

Jadwiga Jarzyna, Paulina Krakowska

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Dobór parametrów petrofizycznych węglanowych skał zbiornikowych w celu podwyższenia dokładności wyznaczenia współczynnika nasycenia wodą

Wprowadzenie

Petrofizyk prowadzący interpretację profilowań geofizyki otworowej często musi odpowiedzieć na pytanie, czym spowodowana jest rozbieżność pomiędzy uzyskanymi wynikami, a rezultatami testów złożowych w otworze lub wynikami badań na rdzeniach? W trzech przykładowych otworach wiertniczych, odwierconych w celu poszukiwania węglowodorów, przeprowadzono kompleksową interpretację profilowań geofizyki otworowej i przeanalizowano wyniki badań laboratoryjnych na rdzeniach. W przypadku otworu wiertniczego A zauważono anomalnie niskie wartości oporności pozornej, co wskazywało na ośrodek skalny dobrze przewodzący prąd elektryczny, zatem nie zawierający węglowodorów w przestrzeni porowej. Badania laboratoryjne na rdzeniach wykazały jednak w przestrzeni porowej występowanie

filtratu płuczki i gazu. Należało uzasadnić planowanie dalszych prac w tym otworze. Wyniki kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki otworowej w otworach B i C wykazywały wysokie nasycenie wodą S_w , i co za tym idzie – niskie nasycenie węglowodorami. Takie wyniki interpretacji nie znalazły potwierdzenia w testach złożowych, zatem należało poszukać przyczyny uzyskania wysokiego współczynnika nasycenia wodą S_w .

W pracy dobierano współczynnik zwięzłości skały m , który istotnie wpływa na obliczany współczynnik nasycenia wodą S_w , korzystając z równania ciągłości przepływu Montarona, wzorów Borai'a i Shell'a. Przeprowadzono interpretację profilowań geofizyki otworowej z użyciem wyznaczonych współczynników i uzyskano zgodność wyników interpretacji z wynikami badań laboratoryjnych.

Elementy budowy geologicznej w rejonie otworów badawczych [9]

Badany obszar, na którym występuje otwór A, jest częścią platformy pelagicznej, która od wczesnej kredy do eocenu była platformą węglanową z systemem zrębów tektonicznych oraz bloków, pociętych uskokami. Przedmiotem analiz jest strefa zbiornikowa *Campanian Chalk* w interwale głębokościowym między 4750 m a 4950 m, na zrębie tektonicznym. Formacja ta składa się z pelagicznej kredy wieku kredy górnej (Cr3), zbudowanej z otwornic (*Foraminiferal Nannofossil Chalk*). Analizowane osady charakteryzują się wysoką mikroporowatością (8–32%) i niezbyt wysoką przepuszczalnością, w granicach 0,01–7,5 mD. Porowatość zmienia się w zależności od zawar-

tości spoiwa kalcytowego. Niższe porowatości występują w interwałach o wysokiej zawartości skorup otwornic. W obszarze badań często występują otwarte stylolity, tworzące poziome kanały do przepływu cieczy. Obserwuje się także pionowe i prawie pionowe szczeliny, miejscami przekraczające 10 m długości, tworzące kanały do przepływu cieczy o kierunku NW-SE.

W badanym interwale głębokościowym w otworze B (5200–5700 m) dominują mikrobialne maty oraz sferolity z ograniczoną dolomityzacją, znajdujące się poniżej warstwy soli. Istotną rolę odgrywa tu silifikacja. W oglądzie makroskopowym nie obserwuje się szczelin. Wtórne roz-

puszczanie skał węglanowych spowodowało zwiększenie porowatości pierwotnej.

Otwór C znajduje się w obrębie basenu prekaspjskiego. Skały węglanowe, przewiercone w interwale 4530–5200 m, mają słabe właściwości zbiornikowe – średnia porowatość obliczona na podstawie wyników badań laboratoryjnych

wynosi 5%, natomiast średnia przepuszczalność jest równa 7 mD. Wiek utworów datuje się od karbonu do permu. Przepływ ciecchy w analizowanych utworach jest możliwy dzięki obecności wapieni oolitowych. Obecne są szczeliny, a wymycia często występują w facjach związanymi z biohermami.

Profilowania geofizyki otworowej i dane laboratoryjne

W analizach wykorzystano profilowania geofizyki otworowej oraz wyniki interpretacji, w postaci współczynnika porowatości ogólnej (PHI) i współczynnika nasycenia wodą (S_w).

W otworze A dysponowano następującymi profilowaniami geofizyki otworowej: średnicy ($CALI$), akustycznym ($DTCO$), gamma (GR), neutronowym ($NPHI$), gęstościowym ($RHOB$) oraz dwoma pomiarami oporności $\{(LLd - R_i)$ i $(LLs - R_{x0})\}$.

W otworze B wykorzystano następujące profilowania geofizyki otworowej: średnicy otworu ($CALI$), gamma (GR) oraz indukcyjne o wysokiej rozdzielczości ($ART: AT10, AT20, AT30, AT60$ i $AT90$). Wykorzystano także wyniki kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki otworowej: porowatość neutronową – obliczoną na podstawie wyników profilowania magnetycznego rezonansu jądrowego ($PHICMP$) (*Porosity Hydrogen Index CoMPuted*) oraz współczynnik nasycenia wodą, także obliczony na podstawie wyników profilowania MRJ ($SWIMR$).

Dane z otworu wiertniczego C obejmują następujące pomiary geofizyki otworowej: średnicy otworu ($CALI$), mikroprofilowanie oporności (ML), sterowane profilowanie oporności dalekiego zasięgu (LLd) oraz wyniki kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki otworowej:

porowatość – obliczoną na podstawie profilowania akustycznego i neutronowego, przy uwzględnieniu modelu skały dwuskładnikowej (wapień i dolomit) ($PHISNE$) oraz współczynnik nasycenia wodą – obliczony na podstawie porowatości $PHISNE - (SWSNE)$.

Badania laboratoryjne $SCAL$ (*Special Core AnaLysis*) zostały wykonane na próbkach pobranych z rdzeni wiertniczych, z odpowiednich głębokości. Do obliczeń w otworze A wykorzystano wyniki badań laboratoryjnych na próbkach skał pobranych z pobliskich otworów wiertniczych A' i A'' . W przypadku otworu wiertniczego C wykorzystano dane uzyskane w pobliskim otworze C' . Wykorzystano wyniki pomiaru oporności, które następnie posłużyły do obliczenia parametru nasycenia ($R.I.$) dla różnych wartości współczynnika nasycenia wodą S_w .

We wszystkich otworach obliczono podstawowe statystyki dla wartości porowatości ogólnej, obliczonej w wyniku interpretacji ilościowej profilowań geofizyki otworowej (w otworze A – neutronowego i gęstościowego, w otworze B – magnetycznego rezonansu jądrowego, a w otworze C – neutronowego i akustycznego). Ilość próbek zapewnia wiarygodność wyliczonych statystyk. W otworze A w badanym interwale obserwuje się wysoką porowatość, natomiast w otworach B i C – niską (tablica 1).

Tablica 1. Podstawowe statystyki dla wartości porowatości ogólnej, będącej wynikiem interpretacji profilowań neutronowego i akustycznego

	N	N10	Udział proc.	Φ_{sr}	Φ_{max}	Φ_{min}	$\Phi_{najczestsza}$	Odchylenie standardowe
A	689	135	19,59	14,68	21,13	1,9	19,73	4,39
B	1274	1036	81,32	5,77	28,71	0,02	4,9	4,39
C	4591	4168	90,79	6,52	15,45	0,02	7,39	2,45

N – ilość próbek,

N_{10} – ilość próbek o porowatości poniżej 10%,

Udział proc. – udział proc. próbek o porowatości poniżej 10%, w stosunku do całkowitej liczby próbek,

Φ_{sr} – wartość średnia porowatości,

Φ_{max} – wartość maksymalna porowatości,

Φ_{min} – wartość minimalna porowatości,

$\Phi_{najczestsza}$ – wartość porowatości najczęściej występująca w zbiorze wszystkich próbek.

Równania łączące oporność skały z porowatością i współczynnikiem nasycenia wodą

Równanie ciągłości przepływu

Gdy Gustaw Archie w 1942 roku [1] zaproponował równanie wiążące określone parametry petrofizyczne, wydawało się, że nastąpiła nowa era dla przemysłu naftowego i gazowego. Równanie Archie'ego pozwoliło liczbowo określać zasoby złóż węglowodorów na podstawie profilowań oporności i profilowań wyznaczających porowatość. Szybko jednak okazało się, że najprostsza wersja równania Archie'go (1) daje poprawne wyniki tylko dla formacji niezailonych i zbitych [8]:

$$R_t = \frac{R_w}{S_w^n \phi^m} \quad (1)$$

gdzie:

R_t – oporność skały niezmięnionej filtracją filtratu płuczki,

R_w – oporność wody złożowej,

Φ – porowatość efektywna,

S_w – współczynnik nasycenia wodą,

m – współczynnik zwięzłości,

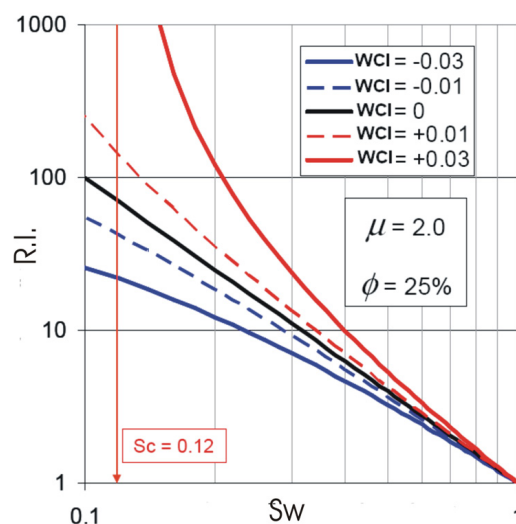
n – współczynnik zwilżalności.

W uogólnionej postaci równanie Archie'go wymaga określenia współczynnika zwięzłości m i współczynnika zwilżalności n . W zależności od typu skały, przyjmują one różne wartości [3]. Wysokie wartości współczynnika zwięzłości skały m kojarzone są z wysokimi wartościami krętości kanałów porowych (niska ciągłość przepływu) [7]. Wartości współczynnika zwięzłości m rosną ze spadkiem stopnia połączenia przestrzeni porowej skały [7]. Dobór poprawnych wartości współczynników jest szczególnie ważny przy badaniu skał węglanowych, gdzie oprócz porowatości intergranularnej występuje szczelinowatość i jamistość.

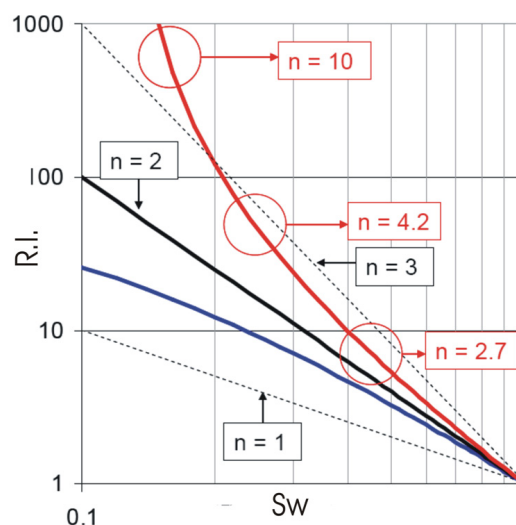
Współczynnik zwilżalności n można odczytać z wykresu sporządzonego w układzie dwulogarytmicznym $R.I.$ vs. S_w (rysunek 1). Ciągła linia czarna i dwie linie przerywane odpowiadają wartościom $n = 1, 2$ i 3 . Jeżeli zależność staje się krzywoliniowa (krzywe czerwona i niebieska), wtedy równanie Archie'go nie może zostać zastosowane [7]. Krzywa niebieska może odpowiadać skałom zailonym (większe przewodnictwo przy mniejszym nasyceniu wodą), natomiast czerwona krzywa opisuje skały hydrofobowe. Rysunek 1 pozwala zrozumieć, dlaczego dla piaskowców zailonych i skał hydrofobowych wyznaczenie jednej wartości współczynnika zwilżalności n jest niemożliwe. Nachylenie krzywej czerwonej w każdym

miejscu jest inne. Tangens kąta nachylenia stycznej do czerwonej krzywej w różnych miejscach waha się od 2 do -10 , co daje współczynnik zwilżalności n należący do przedziału 2–10.

Równanie ciągłości przepływu (2) [6] jest propozycją nowego podejścia do równania Archie'go i zakłada jednolite ujęcie przepływu mediów w przestrzeni porowej oraz ocenę oporności, w funkcji nasycenia wodą, dla wszystkich skał. W równaniu tym wprowadzono współczynnik WCI (*Water Connectivity Index*), określający liczbowo zjawisko ciągłości przepływu w przestrzeni porowej.



Rys. 1. Zależność parametru nasycenia $R.I.$ od współczynnika nasycenia wodą S_w dla różnych współczynników zwilżalności n [7]



Rys. 2. Parametr nasycenia $R.I.$ w funkcji współczynnika nasycenia wodą S_w , uzyskany z równania ciągłości przepływu dla $\mu = 2,0$ [7]

$$R_t = \frac{R'_w}{(S_w \cdot \phi - WCI)^\mu} \quad (2)$$

$$R'_w = R_w(1 - WCI)^\mu \quad (3a)$$

$$\sigma = \sigma'_w (S_w \cdot \phi - WCI)^\mu \quad (3b)$$

gdzie:

R'_w – pozorna oporność wody złożowej,

σ'_w – pozorna przewodność wody złożowej,

μ – współczynnik przewodności.

W porównaniu do współczynników m i n we wzorze Archie'go, współczynnik μ zawiera się w mniejszym przedziale zmienności (1,6–2,0). Współczynnik ciągłości przepływu WCI przyjmuje niewielkie wartości; typowy zakres zamyka się w przedziale od $-0,02$ do $0,02$ [7]. Współczynnik WCI jest parametrem korekcyjnym, który dostosowuje objętość wody (porowatość) w równaniach (2) i (3) do dodatnich, bądź ujemnych efektów przewodzenia wody w skałach. Przy danej zmienności wartości współczynników μ i WCI , pozorna oporność wody złożowej R'_w mieści się w przedziale 5% zmienności rzeczywistej oporności wody złożowej R_w . Niepewność związana z doborem wartości oporności wody złożowej R_w jest zwykle akceptowana w obliczeniach, w których upraszcza się równanie (2), zastępując R'_w opornością R_w .

Na rysunku 2 wyjaśniono zastosowanie współczynnika WCI , który kontroluje krzywiznę wykresu $R.I.$ vs. S_w . Krzywizna jest negatywna (wypukła w górę w lewej części wykresu) dla ujemnych wartości współczynnika WCI .

Parametr nasycenia $R.I.$, definiowany jako stosunek oporności skały niezmięnionej filtracją R_t do oporności skały w 100% nasyconej wodą złożową R_o , może być także wyrażony przez krytyczne nasycenie wodą S_c [7]:

$$R.I. = \left(\frac{1 - S_c}{S_w - S_c} \right)^\mu \quad (4)$$

$$S_c = \frac{WCI}{\phi} \quad (5)$$

Krytyczne nasycenie wodą S_c określa rozbieżność pomiędzy przewodnością rzeczywistą skały, a wartością przewodności zgodną z prawem Archie'go. Gdy współczynnik WCI jest równy 0, wtedy równanie ciągłości przepływu przechodzi w równanie Archie'go, przy założeniu, że $m = n = \mu$. Kiedy krytyczne nasycenie S_c jest dodatnie (dla dodatnich WCI), oporność przyjmuje wysokie wartości,

gdy nasycenie wodą jest bliskie S_c . Na rysunku 2 krytyczne nasycenie $S_c = 0,12$ odpowiada czerwonej krzywej o $WCI = 0,03$. Taki ekstremalny przypadek może być obserwowany w skałach hydrofobowych, o nasyceniu węglowodorami wynoszącym przynajmniej 85%.

Niezailone piaskowce mają skłonność do pozostania hydrofilowymi – nawet gdy są poddane wpływowi ropy naftowej przy występowaniu wysokich temperatur złożowych i ciśnienia. W skałe hydrofilowej powierzchnia porów jest zawsze pokryta ciągłą warstwą wody, nawet gdy nasycenie wodą jest niskie. W przypadku skały hydrofilowej współczynnik WCI w równaniu (2) jest równy 0. Równanie ciągłości przepływu przechodzi w równanie Archie'go w przypadku niezailonych piaskowców. W przypadku piaskowców zailonych przewodność wody związanej w łałach jest wyższa niż przewodność wody złożowej. Współczynnik WCI przyjmuje ujemne wartości i krzywizna wykresu $R.I.$ vs. S_w jest wypukła w górę. Krytyczne nasycenie S_c osiąga wtedy ujemne wartości. Fizyczna interpretacja ujemnego krytycznego nasycenia S_c jest związana z wyższą przewodnością skały dla niższych wartości nasycenia wodą niż jest to przewidywane z równania Archie'go. Im mniej wody złożowej jest w skałe tym bardziej jest ona połączona w strugi.

Skały hydrofobowe nigdy nie spełniają warunku 100-procentowego pokrycia powierzchni przestrzeni porowej ropą naftową. W większości przypadków powierzchnia porów pokryta ropą jest mała – wynosi zaledwie kilka procent. Jest to wynik faktu, że mikropory¹ są hydrofilowe i generalnie w pełni nasycone wodą, a to one właśnie stanowią większą część przestrzeni porowej. Jednak o wielkości porowatości i ruchu mediów w przestrzeni porowej decydują mezopory i makropory. Tylko makropory i część mezoporów mogą być hydrofobowe. Hydrofobowe skały węglanowe charakteryzują się dodatnią wartością współczynnika WCI – tłumaczy to pozytywną krzywiznę (krzywa wypukła w dół) na wykresie $R.I.$ vs. S_w . Przewodność wody złożowej jest zawsze obniżana przez obecność węglowodorów, gdyż powodują one przerwanie ciągłości w warstewce wody otaczającej pory.

Niektóre skały węglanowe o mieszanym typie zwilżalności nie wykazują wykresu $R.I.$ vs. S_w wypukłego w dół, natomiast spełniają równanie Archie'go. Mogą też wykazać wypukły w górę wykres parametru nasycenia $R.I.$ vs. S_w (podobnie jak piaskowce zailone). Wyjaśnienia tego para-

¹ Według International Union of Pure and Applied Chemistry, mikropory to pory o średnicy $d < 2$ nm; mezopory – o średnicy 2 nm $\leq d < 50$ nm, natomiast makropory – o $d \geq 50$ nm.

doksu należy poszukiwać w strukturze przestrzeni porowej skał węglanowych i w procesie przewodzenia w nich wody złożowej. Pory o wielkości submikronowej są tak małe, że aby ropa mogła je penetrować, muszą występować wysokie ciśnienia kapilarne. Dlatego też generalnie przyjmuje się, że skały mikrytowe pozostają nasycone wodą. Do modelu mikrytowych skał węglanowych nie zaliczamy przypadków skał węglanowych z wymyciami. Obecność powierzchni mezo- i makro porów pokrytych ropą redukuje ciągłość w warstwie wody i odpowiada dodatniemu współczynnikowi WCI . Wysoka, dodatnia wartość współczynnika WCI powinna wygenerować pozytywny współczynnik nachylenia krzywej $R.I.$ vs. S_w – jeśli skała nie posiada mikroporowości. Obecność mikroporowości w ziarnach mikrytowych generuje ujemny współczynnik WCI , zatem mikrytowe skały węglanowe mogą zachowywać się podobnie jak piaskowce zailone (mogą się także zachowywać jak skały hydrofobowe lub podążać za równaniem Archie'go, gdy WCI będzie bliskie 0).

Współczynnik zwilżalności n może być powiązany z parametrami występującymi w równaniu ciągłości przepływu, przez porównanie równania (4) z równaniem Archie'go (1). W ten sposób otrzymano związek:

$$n = \mu \frac{\ln(S_w - S_c) - \ln(1 - S_c)}{\ln S_w} \quad (6)$$

Podobnie można wyznaczyć współczynnik zwięzłości m :

$$m = \mu \frac{\ln(1 - S_c) - \ln\left(\frac{1}{\phi} - S_c\right)}{\ln \phi} \quad (7)$$

Stabilność współczynnika przewodzenia μ i fakt, że nie jest on zależny od nasycenia wodą S_w powoduje, że równanie ciągłości przepływu ma prostą postać.

W przypadku, gdy nie ma dostępu do wyników badań przeprowadzonych na rdzeniach, na początek dobrze jest zastosować równanie (2) lub (3) dla $\mu = (1,9; 2,0)$ oraz użyć profilowań geofizyki otworowej do wyznaczenia: współczynnika nasycenia wodą S_w , porowatości i oporności skały niezmięnionej procesem filtracji. Wielkości te są niezbędne do obliczenia współczynnika WCI .

Formuła Shell'a

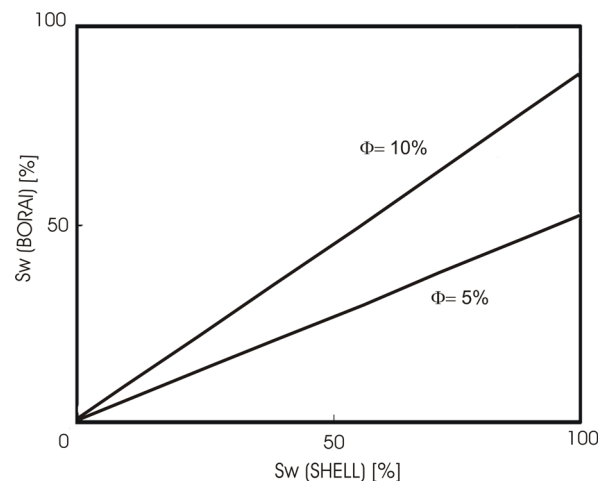
Wzór Shella [2] przedstawia związek pomiędzy współczynnikiem zwięzłości m , a porowatością skały Φ . Określono go dla skał węglanowych o porowatości niższej od 10%.

$$m = 1,87 + \frac{0,019}{\phi} \quad (8)$$

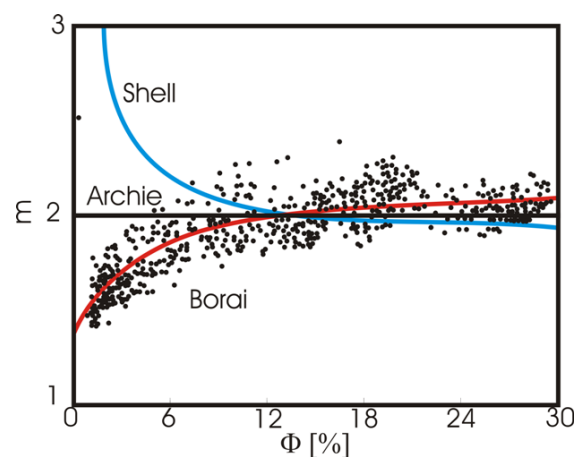
W tym przypadku współczynnik zwięzłości m rośnie przy spadku porowatości. Takie zachowanie współczynnika m w skałach węglanowych jest zgodne z jego zachowaniem w skałach klastycznych [8].

Formuła Borai'a

Interpretacja krzywych geofizyki otworowej z obszaru przybrzeżnego Abu Dhabi wykazała wysokie nasycenie wodą S_w w niektórych strefach występowania skał węglanowych [2], jednakże wskaźniki węglowodorowości obserwowane podczas wiercenia i korelacja wyników uzyskanych podczas bieżących pomiarów z wcześniejszymi, uzyskanymi z pobliskich otworów, jednoznacznie wskazywały, że interpretowane strefy są nasycone węglowodorami. W tej sytuacji zakwestionowano wielkości parametrów użytych do standardowej interpretacji – w szczególności wartości współczynnika zwięzłości m .



Rys. 3. Efekt użycia wzorów Shell'a i Borai'a w celu obliczenia współczynnika nasycenia wodą S_w [2]



Rys. 4. Współczynnik zwięzłości m jako funkcja porowatości Φ na podstawie trzech formuł [2]

Związek współczynnika zwięzłości m i porowatości Φ uzyskany dla wyników badań laboratoryjnych przedstawiono na rysunku 3. Zaobserwowano, że układ punktów nie jest zgodny z wzorami Archie'go i Shell'a. Określono zatem nowy wzór:

$$m = 2,2 - \left(\frac{0,035}{\phi + 0,042} \right) \quad (9)$$

i okazało się, że dla badanych próbek współczynnik zwięzłości m rośnie ze wzrostem porowatości Φ . Nowo wyznaczony wzór ma znaczenie w przypadku skał o niskiej porowatości Φ , gdzie niewielkie zmiany współczynnika zwięzłości m

powodują duże zmiany w wartości współczynnika nasycenia wodą S_w . Współczynnik S_w , obliczony na podstawie wzoru Borai'a, w skałach o niewielkiej porowatości jest niższy, niż w przypadku zastosowania formuły Shell'a (rysunek 4).

Studia nad skałami węglanowymi formacji Abu Dhabi wykazały, że standardowo używana wartość lub wzór na współczynnik zwięzłości m nie dają poprawnych wyników w formacjach o niskiej porowatości Φ . Użycie nowego wzoru znacznie zredukowało obliczony współczynnik nasycenia wodą S_w w nisko porowatych skałach węglanowych i zniwelowało różnice pomiędzy wynikami profilowań, a wynikami testów.

Interpretacja profilowań geofizyki otworowej

Interpretacja z zastosowaniem wyników obliczeń dla równania Montarona

We wstępnym etapie reinterpretacji profilowań geofizyki otworowej, w aspekcie wyznaczania S_w , przeanalizowano przyczyny rejestracji niskich oporności skał, sondami o zróżnicowanym zasięgu radialnym.

W otworze wiertniczym A wydzielono strefy, które mogły mieć obniżoną oporność z powodu obecności niskooporowych składników mineralnych. Na podstawie dokumentacji geologicznej obszaru badań i szczegółowego opisu geologicznego rdzeni wyszukano odcinki profilu geologicznego, w których występowały skały ilaste oraz margle z pirytem, w interwale głębokości 4861,59–4897,93 m. Odcinki te wykluczono z interpretacji.

Piryty różni się od wielu minerałów wysoką przewodnością, wysoką gęstością oraz zawartością żelaza o wysokiej liczbie atomowej [4]. W niektórych przypadkach nawet niska zawartość piryty może spowodować bardzo dobre warunki do przepływu prądu elektrycznego. Obecność piryty powoduje taką redukcję oporności skały, że niemożliwe jest rozpoznanie różnicy w jej nasyceniu (wodą lub węglowodorami).

Obok piryty, obniżenie oporności skał węglanowych może być wywołane zaileniem, spękaniem formacji skalnej, warstwowaniem oraz podwójnym systemem porowatości [9]. Niskie oraz bardzo bliskie liczbowo wartości R_{x0} i R_t mogą wskazywać na głęboką strefę filtracji. Duża porowatość i niska oporność filtratu płuczki, w stosunku do oporności węglowodorów, uzasadniają niskie wartości oporności. Ujemne S_c oraz ujemne WCI mogą wskazywać na zailenie, które także może przyczynić się do obniżenia oporności. Jednak w badanym interwale wskazania na krzywej gamma są bardzo niskie, czyli zailenie praktycz-

nie nie jest obecne. Ujemne wartości WCI można zatem tłumaczyć jedynie udziałem mikrytu, o przestrzeni porowej w całości wypełnionej wodą złożową w badanej skale.

We wszystkich otworach przeanalizowano dostępne wyniki kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki otworowej i stwierdzono, że wpływ obecności składników litologicznych obniżających oporność nie jest na tyle istotny, aby tak wyraźnie zawyżać współczynnik nasycenia wodą S_w . Wykonano zatem reinterpretację pod kątem wyznaczenia porowatości Φ i współczynnika nasycenia wodą S_w , z zastosowaniem równania ciągłości przepływu Montarona, wzorów Shell'a i Borai'a. Wykorzystano wyniki badań laboratoryjnych (*SCAL*) dla obliczenia współczynników przewodności μ i krytycznego nasycenia wodą S_c , które pozwoliły wyznaczyć współczynnik zwięzłości m . Wzory Shell'a i Borai'a użyto bezpośrednio do obliczenia współczynnika zwięzłości m .

Współczynniki zwięzłości m dla otworów A i C obliczono na podstawie parametru nasycenia $R.I.$ oraz współczynnika nasycenia wodą S_w , wykonanych na próbkach skał z otworów A' i A'' oraz C'. Pierwszym krokiem było wybranie N eksperymentalnych punktów ($R.I.(k)$, $S_w(k)$) dla $k = 1, 2, \dots, N$, ze zbioru danych $R.I.$ vs. S_w . Następnie uzyskano najlepsze dopasowanie pomiędzy modelem reprezentowanym przez wzór (4) a wybranymi punktami ($R.I.(k)$, $S_w(k)$) dla $k = 1, 2, \dots, N$. Podczas obliczeń minimalizowano błąd wyrażony równaniem (10):

$$E(\mu, S_c) = \sum_{k=1}^N \left[\log R.I.(k) - \mu \times \log \left(\frac{1 - S_c}{S_w(k) - S_c} \right) \right]^2 \quad (10)$$

Błąd $E(\mu, S_c)$ obliczano przy założeniu wartości współczynnika przewodności μ i krytycznego nasycenia S_c . Minimalna wartość błędu wyznaczyła poprawne wartości współczynnika przewodności μ oraz krytycznego nasy-

Tablica 2. Współczynnik przewodności μ i krytyczne nasycenie S_c oraz współczynnik zwięzłości m dla próbek z otworów wiertniczych A' i A'' oraz C'

A'			A''					C'						
μ														
2,04	2,08	2,30	1,92	1,88	1,38	1,43	2,24	4,02	4,22	3,78	3,53	2,16	1,85	2,34
S_c														
-0,02	-0,03	-0,11	0,05	0,10	-0,06	-0,02	-0,25	0,13	-0,22	0,02	0,06	-0,13	0,054	0,11
m														
2,02	2,05	2,185	1,967	1,976	1,341	1,410	2,004	4,292	3,938	3,805	3,604	2,071	1,884	2,432

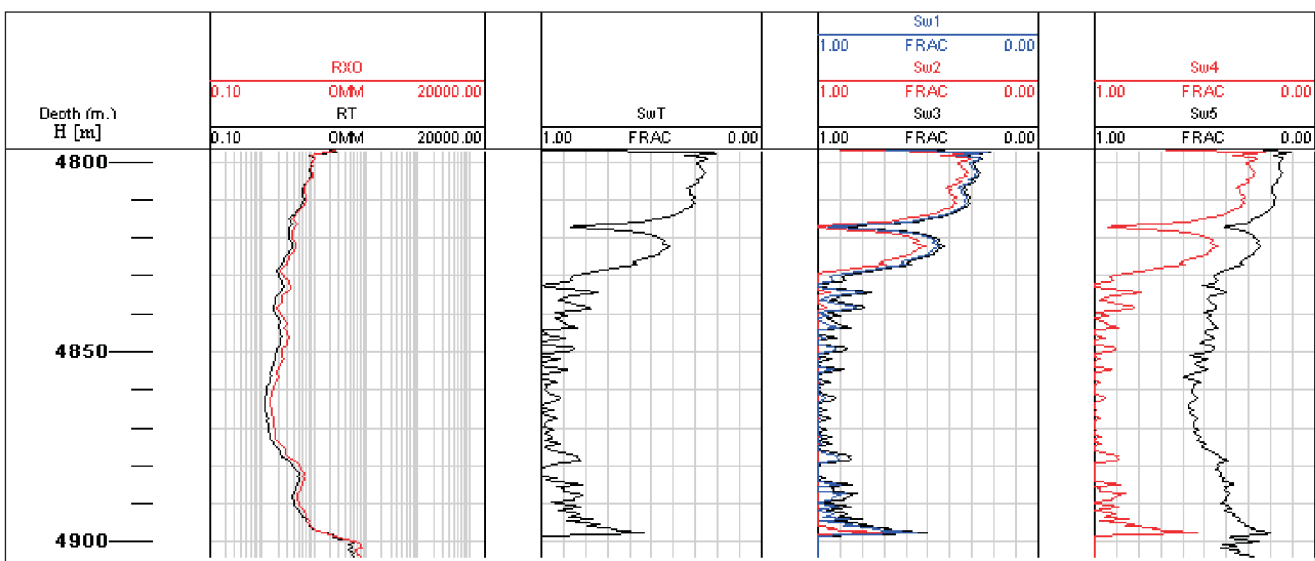
enia S_c . Obliczenia wykonano dla wybranych 9 próbek $R.I.(k)$, $S_w(k)$ z otworów A' oraz A'' oraz dla 10 próbek z otworu C'. Wyniki zestawiono w tablicy 2. Odpowiednie parametry pogrupowano i zaznaczono identycznymi kolorami (np. żółty kolor oznacza, że dla $\mu = 2,04$ i $S_c = -0,02$ otrzymano $m = 2,02$ (tablica 2).

Współczynnik nasycenia wodą S_w , obliczony podczas kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki otworowej, wykonanej w otworze A z użyciem programu Recall (BG Group), przedstawiono na rysunku 5.

Na pierwszej ścieżce wykresu występują profilowania oporności R_t i R_{xo} . Na kolejnych ścieżkach znajdują się profilowania S_w uzyskane dla różnych wartości współczynnika zwięzłości m i krytycznego nasycenia wodą S_c . Wartość współczynnika zwięzłości $m = 1,913$ przyjęto na podstawie raportu zespołu BG Group i na jego podstawie wyznaczono współczynnik nasycenia wodą S_w (krzywa SwT). Wartości $m = 1,967$ (S_w narysowane linią czarną – Sw3), $m = 2,020$

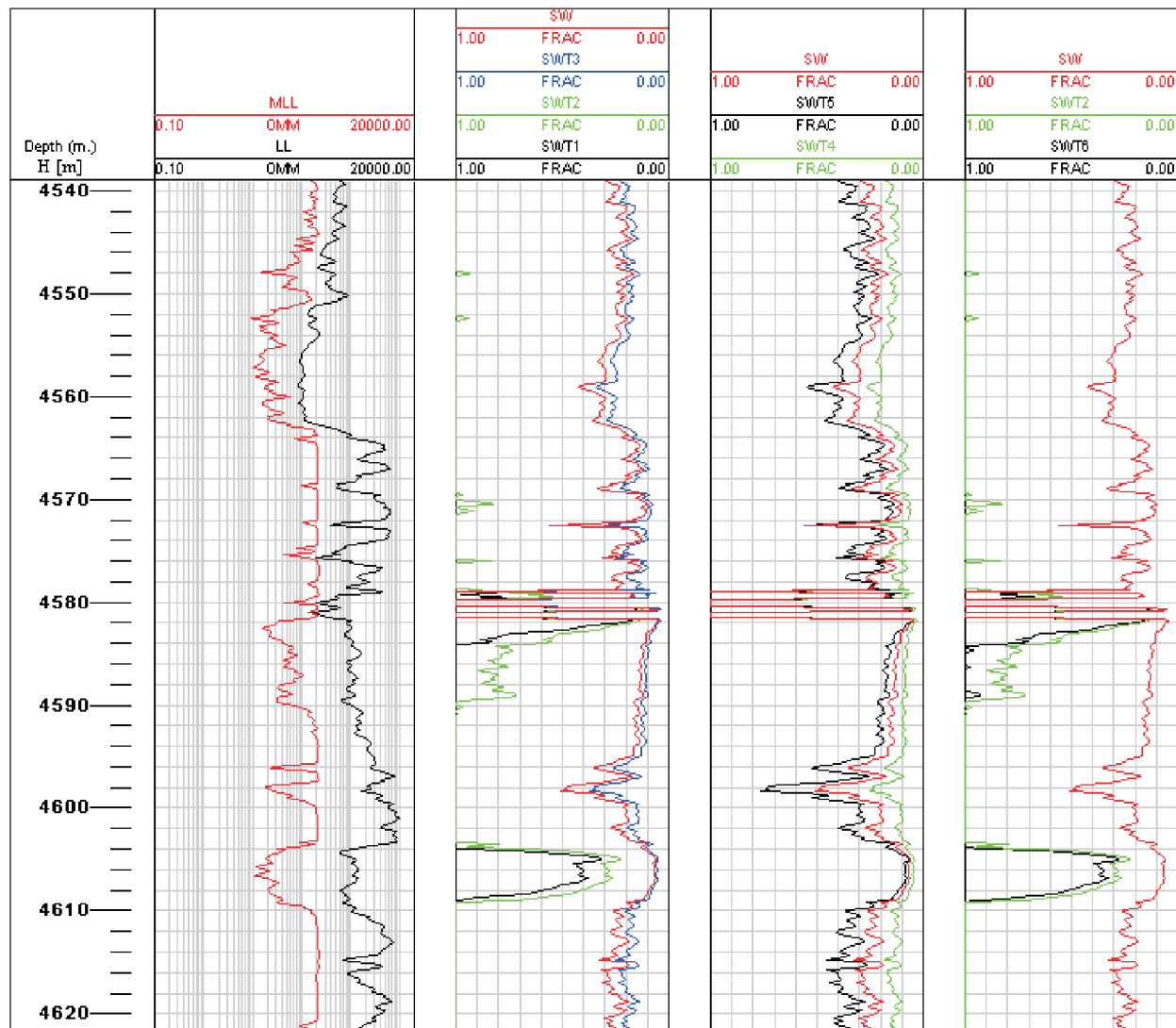
(S_w narysowane linią niebieską – Sw1) i $m = 2,185$ (S_w narysowane linią czerwoną – Sw2) przyjęto na podstawie obliczenia m , z wykorzystaniem równania przepływu dla danych SCAL z otworu A'. Można zatem wyznaczyć obszar, w którym prawdopodobne jest występowanie poprawnych wartości S_w , obliczonych dla współczynnika zwięzłości m z przedziału od 2,02 do 2,185. Ostatnia ścieżka pokazuje wykres S_w dla danych SCAL z otworu A''. Czarna krzywa (Sw5) ilustruje współczynnik nasycenia wodą S_w dla $m = 1,341$, natomiast czerwona (Sw4) dla $m = 2,004$.

Przedstawione wyniki pozwalają stwierdzić, że im niższy jest współczynnik zwięzłości m , tym mniejszy jest współczynnik nasycenia wodą S_w . Ponieważ celem reinterpretacji było uzyskanie współczynnika S_w niższego od wartości obliczonej dla $m = 1,913$, nie brano pod uwagę wyniku $m = 4,292$ uzyskanego w otworze A''. Za najlepszy wynik uznano S_w obliczone dla $m = 1,341$. Skały w otworze wiertniczym A są zaliczane do wapieni mikrytowych,



Rys. 5. Współczynnik nasycenia wodą S_w w otworze wiertniczym A dla różnych wartości współczynnika zwięzłości m

Oznaczenia: SwT – S_w dla $m = 1,913$, Sw1 – S_w dla $m = 2,020$, Sw2 – S_w dla $m = 2,185$, Sw3 – S_w dla $m = 1,967$, Sw4 – S_w dla $m = 2,004$, Sw5 – S_w dla $m = 1,341$



Rys. 6. Współczynnik nasycenia wodą S_w w otworze wiertniczym C dla różnych wartości współczynnika zwięzłości m

Oznaczenia: SWT1 – S_w dla $m = 3,938$, SWT2 – S_w dla $m = 3,604$, SWT3 – S_w dla $m = 2,071$,
 SWT4 – S_w dla $m = 1,884$, SWT5 – S_w dla $m = 2,432$, SWT6 – S_w dla $m = 3,805$

w których udział mikroporowatości w tworzeniu przestrzeni porowej jest znaczny. Zatem za poprawne przyjęto wyniki uzyskane dla ujemnych wartości krytycznego nasycenia S_c .

W otworze C wykonano ponowną interpretację profilowań geofizyki otworowej. Wyniki przedstawiono na rysunku 6.

Na ścieżce pierwszej przedstawiono wykresy sterowanego profilowania oporności LL i MLL. Druga ścieżka przedstawia współczynniki nasycenia wodą S_w dla różnych wartości współczynnika zwięzłości m . Trzecia ścieżka ilustruje wartości współczynnika nasycenia wodą S_w obliczone przy użyciu współczynnika zwięzłości m , wyznaczonego na podstawie danych ze strefy zawodnionej (poniżej *OWC* – *Oil Water Contact*). Czwarta ścieżka ilustruje S_w obliczone przy użyciu współczynnika zwięzłości m , obliczonego dla danych ze strefy występowania ropy naftowej (poniżej

GOC – *Gas Oil Contact*). Czerwony wykres na wszystkich ścieżkach (krzywa SW) jest wynikiem interpretacji standardowej wykonanej przez zespół BG Group, przy założeniu, że współczynnik zwięzłości $m = 2,23$.

Po zastosowaniu równania ciągłości przepływu uzyskano bardzo wysokie wartości współczynnika przewodności μ i krytycznego nasycenia S_c . W związku z tym współczynnik zwięzłości m osiągał wysokie wartości. Możliwe, że jest to spowodowane wpływem na przestrzeń porową dodatkowych czynników, których nie rozważaliśmy dotychczas. Wyniki na rysunku 6 podzielono na dwie części, ze względu na charakter strefy, z której pobrano próbki. Strefa nasycona ropą naftową znajduje się poniżej 4950 m (poniżej *GOC*), natomiast strefa nasycona wodą – poniżej 5165 m (poniżej *OWC*). Dla próbek pobranych ze strefy nasyconej wodą otrzymano niższe wartości współczynnika zwięzłości

m (SWT5 dla $m = 2,432$ i SWT4 dla $m = 1,884$), natomiast dla próbek ze strefy nasyconej ropą naftową – wysokie (tablica 2 – wartości zaznaczone kursywą). W związku z tym otrzymano wyższy współczynnik nasycenia wodą S_w . Do interpretacji przyjęto najniższą wartość m uzyskaną w części skał nasyconych wodą, biorąc pod uwagę założenia Archie'go i jego wzór definiujący współczynnik zwięzłości m określony dla skał nasyconych wodą. Jednak wynik uzyskany w części skał nasyconych ropą wskazuje, że w równaniu przepływu Montarona nie są uwzględnione wszystkie czynniki wpływające na współczynnik μ w skałach nasyconych ropą. Uzyskanie stosunkowo dużej wartości μ i dodatniego $WCI (S_c)$; zarówno w skałach nasyconych ropą ($\mu = 3,78$, $S_c = 0,02$) oraz ($\mu = 3,53$, $S_c = 0,06$), jak i wodą ($\mu = 1,85$, $S_c = 0,054$) oraz ($\mu = 2,34$, $S_c = 0,11$), wskazuje na zwięzłość i hydrofobowość tych skał oraz brak zailenia.

Interpretacja z wykorzystaniem wzorów Shell'a i Borai'a

Wzory Shell'a (7) i Borai'a (8) zostały również wykorzystane do wyznaczenia współczynnika zwięzłości m . W tablicy 3 przedstawiono uśrednione wartości współczynnika zwięzłości m obliczone w profilach otworów A i B, wraz z wybranymi, optymalnymi współczynnikami zwięzłości m uzyskanymi z obliczeń wykonanych z użyciem równania Montarona w otworach A'' i C.

Formuły Shell'a i Borai'a dały wyższe wartości współczynnika zwięzłości skały m i tym samym wyższe wartości współczynnika nasycenia wodą S_w w otworze A,

Tablica 3. Współczynnik zwięzłości m obliczony na podstawie różnych wzorów

Wzór/otwór	Shell	Borai	Montaron	BG Group
	m			
A	1,9780	2,0422	1,410	1,913
B	2,6292	1,7818	–	1,600
C	2,247	1,847	1,884	2,23

w porównaniu do wyniku uzyskanego przy zastosowaniu równania Montarona. Podobne wartości m dostarczone przez wzory Borai'a i Shell'a w otworze A poświadczają fakt, że w badanym interwale dominują skały o porowatości wyższej od 10% (rysunek 3).

W otworze B wzory Shell'a i Borai'a dostarczyły różne wartości m . Niższa wartość uzyskana ze wzoru Borai'a wydaje się być bardziej uzasadniona, w kontekście wcześniejszych uwag dotyczących interpretacji w niskoporowatych utworach węglanowych.

Współczynnik zwięzłości m w otworze wiertniczym C także został obliczony z użyciem wzorów Borai'a i Shell'a. W otworze tym średnia wartość współczynnika porowatości wynosi 6,52%. Wzór Borai'a dał niższy wynik – jego użycie zaniżyło współczynnik nasycenia wodą S_w . Wartość współczynnika m obliczonego ze wzoru Borai'a jest zbliżona do wartości dostarczonej przez wzór Montarona. Obie te wartości są niższe od m użytego w pierwotnej interpretacji. Uzyskany wynik potwierdził obserwacje z rejonu Abu Dabi i przydatność wzoru Borai'a do wyznaczenia m i S_w w skałach o małej porowatości i przepuszczalności.

Podsumowanie

Przeprowadzone obliczenia dla danych z trzech otworów wiertniczych A, B i C pozwoliły ocenić przydatność zastosowanych wzorów do obliczania współczynnika zwięzłości skały m . W przypadku równania ciągłości przepływu Montarona uzyskane wyniki przyniosły oczekiwany skutek, czyli przy ich wykorzystaniu uzyskano niższą wartość współczynnika nasycenia wodą S_w , w porównaniu do wyniku standardowej interpretacji.

W równaniu ciągłości przepływu Montarona, wartości współczynnika ciągłości przepływu WCI i krytycznego nasycenia S_c oraz współczynnika przewodności μ obliczono na podstawie dostępnych wyników badań laboratoryjnych. Wyznaczony współczynnik zwięzłości m okazał się niższy od wyjściowego, zatem mniejszy był też współczynnik S_w . Najlepsze wyniki uzyskano dla danych pochodzących z sąsiedniego otworu wiertniczego A'', najbliższego otworowi A.

W równaniu ciągłości przepływu uwzględnione są czynniki związane z ruchem mediów w przestrzeni porowej, zatem wyznaczenie za jego pomocą współczynnika zwięzłości skały m uwzględnia złożoność procesów wpływających na przepływ prądu elektrycznego w skale. Dlatego też uważamy, że wynik uzyskany z wykorzystaniem tego równania jest poprawny. Wzory Shell'a i Borai'a zastosowane w otworze A podwyższyły wartość współczynnika zwięzłości skały m i tym samym współczynnika nasycenia wodą S_w .

W przypadku otworu wiertniczego B, po zastosowaniu wzoru Borai'a także uzyskano lepszy wynik, w porównaniu do wyniku standardowej interpretacji. Nastąpiło obniżenie współczynnika nasycenia wodą S_w .

Dane z otworu wiertniczego C były najtrudniejsze do zinterpretowania. Po zastosowaniu równania ciągłości przepływu Montarona uzyskano bardzo wysokie wartości

współczynnika przewodności μ i krytycznego nasycenia S_c , w związku z czym współczynnik zwięzłości m osiągał wysokie wartości. Możliwe jest, że w tym przypadku skały są mocno skonsolidowane i na przestrzeń porową mają wpływ dodatkowe czynniki. Stwierdzono, że dla próbek pobranych ze strefy nasyconej wodą otrzymano niższe wartości współczynnika zwięzłości m , natomiast dla próbek ze strefy nasyconej ropą naftową – wysokie. Formuła Borai'a dała wynik zbliżony do wartości uzyskanej

z równania Montarona. Użycie tej wartości m obniżyło współczynnik nasycenia wodą S_w .

Poprawna wartość współczynnika zwięzłości m pozwala na dokładne oszacowanie zasobów złoża. Skalny materiał badawczy potwierdził konieczność prowadzenia szczegółowej analizy składu mineralnego skał. W analizowanych przypadkach obniżenie oporności skały, prowadzące do zawyżenia współczynnika nasycenia wodą, mogło być związane z występowaniem ilów i piritu.

Podziękowanie: Autorki dziękują firmie BG Group z Reading w Wielkiej Brytanii, za udostępnienie profilowań geofizyki otworowej oraz wyników analiz laboratoryjnych, do wykonania interpretacji podczas praktyki dyplomowej studentki AGH WGGiOŚ – Pauliny Krakowskiej w BG Group w roku 2008. Autorki składają także podziękowanie dr Magdalenie Wiśniak i dr Timowi Pritchardowi z firmy BG Group za cenne konsultacje.

Artykuł nadesłano do Redakcji 22.03.2010 r. Przyjęto do druku 27.04.2010 r.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Andrzej Kostecki

Literatura

- [1] Archie G.E.: *The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*. Petroleum Transactions, AIME, vol. 146, 54–62, 1942.
- [2] Borai A.M.: *A New Correlation for The Cementation Factor in Low-Porosity Carbonates*. SPE Formation Evaluation, paper SPE 14401, 1987.
- [3] Jarzyna J., Bała M., Zorski T.: *Metody geofizyki otworowej, pomiary i interpretacja*. UWND AGH, Kraków, 1997.
- [4] Kennedy M.C.: *Gold Fool's: Detecting, Quantifying and Accounting for the Effects of Pyrite on Modern Logs*. SPWLA 45th Annual Logging Symposium, 2004.
- [5] Materiały niepublikowane BG Group.
- [6] Montaron B.: *A Quantitative Model for the Effect of Wettability on the Conductivity of Porous Rocks*. The 15th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, paper SPE 105041, Bahrain, 2007.
- [7] Montaron B.: *Connectivity Theory – A New Approach To Modeling "Non-Archie" Rocks*. SPWLA 49th Annual Logging Symposium, paper GGG, Edinburgh, Scotland, 2008.
- [8] Plewa M., Plewa S.: *Petrofizyka*. Wydawnictwo Geologiczne, Warszawa, 1992.
- [9] *Topical Conference on Low Resistivity Pay in Carbonates*, Abu Dhabi, 30th Jan.–2nd Feb. 2005, Highlights of Discussion, Abu Dhabi SPWLA Local Chapter.



Jadwiga JARZYNA – ukończyła studia w specjalności geofizyka stosowana na Wydziale Geologiczno-Poszukiwawczym AGH. Zajmuje się wyznaczaniem własności fizycznych skał – przede wszystkim zbiornikowych i sprężystych, na podstawie pomiarów geofizyki otworowej i badań laboratoryjnych oraz doskonalą metody kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki otworowej.



Paulina KRAKOWSKA – urodziła się w 1985 roku w Głogowie. W roku 2009 ukończyła studia na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH w Krakowie. Obecnie jest studentką Stacjonarnych Studiów Doktoranckich na kierunku Geofizyka WGGiOŚ AGH. Interesuje się interpretacją skał węglanowych na podstawie pomiarów geofizyki otworowej oraz badań laboratoryjnych.