

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 CZOPEK¹, Monika SZCZYGIEŁ¹ & Urszula BARAN²

¹*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*

²*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 (Kuśmierek 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 (Kuśmierek 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 wglębnych 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 wychodni 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 (górný eocen-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 – Inoceraman 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)



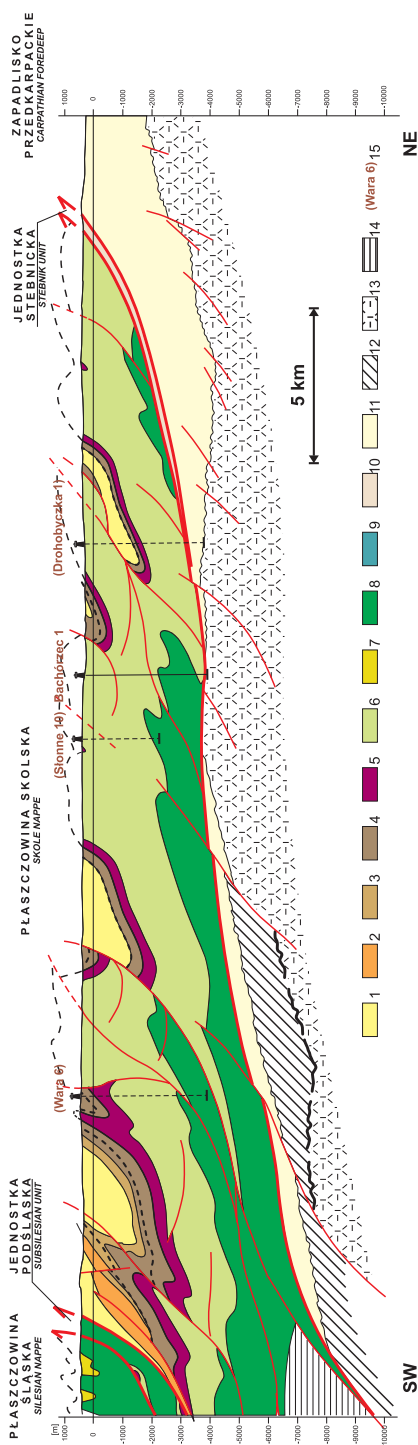


Fig. 2. Travers Bukowsko – Łopuszka Wielka; fragment (wg Kuśmierka 2009): 1 – warstwy krosieńskie środkowe i górne, 2 – warstwy krosieńskie dolne, 3 – warstwy przejściowe (serii menilitowo-krosieńskiej), 4 – warstwy menilitowe, 5 – warstwy hieroglifowe, łupki psre, piaskowce ciężkowickie, 6 – warstwy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

Fig. 2. Traverse Bukowsko – Łopuszka Wielka; a fragment (after Kuśmerek 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 – Skawina Beds, 11 – 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

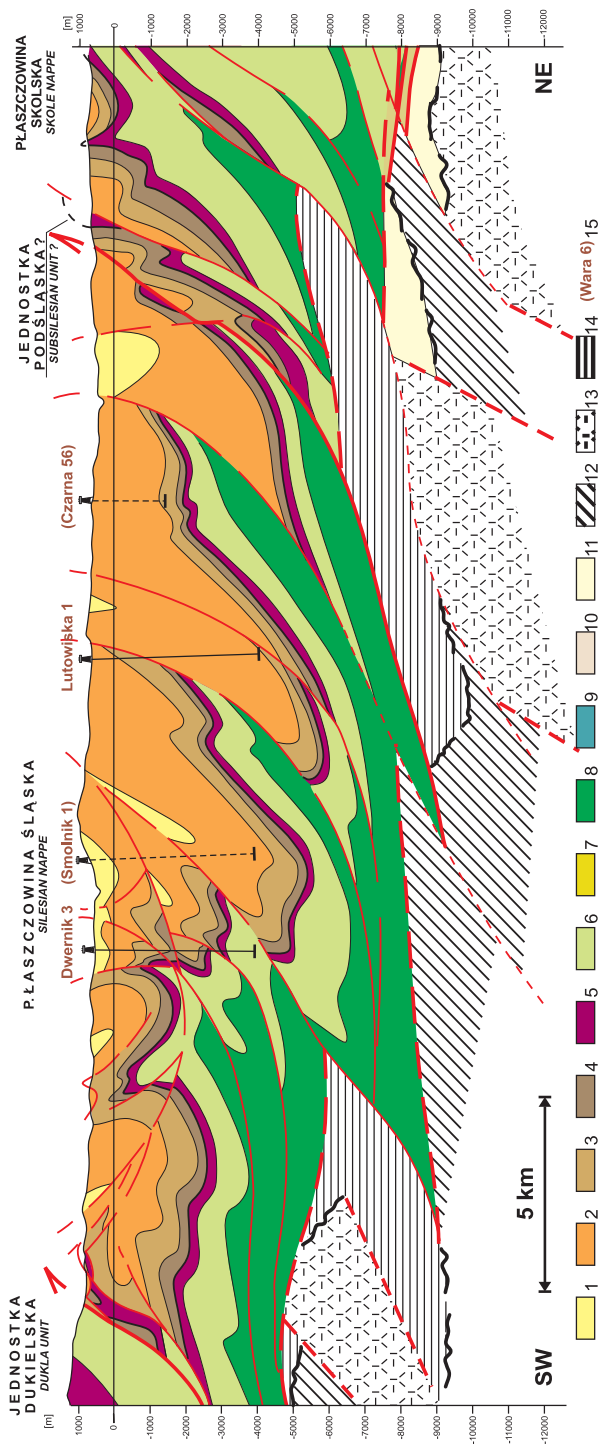


Fig. 3. Trawers Brzegi Górze – Krukenichi; fragment (wg Kuśmierka 2009). Objasnienia – jak do figury 2

Fig. 3. Traverse Brzegi Dolne – Krukenichi; a fragment (after Kuśmerek 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 wydobycie ropy naftowej 600.4 tys. ton (Marcinkowski & Szewczyk 2008). W profilu serii skolskiej za najlepszą skałę zbiornikową uznawane są piaskowce kliwskie przeławiające litofację łupków menilitowych. Najwyższe wydobyćia 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 przypiły 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 zailonnych) 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 [g/cm^3] oraz ciężaru objętościowego [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 hieroglifowe i pstre 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 spagowi 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, Zatwarnica 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 pstryimi 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%, Zatwarnica 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 odwiercie Paszowa-1 występują piaskowce o bardzo niskich porowatościach, średnie zailenie formacji menilitowej w tym otworze wynosi 42.4%.

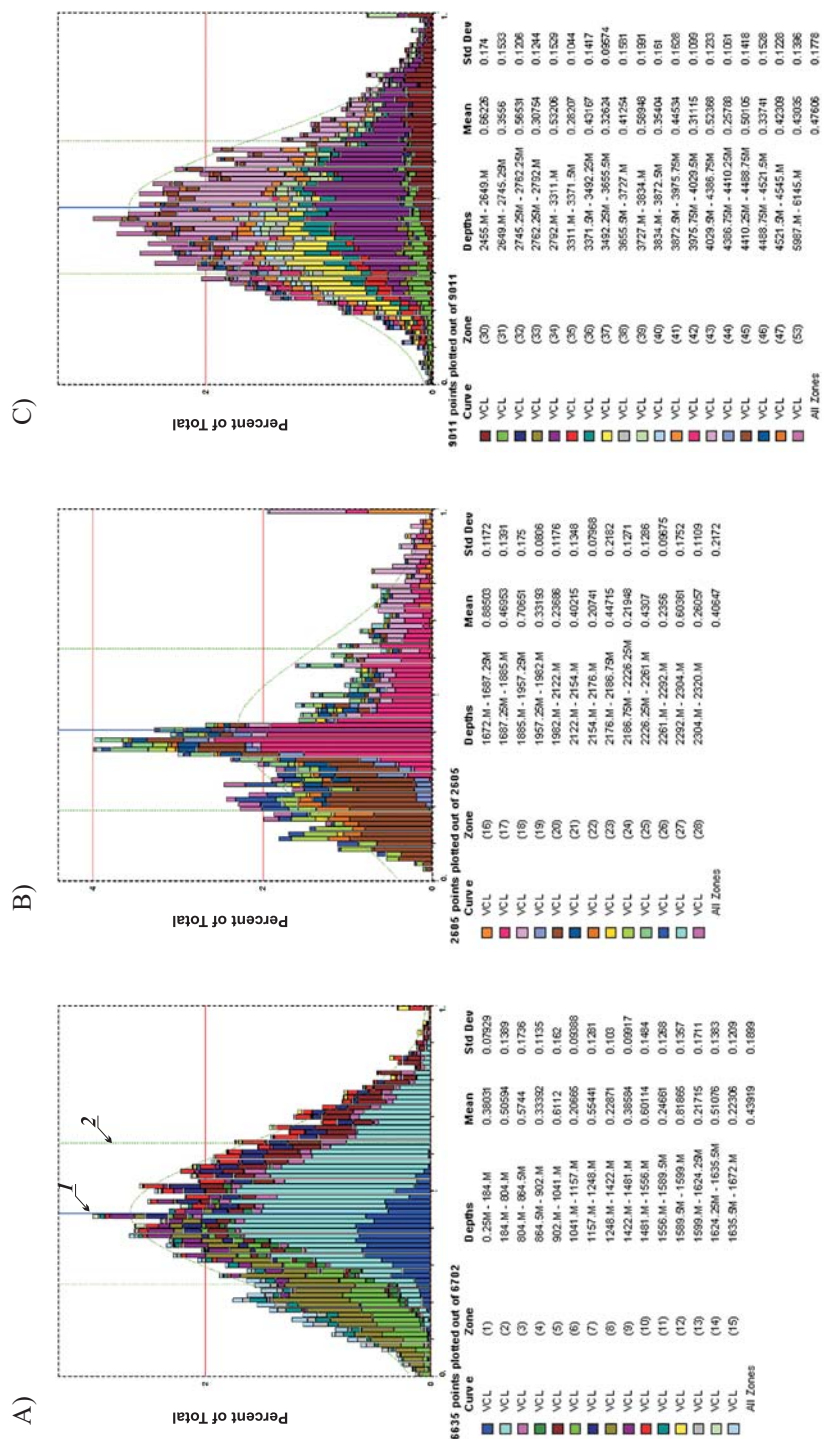


Fig. 4. Histogram rozkładu zailenia VCL w otworze Kuźmina-1 (płaszczowina skolska): A) warstw krosnińskich; B) warstw menilitowych; C) warstw inoceramowych; 1 – wartość średnia, 2 – odchylenie standardowe

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 Inoceraman Beds; 1 – mean value, 2 – standard deviation

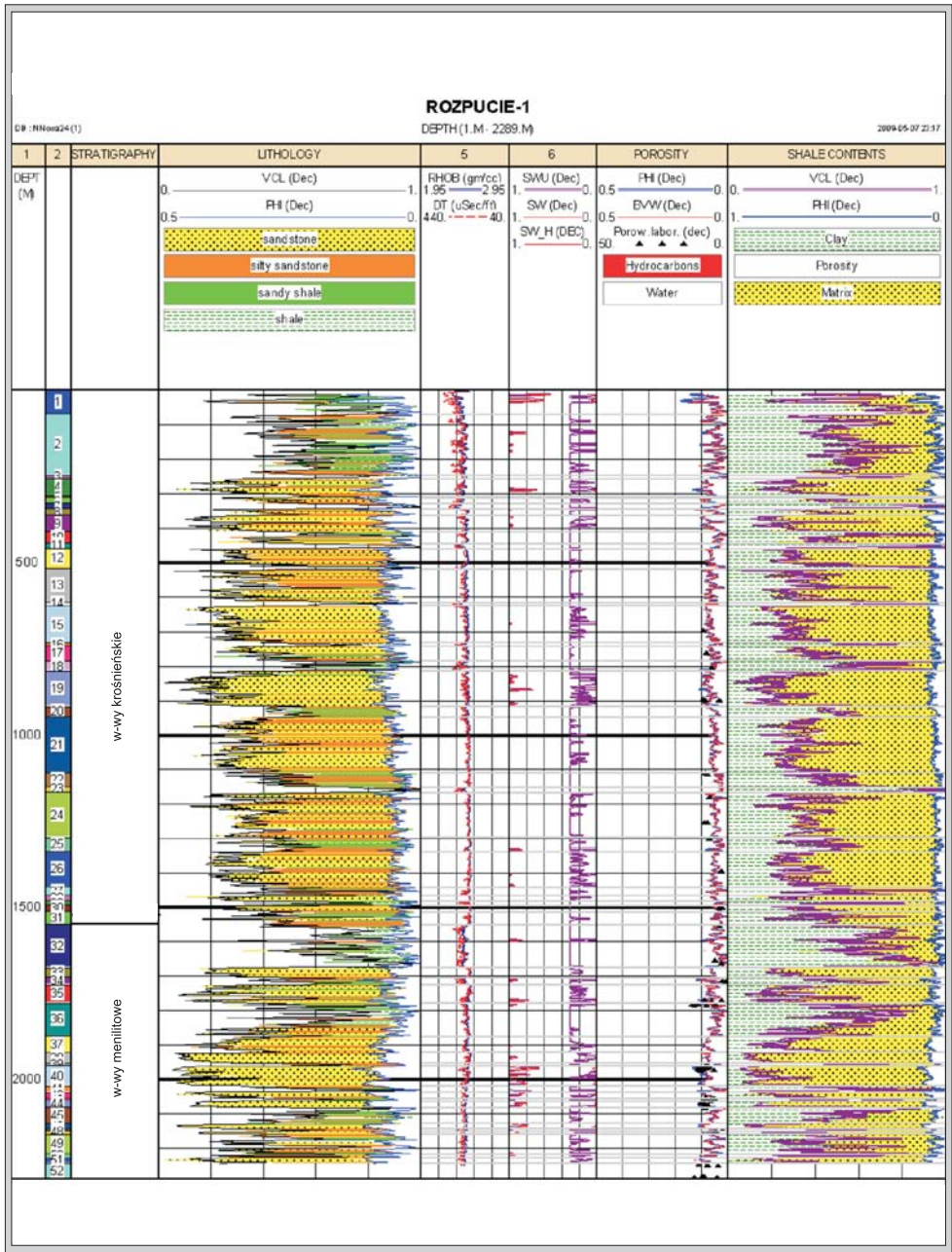


Fig. 5. Rozpucie-1 (płasczowina skolska). Profil litologiczny otworu i parametry petrofizyczne zinterpretowane w programie Interactive Petrophysics

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

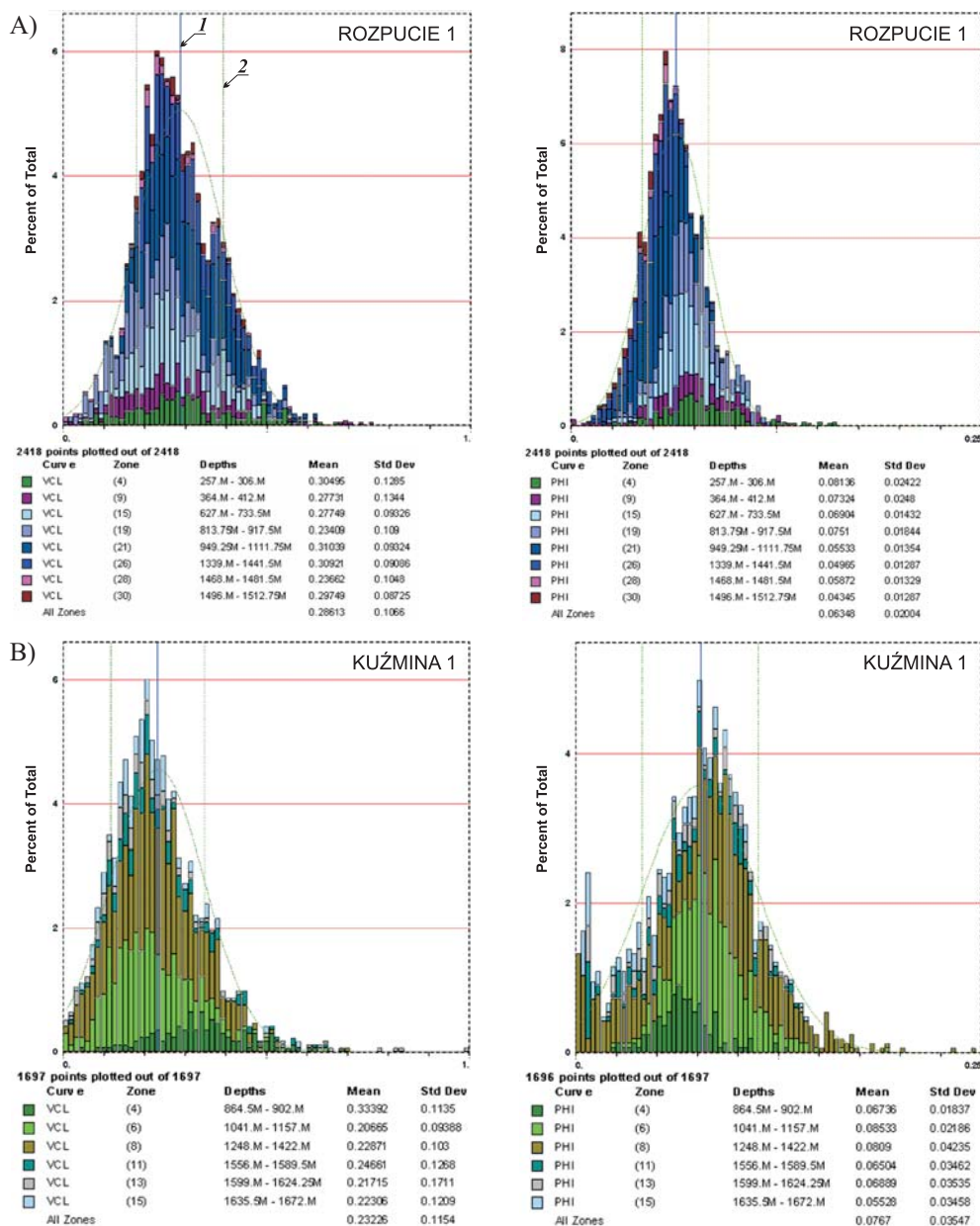


Fig. 6. Histogram rozkładu: zailenia VCL (A) i porowatości PHI (B) w pakietach piaskowcowych formacji krośnieńskiej w otworach Rozpucie-1 i Kuźmina-1 (płaszczowina skolska): 1 – wartość średnia, 2 – odchylenie standardowe

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 KROŚNIENSKIE – PŁASZCZOWINA ŚLĄSKA / KROSNO BEDS – SILESIA 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]	[m]	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]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[%]
Lutowiska -2	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		
Polanki IG -1					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		
Rymanów -1	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
	0.0	1790.0	1790.0	226.00	316.00	90.00	31.550	7.007	98.233
Zatwarnica IG-1	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			Parametry pakietów piaskowcowych Parameters of sandstone packages					
	Głębokość występowania Depth of occurrence		Miaższość Thickness	Strop Top	Spąg Base	Miaższość Thickness	Zailenie Clay content	Porowatość Porosity	Nasylenie Saturation
	Strop Top	Spąg Base							
Drohobyczka-1	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[%]	[%]	[%]
	1620.0	1695.0	75.0	–	–	–	–	–	–
Dynów-1	0.0	74.0	74.0	–	–	–	–	–	–
	1672.0	2320.0	648.0	1982.00	2122.00	140.00	23.686	5.501	98.585
Kuźmina-1				2154.00	2176.00	22.00	21.948	6.769	98.338
				2261.00	2292.00	31.00	23.560	7.301	92.858
				2304.00	2320.00	16.00	26.057	12.258	84.655
Paszowa-1	3698.0	3800.0	102.0	–	–	–	–	–	–
	4160.0	5005.0	845.0	–	–	–	–	–	–
	1550.0	2321.0	771.0	1676.00	1705.00	29.00	27.249	5.699	100.000
Rozpucie-1				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 marglami 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 (Kuśmirek *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.

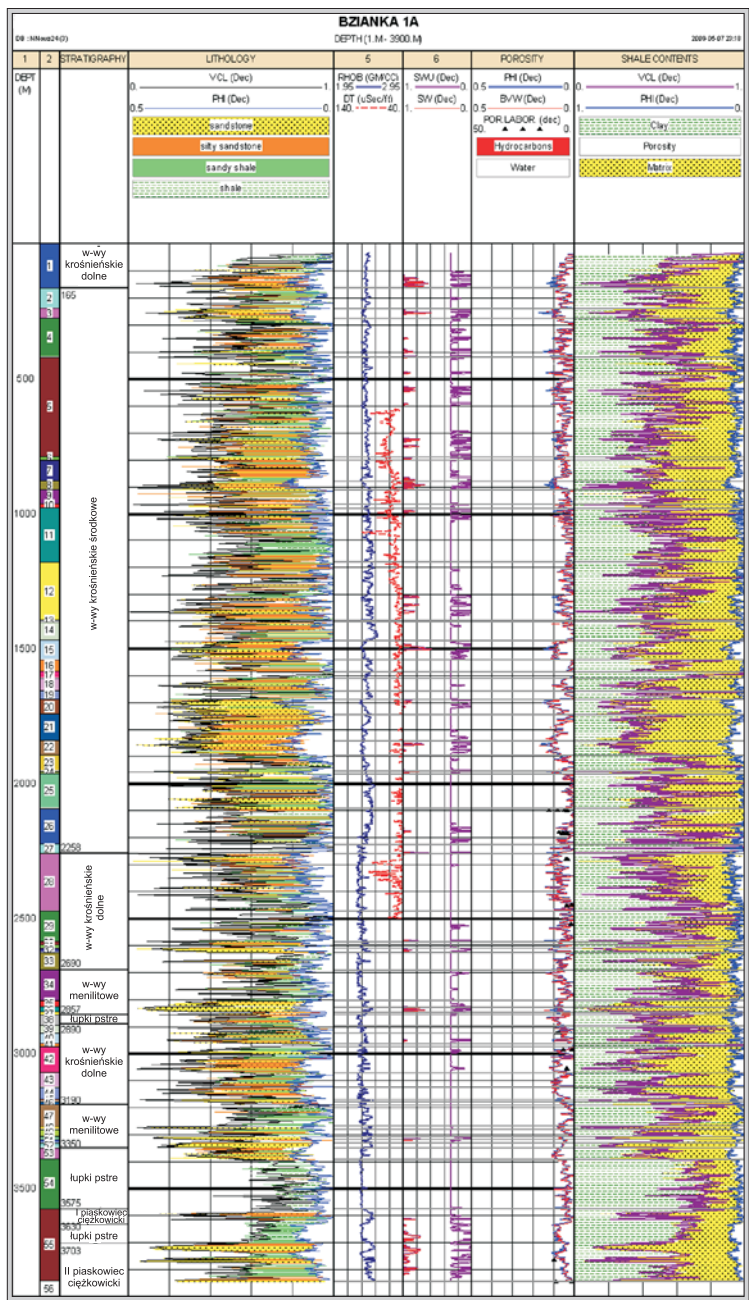
W otworach Bachórzec-1, Dynów-1 i Wara-6, mniej lub bardziej wyraźnie, zaznacza się dwudzielność omawianej serii na kompleksy: górny z większym udziałem piaskowców równocześnie o podwyższonej porowatości, i niższy w przewodzie ilasto-mułowcowy z cienkimi przewarstwieniami piaszczystymi. Średnie zailenie 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 – SILESIAN 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>			Strop <i>Top</i>	Spąg <i>Base</i>	Miaższość <i>Thickness</i>	Zaileanie <i>Clay content</i>	Porowatość <i>Porosity</i>	Nasylenie <i>Saturation</i>
Bzianka-1A	[m]	[m]		[m]	[m]	[m]	[m]	[%]	[%]	[%]
	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
					3269.50	3279.50	10.00	19.466	6.856	100.000
					3305.50	3319.50	14.00	22.342	6.253	89.740
Polanki IG-1					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
					3053.25	3067.25	14.00	15.523	9.469	91.523
					3091.50	3149.00	57.50	23.911	5.245	96.808
Rymanów-1	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
	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
Zatwarnica 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



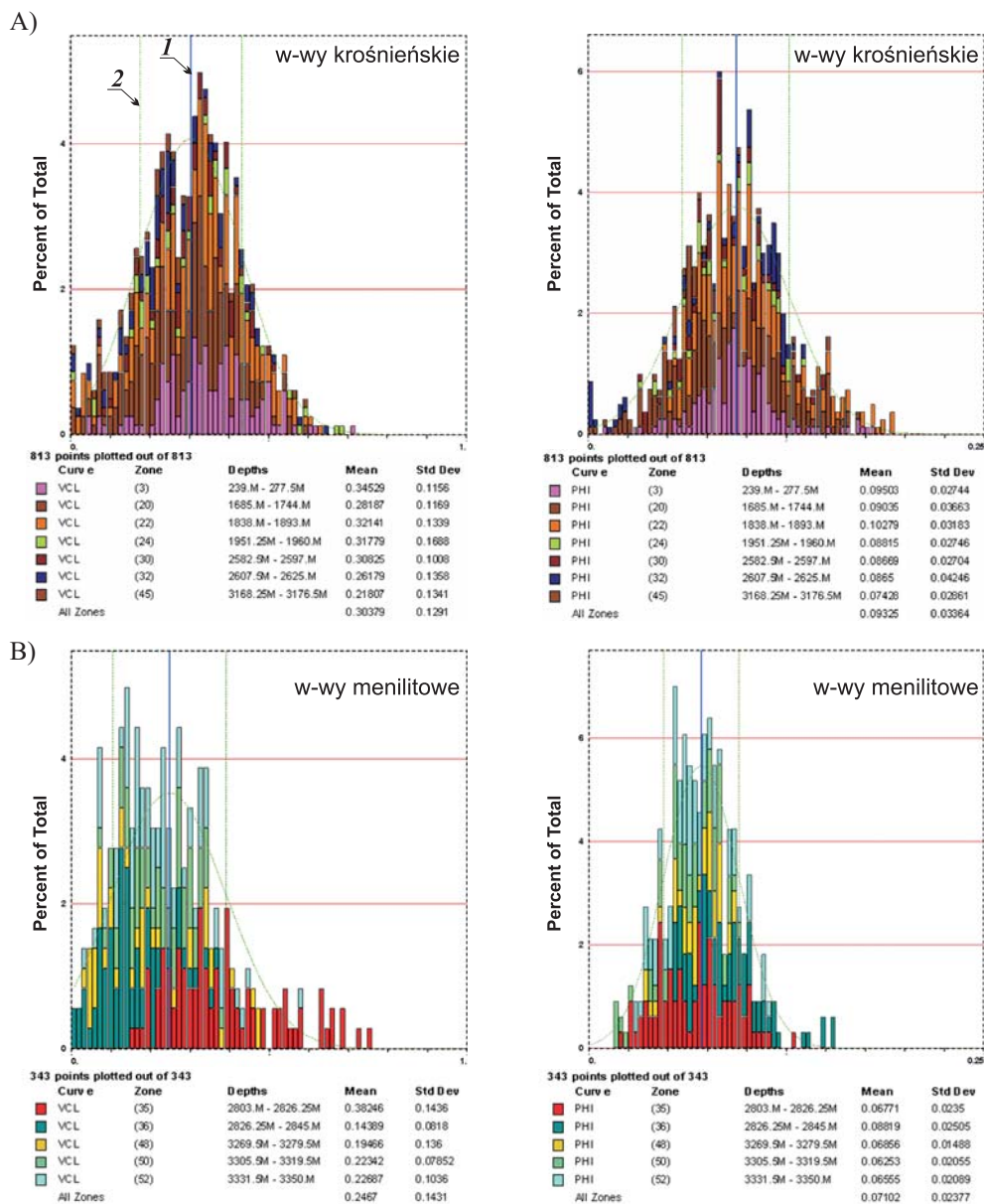


Fig. 8. Histogram rozkładu zailenia VCL (A) i porowatości PHI (B) w pakietach piaskowcowych formacji krośnieńsko-menilitowej w otworze Bianka-1A (płaszczowina śląska): 1 – wartość średnia, 2 – odchylenie standardowe

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 piaskowcowych warstw inoceramowych jednostki skolskiej zinterpretowane przy zastosowaniu programu Interative 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 / INOCERAMIAN 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>		
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[%]	[%]	[%]	[%]
Bachórzec-I	0.0	2260.0	2260.0	422.00	525.75	103.75	30.675	6.970	92.687	
	3902.0	4050.0	148.0	818.00	923.50	105.50	23.252	7.843	99.873	
				4011.00	4050.00	39.00	32.851	12.042	96.604	
Cisowa IG-I	0.0	342.0	342.0	267.75	288.00	20.25	32.055	12.548	81.819	
	357.0	1446.0	1089.0	507.00	595.75	88.75	22.875	9.726	97.361	
	1565.0	2202.0	637.0	813.25	925.00	111.75	28.245	8.056	95.945	
	2230.0	2647.0	417.0	1044.25	1083.00	38.80	21.066	11.866	93.146	
	2680.0	3435.0	755.0	2091.25	2187.25	95.80	21.122	9.079	93.891	
	3435.0	4012.0	577.0	2230.00	2408.00	178.00	26.546	5.578	99.256	
				3011.75	3038.00	26.30	28.563	5.400	99.190	
Drohobyczka-I				3927.50	3941.00	13.50	21.511	4.500	100.000	
	10.0	1030.0	1020.0	210.75	235.00	24.25	28.124	15.058	93.213	
	1830.0	3430.0	1600.0	260.50	281.50	21.00	31.681	13.086	98.266	
				650.50	679.00	28.50	25.611	12.229	88.394	
				1941.50	2015.00	73.50	14.746	7.712	90.934	

Tabela (Table) IE cd.

Drohobyczka-1				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
Dynów-1	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
Kuźmina-1				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	—	—	—	—	—	—
Paszowa-1	5680.0	5760.0	80.0	—	—	—	—	—	—
	25.0	1914.0	1889.0	342.00	375.00	33.00	37.021	8.157	91.372
Wara-6	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

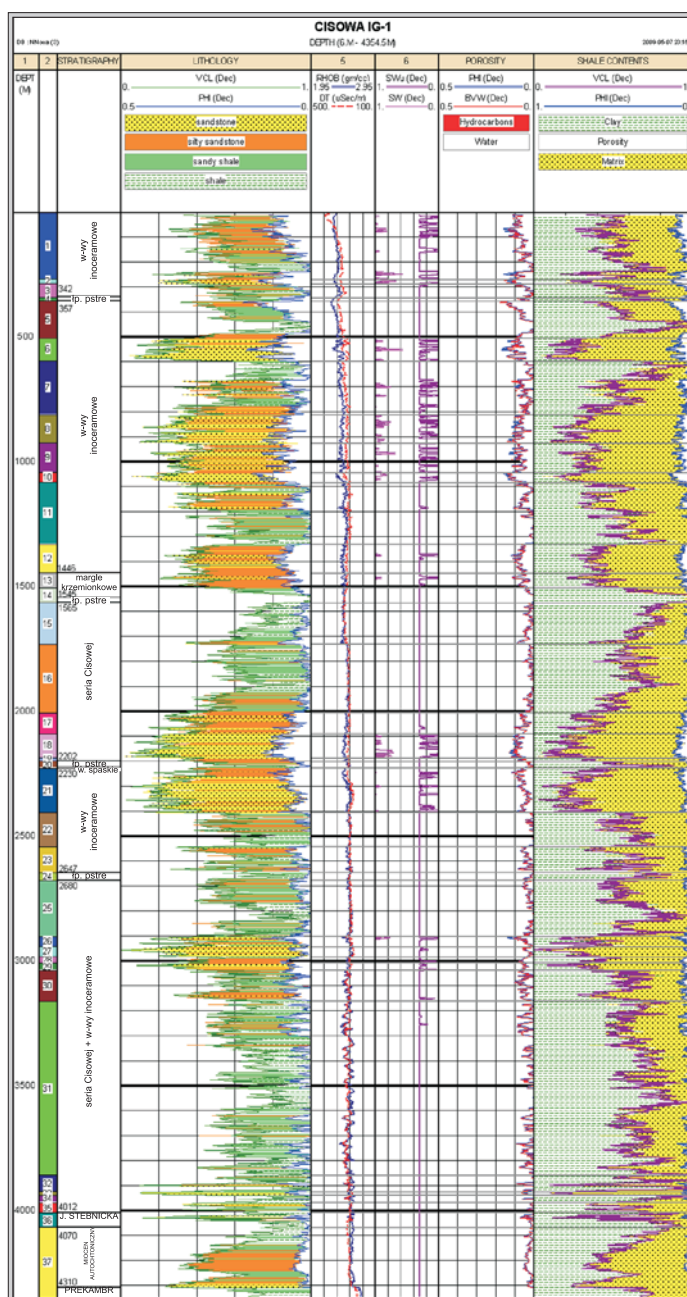


Fig. 9. Cisowa IG-1 well (Skole Nappe). Lithologic section and petrophysical parameters interpreted with application of the Interactive Petrophysics software

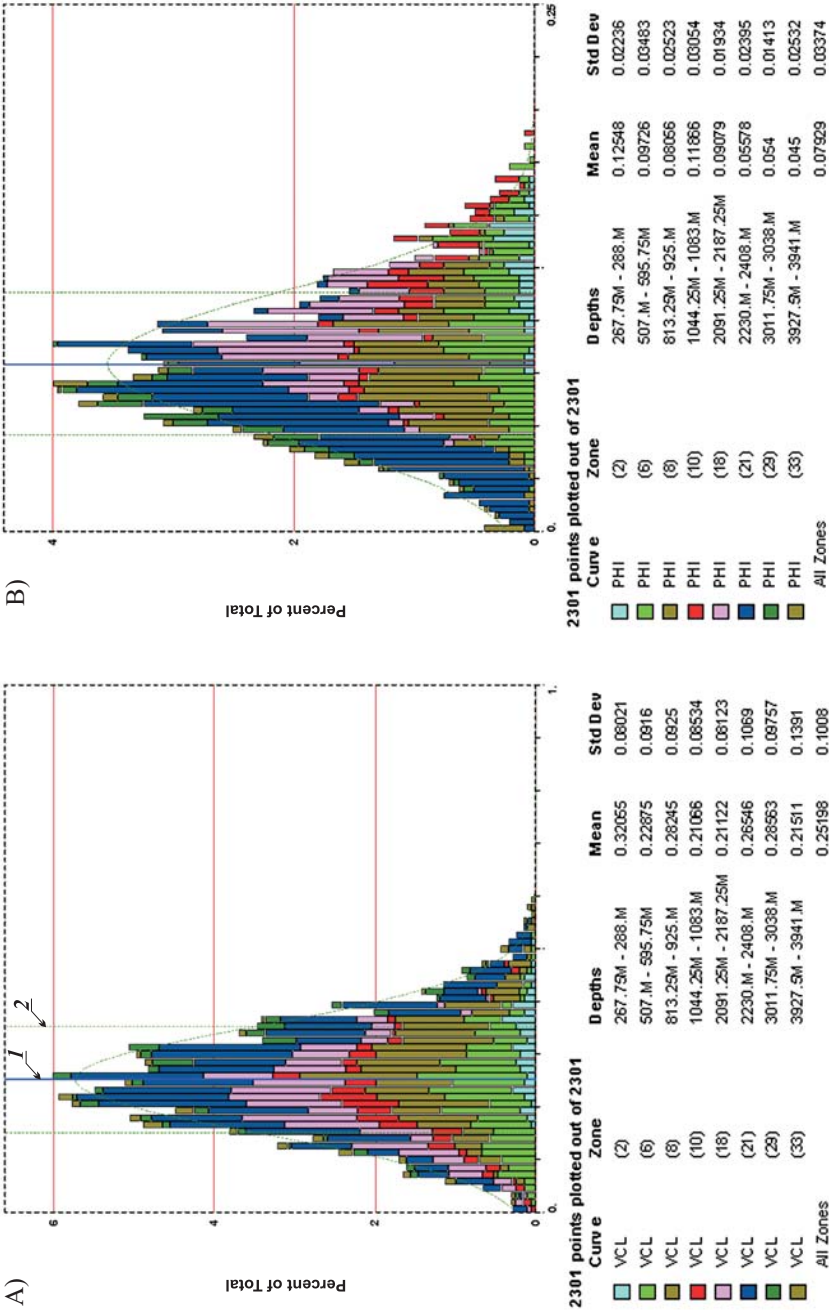


Fig. 10. Histogram rozkładu zailenia VCL (A) i porowatości PHI (B) w pakietach piaskowcowych formacji inoceramowej w otworze Cisowa IG-1 (płaszczyzna skłosa): 1 – wartość średnia, 2 – odchylenie standardowe

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) IIB

Zestawienie parametrów petrofizycznych warstw krosńskich 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 / KROSNO 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 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>	Cieężar właściwy <i>Specific gravity</i>	Cieężar 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 ³]	[g/cm ³]	[m]	[%]
Lutowiska-I	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 cd.

Lutowiska-1	2763.2	0.003	2.1	2.714	2.39	"	"
	2973.8	pęka / cracks	0.6			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			"	"
	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				
Lutowiska-2	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 <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 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>
Lutowiska-2	[m]	[mD]	[%]	[g/cm ³]	[g/cm ³]	[m]	[%]
	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 cd.

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	
Rymanów-1	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	
	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	
Wydme-1	435.2	0.002	3.9	2.722	2.55	
	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 – PŁASZCZOWINA ŚLĄSKA / KROSNO BEDS – SILESIA NAPPES						
Otwór Well	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>					
	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>
	[m]	[mD]	[%]	[g/cm ³]	[g/cm ³]	[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
	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	
						Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
						[%]

Tabela (Table) IIC

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

WARSTWY MENILITOWE – PŁASZCZYZNINA SKOLSKA / MENILITE BEDS – SKOLE NAPPE							
Otwór <i>Well</i>	Parametry petrofizyczne pochodzące z dokumentacji wiercen w Jaśle 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>
Kuźmina-1	[m]	[mD]	[%]	[g/cm ³]	[g/cm ³]	[m]	[%]
	1857.8	0.010	4.1	2.753	2.62		
	1858.5	0.010	5.3	2.826	2.57		
	1859.0		7.3				
	1951.0	0.020	6.0	2.656	2.41		
	2048.8	pęka / cracs	3.8	2.654	2.57	1982.0–2122.0	5.501
	2048.9		4.1			"	"
	2147.5	pęka / cracs	15.1	2.660	2.26		
	2148.0	0.010	4.8	2.667	2.57		
	2148.2		5.9				
	2248.8	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	3.9	2.618	2.47		
	2253.7	0.005	6.0	2.688	2.51		
	2261.7		1.4	2.633	2.54	2261.0–2292.0	7.301
	2307.6	0.190	9.1	2.563	2.46	2304.0–2320.0	12.258

Tabela (Table) IIC cd.

WARSTWY MENILITOWE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / MENILITE 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 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>
Kuźmina-1	[m]	[mD]	[%]	[g/cm ³]	[g/cm ³]	[m]	[%]
	2307.7		7.8			"	"
	2307.7		7.2			"	"
Paszowa-1	2307.8		6.8			"	"
	4250.0	0.009	3.9	2.742	2.41		
	4482.0	0.100	4.2	2.692	2.27		
	4585.5		4.4	2.632	2.38		
	4586.0		4.9				
	4884.0	0.030	4.5				
Rozpucie-1	4884.5	0.030	4.3				
	4885.6	0.006	5.8	2.716	2.37		
	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		
Rozpucie-1	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) IIC cd.

Rozpućcie-1	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	"	"

Tabela (Table) IIC cd.

WARSTWY MENILITOWE – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / MENILITE 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>
Rozpucie-1	[m]	[mD]	[%]	[g/cm ³]	[g/cm ³]	[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	pęka / cracks	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

Tabela (Table) IIC cd.

Rozpucie-1	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		

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 Well	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>	
	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 ³]	[g/cm ³]	[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) IIE

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 – PŁASZCZOWINA SKOLSKA / INOCERAMIAN BEDS – SKOLE 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 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>
Bachórzec-1	[m]	[mD]	[%]	[g/cm ³]	[g/cm ³]	[m]	[%]
	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) IIE cd.

WARSTWY INOCERAMOWE – PŁASZCZOWINA 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 PO9GC, 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>
Drohobyczka-1	[m]	[mD]	[%]	[g/cm ³]	[g/cm ³]	[m]	[%]
	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	2.16		
Dynów-1	418.2		17.9				
	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>cracks</i>	9.9	2.684	2.25		

Tabela (Table) IIIE cd.

Dynów-1	2387.5	0.005	4.8	2.704	2.39	
	2581.5	0.230	11.1	2.653	2.22	
	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	
Kuźmina-1	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	
	3975.0	0.020	7.0	2.653	2.44	
	3975.1	0.020	8.9			
	5235.5	nieprzepuszczalny <i>impermeable</i>	3.5			
Paszowa-1	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 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>		
	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 objęściowy <i>Bulk density</i>	Głębokość pakietu piaskowcowego <i>Depth interval of sandstone package</i>	Porowatość średnia <i>Mean porosity</i>
Wara-6	[m]	[mD]	[%]	[g/cm ³]	[g/cm ³]	[m]	[%]
	3234.5		5.2				
	3524.2	0.060	4.7	2.627	2.58		
	3524.9	pęka / cracks	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		

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 & Kuśmerek 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 przewadze – występowanie dłuższych odcinków dróg migracji subhoryzentalnej 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 Interactive 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. & Naleźniak 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., Ślaczka 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.
- Kuśmerek J., 2001. Geostrukturalne uwarunkowania rozwoju ropogazonośnych jednostek Karpat polskich. *Polish Journal of Mineral Resources*, 4, 9–17.
- Kuśmerek 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 porowo-szczelinowej piaskowców karpaccich i ich kwalifikacja naftowa. *Przegląd Geologiczny*, 51, 9, 732–743.
- Marcinkowski A. & Szewczyk E., 2008. Produktowność 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 kłiwskich 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 Inoceranian 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.