kraków

³ Uniwersytet Jagielloński, Wydział Biologii i Nauk o Ziemi; ul. Oleandry 2a,
30-063 Kraków; e-mail: jnowak41@gmail.com

Treść: W artykule przedstawiono analizę przyczyn najczęściej spotykanych błędów podczas rejestracji i wstępnego opracowania profilowań geofizyki otworowej, zarówno danych archiwalnych uzyskanych przy użyciu sprzętu starszego typu, jak i współczesnych, rejestrowanych sondami firmy Halliburton. Autorzy omawiają sposoby identyfikacji tych błędów oraz możliwości korekty dostosowane do określonych warunków. Prezentują graficzne przykłady błędnych zapisów oraz efekty ich eliminacji. Podają przykłady zastosowania skorygowanych i ujednoliconych profilowań do petrofizycznej analizy ilościowej, obejmującej określenie składu mineralnego, porowatości i zawodnienia. Zdaniem autorów rezultaty tak prowadzonej analizy umożliwiają generację wiarygodnych, syntetycznych (teoretycznych) profilowań gęstości i czasu interwałowego, stanowiących pożądane dane wejściowe przy rozwiązywaniu różnych problemów geologicznych z zakresu poszukiwań, eksploatacji i magazynowania węgłowodorów, pozyskiwania źródeł energii geotermalnej i w wielu innych dziedzinach.

Słowa kluczowe: geofizyka otworowa, niekompletne dane, kalibracja profilowań radiometrycznych, korekta profilowań, petrofizyczna analiza ilościowa, profilowania syntetyczne

Abstract: This paper presents a causal analysis of the most common errors occurring during recording and preliminary processing of well logs on both archival as well as current data obtained with Halliburton tools. The authors discuss the ways to identify and to correct these errors, under specific conditions. They present graphic examples of recording errors and the effects of their elimination. Examples of applying corrected standardized logs in petrophysical quantitative analysis involving determination of mineral composition, porosity and water saturation are provided by the authors. It is their opinion that the results of such analysis make it possible to generate reliable synthetic (theoretical) logs of density and interval transit time, which are useful input data in solving various geological problems related to hydrocarbon exploration, production and storage, to geothermal energy sources and many other issues.

Key words: well logging, incomplete data, calibration of radiometric logs, well log correction, petrophysical quantitative analysis, synthetic logs

WSTĘP

Wzrastające zainteresowanie problematyką poszukiwań węglowodorów, obserwowane w ostatnich latach w naszym kraju, przejawia się m.in. zwiększonym zapotrzebowaniem na archiwalne dane geofizyki otworowej, wykorzystywane do różnego rodzaju analiz geologicznych, a w szczególności do ilościowej analizy petrofizycznej, polegającej na określeniu składu mineralnego i własności zbiornikowych formacji skalnej. Uzyskane w ten sposób dane mogą być wykorzystane do konstrukcji profilowań syntetycznych, niezbędnych do generowania dobrej jakości sejsmogramów syntetycznych, stosowanych przy interpretacji geologicznej danych sejsmicznych, określania parametrów sprężystych formacji i innych zastosowań wymagających znajomości prędkości fali akustycznej i gęstości analizowanego ośrodka skalnego.

Problemem, jaki się pojawia przy realizacji przedstawionych wyżej zastosowań geofizyki otworowej, jest generalnie niska jakość większości archiwalnych danych, wynikająca ze stosowanej w Polsce w latach powojennych, technologii badań geofizycznych, opartej na sprzęcie produkcji byłego ZSRR, który pod względem jakości znacznie odbiegał od standardów wyznaczanych przez czołowe firmy geofizyczne na Zachodzie. Aż do roku 1992, w którym nastąpiła swoista rewolucja technologiczna, związana z zakupieniem przez PGNiG nowoczesnych aparatów firmy Halliburton, w polskim przemyśle naftowym nie stosowano żadnych konstrukcji ani nawet pojedynczych elementów wyposażenia sond pomiarowych wyprodukowanych poza ZSRR i NRD. Ten stan tylko w niewielkim stopniu poprawiały wysiłki rodzimych konstruktorów, do których sukcesów można zaliczyć opracowanie w latach 80. ubiegłego wieku rejestratora cyfrowego CAG i kompensacyjnej sondy akustycznej SKANG, a tylko w pewnej mierze – upadomierza trójramiennego UTRP, natomiast trwające blisko 20 lat próby zbudowania sondy gęstościowej ostatecznie skończyły się niepowodzeniem.

Zasoby archiwalne, obejmują dane z blisko 10 tysięcy otworów wiertniczych, z których znakomitą większość wykonano przed 1992 r., w związku z czym profilowania geofizyki otworowej z tego okresu prezentują bardzo niski – według współczesnych kryteriów – poziom. Badania geofizyki otworowej tego okresu charakteryzują się następującymi cechami:

- rejestracja profilowań na papierze światłoczułym, rzadziej na taśmie papierowej,
- pomiar oporności za pomocą zestawów elektrycznych sond „tradycyjnych” (sondy potencjałowe i gradientowe),
- rejestracja profilowań radiometrycznych w jednostkach względnych (imp/min),
- brak określonych, ścisłych procedur odnośnie kalibracji sond i wykonywania pomiarów otworowych,
- sporadyczne wykonywanie (lub brak) pomiarów akustycznych,
- całkowity brak pomiarów gęstości,
- zły stan techniczny odwiertów (skawernowanie),
- częste wykonywanie pomiarów radiometrycznych dopiero po zarurowaniu otworu (w celu uniknięcia awarii radiologicznej w otworze niezarurowanym), co automatycznie powoduje obniżenie ich jakości.

Podsumowując, profilowania z tego okresu miały jakość upoważniającą raczej do analiz jakościowych niż ilościowych. Warunkiem zastosowania tych profilowań do analiz ilościowych jest przeprowadzenie bardzo starannej, szczegółowej analizy jakościowej (QC) w celu identyfikacji błędów, określenia sposobu niezbędnych korekt oraz wykonania procedur poprawkowych i kalibracji profilowań w jednostkach praktycznych. Niezbędnym warunkiem efektywności tych procedur jest posiadanie odpowiednich kwalifikacji przez osoby wykonujące prace, a przede wszystkim wiedzy o praktycznych aspektach techniki pomiarowej stosowanej w danym okresie.

Przedstawione wyżej problemy wystąpiły w pełni przy realizacji projektu *Poprawa efektywności badań sejsmicznych w poszukiwaniach i rozpoznawaniu złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca* (Górecki *et al.* 2010). Analizowane w ramach tego projektu profilowania geofizyki otworowej należą do dwóch różnych epok technologicznych. Profilowania „tradycyjne” wykonywane były bądź to na całej długości profilu, jak np. w otworach P_IG-1, O-1 czy S_IG-1, bądź tylko w pewnej jego części, a w pozostałej – za pomocą współczesnych zestawów DDL_OH firmy Halliburton. Profilowania wykonywane tymi zestawami również nie są wolne od błędów (powodowanych głównie wadliwym działaniem elementów elektronicznych sond pomiarowych lub aparatur), jednak częstość ich występowania jest znacząco mniejsza niż w przypadku profilowań tradycyjnych.

KOREKTA I KALIBRACJA PROFILOWAŃ GEOFIZYKI OTWOROWEJ

Charakterystyka najczęściej występujących czynników wpływających na zapis profilowań geofizyki otworowej

Poniżej omówiono w skrócie najważniejsze czynniki powodujące powstawanie błędów w profilowaniach otworowych.

Wpływ środowiska, średnicy otworu, gęstości i oporności płuczki oraz zarurowania

Geometria otworu wiertniczego wpływa na większość rodzajów profilowań, jednak najsilniej oddziałuje na profilowanie gęstościowe, a w drugiej kolejności na profilowanie akustyczne, gamma i neutronowe. O ile wpływ tych czynników na profilowania PG i PN może być korygowany za pomocą stosownych procedur *Environmental Correction*, wchodzących zazwyczaj w skład pakietów programów do przetwarzania i interpretacji danych geofizyki otworowej, o tyle błąd pomiaru gęstości RHOB jest nie tyle eliminowany, co monitorowany za pomocą profilowania poprawki gęstości DRHO, rejestrowanej współbieżnie z profilowaniem gęstości. Generalnie wpływ powiększonej średnicy powoduje najczęściej wzrost pozornej porowatości neutronowej i gęstościowej oraz redukcję stopnia zailenia.

Zarurowanie otworu uniemożliwia wykonywanie niektórych rodzajów pomiarów określających właściwości formacji skalnej (elektrometria, upadomierz, skaner EMI, akustyka), a w przypadku profilowań radiometrycznych gamma i neutronowych powoduje znaczne obniżenie poziomu rejestrowanego promieniowania, wymagające zastosowania odpowiednich procedur korekcyjnych. Ponadto, profilowania radiometryczne wykonywane przez rury okładzinowe ulegają znacznej deformacji w wyniku tłumienia przez metal rur i płaszcz cementowy wypełniający przestrzeń pozarurową.

Zestawy firmy Halliburton wyposażone są w odpowiednie programy do przedmiotowej korekty (mogą być stosowane bezpośrednio w jednostce pomiarowej), natomiast profilowania tradycyjne, dla których w większości przypadków brak dokładnych funkcji poprawkowych, mogą być korygowane za pomocą procedur dobieranych do poszczególnych typów sond, przy czym korekta ta odbywa się wyłącznie w centrach interpretacyjnych. Najczęściej używa się w tym celu zależności opracowanych dla sond typu GNT (sondy centralizowane) firmy Schlumberger.

Oporność płuczki wiertniczej najsilniej wpływa na zapis sond elektrycznych, przy czym w przypadku sond o małym zasięgu radialnym dodatkowo zaznacza się wpływ geometrii otworu. Wpływ ten, nieznaczny w przypadku współczesnych zestawów DLL, DIL, HRAI, w zestawach sond „tradycyjnych” może być eliminowany za pomocą programów do obliczania oporności rzeczywistej RT lub/i oporności strefy przemytej RXO, wchodzących w skład współczesnych pakietów interpretacyjnych (ULTRA, GeoWin, Interactive_Petrophysics, TechLog).

Niekorzystne warunki otworowe, a w szczególności skawernowanie i przenikanie gazu do płuczki wiertniczej, mogą silnie wpływać na zapis profilowania akustycznego. Warunki te zazwyczaj powodują silne wytłumienie amplitudy fali akustycznej, powodujące zjawisko zaniku cykli (*Cycle Skipping*), zwłaszcza fali rejestrowanej przez dalszy odbiornik, a w efekcie wzrost mierzonego czasu interwałowego DT, co jest równoznaczne z zawyżaniem porowatości. Innego rodzaju błędy (zaniżanie mierzonego czasu interwałowego) powstają w przypadku zakłóceń spowodowanych np. tarciami korpusu sondy o ścianę otworu lub zapełnieniem szczelin labiryntu tłumika akustycznego rozdrobnionym materiałem skalnym. Podsumowując, profilowania akustyczne uważa się za najbardziej wrażliwe na wszelkiego rodzaju zakłócenia, co potwierdzają wnioski praktyczne z przeglądu danych geofizyki otworowej. Eliminacja błędów spowodowanych zjawiskiem zaników cykli i innych zakłóceń jest trudnym, pracochłonnym procesem, w którym zazwyczaj do korekty profilowania DT wykorzystuje się zapis tzw. czasów elementarnych (T1, T2), analizowany na tle znormalizowanego profilowania neutronowego lub gęstościowego.

Wpływ gazu na profilowanie neutronowe (*Excavation Effect*) i profilowanie akustyczne

Gaz nasycający formację zawiera zazwyczaj mniej wodoru niż woda czy ropa naftowa, wskutek czego w strefie gazonośnej wskazania sondy neutronowej podają zaniżoną wartość

porowatości neutronowej, a co za tym idzie – ogólnej. Właściwość ta, jakkolwiek powodująca błąd w ocenie porowatości, pozwala efektywnie wykrywać strefy gazonośne w skałach o w miarę jednorodnej porowatości. Ponieważ równocześnie gaz często powoduje skierowaną przeciwnie (wzrost porowatości) deformację anomalii na profilowaniu akustycznym, złożenie normalizacyjne PN/PA pozwala nie tylko identyfikować horyzonty gazonośne, ale także korygować wartość porowatości, np. przez obliczenie średniej z profilowania neutronowego i akustycznego.

Niestabilność działania systemu zasilająco-pomiarowego

Spadki napięcia, w minionych dziesięcioleciach powszechnie występujące w lokalnych liniach energetycznych, i nierównomierna (o zmiennej częstotliwości) praca agregatów kopalnianych, stanowiących główne źródło zasilania aparatur pomiarowych, powodowały istotne deformacje rejestrowanych profilowań. W przypadku profilowań radiometrycznych PG i PN prowadziły one niekiedy do cyklicznych, równoległych zmian poziomu zapisów profilowań, wyrażonych w impulsach na minutę, niezgodnych z naturalną tendencją polegającą na tym, że na profilowaniach impulsowych przyrostowi wskazań PG zazwyczaj towarzyszy spadek poziomu wskazań PN.

Innym rodzajem niestabilności, spotykanym na profilowaniach archiwalnych, jest tzw. dryf termiczny, spowodowany reakcją elementów elektroniki sond wgłębnych na zmieniające się z głębokością ciśnienie i temperaturę otoczenia, powodujące zmianę poziomu zapisu rejestrowanego parametru. Deformacje tego typu są bardzo trudne, o ile w ogóle możliwe, do korekty, a działanie weryfikatora takich profilowań ogranicza się jedynie do oceny ich przydatności do określonych zadań i podjęcia decyzji o zastosowaniu lub odrzuceniu danego profilowania. W praktyce jedynie regularny (stała wielkość zmian w funkcji głębokości) dryf profilowania może być skutecznie wyeliminowany.

Czynnik ludzki

Do tej kategorii czynników generujących błędy profilowań zalicza się wszystkie negatywnie wpływające na jakość rejestrowanych profilowań zdarzenia, które, choć niekiedy związane z działaniem elementów wyposażenia technicznego, wynikają pośrednio lub bezpośrednio z błędów, pomyłek, braku należytej staranności i innych uchybień personelu obsługującego urządzenie pomiarowe lub dokonującego wstępnego opracowania profilowań.

Do zdarzeń tej kategorii, zachodzących w trakcie wykonywania pomiarów, należą: błędy w określeniu skal pomiarowych, niewłaściwy dobór parametrów rejestracji, nadmierna prędkość sond pomiarowych, błędy w opisie materiałów roboczych. Kolejne błędy mogą powstawać w trakcie kopiowania profilowań z diagramów roboczych na matryce kalkowe. Czynność ta wymaga identyfikacji zapisu poszczególnych profilowań, ustalenia skal pomiarowych oraz wielkości przesunięć amplitudowych i głębokościowych wynikających z lokalizacji punktu zapisu pomiaru w poszczególnych metodach w różnej odległości od głowicy pomiarowej, stanowiącej punkt odniesienia systemu rejestracji głębokości. W odniesieniu do

profilowań radiometrycznych dodatkowym czynnikiem stwarzającym możliwość powstania błędów przy kopiowaniu profilowań może być tzw. kompensowanie krzywej w trakcie rejestracji, polegające na dzieleniu anomalii o amplitudzie rzędu dziesiątek centymetrów na krótkie odcinki o kilkucentymetrowej szerokości, tak aby mieściły się w okienku rejestratora optycznego o szerokości 8–10 cm. Trafne odtworzenie pierwotnego kształtu krzywych „rozdrobionych” w procesie kompensowania jest bardzo trudne. Wymaga stosowania pracochłonnej techniki nakładania znormalizowanych profilowań, np. PG/PS, PNG/PA lub PNG/PO. Niekiedy błędy kompensacji mogą być pośrednio sygnalizowane występowaniem określonych trudności w uzgadnianiu wyników pojawiających się dopiero w trakcie prowadzenia interaktywnej analizy ilościowej.

Błędy określenia głębokości są najczęściej spotykanym rodzajem błędów profilowań geofizyki otworowej. Normy techniczne dopuszczają wprawdzie pewne różnice (około 1 m na każde 1000 m otworu), jednak zastosowanie profilowań do analiz ilościowych wymaga uzgodnienia głębokości z dokładnością 0.1–0.2 m. Dlatego eliminacja błędów określenia głębokości (*Depth Matching*) jest procedurą wykonywaną obowiązkowo na etapie przygotowania profilowań do interpretacji.

Kalibracja profilowań

Zagadnieniu temu poświęcono szczególną uwagę ze względu na to, że współcześni użytkownicy danych geofizyki otworowej korzystają zazwyczaj z dostępnych w zasobach archiwalnych, zapisanych w formacie LAS, cyfrowych zbiorów profilowań połączonych. Zbiory te, w większości przypadków, powstały w wyniku prowadzonej przez PGNiG od roku 1996 akcji digitalizacji danych geofizyki otworowej przechowywanych w formie kopii papierowych. Należy przy tym zdawać sobie sprawę, że efektywne łączenie profilowań wymagało uprzedniego przedstawienia ich w porównywalnych jednostkach, czyli wykonania stosownych kalibracji (profilowanie gamma w jednostkach API, a profilowania neutronowe w jednostkach porowatości wapienia *Limestone Porosity Units*). Ze względu na skalę przedsięwzięcia czynności te wykonywały zespoły lub poszczególne osoby w różnych jednostkach organizacyjnych i w różnych momentach ponad 15-letniego okresu prowadzenia tych prac, co – wobec braku jednolitych, ścisłych procedur kalibracyjnych, obowiązujących wszystkich uczestników procesu digitalizacji – w dużej mierze przyczyniło się do tego, że profilowania były niekiedy łączone przed ich kalibracją (polegającą na sprowadzeniu do jednolitych jednostek), a dopiero następnie kalibrowane. Z tych samych powodów (brak stosownych procedur) kalibracja wielu profilowań przedstawia niski poziom, niepozwalający na efektywne wykorzystanie w analizach jakościowych.

Innym mankamentem profilowań połączonych było stosowanie interpolacji w celu uzupełnienia brakujących odcinków występujących często w strefach zmian średnicy nominalnej otworu. W efekcie interpolacji powstawały całkowicie sztuczne odcinki profilowań, które niezauważone przez użytkownika i zastosowane do analiz ilościowych dają lokalnie nieprawdziwe wyniki (Fig. 1).

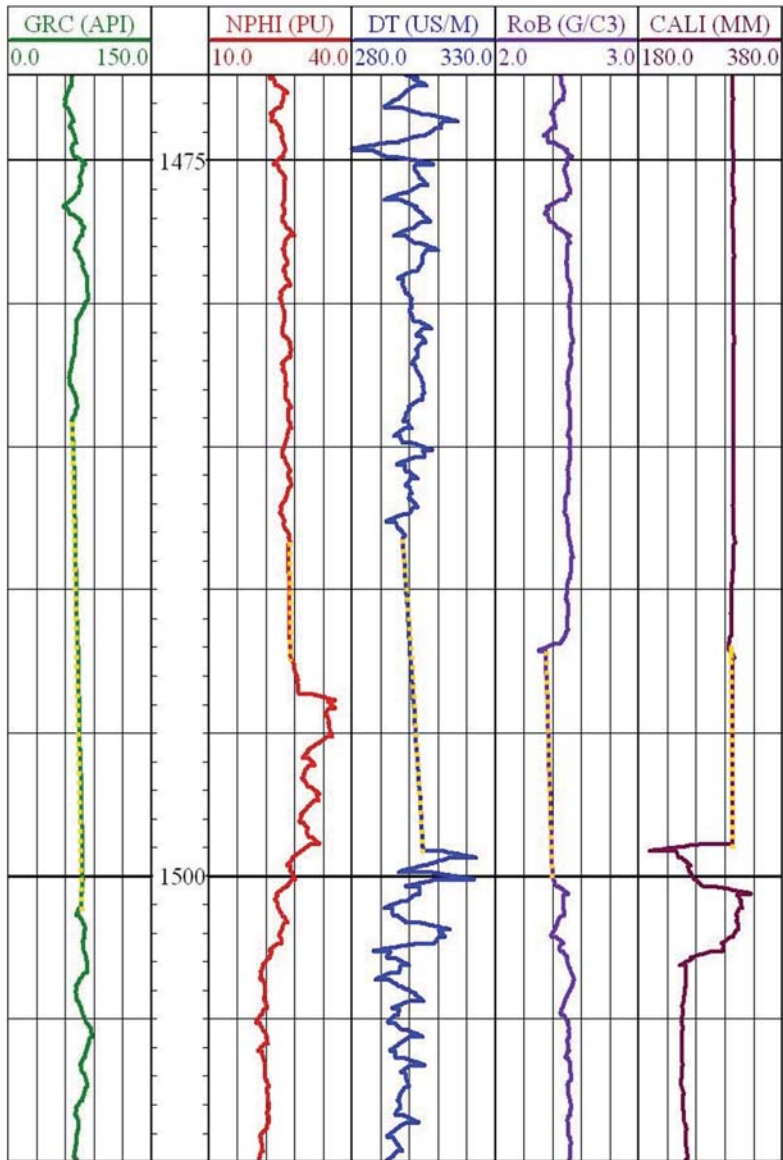


Fig. 1. Przykład uzupełniania brakujących odcinków profilowań metodą interpolacji

Fig. 1. Inappropriate supplementation of missing well-log intervals using interpolation method

Opisane wyżej okoliczności i uwarunkowania prowadzą do wniosku o bezwzględnej potrzebie weryfikacji profilowań geofizyki otworowej przed ich zastosowaniem do analiz ilościowych, nie tylko z powodu omówionych błędów, ale także z uwagi na poprawność

kalibracji. Najczęściej stosowanym, i najbardziej efektywnym, sposobem weryfikacji poprawności kalibracji jest normalizacja profilowań, polegająca na zestawianiu różnego rodzaju profilowań (gamma, neutronowego, gęstościowego, oporności) sprowadzonych do wspólnej skali, i wnioskowaniu na podstawie ich zgodności lub rozbieżności o poprawności kalibracji lub konieczności jej modyfikowania.

ILOŚCIOWA ANALIZA PROFILOWAŃ GEOFIZYKI OTWOROWEJ W WYBRANYCH OTWORACH

Ocena jakości profilowań geofizyki otworowej oraz wykonanie niezbędnych procedur korekcyjnych i kalibracyjnych

Głównym mankamentem pozostających w dyspozycji pakietów danych geofizyki otworowej, niewyszczególnionym w poprzednich rozdziałach, okazał się brak usystematyzowania profilowań, a w większości przypadków także brak zbiorów zawierających profilowania połączone. W związku z tym, przykładowo w przypadku otworu G-1, konieczne było rozpakowanie ponad 30 zbiorów LAS (profilowania wykonane sondami firmy Halliburton), sporządzenie wykazu ich zawartości w celu określenia lokalizacji odcinków poszczególnych profilowań, a następnie wczytanie tych zbiorów do programu interpretacyjnego, wykonanie niezbędnych procedur poprawkowych, przeprowadzenie kalibracji w jednostkach praktycznych i sporządzenie zestawu ujednoczonych profilowań połączonych, przeznaczonych do dalszej analizy.

W dodatku profilowania z otworu G-1 okazały się niekompletne: jedynie profilowanie PG było dostępne na całej długości profilu, a profilowanie akustyczne (w odcinkach) w interwale 300–4237 m. Natomiast brak było profilowania oporności od ujścia otworu aż do głębokości 3003 m i profilowania neutronowego od ujścia aż do 3589 m!

Dostępne dane geofizyki otworowej, uzyskane w wyniku stosowania tzw. zestawów „tradycyjnych” (np. profilowania z otworu P_IG-1), miały niemal wszystkie, omówione uprzednio, negatywne cechy charakterystyczne dla ówczesnie stosowanej techniki pomiarowej i poziomu technologicznego sprzętu pomiarowego: impulsowy (niekalibrowany w jednostkach fizycznych) zapis sond radiometrycznych, całkowity brak profilowania gęstościowego i bardzo niską jakość profilowania akustycznego. Przeprowadzenie procedur korekcyjnych okazało się niezbędne zarówno w przypadku profilowań wykonanych sondami firmy Halliburton, jak i profilowań „tradycyjnych”, a w odniesieniu do tych ostatnich konieczna była również kalibracja profilowań radiometrycznych w jednostkach praktycznych.

Kalibrację profilowań radiometrycznych (profilowanie gamma w jednostkach API, profilowanie neutronowe w jednostkach porowatości wapienia [ls]) wykonano, opierając się na analogiach w obrębie tzw. reperów geologicznych (formacje o wyrównanych, charakterystycznych, wartościach porowatości i zailenia) występujących w innych otworach, w których wykonywano pomiary sondami kalibrowanymi, wnioskach z analizy wykresu krzyżowego neutronowo-akustycznego (normalizacja) oraz wynikach laboratoryjnych analiz porowatości.

Wyniki korekty profilowania gamma uwzględniającej wpływ średnicy otworu i gęstości płuczki we fragmencie profilu otworu G-1 pokazano na figurze 2, natomiast efekty kalibracji profilowania neutronowego i korekty środowiskowej – we fragmencie profilu otworu P_IG-1 przedstawiono na figurze 3.

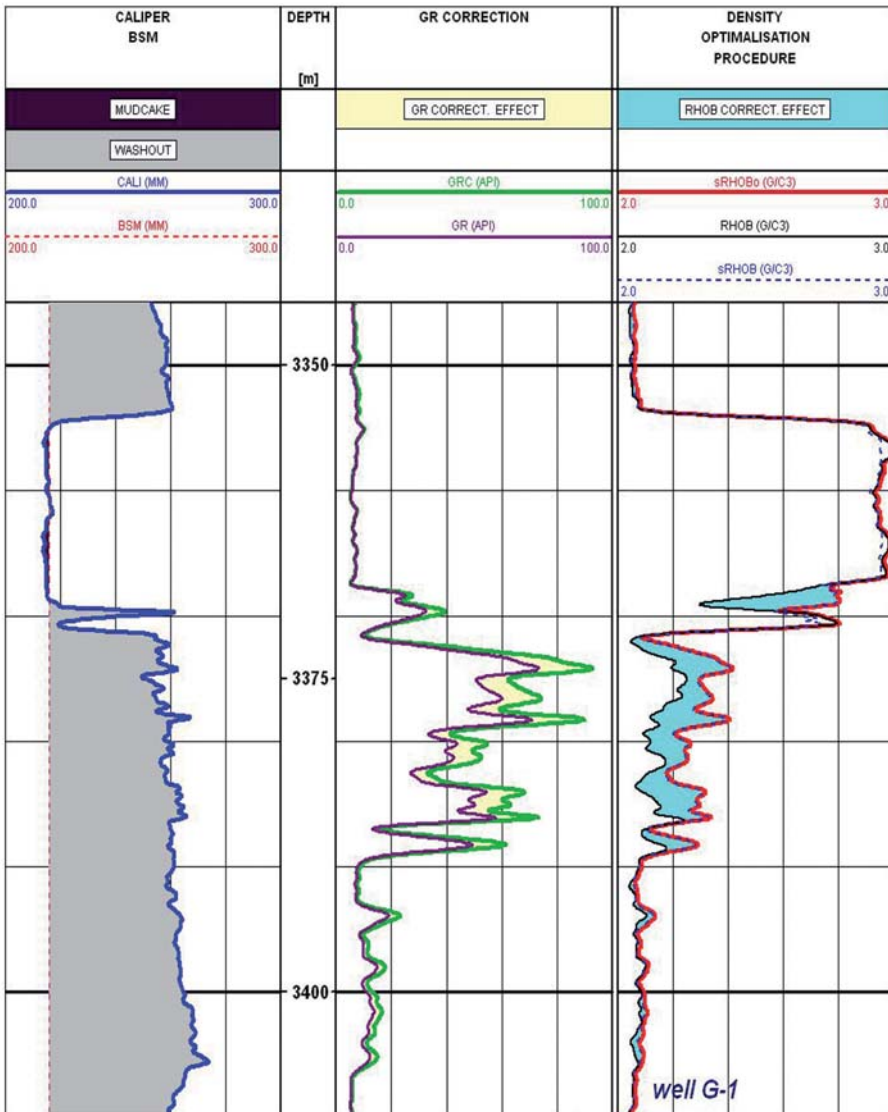


Fig. 2. Korekta profilowań radiometrycznych uwzględniająca wpływ średnicy otworu i gęstości płuczki

Fig. 2. Wellbore diameter and mud density corrections of radiometric logs

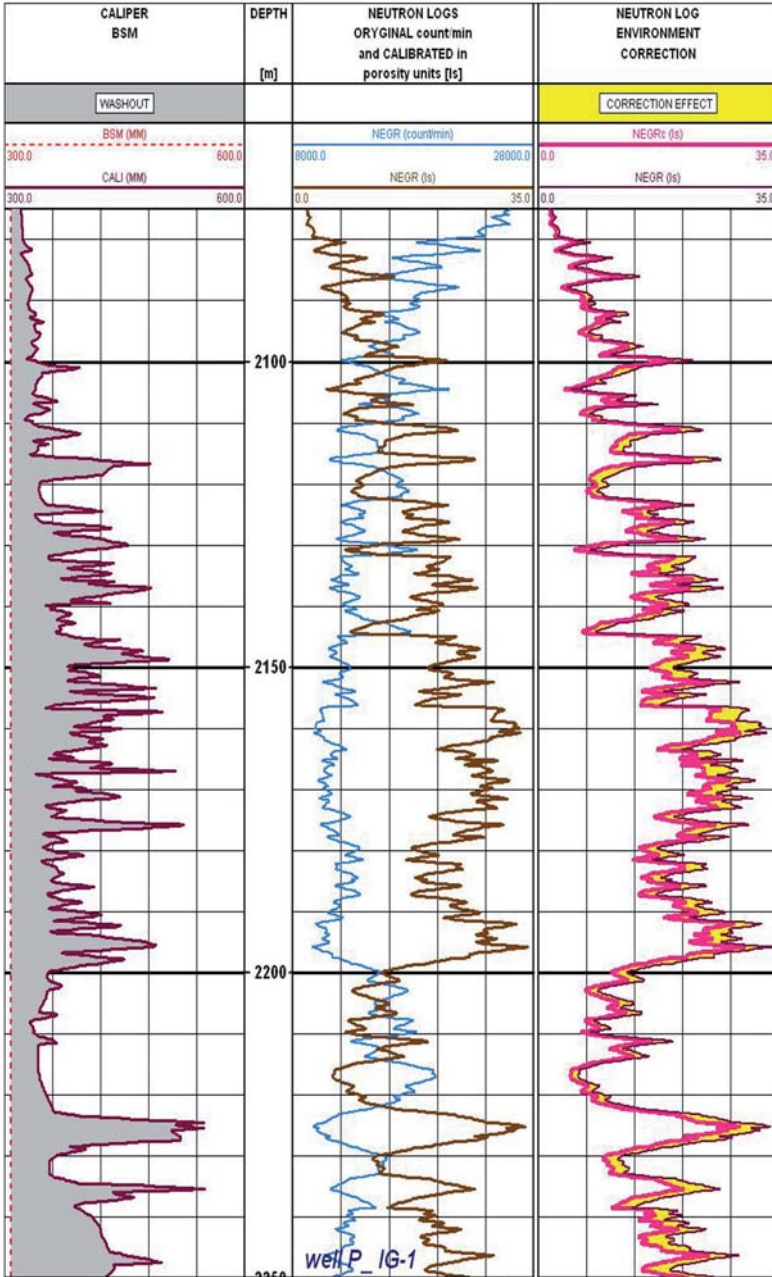


Fig. 3. Kalibracja profilowania neutronowego w jednostkach porowatości i korekta uwzględniająca wpływ średnicy otworu

Fig. 3. Neutron-log calibration and wellbore diameter correction

Ilościowa analiza składu mineralnego porowatości i zawodnienia

Poprawione i jednolicie skalibrowane profilowania – gamma, neutronowe, akustyczne, gęstościowe i opornościowe – stanowiły odpowiedni materiał wejściowy do analizy ilościowej składu mineralnego i porowatości (Fig. 4).

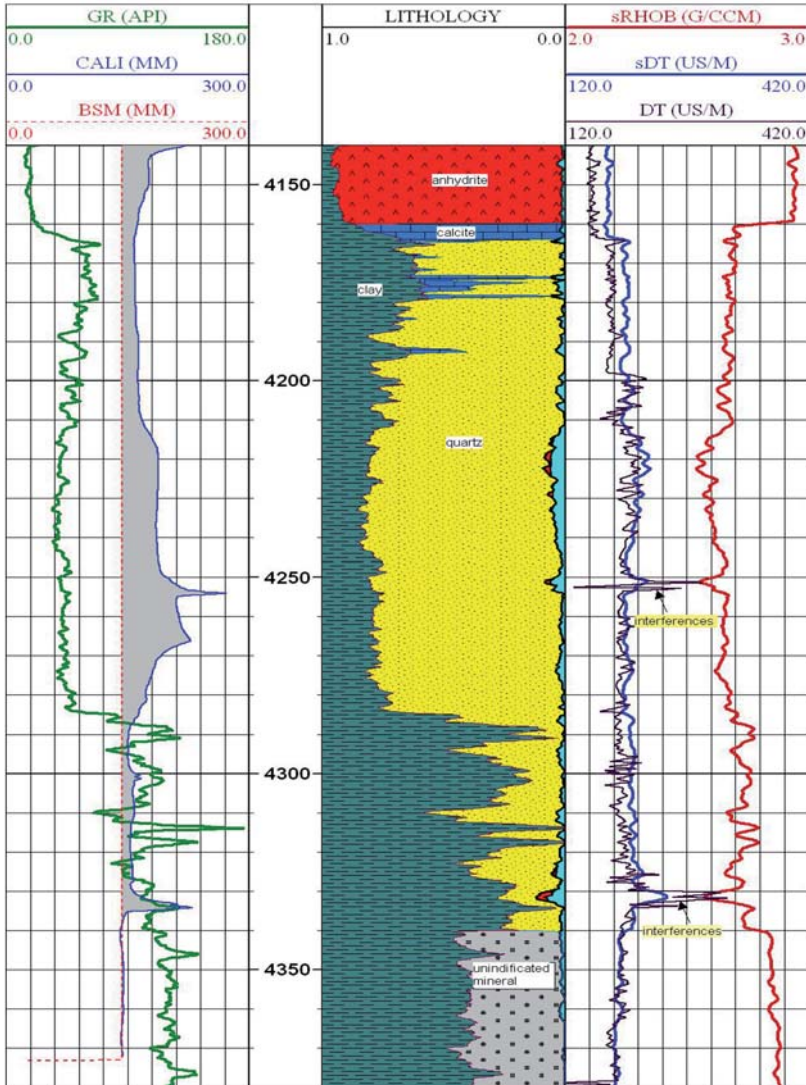


Fig. 4. Wyniki ilościowej analizy petrofizycznej

Fig. 4. Results of quantitative petrophysical analysis

Obliczenia wykonywano interaktywnie, w kolejnych odcinkach profilu o w miarę ustalanej wartości stałych parametrów przetwarzania (porowatość, gęstość i radioaktywność ilów, oporność wody złożowej, model zawodnienia itp.). W związku z ograniczoną liczbą tzw. profilowań porowatości (profilowanie neutronowe, akustyczne, gęstościowe), w danym odcinku możliwe było określenie co najwyżej dwóch składników mineralnych. W sumie w profilu analizowanych otworów wydzielano siedem rodzajów składników mineralnych tworzących szkielet skalny: kwarc (piaskowiec), kalcyt (wapień), dolomit, anhydryt, gips, halit i sylwin, oraz zailenie rozumiane jako suma składników frakcji drobnoziarnistej, bez identyfikacji tworzących ją minerałów ilastych.

Przykładowe wyniki petrofizycznej analizy ilościowej w profilu osadów czerwonego spągowca w otworze O-1 przedstawiono na figurze 4.

Generacja i optymalizacja profilowań syntetycznych

W wielu zastosowaniach danych geofizyki otworowej (np. przy konstrukcji sejsmogramów syntetycznych, określaniu własności sprężystych formacji) istotne jest dysponowanie informacją o prędkości fali akustycznej i gęstości ośrodka, którą można uzyskać z dobrych jakościowo profilowań: akustycznego i gęstościowego. W analizowanych otworach profilowania akustyczne były wykonywane nieregularnie, a kalibrowane profilowania gęstości pojawiły się dopiero po roku 1992. Należy zauważyć, że profilowania te są bardzo wrażliwe na warunki zewnętrzne, szczególnie na skawernowanie i nierówności ściany otworu, w związku z czym ich jakość lokalnie może być bardzo niska.

Problem niskiej jakości lub braku tych profilowań w archiwalnych zestawach profilowań od wielu lat rozwiązuje się za pomocą metodyki opracowanej przez J. Nowaka w Ośrodku Interpretacji i Metodyki – Spółka Geofizyka Kraków, opisanej w skrócie poniżej. (Przykłady zastosowania tej metody można znaleźć w dokumentacji wszystkich tematów sejsmicznych wykonywanych w spółce Geofizyka Kraków po roku 1994).

Zgodnie z tą metodyką **gęstość syntetyczną** (teoretyczną) oblicza się na podstawie uzyskanych wyników analizy ilościowej składu mineralnego, porowatości i zawodnienia, jako sumę gęstości cząstkowych poszczególnych składników modelu objętościowego, stosując następującą formułę

$$\begin{aligned} sRHOB = & V_{min1} \times RHOB_{min1} + V_{min2} \times RHOB_{min2} + \dots + \\ & + V_{min_n} \times RHOB_{min_n} + PHI \times RHOB_f + PHI (1-S_w) \times RHOB_h + \\ & + Vi_l \times RHOB_{il} \end{aligned} \quad (1)$$

gdzie:

- $V_{min1}, V_{min2}, \dots, V_{min_n}, Vi_l$ – objętość poszczególnych składników mineralnych,
- PHI – porowatość,
- S_w – zawodnienie,
- $HOB_{min1}, \dots, RHOB_{min_n}, RHOB_{il}$ – gęstość poszczególnych składników mineralnych,
- $RHOB_f$ – gęstość filtratu płuczki,
- $RHOB_h$ – gęstość węglowodorów.

Gęstość „nieilastych” składników mineralnych określa się na podstawie danych literaturowych, natomiast gęstość filtratu płuczkowego i gęstość węglowodorów wylicza się za pomocą stosownych nomogramów (*Log Interpretation...* 1974, *Halliburton...* 1974). Gęstość iłłów wyznacza się statystycznie jako średnią wartość gęstości iłłów w funkcji głębokości, korzystając z kalibrowanych pomiarów gęstości wykonanych w otworach znajdujących się w pobliżu rejonu badań.

Do obliczenia teoretycznego (syntetycznego) **czasu interwałowego** służy formuła podobna do tej stosowanej do obliczania gęstości teoretycznej

$$\begin{aligned} sDT = & V_{min1} \times DT_{min1} + V_{min2} \times DT_{min2} + \dots + \\ & V_{min_n} \times DT_{min_n} + PHI \times DT_f + PHI_x (1-Sw) \times DTh + Vi_l \times DTi_l \end{aligned} \quad (2)$$

gdzie:

- $V_{min1}, V_{min2}, \dots, V_{min_n}, Vi_l$ – objętość poszczególnych składników mineralnych,
- PHI – porowatość,
- Sw – zawodnienie,
- $DT_{min1}, \dots, DT_{min_n}, DTi_l$ – czas interwałowy, „szkieletowy”, poszczególnych składników mineralnych,
- DT_f – czas interwałowy w filtracji płuczki,
- DTh – czas interwałowy w węglowodorach.

Podobnie jak w przypadku gęstości syntetycznej czas „szkieletowy” nieilastych składników mineralnych określa się na podstawie danych literaturowych, natomiast czas fali akustycznej w filtracji płuczkowej i czas interwałowy w węglowodorach wylicza się za pomocą stosownych nomogramów (*Log Interpretation...* 1974, *Halliburton...* 1974). Czas interwałowy przebiegu fali akustycznej w iłłach określa się za pomocą uśrednionej krzywej, uzyskanej z dobrej jakości otworowych pomiarów akustycznych wykonanych w innych otworach danego rejonu geologicznego.

Profilowania syntetyczne (Fig. 5–7) są swoistego rodzaju odpowiedzią na pytanie, jak powinno wyglądać profilowanie gęstościowe lub akustyczne, gdyby miało dać rozwiązanie takie jak uzyskane z przeprowadzonej ilościowej analizy petrofizycznej. Ponieważ rozwiązanie to uzyskuje się przy zastosowaniu profilowań korygowanych z uwzględnieniem różnego rodzaju czynników zakłócających, wyliczone na podstawie tych wyników profilowania syntetyczne dają lepsze przybliżenie rzeczywistych własności formacji w odcinkach o powiększonej średnicy (kawerny), w strefach występowania szczelin i w warunkach zgazowania płuczki. Dlatego profilowania syntetyczne, niezależnie od tego, że mogą skutecznie uzupełnić braki w pomiarach otworowych, mogą także być stosowane do korekty już wykonanych profilowań otworowych. Efektywność omawianej metody potwierdzają przykłady na figurze 5, a także na figurze 4 (skrajna, prawa kolumna) przedstawiające profilowania syntetyczne na tle profilowań otworowych. Jak widać na figurze 5, w strefach o dobrych warunkach do pracy sond (brak skawernowania) profilowania syntetyczne naśladują profilowania otworowe, natomiast w odcinkach profilu, w których warunki są niekorzystne, sens fizyczny profilowań syntetycznych jest zdecydowanie bliższy rzeczywistości niż profilowań otworowych.

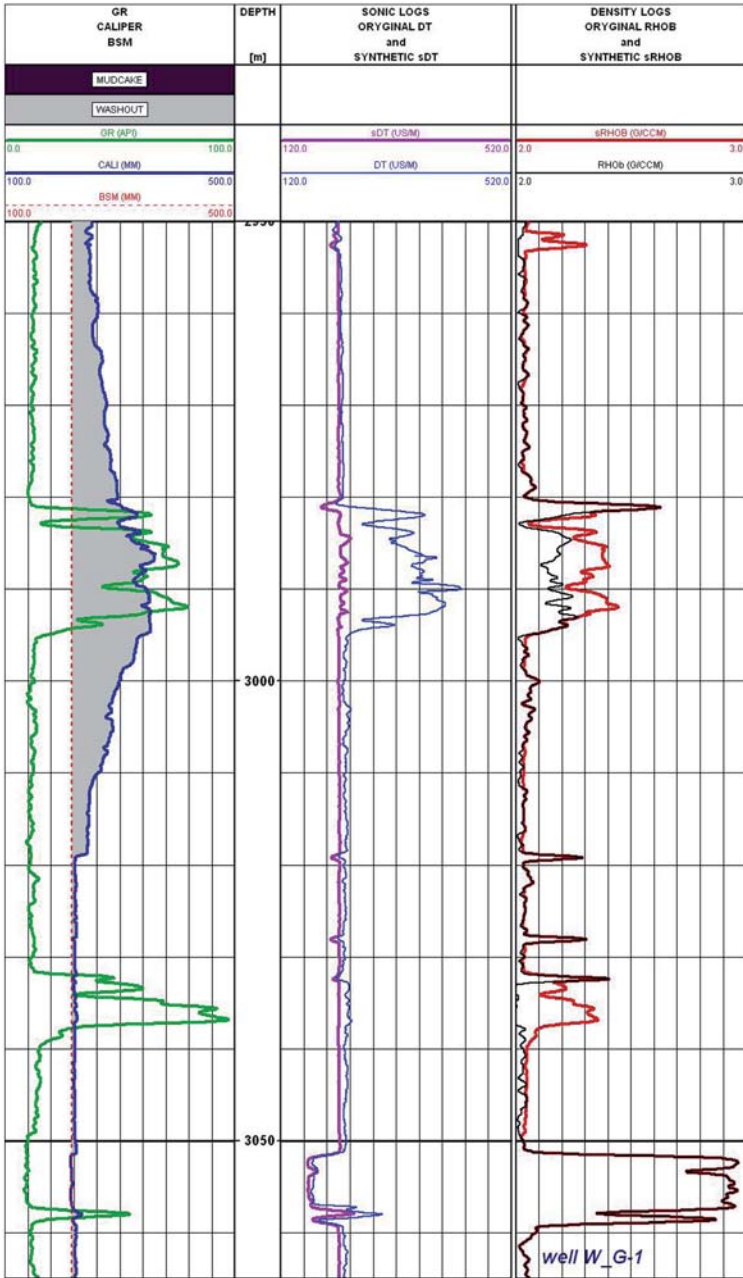


Fig. 5. Zestawienie syntetycznych profilowań: akustycznego i gęstościowego na tle profilowań otworowych

Fig 5. Synthetic acoustic log and synthetic density log against original well logs

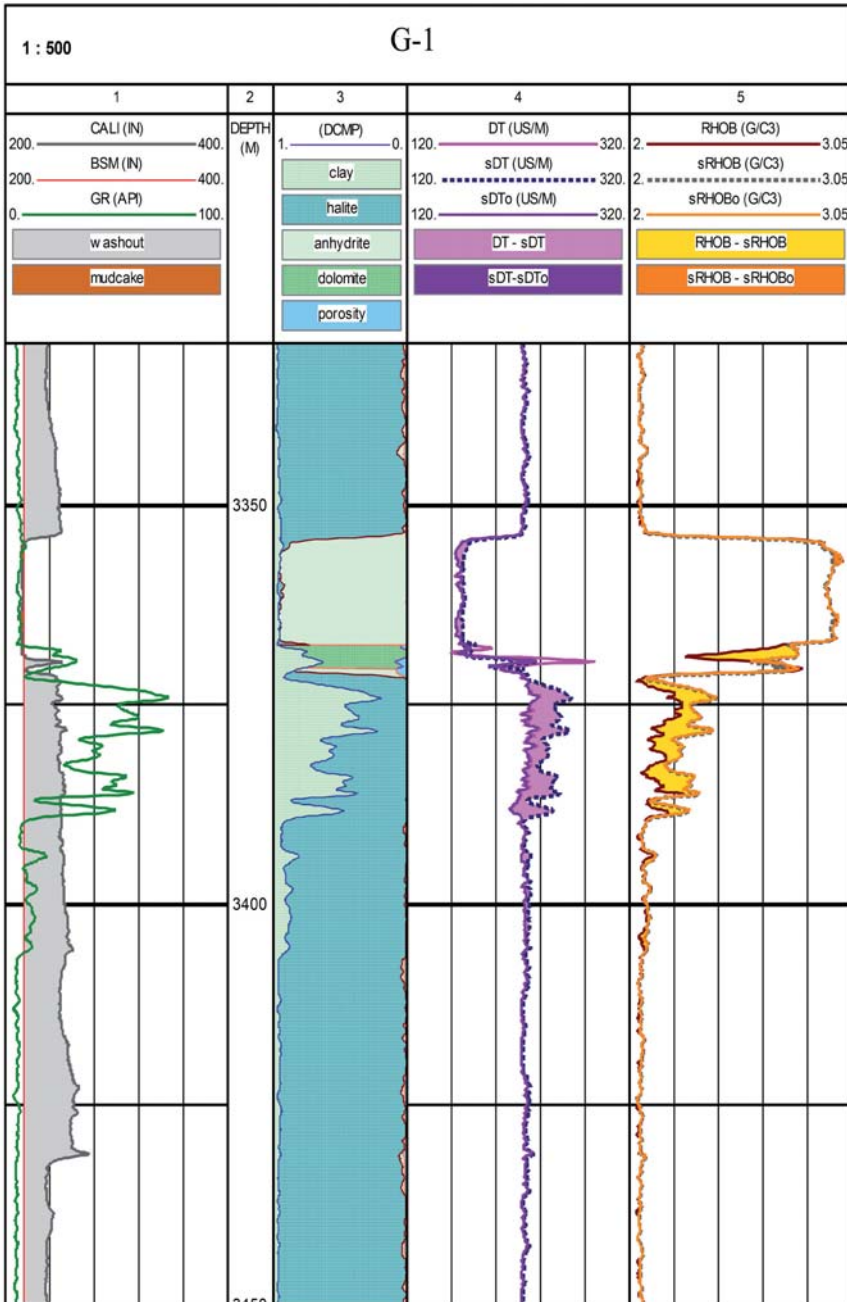


Fig. 6. Optymalizowane profilowania: gęstościowe i akustyczne na tle profilowania otworowego

Fig. 6. Optimized acoustic log and optimized density log against original well logs

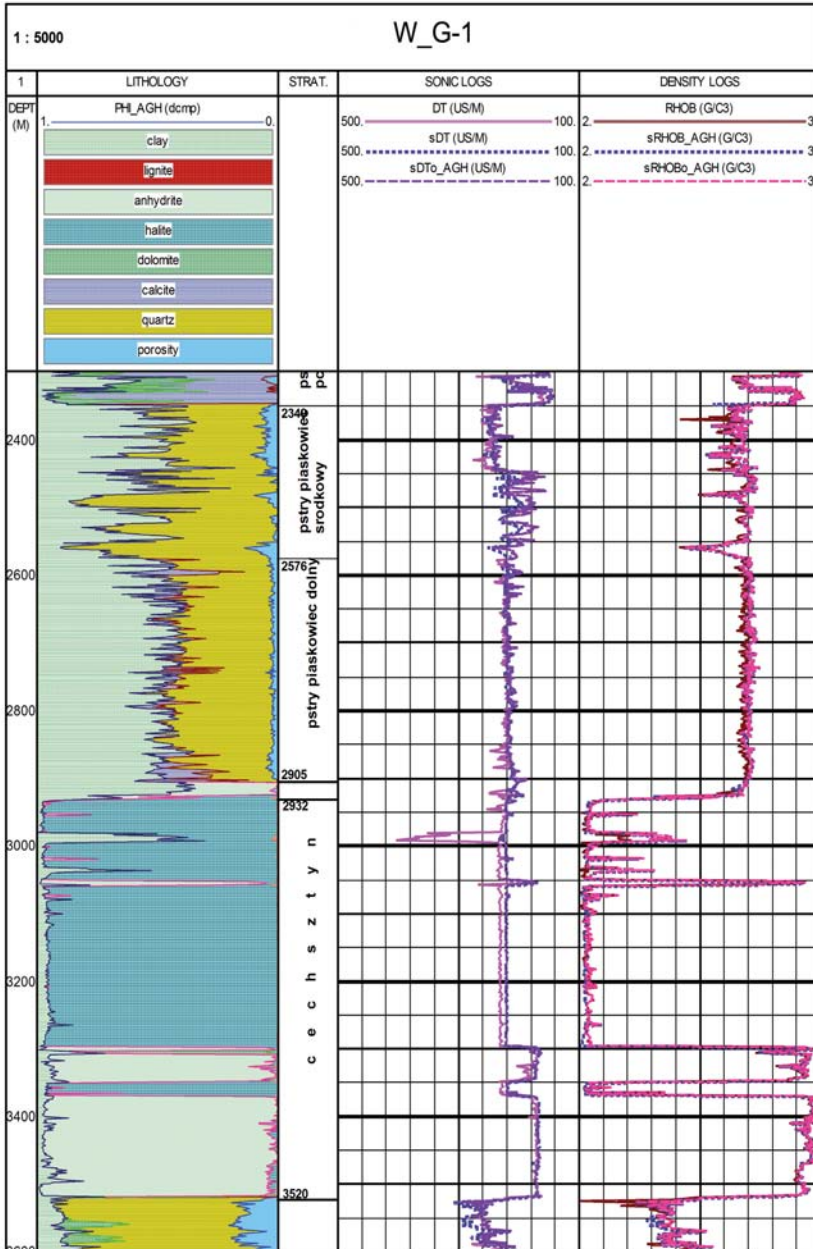


Fig. 7. Przykład ilościowej analizy petrofizycznej i generacji akustycznych i gęstościowych profilowań syntetycznych lub optymalizowanych w otworze W_G-1

Fig. 7. Example of quantitative petrophysical analysis and synthetic or optimized acoustic and density log generation in well W_G-1

W odcinkach profilu otworów o dobrze zachowanej średnicy, przy złożonym składzie mineralnym (zwłaszcza drobnoziarnistej frakcji osadów silikoklastycznych), bardziej precyzyjnie określić właściwości formacji można na podstawie pomiarów otworowych. Istnieje możliwość podwyższenia jakości (wiarygodności) profilowań w procesie tzw. optymalizacji, polegającej na krytycznej analizie zestawienia profilowania teoretycznego, np. akustycznego lub gęstościowego, z profilowaniem otworowym po korektach – o ile możliwe – na tle znormalizowanych profilowań neutronowych, oraz wyborze najbardziej zbliżonego do oczekiwanego **optymalnego** przebiegu krzywej. Uzyskane tym sposobem profilowania – **profilowania optymalizowane** – łącząc zalety obu metod, pozwalają na uzyskanie zapisu danego parametru najbardziej zbliżonego do rzeczywistych wartości. Przykład optymalizowanego profilowania gęstości sRHOB_o, obliczonego jako maksimum z profilowania otworowego RHOB i syntetycznego sRHOB, przedstawiono na figurze 2 (prawa, skrajna kolumna).

Kolejne przykłady petrofizycznej analizy ilościowej oraz generacji syntetycznych i optymalizowanych profilowań akustycznych i gęstościowych pokazano na figurach 6 i 7.

Opracowane wg przedstawionej metodyki profilowania syntetyczne i optymalizowane stanowią wysoce użyteczny materiał wejściowy do obliczenia prędkości fali poprzecznej i impedancji akustycznej, wykorzystywanych np. do konstrukcji precyzyjnych sejsmogramów syntetycznych, obliczenia parametrów sprężystych formacji i zastosowania w innych aplikacjach wymagających dokładnej znajomości rozkładu wartości gęstości formacji i prędkości fali akustycznej w ośrodku skalnym.

WNIOSKI

- Uzyskanie dobrej jakości wyników ilościowej analizy petrofizycznej jest możliwe, nawet w przypadku niskiej jakości profilowań i ograniczonej ilości danych, pod warunkiem wykonania szczegółowej analizy profilowań wejściowych, wykrycia ewentualnych błędów i określenia przyczyn ich powstania, warunkujących dobór właściwych procedur korekcyjnych. Dysponowanie takimi wynikami pozwala wygenerować wiarygodne profilowania syntetyczne gęstości i czasu interwałowego.
- W wyniku procesu optymalizacji profilowań syntetycznych można uzyskać lepsze przybliżenie wartości mierzonego parametru do wartości rzeczywistych. Profilowania optymalizowane mogą być pomocne do dokładnego określenia różnych parametrów fizycznych charakteryzujących formację skalną przy wykorzystaniu procedur wymagających znajomości wartości gęstości formacji i prędkości fali akustycznej w ośrodku skalnym.

LITERATURA

Bała M., Czopek B., Jarzyna J., Nowak J. & Wawrzyniak K., 2010. Interpretacja litologiczno-złożowa utworów czerwonego spągowca w reperowych otworach wiertniczych. W: Górecki W. *et al.*, *Dokumentacja projektu pt. „Poprawa efektywności badań sejsmicznych w poszukiwaniach i rozpoznawaniu złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca”*, WGGiOŚ AGH, KSE.

Halliburton Log Interpretation Charts, 1994, Halliburton Energy Services, Houston, Texas, USA.

Log Interpretation. Volume 1: Principles, 1974, Schlumberger Limited, Madison.

Serra O., 1984. *Fundamentals of Well-Log Interpretation*. Elsevier, Amsterdam – Oxford – New York – Tokio.

Summary

In the case of poor-quality well logs and even in the absence of some fundamental logs, it is still possible to obtain good-quality results of petrophysical quantitative analysis, which constitutes a basis for further quantitative analysis. The authors discuss in detail errors appearing during recording under well boring conditions. These errors are dependent on measuring equipment, as well as human factor at the stage of recording and preliminary processing of well logs. In case of analog measurements, frequent recording errors are represented by: inappropriate compensation of well-log recording during measurements, errors of depth determination, and inappropriate supplementation of missing well-log intervals (Fig. 1). The significance of radiometric logging calibration was accentuated, with regard to digitizing and archiving the well-logging data in the whole petroleum branch. Measuring and the elimination of errors by applying the necessary procedures of correction and calibration were discussed in detail using materials from G-1 and P_IG-1 wells. The results of wellbore diameter and mud density corrections of radiometric logs were shown in part of G-1 well section (Fig. 2) The effect of neutron-log calibration and wellbore diameter correction (Fig. 3) were presented in P_IG-1 well section segment.

Corrected and uniformly calibrated gamma, neutron, acoustic, density and resistivity logs represent adequate input materials for quantitative analysis of mineral composition and porosity. The results of petrophysical interpretation are presented in figure 4. Procedures and formulas that allow computation of the synthetic (theoretical) density and synthetic (theoretical) interval transit time are described in this paper. Computed synthetic density and acoustic logs were presented against the original well logs in figures (Fig. 5) based on W_G-1 well.

The discussed method yields better approximation of real properties of formation within intervals of increased diameter, in fractured zones, and under conditions of gas-cut mud. The results of petrophysical interpretation are shown with synthetic logs in figures 4 and 5. The above examples confirm correctness of the method by proving that the synthetic record is often the most logically justified than the wellbore record. The next procedure in optimization is the processing of density and acoustic logs under conditions that disturb measurements. The resulting optimized logs yield a parameter record that best approximates reality. Sample results of the optimization: optimized density log sRHOB_o are presented in figure 2.

Another example of petrophysical analysis, synthetic curve generation and optimization are shown in figures 6 and 7.

Good quality results of petrophysical quantitative analysis constitute a basis for the generation of reliable synthetic density logs and transit time logs, which are necessary for numerous geological applications. The described methodology is applied under said conditions. The most important elements of this methodology are: deep, detailed analysis of input logs; detection of errors; right determination of the error sources; and application of a correction of suitable type despite the fact that such correction is time-consuming, because it requires participation of interpreters which possess good knowledge about the practical aspects of well logging.