

Metody wyznaczenia porowatości ogólnej na podstawie profilowań geofizyki otworowej w utworach klastycznych i węglanowych

AGNIESZKA DRABINA

AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica, Al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Streszczenie

Celem przeprowadzonych badań było wyznaczenie porowatości ogólnej w utworach klastycznych i węglanowych. Do obliczenia współczynnika porowatości ogólnej wykorzystano dane z trzech profilowań geofizyki otworowej: z profilowania akustycznego, z profilowania gęstościowego oraz z profilowania neutronowego. Każde profilowanie wymagało wprowadzenia odpowiednich poprawek. Otrzymane wyniki porównano z profilowaniem referencyjnym PHI.

Słowa kluczowe: geofizyka otworowa, porowatość ogólna, profilowanie akustyczne, profilowanie gęstościowe, profilowanie neutronowe

1. Przedmiot, zakres i cel projektu

Przedmiotem przedstawionych w pracy badań jest zastosowanie metod geofizycznych do wyznaczenia porowatości ogólnej skał. Zakres rozważań ograniczono do wybranych utworów klastycznych i węglanowych. Celem pracy było wyznaczenie porowatości ogólnej w utworach klastycznych i węglanowych na podstawie trzech profilowań geofizyki otworowej. Metody geofizyki otworowej nie mierzą w sposób bezpośredni wartości porowatości ogólnej, można ją natomiast obliczyć na podstawie profilowania gęstościowego, profilowania neutronowego oraz profilowania akustycznego.

Dane wykorzystane w badaniach pochodzą z dwóch otworów wiertniczych C-2 i G-6. Otwór wiertniczy C-2 jest położony na terenie zapadliska przedkarpackiego, otwór wiertniczy G-6 znajduje się w środkowej części Nizżu Polskiego, na zachodniej części półwyspu Grotowa. Interpretację wykonano w interwale utworów piaszczysto-ilastych (otwór C-2) oraz w poziomie dolomitu głównego (otwór G-6).

2. Porowatość – informacje podstawowe

Porowatość jest jednym z parametrów skał decydującym o ich własnościach zbiornikowych. Mówi o występowaniu w skale pustych przestrzeni, zróżnicowanych pod względem rozmiaru, kształtu oraz sposobu ułożenia. Klasyfikacja porów zależy od ich struktury i wewnętrznych połączeń oraz pochodzenia: porowatość pierwotna charakterystyczna jest dla procesów sedymentacyjnych, porowatość wtórna dla diagenety. Istotnymi elementami decydującymi o przestrzeni porowej są skład mineralny, struktura, tekstura, wielkość, sposób ułożenia i kształt oraz stopień obtoczenia i wysortowania ziaren oraz ilość i cechy spoiwa, którego wzrost wiąże się z jej spadkiem. Dodatkowym czynnikiem obniżającym porowatość jest zailenie.

Wyróżnia się kilka typów porowatości: porowatość efektywną, mówiącą o porach kontaktujących się ze sobą i z zewnętrzną powierzchnią skały, tzw. pory odkryte/przepuszczalne, porowatość ogólną, obejmującą zarówno pory odkryte, jak i zakryte, porowatość dynamiczną, której współczynnik to stosunek objętości porów zawierających krążącą ciecz w skale do całkowitej objętości skały oraz porowatość neutronową,

informującą o ilości wodoru w skale. Do wyznaczenia współczynnika porowatości ogólnej może posłużyć profilowanie akustyczne, gęstościowe, neutronowe oraz magnetyczny rezonans jądrowy. Na podstawie profilowań oporności określa się współczynnik porowatości efektywnej, a profilowania neutronowe wskazują porowatość neutronową [Jarzyna i in., 1997; Plewa i Plewa, 1992].

3. Wykorzystane profilowania geofizyki otworowej

Rzetelna interpretacja formacji litologicznej oraz wyznaczenie parametrów zbiornikowych, m.in. współczynnika porowatości, wymaga znajomości budowy geologicznej badanego obszaru oraz zestawienia profilowań geofizyki otworowej. W celu dokładnego określenia porowatości badanych utworów porównano wyniki obliczeń z profilowania akustycznego, gęstościowego i neutronowego.

Profilowanie akustyczne (DT) wykorzystuje propagację podłużnej fali sprężystej (akustycznej), która rozchodzi się w ośrodku skalnym, zarówno w szkielecie skalnym, jak i mediach nasycających przestrzeń porową. Profilowanie gęstościowe RHOB oraz profilowanie neutronowe NPHI należą do grupy profilowań jądrowych. Podczas pomiaru wykorzystywane są źródła aktywne umożliwiające emisję promieniowania gamma (RHOB) lub neutronów (NPHI), które oddziałują z utworami ośrodka geologicznego przeciętego otworem wiertniczym.

3.1. Profilowanie akustyczne

Profilowanie akustyczne pozwala na wyliczenie parametru porowatości ogólnej poprzez pomiar czasu interwałowego DT [$\mu\text{s}/\text{m}$] lub [$\mu\text{s}/\text{ft}$]. DT jest odwrotnością prędkości rozchodzenia się fali sprężystej w otworze, która zależy od wielu czynników, m.in. od litologii badanych utworów, porowatości, rodzaju nasycenia przestrzeni porowej, struktury i tekstury skały. Urządzenie pomiarowe składa się z jednego lub kilku nadajników, transmitujących falę akustyczną do ośrodka oraz dwóch lub kilku odbiorników, rejestrujących czas jej przebiegu. W celu wyliczenia współczynnika porowatości wykorzystuje się równania empiryczne. Do najczęściej stosowanych należy równanie Wylliego [Wyllie, 1956] oraz równanie Raymera-Hunta-Gardnera (RHG) [Raymer i in., 1980]. Pierwsze z nich daje poprawne wyniki dla skał zwięzłych, niezailonych i nasyconych wodą złożową, natomiast w przypadku skał słabo skonsolidowanych lepsze rezultaty otrzymuje się z równania RHG. Prawidłowy współczynnik porowatości ogólnej uzyskuje się po wprowadzeniu odpowiednich poprawek na zailenie, obecność węglowodorów oraz w przypadku równania Wylliego na brak zwięzłości skały.

Równanie Wylliego

$$\Delta T = \varphi * \Delta T_F + (1 - \varphi) * \Delta T_{MA} \quad (1)$$

gdzie:

- φ – porowatość ogólna,
- ΔT – czas interwałowy w ośrodku skalnym (mierzony podczas profilowania akustycznego),
- ΔT_{MA} – czas interwałowy w szkielecie skalnym,
- ΔT_F – czas interwałowy w cieczy nasycającej przestrzeń porową.

Równanie Raymera-Hunta-Gardnera

$$V = (1 - \varphi)^2 * V_{MA} + \varphi * V_F \quad (2)$$

gdzie:

- φ – porowatość ogólna,
- V – prędkość fali P w ośrodku skalnym (wyznaczana z pomiaru DT),
- V_{MA} – prędkość fali P w szkielecie skalnym,
- V_F – prędkość fali P w cieczy nasycającej przestrzeń porową.

Poprawkę na zailenie wprowadza się stosując poniższy wzór:

$$\varphi = \varphi - \varphi_{sh} * V_{sh} \quad (3)$$

gdzie:

- φ – porowatość ogólna obliczona z równania Wylliego lub równania R-H-G,
- φ_{sh} – porowatość obliczona dla warstw ilastych,
- V_{sh} – objętość frakcji ilastej (zailenie).

Dla równania Wylliego:

$$\varphi_{sh} = \frac{\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} \quad (4)$$

gdzie:

- ΔT_{sh} – czas interwałowy ilów,
- ΔT_{MA} – czas interwałowy w szkielecie skalnym,
- ΔT_F – czas interwałowy w cieczy nasycającej przestrzeń porową.

Dla równania R-H-G:

$$\varphi_{sh} = \frac{2 * V_{ma} - V_f - \sqrt{V_f^2 - 4 * V_f * V_{ma} + 4 * V_{ma} * V_{cl}}}{2 * V_{ma}} \quad (5)$$

gdzie:

- V_{ma} – prędkość fali w szkielecie skalnym,
- V_f – prędkość fali w cieczy nasycającej przestrzeń porową,
- V_{cl} – prędkość w utworach ilastych,

$$V_{cl} = \frac{1}{\Delta T_{sh}} \quad (6)$$

W celu poprawnego wyliczenia zailenia należy uwzględnić wiek skał. Równanie Larionova podaje dwa wzory.

$$V_{sh} = 0,083 * \left(2^{3,7 * \Delta I_G} - 1 \right) - \text{dla skał trzeciorzędowych} \quad (7)$$

$$V_{sh} = 0,33 * \left(2^{2 * \Delta I_G} - 1 \right) - \text{dla skał mezozoicznych i starszych} \quad (8)$$

gdzie:

- V_{sh} – objętość frakcji ilastej (zailenie),
- ΔI_G – parametr różnicowy,

$$\Delta I_G = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}} \quad (9)$$

gdzie:

- GR – bieżąca wartość profilowania gamma,
- GR_{\min} – minimalna wartość profilowania gamma w obrębie danej jednostki litostratygraficznej, odpowiadająca skałom niezailonym (0% zailenia),
- GR_{\max} – maksymalna wartość profilowania gamma w obrębie danej jednostki litostratygraficznej, odpowiadająca skałom w 100% zailonym.

Poprawka na typ medium porowego:

$$\varphi = \varphi * \alpha \quad (10)$$

gdzie:

 φ – porowatość ogólna, α – współczynnik, dla ropy przyjmuje się 0,8-0,9; dla gazu 0,7.**Poprawka na brak zwięzłości:**

Do równania Wylliego wprowadzana jest również poprawka na brak zwięzłości skały, gdy badane utwory występują na małych głębokościach, do około 700-800 m w zależności od rejonu, dla których obserwuje się znaczny wzrost czasu interwałowego, wg wzoru:

$$\varphi = \varphi * \frac{1}{\beta} \quad (11)$$

gdzie: β – współczynnik zwięzłości,

$$\beta = \frac{\Delta T_{sh}}{330} \quad (12)$$

gdzie: ΔT_{sh} – czas interwałowy w sąsiednich poziomach zailonych ($\mu\text{s/m}$).**3.2. Profilowanie gęstościowe RHOB**

Profilowanie gęstościowe to pomiar gęstości objętościowej wyrażanej w jednostkach g/cm^3 (zamiennie kg/m^3). Źródło promieniowania gamma (m.in., ^{60}Co lub ^{137}Cs) wysyła kwanty gamma, które zderzając się z elektronami w formacji tracą część swojej energii. Detektor rejestruje rozproszone promieniowania gamma w dwóch zakresach energetycznych: wyższy odpowiada zjawisku Comptona, niższy zjawisku fotoelektrycznemu. W określeniu gęstości objętościowej wykorzystuje się kwanty gamma powstałe w wyniku rozproszenia comptonowskiego na elektronach pierwiastków budujących ośrodek geologiczny. Mierzona wartość gęstości elektronowej jest związana z gęstością objętościową, a ta z porowatością utworów. W celu wyliczenia współczynnika porowatości na podstawie pomiaru gęstości objętościowej wykorzystuje się poniższy wzór:

$$\varphi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (13)$$

gdzie:

 φ – porowatość ogólna, ρ_{ma} – gęstość szkieletu skalnego, ρ_b – gęstość objętościowa, ρ_{fl} – gęstość płynu wypełniającego przestrzeń porową.**3.3. Profilowanie neutronowe NPHI**

Profilowanie neutronowe mówi o oddziaływaniu neutronów z materią. Urządzenie wykorzystywane do profilowania neutronowego wyposażone jest w źródło chemiczne (Pu-Be lub Am-Be) emitujące neutrony, które zderzając się z materią tracą część swojej energii. Największą zdolność do spowalniania neutronów posiadają atomy wodoru, ich koncentracja w formacji determinuje spadek energii neutronów. Ilość wodoru w skale związana jest głównie z porowatością badanych utworów. Poprawne wyliczenie współczynnika porowatości z profilowania neutronowego wymaga uwzględnienia substancji ilastych i wpływu zailenia na uzyskane pomiary.

$$\varphi = \varphi_N - V_{sh} * \varphi_{Nsh} \quad (14)$$

gdzie:

 φ – porowatość ogólna, φ_N – porowatość neutronowa, V_{sh} – objętościowa zawartość substancji ilastej, φ_{Nsh} – objętościowa zawartość wody w substancji ilastej.

Wyliczone współczynniki porowatości z poszczególnych metod zostały określone w dalszej pracy poniższymi skrótami:

- PHI_W – krzywa współczynnika porowatości wyznaczona z równania Wylliego,
- PHI_RHG – krzywa współczynnika porowatości wyznaczona z równania RHG,
- PHI_RHOB – krzywa współczynnika porowatości wyznaczona z profilowania RHOB,
- PHI_NPHI/NPSC – krzywa współczynnika porowatości wyznaczona z profilowania neutronowego,
- PHI – profilowanie porowatości ogólnej będące wynikiem kompleksowej interpretacji danych geofizyki otworowej wykonanej w programie ULTRA i udostępnionej razem z danymi do projektu.

4. Opis geologiczny obszaru badań

4.1. Zapadlisko przedkarpackie

Zapadlisko przedkarpackie, będące częścią Karpat zewnętrznych, jest najmłodszą jednostką alpidów w Polsce i leży pomiędzy Karpatami a wyżynami środkowej Polski [Stupnicka, 1997]. Utwory neogeńskie przykrywają starsze wiekiem prekambryjskie skały krystaliczne, osady paleozoiku, mezozoiczne osady triasu i jury, lądowe utwory paleogenu reprezentowane przez formacje zlepieńców oraz mułowcowo-piaskowcowe, kolejno zalegające niezgodnie osady miocenu autochtonicznego, utwory fliszowe występujące jako jednostka skolska oraz miocenu transgresywnego „zatoki rzeszowskiej” [Borowska, 2007]. Warstwy neogenu formowały się w trzech facjach: przybrzeżnej, płytkowodnej i głębszego morza, od osadów gruboziarnistych do ilów, wapieni organodetrytycznych i osadów chemicznych. Skomplikowana budowa tektoniczna zapadliska przedkarpackiego wynika z orogenezy, które występowały na jego terenie, od orogenezy kadomijskiej po orogenezę alpejską. Proces rozwoju obszaru zapadliska składał się z dwóch etapów: powstania basenu wewnętrznego i zewnętrznego. Osady, leżące na południu basenu wewnętrznego pokryte są fliszem karpackim lub są sfałdowane i nasunięte na jego północną część, tworząc płaszczowinę stebnicką oraz fałdy brzeżne Karpat. Aktualny teren zapadliska zajmuje basen zewnętrzny, jego część wschodnia i zachodnia, z autochtonicznymi, niesfałdowanymi utworami miocenu.

4.2. Niż Polski

Obszar półwyspu Grotowa w środkowo-zachodniej części Polski należy do jednostki Nizu Polskiego, gdzie na granicy monokliny przedsudeckiej z niecką szczecińską, na platformie wielkopolskiej, zlokalizowano znaczące złoża ropy naftowej i gazu ziemnego [Papiernik i in., 2009]. Głównym poziomem występowania złóż są utwory cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca₂) związane ze strefami: basenową, podnóża platform i mikroplatform węglanowych oraz z barierą węglanową i równią platformową [Czekański i in., 2010]. Zależnie od miejsc sedymentacji spotyka się dużą różnorodność w wydzieleniach litologiczno-facjalnych. Utwory ziarnowięzłe, mułowięzłe i mikrobialne to trzy podstawowe subfacje [Semyrka i in., 2008]. Jednoczesny charakter skały macierzystej i zbiornikowej pozwolił na migrację i akumulację węglowodorów w obrębie utworów dolomitu głównego. Skały macierzyste występują zarówno w formie zwartych, jak i rozproszonych kompleksów. Dominował tu rozwój organizmów, które przyczyniały się do wytwarzania materii organicznej, ulegającej przemianie diagenetycznej w kerogen, a ten kolejno w ropę naftową i gaz ziemny. Przeobrażeniom towarzyszyła produkcja dwutlenku węgla, który po wzbogaceniu wody powodował rozpuszczanie ziaren węglanowych i przyczyniał się do powstawania przestrzeni porowej [Mikołajewski, 2005]. Jej rozwój przebiegał wieloetapowo, a jej współwystępowanie z porowatością międzykrystaliczną i siecią makro- i mikroszczelin stanowi o dobrych właściwościach filtracyjnych. Zależnie od miejsca i występujących w nim facji utwory dolomitu głównego klasyfikuje się jako skałę o typie porowo-szczelinowym, z pojemnością dla gazu i ropy od bardzo niskiej po wysoką.

5. Wyznaczenie porowatości na podstawie profilowań geofizyki otworowej

Profilowania geofizyki otworowej pozwoliły na wyliczenie wartości współczynnika porowatości w otworach C-2 i G-6. Wartości te różnią się od siebie zależnie od metody. Na zróżnicowanie wyników

otrzymanych z poszczególnych profilowań wpłynęło wiele czynników. W obu przypadkach udostępnione dane zawierały profilowanie PHI, które podaje wartość współczynnika porowatości ogólnej otrzymanego w wyniku kompleksowej interpretacji danych geofizyki otworowej. Profilowanie PHI zostało wykorzystane jako profilowanie referencyjne, do którego odniesiono wyniki obliczeń z profilowania akustycznego, gęstościowego i neutronowego.

5.1. Wyniki dla otworu C-2

W otworze C-2 występują utwory klastyczne o bardzo dużym zaileniu. Rozpatrywany odcinek, w którym wyliczono wartość współczynnika porowatości obejmuje interwał od 210 do 1480 m. Są to utwory mioceńskie – sarmatu i badenu górnego. Rozwiązanie litologiczne wskazuje, że występują tu piaskowce, wapienie oraz minerały ilaste.

Na podstawie udostępnionego rozwiązania litologicznego dysponowano objętościową zawartością poszczególnych składników mineralnych, co przedstawiono na Zał. nr 1. Przyjmując odpowiednie wartości gęstości oraz prędkości fali w poszczególnych minerałach (Tab. 1) wyliczono za pomocą średniej ważonej prędkość rozchodzenia się fali w szkielecie skalnym wykorzystaną do obliczeń współczynnika porowatości z profilowania akustycznego oraz gęstość szkieletową – wykorzystaną przy obliczeniach z profilowania gęstościowego.

Tab. 1. Wartości prędkości (V) i gęstości (ρ) minerałów wchodzących w skład utworów piaszczysto-ilastych [na podstawie Schön, 2011]

Nazwa	V [m/s]	ρ [kg/cm ³]
MINERAŁY ILASTE	3810	2,53
WAPIEŃ	6540	2,71
PIASKOWIEC	6050	2,65

Z powodu słabej zwięzłości utworów w początkowej części otworu i licznych wymyć, badany odcinek podzielono na dwie części, pierwsza obejmuje interwał od 210,0 m do 898,9 m, druga od 899 m do 1480 m. Przyjęto w nich różne wartości czasu interwałowego w poziomach zailonych ΔT_{sh} , wykorzystywanego przy wprowadzeniu poprawki na zailenie do równania Wylliego oraz równania RHG. W pierwszym interwale wartość ΔT_{sh} wyniosła 636,31 μ s/m, w drugim – 391,26 μ s/m. Pozwoliło to na lepsze dopasowanie wyników współczynnika porowatości od profilowania referencyjnego PHI. Wartości minimalna i maksymalna profilowania gamma wyniosły odpowiednio 40 API i 131 API i zostały odczytane dla całego interwału utworów mioceńskich. Zailenie obliczono z wykorzystaniem modelu Larionova dla utworów trzeciorzędowych (wzór nr 7). Poprawka na zailenie spowodowała znaczące obniżenie współczynnika porowatości dla analizowanych utworów klastycznych.

Kolejno do obu równań wykorzystujących profilowanie akustyczne, tj. Wylliego i RHG, wprowadzono poprawkę na obecność węglowodorów, przyjmując wartość współczynnika $\alpha = 0,7$, przypisaną dla gazu. Poprawkę wprowadzono w odcinkach, gdzie zauważono spadek prędkości fali oraz wyniki kompleksowej interpretacji wskazywały na występowanie węglowodorów (Zał. nr 1 2). Interwały, w których wprowadzono poprawkę na obecność gazu zawarto w tabeli 2.

Tab. 2. Zakresy głębokości wprowadzenia poprawki na obecność węglowodorów

Lp.	Interwał głębokości [m]
1	763,1-765,2
2	832,7-833,5
3	899,0-905,1

W pierwszej części otworu do równania Wylliego została wprowadzona również poprawka na brak zwięzłości skały. Wprowadzono ją od początku analizowanego interwału do głębokości 898,9 m.

Wyliczoną na podstawie średniej ważonej gęstości poszczególnych składników mineralnych skał gęstość szkieletową ρ_{ma} zastosowano do obliczeń współczynnika porowatości z profilowania RHOB. W otworze C-2 zastosowano płuczkę potasową, dlatego wartość gęstości płynu wypełniającego przestrzeń porową przyjęto równą 1,08 g/cm³. Skoki na profilowaniu PHI_RHOB w początkowym odcinku są spowodowane

slabą jakością profilowania gęstości, związaną z niską zwięzłością utworów przypowierzchniowych i korelują z licznymi wymyciami zarejestrowanymi na profilowaniu średnicy.

Do wyliczenia współczynnika porowatości z profilowania neutronowego wykorzystano profilowanie NPSC poprawione o wpływ otworu (w jednostkach porowatości piaskowca). W celu identyfikacji minerałów ilastych wchodzących w skład interpretowanych utworów, na podstawie spektrometrycznego profilowania gamma wykonano wykres krzyżowy Th-K. Głównym minerałem ilastym był illit, dla którego parametr j_{Nsh} wynosi 0,09 [Rider, 2002]. Pomimo wykorzystania, poprawionego na wpływ otworu, profilowania porowatości neutronowej w jednostkach piaskowca (NPSC) oraz wprowadzenia poprawki na zailenie, wartość wyliczonego współczynnika porowatości była znacząco zawyżona i istotnie odbiegała od wartości współczynnika porowatości z profilowania PHI i innych wyliczonych w projekcie.

5.2. Wyniki dla otworu G-6

W otworze wiertniczym G-6 poziom dolomitu głównego Ca2 (perm, cechsztyn) występuje w interwale 3300-3380 m. Głębokość zalegania wpływa dodatkowo na jego kompakcję. Jest to skała zbita, o niskim stopniu zailenia, w której poza porowatością pierwotną możliwe jest występowanie porowatości wtórnej w postaci szczelin, spękań i jamek. Wartość współczynnika porowatości na podstawie wyników kompleksowej interpretacji waha się w granicach 0-30%.

Na podstawie udostępnionego rozwiązania litologiczno-porowatościowego dysponowano zawartością poszczególnych składników mineralnych w badanych utworach, tj. minerałów ilastych, halitu, anhydrytu, dolomitu i wapienia. Przyjmując odpowiednie wartości gęstości oraz prędkości fali w poszczególnych minerałach (Tab. 3) wyliczono za pomocą średniej ważonej prędkość rozchodzenia się fali i gęstość szkieletu dolomitu głównego, odpowiednio V_{ma} i ρ_{ma} . Wartości te zostały wykorzystane do obliczeń współczynnika porowatości z profilowania akustycznego i gęstościowego.

Tab. 3. Wartości prędkości (V) i gęstości (ρ) minerałów wchodzących w skład dolomitu głównego [na podstawie Schön, 2011]

Nazwa	V [m/s]	ρ [kg/cm ³]
MINERAŁY ILASTE	3810	2,53
HALIT	4566	2,22
ANHYDRYT	6097	2,96
DOŁOMIT	7010	2,88
KALCYT	6579	2,71

Do wyliczonego współczynnika porowatości ogólnej na podstawie równania Wylliego oraz RHG wprowadzono poprawkę na zailenie. Zailenie obliczono na podstawie modelu Larionova dla utworów starych (wzór nr 8). Ponieważ zailenie utworów dolomitu głównego jest bardzo niskie, czas interwałowy ilów (ΔT_{sh}) niezbędny w obliczeniach poprawki na zailenie odczytano z poziomu leżącego ponad dolomitem i charakteryzującego się dużą wartością zailenia. Jako maksymalną wartość profilowania gamma przyjęto wartość z tego odcinka (190 API), minimalną – najmniejszą wartość z całego otworu (7 API). Wartość odczytanego parametru ΔT_{sh} wynosiła 245,14 μ s/m. Wprowadzenie poprawki na zailenie w utworach dolomitu głównego nie spowodowało znaczących zmian w przebiegu krzywej porowatości otrzymanej z profilowania akustycznego.

Kolejna poprawka, jaką wprowadzono do obliczonej krzywej porowatości, dotyczyła typu medium porowego. Do zidentyfikowania poziomów nasyconych ropą wykorzystano udostępnione wyniki interpretacji wykonanej w programie ULTRA. Na podstawie wykonanej wizualizacji nasycenia przestrzeni porowej wodą oraz węglowodorami ruchomymi i rezydualnymi (Zał. nr 3) oraz analizując przebieg profilowania czasu interwałowego, wprowadzono poprawkę na obecność ropy, stosując współczynnik 0,9, w poniższych odcinkach głębokościowych (Tab. 4):

Tab. 4. Zakresy głębokości wprowadzenia poprawki na obecność węglowodorów

Lp.	Interwał głębokości [m]
1	3309,08-3310,38
2	3311,08-3317,19
3	3318,59-3332,80
4	3341,51-3349,22

Ponieważ utwory dolomitu głównego leżą na głębokości powyżej 3 km poprawka na brak zwięzłości skał do porowatości ogólnej obliczanej z równania Wylliego nie została wprowadzona.

Do wyliczenia współczynnika porowatości z profilowania gęstościowego (RHOB) wykorzystano gęstość szkieletową otrzymaną z średniej ważonej poszczególnych składników matrycy skalnej. Wartość gęstości płynu wypełniającego przestrzeń porową przyjęto $1,2 \text{ g/cm}^3$, ponieważ w otworze G-6 zastosowano płuczkę solno-barytową cechującą się wysoką gęstością.

Profilowanie neutronowe zostało pomierzone w jednostkach porowatości wapienia. Ponieważ utwory dolomitu głównego zbudowane są w dominującej części z dolomitu, powoduje to zawyżenie rejestrowanych wartości profilowania NPHI, a w konsekwencji również zawyżenie wartości współczynnika porowatości ogólnej. Jako wartość objętościowej zawartości wody w substancji ilastej φ_{Nsh} przyjęto wartość dla kaolinitu równą 0,37. Głównymi składnikami zailenia był illit i kaolinit. Wprowadzenie parametru dla kaolinitu dało wyniki lepiej dopasowane do krzywej PHI niż w przypadku wprowadzenia parametru dla illitu.

6. Dyskusja wyników

Obszary, na których położone są otwory G-6 i C-2 charakteryzują się odmienną budową geologiczną i litologią. W przypadku utworów klastycznych spotykamy się z innymi problemami i różnymi parametrami, wpływającymi na pomiary i obliczenia niż w przypadku utworów węglanowych. Piaskowce cechują się bardzo dużym stopniem zailenia. Zailenie w utworach węglanowych jest niewielkie, za to tu spotkać możemy odmienną strukturę przestrzeni porowej w postaci porowatości wtórnej. Dodatkowymi czynnikami są głębokość zalegania badanych utworów oraz wiek skał. W otworze C-2 badane skały, pochodzące z młodszych okresów geologicznych, leżą przy powierzchni Ziemi, stąd ich słabe skonsolidowanie i brak zwięzłości.

6.1. Otwór wiertniczy C-2

Otrzymane wyniki obliczeń współczynnika porowatości z pojedynczych profilowań z różnych metod są w dużej części badanego odcinka zawyżone w porównaniu do wartości profilowania referencyjnego PHI, zarówno w pierwszej jak i w drugiej części analizowanego interwału (Zał. nr 1 2). Równanie Wylliego oraz równanie RHG dają poprawne rozwiązanie dla czystych piaskowców. Obecność zailenia decyduje o podwyższeniu otrzymanych wyników. Dodatkowo na wzrost współczynnika porowatości wyliczonego z równania Wylliego wpływa brak zwięzłości i nieskonsolidowanie badanych utworów. Duże znaczenie w przypadku profilowania akustycznego ma medium wypełniające przestrzeń porową. Pomimo zastosowania koniecznych poprawek wyniki z równania Wylliego i RHG nadal są zawyżone. Liczne wymycia w otworze powodują natomiast znaczące skoki na przebiegu krzywej PHI_RHOB. W drugiej części odcinka C-2 (Zał. nr 2) krzywe PHI_W, PHI_RHG i PHI_RHOB w bardziej zbliżonym stopniu odzwierciedlają przebieg krzywej referencyjnej. Najlepsze odzwierciedlenie dały wyniki z profilowania gęstościowego, które w mniejszym stopniu zależą od medium wypełniającego przestrzeń porową i nie zależą od ilości wodoru w badanych utworach, co odgrywa znaczącą rolę w przypadku profilowania neutronowego. Wprowadzenie poprawek nie przyniosło zmian w przebiegu krzywej PHI_NPSC i zdecydowanie kształtem oraz wartościami odbiega od pozostałych.

6.2. Otwór wiertniczy G-6

Wyliczone krzywe porowatości ogólnej w otworze G-6 (Zał. nr 3, ścieżka 8) mają kształt zbliżony do przebiegu krzywej referencyjnej PHI. Wartość zaniżoną przedstawia PHI_W, wykorzystany wzór Wylliego daje poprawne wyniki w przypadku skał niezailonych, zwięzłych i o jednorodnym rozkładzie drobnych porów. Krzywa PHI_RHG w początkowej części ma wartości niższe, po czym zbiega się z krzywą PHI. Obniżona wartości współczynnika porowatości otrzymana z profilowania akustycznego może być spowodowana występowaniem w utworach węglanowych porowatości wtórnej - szczelin, kawern i spękań, charakteryzujących się dużymi rozmiarami porów oraz wpływem medium nasycającego przestrzeń porową. Zawyżenie wyników w kilku odcinkach krzywej PHI_RHOB pokrywa się z odcinkami występowaniem węglowodorów ruchomych i nieruchomych. Profilowanie gęstościowe uwzględnia zarówno porowatość pierwotną jak i wtórną, dlatego krzywa PHI_RHOB najlepiej oddaje przebieg krzywej referencyjnej. Wykonanie pomiaru sondą neutronową w jednostce wapienia dla utworów dolomitu skutkuje zawyżeniem wyników, co widoczne jest na krzywej PHI_NPHI. Należy pamiętać, że wodór poza medium wypełniającym przestrzeń porową może występować również w minerałach ilastych, zawierających wodę związaną. Na wskazania profilowania neutronowego

wpływają również chlor znajdujący się w mocno zasolonej płuczce oraz pierwiastki bor i gadolin, które są odpowiedzialne za pochłanianie neutronów termicznych. Wartość współczynnika porowatości zbliżony do 0 na początku i na końcu badanego odcinka może być związany z sąsiedztwem utworów anhydrytu.

Załączniki

Załącznik nr 1 – Wyniki obliczeń dla danych z otworu C-2 (210-898,9 m)

Załącznik nr 2 – Wyniki obliczeń dla danych z otworu C-2 (899-1480 m)

Załącznik nr 3 – Wyniki obliczeń dla danych z otworu G-6

Każdy załącznik zawiera 8 ścieżek, ułożonych w tej samej kolejności:

Ścieżka 1 – Skala głębokości

Ścieżka 2 – Rozwiązanie litologiczne

Ścieżka 3 – Wizualizacja nasycenia przestrzeni porowej wodą oraz węglowodorami ruchomymi i rezydualnymi

Ścieżka 4 – Profilowanie średnicy otworu nominalnej – BS (mm) i rzeczywistej – CALI (mm)

Ścieżka 5 – Profilowanie intensywności naturalnej promieniotwórczości gamma GR (API)

Ścieżka 6 – Profilowanie DT (ms/m)

Ścieżka 7 – Profilowanie NPHI/NPSC (%) i RHOB (g/cm³)

Ścieżka 8 – Profilowanie PHI (ułamek) oraz wyliczone krzywe porowatości PHI-W, PHI_RHG, PHI_RHOB, PHI_NHPI/NPSC (ułamek).

Literatura

- Borowska L., 2007. *Opracowanie wyników badań sejsmicznych dla tematu Trzciana-Cierpisz-Zaczernie-3D; Lata 2006-2007*. Archiwum Geofizyki Kraków SA.
- Czekański E., Kwolek K., Mikołajewski Z., 2010. *Złoża węglowodorów w utworach cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2) na bloku Gorzowa*. Przegląd Geologiczny, 58, 8, 695-703.
- Jarzyna J., Bała M., Zorski T., 1997. *Metody geofizyki otworowej, pomiary i interpretacja*. Wydawnictwo AGH, Kraków, 1-222.
- Mikołajewski Z., Wróbel M., 2005. *Petrografia i diagenetyzacja utworów cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2) w rejonie złoża ropy naftowej Lubiatów (zachodnia Polska)*. Przegląd Geologiczny, 53, 4, 335-336.
- Papiernik B., Machowski G., Słupczyński K. & Semyrka R., 2009. *Geologiczny model rejonu akumulacji ropno-gazowej Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG)*. Geologia, 35, 2/1, 175-182.
- Plewa M., Plewa S., 1992. *Petrofizyka*, Wydawnictwo Geologiczne, 32-41.
- Raymer L. L., Hunt E. R. i Gardner J. S., 1980. *An improved sonic transit time to porosity transform*. SPWLA 21st Annual Logging Symposium Transaction, Lafayette, Louisiana, USA, paper P, 1-13.
- Rider M., 1996. *The geological interpretation of well logs, second edition*. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland, 86-147
- Schön J.H., 2011. *Physical properties of rocks*. Elsevier, Amsterdam, 107-157.
- Semyrka R., Semyrka G., Zych I., 2008. *Zmienność parametrów petrofizycznych subfacji dolomitu głównego zachodniej strefy półwyspu grotowa w świetle badań porozymetrycznych*. Geologia, 34, 3, 445-468.
- Stupnicka E., 1997. *Geologia regionalna Polski*. Wydawnictwo Uniwersytetu Warszawskiego, 235-306.
- Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W., 1956. *Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media*. Geophysics, 21, 1, 41-70.

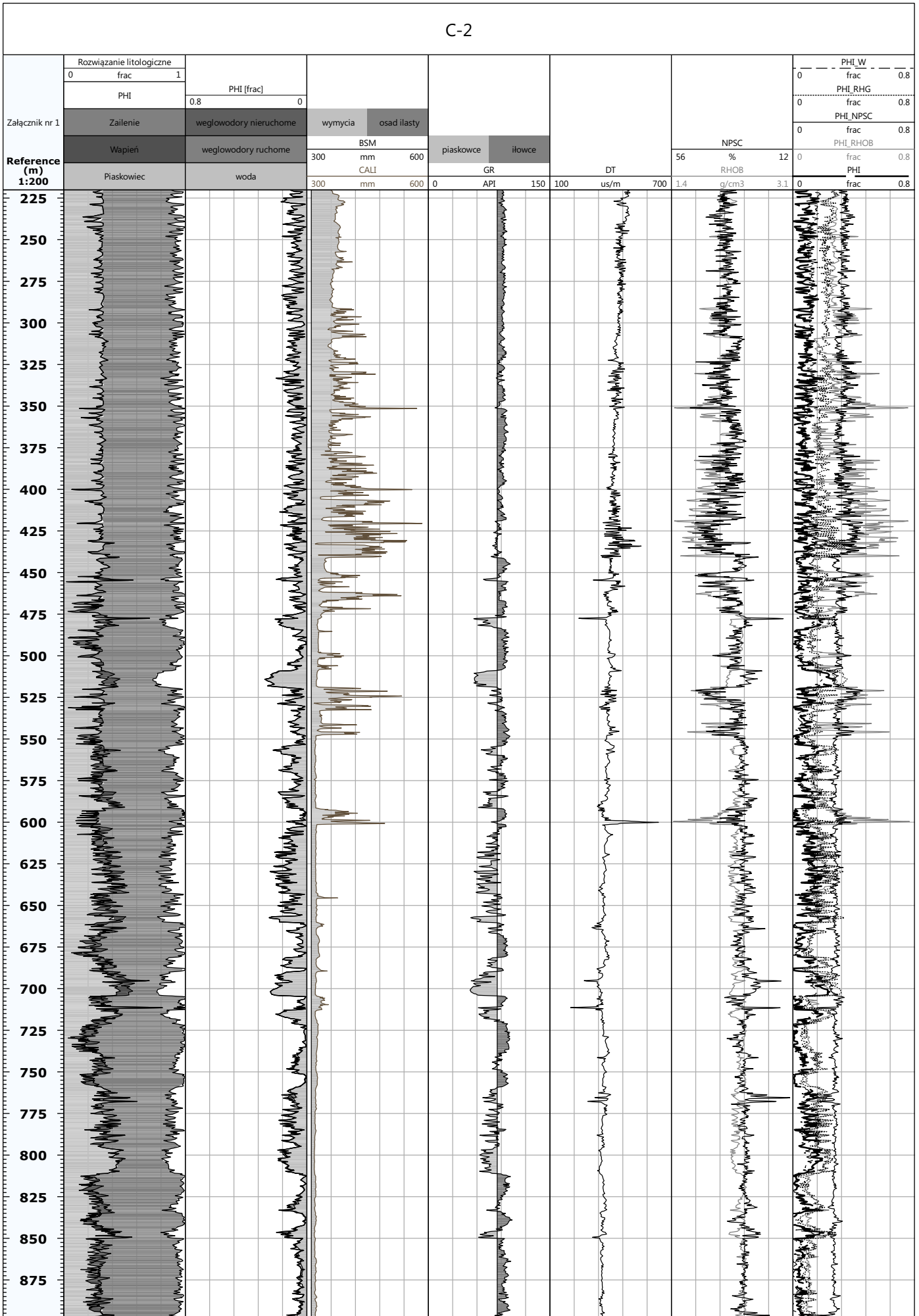
Methods of determining total porosity based on well logs in sedimentary and carbonate rocks

Abstract

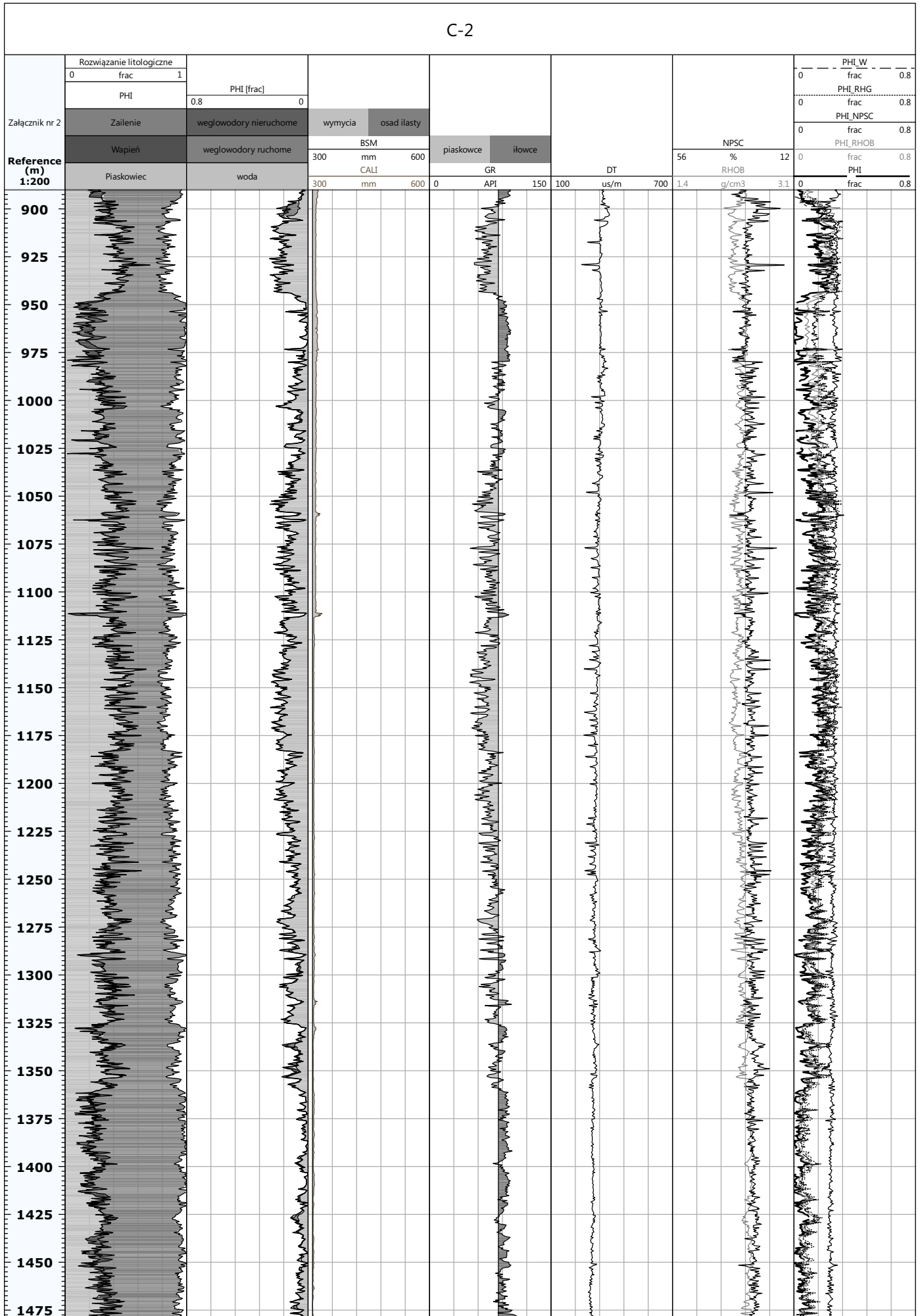
The main goal of this project was to find total porosity in sedimentary and carbonate rocks. Data from three logs such as sonic, density and neutron log was used to calculate the total porosity. The results were corrected and compared with reference data from PHI.

Keywords well logging, total porosity, sonic log, density log, neutron log

Załącznik nr 1. Wyniki obliczeń dla danych z otworu C-2 (210-898,9 m)



Załącznik nr 2. Wyniki obliczeń dla danych z otworu C-2 (899-1480 m)



Załącznik nr 3. Wyniki obliczeń dla danych z otworu G-6

