

**IŁOŚCIOWA CHARAKTERYSTYKA  
PARAMETRÓW PETROFIZYCZNYCH  
ROPO- I GAZONOŚNYCH  
LITOFACJI FLISZOWYCH W PROFILACH WIERCEŃ  
WSCHODNIEJ CZĘŚCI POLSKICH KARPAT**

**Quantitative characteristics of petrophysical parameters of oil- and gas-bearing flysch lithofacies in well sections of the Polish Eastern Carpathians**

**Barbara CZOPEK<sup>1</sup>, Monika SZCZYGIEŁ<sup>1</sup> & Urszula BARAN<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Katedra Surowców Energetycznych; al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail: bczopek@agh.edu.pl, monika.szczygiel@o2.pl*

<sup>2</sup>*Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, Departament Poszukiwania Złóż; ul. Kasprzaka 25A, 01-224 Warszawa; e-mail: urszula.baran@neostrada.pl*

**Treść:** Celem publikacji jest prezentacja wyników zastosowania programu Interactive Petrophysics firmy Schlumberger w interpretacji parametrów petrofizycznych skał fliszowych w profilach 16 otworów usytuowanych we wschodniej części Karpat Zewnętrznych, w obszarze wychodni płaszczowiny skolskiej i śląskiej. Wartości parametrów pakietów piaskowcowych w poszczególnych profilach wierceń, w zakresie: miąższości, zailenia, porowatości i nasycenia węglowodorami, zestawiono w tabelach wg przynależności litostratygraficznej, porównując je następnie z wynikami oznaczeń laboratoryjnych zawartych w dokumentacjach wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasle. Charakterystyka ich zmienności zilustrowana jest wydrukami wyników interpretacji wybranych profili i histogramami rozkładu zailenia i porowatości dla litofacji krośnieńskiej, menilitowej i inoceramowej serii skolskiej, a także warstw krośnieńskich (oraz przejściowych) i menilitowych serii śląskiej. Jako kryterium wydzielenia dla poziomów piaskowcowych przyjęto wartość zailenia poniżej 33.3% oraz porowatość powyżej 3.5%.

**Słowa kluczowe:** Karpaty Zewnętrzne, formacje fliszowe, seria śląska i skolska, prospekcja naftowa, profile wierceń, interpretacja profilowań geofizycznych, charakterystyka piaskowców ropo- i gazonośnych

**Abstract:** The aim of the paper is to present results of application of the Schlumberger's Interactive Petrophysics software to interpretation of petrophysical parameters of flysch rocks in 16 well sections located in the eastern Outer Carpathians, within the area of outcrops of the Skole and Silesian nappes. Values of the parameters (thickness, clay content, porosity, hydrocarbon saturation) of sandstone packages in particular well sections were compiled in tables according to their lithostratigraphic status and then compared to results of laboratory determinations included in documentation of wells drilled by the Polish Oil and Gas Company, South Branch in Jasło. Characteristics of variability in these parameters are illustrated by printouts of interpretation results for selected sections and by histograms of distribution of the clay content and porosity for the Krosno, Menilite and Inoceraman lithofacies in the Skole series, as well as for the Krosno (and Transition) and Menilite Beds in the Silesian series. Clay content lower than 33.3% and porosity higher than 3.5% were accepted as the criterion of distinction of sandstone horizons.

**Key words:** Outer Carpathians, flysch formations, Silesian and Skole series, prospecting for petroleum, well sections, interpretation of well logs, characteristics of oil- and gas-bearing sandstones

## WSTĘP

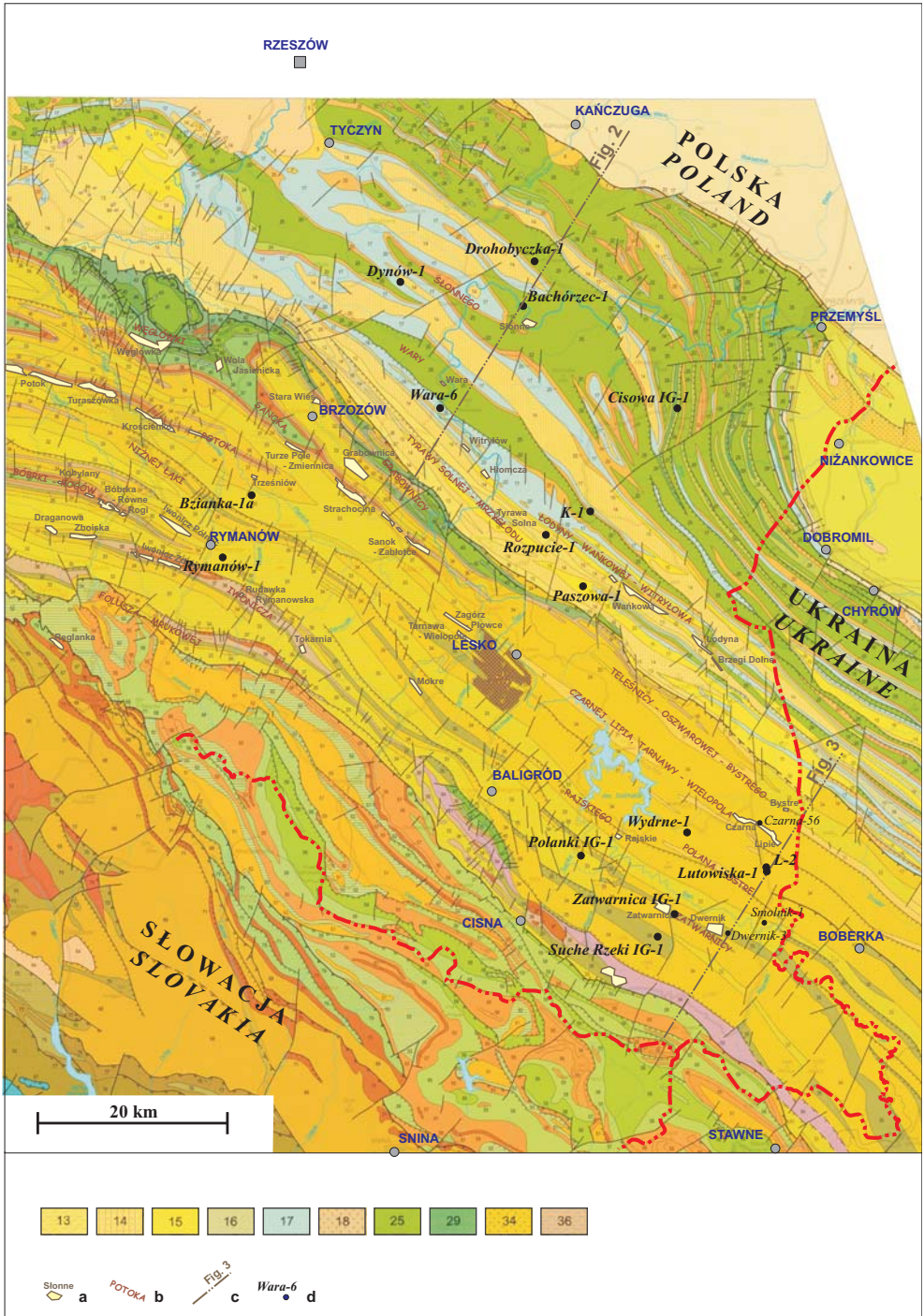
Profil utworów fliszowych Karpat budują głównie osady turbidytowe o dużym zróżnicowaniu poszczególnych litofacji pod względem litologii, miąższości i parametrów petrofizycznych. W obrębie poszczególnych formacji fliszowych występują zarówno skały (piaskowce) o cechach zbiornikowych, jak i uszczelniające je serie ilaste. Wertykalna i lateralna zmienność tych osadów stwarza korzystne sytuacje dla ekranowania migracji węglowodorów. Geometria powierzchni ekranujących jest zazwyczaj bardzo złożona, wskutek intensywnego zaangażowania tektonicznego serii fliszowych. Skomplikowany system fałdów i nasunięć sprzyjał uformowaniu się licznych pułapek strukturalnych, niemiej głębokie rozcięcia erozyjne przegubów antyklin odegrały destrukcyjną rolę, powodując olbrzymie straty potencjału akumulacyjnego szczególnie w obrębie regionalnych wypiętrzeń tektonicznych, m.in. w strefie antyklinorium płaszczowiny skolskiej (Kuśmierk 2001).

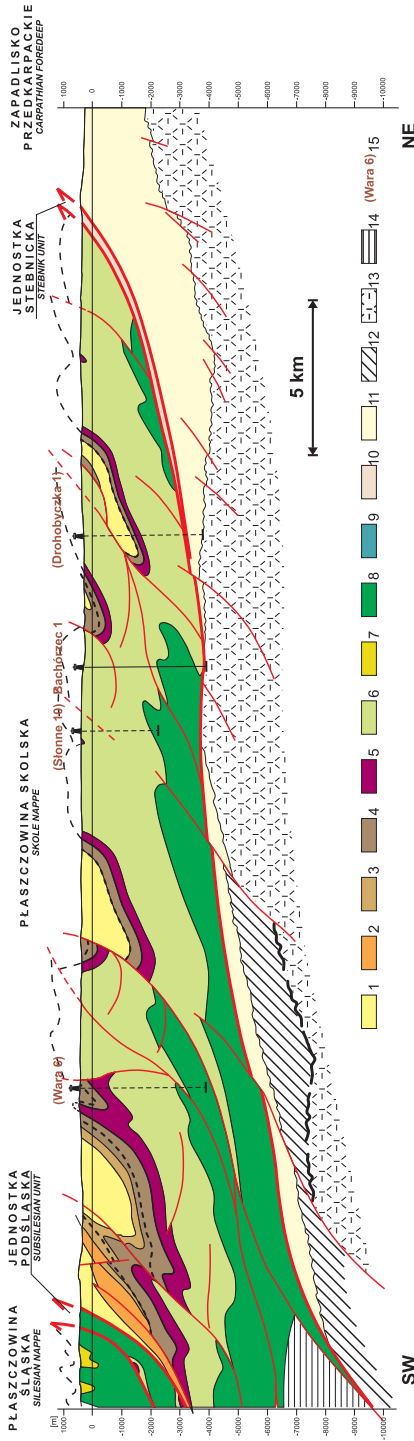
Skomplikowane modele systemów naftowych jednostek strukturalno-facjalnych Karpat Zewnętrznych i drastyczna dyspersja ich potencjałów węglowodorowych stwarzają duże zagrożenie dla osiągnięcia pomyślnych rezultatów złożowych, uzasadniające konieczność wnikliwej analizy zarówno strukturalnych, jak i zbiornikowych uwarunkowań akumulacji węglowodorów o zasobach przemysłowych. Aby uzyskać wiarygodną ocenę dotychczas nieodkrytego potencjału naftowego w badanym obszarze, niezbędne jest odpowiednio precyzyjne wyskalowanie parametrów petrofizycznych w obrębie tzw. jednorodnych obiektów prospekcyjnych, w zakresie ich zmienności i rozkładu przestrzennego, prowadzące do uściślenia czterowymiarowych modeli wydzielonych podsystemów naftowych (Kuśmierk 2004).

W artykule prezentowane są wyniki kompleksowej interpretacji parametrów petrofizycznych utworów fliszowych, przeprowadzonej na podstawie pomiarów geofizyki wiertniczej, przy zastosowaniu programu Interactive Petrophysics firmy Schlumberger, wykonanych w ramach projektu pt. *Badania transgraniczne wgłębnych struktur geologicznych brzeżnej strefy Karpat w aspekcie odkryć i udostępniania nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego*. Analizą objęto 16 odwiertów we wschodniej części Karpat w obrębie wschodni płaszczowin skolskiej i śląskiej (Fig. 1). W otworach tych przewiercano zróżnicowany litologicznie profil osadów fliszowych, w wieku od starszej kredy po wczesny miocen (Fig. 2, 3).

**Fig. 1.** Lokalizacja analizowanych otworów na tle mapy geologicznej Karpat Zewnętrznych (fragment mapy Jankowski, Kopciowski & Ryłko red. 2004). Jednostka skolska: 13 – warstwy krośnieńskie górne – łupki (dolny miocen), 14 – warstwy krośnieńskie górne – piaskowce i łupki (dolny miocen), 15 – warstwy krośnieńskie dolne (oligocen), 16 – warstwy przejściowe (oligocen), 17 – margle globigerinowe, warstwy menilitowe, piaskowce kliwskie (górnymiocen-oligocen), 18 – piaskowce kliwskie (oligocen), 25 – warstwy inoceramowe (senon-paleocen), 29 – warstwy spaskie (barrem-alb). Jednostki śląska i podśląska: 34 – warstwy krośnieńskie dolne (oligocen) 36 – warstwy menilitowe (oligocen), a – złoża w utworach fliszu karpacciego, b – nazwy fałdów, c – linie trawersów, d – otwory analizowane. Pozostałe objaśnienia w: Jankowski *et al.* 2004

**Fig. 1.** Location of the analyzed wells against the background of the geological map of the Outer Carpathians (a fragment of the map by Jankowski, Kopciowski & Ryłko ed. 2004). Skole Unit: 13 – Upper Krosno Beds – shales (Lower Miocene), 14 – Upper Krosno Beds – sandstones and shales (Lower Miocene), 15 – Lower Krosno Beds (Oligocene), 16 – Transition Beds (Oligocene), 17 – Globigerina Marls, Menilite Beds, and Kliwa Sandstones (Upper Eocene-Oligocene), 18 – Kliwa Sandstones (Oligocene), 25 – Inoceramian Beds (Senonian-Paleocene), 29 – Spas Beds (Barremian-Albian). Silesian and Subsilesian units: 34 – Lower Krosno Beds (Oligocene), 36 – Menilite Beds (Oligocene), a – oil and gas fields in the Carpathian flysch deposits, b – names of folds, c – lines of traverses, d – analyzed wells; for remaining explanations see Jankowski *et al.* (2004)





**Fig. 2.** Travers Bukowsko – Łopuszka Wielka; fragment (wg Kuśmierka 2009): 1 – warstwy krosnieńskie środkowe i górne, 2 – warstwy krosnieńskie dolne, 3 – warstwy przejściowe (serii menilitowo-krosnieńskiej), 4 – warstwy menilitowe, 5 – warstwy hieroglifykowe, łupki psitre, piaskowce ciężkowickie, 6 – warstwy istebniańskie, warstwy inoceramowe (formacja z Ropianki), 7 – margle węglowce i łupki psitre, 8 – warstwy spaskie i łupki psitre, 9 – margle krzemionkowe w profilu serii skolskiej, 10 – warstwy skawieńskie, 11 – miocen młodszego (baden-sarmat), seria autochtoniczna, 12 – mezozoik i paleozoik, 13 – prekambryj, 14 – paraautochton fliszowy: paleogen-kreda (młodsza jura), 15 – otwory rztutowane na linię trawersu

**Fig. 2.** Traverse Bukowsko – Łopuszka Wielka; a fragment (after Kuśmierk 2009): 1 – Middle and Upper Krosno Beds, 2 – Lower Krosno Beds, 3 – Transition Beds (of the Menilite – Krosno Series), 4 – Menilite Beds, 5 – Hieroglyphic Beds, Variegated Shales, and Cieżkowice Sandstones, 6 – Istebna Beds and Inoceraman Beds (Ropianka Formation), 7 – Węglówka Marls and Variegated Shales, 8 – Spas Beds and Variegated Shales, 9 – Siliceous Marls in the section of the Skole Series, 10 – Late Miocene (Badenian-Sarmatian), Autochthonous Series, 12 – Mesozoic and Paleozoic, 13 – Precambrian, 14 – flysch paraautochthon: Paleogene-Cretaceous (Late Jurassic), 15 – wells projected onto the traverse

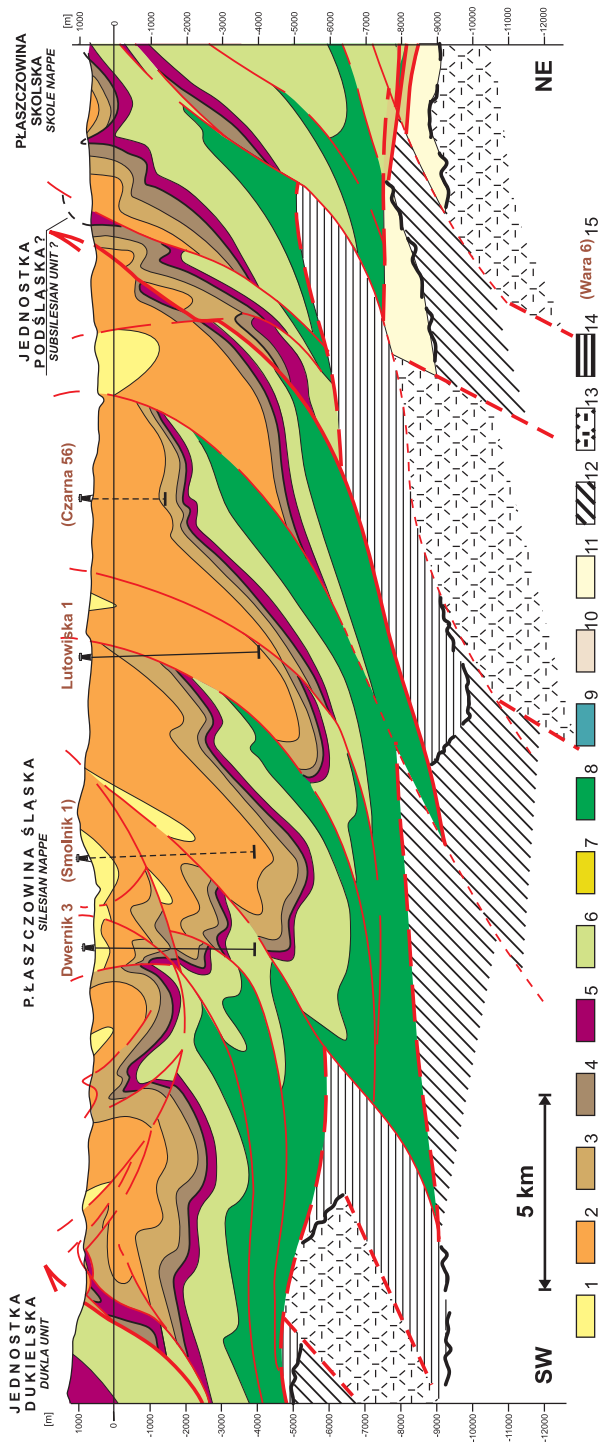


Fig. 3. Trawers Brzegi Górne – Krukenichi; fragment (wg Kuśmierka 2009). Objasnienia – jak do figury 2  
 Fig. 3. Trawers Brzegi Dolne – Krukenichi; a fragment (after Kuśmierk 2009). Explanations as for figure 2

Wyniki analizy ujęto w zestawieniach tabelarycznych, odrębnie dla pakietów piaskowcowych serii krośnieńskiej (oligocen-wczesny miocen), menilitowej (oligocen) oraz warstw inoceramowych (młodsza kreda-starszy paleocen). Piaskowce te, uszczelnione pakietami ilastymi, należą do potencjalnych skał zbiornikowych ropy i gazu (Kuśmerek & Semyrka 2003), z uwagi na ich przemysłową produktywność. Piaskowce krośnieńskie są skałą zbiornikową w polach ropnych: Czarna, Tarnawa – Wielopole, Mokre i Rajskie (Fig. 1), z których w obszarze wschodniej części płaszczowiny śląskiej uzyskano dotychczas najwyższe wydobyte ropy naftowej 600.4 tys. ton (Marcinkowski & Szewczyk 2008). W profilu serii skolskiej za najlepszą skałą zbiornikową uznawane są piaskowce kliwskie przeławicające litofację łupków menilitowych. Najwyższe wydobyte z tych piaskowców uzyskano na polach Wańkowa i Łodyna, łącznie około 1786 tys. ton. Złoża w warstwach inoceramowych: Wara, Hłomcza i Słonne odznaczają się znacznie niższą produktywnością (Marcinkowski & Szewczyk 2008).

Wszystkie analizowane otwory usytuowane są poza zasięgiem dotychczas rozpoznanych i udokumentowanych złóż (Fig. 1), nieliczne opróbowania dawały ślady węglowodorów w rdzeniach i słabe przyływy gazu ziemnego. W obrębie antyklinorium płaszczowiny skolskiej opracowano profile otworów wiertniczych: Drohobyczka-1, Dynów-1, Bachórzec-1 i Cisowa IG-1, a w jej synklinorium wewnętrznym usytuowane są omawiane otwory: Kuźmina-1, Paszowa-1, Rozpucie-1 i Wara-6. W części północno-zachodniej rozpatrywanego obszaru jednostki śląskiej analizowano profile otworów: Rymanów-1 i Bzianka IG-1, natomiast w części południowo-wschodniej: Polanki IG-1, Wydrne-1, Lutowiska-1 i -2, Zatwarnica IG-1 oraz Suche Rzeki IG-1.

Zbiór obejmujący parametry petrofizyczne, obliczone programem Interactive Petrophysics, uzupełniono wynikami badań laboratoryjnych: porowatości, przepuszczalności i gęstości prób rdzeniowych, wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jaśle. W obu zestawieniach jako kryterium kwalifikujące piaskowce do skał zbiornikowych przyjęto: wartość porowatości ponad 3.5% i przepuszczalności powyżej 0.1 mD (Burzewski *et al.* 2001). W tabelach dokumentujących wyinterpretowane parametry pakietów piaskowcowych zamieszczono dla porównania pełny zestaw badań, z pominięciem kryterium porowatości.

## PROCEDURA INTERPRETACJI GEOFIZYCZNEJ

Interpretację przeprowadzono, korzystając z programu Interactive Petrophysics firmy Schlumberger. Program ten cechuje łatwość wprowadzania danych wejściowych, zapisanych w różnych formatach, zarówno w sposób ciągły, jak i punktowy, przy równoczesnym przedstawieniu graficznym danych i możliwości ich interaktywnego korygowania, obejmującego poprawki przekłamań zapisu krzywych, a także wprowadzenie poprawek uwzględniających warunki otworowe, rodzaj sond pomiarowych, co umożliwia dołączony pakiet poprawek „regionalnych” (dla określonych aparatów pomiarowych).

Podstawowym krokiem analizy geofizycznej było ustalenie reperów dla utworów „czystych” (w minimalnym stopniu zailonych) oraz ilastych (łupków). Określono wielkości porowatości w utworach reperowych oraz wartości oporności. Program Interactive, dzięki dołączonemu pakietowi pozwalającemu na ilościową interpretację archiwalnego, klasycznego zestawu sond elektrycznych, gradientowych i potencjałowych (Bała *et al.* 1999), pozwala na obliczenie oporności rzeczywistej, oporności strefy przebytej i strefy filtracji oraz

wielkość strefy przebytej i filtracji. Na ich podstawie możliwe było określenie nasycenia warstw wzdłuż otworu wiertniczego. Do obliczeń wprowadzano poprawkę na średnicę otworu oraz parametry płuczki wiertniczej. Temperaturę – gdy nie były wykonywane jej pomiary – określano na podstawie gradientu lub minimum dwóch punktów pomiarowych. W interpretacji ilościowej program wymagał opracowania dodatkowej krzywej porowatości z pomiaru gęstości bądź prędkości fali akustycznej w ośrodku skalnym.

Istotnym atutem Interactive Petrophysics jest możliwość wydzielania na ekranie w sposób interaktywny odcinków, w których następuje zmiana parametrów fizycznych śledzonych na krzywych wejściowych oraz zmiana parametrów reperowych. Interpretator ma możliwość wyboru modelu zailenia, modelu porowatości i wzorów obliczeń nasycenia w zależności od danych, którymi dysponuje. Ze względu na ograniczony zestaw pomiarowy do obliczeń zailenia, porowatości i nasycenia przyjmowano wzór Archiego oraz model neutronowy. Stosując ten wzór, założono, że przy niepewnej jakości pomiarów błąd interpretacji będzie najmniejszy. Możliwość równoczesnego wprowadzenia na wykres interpretacyjny danych laboratoryjnych: porowatości [%], ciężaru właściwego [ $\text{g/cm}^3$ ] oraz ciężaru objętościowego [ $\text{g/cm}^3$ ] ułatwiała analizę danych wejściowych i interpretację.

Zasadniczy problem stanowiła jakość pomiarów wejściowych. W nielicznych otworach wykonano pomiar akustyczny, czasami tylko w niepełnym profilu, również brak było pomiaru gęstości ośrodka. Wymagało to tworzenia tzw. krzywej syntetycznej gęstości na podstawie innych pomiarów (zailenia, porowatości). Analizę wykonywano na podstawie pomiarów archiwalnych z lat 1963–1994 aparaturami o zróżnicowanej konstrukcji i technice działania wymagającymi różnej metodyki opracowania pomiarów. Do interpretacji wykorzystano zestawy scyfrowanych pomiarów geofizycznych w systemie LAS, z wycechowanymi już pomiarami radiometrycznymi, poza otworami Suche Rzeki IG-1 i Zatwarnica IG-1, w których radiometrię przeliczano na jednostki umowne API, uwzględniając parametry wiercenia. W wielu otworach pomiary radiometryczne wykonywane były w zarurowanym otworze, niekiedy odcinkami, przez podwójną kolumnę rur (w otworach: Kuźmina-1, Bachórzec-1, Wydrne-1), co bardzo utrudniło, a nawet uniemożliwiło, szczegółową interpretację ilościową cienkich warstw piaszczystych. Jakość pomiarów geofizycznych na ogół była niska, dysponowano tylko podstawowym zestawem pomiarów. Stwarza to pewne ograniczenia w możliwości dokładnej analizy ilościowej, stąd też podane wielkości parametrów fizycznych mogą być obarczone pewnym błędem.

## **ANALIZA PARAMETRÓW PETROFIZYCZNYCH WYBRANYCH KOMPLEKSÓW POD KĄTEM MOŻLIWOŚCI AKUMULACJI WĘGLOWODORÓW**

### **Litofacja krośnieńska (oligocen-wczesny miocen) w obszarze płaszczowiny skolskiej (Tab. IA)**

W otworach Drohobyczka-1, Kuźmina-1, Paszowa-1 i Rozpucie-1, usytuowanych w obszarze wewnętrznego synklinorium płaszczowiny skolskiej, przewiercano utwory formacji krośnieńskiej o miąższościach pozornych od 590 m (Drohobyczka-1) do 1669 m (Kuźmina-1) przy braku górnych ogniw tych warstw. W odwiercie Paszowa-1 stwierdzono trzykrotnie

powtórzenie warstw krośnieńskich, miąższość pełnej sekwencji (tj. górnych, środkowych i dolnych) wynosi 3073 m, a przy upadach warstw 50–70° odpowiada miąższości rzeczywistej rzędu 1500 m. Pod tymi utworami w wymienionych profilach otworów występują łupki menilitowe z piaskowcami kliwskimi, a niżej – warstwy hieroglify i pstry łupki eoceńskie.

Analiza wykazała, że utwory serii krośnieńskiej w profilu otworu Drohobyczka-1 są mocno zailone (średnio 65.5%). W Paszowej, mimo piaszczysto-mułowcowego charakteru profilu (średnie zailenie 44%), bez wyraźnych przewarstwień ilastych, pakiety piaskowcowe mają na ogół porowatości poniżej 3%. W pozostałych odwiertach obserwuje się również przewagę litotypu piaskowcowego, w otworze Kuźmina-1 (Fig. 4) średnie zailenie wynosi 43.9%, a w otworze Rozpucie-1 (Fig. 5) – ok. 41.4% przy porowatości 6.3%. W obu tych otworach obecne są pakiety piaskowców o porowatościach rzędu 7–8%, malejących ku spągowi serii do 4–5% (Fig. 6).

### **Litofacja krośnieńska (oligocen) w obszarze płaszczowiny śląskiej (Tab. IB)**

W otworach: Bzianka-1A, Rymanów-1, Wydrne-1, Polanki IG-1, Lutowiska-1, -2, Zatrwarnica IG-1 i Suche Rzeki IG-1, usytuowanych we wschodniej części centralnego synklinorium karpackiego w nawierconym profilu fliszowym dominuje litofacja krośnieńska. Profil litologiczny tych warstw o łącznej miąższości 2685 m, podścielony litofacją menilitową i pstrymi łupkami eocenu, został przewiercony w otworze Bzianka-1A (Fig. 7). W pozostałych otworach występuje tylko dolna część tych utworów (warstwy krośnieńskie dolne), ze znacznym udziałem piaskowców. Niepełna miąższość osadów krośnieńskich dolnych, przy stromym nachyleniu warstw, przekracza 3000 m w profilu Lutowiska-1 (Fig. 3), a w profilu Wydrne-1 3539 m. Pomiędzy warstwami krośnieńskimi a leżącymi niżej menilitowymi wydzielane jest ogniwo warstw przejściowych.

Pakiety piaskowcowe w obrębie warstw krośnieńskich charakteryzują się zmiennym zaileniem i porowatością; cienkie przekładki czystych piaskowców osiągają porowatość do 15% (średnia porowatość całego pakietu poniżej 13%). Średnie zailenie warstw krośnieńskich zmienia się w granicach od ok. 42 do 52% i w poszczególnych otworach wynosi: Bzianka-1A i Rymanów-1 – 48.9% , Wydrne-1 – 48.1%, Polanki IG-1 – 52%, Lutowiska-1 i -2 – odpowiednio 43 i 44.9%, Zatrwarnica IG-1 – 41.6% oraz Suche Rzeki IG-1 – 50%.

### **Litofacja menilitowa (oligocen) w obszarze płaszczowiny skolskiej (Tab. IC)**

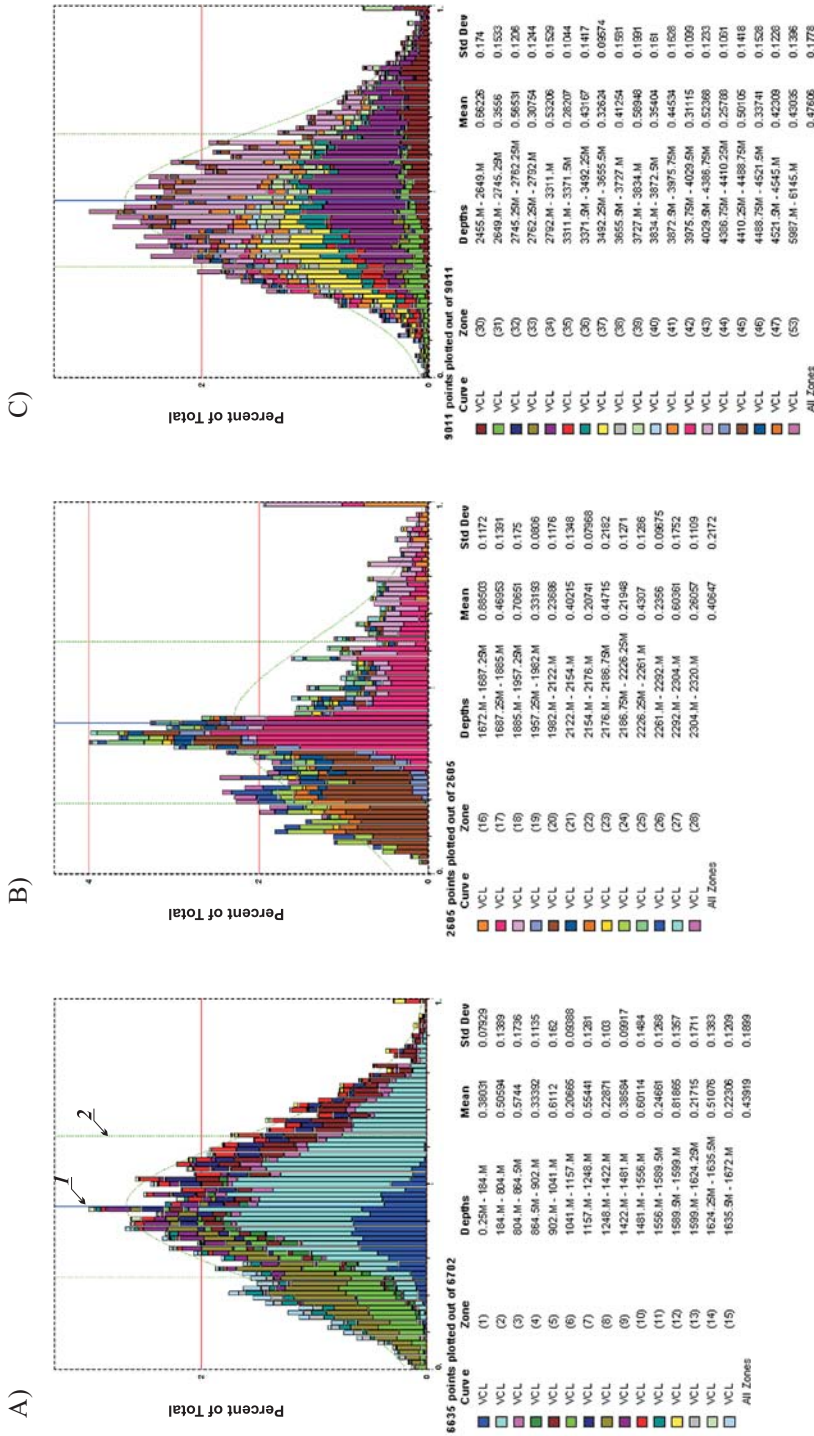
W otworach Drohobyczka-1 i Dynów-1 utwory litofacji menilitowej są mocno zredukowane (miąższość rzędu 75 m). W odwiertach Kuźmina-1, Paszowa-1 i Rozpucie-1 miąższości tych utworów zmieniają się, osiągając – odpowiednio – 648 m, 845 m, 771 m (w otworze Rozpucie-1 nie zostały przewiercone). Średnie zailenie warstw menilitowych w otworze Kuźmina-1 wynosi 40.6%, średnia porowatość 4%. Zbliżoną wielkość – 42.9% zailenia i 6% porowatości – określono dla otworu Rozpucie-1. W obu odwiertach wydzielono pakiety piaskowców: w otworze Kuźmina-1 (Fig. 4) o miąższościach 16–140 m i porowatościach do 12%, w otworze Rozpucie-1 o miąższościach 8.75 – 74.75 m i porowatościach do 10%. W odwiertach Paszowa-1 występują piaskowce o bardzo niskich porowatościach, średnie zailenie formacji menilitowej w tym otworze wynosi 42.4%.



Tabela (Table) IA

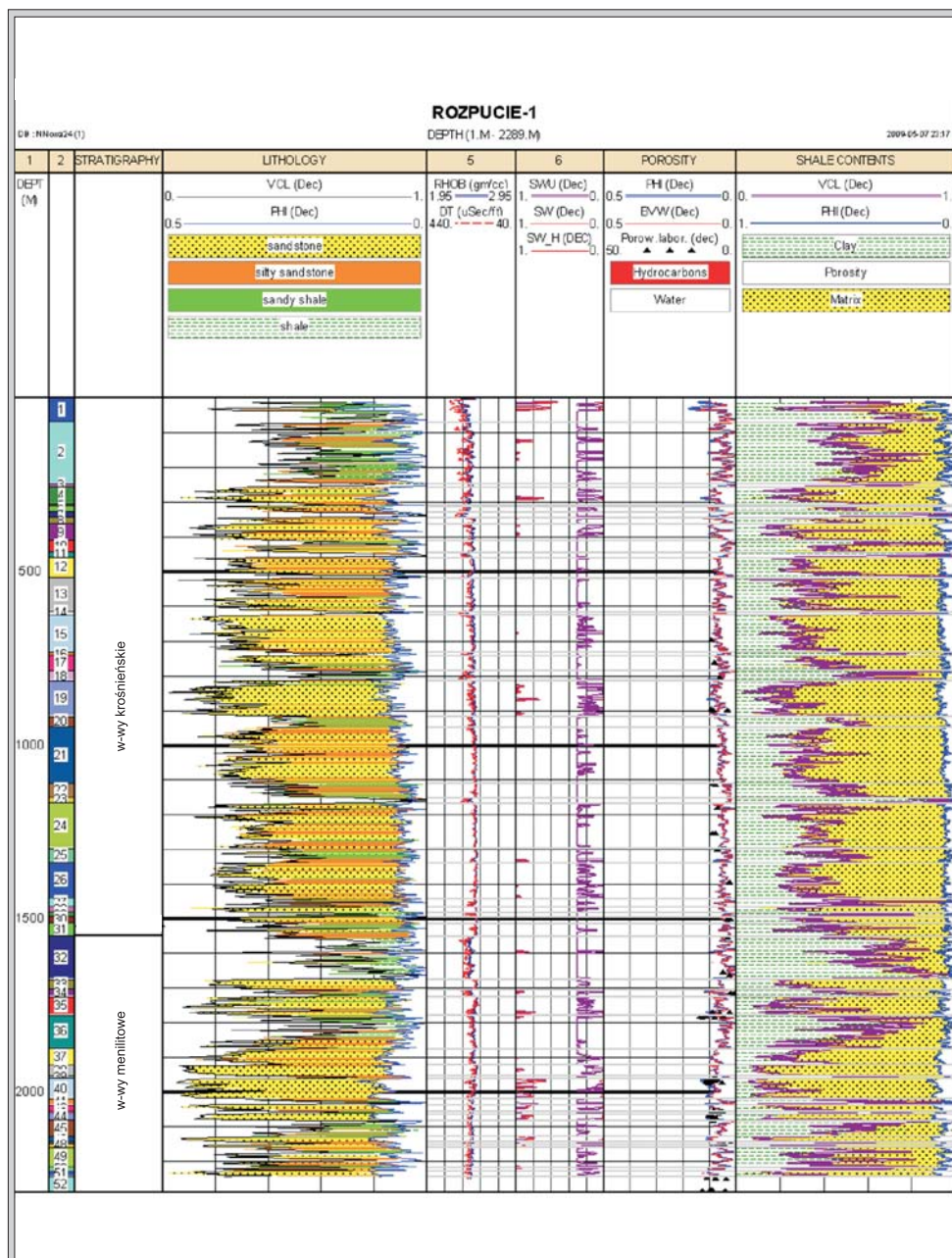
Zestawienie parametrów petrofizycznych serii piaskowców warstw krośnieńskich jednostki skolskiej zinterpretowane przy zastosowaniu programu Interative Petrophysics  
*Compilation of petrophysical parameters of sandstone series in the Krosno Beds of the Skole Unit. interpreted with application of the Interactive Petrophysics software*

Otwór <i>Well</i>	WARSTWY KROŚNIENSKIE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / KROSNO BEDS – SKOLE NAPPE														
	Głębokość występowania <i>Depth of occurrence</i>					Miaższość <i>Thickness</i>					Parametry pakietów piaskowcowych <i>Parameters of sandstone packages</i>				
	Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	[m]	Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	[m]	Miaższość <i>Thickness</i>	Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	[m]	Zailenie <i>Clay content</i>	Porowatość <i>Porosity</i>	Nasylenie <i>Saturation</i>		
	1030.0	1620.0	590.0	1597.00	1603.00	6.00	27.000	10.296	64.183						
	3.0	1672.0	1669.0	864.50	902.00	37.50	33.392	6.736	99.775						
				1041.00	1157.00	116.00	20.665	8.533	98.618						
				1248.00	1422.00	174.00	22.871	8.090	98.388						
				1556.00	1589.50	33.50	24.661	6.504	99.715						
				1599.00	1624.25	25.25	21.715	6.889	98.212						
				1635.50	1672.00	36.50	22.306	5.528	98.999						
	0.0	625.0	625.0	3874.00	4135.50	261.50	31.482	3.098	98.275						
	625.0	3698.0	3073.0	–	–	–	–	–	–						
	3800.0	4160.0	360.0	–	–	–	–	–	–						
	2.0	1550.0	1548.0	257.00	306.00	49.00	30.495	8.136	96.800						
				364.00	412.00	48.00	27.731	7.324	98.318						
				627.00	733.50	106.50	27.749	6.904	99.851						
				813.75	917.50	103.75	23.409	7.510	96.857						
				949.25	1111.70	162.45	31.039	5.533	99.981						
				1339.00	1441.50	102.50	30.921	4.965	99.452						
				1468.00	1481.50	13.50	23.662	5.872	97.963						
				1496.00	1512.70	16.70	29.749	4.345	100.000						



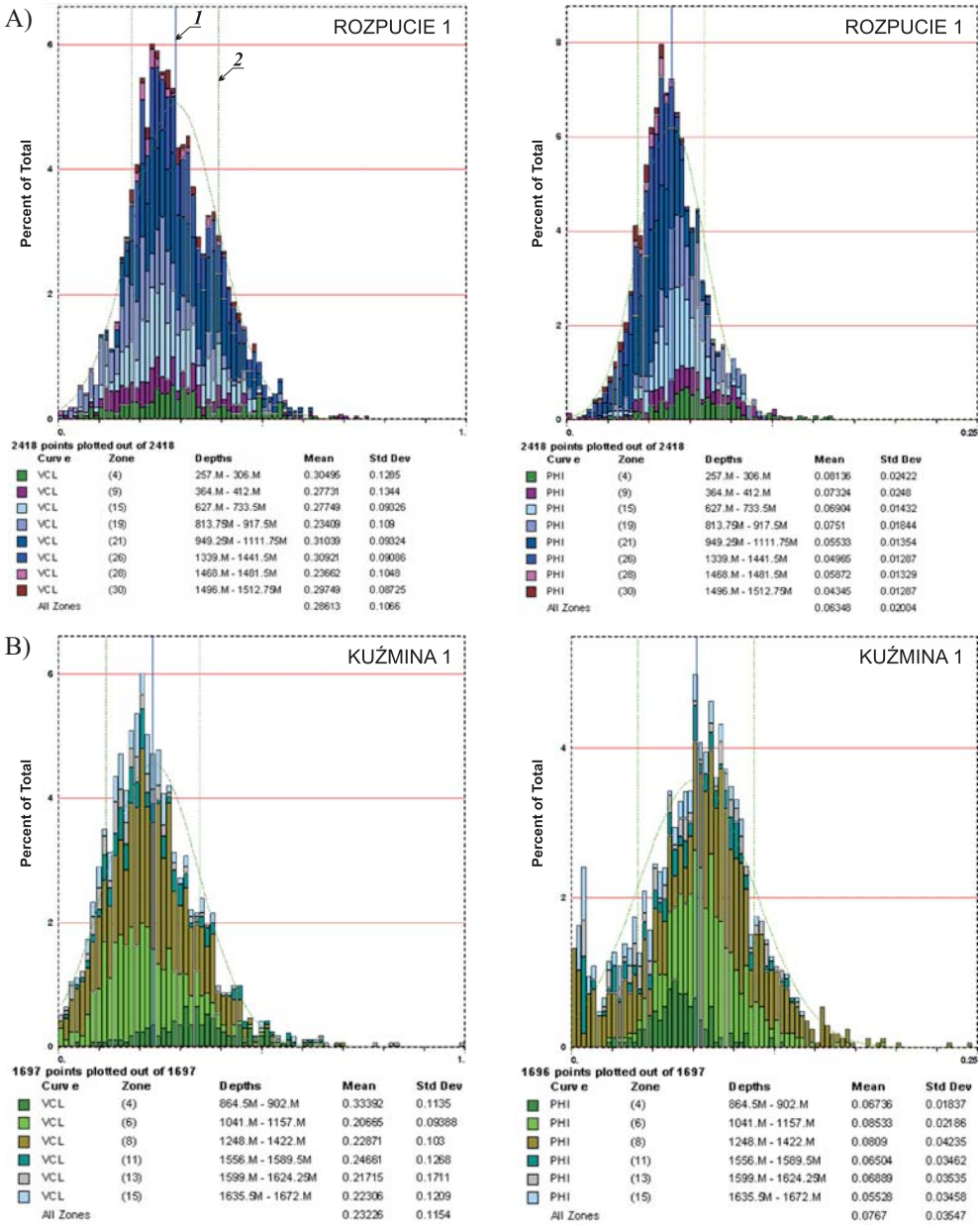
**Fig. 4.** Histogram rozkładu zaitlenia VCL w otworze Kuźmina-1 (płazczowina skolska): A) warstw krośnieńskich; B) warstw menilitowych; C) warstw inoceramowych; 1 – wartość średnia, 2 – odchylenie standardowe

**Fig. 4.** Histogram of distribution of the clay content VCL in the Kuźmina-1 well (Skole Nappe): A) for Krosno Beds; B) for Menilite Beds; C) for Inoceramian Beds; 1 – mean value, 2 – standard deviation



**Fig. 5.** Rozpucie-1 (płaszczowina skolska). Profil litologiczny otworu i parametry petrofizyczne zinterpretowane w programie Interactive Petrophysics

**Fig. 5.** Rozpucie-1 well (Skole Nappe). Lithologic section and petrophysical parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software



**Fig. 6.** Histogram rozkładu: zailenia VCL (A) i porowatości PHI (B) w pakietach piaskowcowych formacji krośnieńskiej w otworach Rozpucie-1 i Kuźmina-1 (płaszczyzna skolska): 1 – wartość średnia, 2 – odchylenie standardowe

**Fig. 6.** Histogram of distribution of the clay content VCL (A) and porosity PHI (B) in sandstone packages of the Krosno Formation in the Rozpucie-1 and Kuźmina-1 wells (Skole Nappe): 1 – mean value, 2 – standard deviation



Tabela (Table) IB cd.

Otwór <i>Well</i>	WARSTWY KROŚNIENISKIE – PŁASZCZOWINA ŚLĄSKA / KROSNO BEDS – SILESIAN NAPPE										
	Głębokość występowania <i>Depth of occurrence</i>		Miaższość <i>Thickness</i>		Parametry pakietów piaskowców <i>Parameters of sandstone packages</i>						Nasylenie <i>Saturation</i>
	Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	[m]	[m]	Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	Miaższość <i>Thickness</i>	Zailenie <i>Clay content</i>	Porowatość <i>Porosity</i>	[%]	
	10.0	4220.0	4210.0		408.50	536.50	128.00	24.624	10.460	75.912	
					1065.50	1104.50	39.00	30.996	8.661	87.996	
					1155.75	1382.50	226.75	29.462	8.087	88.724	
					1658.50	1834.00	175.50	31.246	4.863	91.692	
					1851.00	1881.20	30.20	26.844	8.087	80.865	
					1897.20	1934.70	37.50	28.916	6.810	85.070	
					2377.20	2524.00	146.80	31.515	5.837	89.606	
					2808.00	2837.50	29.50	22.090	7.971	96.228	
					2911.00	3003.20	92.20	31.849	5.606	93.781	
					3062.50	3073.50	11.00	28.593	7.275	84.069	
	6.0	1624.0	1618.0		386.00	412.50	26.50	33.272	8.342	96.478	
	1624.0	1730.0	106 p		1566.00	1624.00	58.00	32.573	8.383	99.147	
	1730.0	2175.0	445.0		1823.50	1836.00	12.50	12.789	3.642	100.000	
	2175.0	2875.0	700 p		1991.00	2005.00	14.00	20.148	13.426	89.891	
					2067.00	2117.00	50.00	33.083	3.471	100.000	
	0.0	1250.0	1250.0		1054.50	1065.50	11.00	31.649	7.296	98.851	
	1250.0	1585.0	335 p		1683.00	1763.00	80.00	27.486	5.233	96.907	
	1585.0	2366.0	781.0		1928.00	1989.75	61.75	30.883	5.254	98.001	
	2366.0	2495.0	129 p		2180.00	2213.00	33.00	28.649	8.736	94.597	
	3670.0	3828.0	158 p		2235.00	2250.00	15.00	25.086	9.414	94.332	
	3828.0	5404.0	1576.0		2257.00	2271.25	14.25	26.421	12.489	93.141	
					2277.50	2299.00	21.50	23.368	4.830	95.514	
					2308.00	2366.00	58.00	22.911	5.267	91.214	

Tabela (Table) IB cd.

Rymanów-1					2479.50	2495.00	15.50	23.522	7.188	79.754
					4401.50	4431.25	29.75	21.188	5.256	99.871
					4431.25	4446.75	15.50	21.137	8.589	100.000
					4517.00	4548.00	31.00	27.920	3.839	99.835
Suche Rzeki IG-1	2.0	2507.0	2505.0		1004.00	1043.00	39.00	25.689	7.074	95.519
	2507.0	2940.0	433 p		1082.00	1111.00	29.00	32.267	7.681	96.308
					1641.80	1655.00	13.20	25.481	6.069	98.107
					1966.00	2000.00	34.00	27.636	5.098	100.000
Wydme -1	0.0	3539.0	3539.0		710.50	768.25	57.75	33.448	7.040	78.396
	3539.0	4551.0	1012 p		872.50	953.00	80.50	24.391	7.036	91.166
					1004.00	1017.75	13.75	13.079	13.306	65.186
					1902.50	1919.70	17.20	31.337	4.985	96.981
					3031.70	3079.00	47.30	27.996	6.388	91.950
					3269.00	3399.50	130.50	30.508	5.329	99.109
					3508.00	3539.00	31.00	26.750	6.183	87.370
Zatwamica IG-1	0.0	1790.0	1790.0		226.00	316.00	90.00	31.550	7.007	98.233
	1790.0	2016.0	226 p		400.00	429.00	29.00	26.543	5.355	99.609
					484.00	500.80	16.80	28.221	5.229	99.830
					572.40	581.00	8.60	18.829	7.060	99.591
					592.00	610.00	18.00	21.918	7.657	96.097
					676.00	703.00	27.00	18.878	6.423	96.535
					816.40	869.60	53.20	33.680	5.746	99.541
					915.00	983.00	68.00	23.530	6.559	96.252
					1075.19	1128.00	52.81	27.992	6.336	96.783
					1426.00	1448.50	22.50	23.192	5.458	98.305
					1481.40	1511.20	29.80	24.745	6.743	97.932
					1608.00	1711.50	103.50	29.212	6.733	97.976
					1711.59	1781.00	69.41	15.776	7.534	94.880

\*p – warstwy przejściowe / transition beds

Tabela (Table) IC

Zestawienie parametrów petrofizycznych serii piaskowców warstw menilitowych jednostki skolskiej zinterpretowane przy zastosowaniu programu Interactive Petrophysics  
*Compilation of petrophysical parameters of sandstone series in the Menilite Beds of the Skole Unit, interpreted with application of the Interactive Petrophysics software*

Otwór Well	WARSTWY MENILITOWE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / MENILITE BEDS – SKOLE NAPPE										
	Głębokość występowania <i>Depth of occurrence</i>		Miaższość <i>Thickness</i>		Parametry pakietów piaskowcowych <i>Parameters of sandstone packages</i>						Nasylenie <i>Saturation</i>
	Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	Miaższość <i>Thickness</i>	Zailenie <i>Clay content</i>	Porowatość <i>Porosity</i>	Nasylenie <i>Saturation</i>			
[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[%]	[%]	[%]	[%]			
Drohobyczka-1	1620.0	1695.0	75.0	–	–	–	–	–	–	–	
Dynów-1	0.0	74.0	74.0	–	–	–	–	–	–	–	
Kuźmina-1	1672.0	2320.0	648.0	1982.00	2122.00	140.00	23.686	5.501	98.585		
				2154.00	2176.00	22.00	21.948	6.769	98.338		
				2261.00	2292.00	31.00	23.560	7.301	92.858		
Paszowa-1				2304.00	2320.00	16.00	26.057	12.258	84.655		
	3698.0	3800.0	102.0	–	–	–	–	–	–		
	4160.0	5005.0	845.0	–	–	–	–	–	–		
Rozpucie-1	1550.0	2321.0	771.0	1676.00	1705.00	29.00	27.249	5.699	100.000		
				1725.00	1778.50	53.50	28.157	6.343	99.066		
				1877.00	1924.50	47.50	28.170	7.741	99.667		
				1924.50	1955.25	30.75	14.107	7.346	98.235		
				1962.00	2019.50	57.50	15.894	9.036	91.591		
				2038.00	2056.75	18.75	24.735	8.600	91.752		
				2064.00	2084.00	20.00	22.464	9.427	92.385		
				2131.00	2145.50	14.50	19.229	9.415	90.807		
				2151.25	2160.00	8.75	22.729	8.842	91.713		
				2228.25	2244.50	16.25	19.725	9.918	99.358		



### **Litofacja menilitowa (oligocen) w obszarze płaszczowiny śląskiej (Tab. ID)**

W otworach usytuowanych na obszarze płaszczowiny śląskiej utwory litofacji menilitowej o miąższościach rzeczywistych rzędu 150–180 m przewiercano (z wyjątkiem otworu Bzianka-1A) pod przykryciem warstw przejściowych. W obrębie tej serii występuje szereg przewarstwień (pakietów) piaskowcowych o porowatościach w przedziale 4–10% (Fig. 7, 8). W porównaniu z otworami leżącymi na obszarze płaszczowiny skolskiej średnie zailenie kompleksu menilitowego jest wyższe i w poszczególnych otworach wynosi: Bzianka-1A – 50.7% (porowatość 5%), Polanki IG-1 – 48.7% (porowatość 4.5%), Rymanów-1 – 52.9% (porowatość 3%), Suche Rzeki IG-1 – 56.9% i Zatwarnica IG-1 – 48.9%.

### **Warstwy inoceramowe (kreda młodsza-paleocen) w obszarze płaszczowiny skolskiej (Tab. IE)**

Najpełniejszy profil warstw inoceramowych przewiercony został w otworach Dynów-1, Bachórzec-1 i Kuźmina-1 o miąższościach – odpowiednio – 2520 m, 2260 m i 2090 m, co, przy uwzględnieniu kąta nachylenia warstw, odpowiada miąższościom rzeczywistym: 2077 m, 1787 m i 1952 m. W otworach Dynów-1 i Kuźmina-1 utwory inoceramowe występują pod seriami eoceńsko-oligocześnymi. Otwór Bachórzec-1 wykonany został w obrębie wychodni tych utworów (Fig. 1, 2). Serię inoceramową w tym otworze przewiercono na głębokości 0–2260 m nad margłami krzemionkowymi i łupkami pstryimi o łącznej miąższości 183 m oraz warstwami spaskimi (na głębokości 2443–3822 m) w jądrowej części pochylonego fałdu (Fig. 2). Leżące niżej margle krzemionkowe i nawiercone na głębokości 3902 m warstwy inoceramowe (nieprzebite do końcowej głębokości 4050 m) stanowią już odwrócone skrzydło tego fałdu.

W świetle interpretacji profilu geologicznego otworu Kuźmina-1 na głębokości 4117 m przewiercono w obrębie tych utworów przegub antykliny obalonej ku NE (Kuśmierek *et al.* 2006). Profil warstw inoceramowych (głębokość 2455–4545 m) jest dość monotony, w przewodzie mułowcowi-piaszczysty (średnie zailenie 47.6%), bez wyraźnych, grubszych przewarstwień piaskowców bądź rozdzielających je łupków.

W otworach Bachórzec-1, Dynów-1 i Wara-6, mniej lub bardziej wyraźnie, zaznacza się dwudzielność omawianej serii na kompleksy: górny z większym udziałem piaskowców równocześnie o podwyższonej porowatości, i niższy w przewodzie ilasto-mułowcowy z cienkimi przewarstwieniami piaszczystymi. Średnie zailenie warstw inoceramowych w podanych otworach wynosi (odpowiednio): 52.4%, 56.3%, 47.6% i 51.9%. W otworze Drohobyczka-1 dwudzielność kompleksu zanika, warstwy inoceramowe o nieco wyższym zapiaszczeniu (średnie zailenie 50%) przewiercono dwukrotnie, na głębokości 10–1030 m i 1830–3430 m, z licznymi pakietami piaszczystymi, zwłaszcza w niższej części profilu. W odwiercie Paszowa-1 średnie zailenie kompleksu wynosi 51.3%, wśród serii ilasto-mułowcowych występują piaskowce nieposiadające porowatości.

Fliszowy profil przewiercony w otworze Cisowa IG-1 (Fig. 9, 10) zbudowany jest głównie z warstw inoceramowych (95%), powtarzających się czterokrotnie w kolejnych łuskach oraz ogniwa z Cisowej – piaskowców cienkoławicowych i łupków identyfikowanych z litofacją warstw inoceramowych dolnych (Kotlarczyk 1988) lub ich wydzieleniem wśród margli krzemionkowych (Gucik *et al.* 1979).

Tabela (Table) ID

Zestawienie parametrów petrofizycznych serii piaskowców warstw menilitowych jednostki śląskiej zinterpretowane przy zastosowaniu programu Interactive Petrophysics  
*Compilation of petrophysical parameters of sandstone series in the Menilite Beds of the Silesian Unit, interpreted with application of the Interactive Petrophysics software*

Otwór <i>Well</i>	WARSTWY MENILITOWE – PŁASZCZOWINA ŚLĄSKA / MENILITE BEDS – SILESIAŃ NAPPE														
	Głębokość występowania <i>Depth of occurrence</i>					Miaższość <i>Thickness</i>					Parametry pakietów piaskowcowych <i>Parameters of sandstone packages</i>				
	Sirop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	[m]	Sirop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	[m]	Sirop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	[m]	Miaższość <i>Thickness</i>	Zaitenie <i>Clay content</i>	Porowatość <i>Porosity</i>	Nasylenie <i>Saturation</i>		
	2690.0	2857.0	167.0	2803.00	2826.25	23.25	38.246	6.771	99.084						
	3190.0	3350.0	160.0	2826.25	2845.00	18.75	14.389	8.819	89.677						
Bzianka-1A				3269.50	3279.50	10.00	19.466	6.856	100.000						
				3305.50	3319.50	14.00	22.342	6.253	89.740						
				3331.50	3350.00	18.50	22.687	6.555	99.324						
	2875.0	3301.0	426.0	2997.50	3053.25	55.75	33.932	5.965	99.142						
Polanki IG-1				3053.25	3067.25	14.00	15.523	9.469	91.523						
				3091.50	3149.00	57.50	23.911	5.245	96.808						
	2495.0	3152.0	657.0	2495.00	2540.00	45.00	25.865	6.561	100.000						
	3225.0	3276.0	51.0	2659.00	2672.25	13.25	23.545	4.302	84.893						
Rymanów-1	3317.0	3670.0	353.0	3008.00	3024.50	16.50	32.794	8.257	100.000						
				3502.25	3577.00	74.75	30.601	4.977	96.478						
Suche Rzeki IG-1	2940.0	3020.0	80.0	3059.20	3069.20	10.00	27.171	6.056	100.000						
	3150.0	3502.0	352.0	3085.00	3095.40	10.40	26.326	5.672	99.963						
Zatwamca IG-1	2016.0	2573.0	557.0	2155.00	2192.00	37.00	22.533	8.186	99.803						
				2522.00	2573.00	51.00	30.324	4.100	93.311						

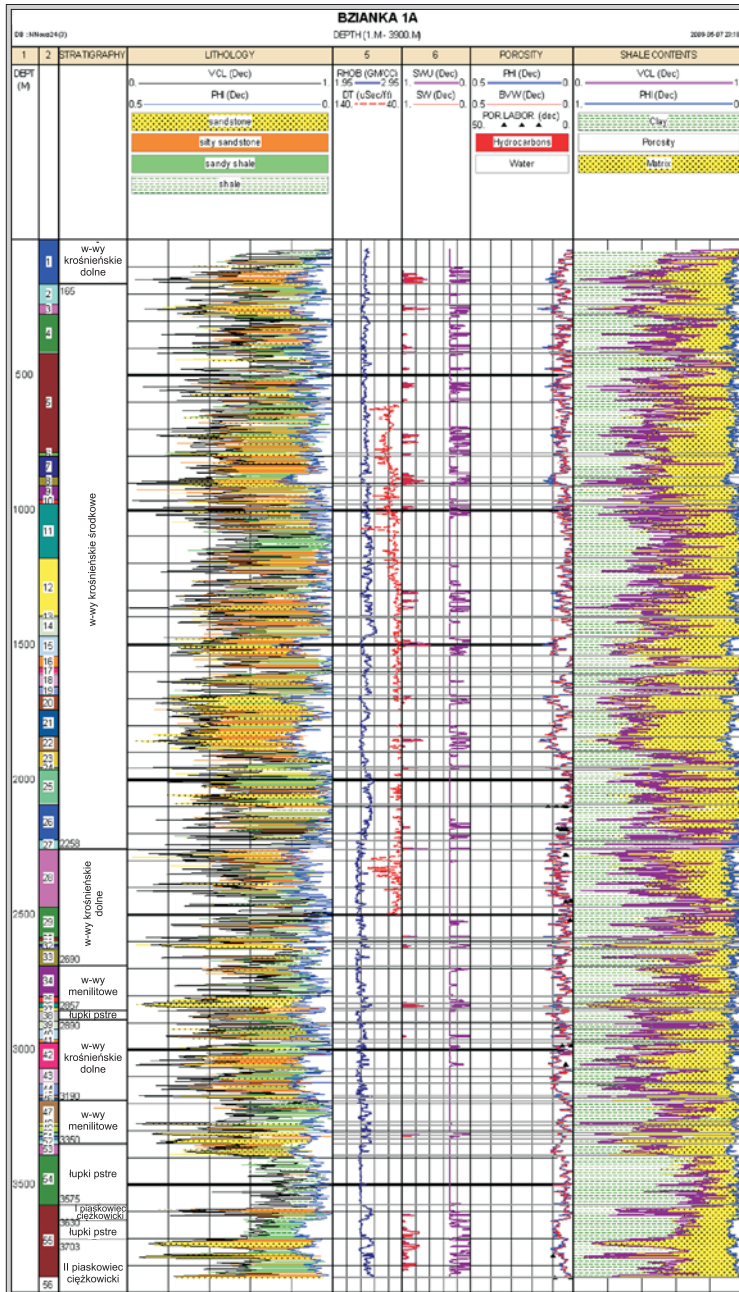
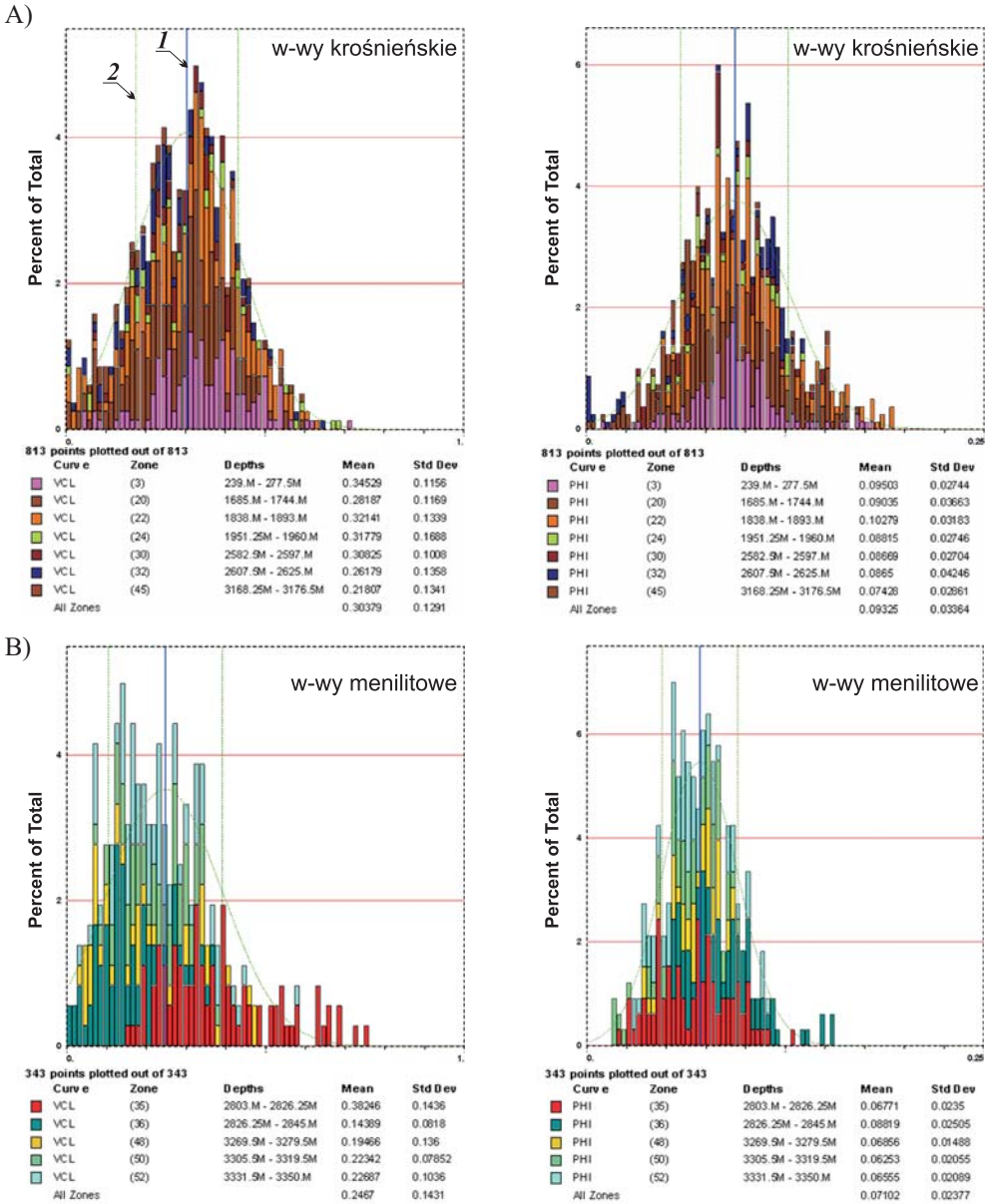


Fig. 7. Bianka-1A (płaszczowina śląska). Profil litologiczny otworu i parametry petrofizyczne zinterpretowane w programie Interactive Petrophysics

Fig. 7. Bzianka-1A well (Silesian Nappe). Lithologic section and petrophysical parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software



**Fig. 8.** Histogram rozkładu zailenia VCL (A) i porowatości PHI (B) w pakietach piaskowcowych formacji krośnieńsko-menilitowej w otworze Bianka-1A (płaszczowina śląska): 1 – wartość średnia, 2 – odchylenie standardowe

**Fig. 8.** Histogram of distribution of the clay content VCL (A) and porosity PHI (B) in sandstone packages of the Menilite-Krosno Formation in the Bzianka-1A well (Silesian Nappe): 1 – mean value, 2 – standard deviation

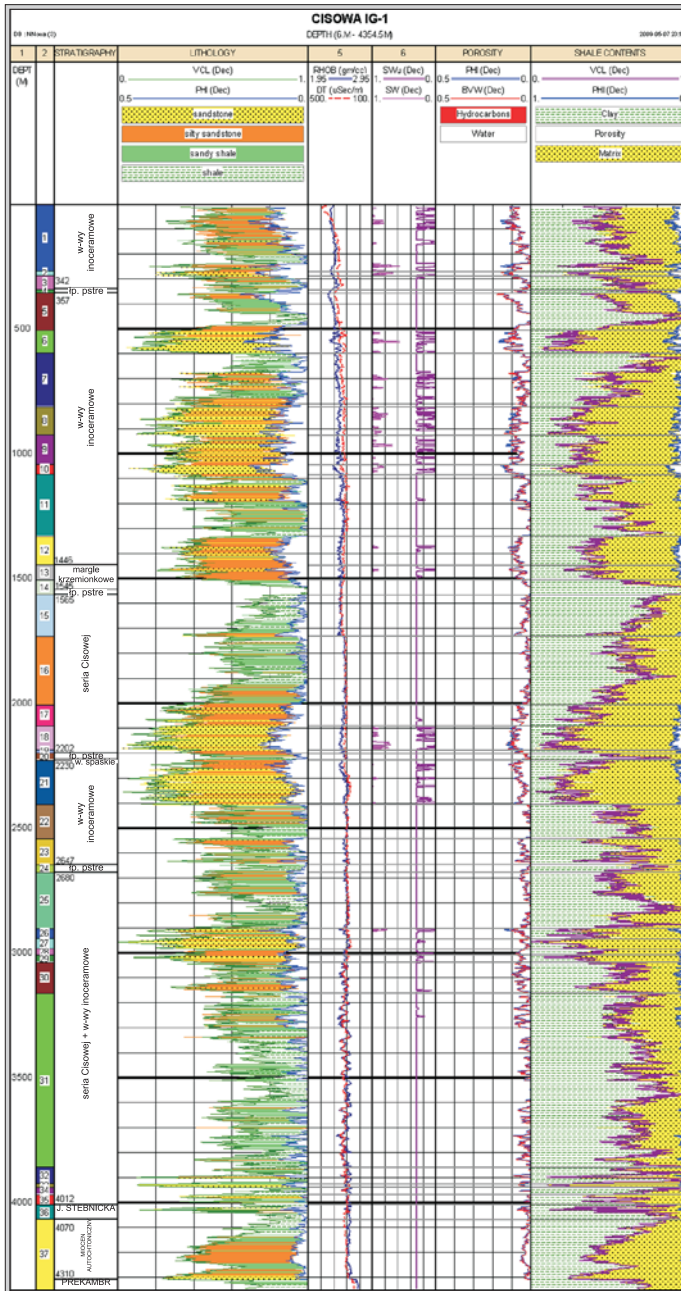
Tabela (Table) IE

Zestawienie parametrów petrofizycznych serii piaskowców warstw inoceramowych jednostki skolskiej zinterpretowane przy zastosowaniu programu Interactive Petrophysics  
*Compilation of petrophysical parameters of sandstone series in the Inoceraman Beds of the Skole Unit interpreted with application of the Interactive Petrophysics software*

Otwór <i>Well</i>	WARSTWY INOCERAMOWE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / INOCERAMAN BEDS – SKOLE NAPPE										
	Głębokość występowania <i>Depth of occurrence</i>		Miaższność <i>Thickness</i>	Parametry pakietów piaskowcowych <i>Parameters of sandstone packages</i>						Porowatość <i>Porosity</i>	Nasylenie <i>Saturation</i>
	Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>		Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	Miaższność <i>Thickness</i>	Zailenie <i>Clay content</i>	Porowatość <i>Porosity</i>	Nasylenie <i>Saturation</i>		
[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[%]	[%]	[%]	[%]			
Bachórzec-1	0.0	2260.0	2260.0	525.75	103.75	30.675	6.970	92.687			
	3902.0	4050.0	148.0	923.50	105.50	23.252	7.843	99.873			
	0.0	342.0	342.0	288.00	20.25	32.055	12.548	81.819			
	357.0	1446.0	1089.0	595.75	88.75	22.875	9.726	97.361			
	1565.0	2202.0	637.0	925.00	111.75	28.245	8.056	95.945			
Cisowa IG-1	2230.0	2647.0	417.0	1083.00	38.80	21.066	11.866	93.146			
	2680.0	3435.0	755.0	2187.25	95.80	21.122	9.079	93.891			
	3435.0	4012.0	577.0	2408.00	178.00	26.546	5.578	99.256			
				3038.00	26.30	28.563	5.400	99.190			
				3927.50	13.50	21.511	4.500	100.000			
Drohobyczka-1	10.0	1030.0	1020.0	235.00	24.25	28.124	15.058	93.213			
	1830.0	3430.0	1600.0	281.50	21.00	31.681	13.086	98.266			
				679.00	28.50	25.611	12.229	88.394			
			2015.00	73.50	14.746	7.712	90.934				

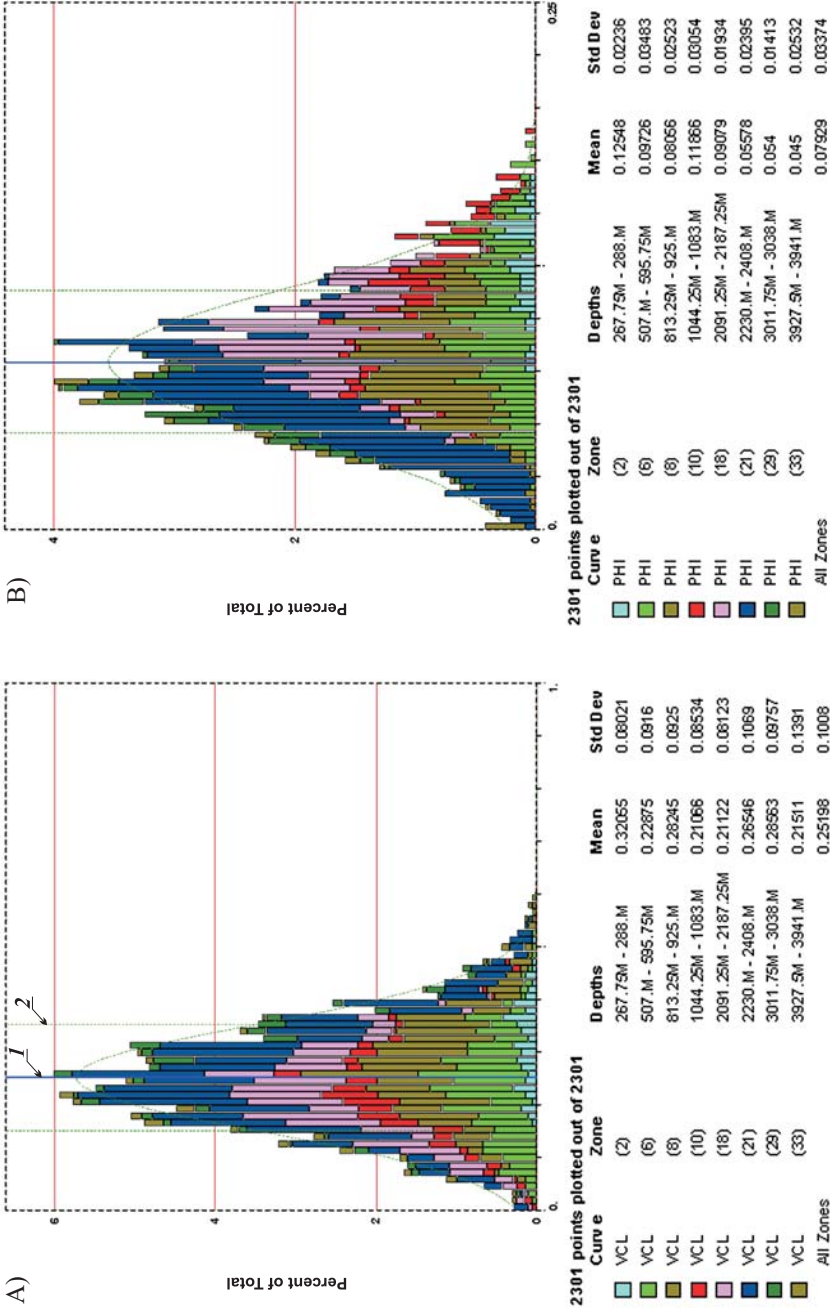
Tabela (Table) IE cd.

						2015.00	2122.00	107.00	28.617	5.884	99.178
						2726.00	2832.00	106.00	19.205	6.414	99.064
						2972.20	2987.50	15.30	32.006	8.766	100.000
						3003.00	3061.00	58.00	27.097	6.782	99.291
						3103.20	3143.00	39.80	32.757	4.887	100.000
						3169.00	3236.00	67.00	33.290	5.384	100.000
						3236.00	3275.00	39.00	20.211	6.615	98.652
						3340.50	3348.00	7.50	24.758	7.269	100.000
						3365.00	3398.00	33.00	26.116	7.615	99.198
410.0	2930.0	2520.0				557.00	625.00	68.00	25.445	10.115	93.809
						1426.00	1500.00	74.00	31.065	6.764	99.041
						2818.25	2866.00	47.75	25.405	10.315	98.495
						2898.25	2930.00	31.75	22.542	8.340	99.582
2455.0	4545.0	2090.0				2762.25	2792.00	29.75	30.746	5.553	100.000
						3492.25	3655.50	163.25	32.624	3.868	99.54
5987.0	6145.0	158.0				4386.75	4410.25	23.50	25.788	10.616	99.542
						4488.75	4521.50	32.75	33.741	9.435	99.350
5180.0	5590.0	410.0				-	-	-	-	-	-
5680.0	5760.0	80.0				-	-	-	-	-	-
25.0	1914.0	1889.0				342.00	375.00	33.00	37.021	8.157	91.372
2255.0	2773.0	518.0				599.00	638.00	39.00	31.832	6.354	100.000
2797.0	4200.0	1403.0				745.00	787.00	42.00	24.849	7.418	97.482
						977.50	994.00	16.50	32.791	4.073	99.026
						1241.00	1313.00	72.00	22.599	5.839	98.600



**Fig. 9.** Cisowa IG-1 (płazczowina skolska). Profil litologiczny otworu i parametry petrofizyczne zinterpretowane w programie Interactive Petrophysics

**Fig. 9.** Cisowa IG-1 well (Skole Nappe). Lithologic section and petrophysical parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software



**Fig. 10.** Histogram rozkładu zailenia VCL (A) i porowatości PHI (B) w pakietach piaskowcowych formacji inoceramowej w otworze Cisowa IG-1 (płaszczowina skolska); 1 – wartość średnia, 2 – odchylenie standardowe

**Fig. 10.** Histogram of distribution of the clay content VCL (A) and porosity PHI (B) in sandstone packages of the Inoceranian Formation in the Cisowa IG-1 well (Skole Nappe); 1 – mean value, 2 – standard deviation



Serie piaszczyste w profilu otworu są bardziej jednorodne w przeciwieństwie do sąsiednich wierceń, gdzie w wydzielonych pakietach dominują drobnowarstwowe przerosty ilasto-piaszczyste. Średnie zailenie tych utworów wynosi 51.1%, a porowatość 3.9%.

W wymienionych otworach seria inoceramowa podścielona jest marglami krzemionkowymi i łupkami pstrymi. W otworze Wara-6 (Fig. 2) warstwy inoceramowe powtarzają się trzykrotnie w normalnych skrzydłach kolejnych łusek, najniższe prawdopodobnie leżą na warstwach spaskich (Szyszkowska & Zielińska – dokumentacja otworu), jednak brak profilowań geofizyki otworowej z dolnej części otworu nie pozwala na określenie parametrów warstw leżących w bezpośrednim kontakcie z utworami spaskimi, uznawanymi za potencjalną skałę macierzystą do generowania węglowodorów gazowych (Matyasik 1994, Kuśmierk 2001).

### **Zestawienie wyników badań laboratoryjnych rdzeni (Tab. IIA–E)**

Dane z badań laboratoryjnych porowatości efektywnej, przepuszczalności, gęstości objętościowej i właściwej prób rdzeniowych pochodzą z archiwów górnictwa naftowego, pełny zbiór obejmował 61 otworów. W celu dowiązania do wyników analizy przeprowadzonej programem Interactive Petrophysics zbiór ten w zestawieniach tabelarycznych (Tab. II) ograniczono do utworów analizowanych tym programem. Usunięto również próbki o porowatościach poniżej 3.5%. Pełny zestaw badań (z pominięciem kryterium porowatości minimalnej) przedstawiono, dla porównania, w obrębie pakietów piaskowcowych wydzielonych w ramach interpretacji programem Interactive Petrophysics w tabeli I. Przykłady korelacji parametrów porowatości i przepuszczalności określonych na podstawie badań laboratoryjnych z profilem litologicznym i krzywą porowatości, opracowanymi w programie Interactive Petrophysics, przedstawiono dla serii krośnieńsko-menilitowej na obszarze płaszczowiny skolskiej w otworze Rozpucie-1, litofacji krośnieńskiej i warstw przejściowych płaszczowiny śląskiej w otworze Lutowiska-1, a dla warstw inoceramowych w otworze Bachórzec-1 (Fig. 11).

Poziomy piaskowcowe łączą się w grube (ponad 100-metrowe) pakiety, niekiedy bardziej jednorodne (np. Rozpucie-1 w warstwach krośnieńskich – Fig. 5, Cisowa IG-1 w warstwach inoceramowych – Fig. 9) i o znacznych miąższościach, częściej jednak tworzą cienkie, liczne przewarstwienia pośród serii ilastych. Przykładowo w profilu otworu Wara-6 w warstwach inoceramowych można wydzielić ok. 75 przewarstwień piaskowców o miąższości 2–72 m, a w otworze Wydrne-1 w warstwach krośnieńskich ok. 180 o miąższości 2–130 m.

Według przyjętych kryteriów kwalifikacji skał zbiornikowych warstwy inoceramowe powinny zostać zaliczone do skał uszczelniających ze względu na generalnie bardzo niskie przepuszczalności – poza próbami pobranymi w otworze Drohobyczka-1 z rdzenia w głębokości 2415.1–2421.0 m o przepuszczalności do 65.54 mD i porowatości 18.8%. W formacji krośnieńskiej i menilitowej, obok przepuszczalności zerowych, występują przepuszczalności przekraczające wartość krytyczną. W serii krośnieńskiej są to jednak nadal przepuszczalności niskie, poniżej 1 mD (tylko jeden pomiar w odwiercie Drohobyczka-1 wykazał przepuszczalność 64.040 mD przy porowatości 17.7%). W litofacji menilitowej, w zasięgu płaszczowiny skolskiej, w otworach Kuźmina-1 i Paszowa-1 określono maksymalne przepuszczalności 0.19 i 0.1 mD przy porowatościach (odpowiednio) 15.1% i 5.8%.

Tabela (Table) IIA

Zestawienie parametrów petrofizycznych warstw krosnięskich jednostki skolskiej na podstawie wyników badań laboratoryjnych  
*Compilation of petrophysical parameters of the Krosno Beds of the Skole Unit based on laboratory measurement results*

Otwór <i>Well</i>	WARSTWY KROŚNIENSKIE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / KROSNO BEDS – SKOLE NAPPE						
	Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jaśle <i>Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by POGC, South Branch in Jasło</i>				Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>		
	Głębokość próbki rdzenia <i>Depth of core sample</i>	Przepuszczalność <i>Permeability</i>	Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i>	Ciężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Ciężar objętościowy <i>Bulk density</i>	Głębokość pakietu piaskowcowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
	[m]	[mD]	[%]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[m]	[%]
Drohobyczka-1	1565.0	64.040	17.7	2.768	2.18	1597.0–1603.0	10.296
	593.0	0.120	8.2	2.768	2.65		
	724.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	6.3	2.724	2.50		
	795.0		11.7	2.703	2.43		
	897.0	0.130	11.4	2.735	2.45	864.5–902.0	6.736
	1003.0	0.001	5.4	2.749	2.52		
	1103.0	0.007	9.9	2.712	2.55	1041.0–1157.0	8.533
Kuzmina-1	1197.5	0.001	3.6	2.713	2.67		
	1198.5		10.7	2.708	2.51		
	1299.0		3.3	2.737	2.67	1248.0–1422.0	8.090
	1408.4	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	7.2	2.754	2.61	"	"
	1408.5		6.4			"	"
	1597.4	0.010	9.4	2.755	2.52		
	1657.0		9.9	2.797	2.42	1635.5–1672.0	5.250
	409.0	0.170	9.7	2.708	2.56		
	409.5	0.160	8.9				
	560.0	0.003	5.9	2.687	2.66		
Paszowa-1	560.5		4.7				
	705.0	peka / <i>cracs</i>	8.5	2.675	2.49		
	862.5	0.040	8.4	2.814	2.67		

Tabela (Table) II A cd.

862.6	0.050	6.9			
1389.5	pęka / <i>cracs</i>	6.8	2.686	2.63	
2023.0	0.004	3.5	2.677	2.51	
2023.5		4.4			
2316.0		4.8			
2453.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	5.0	2.716	2.60	
2560.0	pęka / <i>cracs</i>	3.6	2.793	2.71	
3284.0		4.0			
3497.2	0.003	4.1	2.694	2.64	
3498.4	0.100	8.3	2.669	2.47	
3498.5		8.7			
3830.0	0.020	5.6	2.767	2.43	
3830.5		6.3			
3831.0	0.050	6.1	2.719	2.42	
3831.5	0.040	8.0			
699.0	0.790	9.4	2.741	2.39	627.0–733.5
765.0	0.050	8.4	2.732	2.49	
806.0	0.007	6.2	2.719	2.45	
899.0	0.290	9.4	2.696	2.31	813.75–917.5
900.0	0.007	3.2	2.722	2.51	"
901.0	pęka / <i>cracs</i>	8.7	2.734	2.40	"
1114.0	0.150	8.5	2.712	2.34	
1115.0		8.7	2.734	2.37	
1116.0	0.170	7.7	2.753	2.34	
1183.0		6.8	2.730	2.41	
1257.0	0.050	7.8	2.704	2.40	
1258.0	0.470	9.1	2.796	2.29	
1303.0		6.9	2.704	2.40	
1399.0		3.4	2.711	2.54	1339.0–1441.5
1503.0		3.3	2.626	2.37	1496.0–1512.7
1504.0	0.001	2.0	2.730	2.54	"

Tabela (Table) IIB

Zestawienie parametrów petrofizycznych warstw krosnieńskich jednostki śląskiej na podstawie wyników badań laboratoryjnych  
*Compilation of petrophysical parameters of the Krosno Beds of the Silesian Unit based on laboratory measurement results*

WARSTWY KROŚNIENSKIE – PŁASZCZOWINA ŚLĄSKA / KROSNÓ BEDS – SILESIAŃ NAPPE							
Otwór <i>Well</i>	Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasle <i>Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by POGG, South Branch in Jasło</i>						
	Głębokość próbki rdzenia <i>Depth of core sample</i>	Przepuszczalność <i>Permeability</i>	Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i>	Ciężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Ciężar objętościowy <i>Bulk density</i>	Głębokość pakietu piaskowcowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
	[m]	[mD]	[%]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[m]	[%]
Lutowiska-1	123.0	0.210	5.4	2.881	2.58		
	123.5		6.7				
	215.0	0.130	6.7	2.729	2.65	174.0–270.5	10.085
	215.5		4.3			"	"
	450.0	pęka / <i>cracs</i>	11.3	2.727	2.43		
	565.0		4.4	2.821	2.66		
	690.0	0.020	5.5	2.761	2.62		
	843.0	0.010	6.0	2.725	2.60		
	1258.2	pęka / <i>cracs</i>	5.5	2.730	2.54		
	1416.0	1.900	6.1	2.737	2.50		
	1416.5		5.8				
	1782.0	0.080	6.6	2.670	2.32		
	2572.0	pęka / <i>cracs</i>	1.9	2.765	2.61	2505.7–2573.0	7.796
2572.5		4.7			"	"	
2763.0	0.006	2.2	2.720	2.59	2748.0–2768.0	5.655	
2763.1	0.004	4.6			"	"	

Tabela (Table) IIB c.d.

Lutowiska-1	2763.2	0.003	2.1						
	2973.8	peka / cracs	0.6	2.714	2.39		2899.0-3005.0		6.048
	2973.9		3.3				"		"
	3070.0		4.6						
	3184.4	0.010	4.3	2.640	2.43				
	3184.5		5.5						
	3667.6	0.005	3.5	2.618	2.57				
	3667.7		4.2						
	4152.3	0.004	3.3	2.754	2.47		4138.0-4168.0		6.906
	4152.4		3.1				"		"
	4153.0	0.003	3.3	2.755	2.40		"		"
	4153.1		4.1				"		"
	4154.3	0.002	3.5	2.768	2.30		"		"
	4154.4		3.2				"		"
Lutowiska-2	4617.8	0.001	4.0	2.719	2.55				
	262.0	0.004	6.0	2.744	2.70				
	383.0	0.004	5.5	2.735	2.64				
	3.83.5	0.004	5.8						
	577.0	0.006	4.8	2.737	2.66				
	577.1	0.009	6.8						
	777.2	0.005	4.0	2.741	2.60				
	777.3	0.004	6.8						
	994.0		23.2	2.730	2.62				
	994.5		4.5						
	1231.2	0.004	4.4	2.735	2.32		1155.75-1382.5		8.087
	1231.3		5.8				"		"

Tabela (Table) IIB cd.

Otwór Well	Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasle <i>Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by POGG, South Branch in Jasło</i>					Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>	
	Głębokość próbki rdzenia Depth of core sample [m]	Przepuszczalność Permeability [mD]	Porowatość efektywna Effective porosity [%]	Ciężar właściwy Specific gravity [g/cm <sup>3</sup> ]	Ciężar objętościowy Bulk density [g/cm <sup>3</sup> ]	Głębokość pakietu piaskowcowego Depth interval of sandstone package [m]	Porowatość średnia Mean porosity [%]
Lutowiska-2	1435.2		4.1	2.750	2.45		
	1435.3		4.8				
	1643.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	4.0	2.688	2.70		
	1853.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	2.0	2.763	2.70	1851.0–1881.2	8.087
	2266.8	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	3.5				
	2267.8	0.004	5.1	2.721	2.69		
	2267.9	0.004	3.7				
	2559.2	0.005	4.0	2.745	2.68		
	2559.3		5.5				
	2772.2		4.9				
	2979.2	0.004	4.3	2.719	2.64	2911.0–3003.2	5.606
	2979.3		3.4			"	"
	3037.0	0.003	4.4		2.48		
	3089.0	0.005	3.5				
3163.1	0.005	5.10	2.711	2.68			
3461.4	0.010	5.4	2.725	2.70			
3461.5	0.010	5.0					

Tabela (Table) IIB c.d.

Lutowiska-2	3520.5	0.003	3.6	2.664	2.52	
	3558.8	0.003	4.0			
	3832.9	0.003	5.7	2.762	2.55	
	3833.0	0.002	8.2			
	3993.6	0.002	5.2	2.732	2.48	
	3993.7		4.2			
	4095.6	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	5.5	2.718	2.28	
	4095.7	0.003	4.7			
	1603.0	0.160	4.4		2.67	
	1951.0	0.330	4.8		2.62	1928.0–1989.75
2444.0	0.240	13.8		2.49		
3701.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	10.1		2.61		
Rymanów-1	3852.7	0.070	9.6		2.54	
	4066.6	0.140	6.2		2.60	
	4553.9	0.010	3.5		2.60	
	4610.0		4.2			
	5031.8	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	9.7		2.68	
	252.5	pęka / <i>cracs</i>	5.2	2.762	2.62	
	435.2	0.002	3.9	2.722	2.55	
Wydrme-1	692.4	0.005	5.0	2.684	2.54	
	804.1	0.009	3.6	2.720	2.64	
	1231.3	0.004	4.5	2.729	2.65	
	1231.3	0.004	4.5	2.729	2.65	
	1231.4		5.8			

Tabela (Table) IIB cd.

WARSTWY KROŚNIENSKIE – PLASZCZOWINA ŚLĄSKA / KROSNO BEDS – SILESIAAN NAPPÉ							
Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasle <i>Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by POGC, South Branch in Jasło</i>				Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>			
Otwór <i>Well</i>	Głębokość próbki rdzenia <i>Depth of core sample</i>	Przepuszczalność <i>Permeability</i>	Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i>	Ciężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Ciężar objętościowy <i>Bulk density</i>	Głębokość pakietu piaskowcowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
	[m]	[mD]	[%]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[m]	[%]
Wydme-1	1940.7		4.6	2.697	2.66		
	2247.0	0.080	3.6	2.696	2.56		
	2247.5		5.5				
	2653.0	0.010	3.9	2.631	2.47		
	2653.5		4.5				
	2805.0	0.005	7.0	2.709	2.61		
	2805.5	0.005	4.9				
	2911.0	0.100	4.8	2.696	2.51		
	2911.5	0.005	4.0				
	3341.2	0.006	1.1	2.713	2.66	3269.0–3399.5	5.329
	3341.3	0.006	2.9			"	"
	3448.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	4.1	2.746	2.64		
	3572.0		4.4				
3944.1		16.3	2.711	2.65			
4336.9	0.005	4.3	2.781	2.71			
4438.5	0.004	3.7	2.759	2.66			
4503.1	0.004	4.0	2.681	2.56			





Tabela (Table) IIC cd.

WARSTWY MENILITOWE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / MENILITE BEDS – SKOLE NAPPE		Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasło		Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics			
Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by POGC, South Branch in Jasło		Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software					
Otwór <i>Well</i>	Głębokość próbki rdzenia <i>Depth of core sample</i>	Przepuszczalność <i>Permeability</i>	Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i>	Ciężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Ciężar objętościowy <i>Bulk density</i>	Głębokość piaskowcowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
	[m]	[mD]	[%]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[m]	[%]
Kuzmmina-1	2307.7		7.8			"	"
	2307.7		7.2			"	"
	2307.8		6.8			"	"
	4250.0	0.009	3.9	2.742	2.41		
	4482.0	0.100	4.2	2.692	2.27		
Paszowa-1	4585.5		4.4	2.632	2.38		
	4586.0		4.9				
	4884.0	0.030	4.5				
	4884.5	0.030	4.3				
	4885.6	0.006	5.8	2.716	2.37		
Rozpucie-1	4485.7	0.007	6.1				
	4886.5		5.1	2.650	2.39		
	4886.6		3.9				
	1659.0		4.8	2.673	2.28		
	1774.0	0.420	9.0	2.631	2.22	1725.0–1778.5	6.343
	1774.5	0.009	2.4	2.621	2.34	"	"

Tabela (Table) II C cd.

1775.0	0.020	6.3	2.618	2.31	"	"
1785.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	11.6	2.607	2.41		
1786.0		13.5	2.647	2.23		
1786.5		4.8	2.630	2.20		
1787.0	1.020	13.4	2.612	2.19		
1788.0	pęka / <i>cracs</i>	12.8	2.618	2.16		
1788.5		8.3	2.641	2.30		
1964.0	0.330	7.2	2.644	2.35	1962.0-2019.5	9.036
1964.5	0.070	7.2	2.610	2.40	"	"
1965.0	0.300	9.7	2.615	2.35	"	"
1965.2	0.620	9.2	2.612	2.36	"	"
1965.5	0.550	8.1	2.615	2.49	"	"
1965.7	0.300	8.4	2.610	2.27	"	"
1966.0	0.200	7.3	2.622	2.56	"	"
1966.2	0.320	7.2	2.609	2.39	"	"
1966.5	0.460	7.5	2.647	2.33	"	"
1966.7	0.430	8.2	2.620	2.32	"	"
1967.0	0.690	9.0	2.631	2.36	"	"
1967.5	0.390	9.0	2.620	2.49	"	"
1970.0	3.120	9.6	2.620	2.42	"	"
1970.5	3.020	9.9	2.650	2.33	"	"
1971.0	0.290	8.1	2.610	2.34	"	"
1972.0	0.320	9.6	2.633	2.59	"	"
1973.0	2.500	9.5	2.611	2.52	"	"

Rozpućcie-1

Tabela (Table) HC cd.

WARSTWY MENILITOWE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / MENILITE BEDS – SKOLE NAPPE		Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>				
Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasło <i>Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by POGC, South Branch in Jasło</i>		Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>				
Głębokość próbki rdzenia <i>Depth of core sample</i>	Przepuszczalność <i>Permeability</i>	Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i>	Ciężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Ciężar objętościowy <i>Bulk density</i>	Głębokość piaszkowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
[m]	[mD]	[%]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[m]	[%]
1973.5	3.020	11.3	2.605	2.37	"	"
1974.0	4.170	11.4	2.635	2.49	"	"
1974.5	4.170	10.8	2.666	2.59	"	"
1975.0	4.020	11.1	2.672	2.33	"	"
1975.5		10.9	2.663	2.59	"	"
1976.0	peka / cracs	5.2	2.630	2.37	"	"
1976.5	0.570	11.2	2.629	2.54	"	"
1977.0	6.030	10.0	2.668	2.35	"	"
1977.5	6.030	10.5	2.662	2.37	"	"
1978.0	2.500	10.4	2.668	2.24	"	"
1978.5	4.170	10.4	2.652	2.42	"	"
2057.2		5.4	2.733	2.41		
2058.0	4.020	8.4	2.698	2.39		
2059.3	0.110	8.5	2.630	2.47		
2060.1		6.0	2.696	2.39		
2063.0		8.9	2.617	2.29	2064.0–2084.0	9.427

Rozpućcie-1

Tabela (Table) III C cd.

2064.0	0.090	8.1	2.628	2.42	"	"
2066.0	0.450	6.6	2.626	2.46	"	"
2067.0	2.400	9.6	2.613	2.40	"	"
2068.0	1.100	9.7	2.627	2.43	"	"
2069.0	0.930	9.5	2.637	2.34	"	"
2070.0	11.300	9.4	2.657	2.34	"	"
2071.0	13.000	10.4	2.648	2.34	"	"
2080.0	0.380	7.8	2.635	2.38	"	"
2081.0	0.340	7.2	2.645	2.45	"	"
2082.0	0.970	9.5	2.638	2.41	"	"
2083.0	1.300	8.5	2.639	2.47	"	"
2085.0	12.500	9.1	2.659	2.40		
2086.0	12.400	8.5	2.661	2.42		
2153.0	0.007	2.2	2.647	2.41	2151.25-2160.0	8.842
2156.0	0.030	4.6	2.624	2.55	"	"
2157.0	0.240	5.1	2.649	2.49	"	"
2252.0	61.300	10.9	2.650	2.24		
2253.0	2.100	7.7	2.655	2.36		
2253.5	0.090	3.6	2.667	2.46		
2254.0	1.600	7.7	2.622	2.38		
2286.0	0.260	9.7	2.661	2.37		
2287.0	11.600	9.1	2.639	2.35		
2288.0	0.009	4.3	2.622	2.40		
2289.0	122.600	12.5	2.641	2.27		

Rozpucie-1

**Tabela (Table) IID**

Zestawienie parametrów petrofizycznych warstw menilitowych jednostki śląskiej na podstawie wyników badań laboratoryjnych  
*Compilation of petrophysical parameters of the Menilite Beds of the Silesian Unit based on laboratory measurement results*

WARSTWY MENILITOWE – PŁASZCZOWINA ŚLĄSKA / MENILITE BEDS – SILESIAN NAPPE							
Otwór <i>Well</i>	Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasle <i>Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by POGG, South Branch in Jaslo</i>				Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>		
	Głębokość próbki rdzenia <i>Depth of core sample</i>	Przepuszczalność <i>Permeability</i>	Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i>	Ciężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Ciężar objętościowy <i>Bulk density</i>	Głębokość pakietu piaskowcowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
	[m]	[mD]	[%]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[m]	[%]
Rymanów-1	3102.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	3.7		2.60		
	3592.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	4.9		2.57		

Tabela (Table) III

Zestawienie parametrów petrofizycznych serii piaskowcowych warstw inoceramowych jednostki skolskiej na podstawie wyników badań laboratoryjnych  
*Compilation of petrophysical parameters of sandstone series in the Inoceramian Beds of the Skole Unit based on laboratory measurement results*

WARSTWY INOCERAMOWE – PLASZCZOWINA SKOLSKA / INOCERAMIAN BEDS – SKOLE NAPPE							
Otwór <i>Well</i>	Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasło <i>Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by POGG, South Branch in Jasło</i>	Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>					
	Głębokość próbki rdzenia <i>Depth of core sample</i>	Przepuszczalność <i>Permeability</i>	Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i>	Ciężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Ciężar objętościowy <i>Bulk density</i>	Głębokość pakietu piaskowcowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
	[m]	[mD]	[%]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[m]	[%]
Bachórzec-1	248.5	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	5.6		2.52		
	418.5		3.8		2.53		
	627.5		5.3		2.58		
	849.1	0.050	4.1		2.52	818.0–923.5	7.843
	850.3	pęka / <i>cracs</i>	23.0		2.01	"	"
	1073.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	5.8		2.41		
	1074.5	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	3.9		2.59		
	1075.0	pęka / <i>cracs</i>	5.8		2.49		
	1271.0		19.2		2.14		
	1272.5	0.060	8.2		2.35		
	1273.5	pęka / <i>cracs</i>	6.7		2.35		
1524.5		5.0		2.62			
1955.5	0.080	10.6		2.40			
2003.5	0.090	3.5		2.87	1941.5–2015.0	7.712	

Tabela (Table) IIIE cd.

WARSTWY INOCERAMOWE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / INOCERAMIAN BEDS – SKOLE NAPPE		Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>		Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wierceń wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasle <i>Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by PO9GC, South Branch in Jasło</i>		Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>	
Otwór <i>Well</i>	Głębokość próbki rdzenia <i>Depth of core sample</i>	Przepuszczalność <i>Permeability</i>	Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i>	Ciężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Ciężar objętościowy <i>Bulk density</i>	Głębokość pakietu piaskowcowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
	[m]	[mD]	[%]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[m]	[%]
Drohobyczka-1	2004.0	0.009	5.0			"	"
	2258.0	0.130	7.9		2.78		
	2415.5	1.810	15.8		2.53		
	2416.5	4.050	17.1		2.64		
	2417.5	65.540	18.8		2.56		
	2418.0	8.750	18.2				
	2419.5	0.050	6.8		2.49		
	2420.5	0.130	12.3		2.39		
	418.0		36.1 (?)		2.620		
	418.2		17.9				
Dynów-1	1165.5	0.002	4.1	2.683	2.47		
	1273.5	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	6.8	2.658	2.30		
	1273.6		5.1				
	1393.0	0.010	5.2	2.661	2.36		
	1526.3	0.008	4.0	2.692	2.55		
	1663.0	0.010	7.3	2.644	2.33		
	1812.0	1.560	16.4	2.690	2.14		
	2146.5	pęka / <i>cracs</i>	9.9	2.684	2.25		

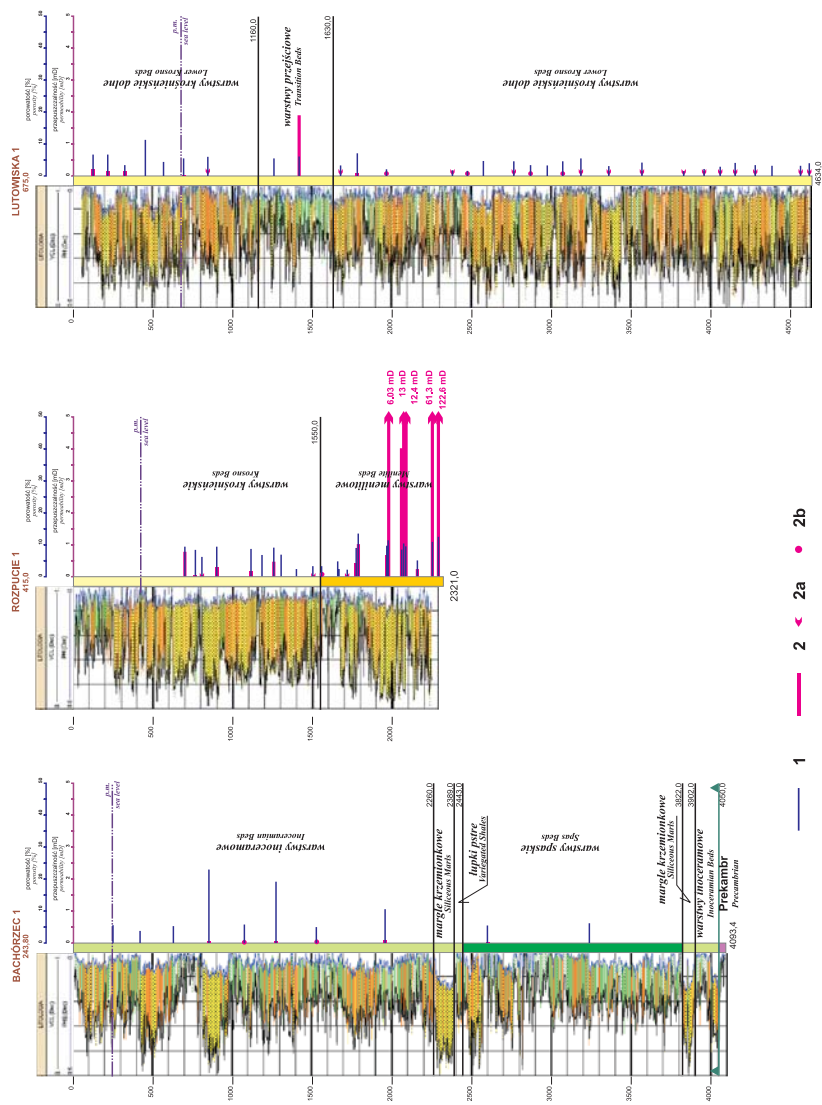


Tabela (Table) III ecd.

Dynów-1	2387.5	0.005	4.8	2.704	2.39	
	2581.5	0.230	11.1	2.653	2.22	
Kuźmina-1	2552.8		10.5	2.677	2.38	
	2639.5	0.020	4.9	2.682	2.52	
	2858.0	0.020	4.2	2.701	2.66	
	2858.1		4.8			
	3057.8	0.005	7.7	2.671	2.55	
	3057.9		6.6			
	3332.5	0.004	3.6			
	3558.8	0.010	1.3	2.697	2.63	3492.25-3655.5
	3558.9		1.1			"
	3682.7	0.003	5.1	2.684	2.55	
Paszowa-1	3975.0	0.020	7.0	2.653	2.44	
	3975.1	0.020	8.9			
	5235.5	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	3.5			
	5710.2	0.002	3.7	2.705	2.51	
	5710.3		3.9			
	6034.6		3.5	2.709	2.52	
	6035.1		3.6			
	6127.8		4.8	2.660	2.54	
	3233.2	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	5.8	2.646	2.58	
	Wara-6	3233.5	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	3.5		
3233.7		nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	4.0			
3234.0		0.006	4.2	2.717	2.68	

Tabela (Table) IIIe cd.

WARSTWY INOCERAMOWE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / INOCERAMIAN BEDS – SKOLE NAPPE							
Otwór <i>Well</i>	Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wiercen wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jasło <i>Petrophysical parameters derived from documentation of wells drilled by POGC, South Branch in Jasło</i>				Parametry zinterpretowane przy użyciu programu Interactive Petrophysics <i>Parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software</i>		
	Głębokość próbki rdzenia <i>Depth of core sample</i>	Przepuszczalność <i>Permeability</i>	Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i>	Ciężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Ciężar objętościowy <i>Bulk density</i>	Głębokość pakietu piaskowcowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
	[m]	[mD]	[%]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[m]	[%]
	3234.5		5.2				
	3524.2	0.060	4.7	2.627	2.58		
	3524.9	pęka / cracs	5.3	2.639	2.59		
	3526.5		5.4				
	3528.2	0.002	3.9	2.715	2.63		
	3528.7		4.8				
	3532.0	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	5.5	2.662	2.54		
	3532.9	0.004	3.5	2.686	2.62		
	3534.0	0.020	6.8	2.687	2.63		
	3535.1		5.3	2.628	2.58		
	3536.2	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	4.5	2.694	2.62		
	3539.1	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	6.7	2.628	2.61		
	3540.6	0.004	3.6	2.672	2.61		
	4022.1		4.8	2.647	2.61		
	4024.5	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	4.7	2.678	2.57		
	4082.6	0.003	5.3	2.667	2.57		
Wara-6							



**Fig. 11.** Zestawienie wyników badań laboratoryjnych porowatości i przepuszczalności rdzeni z profilem litologicznym i krzywą porowatości dla otworów: Bachórzec-1 i Rozpucie-1 (płaszczowina skolska) oraz Lutowska-1 (płaszczowina śląska): 1 – porowatości, 2 – przepuszczalności; a – przepuszczalności  $\leq 0,01$  mD, b – przepuszczalności zerowe

**Fig. 11.** Comparison of results of porosity and permeability laboratory determinations on drill cores to lithological sections and porosity curves for the wells: Bachórzec-1 and Rozpucie-1 (Skole Nappe), and Lutowska-1 (Silesian Nappe): 1 – porosity, 2 – permeability; a –  $\leq 0.01$  mD, b – zero values

Na znacznie lepsze parametry petrofizyczne wskazują badania warstw menilitowych w otworze Rozpucie-1: porowatości między 5 a 13.5% przy przepuszczalnościach do 122.6 mD, co pozwala na zakwalifikowanie piaskowców w tym otworze do klasy skał zbiornikowych o średniej pojemności. Pogarszanie się własności zbiornikowych tych warstw w partiach stropowych związane jest ze stopniowym przejściem w osady litofacji krośnieńskiej i zwiększoną obecnością spoiwa wapnistego (Szczygieł & Kuśmierek 2008). Ze względu na mały zasób danych (zbadane dwie próbki w otworze Rymanów-1 o przepuszczalności zerowej) nie można ocenić piaskowców występujących wśród litofacji menilitowej na obszarze płaszczowiny śląskiej.

Na odmienne kryteria klasyfikacji skał zbiornikowych wskazuje Such (2007), zwracając uwagę na możliwość transportu w wyniku dyfuzji niewielkich ilości płynów już w utworach o przepuszczalnościach  $< 0.01$  mD, a skały o przepuszczalności 0.01 mD zalicza do skał o bardzo niskiej (ale wymiernej) przepuszczalności.

## PODSUMOWANIE

W artykule przedstawiono wyniki interpretacji parametrów petrofizycznych formacji fliszowych, wykonanej przy zastosowaniu oprogramowania Interactive Petrophysics firmy Schlumberger, dla 16 głębokich odwiertów usytuowanych w południowo-wschodniej części Karpat, w obrębie płaszczowin skolskiej i śląskiej (Fig. 1–3). Wyniki analizy ujęto w zestawieniach tabelarycznych dla pakietów piaskowcowych występujących w obrębie litofacji oligoceńsko-wczesnomiocenów serii menilitowo-krośnieńskiej oraz warstw inoceramowych (młodsza kreda-starszy paleocen) (Tab. I). Zbiór obejmujący parametry petrofizyczne obliczone programem Interactive Petrophysics uzupełniono wynikami badań laboratoryjnych prób rdzeniowych, wykonanych przez PGNiG, Ośrodek Południe w Jaśle (Tab. II).

Oprogramowanie Interactive Petrophysics firmy Schlumberger daje możliwość interaktywnego uzupełniania danych i wprowadzania poprawek, co jest jego dużą zaletą, na uwagę zasługuje również możliwość wyprowadzania wyników w różnych formach, graficznych i tabelarycznych (zaprezentowanych po części w artykule; Fig. 4–10), ułatwiających zestawianie i wykorzystanie wyników w analizach geologicznych. Pewnym mankamentem, wymagającym uzupełnienia innymi badaniami, jest brak pakietu do określenia przepuszczalności skał.

Z przedstawionych zestawień parametrów zbiornikowych serii (pakietów) piaskowcowych (Tab. I i II) wynika, że przy przyjęciu kryterium porowatość 3.5% i przepuszczalność 0.1 mD za dolną granicę dla skały zbiornikowej (Burzewski *et al.* 2001) badane piaskowce można zaliczyć co najwyżej do grupy skał zbiornikowych o niskiej pojemności. Do grupy skał zbiornikowych o średniej pojemności zdecydowanie należą piaskowce kliwskie wśród formacji menilitowej w odwiercie Rozpucie-1, o porowatościach do 13.5% i przepuszczalnościach do 122.6 mD (Fig. 11). W pozostałych otworach, mimo występowania pakietów piaskowcowych o porowatościach utrzymujących się w granicach 5–15% (Tab. I), rzadko występują przepuszczalności wyższe od krytycznej 0.1 mD, sporadycznie przekraczając 1 mD (Tab. II) w otworze Drohobyczka-1 w warstwach krośnieńskich (jedna próbka o przepuszczalności 64.04 mD) i inoceramowych (cztery próbki o przepuszczalności 1.81–65.54 mD).

Uzyskane wyniki nie tylko przybliżają możliwości akumulacyjne badanych skał w systemie naftowym, ale również uściślają przebieg ewentualnych dróg migracji węglowodorów między „kuchnią” generowania a pułapką. Duża zmienność w obrębie poszczególnych litofacji i wykazane niezbyt dobre, na ogół, parametry petrofizyczne (szczególnie bardzo niskie przepuszczalności lub ich brak) opisywanych utworów, zestawione ze skomplikowanym modelem tektonicznym rozpatrywanego obszaru (Fig. 2, 3) wykluczają – w przewodzie – występowanie dłuższych odcinków dróg migracji subhoryzontalnej poprzez przestrzeń porową.

*Autorki serdecznie dziękują prof. dr. hab. inż. Janowi Kuśmierkowi za wnikliwe uwagi merytoryczne oraz mgr. inż. Julianowi Krachowi za tłumaczenia angielskojęzyczne i uwagi edytorskie.*

*Do opracowania i realizacji ww. projektu wykorzystano program do interpretacji krzywych geofizyki wiertniczej Ineractive Petrophysics przekazany WGGiOŚ AGH do celów statutowych przez firmę Schlumberger SIS.*

*Analizę wykonano w ramach realizacji polsko-ukraińskiego projektu badawczego PBS/PUPW/6/2005 „Badania transgraniczne wglębnych struktur geologicznych brzeżnej strefy Karpat w aspekcie odkryć i udostępnienia nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego”.*

## LITERATURA

- Bała M., Jarzyna J., Górecka N., Czopek B., Nowak N., Kotuła M., Wawrzyniak K. & Należniak A., 2003. *Analiza potencjalnych pułapek złożowych w oparciu o badania sejsmiczne i analizę geologiczną w strefie Drohobyczka – Skopów. Szczegółowa korelacja utworów miocenu autochtonicznego*. Towarzystwo Geosynoptyków „Geos” Zespół Specjalistów, Kraków, 1–103.
- Burzewski W., Semyrka R. & Słupczyński K., 2001. Kwalifikacja naftowa przestrzeni porowej skał zbiornikowych. *Polish Journal of Mineral Resources*, 3, 185–189.
- Gucik S., Paul Z., Ślącza A. & Żytka K., 1979. *Mapa geologiczna Polski. B. Mapa bez utworów czwartorzędowych*. Arkusz Przemyśl, Kalników. Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa.
- Jankowski L., Kopciowski R. & Ryłko W., 2004. *Geological Map of the Outer Carpathians: Borderlands of Poland, Ukraine and Slovakia 1:200 000*. Polish Geological Institute, Warszawa.
- Kotlarczyk J., 1988. Geologia Karpat przemyskich – szkic do portretu. *Przegląd Geologiczny*, 36, 6, 325–332.
- Kuśmierk J., 2001. Geostrukuralne uwarunkowania rozwoju ropogazonośnych jednostek Karpat polskich. *Polish Journal of Mineral Resources*, 4, 9–17.
- Kuśmierk J., 2004. Systemy naftowe: pierwotny potencjał węglowodorowy a zasoby prognostyczne ropy naftowej i gazu ziemnego. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, 20, 3, 27–53.

- Kuśmierek J., 2009. Subsurface structure and tectonic style of the eastern Polish Carpathians on the basis of integrated 2D interpretation of geological and geophysical images. *Geologica Carpathica* (przyjęte do druku).
- Kuśmierek J., Maćkowski T., Szczygieł M., Baran U. & Pieniądz K., 2006. Budowa struktur wgłębnych w strefie sigmoidy przemyskiej – przegląd modeli interpretacyjnych. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, 2, 238, 31–34.
- Kuśmierek J. & Semyrka R., 2003. Zmienność cech zbiornikowych przestrzeni porowoszczelinowej piaskowców karpaccich i ich kwalifikacja naftowa. *Przegląd Geologiczny*, 51, 9, 732–743.
- Marcinkowski A. & Szewczyk E., 2008. Produktywność karpaccich skał zbiornikowych w świetle historii wydobywania węglowodorów. *Geologia* (kwartalnik AGH), 34, 3, 405–421.
- Matyasik J., 1994. Badania geochemiczne warstw menilitowych, inoceramowych i spaskich jednostki skolskiej fliszu karpacciego. *Nafta-Gaz*, 6, 234–243.
- Such P. *et al.*, 2007. Ilościowa analiza wyników archiwalnych badań analitycznych. W: Górecki W. *et al.*, *Dokumentacja merytoryczna projektu PBS/PUPW/6/2005 pt. „Badania transgraniczne wgłębnych struktur geologicznych brzeżnej strefy Karpat w aspekcie odkryć i udostępnienia nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego”*, Blok V, Zadanie 4A/1, 4A/2, 5A, Archiwum KSE AGH, Kraków, 1–65.
- Szczygieł M. & Kuśmierek J., 2008. Charakterystyka parametrów zbiornikowych piaskowców kliwskich w roponośnej strefie wewnętrznego synklinorium płaszczowiny skolskiej. *Materiały Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej Geopetrol 2008 pt. „Nauka, technika i technologia w rozwoju poszukiwań i wydobywania węglowodorów w warunkach lądowych i morskich”*, Zakopane, Prace Instytutu Nafty i Gazu, 150, 251–254.
- Dokumentacje wynikowe otworów i materiały archiwalne Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

## Summary

The paper presents results of interpretation of petrophysical parameters in flysch formations, which was run with application of the Interactive Petrophysics software from Schlumberger for 16 deep wells located in the southeastern part of the Carpathians, within the range of the Skole and Silesian nappes (Figs 1–3). Results of the analysis were compiled in tables for sandstone packages occurring within the Oligocene-Early Miocene lithofacies of the Menilite-Krosno Series and within the Inoceraman Beds (Late Cretaceous-Early Paleocene) (Tab. I). The set that comprised the petrophysical parameters computed with the Interactive Petrophysics software was supplemented by results of laboratory tests of core samples, carried out by the Polish Oil and Gas Company, South Branch in Jasło (Tab. II).

The Schlumberger's Interactive Petrophysics software allows us to interactively supplement data and to introduce corrections, which represent its great advantages. Worthy of

notice is the ability to deliver results in various graphical and tabular forms (presented partly in this paper; Figs 4–10), which facilitate compilation of the results and application to geological analyses. Absence of a package for determination of rock permeability is a drawback which requires supplementing the results with other investigations.

It results from the presented compilations of reservoir parameters in the sandstone series (packages) (Tabs I and II) that when adopting the criterion of porosity 3.5% and permeability 0.1 to represent the lower limit of a reservoir rock (Burzewski *et al.* 2001), the investigated sandstones can be numbered at most among the group of reservoir rocks with low capacity. The Kliwa Sandstones in the Rozpucie-1 well, revealing porosities up to 13.5% and permeabilities up to 122.6 mD (Fig. 11), most certainly belong to the group of reservoir rocks with moderate capacity. In remaining wells, despite the occurrence of sandstone packages with porosities from 5 to 15% (Tab. I), permeabilities higher than the critical 0.1 mD are rare, sporadically exceeding 1 mD (Tab. II) in the Drohobyczka-1 well in the Krosno Beds (1 sample with permeability of 64.04 mD) and Inoceramian Beds (3 samples with permeabilities from 1.81 to 65.54 mD).

The obtained results not only approximate the accumulation potential of the investigated rocks within the petroleum system, but also constrain the run of possible hydrocarbon migration pathways between the generation “kitchen” and traps. High variability within particular lithofacies and the demonstrated not very good, in general, petrophysical parameters in the strata under description (especially the very low or zero-value permeabilities), combined with the complicated tectonic model of the study area (Figs 2, 3), most frequently except existence of any longer segments of the pathways of subhorizontal migration through the pore space.