

ZMIENNOŚĆ PARAMETRÓW PETROFIZYCZNYCH SUBFACJI DOLOMITU GŁÓWNEGO ZACHODNIEJ STREFY PÓŁWYSPU GROTOWA W ŚWIETLE BADAŃ POROZYMETRYCZNYCH

**Variability of petrophysical parameters of subfacies
in the Main Dolomite strata of the western Grotów Peninsula area
in the light of porosimetric measurements**

Roman SEMYRKA, Grażyna SEMYRKA & Izabela ZYCH

*Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska;
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków;*

e-mail: semyrka@uci.agh.edu.pl, gsemyrka@uci.agh.edu.pl, izazych@geol.agh.edu.pl

Treść: W obrębie analizowanego obszaru w strefie bariery węglanowej twory dolomitu głównego wykształcone w subfacji bandstonów prezentują typ skały zbiornikowej o charakterze porowym w klasie bardzo niskiej i niskiej pojemności dla gazu oraz bardzo niskiej dla ropy. W obrębie strefy równi platformowej dolomit główny tej subfacji ma charakter skały zbiornikowej typu porowego niskiej i średniej klasy pojemnościowej dla gazu i niskiej dla ropy. Subfacja utworów mułowizyżłych dolomitu głównego w strefie podnóża platformy węglanowej reprezentuje typ skały zbiornikowej o niskiej, sporadycznie średniej pojemności dla gazu i bardzo niskiej oraz niskiej dla ropy, przy porowym lub porowo-szczelinowym wykształceniu przestrzeni zbiornikowej. Podobne cechy zbiornikowe subfacja ta wykazuje w obrębie strefy bariery węglanowej: wyniki analiz porozymetrycznych kwalifikują ją do skał zbiornikowych bardzo niskiej i niskiej pojemności dla gazu oraz bardzo niskiej dla ropy, o charakterze porowym i porowo-szczelinowym. Subfacja utworów ziarnowizyżłych w obszarze strefy podnóża platformy węglanowej charakteryzuje się średnią i wysoką pojemnością zarówno w odniesieniu do gazu, jak i ropy, o typie przestrzeni zbiornikowej porowej i szczelinowo-porowej. W strefie bariery węglanowej cechy te są bardzo zróżnicowane, od pojemności niskiej do wysokiej w przypadku gazu, oraz niskiej i bardzo niskiej – ropy, przy porowym i porowo-szczelinowym charakterze przestrzeni zbiornikowej. W obszarze równi platformowej dolomit główny reprezentuje głównie porowy charakter przestrzeni zbiornikowej, w klasie średniej pojemności dla gazu i niskiej dla ropy.

Słowa kluczowe: dolomit główny, subfacje, porozymetria, parametry petrofizyczne

Abstract: The microfacial analysis, together with detailed sedimentological analysis, enabled the authors to distinguish depositional environments of the Main Dolomite succession in the study area. The Main Dolomite is characterized by diversity in thickness, lithology and facial development of the following zones: foot of the carbonate platform, barrier and platform plain. Three principal sub-facies were distinguished there: grainstones, mudstones and boundstones (the microbial sub-facies). These sub-facies reveal diversified petrophysical parameters. The analysis is based on results of porosimetric measurements which enable assessment and qualification of this horizon from the point of view of its hydrocarbon reservoir capacity and pore space character. Principles of porous rock qualification in terms of hydrocarbon reservoirs include mainly assessment of: effective and dynamic porosities for oil and gas, bulk and framework densities, and pore space geometry (distribution of predominating pore diameters and specific surface of the pore space). This assessment refers to the pore space in which processes of migration and accumulation of reservoir fluids occur. Statistical analysis of the petrophysical parameters revealed their relationships within the distinguished lithofacial zones, which represent also an important solution.

Key words: Main Dolomite, subfacies, porosimetry, petrophysical parameters

WSTĘP

Od czasu odkrycia w 1961 r. pierwszego złoża ropy naftowej Rybaki w poziomie dolomitu głównego wiadomo, że zawiera on autochtoniczne węglowodory w formie komercyjnych złóż: czy to nagromadzeń ropy naftowej, czy kondensatowego gazu ziemnego. Wielkość złóż zdeterminowana jest nie tylko rozmiarem pułapek złożowych, ale przede wszystkim ich pojemnością, która uwarunkowana jest miąższością oraz rozkładem subfacji dolomitu głównego.

Wiele prawideł lokalizacji złóż ropy naftowej i kondensatowego gazu ziemnego zostało już rozpoznanych w wyniku prac badawczych wykazujących ich rozwój paleogeograficzny, paleotektoniczny oraz zmienność w typie i rozkładzie facji (Depowski *et al.* 1978, Semyrka 1985, Wagner 1994, Knieszner & Poleszak 1997, Wagner & Peryt 1997, Wagner & Peryt 1998, Pikulski 1998, Wagner 1998, Wagner & Kotarba (red.) 2004, Mikołajewski & Wróbel 2005, Jaworowski & Mikołajewski 2007), jak również zagadnienia generowania i migracji śródformacyjnej węglowodorów (Kotarba *et al.* 1998, Kotarba 2000, Kotarba & Wagner 2007).

Utwory dolomitu głównego stanowią zasadniczą formację roponośną i drugą ważną formację gazonośną Niżu Polskiego. Warunki sedymentacji i związana z tym zmienność facjalna wpływały w sposób zasadniczy na jego własności zbiornikowe, determinujące migrację i akumulację węglowodorów. Zróżnicowany litologiczno-facjalnie i miąższościowo ropo- i gazonośny poziom dolomitu głównego charakteryzuje się złożonym układem pojemnościowo-filtracyjnym.

Pomimo licznych odwzorowań kartograficznych w postaci map strukturalnych, paleogeograficznych, miąższościowo-facjalnych czy map pseudoporowatości (Górski & Trela 1997, Górski 1999) w dalszym ciągu istnieje niedostatek informacji na temat własności petrofizycznych litotypów skał tworzących system zróżnicowanych facji dolomitu głównego, z którymi związane są złoża węglowodorów (Darłak 1997, Gąsiewicz *et al.* 1998, Czekański *et al.* 2002, Wolnowski 2002, 2003, 2004).

Pomimo istnienia licznych standardowych oznaczeń parametrów petrofizycznych w dalszym ciągu nie jest znana charakterystyka rozkładu geometrii przestrzeni porowej na tle rozwoju litofacjalnego dolomitu głównego, a w konsekwencji charakterystyka jakościowa i pojemnościowa tego zbiornika naftowego o stwierdzonej akumulacji ropnej i gazowo-kondensatowej. Wielkość złóż warunkuje bowiem nie tylko objętość pułapki złożowej, ale przede wszystkim pojemność efektywną jej przestrzeni porowej.

Dokładne rozpoznanie i zbadanie dostępnymi metodami analitycznymi rozkładu własności petrofizycznych w odniesieniu do lateralnego rozkładu facji dolomitu głównego i ich charakterystyki w pionowym profilu tego poziomu, w korelacji z rozpoznanymi akumulacjami węglowodorów, będzie stanowić podstawę dalszych prospekcyjnych decyzji poszukiwawczych.

Rozwiązanie problemu charakterystyki ilościowo-jakościowej geometrii przestrzeni porowej dolomitu głównego oraz klasyfikacji fizycznej jego odmian facjalnych wydaje się kluczowym zagadnieniem w rozwiązaniu problemów akumulacyjnych w tym poziomie. Rozkład przestrzeni porowej decyduje o zasięgu i rozwoju problemów filtracyjno-złożowych, a w konsekwencji – o wykształconych warunkach złożowych, tym bardziej że problem oceny charakterystyki skał zbiornikowych i uszczelniających jest podstawą udokumentowania systemu naftowego.

CHARAKTERYSTYKA PARAMETRÓW PETROFIZYCZNYCH DOLOMITU GŁÓWNEGO W BADANIACH POROZYMETRYCZNYCH

Klasyfikacja przestrzeni porowej

Zasadniczym warunkiem, koniecznym dla akumulacji węglowodorów, jest istnienie skał zbiornikowych i uszczelniających, genetycznie związanych z procesami sedymentogenezy i postdiagenety, usytuowanych w pułapce złożowej, uformowanej w czasie ewolucji geostrukturalnej basenu naftowego.

Własności skał zbiornikowych zależą nie tylko od fizycznych właściwości stałej, płynnej i gazowej fazy oraz ich stosunków objętościowych, ale i od makrostruktury tej skały oraz struktury porowej przestrzeni.

Zróznicowany genetycznie i skomplikowany strukturalnie charakter skał sprawia, że rozkład i wielkość ich parametrów fizycznych, porowatości i przepuszczalności, decydują o rodzaju i typie ich przestrzeni porowej oraz jej właściwościach filtracyjnych i pojemnościowych jest bardzo niejednorodny. Niejednorodność ta zależy w różnej proporcji od charakteru i typu środowiska depozycyjnego osadu na sedymentacyjnym etapie rozwoju basenu, jak i od procesów diagenetycznych na etapie jego tektonicznej przebudowy.

W prospekcji naftowej kluczowym zagadnieniem oceny możliwości tworzenia i zachowania złóż węglowodorów jest identyfikacja skał typu zbiornikowego i uszczelniającego, a w ślad za tym – szczegółowa charakterystyka przestrzeni porowej skał w strefach potencjalnie złożowych. Podstawą tej oceny jest charakterystyka geologiczna formacji zbiornikowej w jakościowo-ilościowych kryteriach analizy litologiczno-facjalnej i petrofizycznej.

Przedmiotem analizy jest charakterystyka fizyczna przestrzeni porowej, a zasady kwalifikacji skał porowatych w kryteriach zbiorników naftowych obejmują głównie ocenę: wielkości parametrów porowatości efektywnej i dynamicznej, geometrii przestrzeni porowej w zakresie rozkładu dominujących średnic por oraz wielkości powierzchni właściwej przestrzeni porowej. Ocena ta dotyczy przestrzeni porowej, w której zachodzą procesy migracji i akumulacji mediów złożowych.

Ocena potencjalnych skał zbiornikowych i uszczelniających opiera się na ilościowej analizie szeregu parametrów warunkujących nasycenie węglowodorami i ich przepływy w przestrzeni porowej. Fizyczne modele przepływów płynu jednorodnego w ośrodkach porowatych determinowane są zakresami krytycznych średnic porowych, co pozwala na wydzielenie czterech zasadniczych klas pojemnościowych (Perrodon 1980, Burzewski *et al.* 1997, Semyrka & Słupczyński 2001):

- 1) **niskiej pojemności** – porowatość efektywna skał zawiera się w przedziale 3.5–10%;
- 2) **średniej pojemności** – porowatość efektywna skał zawiera się w przedziale 10–15%;
- 3) **wysokiej pojemności** – porowatość efektywna skał zawiera się w przedziale 15–20%;
- 4) **bardzo wysokiej pojemności** – porowatość efektywna skał przekracza 20%.

W tej klasyfikacji skały o porowatości 0.0–3.5% kwalifikują się do kategorii skał potencjalnie uszczelniających, co nie ma bezpośredniego uzasadnienia w skałach zbiorniko-

wych typu szczelinowego, w wypadku których porowatości o wartościach nawet 1–2% mogą decydować o ich kwalifikacji do potencjalnych skał zbiornikowych o **bardzo niskiej pojemności**.

Ilościowa analiza krzywej ciśnień kapilarnych umożliwia również określenie przedziałów średnic krytycznych tych pustek, których udział ma znaczenie decydujące 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 (I)**, **porowo-szczelinowy (II)** oraz **szczelinowy (III)** (ten ostatni o dominacji mikrospekań w całej pojemności zbiornika). Na podstawie relacji pory – szczeliny możliwe jest też określenie procentowego udziału porów i szczelin decydujących o możliwej migracji i akumulacji węglowodorów.

Z natury metody porozymetrycznej ocena przestrzeni porowej dotyczy przestrzeni nadkapilarnej, kapilarnej i subkapilarnej, w których zachodzi cały proces migracji i akumulacji płynów złożowych. Na podstawie tego podziału wydzielono przestrzeń filtracji dla gazu o średnicy porów $d > 0.1 \mu\text{m}$ i ropy o średnicy porów $> 1 \mu\text{m}$ (Burzewski *et al.* 2001).

Takie założenia teoretyczne i praktyczne wyniki badań porozymetrycznych pozwalają na kwalifikację naftową skał do potencjalnie zbiornikowych dla gazu, ropy i gazu, czy też uszczelniających – wraz z oceną ich parametrów fizycznych.

Poza określeniem fizycznych parametrów potencjalnych skał zbiornikowych istotne wydaje się określenie ich typu przestrzeni porowej, z natury rzeczy bardzo niejednorodnej, zatem przeprowadzenie granic podziału pomiędzy poszczególnymi klasami i typami skał zbiornikowych jest często bardzo trudne i niejednoznaczne.

Istota metody porozymetrycznej

W ocenie przestrzeni porowej skał istotne znaczenie mają badania porozymetryczne. Pozwalają one na wszechstronną analizę wielkości poszczególnych parametrów petrofizycznych, uzasadniających klasyfikację i charakterystykę potencjalnych skał zbiornikowych i uszczelniających, zarówno w wymiarze jakościowym, jak i ilościowym.

Oznacza to, że nie tylko wymiar wskaźnika porowatości kwalifikuje skałę do potencjalnie zbiornikowych w określonej klasie, ale decydują również o tym pozostałe fizyczne parametry tej przestrzeni, głównie wielkość i rozkład średnicy porów, rozwartość szczelin, powierzchnia właściwa i geometria rozkładu porów w funkcji wielkości ich średnicy, w zakresie przestrzeni nadkapilarnej, kapilarnej i subkapilarnej (Burzewski *et al.* 2001, Słupczyński *et al.* 2001).

Pomiary ciśnień kapilarnych metodą porozymetrii rてciowej 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 cieczami 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 kapilar-

nych 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 ciśnień kapilarnych, które można przyrównać do wielkości nadciśnień koniecznych do wyparcia fazy zwilżającej przez fazę niezwilżającą w przestrzeni kapilary o określonej średnicy, w przybliżeniu odwrotnie proporcjonalnej do wielkości ciśnień kapilarnych (Kuśmierek & Semyrka 2003).

W przestrzeni porowej zbiorników naftowych fazą zwilżającą są wody węglębne, a węglowodory traktuje się jako fazę niezwilżającą, która może wypierać wodę z przewężeń kapilarnych do porów o największych średnicach. Metoda porozymetryczna bazuje na wtlaczaniu rtęci jako cieczy „roboczej” niezwilżającej i niereagującej z szkieletem skalnym w przestrzeń porową pozbawioną płynu, co symuluje przedmigracyjną charakterystykę potencjalnej zwilżalności skały zbiornikowej (Vavra *et al.* 1992).

Badania porozymetryczne bazują na walcowym modelu przestrzeni porowej, która jest symulowana jako zbiór walcowych kapilar przewodzących płyny złożowe.

Zakładając, że międzyfazowe napięcie powierzchniowe (powietrze/rtęć) $g = 485 \text{ dyn/cm}$, a kąt styku faz $Q = 130^\circ$, można wyliczyć z równania Washburna $D = -4p \cdot \cos Q \cdot p^{-1}$ zależność pomiędzy średnicą krytyczną kapilary (D) a ciśnieniem wtlaczania (p) (Washburn 1921).

Szeroki zakres stosowanych ciśnień wtlaczania ($0.5\text{--}6 \cdot 10^4 \text{ psi}$) umożliwia nie tylko kwalifikację jakościową typowych poziomów zbiornikowych, na których ciśnienie wtlaczania do poziomu $2 \cdot 10^3 \text{ psi}$ jest na ogół wystarczające do akumulacji węglowodorów, ale także gazonośnych kolektorów ilastych o mikroporowej strukturze pojemności, które wymagają wyższych ciśnień roboczych.

Badania ilościowe i jakościowe przestrzeni porowej próbek analizowanych z rdzeni wiertniczych wykonano porozymetrem rtęciowym Auto Pore 20 firmy Micromeritics. W aparacie tym zastosowano komputerowe sterowanie procesem wtlaczania rtęci, począwszy od ciśnienia niższego od otoczenia do wartości $6 \cdot 10^4 \text{ psi}$ (tj. 413.4 MPa), co umożliwia penetrację pustek skalnych o prześwitach od $0.003 \mu\text{m}$ do $360 \mu\text{m}$. Pozwala to na wyliczenie podstawowych parametrów charakteryzujących geometrię przestrzeni porowej badanej próbki.

Przedmiotem analizy jest charakterystyka fizyczna przestrzeni porowej skał zbiornikowych w zakresie oceny ilościowej parametrów gęstości skał, porowatości efektywnej, geometrii przestrzeni porowej, przeciętnej średnicy porów i wielkości jej powierzchni właściwej. Powyższe parametry fizyczne uzyskuje się z analizy badań porozymetrycznych w wymiarze (Bachleda-Curuś & Semyrka 1997, Such 2002):

- gęstości skał [$\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$], która jest ilorazem masy próbki i jej objętości w wymiarze gęstości szkieletowej i objętościowej;
- porowatości efektywnej [%], wyliczonej z iloczynu objętości wtloczonego płynu roboczego [$\text{ml Hg} \cdot \text{g}^{-1}$ skały] i gęstości objętościowej skały [$\text{g} \cdot \text{cm}^{-3} \cdot 100\%$];
- przeciętnej średnicy porów [μm], wyliczonej jako średnia ważona, z wagą ilości porów dla całego przedziału średnic porów występujących w próbce;
- powierzchni właściwej przestrzeni porowej [$\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$ skały], będącej sumą powierzchni porów występujących w jednostce masy skały; powierzchnia właściwa jest miarą wielkości oporu przepływu mediów złożowych w ośrodku porowym.

JAKOŚCIOWO-IŁOŚCIOWA OCENA PARAMETRÓW PETROFIZYCZNYCH FACJI DOLOMITU GŁÓWNEGO I ICH WZAJEMNYCH ZALEŻNOŚCI

Analiza mikrofacjalna wraz ze szczegółową analizą sedimentologiczną umożliwiły wydzielenie środowisk depozycyjnych dolomitu głównego w omawianym obszarze. Profil dolomitu głównego cechuje się, zarówno miąższościowym, jak i litologiczno-facjalnym różnicowaniem stref: podnóża platformy węglanowej, bariery i równi platformowej (Fig. 1).

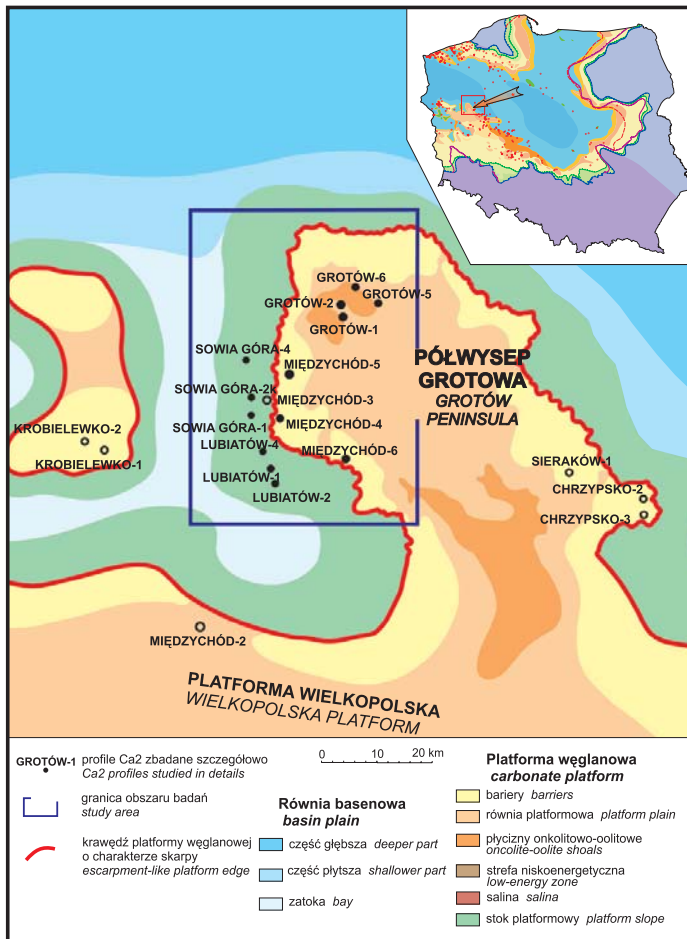


Fig. 1. Mapa paleogeograficzna dolomitu głównego obejmująca Platformę Gorzowa oraz północną część Platformy Wielkopolskiej (Wagner 2004)

Fig. 1. Paleogeographic map of the Main Dolomite strata on the Gorzów Platform and on the northern part of the Wielkopolska Platform (Wagner 2004)

W ich obrębie wyróżniono trzy podstawowe subfacje, które charakteryzują się zróżnicowanymi parametrami petrofizycznymi (Wagner & Kotarba (red.) 2004, Jaworowski & Mikołajewski 2007, Mikołajewski 2007):

- 1) bandstony (mieszczą się w nich zarówno maty mikrobialne, jak i budowle mikrobialne);
- 2) utwory mułozwężłe, czyli madstony i wakstony;
- 3) utwory ziarnozwężłe, czyli pakstony, greinstony, flotstony, rudstony.

W wydzielonych subfacjach, zdeterminowanych genezą środowiska sedymentacji, w celu uszczegółowienia i zobiektywizowania wyników badań, przeprowadzono ocenę i kwalifikację naftową dolomitu głównego, wykorzystując dostępny zbiór danych porozymetrycznych, w zakresie możliwości interpretacyjnych tej metody badawczej. Pozwalało to na wskazanie typu przestrzeni porowej z określeniem jej umownych klas pojemnościowych.

Umożliwiło to jednocześnie wykazanie zależności pomiędzy porowatością efektywną i dynamiczną dla ropy i gazu. Porowatość dynamiczna w odniesieniu do ropy i gazu rozumiana jest jako stosunek objętości efektywnej skały dla określonego medium złożowego do całkowitej objętości skały. Zależności te odniesiono do subfacji utworów mułozwężłych i ziarnozwężłych, dla których liczba pomiarów jest reprezentatywna.

W badaniach porozymetrycznych wykorzystano zbiór danych petrofizycznych zgromadzonych w Instytucie Nafty i Gazu w Krakowie (Such *et al.* 2002–2005). Badania te (wykonano 470 pomiarów) obejmowały utwory dolomitu głównego z profili wierceń: Grotów-1, Grotów-2, Lubiatów-1, Lubiatów-2, Lubiatów-4, Międzychód-4, Międzychód-5, Międzychód-6, Sieraków-1, Sowa Góra-1, Sowa Góra-2k, Sowa Góra-4, z których 19 reprezentuje subfację bandstonów, 108 – utworów mułozwężłych i 343 – utworów ziarnozwężłych (Tab. 1 i Tab. 2 na wklejce).

Rozkład statystyczny wartości porowatości efektywnej w całej populacji przeanalizowanych prób w odniesieniu do wydzielonych subfacji wykazuje cechy normalności. Udział prób w poszczególnych klasach pojemnościowych jest następujący: 37.6% dla skał o bardzo niskiej i niskiej pojemności, 25% dla skał o średniej, 22.2% dla skał o wysokiej i 15.2% dla skał zbiornikowych o bardzo wysokiej pojemności (Fig. 2A).

Odmienne przedstawia się rozkład porowatości dynamicznej dla gazu: dominują skały zbiornikowe o bardzo niskiej i niskiej pojemności przy 39.5-procentowym udziale w całej populacji prób. Kolejno zmniejsza się udział prób skał zbiornikowych średniej, wysokiej i bardzo wysokiej pojemności, odpowiednio: 25.0%, 22.2% i 15.2% (Fig. 2B).

Proporcje te jeszcze bardziej się zmieniają w odniesieniu do rozkładu wielkości porowatości dynamicznej dla ropy: skały zbiornikowe o bardzo niskiej i niskiej pojemności mają 67.2-procentowy udział. Skały o średniej pojemności mają udział – 17.8%, o pojemności wysokiej – 7.6%, i bardzo wysokiej – 7.4% (Fig. 2C).

Interesujące są obserwacje rozkładu poszczególnych klas pojemnościowych odniesionych do wydzielonych subfacji dolomitu głównego. Zwraca uwagę 74.6-procentowa dominacja klasy bardzo niskiej i niskiej pojemności skał, przy 22.7-procentowym udziale klasy średniej i minimalnej – 0.9% i 1.8% w klasach wysokiej i bardzo wysokiej pojemności dla utworów **mułozwężłych**. Te proporcje potwierdzają rozkłady liczby prób w odniesieniu do porowatości dynamicznej dla gazu w obrębie tej facji. Są one zbliżone do poprzednich i wynoszą 77.2% w klasie bardzo niskiej i niskiej oraz 20% w klasie średniej, przy minimalnych dla pozostałych klas (Fig. 3A–C).

Tabela (Table) 1
Zmienność parametrów petrofizycznych wydzielonych subfacji dolomitu głównego
Variability of petrophysical parameters in the Main Dolomite subfacies

Litologia <i>Litology</i>	Liczba prób <i>Number of samples</i> <i>N</i>	Gęstość szkieletowa <i>Skeletal density</i> [g/cm ³]	Gęstość objętościowa <i>Bulk density</i> [g/cm ³]	Poro-watość efektywna <i>Effective porosity</i> [%]	Średnica kapilary <i>Average pore diameter</i> [μm]	Powierzchnia właściwa <i>Total pore area</i> [m ² /g]	Średnica progowa <i>Cut off diameter</i> [μm]	Pory >0.1 μm <i>Pores >0.1 μm</i> [%]	Poro-watość dynamiczna dla gazu <i>Gas dynamic porosity</i> [%]	Pory >1.0 μm <i>Pores >1.0 μm</i> [%]	Poro-watość dynamiczna dla ropy <i>Oil dynamic porosity</i> [%]
Bandstony <i>Boundstones</i>	19	2.82	2.60	7.80	0.33	0.77	1.46	72.58	6.43	27.00	2.60
Mułozwiele <i>Mudstones</i>	108	2.75	2.57	6.73	0.77	0.68	5.98	76.95	5.79	48.42	3.83
Ziamozwiele <i>Grainstones</i>	343	2.77	2.36	14.54	1.41	0.47	9.03	92.63	14.05	48.78	8.72

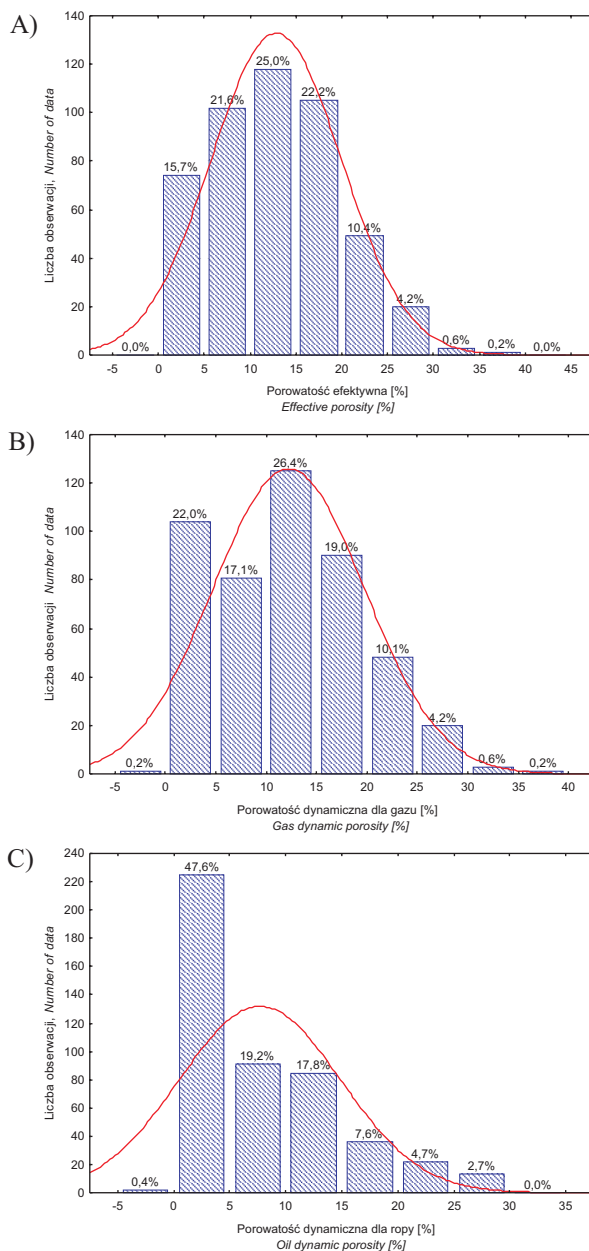


Fig. 2. Rozkład porowatości efektywnej utworów dolomitu głównego (A). Rozkład porowatości dynamicznej dla gazu utworów dolomitu głównego (B). Rozkład porowatości dynamicznej dla ropy utworów dolomitu głównego (C)

Fig. 2. Distribution of effective porosity for the Main Dolomite rocks (A). Distribution of dynamic gas porosity for the Main Dolomite rocks (B). Distribution of dynamic oil porosity for the Main Dolomite rocks (C)

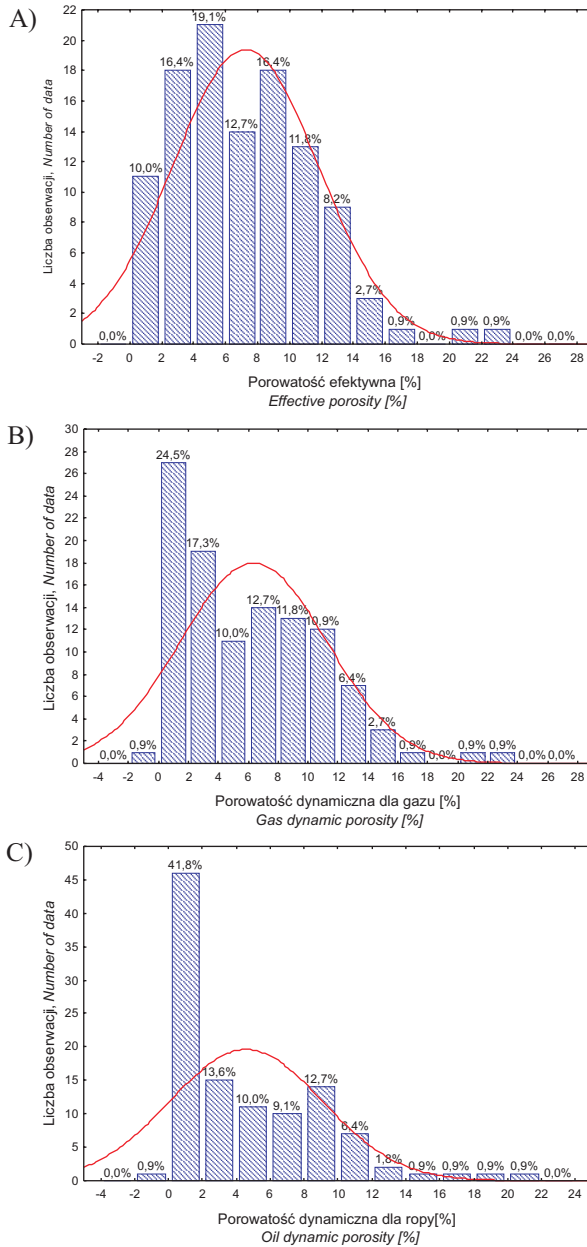


Fig. 3. Rozkład porowatości efektywnej utworów mułowizyżłych dolomitu głównego (A). Rozkład porowatości dynamicznej dla gazu utworów mułowizyżłych dolomitu głównego (B). Rozkład porowatości dynamicznej dla ropy utworów mułowizyżłych dolomitu głównego (C)

Fig. 3. Distribution of effective porosity for mudstone Main Dolomite rocks (A). Distribution of dynamic gas porosity for mudstone Main Dolomite rocks (B). Distribution of dynamic oil porosity for mudstone Main Dolomite rocks (C)

Rozkład porowatości dynamicznej dla ropy zdominowany jest przez udział por w klasie bardzo niskiej i niskiej pojemności – 88.1%, przy poważnym zminimalizowaniu znaczenia pozostałych klas (Fig. 3A–C).

W subfacji ziarnozwężłej rozkład wartości porowatości efektywnej wykazuje prawie jednomodalny charakter z 23-procentowym udziałem klas bardzo niskiej i niskiej, 27.3-procentowym średniej, 28.5-procentowym wysokiej i 20.7-procentowym w klasie bardzo wysokiej. Również jednomodalny rozkład wielkości prób odnosi się do porowatości dynamicznej dla gazu: przy podwyższonej liczbie prób (30.2%) w klasie średniej pozostałe charakteryzują się niewiele ponad 20-procentowym udziałem populacji prób.

Proporcje te zmieniają się w odniesieniu do porowatości dynamicznej dla ropy: dominuje bardzo niska i niska klasa pojemności – 58.3%. W ilości 20.9% występuje klasa średnia, a wysoka i bardzo wysoka mają udziały po 9.9% (Fig. 4A–C).

Wydzielone subfacje dolomitu głównego, od bandstonów przez mułowięzłe po ziarnozwężłe, scharakteryzowane są za pomocą ich zróżnicowanych cech petrofizycznych (Tab. 1).

W skali całego analizowanego obszaru utwory dolomitu głównego wykształconego w subfacji **bandstonów** wydzielono w strefie Grotowa, Międzychodu i Sierakowa. Wyniki 19 analiz porozymetrycznych wykazują, że ich gęstość szkieletowa wynosi 2.82 g/cm^3 , a objętościowa – 2.60 g/cm^3 . Parametry petrofizyczne charakteryzujące tę fację to: średnia kapilara $0.33 \text{ }\mu\text{m}$, powierzchnia właściwa $S = 0.77 \text{ m}^2/\text{g}$ i średnica progowa $1.46 \text{ }\mu\text{m}$. Udział por powyżej średnicy $0.1 \text{ }\mu\text{m}$ wynosi 72.58%, a powyżej $1,0 \text{ }\mu\text{m}$ – 27.0%. Porowatość efektywna tych utworów wynosi 7.80%, a dynamiczna 6.43% w odniesieniu do gazu i 2.60% dla ropy.

Analiza typu przestrzeni zbiornikowej wykazuje, że ma ona charakter porowy w klasie niskiej pojemności dla gazu i ropy w rejonie Grotowa oraz niskiej dla gazu i nieznaczącej dla ropy w obszarze Międzychodu i Sierakowa (Fig. 5).

Utwory mikrofacji **mułowięzłej** stwierdzono na całym analizowanym obszarze. Gęstość szkieletowa tych utworów na analizowanym obszarze wynosi 2.75 g/cm^3 , a gęstość objętościowa – 2.36 g/cm^3 . O porowatości efektywnej 6.73%, dynamicznej dla gazu 5.79% i dla ropy 3.83% decyduje wielkość średniej kapilary $0.77 \text{ }\mu\text{m}$, powierzchnia właściwa $S = 0.68 \text{ m}^2/\text{g}$ i średnica progowa $5.98 \text{ }\mu\text{m}$. Udział porów o średnicy powyżej $0.1 \text{ }\mu\text{m}$ wynosi 76.95%, a powyżej $1 \text{ }\mu\text{m}$ – 48.42%. (Tab. 1).

Utwory te charakteryzują się porowym typem przestrzeni zbiornikowej, zarówno o charakterze jednomodalnym w strefie Sowiej Góry i Międzychodu, jak i wielomodalnym na obszarze Sierakowa. Prezentują typ skał zbiornikowych o niskiej pojemności dla gazu na całym obszarze oraz niskiej pojemności dla ropy w strefie Sowiej Góry i Lubiatowa. Szczelinowo-porowy typ przestrzeni zbiornikowej występuje w profilach wierceń strefy Lubiatowa, Międzychodu i Sowiej Góry (Fig. 6).

W profilu dolomitu głównego utwory **ziarnozwężłe** występują powszechnie na całym analizowanym obszarze. W stosunku do poprzednich analizowanych facji, charakteryzują się one podwyższonymi parametrami petrofizycznymi dolomitu głównego. Ich gęstość szkieletowa wynosi 2.77 g/cm^3 , a objętościowa – 2.36 g/cm^3 .

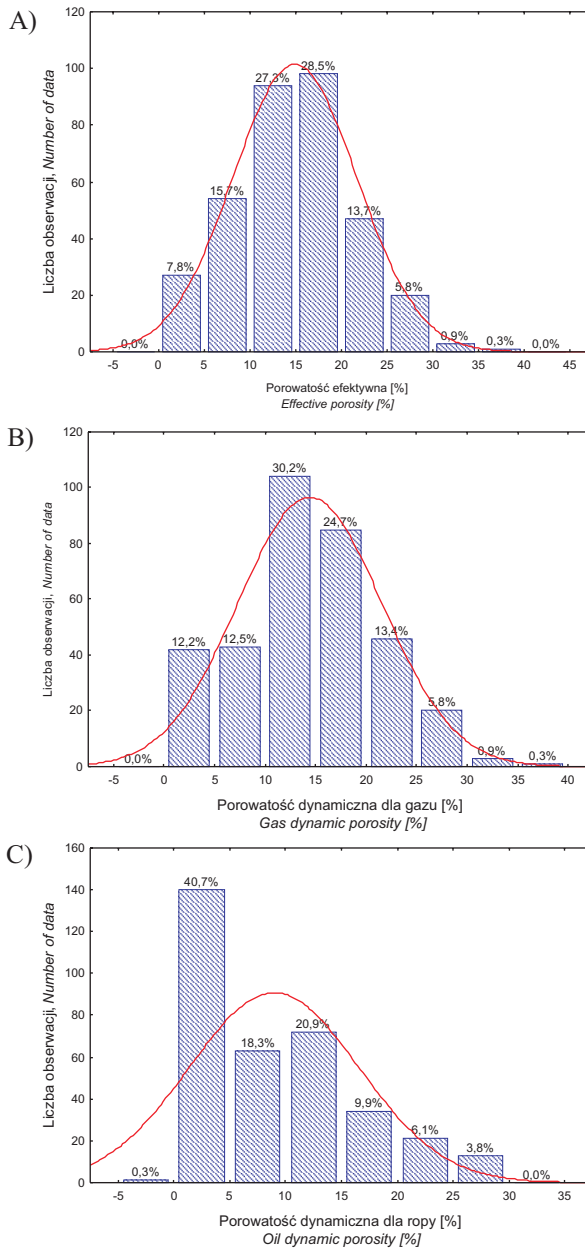
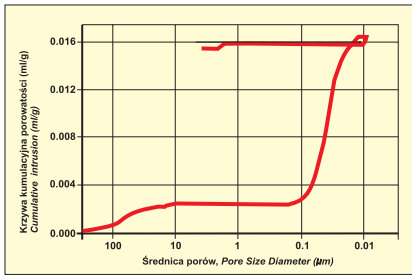


Fig. 4. Rozkład porowatości efektywnej utworów ziarnowięzłych dolomitu głównego (A). Rozkład porowatości dynamicznej dla gazu utworów ziarnowięzłych dolomitu głównego (B). Rozkład porowatości dynamicznej dla ropy utworów ziarnowięzłych dolomitu głównego (C)

Fig. 4. Distribution of effective porosity for grainstone Main Dolomite rocks (A). Distribution of dynamic gas porosity for grainstone Main Dolomite rocks (B). Distribution of dynamic oil porosity for grainstone Main Dolomite rocks (C)



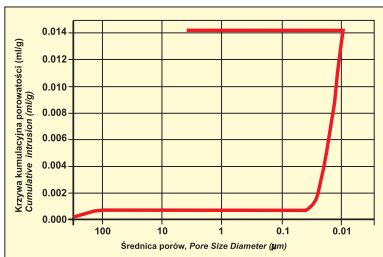
Międzychód-6, 3201.70 m



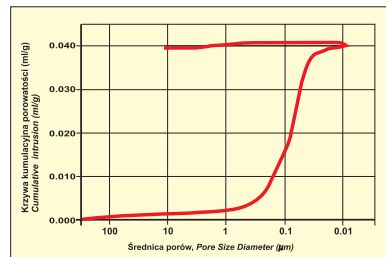
Grotów-1, 3203.05 m

Fig. 5. Krzywe kumulacyjne porowatości efektywnej dla mikrofacji bandstonów

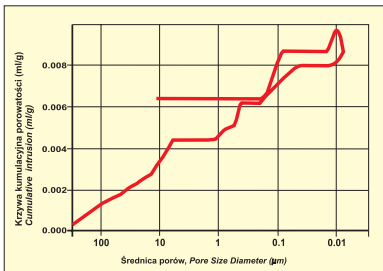
Fig. 5. Cumulative intrusion vs. pore size diameter for boundstone microfacies



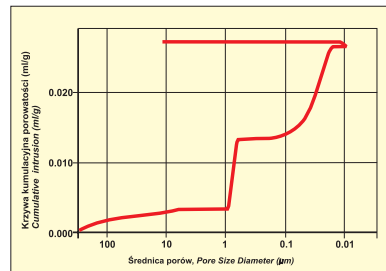
Międzychód-6, 3164.00



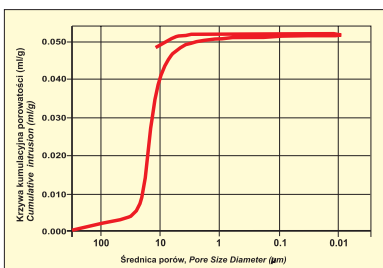
Sowią Góra-1, 3209.55



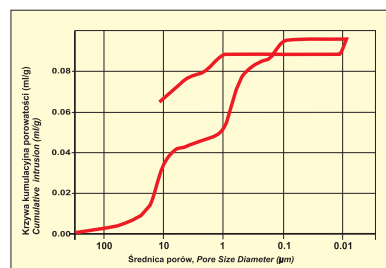
Sowią Góra-4, 3343.65



Sowią Góra-4, 3349.10



Sowią Góra-3344.10



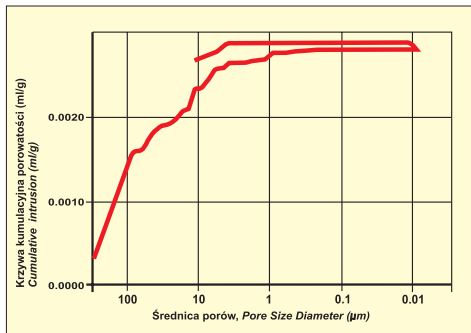
Sieraków-1, 3202.65

Fig. 6. Krzywe kumulacyjne porowatości efektywnej dla mikrofacji utworów mułowięzłych

Fig. 6. Cumulative intrusion vs. pore size diameter for mudstone microfacies

Wartość średniej kapilary wynosi 1.41 μm , powierzchnia właściwa $S = 0.47 \text{ m}^2/\text{g}$, średnica progowa 9.03 μm , co przy 92.63-procentowym udziale porów $> 0.1 \mu\text{m}$ i 48.78-procentowym porów $> 1.0 \mu\text{m}$ powoduje, że porowatość efektywna osiąga 14.54%, dynamiczna dla gazu 14.05% i dla ropy 8.72%. Wartości te decydują o tym, że utwory tej mikrofacji można zakwalifikować do skał zbiornikowych średniej pojemności dla gazu i niskiej dla ropy. Odnosi się to w szczególności do strefy Grotowa, Sierakowa i Międzychodu. Wielkość parametrów petrofizycznych wskazuje, że najlepsze właściwości zbiornikowe, w obrębie analizowanej facji, mają skały na obszarze Lubiatowa i Sowiej Góry.

Analiza rozkładu geometrii przestrzeni porowej utworów dolomitu głównego w obrębie utworów ziarnozwężłych wskazuje na porowy typ przestrzeni zbiornikowej w strefie Lubiatowa, Sowiej Góry i lokalnie Międzychodu. Jednakże, w obrębie tych stref, a w szczególności na obszarze Grotowa, Międzychodu i Sierakowa, zidentyfikowano szereg systemów szczelin kwalifikujących przestrzeń porową do typu szczelinowo-porowego (Fig. 7).



Sowa Góra, 3249.85 m



Grotów-1, 3234.85 m

Fig. 7. Krzywe kumulacyjne porowatości efektywnej dla mikrofacji utworów ziarnistych

Fig. 7. Cumulative intrusion vs. pore size diameter for grainstone microfacies

Zauważa się prawidłowe współzależności pomiędzy poszczególnymi parametrami petrofizycznymi. Niższymi wartościami porowatości w obrębie każdej facji odpowiadają podwyższone wielkości gęstości objętościowej i szkieletowej oraz powierzchni właściwej, a także relatywnie niższe średnice kapilar i średnice progowe. Wyższe wartości porowatości związane są z niższymi gęstościami objętościowymi i szkieletowymi oraz powierzchni właściwej przestrzeni porowej, a podwyższonymi – średniej kapilary. Wartości omawianych parametrów petrofizycznych są konsekwencją udziału w strukturze skały porów o określonych średnicach, wyznaczających porowatość dynamiczną dla gazu i ropy (Tab. 1, 2).

W ocenie rozkładu parametrów petrofizycznych dolomitu głównego podjęto próbę znalezienia zależności pomiędzy poszczególnymi parametrami petrofizycznymi charakteryzującymi wielkości fizyczne tego poziomu.

Odstępstwa od trendów zmienności tych parametrów są skutkiem przyjętych modeli mikrofacjalnych i zróżnicowanym systemem szczelin, tak licznie wstępujących w tym poziomie zbiornikowym.

Poszukiwano związków korelacyjnych między: gęstością objętościową ρ_o , średnią kapilarą Φ , powierzchnią właściwą S , w odniesieniu do porowatości efektywnej k_e , dynamicznej dla gazu k_{dg} i ropy k_{dr} z uwzględnieniem podziału na subfacje utworów mułowizwężłych i ziarnowizwężłych.

Zależności między gęstością objętościową a różnymi typami porowatości w obrębie utworów **subfacji mułowizwężłej** charakteryzują się współczynnikiem korelacji r od 0.79 do 0.82. Utworom węglanowym w klasie bardzo niskiej pojemności skał ze względu na porowatość efektywną odpowiadają gęstości ρ_o 2.63–2.73 g/cm³; w klasie niskiej pojemności ρ_o 2.47–2.63 g/cm³; w klasie średniej 2.31–2.47 g/cm³ i w klasie pojemności wysokiej 2.20–2.31 g/cm³.

Wartości porowatości dynamicznej gazu mieszczą się w przedziale ρ_o 2.70–2.63 g/cm³ w klasie bardzo niskiej; 2.43–2.61 g/cm³ w klasie niskiej i 2.31–2.43 g/cm³ w klasie średniej pojemności. W odniesieniu do porowatości dynamicznej dla ropy wielkości te wynoszą odpowiednio: 2.58–2.66 g/cm³; 2.40–2.58 g/cm³; 2.25–2.45 g/cm³.

Zależność wielkości średniej kapilary w wypadku różnych typów porowatości charakteryzowana jest współczynnikiem korelacji r od 0.68 w wypadku porowatości efektywnej do 0.79 w odniesieniu do porowatości dynamicznej dla gazu i 0.81 dla ropy. Bardzo niskiej klasie porowatości efektywnej odpowiadają wielkości średniej kapilary Φ od 0.05 do 0.1; niskiej – od 0.1 do 0.5 μm i wysokiej – od 0.5 do 1.5 μm . Zwracają uwagę relatywnie niskie wartości średniej kapilary w rejonie Lubiatowa-4, umiarkowane w Sowiej Górze-4 i podwyższone – w Lubiatowie-1.

W odniesieniu do porowatości dynamicznej dla gazu skałom o bardzo niskiej pojemności odpowiadają wartości średniej kapilary Φ 0.05–0.2 μm , niskiej 0.2–0.7 μm , a wysokiej 0.7–2 μm . Zwraca uwagę wzrost wartości tego parametru w rejonie wierceń Sowiej Góra-1, -4 i Międzyczód-6 oraz jego znaczny spadek w obszarze Lubiaków-2 i -4. Zależność ta potwierdza się również w odniesieniu do porowatości dynamicznej dla ropy: porowatościom o bardzo niskiej pojemności odpowiadają średnice porów w zakresie 0.08–0.6 μm , niskiej – 0.6–1.5 μm , a dla średniej – od 1.5 do ponad 3 μm . Podwyższonymi parametrami średniej kapilary cechują się utwory dolomitu głównego w profilach wierceń Lubiatów-1 i Sowiej Góra-1.

Wielkości średnich kapilar w odniesieniu do klas pojemnościowych dowodzą roli szczelin w globalnej pojemności dolomitu głównego.

Wyraźny brak korelacji obserwuje się pomiędzy porowatością a powierzchnią właściwą przestrzeni porowej. W odniesieniu do relacji powierzchni właściwej do porowatości efektywnej i porowatości dynamicznej dla gazu współczynnik korelacji r wynosi tylko 0.27 i 0.46, a w relacji z porowatością dynamiczną dla ropy – 0.55. Interesujące zależności zaznaczają się w korelacji pomiędzy porowatością efektywną a porowatościami dynamicznymi dla gazu i ropy. Zależności te rejestrują, niejako, redukcję wielkości porowatości efektywnej do bardziej realnej, dynamicznej dla migracji i akumulacji gazu czy ropy. W wypadku utworów subfacji mułowizwężłej obserwuje się zależność porowatości efektywnej od dynamicznej dla gazu o współczynniku korelacji $r = 0.97$ (Fig. 8A). Decydujący o tej wysokiej zależności wydaje się być duży udział porów o średnicy poniżej 0.1 w całej populacji. Potwierdza to kwalifikacja porowatości dynamicznej dla gazu: klasie niskiej pojemności w zakresie 3.5–10%, odpowiadają wartości porowatości efektywnej 4.5–10.8%, a w klasie średniej – odpowiednio 10.8–15.8%.

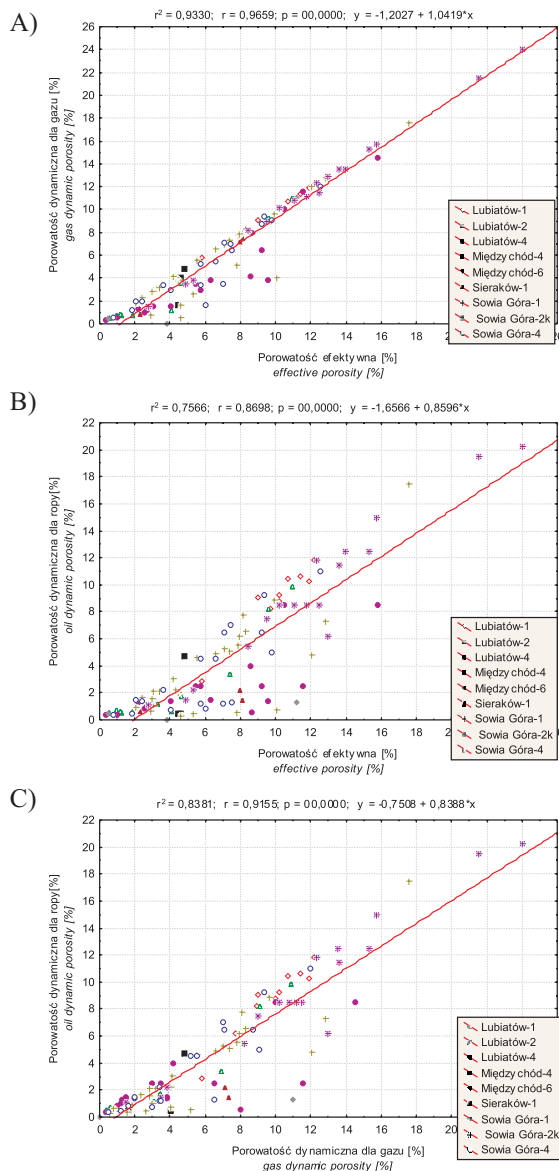


Fig. 8. Wykres zależności porowatości efektywnej od porowatości dynamicznej dla gazu dla mikrofacji utworów mułowizyżłych dolomitu głównego (A). Wykres zależności porowatości efektywnej od porowatości dynamicznej dla ropy dla mikrofacji utworów mułowizyżłych dolomitu głównego (B). Wykres zależności porowatości dynamicznej dla gazu od porowatości dynamicznej dla ropy dla mikrofacji utworów mułowizyżłych dolomitu głównego (C)

Fig. 8. Dependence between effective porosity and gas dynamic porosity for mudstone microfacies of the Main Dolomite rocks (A). Dependence between effective porosity and oil dynamic porosity for mudstone microfacies of the Main Dolomite rocks (B). Dependence between gas dynamic porosity and oil dynamic porosity for mudstone microfacies of the Main Dolomite rocks (C)

Równie wyraźną korelację przedstawia wykres zależności wartości porowatości efektywnej od dynamicznej dla ropy o współczynniku $r = 87$. Od linii regresji odbiegają wyraźnie tylko utwory dolomitu głównego zakwalifikowane do skał zbiornikowych o niskiej pojemności w profilach wierceń Lubiaków-2 i częściowo Sowiej Góra-4, oraz próbki o podwyższonej wartości w profilach Sowiej Góry-1 i 2 i Lubiaków-1 (Fig. 8B).

Wysoki stopień zależności wyrażony współczynnikiem korelacji $r = 0.91$ zaznacza się przy porównaniu wielkości porowatości dynamicznych dla gazu i ropy. Porowatościom dynamicznym dla gazu 6% i 8% odpowiadają porowatości dynamiczne dla ropy 4% i 6% (Fig. 8C).

Podobną jak w przypadku subfacji mułozwięzłej analizę wzajemnych zależności parametrów petrofizycznych przeprowadzono dla subfacji utworów ziarnozwięzłych.

Związek pomiędzy gęstością objętościową i porowatością jest wyrażony współczynnikiem korelacji r , który w odniesieniu do porowatości efektywnej wynosi 0.85, porowatości dynamicznej dla gazu – 0.85, i dla ropy – 0.73. Porowatość efektywna tych utworów w klasie bardzo niskiej pojemności charakteryzuje się gęstością objętościową na poziomie 2.75–2.62 g/cm³, w klasie niskiej – 2.62–2.50 g/cm³, średniej – 2.50–2.35 g/cm³ i wysokiej – 2.35–2.21 g/cm³, a w bardzo wysokiej – nawet poniżej 2.21 g/cm³. Z całej populacji prób wyróżnia się profil Lubiaków-1, w wypadku którego zależność pomiędzy niską gęstością objętościową a porowatością efektywną wskazuje na jego dobre własności zbiornikowe. Zbliżone zależności zaznaczają się w stosunku do porowatości dynamicznej dla gazu: klasie bardzo niskiej pojemności odpowiadają gęstości objętościowe 2.70–2.62 g/cm³; niskiej – 2.62–2.48 g/cm³; średniej – 2.48–2.35 g/cm³; wysokiej – 2.35–2.20 g/cm³, a bardzo wysokiej – poniżej 2.20 g/cm³. W odniesieniu do porowatości dynamicznej dla ropy wartości te wynoszą odpowiednio: 2.55–2.48 g/cm³; 2.48–2.35 g/cm³; 2.35–2.22 g/cm³; 2.22–2.12 g/cm³ i poniżej 2.15 g/cm³.

Parametry zbiornikowe skał zależą głównie od średnicy porów.

W przypadku subfacji utworów ziarnozwięzłych dolomitu głównego analizowanego obszaru zależność porowatości efektywnej i średnicy porów charakteryzuje się współczynnikiem korelacji $r = 0.61$ i 0.65 w odniesieniu do porowatości dynamicznej dla gazu i ropy. Graniczną wartością dla bardzo niskiej efektywnej pojemności zbiornikowej jest średnia kapilara Φ rzędu 0.10 μm . Skały zbiornikowe o bardzo dużej pojemności charakteryzują się średnicą porów nawet do 10 μm . W wypadku porowatości dynamicznej dla gazu wartości te mieszczą się w przedziale 0.10–0.20 μm ; 0.20–0.40 μm ; 0.40–0.80 μm ; 0.80–1.00 i powyżej 1.0 μm .

W odniesieniu do ropy, klasie bardzo niskiej pojemności odpowiadają średnice kapilar Φ rzędu 0.15–0.30 μm , klasie niskiej pojemności – 0.30–0.80 μm , średniej pojemności – 0.80–1.5 μm , klasie wysokiej pojemności – 1.5–2.5 μm aż do 10 μm w skałach o bardzo wysokiej pojemności.

Zadziwiający jest brak statystycznych zależności porowatości od powierzchni właściwej, wyrażony chociażby współczynnikiem korelacji w stosunku do porowatości efektywnej $r = 0.15$, dynamicznej dla gazu – 0.21 i dynamicznej dla ropy – 0.53.

Wzajemne relacje pomiędzy porowatością efektywną oraz dynamiczną dla gazu i ropy są bardziej czytelne. Idealnie układa się zależność porowatości efektywnej od dynamicznej dla gazu, wyrażona współczynnikiem korelacji $r = 0.99$ (Fig. 9A). Decyduje o tym niewątpliwie 80–90-procentowy udział porów w ich przestrzeni porowej (Tab. 1). W relacji porowatości efektywnej do porowatości dynamicznej w odniesieniu do ropy zaznacza się spadek współczynnika porowatości, co ma bezpośredni związek z 50-procentowym udziałem porów o średnicy powyżej 1 μm . Przykładowo 10- i 20-procentowe wartości porowatości efektywnej odpowiadają 5- i 13-procentowym wartościom porowatości dynamicznej dla ropy (Fig. 9B).

Zatem wartości porowatości dynamicznej dla ropy i gazu wyraźnie wskazują na możliwą, potencjalną akumulację gazu czy ropy. Zdecydowanie lepsze parametry petrofizyczne dla akumulacji ropy mają strefy Lubiatowa, Sowiej Góry, a dla gazu – Sierakowa i Międzychodu (Fig. 9C).

Rozkład najważniejszych wskaźników petrofizycznych dolomitu głównego strefy Międzychodu wskazuje, że w obrębie **strefy podnóża platformy** wartości porowatości efektywnej są zróżnicowane i mieszczą się w klasach niskiej pojemności (Sowia Góra-1 – 8.82%, Lubiatów-4 – 9.91%), średniej (Lubiatów-2 – 13.83%, Sowia Góra-2k – 14.94%, Sowia Góra-4 – 12.25%) i wysokiej (Lubiatów-1 – 16.90%). Porowatość dynamiczna dla gazu w tej strefie kwalifikuje poziom dolomitu głównego do klasy niskiej pojemności (Lubiatów-4 – 8.89%, Sowia Góra-1 – 8.27%), średniej (Lubiatów-2 – 13.43%, Sowia Góra-2k – 14.17%, Sowia Góra-4 – 11.64%) i wysokiej (Lubiatów-1 – 16.81%). W odniesieniu do porowatości dynamicznej dla ropy klasę niskiej pojemności dolomit główny wykazuje w profilu wiercenia Lubiatów-4 – 4.64% i średniej Lubiatów-1 – 14.72%, Lubiatów-2 – 12.10%, oraz Sowia Góra-1 – 6.11%, Sowia Góra-2k – 11.84%, Sowia Góra-4 – 9.89%. Wartości średniej kapilary utworów dolomitu głównego strefy tej subfacji wahają się w szerokich granicach od 0.53 μm w Lubiatowie-4 do 2.82 μm w Lubiatowie-2. W rozkładzie powierzchniowym rysuje się trend wzrostu tego parametru od Lubiatowa-4 w kierunku północno-zachodnim i południowo-wschodnim. Znajduje to swoje odzwierciedlenie w rozkładach porowatości efektywnej, dynamicznej dla gazu i ropy, wyrażone zbliżonym wzrostem tych parametrów do 14% (Tab. 2).

Utwory dolomitu głównego w profilach otworów Międzychód-4, -5, -6 reprezentują strefę bariery węglanowej. W porównaniu ze strefą podnóża platformy węglanowej oceniane parametry petrofizyczne mają niższe wartości. Porowatość efektywna w profilach wierceń Międzychód-5 – 9.78%, Międzychód-6 – 8.41% kwalifikuje je do skał zbiornikowych niskiej, a w Międzychodzie-4 – 14.98% średniej pojemności. Podobna kwalifikacja ma miejsce w stosunku do porowatości dynamicznej dla gazu – niskiej w profilach Międzychód-5 – 9.16%, Międzychód-6 – 7.08% a średniej w Międzychodzie-4 – 12.83%. Porowatości dynamiczne dla ropy wykazują bardzo niską wartość w profilach otworów Międzychód-5 – 1.50%, i Międzychód-6 – 0.70, a niską w Międzychodzie-4 – 6.08%. Wartości wielkości średniej kapilary są zbliżone i wynoszą od 0.22 μm w Międzychodzie-6 do 0.52 μm w Międzychodzie-4. W rozkładzie powierzchniowym omawianych parametrów zaznacza się wzrost wartości porowatości efektywnej i dynamicznej dla gazu powyżej 14% w kierunku zachodnim, czyli skłonu platformy, i obniżanie w kierunku wschodnim do wartości 8%.

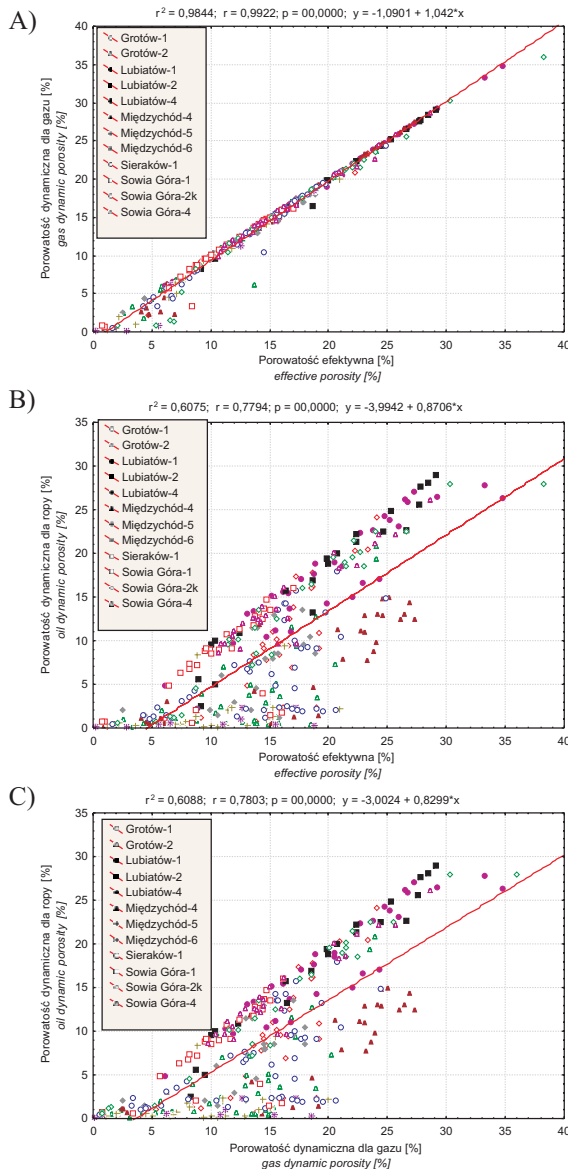


Fig. 9. Wykres zależności porowatości efektywnej od porowatości dynamicznej dla gazu dla mikrofacji utworów ziarnozwizłych dolomitu głównego (A). Wykres zależności porowatości efektywnej od porowatości dynamicznej dla ropy dla mikrofacji utworów ziarnozwizłych dolomitu głównego (B). Wykres zależności porowatości dynamicznej dla gazu od porowatości dynamicznej dla ropy dla mikrofacji utworów ziarnozwizłych dolomitu głównego (C)

Fig. 9. Dependence between effective porosity and gas dynamic porosity for grainstone microfacies of the Main Dolomite rocks (A). Dependence between effective porosity and oil dynamic porosity for grainstone microfacies of the Main Dolomite rocks (B). Dependence between gas dynamic porosity and oil dynamic porosity for grainstone microfacies of the Main Dolomite rocks (C)

Trend zmienności porowatości dynamicznej dla ropy jest podobny przy zredukowanych wartościach: od 6% w strefie zachodniej do 2% w kierunku wschodnim półwyspu Grotowa (Fig. 1, Tab. 2).

Utwory dolomitu głównego w **strefie równi platformowej** reprezentowane są w profilach wierceń Grotów-1, -2. Wartości porowatości efektywnej dla gazu: wynoszą tu odpowiednio 14.91 i 12.77%, a wartości porowatości dynamicznej – 14.67 i 11.95%, co kwalifikuje te utwory do średniej klasy skał zbiornikowych dla gazu. W odniesieniu do porowatości 9.13% i 3.93% wskazują na niską pojemność tych utworów. Wartości średniej kapilary korelują z tymi wielkościami i wynoszą odpowiednio 1.02 μm i 0.46 μm . Trend wzrostu porowatości efektywnej i dynamicznej dla gazu waha się od 8% w rejonie Międzychodu do 14% w rejonie Grotowa, a trend wzrostu porowatości dynamicznej dla ropy – odpowiednio od 2 do 8%. Wskazuje to na perspektywiczność akumulacji głównie gazu ziemnego, nie wykluczając potencjalnych akumulacji ropy naftowej.

PODSUMOWANIE

Analiza mikrofajalna wraz ze szczegółową analizą sedymentologiczną umożliwiły wydzielenie środowisk depozycyjnych dolomitu głównego na omawianym obszarze.

Profil dolomitu głównego cechuje się zarówno mięszszościowym, jak i litologiczno-fajalnym zróżnicowaniem stref: podnóża platformy węglanowej, bariery i równi platformowej. W ich obrębie wyróżniono trzy podstawowe subfacje utworów: ziaznozwiązłe, mułowzwiązłe i mikrobialne (bandstony), które charakteryzują się zróżnicowanymi parametrami petrofizycznymi (Fig. 1).

Do oceny parametrów petrofizycznych tych subfacji wykorzystano dostępny zbiór danych porozymetrycznych, na których podstawie wykonano ocenę i kwalifikację naftową dolomitu głównego, w zakresie możliwości interpretacyjnych tej metody badawczej. Pozwoliło to na wykazanie typu przestrzeni porowej, z określeniem jej umownych klas pojemnościowych (Tab. 1, Fig. 2A–C).

Utwory dolomitu głównego na analizowanym obszarze, wykształcone w subfacji bandstonów w strefie bariery węglanowej, prezentują typ skały zbiornikowej o charakterze porowym w klasie bardzo niskiej oraz niskiej pojemności dla gazu i bardzo niskiej – dla ropy. W obrębie strefy równi platformowej dolomit główny analizowanej facji ma charakter skały zbiornikowej typu porowego, niskiej i średniej klasy pojemnościowej dla gazu oraz niskiej dla ropy. Jedynie w profilu Lubiatowa-1 dolomit główny wykształcony w subfacji bandstonów, przy minimalnej pojemności, wykazuje cechy skały zbiornikowej typu szczelinowego (Fig. 5).

Subfacja utworów mułowzwiązłych dolomitu głównego w strefie podnóża platformy węglanowej reprezentuje typ skały zbiornikowej o niskiej, sporadycznie średniej pojemności dla gazu oraz bardzo niskiej i niskiej dla ropy, przy porowym lub porowo-szczelinowym wykształceniu przestrzeni zbiornikowej. Podobne cechy zbiornikowe subfacja ta wykazuje w obrębie strefy bariery węglanowej: wyniki analiz porozymetrycznych kwalifikują ją do skał zbiornikowych o bardzo niskiej i niskiej pojemności dla gazu oraz bardzo niskiej dla ropy, o charakterze porowym i porowo-szczelinowym (Fig. 3A–C, Fig. 6).

Analiza statystyczna parametrów petrofizycznych pozwoliła na charakterystykę i ocenę ich wzajemnych współzależności (Fig. 8A–C, Fig. 9A–C).

Subfacja utworów ziarnowięzłych w obszarze strefy podnóża platformy węglanowej charakteryzuje się średnią i wysoką pojemnością zarówno dla gazu, jak i ropy, o przestrzeni zbiornikowej porowej i szczelinowo-porowej (Fig. 4A–C, Fig. 7).

W strefie bariery węglanowej cechy te są bardzo zróżnicowane od niskiej pojemności do wysokiej dla gazu oraz niskiej i bardzo niskiej dla ropy, przy porowym i porowo-szczelinowym charakterze przestrzeni zbiornikowej. Na obszarze równi platformowej dolomit główny reprezentuje głównie porowy charakter przestrzeni zbiornikowej, w klasie średniej pojemności dla gazu i niskiej dla ropy.

Zgodnie z obserwacjami makroskopowymi i mikroskopowymi oraz wynikami badań porozymetrycznych można stwierdzić, że w ocenie dolomitu głównego w kategoriach skał zbiornikowych podstawowym problemem jest stopień i charakter rozwoju systemów szczelin, tak powszechnych w jego obrębie. W odniesieniu do dolomitu głównego na analizowanym obszarze, dominującą rolę w porowatości szczelinowej odgrywają mikroszczeliny w przedziale 2–3%.

Najlepszymi parametrami pojemnościowo-filtracyjnymi przestrzeni szczelinowej charakteryzują się strefy Lubiatowa i Sowiej Góry w obrębie podnóża platformy węglanowej, a słabszymi – strefy Grotowa i Międzychodu usytuowane na platformie węglanowej.

Praca została wykonana w czasie realizacji projektu badawczego nr 4 T12 B 014 27 Ministerstwa Nauki i Informatyzacji pt. „Charakterystyka zmienności parametrów petrofizycznych dolomitu głównego w rejonie Międzychodu” w latach 2005–2007.

LITERATURA

- 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. *Zeszyty Naukowe AGH, Geologia*, 23, 2, 155–187.
- Burzewski W., Semyrka R. & Słupczyński K., 2001. Kwalifikacja naftowa przestrzeni porowej skał zbiornikowych. *Polish Journal of Mineral Resources*, Geosynoptics GEOS, Kraków, 185–191.
- Czekański E., Dziadkiewicz M. & Jankowski K., 2002. Potencjał wydobywczy w dolomicie głównym. *Mat. Konf. Nauk.-Techn. „Basen Permski Niżu Polskiego. Dolomit Główny. Budowa i Potencjał zasobowy”*, Piła 2002, 41–51.
- Darłak B., 1997. Badania przestrzeni porowej w skałach dolomitu głównego. *Nafta – Gaz*, 2, 45–50.
- Depowski R., Peryt T.M. & Wagner R., 1978. Sedymentacja i paleogeografia dolomitu głównego a jego ropo- i gazonośność. *Przegląd Geologiczny*, 26, 3, 141–146.
- Gąsiewicz A., Wichrowska M. & Darłak B., 1998. Sedymentacja i diagenaza a właściwości zbiornikowe utworów dolomitu głównego (Ca₂) w polskim basenie cechsztyńskim. W: Narkiewicz M., *Analiza basenów sedymentacyjnych Niżu Polskiego*, *Prace PIG*, 165, 195–203.

- Górski M. & Trela M., 1997. Układ geometryczny i ocena właściwości serii zbiornikowej złoża BMB – największego złoża ropy naftowej w Polsce – na podstawie zdjęcia sejsmicznego 3D. *Przegląd Geologiczny*, 45, 7, 685–692.
- Górski M. *et al.*, 1999. Wydzielanie pułapek węglowodorów w utworach poziomu dolomitu głównego poprzez rozpoznanie zmian litofacjalnych i strukturalnych na podstawie zintegrowanej interpretacji sejsmiki 3D i danych otworowych w rejonie Gorzowa. *Przegląd Geologiczny*, 47, 12, 1080–1095.
- Jaworowski K. & Mikołajewski Z., 2007. Oil- and gas-bearing sediments of the Main Dolomite (ca2) in the Międzychód region: a depositional model and the problem of the boundary between the second and third depositional sequences in the Polish Zechstein Basin. *Przegląd Geologiczny*, 55, 1017–1024.
- Knieszner L. & Poleszak E., 1997. Określenie przebiegu bariery węglanowej dolomitu głównego cechsztynu w środkowej części Pomorza na podstawie danych sejsmicznych i wiertniczych. *Nafta – Gaz*, 9, 388–399.
- Kotarba M. (red.), 2000. *Bilans węglowodorowy utworów dolomitu głównego basenu permjskiego Polski*. Archiwum ZSE AGH, Kraków.
- Kotarba M., Kosakowski P., Kowalski A. & Więclaw D. 1998. Wstępna charakterystyka geochemiczna substancji organicznej i potencjału węglowodorowego w utworach dolomitu głównego Nizżu Polskiego. W: Narkiewicz M., Analiza basenów sedymentacyjnych Nizżu Polskiego, *Prace PIG*, 165, 227–234.
- Kotarba M. & Wagner R., 2007. Generation potential of the Zechstein Main Dolomite (Ca2) carbonates in the Gorzów Wielkopolski-Międzychód-Lubiatów area: geological and geochemical approach to microbial-alg source rock. *Przegląd Geologiczny*, 55, 1025–1037.
- Kuśmierk J. & Semyrka R., 2003. Zmienność cech zbiornikowych przestrzeni porowato-szczelinowej piaskowców karpaccich i ich kwalifikacja naftowa. *Przegląd Geologiczny*, 51, 9, 732–743.
- Mikołajewski Z. & Wróbel M., 2005. Petrografia i diagenetyka utworów cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2) w rejonie złoża ropy naftowej Lubiatów (zachodnia Polska). *Przegląd Geologiczny*, 53, 4, 335–336.
- Perrodon A., 1980. *Geodynamique petroliere*. Elf-Aquitane, Paris, 1–375.
- Pikulski L., 1998. Sedymentacja oraz rozwój litofacjalny utworów dolomitu głównego w rejonie złoża BMB, zachodnia Polska. *Przegląd Geologiczny*, 46, 5, 426–435.
- Semyrka R., 1985. Uwarunkowania ropności dolomitu głównego na obszarze Pomorza Zachodniego. *Prace Geologiczne PAN*, 129, 5–113.
- Słupczyński K., Semyrka R. & Bobula E., 2001. Analiza geometrii porowej przestrzeni filtracyjnej. *Polish Journal of Mineral Resources*, Geosynoptics GEOS, Kraków, 191–196.
- Such P., 2002. Wykorzystanie porozymetrii rtęciowej w analizie przestrzeni porowej skał zbiornikowych. *Prace Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa*, 113, 1–84.
- Such P., 2005. *Określenie systemu transportu w złożu Lubiatów i Sowia Góra i przygotowanie danych do symulacji złożowej*. Archiwum Ośrodka Północ w Pile, Instytut Nafty i Gazu w Krakowie.

- Such P., Leśniak G., Darlak B., Włodarczyk M., Kyś M., 2002–2005. *Specjalistyczne badania serwisowe rdzeni i płynów złożowych pobranych z warstwy dolomitu głównego wraz z interpretacją wyników dla otworów: Grotów-1, Grotów-2, Lubiatów-1, Lubiatów-2, Lubiatów-4, Międzychód-4, Międzychód-5, Międzychód-6, Sieraków-1, Sowia Góra-1, Sowia Góra-2k, Sowia Góra-4 – Petrofizyka*. Archiwum Ośrodka Północ w Pile, Instytut Nafty i Gazu w Krakowie.
- Wagner R., 1994. Stratygrafia i rozwój basenu cechsztyńskiego na Niżu Polskim. *Prace PIG*, 146, 1–71.
- Wagner R. & Peryt T.M., 1997. Possibility of sequence stratigraphic subdivision of the Zechstein in the Polish Basin. *Kwartalnik Geologiczny*, 41, 4, 457–474.
- Wagner R., 1998. Paleogeografia cechsztynu. W: Dadlez R., Marek S., Poborski J. (red), *Atlas paleogeograficzny epikontynentalnego permu i mezozoiku w Polsce 1:2 500 000, tabl. 5–9*, PIG, Warszawa.
- Wagner R. & Peryt T.M., 1998. O możliwości podziału cechsztynu na sekwencje stratygraficzne w basenie polskim. W: Narkiewicz M., *Analiza basenów sedymentacyjnych Niżu Polskiego*, *Prace PIG*, 165, 129–146.
- Wagner R. & Kotarba M. (red.), 2004. *Algowe skały macierzyste dolomitu głównego i ich potencjał węglowodorowy jako podstawa dla genetycznej oceny zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w strefie Gorzowa – Międzychodu*. Zakład Geologii Regionalnej i Naftowej PIG, Warszawa.
- 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.
- Vavra CH.L., Kaldi J.G. & Sneider R.M., 1992. Geological applications of capillary pressure: A Review. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76, 840–850.
- Wolnowski T., 2002. Perspektywy poszukiwań węglowodorów w Polsce północno-zachodniej w świetle pilskich doświadczeń. *Nafta – Gaz*, 1, 11–20.
- Wolnowski T., 2003. Prognoza zasobności dolomitu głównego w basenie permskim Niżu Polskiego w świetle nowych technik poszukiwawczych. *Nafta – Gaz*, 11, 536–546.
- Wolnowski T., 2004. Wyniki prac poszukiwawczych w rejonie Międzychodu. *Nafta – Gaz*, 7/8, 329–333.

Summary

Microfacial and detailed sedimentological analyses enabled the authors to distinguish depositional environments of the Main Dolomite in the study area.

The Main Dolomite succession shows diversity in thickness, lithology and facial development in the zones of the barrier front, the barrier and the lagoon where three principal sub-facies were distinguished: grainstones, mudstones and bandstones. These sub-facies reveal diversified petrophysical properties (Fig. 1).

The evaluation of petrophysical parameters of the sub-facies was based upon the available porosimetric dataset, which was processed towards the evaluation and categorization of the Main Dolomite, precisely, towards the identification of the pore space types and determination of conventional pore volume classes (Tab. 1, Fig. 2A–C).

In the study area the Main Dolomite the bandstones from the carbonate barrier belong to reservoirs of very low to low porosity classes for gas and very low one for oil. In the lagoonal zone the Main Dolomite shows porosity classes from low to medium for gas and low for oil. Only in the Lubiatowa-1 well the Main Dolomite is a fractured bandstone of minimum open space volume (Fig. 5)

The mudstone sub-facies from the barrier front is a reservoir of low, rarely medium pore volume class for gas and very low to low pore volume class for oil. The rocks show intergranular or intergranular/fracture porosities. Similar properties were found in mudstone facies from the barrier zone where measurements demonstrated very low to low porosity classes for gas and very low porosity classes for oil at the same porosity types (Figs 3A–C, 6).

The grainstone subfacies from the carbonate platform slope belongs to medium and high porosity classes for both oil and gas at intergranular and intergranular/fractured porosity types (Figs 4A–C, 7).

Statistical analysis of the petrophysical parameters enabled their characteristics and evaluation of their relationships (Figs 8A–C, 9A–C).

In the barrier zone the porosity is very diversified, from low to high pore volume for gas and very low pore volume for oil at intergranular and intergranular/fractured porosity types. In the lagoonal part the Main Dolomite has mostly the granular porosity and medium porosity volumes for gas, and low ones for oil.

Results of macroscopic examinations, microscopic studies and porosimetric measurements enabled the authors to conclude that categorization of the Main Dolomite in terms of reservoir properties raises the main problems: degree of fracturing and the character of fractures. In the study area the fracture porosity is dominated by microcracks and the porosity values are from 2 to 3%.

The most favourable pore volume and filtration parameters were found in the Lubiatów and the Sowia Góra zones, which belong to the carbonate platform margin whereas less favourable parameters occurred in the Grotów and Międzychód zones belonging to the carbonate platform zone.

Tabela (Table) 2

Przedziały zmienności parametrów petrofizycznych wydzielonych subfacji dolomitu głównego w profilach wierceń

Variability interval of petrophysical parameters in the Main Dolomite subfacies in well sections

Nazwa otworu <i>Name of well</i>	Litologia <i>Litology</i>	Liczba prób <i>Number of samples</i> <i>N</i>	ρ_s Gęstość szkieletowa <i>Skeletal density</i> [g/cm ³]		ρ_o Gęstość objętościowa <i>Bulk density</i> [g/cm ³]		k_e Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i> [%]		Φ Średnica kapilary <i>Average pore diameter</i> [μm]		S Powierzchnia właściwa <i>Total pore area</i> [m ² /g]		ϕ Średnica progowa <i>Cut off diameter</i> [μm]		n Pory >0.1 μm <i>Pores > 0.1 μm</i> [%]		k_{dg} Porowatość dynamiczna dla gazu <i>Gas dynamic porosity</i> [%]		n Pory >1.0 μm <i>Pores >1.0 μm</i> [%]		k_{dr} Porowatość dynamiczna dla ropy <i>Oil dynamic porosity</i> [%]	
			min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.
Grotów-1	1	2	2.78–2.79	2.78	2.36–2.65	2.50	5.17–15.12	10.14	0.78–1.26	1.02	0.02–0.1	0.06	3.0–5.0	4.00	100.00	100.00	5.17–15.12	10.14	51.0–80.0	65.50	2.7–12.49	7.59
	3	31	2.46–2.87	2.77	1.87–2.83	2.35	1.21–24.05	15.21	0.03–4.76	1.01	0.09–0.96	0.39	0.7–25.0	3.67	25.0–100.0	94.08	0.11–24.05	14.95	4.0–98.0	14.95	0.11–24.05	9.23
Grotów-2	1	4	2.78–2.9	2.81	2.27–2.86	2.61	1.33–18.05	8.53	0.10–0.11	0.52	0.02–0.95	0.43	0.8–3.0	1.60	67.0–100.0	84.25	1.23–18.05	6.55	7.0–70.0	40.50	0.81–12.51	3.87
	3	36	2.16–2.91	2.75	2.05–2.75	2.40	2.62–24.07	13.12	0.07–1.31	0.45	0.14–2.47	0.58	0.3–18.3	2.28	38.0–100.0	92.75	1.61–24.0	12.55	2.0–80.0	21.97	0.0–20.73	3.93
Lubiatów-1	1	1	2.75		2.74		0.29		0.00		0.00		0.00		100.00		0.29		100.00		0.29	
	2	10	2.65–2.80	2.73	2.37–2.64	2.46	5.82–12.17	9.91	0.12–6.14	2.11	0.02–0.75	0.17	3.5–30.0	10.55	98.0–100.0	99.20	5.82–12.17	9.78	47.0–98.0	84.70	2.90–11.83	8.74
	3	33	2.46–2.85	2.68	1.86–2.78	2.17	0.20–34.72	19.02	0.0–6.85	2.15	0.0–0.80	0.23	0.9–40.0	12.82	98.0–100.0	99.63	0.20–34.72	18.94	5.00–100.0	84.21	0.20–27.00	16.56
Lubiatów-2	2	12	2.46–2.83	2.68	2.41–2.72	2.58	0.54–10.97	3.88	0.01–1.71	0.32	0.08–2.12	0.47	0.01–10.0	2.74	25.0–98.0	67.50	0.43–10.90	3.18	15.0–91.0	46.75	0.43–9.82	2.31
	3	21	2.49–2.84	2.76	1.94–2.57	2.22	8.89–29.12	19.50	0.19–9.88	4.28	0.04–0.87	0.20	1.0–25.0	14.42	88.0–100.0	98.14	8.28–29.12	19.28	27.0–97.0	81.23	2.55–28.97	17.69
Lubiatów-4	2	15	2.56–2.91	2.77	2.25–2.82	2.58	0.37–15.77	6.15	0.00–0.82	0.18	0.00–4.15	1.34	0.02–8.0	1.79	30.0–100.0	61.53	0.37–14.50	4.29	12.0–100.0	44.80	0.37–8.5	2.61
	3	23	2.51–2.90	2.78	2.25–2.83	2.43	0.75–18.91	12.57	0.00–2.65	0.78	0.00–0.71	0.33	0.40–30.0	4.74	90.0–100.0	98.00	0.75–18.0	12.15	14.00–90.00	51.70	0.70–13.50	6.28
Międzychód-4	1	2	2.80–2.85	2.83	2.62–2.71	2.67	3.13–7.95	5.54	0.03–0.09	0.06	1.25–1.56	1.41	0.10–0.30	0.20	23.0–62.0	42.50	0.76–4.88	2.87	5.0–22.0	13.50	0.5–0.6	0.55
	2	3	2.59–2.85	2.75	2.46–2.72	2.62	4.45–4.81	4.63	0.07–2.77	1.00	0.02–0.92	0.46	0.20–40.0	13.53	37.0–100.0	74.33	1.61–4.81	3.50	8.00–93.0	36.67	0.48–4.68	1.88
	3	32	2.21–2.87	2.78	2.04–2.77	2.32	0.96–27.35	16.55	0.03–0.87	0.50	0.11–1.32	0.66	0.10–30.0	2.70	28.0–100.0	84.58	0.39–27.35	15.85	2.0–82.0	34.34	0.20–14.90	6.82

1 – bandstony / *bandstones*, 2 – mułowizwiele / *mudstones*, 3 – ziarnozwiele / *grainstones*.

Tabela (Table) 2 cd.

Nazwa otworu <i>Name of well</i>	Litologia <i>Litology</i>	Liczba prób <i>Number of samples</i> <i>N</i>	ρ_s Gęstość szkieletowa <i>Skeletal density</i> [g/cm ³]		ρ_o Gęstość objętościowa <i>Bulk density</i> [g/cm ³]		k_e Porowatość efektywna <i>Effective porosity</i> [%]		Φ Średnica kapilary <i>Average pore diameter</i> [μm]		S Powierzchnia właściwa <i>Total pore area</i> [m ² /g]		ϕ Średnica progowa <i>Cut off diameter</i> [μm]		n Pory >0.1 μm <i>Pores > 0.1 μm</i> [%]		k_{dg} Porowatość dynamiczna dla gazu <i>Gas dynamic porosity</i> [%]		n Pory >1.0 μm <i>Pores >1.0 μm</i> [%]		k_{dr} Porowatość dynamiczna dla ropy <i>Oil dynamic porosity</i> [%]	
			min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.	min-max	śr. av.
Międzychód-5	1	2	2.82–2.85	2.84	2.61–2.68	2.65	5.77–7.39	6.58	0.09–0.24	0.17	0.48–0.97	0.73	0.50–0.60	0.55	50.0–98.0	74.00	5.3–7.0	6.15	3.0–10.0	6.50	0.3–0.5	0.40
	3	25	2.38–2.92	2.78	2.28–2.81	2.50	1.16–20.88	10.03	0.05–1.66	0.32	0.08–0.97	0.64	0.20–20.20	2.35	25.0–100.0	91.60	0.40–20.00	9.41	2.00–90.0	18.12	0.15–9.35	1.59
Międzychód-6	1	4	2.80–2.86	2.82	2.5–2.77	2.65	2.95–10.70	6.16	0.02–0.26	0.11	0.66–2.10	1.30	0.10–0.80	0.40	10.0–90.0	45.00	0.30–10.0	3.92	6.0–15.0	9.75	0.30–0.50	0.45
	2	3	2.82–2.86	2.84	2.52–2.84	2.69	0.48–11.21	5.18	0.02–0.39	0.21	0.00–3.66	1.37	0.04–1.5	0.77	0.0–100.0	66.00	0.0–11.0	3.83	5.0–100.0	38.67	0.0–1.3	0.59
	3	10	2.78–2.93	2.64	2.31–2.92	2.55	0.18–18.79	10.28	0.0–0.68	0.27	0.0–1.63	0.82	0.10–2.0	0.93	8.0–100.0	80.20	0.14–18.50	9.32	3.0–100.0	17.60	0.10–2.4	0.83
Sieraków-1	1	4	2.72–2.91	2.64	2.30–2.74	2.56	6.27–15.40	9.85	0.02–0.26	0.12	0.60–0.77	0.68	1.0–3.0	2.00	80.0–95.0	89.75	4.38–14.80	8.96	21.0–34.0	26.25	1.1–4.6	2.75
	2	3	2.73–2.87	2.79	2.55–2.67	2.62	2.32–8.18	6.17	0.02–0.12	0.08	0.64–1.10	0.81	0.20–1.0	0.67	36.0–82.0	66.00	0.80–7.39	5.11	14.0–25.0	19.33	0.55–2.10	1.33
	3	49	2.56–3.01	2.78	2.14–2.77	2.39	1.59–24.83	14.10	0.01–1.29	0.38	0.15–1.52	0.52	0.10–80.0	10.77	25.0–100.0	92.02	0.50–24.40	13.62	11.0–90.0	39.41	0.45–17.9	6.03
Sowia Góra-1	2	27	2.58–2.85	2.72	2.21–2.76	2.54	2.03–17.57	6.53	0.03–2.95	0.66	0.07–2.19	0.52	0.02–30.0	6.17	18.0–100.0	83.70	0.55–17.57	5.68	4.0–98.0	47.70	0.27–17.50	3.86
	3	28	2.66–2.85	2.74	2.21–2.81	2.44	0.79–16.98	10.94	0.00–4.15	1.31	0.00–1.87	0.34	0.0–30.0	7.60	40.0–100.0	96.14	0.75–16.15	10.68	8.0–100.0	68.69	0.65–16.04	8.21
Sowia Góra-2k	2	17	2.57–2.88	2.74	1.96–2.80	2.41	2.76–24.00	12.10	0.07–3.48	1.27	0.10–0.88	0.27	1.0–30.0	7.34	60.0–100.0	93.82	1.50–24.00	11.68	16.0–94.0	67.65	1.1–20.0	9.47
	3	28	2.55–2.86	2.77	1.69–2.66	2.31	2.12–38.25	16.67	0.02–4.83	1.67	0.05–4.41	0.68	0.07–80.0	18.62	15.0–100.0	86.71	0.80–36.0	15.68	13.0–93.0	68.75	0.60–28.0	13.28
Sowia Góra-4	2	18	2.55–2.85	2.76	2.37–2.78	2.60	0.81–12.56	6.05	0.05–13.74	1.12	0.01–2.01	0.49	0.04–60.0	9.64	20.0–100.0	80.50	0.50–12.0	5.06	10.0–92.0	49.56	0.40–11.0	3.63
	3	26	2.35–2.87	2.76	1.91–2.54	2.31	10.63–28.63	16.55	0.37–27.21	3.77	0.01–0.68	0.22	5.0–90.00	27.50	90.0–100.0	97.96	9.80–28.63	16.20	55.00–97.00	84.38	8.50–26.00	14.22

1 – bandstony / *bandstones*, 2 – mułozwiele / *mudstones*, 3 – ziarnozwiele / *grainstones*.