

Zmienność cech zbiornikowych przestrzeni porowo-szczelinowej piaskowców karpackich i ich kwalifikacja naftowa

Jan Kuśmierk*, Roman Semyrka*

Variability of reservoir properties of the pore-fracture space in Carpathian sandstones and their petroleum qualification. Prz. Geol., 51: 732–743.

Summary. Discovery of new hydrocarbon accumulations in areas that have been weakly recognized by drilling depends, among others, on correct prediction of reservoir properties in potential oil- and gas-bearing series. As demonstrated by results of modelling for petroleum systems of the Carpathian structural-facial units, the southeastern part of the Polish Carpathians is a prospective zone for documenting new oil and gas reserves. Evaluation of reservoir properties of flysch sandstones in this zone has been based on analysis and interpretation of porosimetric measurements on samples of thick-bedded sandstones taken from exposures of potential oil- and gas-bearing series. Application of the porosimetric method, which has enabled detailed characteristic of geometry of the pore-fracture space in sandy lithotypes, has allowed us to establish some essential regularities that determine their qualification among hydrocarbon reservoir rocks. In the northwestern part of the study area reservoir properties of the sandy lithotypes are related to common occurrence of mesopores and micropores, whereas in the southeastern part they are related mainly to the system of micropores and occurrence of fractures.

Key words: Flysch Carpathians, sandy lithotypes, interpretation of porosimetric measurements, features of the pore-fracture space, petroleum qualification of reservoir rocks

Wyniki modelowań systemu naftowego karpackich jednostek strukturalno-facjalnych utwierdzają w przekonaniu, że w południowo-wschodniej strefie polskich Karpat potencjał węglowodorowy serii fliszowych jest wielokrotnie większy od zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w udokumentowanych złożach (Kuśmierk i in., 1991–1994; Kuśmierk, 1994–1996). Odkrycie nowych złóż w tej strefie, najsłabiej rozpoznanej głębokimi wierceniami, jest uzależnione m.in. od trafnego prognozowania cech zbiornikowych piaskowców gruboławicowych, jako potencjalnych skał ropogazonośnych.

Litotypy piaskowcowe o udokumentowanej produktywności, w odkrytych dotychczas kilkudziesięciu polach ropnych i gazowych, reprezentują różnorodne sekwencje depozycyjne kredowo-paleogeńskich osadów fliszu karpackiego. Cechuje je duże zróżnicowanie miąższości pakietów piaskowcowych, ich porowatości efektywnych i przepuszczalności — podkreślane w wielu publikacjach (m.in. Kulczycki, 1959; Wdowiarz, 1960; Lenk, 1980) — znajdujące również odbicie w statystyce wydobytych zasobów (Karnkowski, 1993).

Na tle dużej ilości danych identyfikujących litostratygrafię serii roponośnych w obrębie złóż, problem horyzontalnej zmienności ich parametrów zbiornikowych w ujęciu regionalnym, istotnym dla skalowania systemów naftowych, jest nadal niedowartościowany (Kuśmierk i in., 2001). Zmienność ta jest warunkowana zarówno zróżnicowaniem źródeł materiału detrytycznego, środowisk i mechanizmów jego depozycji — rzutujących na dojrzałość teksturalną i mineralogiczną osadów — jak i stopniem zaawansowania procesów ich kompaktacji i cementacji (m.in. Baszkiewicz i in., 2001; Bromowicz i in., 2001).

Prognozowanie przestrzennych rozkładów porowatości efektywnych — wykorzystywanych w celu rekonstrukcji modeli systemów naftowych — oparte było na zbiorach danych pochodzących z profili wierzeń i odsłoneń (ryc. 1).

Obejmowały one wartości oznaczane technikami laboratoryjnymi: porozymetrem rtęciowym AutoPore II (Bachledda-Curuś & Semyrka, 1992, 1994), metodą nasyceniowo-wagową (Baczyński i in., 1992) i porometrem helowym EPS (Baczyński i in., 1992) oraz wyznaczane na podstawie interpretacji profilowań geofizycznych systemem GEO (Ciechanowska i in., 1993, 1995).

W niniejszej publikacji przedstawiono, dotychczas nie publikowane, wyniki analizy i interpretacji pomiarów porozymetrycznych 132 próbek piaskowców pochodzących głównie z profili odsłoneń potencjalnych serii ropogazonośnych w południowo-wschodniej strefie Karpat. W odróżnieniu od innych technik laboratoryjnych, pomiary porozymetrem rtęciowym umożliwiają nie tylko wyznaczenie efektywnej pojemności zbiornikowej badanych próbek, ale także średnic przewężeń porowych (lub rozwarcia mikroszczelin) i stopnia ich heterogeniczności, tj. cech decydujących o ich kwalifikacji do zdefiniowanej klasy skał zbiornikowych dla węglowodorów. Ponadto, powiązanie uzyskanych wyników z analizą szerszego zbioru parametrów petrofizycznych pozwoliło na ustalenie istotnych prawidłowości sterujących rozkładem cech zbiornikowych badanych litotypów piaskowcowych.

Tytułem wprowadzenia do odnośnej dyskusji nakreślono zwięzłą charakterystykę karpackich serii ropogazonośnych oraz opis metody porozymetrycznej i jej użyteczność, a także podano kryteria naftowej klasyfikacji skał zbiornikowych. Wyniki interpretacji pomiarów porozymetrycznych zestawiono w postaci graficznej, umożliwiającej wizualne porównanie zakresu zmienności analizowanych cech skał.

Charakterystyka karpackich serii ropogazonośnych

Skałami zbiornikowymi w kilkudziesięciu polach naftowych odkrytych w Karpatach są gruboławicowe piaskowce wieku od dolnej kredy po górny oligocen (ryc. 2), reprezentujące różnorodne litofacje fliszowe jednostek i płaszczowin tzw. grupy średniej: dukielskiej, śląskiej, podśląskiej i skolskiej. Cechuje je zróżnicowana miąższość, dojrzałość teksturalna i mineralogiczna oraz właściwości

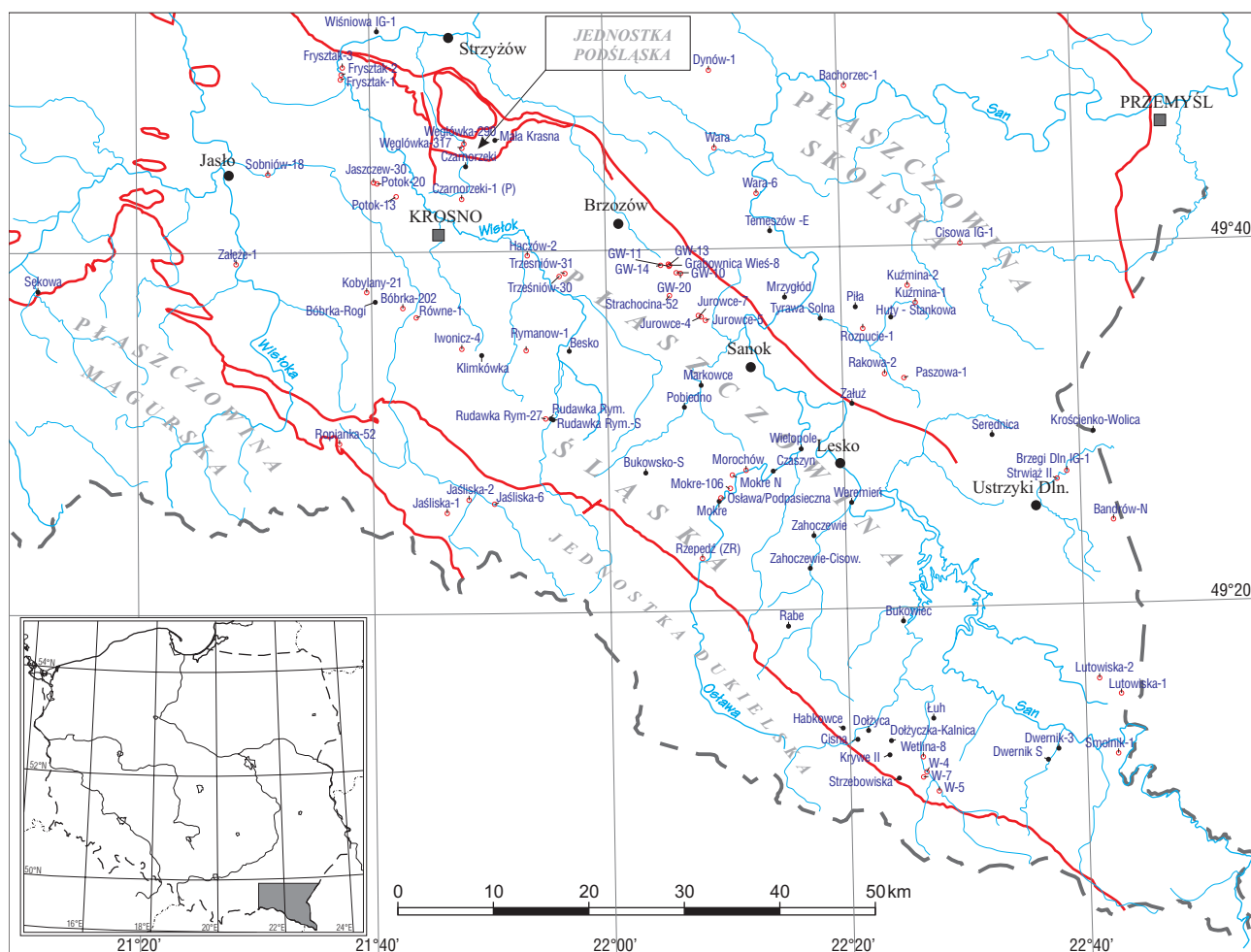
*Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Akademia Górniczo-Hutnicza, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; kusm@geolog.geol.agh.edu.pl; semyrka@uci.agh.edu.pl

zbiornikowe (Wdowiarz, 1960; Lenk, 1980; Bromowicz i in., 2001; Kuśmierk i in., 2001).

Roponośność litotypów piaskowcowych profilu dolnej kredy została udokumentowana dotychczas w strefie nasunięcia płaszczowiny śląskiej: w jej czołowym fałdzie — Grabownicy k. Brzozowa i elemencie strukturalnym Węglówki, odsłaniającym się w półoknie tektonicznym jednostki podśląskiej, na północ od Krosna. W profilu jednostki podśląskiej kompleksem produktywnym są piaskowce węglowieckie (alb): kwarcowe, drobno-, rzadziej gruboziarniste, dobrze wysortowane i obtoczone, często słabo związane (Mitura & Birecki, 1966) o dobrych cechach zbiornikowych, tj. porowatości efektywnej rzędu 15% i przepuszczalności do 600 mD (mildarcy) (Karnkowski, 1993). Gorszymi parametrami zbiornikowymi cechują się serie roponośnych piaskowców pola Grabownica (Wdowiarz, 1953): grodzickich (barrem) i lgockich (apt–alb), o silnie zróżnicowanym uziarnieniu, wysortowaniu, obtoczeniu, składzie mineralnym i typie spoiwa. Zazwyczaj wysoki udział spoiwa cementacyjnego jest czynnikiem redukującym porowatość efektywną piaskowców lgockich (Bromowicz i in., 2001), stanowiących główną serię produktywną o porowatościach efektywnych najczęściej 6–12% i przepuszczalnościach rzędu kilkunastu do kilkudziesięciu mildarcy, niekiedy wyższych, ale z dużym

udziałem pakietów nieprzepuszczalnych (Kulczycki, 1959).

Młodsze kompleksy ropogazonośne w profilach wschodniej części płaszczowiny śląskiej wydzielane są jako litotyp piaskowców istebniańskich dolnych (górny senon) i górnych (dolny paleocen). Te ostatnie, pod nazwą piaskowców czarnorzeckich, są produktywnym zbiornikiem ropo-gazowym w 8 polach naftowych regionu gorlicko-krośnieńskiego, w tym 3 dużych: Dominikowice–Kobylanka, Bóbrka–Rogi i Potok, tworząc najczęściej głębsze horyzonty złożowe poniżej serii roponośnych piaskowców ciężkowickich. Na północny zachód od Sanoka, w czołowej strefie płaszczowiny śląskiej, piaskowce istebniańskie są skałami zbiornikowymi wyłącznie w polach gazowych: Strachociny, Zabłotców i Jurowców (Karnkowski, 1993). Są to piaskowce różnoziarniste, przeważnie o spoiwie ilastym — często średnio- i gruboziarniste, czasem zlepieńcowate — zbudowane z ziaren kwarcu, niekiedy ze znacznym udziałem skaleni, okruchami skał magmowych i osadowych (Unrug, 1963). W południowo-wschodniej części płaszczowiny śląskiej cechuje je niższa dojrzałość teksturalna (wysortowanie, obtoczenie), co w powiązaniu ze zwiększonym udziałem spoiwa wpływa na pogorszenie ich cech zbiornikowych. Wobec bardzo dużych miąższości litotypu piaskowców istebniańskich,



Ryc. 1. Lokalizacja profili wierzeń i odsłonień powierzchniowych, w których przeprowadzono badania właściwości zbiornikowych:

○ — metodą porozymetryczną, ● — innymi metodami

Fig. 1. Location of well sections and exposures for which analyses of reservoir properties were carried out with: ○ — porosimetric method, ● — other methods

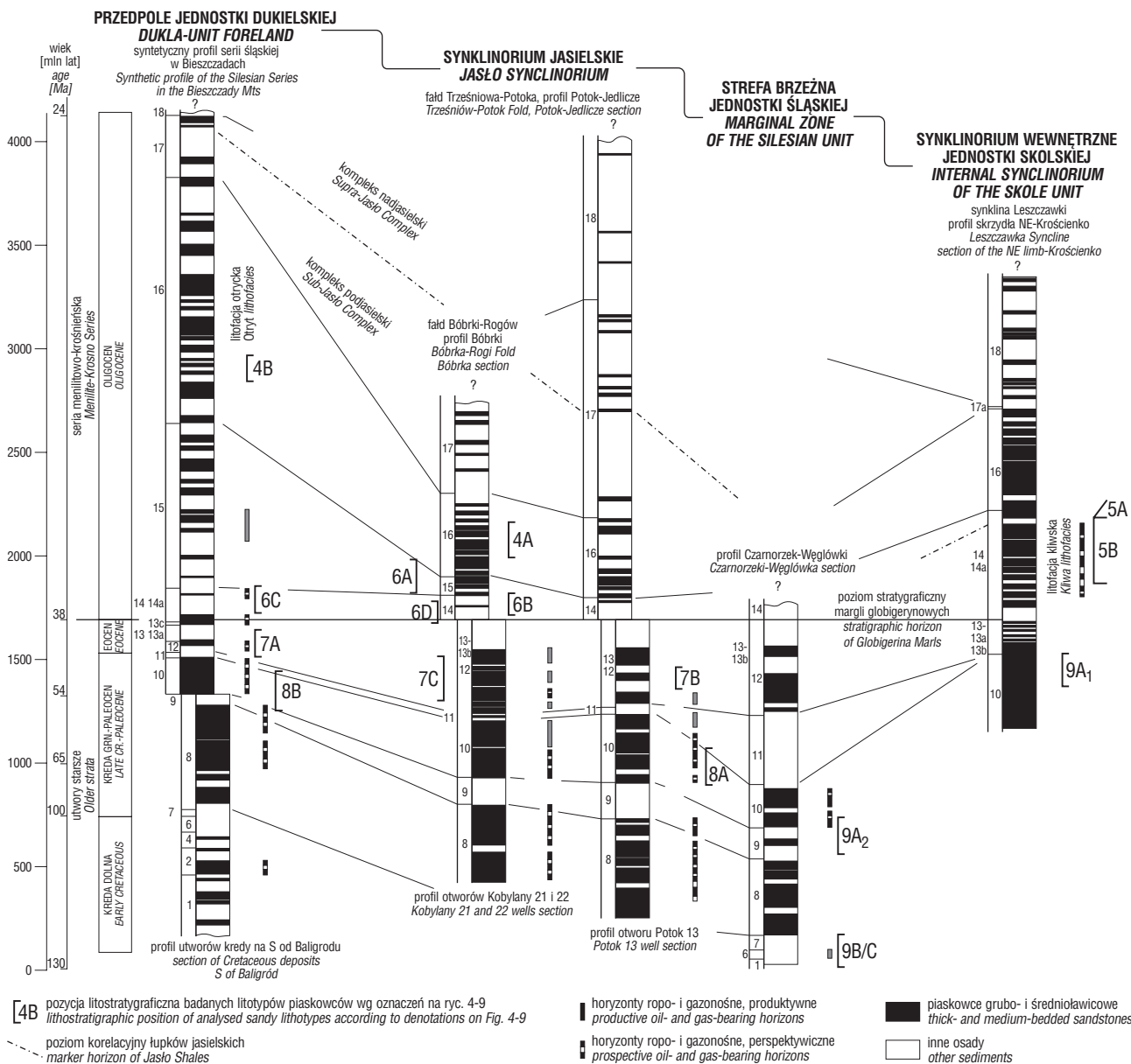
osiągających około 1000 m w regionie krośnieńsko-gorlickim (Lenk, 1980; Królikowski & Kąkol, 1989) są produktywnie najczęściej pojedyncze, górne ich pakiety wykazujące się porowatością rzędu kilku do kilkunastu procent i przepuszczalnością sporadycznie przekraczającą kilkadziesiąt milidarcy.

Równowiekowe istebniańskim piaskowce ropianieckie (= inoceramowe, Kotelarczyk, 1978) w profilach serii skolskiej i magurskiej wyróżniają się powszechną obecnością obfitego spoiwa węglanowego, zwykle przekrystalizowanego i te ich odmiany są praktycznie nieprzepuszczalne (Bromowicz i in., 2001). Produktywność tych piaskowców stwierdzono w kilku polach ropnych o niewielkich zasobach: w płaszczynie skolskiej (Wara, Witryłów-Hłomcza) i magurskiej (Męcina Wlk., Ropianka, Sękowa-Ropica Gr.); związana jest ona najprawdopodobniej z obecnością systemów spękań (Karnkowski, 1993).

Najbardziej wydajną serią roponośną są piaskowce ciężkowickie (górny paleocen–niższy eocen), będące horyzon-

tem produktywnym w 12 polach naftowych regionu gorlicko-krośnieńskiego, w tym 3 dużych: Bóbrka–Rogi, Libusza–Lipinki i Potok). W swym typowym wykształceniu są to piaskowce grubo-, a miejscami średnioziarniste, często zlepieńcowate, kwarcowe o zmiennej zawartości spoiwa ilastego. Przy umiarkowanym bądź słabym stopniu wysortowania piaskowce ciężkowickie znamionuje relatywnie dobre obtoczenie w stosunku do innych litotypów piaskowcowych. Natomiast w strefach wyklinowywania wykazują się gorszymi cechami teksturalnymi i większym udziałem matriksu ilastego (Bromowicz i in., 2001). W obrębie pól ropnogazowych piaskowce te cechują się najbardziej korzystnymi parametrami zbiornikowymi ze wszystkich litofacji fliszowych, tj. średnią porowatością efektywną rzędu 13–15% i przepuszczalnością od kilkunastu do kilkuset milidarcy, a wartościami maksymalnymi odpowiednio do 36% i 1350 mD (Kulczycki, 1959).

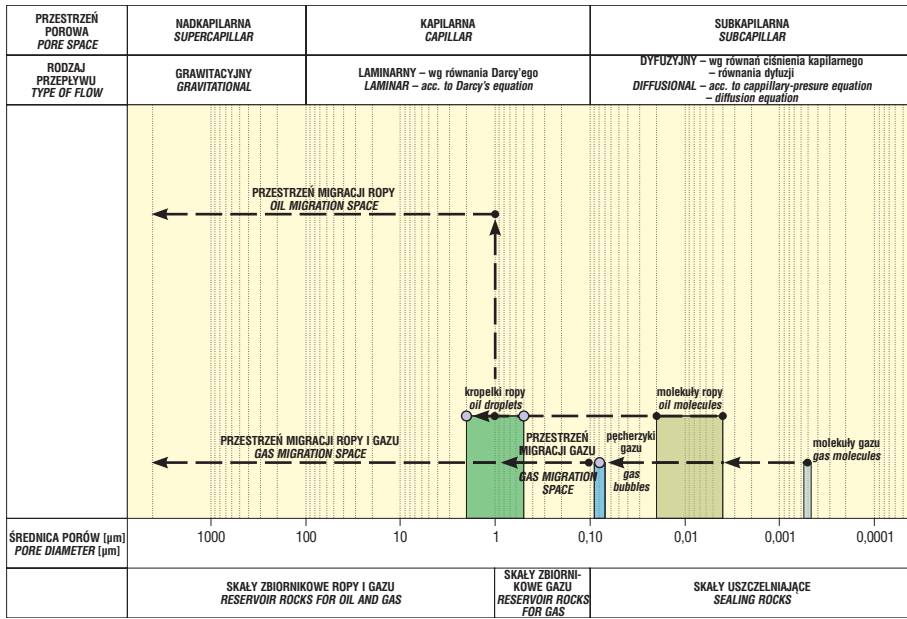
Podrzedne znaczenie jako skały zbiornikowe mają piaskowce hieroglifowe (górny eocen) ze względu na małą



Ryc. 2. Rozmieszczenie grubo- i średnioławicowych piaskowców w profilach litostatygaficznych karpackiej formacji naftowej
 Fig. 2. Distribution of thick- and medium-bedded sandstones in lithostatygafic sections of the Carpathian petroleum formation

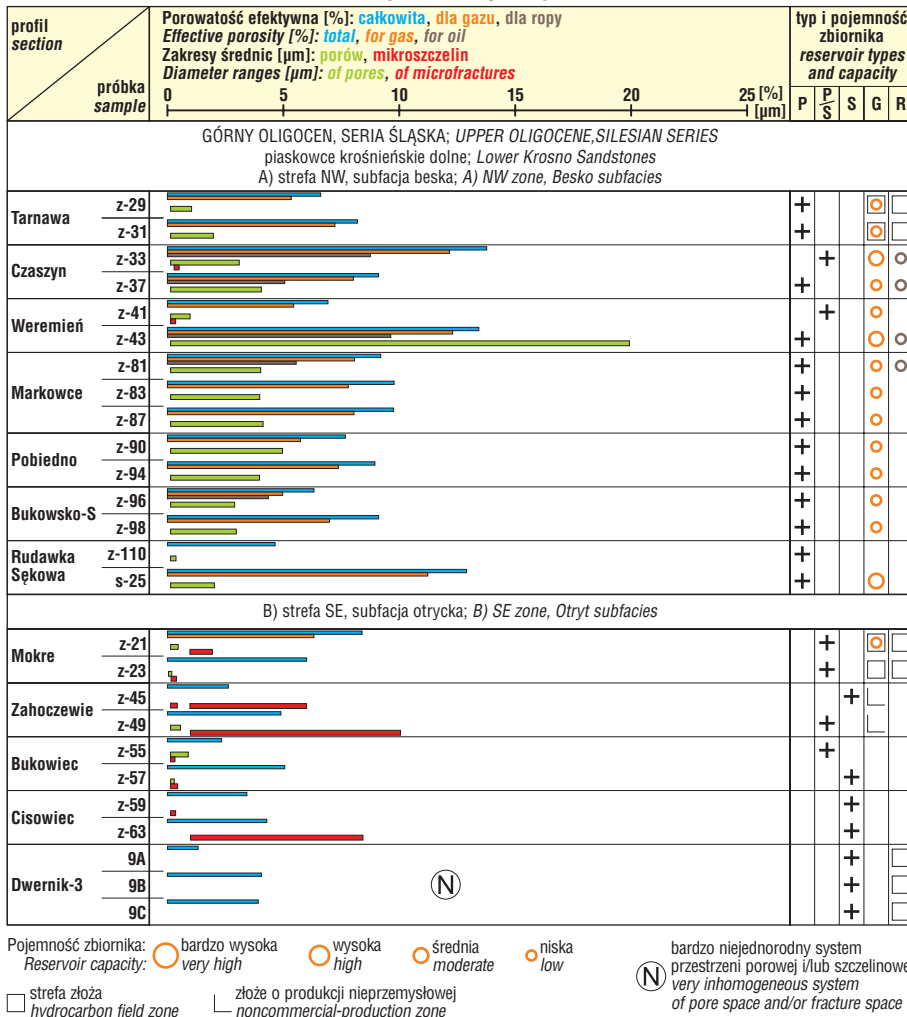
grubość ławic i niską porowatość, chociaż nie jest to regułą.

W profilu osadów dolnego oligocenu najwyższą produktywnością wykazują się piaskowce kliwskie serii skolskiej, będące wyłącznymi poziomami produktywnymi w trzech niewielkich złożach i dwóch dużych polach naftowych, Wańkowa i Łodyna; zlokalizowanych w strefie wewnętrznego synklinorium płaszczowiny skolskiej, pomiędzy doliną Sanu a granicą państwa. Litosomy tych piaskowców charakteryzują się drastycznymi zmianami miąższości i ilości pakietów piaszczystych: od 1 do 15. Są to piaskowce grubo- lub średnioławicowe, jasnoszare, często słabo zwięzłe, drobno- lub średnioziarniste, kwarcowe, niekiedy z domieszką glaukonitu; na ogół o dobrej dojrzałości mineralogicznej i zróżnicowanej dojrzałości teksturalnej oraz różnej zawartości spoiwa, najczęściej ilastego lub mieszanego. W strefach złożowych wyróżniają się one zwykle dobrą porowatością efektywną, rzędu kilkunastu procent i przepuszczalnością od kilku do kilkudziesięciu milidarcy, niekiedy kilkuset.



Ryc. 3. Fizyczny model przestrzeni filtracji skał zbiornikowych
Fig. 3. A physical model of filtration space in the reservoir rocks

LITOTYPY PIASKOWCOWE SANDY LITHOTYPES



Ryc. 4. Charakterystyka przestrzeni porowo-szczelinowej i klasyfikacja piaskowców górnego oligocenu serii śląskiej; typ zbiornika: P — porowy, P/S — porowo-szczelinowy, S — szczelinowy, G — dla gazu, R — dla ropy

Fig. 4. Characteristics of the pore-fracture space and classification of sandstones of the Upper Oligocene, Silesian Series; reservoir capacity: P — porous, P/S — porous-fractured, S — fractured, G — for gas, R — for oil

o miąższości 20–70 m; jasnych, gruboławicowych, zwykle średnioziarnistych z glaukonitem. Są one poziomami roponośnymi w złożach Magdalena i Hanka-Fellnerówka. W tym drugim złożu są produktywne również, zalegające powyżej, piaskowce typu krośnieńskiego z tzw. warstw przejściowych; z których niewielkie przyływy ropy uzyskano także w złożu Zatwarnica, w południowo-wschodniej części płaszczowiny śląskiej.

W jednostce dukielskiej akumulacji ropne stwierdzono dotychczas tylko w piaskowcach cergowskich w jej brzeźnym fałdzie Fulusza-Mrukowej (Tokarski, 1946). Są to piaskowce gruboławicowe, szare, mikowe, drobno- i średnioziarniste o spoiwie wapnisto-ilastym; w strefie złożowej wykazujące się niezłymi parametrami zbiornikowymi tj. porowatością efektywną 3,5–14,5% i przepuszczalnością do kilkudziesięciu milidarcy, aczkolwiek przy przeważającym udziale pakietów nieprzepuszczalnych.

Najmłodszą serią roponośną we wschodniej części centralnego synklinorium płaszczowiny śląskiej są gruboławicowe piaskowce krośnieńskie (górnym oligocen) o miąższościach do 2000 m. Piaskowce te wydzielane pod nazwą krośnieńskich dolnych są produktywnymi skałami zbiornikowymi w polach ropnych Czarna, Tarnawa-Wielopole i kilku mniejszych Iwonicz Wieś, Rajskie, Zagórz lub bardzo małych Bystre, Długie, Dwernik, Lipie, Polana i Rudawka Rymanowska; obecnie w większości wyeksplo-

atowanych. Szare, wapniste piaskowce krośnieńskie dolne, zwykle z dużą ilością muskowitu, tworzą pakiety najczęściej o grubościach kilkunastu do kilkudziesięciu metrów. Zarówno uziarnienie, skład mineralny, jak i udział spoiwa jest dosyć zróżnicowany, a stopień obtoczenia słaby lub zły. Relatywnie lepsze wysortowanie wykazują pakiety piaszczyste w północno-zachodniej strefie centralnego synklinorium (tzw. synklinorium jasielskie), wydzielane jako subfacja beska (Wendorff, 1986) w stosunku do strefy południowo-wschodniej, w której dominuje subfacja otrycka (Sikora, 1959). Stopień wysortowania pogarsza się na ogół ze wzrostem średnicy ziaren (Peszat, 1984); podczas gdy ilość spoiwa wykazuje tendencje malejące. W regionie otryckim przeważają typy piaskowców zwięzłych o teksturze bezładnej i dużym udziale matriksu ilastego i spoiwa cementacyjnego typu kalcytowo-dolomitowego (Peszat, 1997).

Powyższe cechy znajdują swoje odbicie w konsekwentnie słabych własnościach zbiornikowych: tj. porowatościach efektywnych 3–8%, sporadycznie wyższych (zwykle w strefach złożowych); z dominacją nieprzepuszczalnych typów piaskowców lub o znikomej przepuszczalności intergranularnej. Stąd też zasobność złóż węglowodorów występujących w piaskowcach krośnieńskich jest niewspółmiernie niska w stosunku do całkowitej miąższości pakietów gruboławicowych.

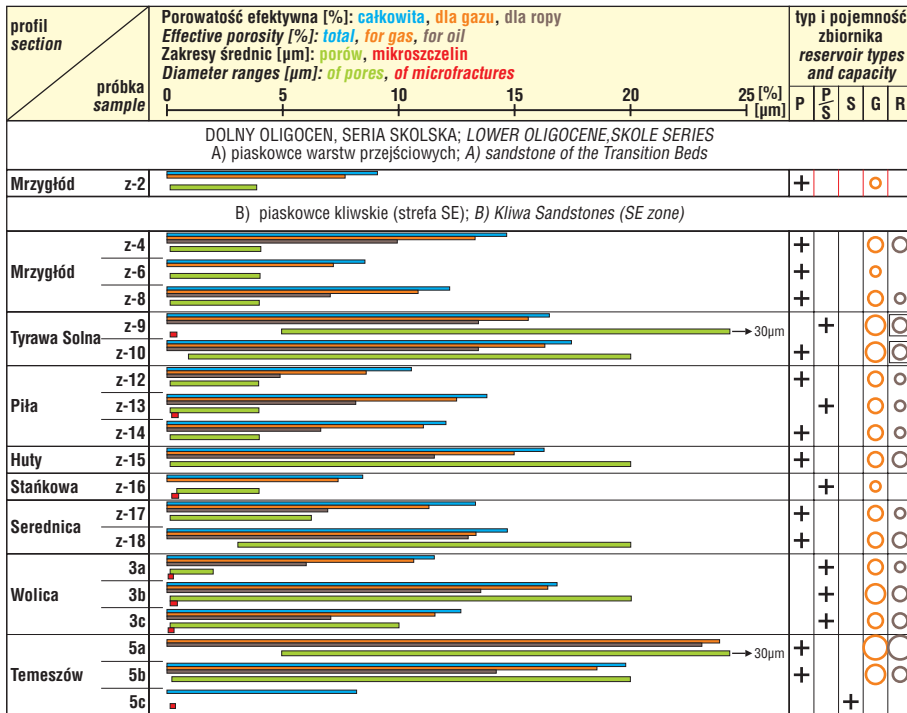
Tab. 1. Zakresy zmienności parametrów petrofizycznych litotypów piaskowcowych serii śląskiej w strefie północno-zachodniej i południowo-wschodniej roponośnego obszaru Karpat polskich

Table 1. Variability ranges for petrophysical parameters of sandy lithotypes of the Silesian Series in the northwestern and southeastern zones of the oil-bearing area in the Polish Carpathians

Wiek, litotyp, strefa Age, lithotype, zone			Parametry przestrzeni porowej Parameters of the pore space						Parametry przestrzeni szczelinowej Parameters of the fracture space				
			$\Delta\eta_{ec}$ [%]	Δk_p [mD]	Maks. ϕ porów Max. ϕ of pores [μ m]	Udział spoiwa Cement content [%]	Stopień wysortowa- nia Sorting	Stopień obtroczenia Roundness	$\Delta\eta_s$ [%]	Δk_s [mD]	Maks. rozw. mikroszcz. max. width of microfractures [μ m]	$\Delta\gamma_{obj}$ [g/cm ³]	
Ol ₂ , p-ce krośnieńskie dl. Ol ₂ , Lower Krosno Sandstone	NW		4,20–13,75	0–3,24 (37/28)	0,3–19,8	24–46	śr. do dobrego moderate to good					0,2–0,5	2,339–2,635
		SE	1,40–8,23	0–2,19 (37/33)	0,1–0,8	16–45	zły do słabego extremely poor to poor		zły extremely poor	0,91–4,7	77–1477	0,3–10,0	2,458–2,676
P ₂ -E ₁ , p-ce ciężkowickie P ₂ -E ₁ , Cieżykowice Sandstone	NW		4,40–31,30	0–11,63 (10/1)	3,9–50,0							0,5–0,7	1,841–2,475
		SE	3,00–7,45	0(5)	0,6–5,0	6–46	śr. do złego moderate to extremely poor		zły extremely poor			0,5–1,1	2,412–2,624
K ₂ -P ₁ , p-ce istebniańskie K ₂ -P ₁ , Istebna Sandstone	NW		4,00–27,40	0–6,92 (6/1)	0,20–50,0					0,28–3,34	183–11242	0,4–0,5	1,964–2,639
		SE	0,40–6,81	0–0,486 (7/5)	<0,1	14–39	słaby do średniego poor to moderate		dobry do złego good to extremely poor	0,55–2,5	4,2–57,2	0,5–100,0	2,494–2,714

Ol₂ — górny oligocen, P₂-E₁ — górny paleocen–dolny eocen, K₂-P₁ — górna kreda–dolny paleocen; $\Delta\eta_{ec}$ — zakres ekstremalnych porowatości efektywnych-całkowitych, Δk_p — zakresy przepuszczalności intergranularnej (oznaczone laboratoryjnie, liczby w nawiasach określają ilość oznaczeń, w tym o wartości $k_p=0$), $\Delta\eta_s$ — zakresy pojemności efektywnej systemów szczelin (wyliczone), Δk_s — zakresy wskaźnikowych współczynników przepuszczalności szczelinowej (wyliczone), $\Delta\gamma_{obj}$ — zakresy gęstości objętościowej wyznaczone z pomiarów porozymetrycznych Ol₂ — Upper Oligocene, P₂-E₁ — Upper Paleocene–Early Eocene, K₂-P₁ — Upper Cretaceous–Early Paleocene; $\Delta\eta_{ec}$ — ranges of extreme values of entire porosity, Δk_p — ranges of intergranular permeability (measured in laboratory, numbers in parenthesis stand for number of measurements, including $k_p=0$), $\Delta\eta_s$ — ranges of effective capacity of fracture systems (calculated), Δk_s — ranges of indicator fracture permeability (calculated), $\Delta\gamma_{obj}$ — ranges of bulk density from porosimetric measurements

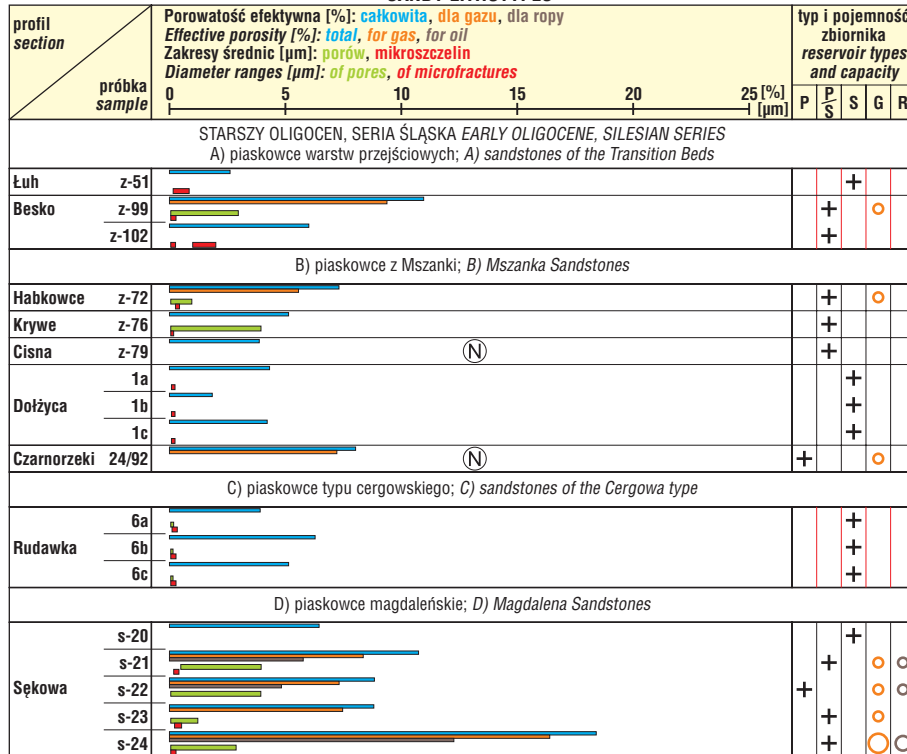
LITOTYPY PIASKOWCOWE
SANDY LITHOTYPES



Ryc. 5. Charakterystyka przestrzeni porowo-szczelinowej i klasyfikacja piaskowców dolnego oligocenu serii skolskiej; objaśnienia jak na ryc. 4

Fig. 5. Characteristics of the pore-fracture space and classification of sandstones of the Lower Oligocene, Skole Series; explanations as for Fig. 4

LITOTYPY PIASKOWCOWE
SANDY LITHOTYPES



Ryc. 6. Charakterystyka przestrzeni porowo-szczelinowej i klasyfikacja piaskowców dolnego oligocenu serii śląskiej; objaśnienia jak na ryc. 4

Fig. 6. Characteristics of the pore-fracture space and classification of sandstones of the Lower Oligocene, Silesian Series; explanations as for Fig. 4

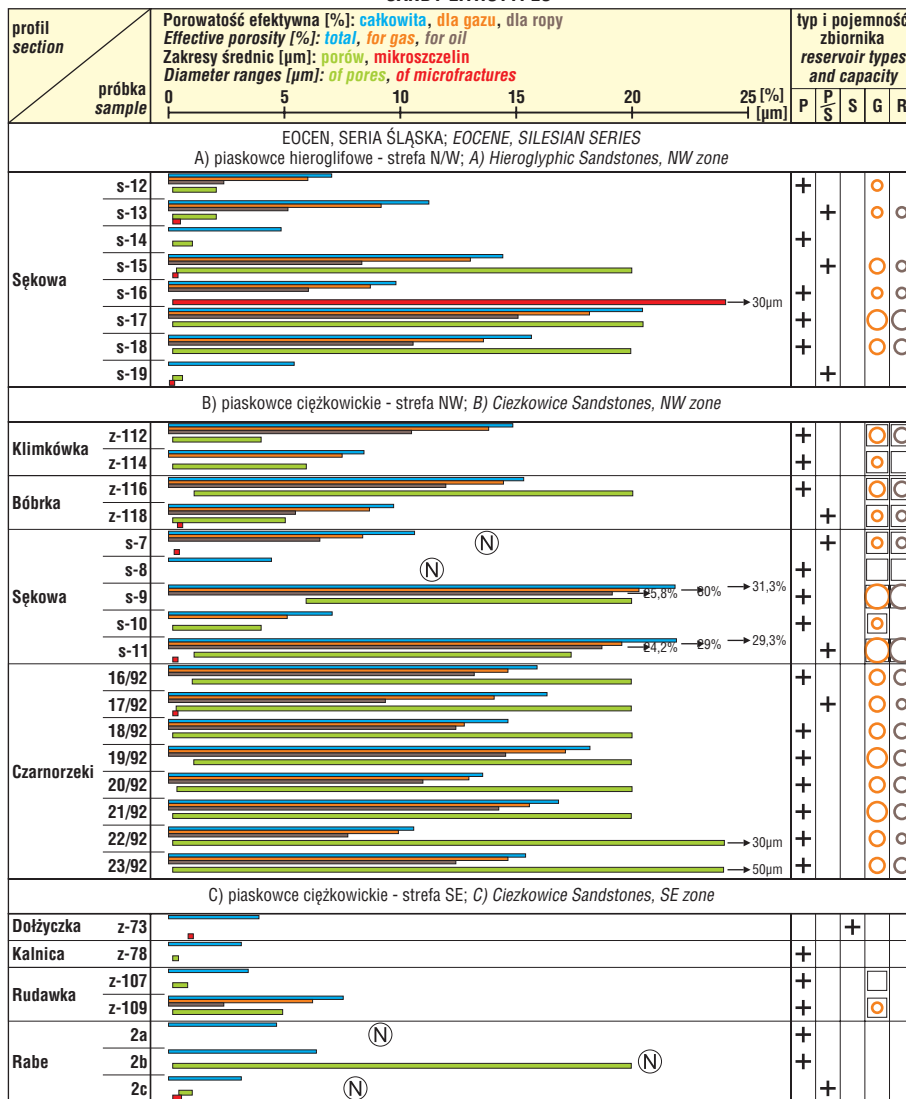
Istota metody
porozymetrycznej
i jej użyteczność

Pomiary ciśnien kapilarnych metodą porozymetrii ręciovowej pozwalają na identyfikację potencjalnych skał zbiornikowych, ocenę ich jakości i spodziewanego nasycenia płynami złożowymi. Istota tej metody opiera się na założeniu, że ciśnienia kapilarne są wynikiem interakcji sił działających wewnątrz cieczy (tj. kohezji) oraz sił pomiędzy cieciami nasycającymi przestrzeń porową a szkieletem skały (tj. adhezji). Gdy siły adhezji przeważają nad siłami kohezji ciecz jest zwilżająca (np. woda), w relacji odwrotnej — niezwilżająca. Względna zwilżalność płynów wyznacza kąt styku (Q) pomiędzy ciałem stałym a powierzchnią fazową rozgraniczającą ciecz zwilżającą od niezwilżającej. W porach kapilarnych ciecz zwilżająca wznosi się wskutek adhezji nad powierzchnię fazową aż do ustalenia równowagi pomiędzy siłami adhezji i grawitacji. Stąd też, ze względu na różne gęstości płynów cechują je różne gradienty ciśnien kapilarnych, które można przyrównać do wielkości nadciśnien koniecznych do wyparcia fazy zwilżającej przez fazę niezwilżającą w przestrzeni kapilary o określonej średnicy w przybliżeniu odwrotnie proporcjonalnej do wielkości ciśnien kapilarnych.

W przestrzeni porowej zbiorników naftowych fazą zwilżającą są wody węgłne, a węglowodory traktuje się (relatywnie) jako fazę niezwilżającą, która może najłatwiej wypierać wodę z przewężen kapilarnych o największych średnicach. Metoda porozymetryczna bazuje na wtlaczaniu rtęci w przestrzeń porową pozbawioną płynu — jako cieczy „robotycznej” niezwilżającej i nie reagującej z ich szkieletem skalnym — co symuluje przedmigracyjną charakterystykę potencjalnej zwilżalności skały zbiornikowej (Vavra i in., 1992).

Przedmiotem badań są próbki o małej objętości, które po ekstrakcji umieszczają się w pojemniku o skali-browanej objętości i nasyca rtęcią w warunkach wysokiej próżni. Ciśnienie

LITOTYPY PIASKOWCOWE
SANDY LITHOTYPES



Ryc. 7. Charakterystyka przestrzeni porowo-szczelinowej i klasyfikacja piaskowców eocenu serii śląskiej; objaśnienia jak na ryc. 4

Fig. 7. Characteristics of the pore-fracture space and classification of sandstones of the Eocene Silesian Series; explanations as for Fig. 4

właczania zwiększa się stopniowo i po każdym „roku czasowym” rejestruje się procentową objętość porów wysyconych rtęcią. Uzyskuje się w ten sposób zależność pomiędzy zadaniem ciśnieniem a ilością włożonej rtęci nazywaną krzywą włączania, czyli wypierania fazy zwilżającej przez niezwilżającą (rtęć).

Przyjmując, że: międzyfazowe napięcie powierzchniowe (powietrze/rtęć) — $g = 485 \text{ dyn/cm}$, a kąt styku faz — $Q = 130^\circ$ wyliczyć można z równania Washburna (Washburn, 1921) zależność pomiędzy średnicą krytyczną kapilary (D) a ciśnieniem włączania (p). Równanie to można zapisać w postaci:

$$D = -4p \cdot \cos Q \cdot p^{-1}$$

Szeroki zakres stosowanych ciśnien włączania ($0,5\text{--}6 \cdot 10^4 \text{ psi}^*$) umożliwia nie tylko kwalifikację jakości typowych zbiorników naftowych, dla których ciśnienie włączania do poziomu $2 \cdot 10^3 \text{ psi}$ jest na ogół wystarczające, ale także gazonośnych kolektorów ilastych o mikroporowej strukturze pojemności, wymagających wyż-

szych ciśnien roboczych. Ciśnienie, przy którym rtęć zaczyna wciskać się w przestrzeń porową próbki nazywa się ciśnieniem wejścia (lub wypierania), a procentowy udział objętości porów nasyconych rtęcią, przy maksymalnym ciśnieniu włączania, określa się terminem nasycenia maksymalnego.

Badania ilościowe i jakościowe przestrzeni porowej 132 próbek piaskowców, pobranych z wychodni i rdzeni wiertniczych potencjalnych serii ropogazonośnych, wykonano porozymetrem rtęciowym AutoPore II 9220 firmy Micromeritics. W aparacie tym zastosowano komputerowe sterowanie procesem włączania rtęci, począwszy od ciśnienia niższego od otoczenia do wartości $6 \cdot 10^{**} \text{ psi}$ (tj. 413,4 MPa), co umożliwia penetrację pustek skalnych o prześwitach od $0,003 \mu\text{m}$ do $360 \mu\text{m}$. Komputer steruje również automatyczną rejestracją danych pomiarowych, wylicza podstawowe parametry charakteryzujące geometrię przestrzeni porowej badanej próbki oraz sporządza wydruki wyników zarówno w postaci tabelarycznej, jak i graficznej.

Wyniki pomiarów porozymetrycznych zawierały, m.in.: dane opisujące warunki i przebieg pomiaru, oznaczenia cech fizycznych przestrzeni porowej, gęstości szkieletowej i objętościowej próbek, zestawienia tabelaryczne i wykresy rozkładów wielkości porów i ich powierzchni właściwej. W oparciu o powyższe ozna-

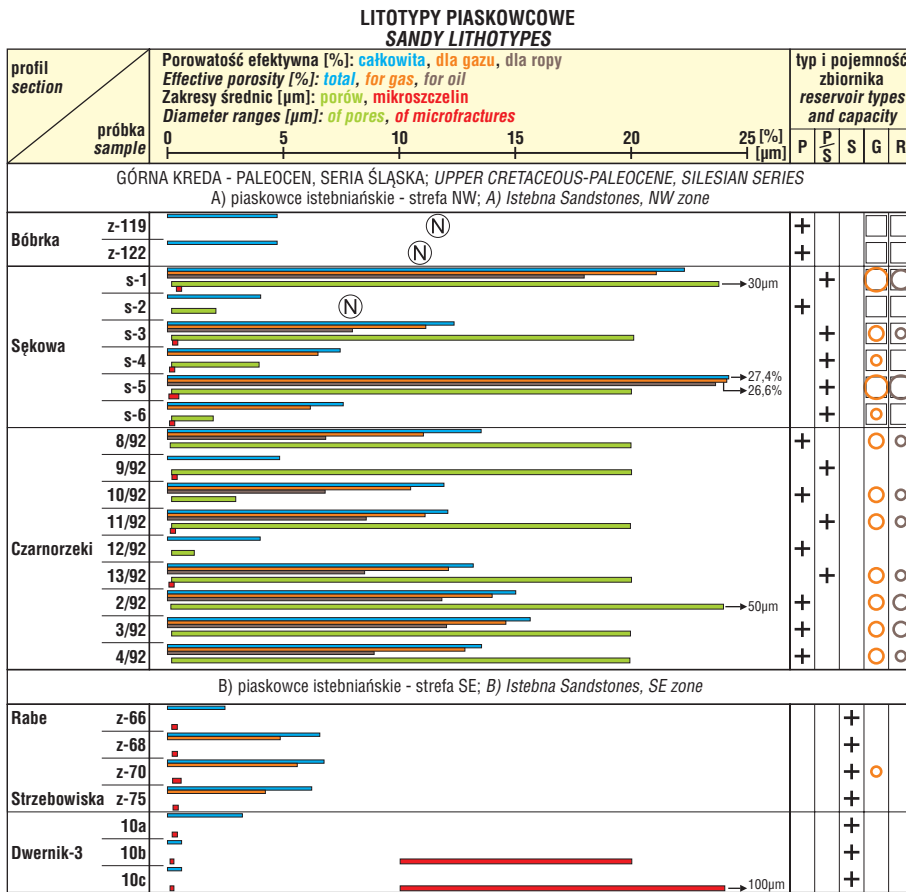
czenia wyliczono:

□ porowatość całkowitą i efektywną (%), z iloczynu objętości włożonego płynu roboczego — $\text{ml HG} \cdot \text{g}^{-1}$ skały i gęstości objętościowej skały — $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$.

□ przeciętną średnicę porów (μm), jako średnia ważona ilości porów dla całego przedziału ich średnic, występujących w próbce.

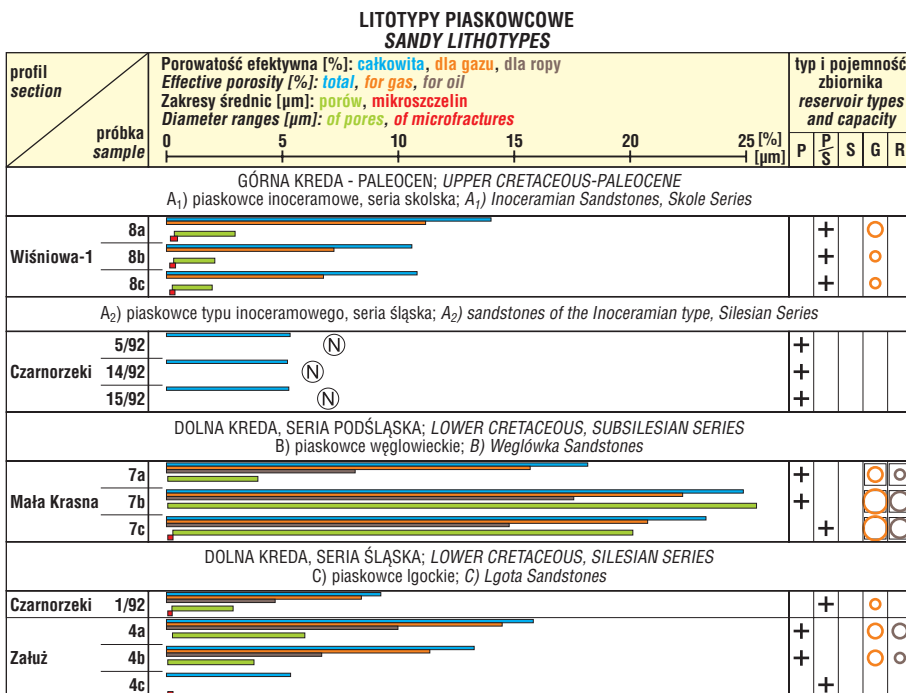
Dane uzyskane z porozymetrii rtęciowej mają podstawowe znaczenia dla identyfikacji potencjalnych skał zbiornikowych, oceny ich jakości oraz sklasyfikowania typu i pojemności zbiornika. Są one szczególnie użyteczne, gdy istnieje możliwość porównania wyników z oznaczeniami przepuszczalności tych samych próbek skał, ich składu mineralnego i uziarnienia oraz z obserwacjami mikrostrukturalnymi w skaningowym mikroskopie elektronowym (Bachleda-Curuś & Semyrka, 1997).

**funt/cal²



Ryc. 8. Charakterystyka przestrzeni porowo-szczelinowej i klasyfikacja piaskowców górnej kredy-paleocenu serii śląskiej; objaśnienia jak na ryc. 4

Fig. 8. Characteristics of the pore-fracture space and classification of sandstones of the Upper Cretaceous-Paleocene, Silesian Series; explanations as for Fig. 4



Ryc. 9. Charakterystyka przestrzeni porowo-szczelinowej i klasyfikacja piaskowców kredy górnej-paleocenu: kredy dolnej serii podśląskiej; kredy dolnej serii śląskiej; objaśnienia jak na ryc. 4

Fig. 9. Characteristics of the pore-fracture space and classification of sandstones of the Upper Cretaceous-Paleocene, Lower Cretaceous Subsilesian Series; Lower Cretaceous Silesian Series; explanations as for Fig. 4

Kwalifikacja skał porowatych do grupy zbiorników gazonośnych lub ropogazonośnych opiera się na ilościowej analizie wielu parametrów warunkujących nasycenie węglowodorami i ich przepływy w przestrzeni porowej. Fizyczne modele przepływów płynu jednorodnego w ośrodkach porowatych są determinowane zakresami krytycznych średnic porowych, na podstawie których wydziela się:

□ przestrzeń nadkapilarną o średnicy porów $d > 100 \mu\text{m}$, gdzie ruch płynów opisuje równanie Bernoulliego;

□ przestrzeń kapilarną o średnicy porów $100 \mu\text{m} > d > 0,1 \mu\text{m}$, gdzie ruch płynów przebiega zgodnie z liniowym prawem Darcy;

□ przestrzeń subkapilarną o średnicy porów $d < 0,1 \mu\text{m}$, gdzie ruch płynów zachodzi na drodze dyfuzji masy zgodnie z równaniem Ficka.

Do grupy zbiorników naftowych zalicza się konwencjonalnie skały o wymiernej przepuszczalności absolutnej i współczynniku porowatości efektywnej ponad 3,5%, wyróżniając za Perrodnem (1980) cztery klasy pojemnościowe:

1) niskiej pojemności, gdy porowatość efektywna skał zawiera się w przedziale 3,5–10%;

2) średniej pojemności, gdy porowatość efektywna skał zawiera się w przedziale 10–15%;

3) wysokiej pojemności, gdy porowatość efektywna skał zawiera się w przedziale 15–20%;

4) bardzo wysokiej pojemności, gdy porowatość efektywna skał przekracza 20%.

Ilościowa analiza krzywej właczania rtęci umożliwia również określenie przedziałów średnic krytycznych tych pustek, których udział ma znaczenie dominujące dla pojemności zbiornikowej badanej próbki oraz rozróżnianie ich typu genetycznego w relacji: pory intergranularne — mikroszczeliny. Na tej podstawie wyróżnić można trzy typy genetyczne zbiorników naftowych: porowy, porowo-szczelinowy lub szczelinowy; ten ostatni

o dominacji mikrospektań w całej pojemności zbiornika.

Opierając się na kryteriach diskutowanych w publikacji Burzewski i in. (2001), zilustrowanych na ryc. 3, przyjęto że — adekwatnie do wymiaru molekuł oraz gęstości i lepkości faz węglowodorowych — potencjalne zbiorniki gazonośne muszą się wykazywać średnicą przewężeń porowych powyżej $0,1 \mu\text{m}$, a ropogazonośne powyżej $1 \mu\text{m}$. Przy czym zbiorniki charakteryzujące się przeważającym udziałem średnic przewężeń porowych (lub rozwarości mikrospektań) mniejszych niż $0,5 \mu\text{m}$ zalicza się do mikroporowych (Pittman, 1992), od $0,5\text{--}15 \mu\text{m}$ do mezoporowych, a powyżej $15 \mu\text{m}$ do makroporowych.

Interpretacja pomiarów porozymetrycznych i kwalifikacja naftowa badanych próbek, profili i litotypów piaskowcowych

Próbki piaskowców przeznaczone do badań porozymetrycznych pochodziły prawie wyłącznie z profili wychodni potencjalnych serii ropogazonośnych. W tym względzie preferowano profile stratygraficznie ciągłe i dobrze odsłonięte. Dostępność odsłonięć fliszowych ogniw przedoligoceniowych była ograniczona do wypiętrzonych stref strukturalnych obrzeżających centralną depresję karpacką, a ich profile zazwyczaj cechowała niepełna sekwencja litostratygraficzna. Stąd też rozmieszczenie badanych profili i reprezentatywność podzbiorów charakteryzujących poszczególne litotypy piaskowcowe była nierównomierna

System poboru próbek był zespolony z profilowaniem gruboławicowych pakietów piaskowcowych i wydzielonych litofacji, niemniej z całego zbioru próbek przeznaczonego do badań petrofizycznych wyselekcjonowana została do pomiarów porozymetrycznych tylko ich część. Selekcję tą przeprowadzono w oparciu o wyniki oznaczeń gęstości objętościowej, porowatości efektywnej i przepuszczalności innymi metodami — relatywnie mniej kosztownymi — preferując próbki o anomalnych wartościach tych parametrów; m.in. celem ustalenia ich genezy. Dlatego też wnioski wynikające z przeprowadzonych badań podkreślają jedynie charakter zmienności cech zbiornikowych przestrzeni porowo-szczelinowej piaskowców karpackich nie wyczerpując całokształtu problemu, wymagającego kontynuowania badań, realizowanych m.in. przez branżowe ośrodki badawcze Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. (Leśniak & Such, 1999; Such i in., 1993; Such i in., 1998; Such, 2000, 2002).

Wyniki interpretacji pomiarów porozymetrycznych badanych próbek zestawiono w postaci odwzorowań graficznych, ułatwiających analizę porównawczą poszczególnych parametrów (ryc. 4–9). Na rycinach tych badane profile zgrupowano według odpowiadających im interwałów stratygraficznych i sukcesji litostratygraficznych (serii) oraz litotypów piaskowcowych; w uzasadnionych przypadkach wydzielał dodatkowo umowne strefy litofacyjne. Poszczególnym próbkom przyporządkowano zakresy procentowych porowatości efektywnych, zwymiarowanych jako: całkowite, dostępne dla migracji gazu, tj. pomniejszone o przestrzeń pustek poniżej $0,1 \mu\text{m}$; dostępne dla migracji ropy, tj. pomniejszone o przestrzeń pustek poniżej $1 \mu\text{m}$.

Poniżej odcinków odwzorowujących procentowe wskaźniki porowatości wrysowano dominujące zakresy średnic przewężeń pustek (prześwitów), odrębnie dla porów i mikroszczelin. Na podstawie powyższych wartości sklasyfikowano typ i klasę pojemności zbiornika badanych próbek piaskowcowych, przy pomocy symboli graficznych, wyróżniając:

□ typ porowy, porowo-szczelinowy i szczelinowy w zależności od charakteru pustek lub ich stosunku ilościowego;

□ typ gazonośny lub ropogazonośny, odpowiednio do dostępności prześwitów pustek dla poszczególnych faz węglowodorowych;

□ klasę pojemności zbiornika, wg zakresu współczynników porowatości efektywnej dla poszczególnych faz węglowodorów, jako: niską $5\text{--}10\%$, średnią $10\text{--}15\%$, wysoką $15\text{--}20\%$ i bardzo wysoką $>20\%$.

Próbki o współczynniku porowatości efektywnej dla gazu $<5\%$ zaliczono do skał niezbiornikowych; dodatkowo wyróżniono, umownymi symbolami, próbki pochodzące z wychodni serii ropogazonośnych w strefach złóż o zasobach przemysłowych lub nieprzemysłowych. Ponadto 13 badanych próbek, których nie można było jednoznacznie sklasyfikować — ze względu na bardzo niejednorodny system przestrzeni porowej lub porowo-szczelinowej — oznaczono literą „N”.

Litotyp piaskowców krośnieńskich dolnych serii śląskiej (ryc. 4). Cechy zbiornikowe przestrzeni porowo-szczelinowej tego litotypu są wyraźnie zróżnicowane w obrębie dwóch wydzielonych stref: północno-zachodniej (ryc. 4A) reprezentującej w ogólności subfację beską (Wendorff, 1986) i południowo-wschodniej (ryc. 4B), odpowiadającej zasięgowi subfacji otryckiej (Sikora, 1959).

W strefie NW są to piaskowce o mezo- i mikroporowym typie przestrzeni zbiornikowej (za wyjątkiem próbki z-43), sporadycznie porowo-szczelinowym (próbki z-33, 41). W konsekwencji reprezentują one na ogół typ zbiornika o niskiej klasie pojemności, potencjalnie gazonośnego; rzadziej ropogazonośnego lub o pojemności średniej, za wyjątkiem próbki z-110 zlokalizowanej w strefie wyklino-wywania się serii gruboławicowej. W odniesieniu do profilu Tarnawa, reprezentującego wychodnie nadkładu pola ropnego Tarnawa–Wielopole, w obrębie niższych pakietów gruboławicowych piaskowców krośnieńskich, wnioskować można, że akumulacja węglowodorów poprzedzała proces zaawansowanej cementacji przestrzeni porowej serii obecnie produktywnych lub warunkowana jest obecnością makroszczelin — tj. szczelin o rozwarciach $>100 \mu\text{m}$ — które naturą rzeczy nie mogą być przedmiotem badań porozymetrycznych.

W strefie SE intergranularna porowatość piaskowców praktycznie zanika, natomiast ujawniają się mikroszczeliny o znaczących nieraz rozwarciach, umożliwiających migrację płynów złożowych. Za wyjątkiem jednej próbki (z-21) w strefie wychodni nadkładu pola ropnego Mokre, reprezentującej typ gazonośnego zbiornika mikroporowo-szczelinowatego o niskiej klasie pojemności, pozostałe zakwalifikowano do skał niezbiornikowych, aczkolwiek niektóre z nich były pobrane z profilu wiercenia Dwernik-3,

położonego w pobliżu małego złoża ropnego. Mikroszczelinowy lub mikroporowo-szczelinowy charakter przestrzeni zbiornikowej piaskowców otrykch niewątpliwie warunkuje jej niską pojemność stąd też przypuszczać można, że przemysłowe akumulacje węglowodorów są związane przede wszystkim z obecnością makroszczelin.

Litotyp piaskowców kliwskich serii skolskiej (ryc. 5). Charakterystyka zbiornikowa tych piaskowców w południowo-wschodniej części płaszczowiny skolskiej jest dość dobrze udokumentowana pomiarami porozymetrycznymi próbek pochodzących z siedmiu profili terenowych (ryc. 5B). Wykazały one, że jest to jedyna seria piaskowcowa we wschodniej części Karpat polskich cechująca się pojemnością zbiornikową zarówno dla gazu, jak i ropy naftowej, niekiedy wysoką lub bardzo wysoką, za wyjątkiem kilku próbek m.in.: próbki 5c pobranej (wyjątkowo) z pakietu piaskowca średnioławicowego (o grubości ok. 20 cm). Wyinterpretowane zakresy średnic przewężeń porowych reprezentują najczęściej wszystkie klasy porów od mikro- do makroporów i te typy skał cechuje najwyższa pojemność zbiornikowa, podczas gdy występujące mikroszczeliny, o bardzo małych rozwarciach, mają prawdopodobnie znaczenie podrzędne. Wysoka dla gazu ziemnego, bądź średnia dla ropy naftowej, pojemność zbiornikowa w profilu Tyrawa Solna jest potwierdzona m.in. występowaniem w jego strefie przypowierzchniowej małej akumulacji ropnej (obecnie wyeksploatowanej). W świetle powyższych spostrzeżeń przypuszczać można, że w innych dotychczas nie rozwierconych pułapkach w tej strefie możliwe jest odkrycie nowych złóż węglowodorów. Dobre cechy zbiornikowe piaskowców kliwskich nie znajdują kontynuacji w młodszym pakiecie piaskowców gruboławicowych przypisanym do warstw przejściowych (ryc. 5A, próbka z-2) oraz nadległej, miększej serii gruboławicowych piaskowców krośnieńskich (Kuśmierk i in., 2001).

Litotypy piaskowcowe dolnego oligocenu serii śląskiej (ryc. 6). Litotypy piaskowcowe tego samego wieku w profilach serii śląskiej są przeważnie skałami sklasyfikowanymi jako niezbiornikowe za wyjątkiem litosomu piaskowców magdaleńskich występującego w rejonie Golic. Litotypy piaskowców przejściowych (ryc. 6A) i piaskowców z Mszanki (ryc. 6B), w profilach dopływu górnego Sanu, Wisłoka i jego dopływu Marcinek, tylko sporadycznie zawierają skały zbiornikowe potencjalnie gazonośne o niskiej pojemności, typu porowo-szczelinowego o małym zakresie prześwitów pustek skalnych. W grupie tej piaskowce typu cergowskiego w profilu Rudawki Rymanowskiej są pozbawione intergranularnej porowatości efektywnej dostępnej dla gazu, bądź ropy (ryc. 6C).

Stosunkowo niezłe cechy zbiornikowe reprezentują piaskowce magdaleńskie (ryc. 6D) w profilu Sękowej, niekiedy o znacznej pojemności zbiornikowej (np. próbka s-24).

Litotypy piaskowców eoceńskich serii śląskiej (ryc. 7). Zestawienie cech zbiornikowych gruboławicowych piaskowców ciężkowickich (wyższy paleocen–dolny eocen) — będących główną serią roponośną w rejonie gorlicko-krośnieńskim — jeszcze dobitniej podkreśla zróżnicowanie parametrów przestrzeni porowo-szczelinowej

między strefą NW (ryc. 7B) i strefą SE (ryc. 7C). W strefie NW dobrymi cechami zbiornikowymi wykazały się również piaskowce hieroglifowe badane w profilu Sękowej (ryc. 7A), aczkolwiek ze względu na małe miąższości ławic tych piaskowców mają one podrzędne znaczenie jako ekonomiczny zbiornik dla węglowodorów.

Piaskowce ciężkowickie w strefie NW charakteryzują się najlepszymi parametrami zbiornikowymi spośród badanych litotypów. Większość próbek znamionującej pojemności zbiornikowe średnie do wysokich (lub bardzo wysokich), niemniej jeden z pakietów gruboławicowych nie wykazał się porowatością efektywną kwalifikującą go do grupy skał zbiornikowych (próbka s-8). Podobnie, jak piaskowce kliwskie, litotyp piaskowców ciężkowickich w omawianej strefie jest typowym zbiornikiem o porowatości intergranularnej reprezentowanej najczęściej przez wszystkie klasy średnic porowych z podrzędną obecnością mikroszczelin o minimalnych rozwarciach. Stąd też jest on predysponowany dla migracji i akumulacji zarówno gazu ziemnego, jak i ropy naftowej, co dokumentują dotychczasowe wyniki poszukiwań naftowych.

W odróżnieniu od powyższej charakterystyki litotyp ten w strefie SE (ryc. 7C), tj. na wschód od doliny Wisłoka, gdzie ulega stopniowemu wyklinowaniu, traci swoje cechy zbiornikowe i tylko jedna z próbek (z-109) może być zakwalifikowana jako słaby zbiornik dla gazu.

Litotyp piaskowców istebniańskich (ryc. 8). Gruboławicowe piaskowce istebniańskie cechują się również drastyczną zmiennością lateralną parametrów zbiornikowych, a także zmiennym charakterem przestrzeni porowo-szczelinowej pomiędzy regionem gorlicko-krośnieńskim (tj. strefą NW, ryc. 8A) a strefą określoną umownie jako SW, obejmującą obszar na wschód od doliny Wisłoka (ryc. 8B).

W strefie NW najlepszymi cechami zbiornikowymi cechują się próbki z profilu Sękowej, nieco gorszymi pakiety piaskowców istebniańskich w profilu Czarnorzek. Niemniej parametry zbiornikowe niektórych próbek ze stref złożowych nie kwalifikują je do grupy skał zbiornikowych, w tym obydwu próbek z profilu Bóbrki oraz próbki s-2 z profilu Sękowej.

W strefie SE piaskowce istebniańskie cechują się mierną porowatością efektywną przy powszechnej obecności mikrospekań, które w dwu próbkach pobranych z rdzeni wiertniczych odwiertu Dwernik-3 (10b, 10c) osiągają znaczne rozwarcia rzędu 10–100 μm . Wprawdzie szczelinowy typ zbiornika zapewnia wysoką przepuszczalność ośrodka skalnego, ale zwykle niedostateczną jego pojemność zbiornikową. Stąd też, w strefie tej tylko jedna próbka zakwalifikowała się do grupy potencjalnie gazonośnych skał zbiornikowych o niskiej pojemności.

Litotyp piaskowców inoceramowych serii skolskiej i typu inoceramowego serii śląskiej (ryc. 9A₁, 9A₂). Litotyp piaskowców inoceramowych ze względu na obfitość spoiwa węglanowego ma na ogół niekorzystne cechy zbiornikowe (Bromowicz i in., 2001). Wyniki pomiarów porozymetrycznych próbek piaskowców tego litotypu, przeprowadzonych w celach porównawczych, wykazały jednak, że w profilu wiercenia Wiśniowa-1 (seria skolska, ryc. 9A₁) reprezentują one typ potencjalnie gazonośnych

skał zbiornikowych o niskiej bądź średniej pojemności przestrzeni porowo-szczelinowej. Piaskowce typu inoceramowego, wydzielane przez niektórych autorów w północnym obrzeżeniu litofacjalnego regionu śląskiego jako ogniwo przeławicające margle fukoidowe (m.in. Mitura & Birecki, 1966), cechuje bardzo niejednorodny system geometrii przestrzeni porowej nie pozwalający je zakwalifikować do zbiorników naftowych (profil Czarnorzek, ryc. 9A₂).

Litofacja piaskowców węglowieckich serii podśląskiej (ryc. 9B). Najlepszą litofacją zbiornikową w profilach dolnej kredy są piaskowce węglowieckie, aczkolwiek zasięg występowania tego litosomu nie jest sprecyzowany. Są one wydajnymi horyzontami produktywnymi w obrębie pola ropnego Węglówka, co potwierdzają wyniki interpretacji pomiarów porozymetrycznych, kwalifikując je jako zbiorniki o pojemności nawet bardzo wysokiej dla gazu i wysokiej dla ropy naftowej.

Litotyp piaskowców lgockich serii śląskiej (ryc. 9C). Parametry zbiornikowe piaskowców lgockich są znacznie niższe od węglowieckich pod względem cech przestrzeni porowej i jej pojemności, bądź nie spełniają kryteriów skał zbiornikowych. Również w profilu pola ropnego Grabownica, gdzie są one horyzontami produktywnymi, duży udział piaskowców nie wykazuje się przyływami węglowodorów o znaczeniu przemysłowym (Karnkowski, 1993).

Wyniki interpretacji pomiarów porozymetrycznych lokalizują dwie próbki w grupie porowych skał zbiornikowych o średniej bądź niskiej pojemności dla ropy i gazu, a jedną próbkę jako skałę porowo-mikroszczelinową o niskiej pojemności, potencjalnie gazonośną.

Pełniejsza charakterystyka gruboławicowych piaskowców lgockich np. w profilu Załuża, gdzie sumaryczna miąższość pakietów piaskowcowych wynosi około 530 m, wymagałaby zbadania szerszego zbioru próbek, który to postulat odnosi się również do przynajmniej dwóch litotypów opisanych poprzednio.

Lateralna zmienność parametrów petrofizycznych litotypów piaskowcowych serii śląskiej

Analiza cech zbiornikowych litotypów piaskowcowych, wyinterpretowanych z pomiarów porozymetrycznych, wykazała dużą zgodność z dotychczas udokumentowaną ich produktywnością, również w aspekcie regionalnym. Na tym tle istotnym problemem powiązany z prognozowaniem parametrów zbiornikowych w strefach nie rozpoznanych wierceniami — jest ustalenie charakteru lateralnej zmienności poszczególnych litotypów piaskowcowych.

Próbie rozwiązania tego problemu podjęto zestawiając parametry petrofizyczne trzech litotypów piaskowcowych serii śląskiej, posiadających najpełniejszą dokumentację faktograficzną, tj. piaskowców krośnieńskich dolnych, ciężkowickich i istebniańskich (tab. 1). Składają się na nią zakresy: ekstremalnych porowatości efektywnych — całkowitych, maksymalnych średnic porów i rozwarcia mikroszczelin, gęstości objętościowych badanych próbek — zinterpretowane na podstawie pomiarów porozymetrycznych — oraz zakresy przepuszczalności intergranular-

nej i szczelinowej, oznaczonej innymi metodami (wg Kuśmierka i in., 2001), wraz z charakterystyką udziału spoiwa i uziarnienia analizowanych litotypów piaskowcowych (wg Bromowicza i in., 2001).

Powyższe dane zgrupowano według przyjętej rejonizacji regionalnej, tj. odrębnie dla strefy północno-zachodniej i południowo-wschodniej. Pomimo luk w materiale badawczym, w zakresie badań petrograficznych i wpływu szczelinowatości piaskowców na ich parametry zbiornikowe (obecnie kontynuowanych), analiza porównawcza dostępnych danych prowadzi do kilku istotnych wniosków.

Cechy zbiornikowe przestrzeni porowej analizowanych litotypów piaskowcowych są znacznie lepsze w strefie NW w stosunku do strefy SE. Różnice te są szczególnie drastyczne w zakresie maksymalnej średnicy porów; a dla litotypów piaskowców ciężkowickich i istebniańskich również w odniesieniu do zakresów porowatości efektywnych i liczby próbek wykazujących się wymierną przepuszczalnością. Prawidłowości te ujawniają się pośrednio w konsekwentnie wyższym zakresie gęstości objętościowych próbek pochodzących ze strefy SE, a także dużym udziałem spoiwa i na ogół niekorzystnymi wskaźnikami wysortowania i obtoczenia ziarn (Bromowicz i in., 2001).

Zanikowi porowatości intergranularnej w strefie SE towarzyszy wzrost rozwarości mikroszczelin oraz wysoka pojemność zbiornikowa systemu szczelin i bardzo wysokie współczynniki przepuszczalności szczelinowej, aczkolwiek jeszcze wyższe wartości parametrów zeszczelinowania piaskowców istebniańskich udokumentowano również w strefie NW (profil Czarnorzek).

Podsumowanie wyników badań

□ Litotypy piaskowcowe fliszu karpackiego cechują się bardzo zróżnicowanymi parametrami zbiornikowymi.

□ W północno-zachodniej strefie badanego obszaru, parametry te są zdominowane przez porowy charakter przestrzeni zbiornikowej piaskowców, natomiast w części południowo-wschodniej są związane głównie z obecnością szczelin.

□ Porowatość intergranularną piaskowców: kliwskich, ciężkowickich i istebniańskich (w strefie NW) oraz węglowieckich cechuje duży udział mezo- i makroporów; natomiast w strefie SE piaskowce krośnieńskie i istebniańskie charakteryzują się głównie systemem mikroporowym i obecnością szczelin.

□ Podwyższone parametry zbiornikowe piaskowców w obrębie złóż, w stosunku do stref otaczających, mogą być spowodowane nasyceniem węglowodorami ich przestrzeni porowej, poprzedzającym procesy jej cementacji.

□ Udokumentowana i potencjalna produktywność piaskowców krośnieńskich dolnych w południowo-wschodniej strefie obszaru badań jest warunkowana prawdopodobnie występowaniem mikro- i makroszczelin.

□ Utrata porowatości intergranularnej w skutek procesów diagenetycznych zwiększyła podatność piaskowców na ich zeszczelinowanie.

□ Powyższe wnioski uzasadniają celowość prowadzenia zintegrowanych analiz porozymetrycznych i petrograficznych na tych samych próbkach piaskowców oraz

kontynuowania badań nad wpływem zeszcelinowania serii piaskowcowych na ich cechy zbiornikowe.

□ System poboru próbek do badań cech zbiornikowych powinien być zagęszczony w profilach litotypów charakteryzujących się niejednorodnością parametrów petrofizycznych i dostosowany do modeli mechanizmów ich sedymentacji.

Miłym obowiązkiem Autorów jest złożenie podziękowań dr inż. Tadeuszowi Bachledzie-Curuś i Zespołowi Pracowników „Geonafy” w Jaśle, a szczególnie mgr inż. Andrzejowi Baczyńskiemu za współpracę w realizacji wymienionych tematów badawczych.

Literatura

- BACHLEDA-CURUŚ T. & SEMYRKA R. 1992 — Badania porozymetryczne typowych skał zbiornikowych. [W:] Dokumentacja projektu badawczego KBN nr 9 0427 91 01. Arch. ISE AGH, Kraków.
- BACHLEDA-CURUŚ T. & SEMYRKA R. 1995 — Analiza porozymetryczna. [W:] Zastosowanie zintegrowanych modeli geodynamicznych i petrofizycznych dla prognozowania potencjału naftowego. Proj. Cel. Nr 99319 93 C/1599 KBN-PGNIg, Warszawa.
- BACHLEDA-CURUŚ T. & SEMYRKA R. 1997 — Zastosowanie analizy porozymetrycznej dla oceny przestrzeni porowej skał w profilach utworów karbonu dolnego i kambru środkowego północno-zachodniej Polski. *Geologia*, 23: 165–188.
- BACZYŃSKI A. (ed.) 1992 — Zestawienie parametrów charakteryzujących cechy zbiornikowe, miąższość i litologię oraz nasycenie płynami kompleksów stratygraficznych fliszu karpackiego w wybranych profilach wierceń. Arch. ISE AGH.
- BASZKIEWICZ A., DZIADZIO P. & PROBULSKI J. 2001 — Stratygrafia sekwencji, petrogeniza i potencjał zbiornikowy piaskowców istebniańskich i ciężkowickich w zachodniej części fałdu Iwonicza Zdroju. *Prz. Geol.*, 49: 417–424.
- BROMOWICZ J. (ed.) 2001 — Wyniki badań petrograficznych typowych litofacji zbiornikowych fliszu karpackiego. [W:] Charakterystyka parametrów petrograficznych fliszowych serii ropogazonośnych Karpat Polskich. *Pol. Jour. Miner. Res.*, 4: 31–76.
- BURZEWSKI W., SEMYRKA R. & SŁUPCZYŃSKI K. 2001 — Kwalifikacja naftowa przestrzeni porowej skał zbiornikowych. *Pol. Jour. Miner. Res.*, 3: 185–189.
- CIECHANOWSKA M. (ed.) 1993 — Interpretacja profilowań geofizyki wiertniczej w zakresie wyznaczania uśrednionych parametrów petrofizycznych i potencjałów macierzystości karpackiej formacji ropogazonośnej. Arch. ISE AGH.
- CIECHANOWSKA M. (ed.) 1995 — Kompleksowa interpretacja profilowań geofizyki wiertniczej; w: Zastosowanie zintegrowanych modeli geodynamicznych i petrofizycznych dla prognozowania potencjału naftowego. Arch. IGNIg.
- KARNKOWSKI P. 1993 — Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. t. 2, Karpaty i zapadlisko przedkarpackie. *Tow. Geosyn. GEOS*, Kraków.
- KOTLARCZYK J. 1978 — Stratygrafia formacji z Ropiarki (fm), czyli warstw inoceramowych w jednostce skolskiej Karpat fliszowych. *Pr. Geol. PAN*, 108: 1–82.
- KRÓLIKOWSKI J. & KĄKOL M. 1989 — Rozkład miąższości i możliwości korelacji litostratygraficznej warstw istebniańskich na wschód od Wisłoki. *Nafta*, 1: 148–155.
- KULCZYCKI W. 1959 — Zagadnienie porowatości, szczelinowości i przepuszczalności pokładów ropnych i gazowych w Karpatach Środkowych. *Nafta*, 4: 102–108.
- KUŚMIEREK J. 2001 — Charakterystyka litologiczno-miąszościowa kompleksów karpackiej formacji naftowej. [In:] Charakterystyka parametrów petrograficznych fliszowych serii ropogazonośnych Karpat Polskich. *Pol. Jour. Miner. Res.*, 4: 19–29.
- KUŚMIEREK J., HALAT Z., MAĆKOWSKI T. & PAPIERNIK B. 1991–1994 — Bilans zasobów węglowodorów basenu centralnokarpackiego. *Proj. bad. nr 9 0427 91 01 KBN*, Warszawa.
- KUŚMIEREK J. (ed.) 1994–1996 — Zastosowanie zintegrowanych modeli geodynamicznych i petrofizycznych dla prognozowania potencjału naftowego. *Proj. Cel. Nr 99319 93 C/1599 KBN-PGNIg*, Warszawa.
- KUŚMIEREK J., MAĆKOWSKI T. & ŁAPINKIEWICZ A.P. 2001 — Wpływ synsedymacyjnych nasunięć i fałdowań na wyniki dwuwymiarowych modeli generowania węglowodorów w obszarze wschodniej części Karpat polskich. *Prz. Geol.*, 49: 412–417.
- KUŚMIEREK J. (ed.) 2001 — Charakterystyka parametrów petrofizycznych fliszowych serii ropogazonośnych Karpat polskich. *Pol. Jour. Miner. Res.*, 4: 1–165.
- LEŚNIAK G. & SUCH P. 1999 — Katalog karpackich skał zbiornikowych. *Mat. z Konf. Nauk. Raba Niżna 19–21 maja 1999 r.*
- MITURA F. & BIRECKI T. 1966 — Budowa geologiczna Karpat między Korczyną a Domaradzem. *Pr. Inst. Naft., Wyd. „Śląsk”*, Katowice.
- PERRODON A. 1980 — Géodynamique pétrolière. *Masson-Elf Aquitaine*, Paris.
- PESZAT Cz. 1988 — Znaczenie surowcowe rozsypliwych piaskowców istebniańskich i ciężkowickich województwa krośnieńskiego. *Geologia*, 14: 5–37.
- PESZAT Cz. 1997 — Petrografia i własności surowcowe fluksoturbidytowych piaskowców glaukonitowych warstw krośnieńskich rejonu Bóbrka–Polany. *Biul. Inst. Geol.*, 376: 93–120.
- PITTMAN E.D. 1979 — Relationship of porosity and permeability to various parameters. *AAPG Bull.*, 76: 191–198.
- SIKORA W. 1959 — Uwagi o stratygrafii i paleogeografii warstw krośnieńskich na przedpolu Otrytu między Szewczenkiem a Polaną. *Kwart. Geol.*, 3: 569–582.
- SUCH P., KOWALSKA-WŁODARCZYK M. & DARŁAK B. 1993 — Badania ciśnień kapilarnych piaskowców istebniańskich. *Nafta-Gaz*, 5: 135–145.
- SUCH P., MALINOWSKA A. & LEŚNIAK G. 1998 — Historia diagenetyczna a własności zbiornikowe piaskowców istebniańskich w rejonie Osobnicy. *Mat. Konf. Dzień dzisiejszy przemysłu naftowego. 40-lecie Oddz. Gorlice SITPNiG, 20–27.05.*
- SUCH P. 2000 — Studium badań przestrzeni porowej skał dla potrzeb geologii naftowej. *Pr. IGNIg*, 104: 1–96.
- SUCH P. 2002 — Wykorzystanie porozymetrii rてcicowej w analizie przestrzeni porowej skał zbiornikowych. *Pr. IGNIg*, 113: 1–84.
- TOKARSKI A. 1947 — Ramowa tektonika fałdów jasielskich. *Mat. Fizjogr. Kraju*, 7: 1–13.
- UNRUG R. 1968 — Kordyliera śląska jako obszar źródłowy materiału klastycznego piaskowców fliszowych Beskidu Śląskiego i Beskidu Wysokiego (polskie Karpaty Zachodnie). *Rocz. Pol. Tow. Geol.*, 38: 81–164.
- VAVRA CH.L., KALDI J.G. & SNEIDER R.M. 1992 — Geological applications of capillary pressure: A Review. *AAPG Bull.*, 76: 840–850.
- WASHBURN R.N. 1921 — Note on the method of determining the distribution of pore sine in a porous material. *Proceedings of National Academy of Science*, 7: 115–116.
- WDOWIARZ S. 1960 — Ropa naftowa i gaz ziemny na tle geologii Karpat. *Wyd. Geol.*
- WENDORFF M. 1986 — Excursion No. B-7. 3. Facies relationships in the Krosno Beds in the eastern part of the Silesian tectonic unit: an outline of qualitative and quantitative analysis. [W:] 7th European Regional Meeting Kraków — Poland. *Excursion Guidebook. A.K. Teisseyre (ed.)*. Ossolineum, Wrocław: 121–125.