

ROMAN SEMYRKA*

Jakościowa i ilościowa charakterystyka petrofizyczna subfacji dolomitu głównego w strefach paleogeograficznych

Wprowadzenie

Utwory dolomitu głównego stanowią zasadniczą formację roponośną i drugą ważną formację gazonośną Nizżu Polskiego. Powstały one w solonośnym basenie ewaporatowym cechsztynu tworząc rafopodobną barierę, otaczającą basen środkowoeuropejski. Warunki sedymentacji i związana z tym zmienność facjalna wpływały, w sposób zasadniczy, na właściwości zbiornikowe dolomitu głównego, determinujące migrację i akumulację węglowodorów. Zróżnicowany litologiczno-facjalnie i miąższościowo, ropo- i gazonośny poziom dolomitu głównego charakteryzuje się złożonym układem pojemnościowo-filtracyjnym.

Wiele prawideł odnośnie lokalizacji złóż ropy naftowej i kondensatowego gazu ziemnego zostało dotychczas już stwierdzonych i rozpoznanych. Dotyczą one rozwoju paleogeograficznego i paleotektonicznego dolomitu głównego oraz rozkładu facji, spełniających warunki systemu naftowego w wymiarze jakościowym i ilościowym, w tym również udziału skał macierzystych, zbiornikowych i uszczelniających wkomponowanych w układ strukturalny poziomu roponośnego (Depowski i in. 1978; Knieszner, Poleszak 1997; Semyrka 1985, 1998), oraz zagadnienia generowania i migracji śródformacyjnej węglowodorów (Kotarba i in. 1992, 1998; Kotarba 2000; Wagner, Kotarba, red. 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 również, charakterystyka

* Dr inż., AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Kraków; e-mail: semyrka@agh.edu.pl

jakościowa i pojemnościowa tego zbiornika naftowego o stwierdzonej akumulacji ropnej i gazowo-kondensatowej. Wielkość złóż jest uwarunkowana, nie tylko objętością pułapki złożowej, ale przede wszystkim pojemnością efektywną przestrzeni porowej. Dlatego też, dokładne rozpoznanie i zbadanie metodami analitycznymi rozkładu właściwości petrofizycznych w odniesieniu do poziomego rozkładu subfacji dolomitu głównego oraz ich charakterystyki w pionowym profilu, z odniesieniem do rozpoznanych akumulacji węglowodorowych, jest podstawą argumentacji w typowaniu prognostycznych stref akumulacji.

W podjętej analizie cech zbiornikowych dolomitu głównego badania sedymentologiczno-petrograficzne dały podstawę do szczegółowej interpretacji środowiska depozycji w obrębie analizowanej części basenu dolomitu głównego. Szczególne znaczenie mają wyniki badań porozymetrycznych, które wpłynęły na ocenę parametrów granicznych dla potencjalnej migracji ropy naftowej i gazu ziemnego w stosunku do typu i rozkładu geometrii przestrzeni porowej na drodze do akumulacji złożowej.

Połączenie analizy mikrofacjalnej ze szczegółową analizą sedymentologiczną pozwoliło na precyzyjną interpretację środowisk depozycji w obrębie analizowanej części basenu dolomitu głównego. Badaniami objęto profile z różnych stref paleogeograficznych – od strefy pogranicza stoku z zatokową równią basenową, aż do strefy szeroko pojętej platformy węglanowej (bariera i równia platformowa). W strefie bariery wyodrębniono dodatkowo jej zewnętrzny i wewnętrzny stok, natomiast w obrębie równi platformowej strefy o wysokiej i niskiej energii sedimentacji. Przetworzone w ten sposób profile obejmują zarówno miąższościowe jak i litologiczno-facjalne zróżnicowane sekwencje utworów dolomitu głównego w analizowanych strefach paleogeograficznych platformy węglanowej.

1. Strefa basenowa i podnóża platformy węglanowej

Profile dolomitu głównego występujące w rejonie Lubiatawa, Sowiej Góry, Gnuszyna, Kaczlina, Leszczyn, Mokrzyca i Pniew umiejscowione są na pograniczu stoku platformy węglanowej z zatokową równią basenową i składają się z basenowych i skłonowych mułów węglanowych oraz zróżnicowanej miąższości, redeponowanych utworów frakcji piaszczystej i żwirowej (Jaworowski, Mikołajewski 2007; Słowakiewicz, Mikołajewski 2009) (rys. 4). Geneza sekwencji litologicznych profili wiąże się z rozwojem platformy węglanowej niskiego stanu morza, umiejscowionej poniżej „właściwej” platformy, związanej z wysokim stanem morza (Zdanowski 2003, 2004). Profile dolomitu głównego w analizowanym rejonie charakteryzują się zbliżonym typem wykształcenia osadów. Występujące w nich osady, to głównie sublitoralne, węglanowe muły i muły piaszczyste (rytmity) oraz redeponowane piaski i żwiry węglanowe, powstałe poniżej podstawy falowania w wyniku działalności prądów trakcyjnych (rytmity piaszczyste), prądów zawiesinowych (turbidyty) i wpływów grawitacyjnych (debryty i osuwiska). Wkładki flotstonów, złożonych z fragmentów skał mułowych, były deponowane poniżej podstawy falowania w wyniku wpływów grawitacyjnych o charakterze debrytów (Jaworowski 2004). Obserwacje mikroskopowe

pozwołyły na wydzielenie wielu odmian mikrofacjalnych, wśród których wyróżniono m.in. madstony, wakstony/pakstony peloidowe z bioklastami, pakstony onkoidowo-ooidowo-intraklastowe, flotstony intraklastowe oraz laminowane struktury biosedymentacyjne (biolaminoidy powstałe w wyniku ewidentnej działalności mikroorganizmów cjanobakteryjnych, być może także glonowych (Wichrowska 2004). Pewne partie profili zbudowane są z utworów ziarnistych, w których procesy diagenetyczne przyczyniły się do prawie całkowitego zatarcia pierwotnych cech strukturalno-teksturalnych. Procesy te przyczyniły się także do powstania zarówno znacznej porowatości moldyczej jak i międzykrystalicznej oraz porowatości wtórnej (Kwolek, Mikołajewski 2010). Jedyne profile dolomitu głównego, pochodzący ze strefy basenowej (Gorzów Wlkp.-2), zbudowany jest w przewadze z sublitoralnych mułów węglanowych o charakterze rytmitów. W strefie tej stwierdzono także ślady bioturbacji o charakterze twardego dna. Profile litologiczne w strefie podnóża platform i mikroplatform węglanowych charakteryzują się często zbliżonym wykształceniem osadów. Występujące w nich osady to głównie muły węglanowe o charakterze rytmitów oraz piaski i żwiry węglanowe (Kwolek, Mikołajewski 2010).

2. Strefa bariery węglanowej

Profile dolomitu głównego rozpoznane w rejonie Międzychodu, Chrzyńska, Dzierżowa, Pniew i Sierakowa związane są z fragmentem przykrawędziowej bariery oolitowej, obejmującej zachodnią część półwyspu Grotowa. Transgresja morza cechsztyńskiego natrafiła w tej części platformy na niezbyt urozmaiconą morfologicznie powierzchnię, która jednakże w znaczny sposób determinowała wykształcenie utworów węglanowych cyklotemów PZ1 i PZ2. Szczegółowa analiza tych osadów wykazała, że w omawianym rejonie mamy do czynienia ze znacznym niekiedy zróżnicowaniem mikrofacjalnym, będącym efektem różnic batymetrycznych (Jaworowski; Mikołajewski 2007). Różnice te powodowały zmiany reżimów sedimentacyjnych ze zróżnicowaniem aktywności hydrodynamicznej i przyczyniły się do powstania w obrębie bariery piasków węglanowych oraz stref sedimentacji wysoko- i niskoenergetycznej (Jaworowski 2004). Strefy wysokoenergetyczne związane były z lokalnymi kulminacjami, na których rozwijały się płycizny oolitowe. Strefy niskoenergetyczne powstawały na zapleczu barier i płycizn oraz w wewnątrzbarierowych obniżeniach.

Połączenie analizy mikrofacjalnej ze szczegółową analizą sedimentologiczną pozwoliło na odtworzenie środowisk depozycji węglanowej (Jaworowski, Mikołajewski 2007). Obserwacje te pozwoliły na wydzielenie wielu odmian mikrofacjalnych. Wyróżniono m.in. wakstony peloidowe i peloidowo-bioklastyczne, pakstony i greinstony onkoidowo-ooidowe, pizoidowe, intraklastowe i intraklastowo-bioklastyczne, bandstony (laminoidy algowe, stromatolity) oraz flotstony i rudstony intraklastowe. Profile litologiczne dolomitu głównego w odwiertach zlokalizowanych w niewielkiej odległości od siebie, cechują się zróżnicowanym wykształceniem osadów i miąższością warstw. To zróżnicowanie wskazuje na odmienny typ depozycji w zróżnicowanych subsrodowiskach platformy węglanowej.

3. Strefa równi platformowej

Profile dolomitu głównego stwierdzone w rejonie Grotowa, Ciecierzyc, Krobielewka, Santoka i Sierakowa związane są z fragmentem równi platformowej, obejmującej wschodnią część platformy Gorzowa, mikroplatformę Krobielewka oraz zachodnią część półwyspu Grotowa. W tym obszarze profile wierceń wykazują zarówno miąższościowe jak i litologiczno-facjalne zróżnicowanie utworów dolomitu. Analiza rdzeni, poparta szczegółowymi obserwacjami mikroskopowymi, pozwoliła na wyróżnienie szerokiego spektrum wydzieleni mikrofacjalnych, reprezentowanych przez: bandstony, madstony, wakstony, pakstony, greinstony, flotstony – zbudowane w różnych proporcjach z ooidów, onkoidów, intraklastów, peloidów i bioklastów. Utwory mikrobialne tworzą zarówno budowle (trombolity), maty jak i cienkie biolaminy stabilizujące osad węglanowy. Taka różnorodność osadów świadczy o zmiennych warunkach sedymentacji w obrębie różnych subsródownisk depozycji węglanowej panujących na obszarze północnej części półwyspu Grotowa (Jaworowski 2004; Jaworowski, Mikołajewski 2007).

4. Charakterystyka jakościowa i ilościowa utworów dolomitu głównego

Na podstawie wyników badań porozymetrycznych przedstawiono charakterystykę parametrów petrofizycznych dolomitu głównego w zakresie: kwalifikacji pojemnościowej całej populacji prób dolomitu głównego, oceny parametrów petrofizycznych dolomitu głównego w obrębie poszczególnych stref paleogeograficznych oraz oceny parametrów petrofizycznych dolomitu głównego dla wydzielonych subfacji.

O kwalifikacji naftowej dolomitu głównego w skali **wszystkich subfacji** analizowanego obszaru decyduje rozkład porowatości efektywnej i dynamicznej dla gazu i ropy.

Porowatość efektywna rozkłada się tu w sposób zrównoważony i w poszczególnych klasach pojemnościowych przedstawia się następująco (rys. 1):

- 12% w klasie bardzo niskiej pojemności,
- 24% w klasie niskiej pojemności,
- 32% w klasie średniej pojemności,
- 15% w klasie wysokiej pojemności,
- 17% w klasie bardzo wysokiej pojemności.

Zbliżony do porowatości efektywnej skał jest rozkład klas pojemności w przedziale porowatości dynamicznej dla gazu. Wynosi on:

- 18% w klasie bardzo niskiej pojemności,
- 22% w klasie niskiej pojemności,
- 32% w klasie średniej pojemności,
- 12% w klasie wysokiej pojemności,
- 16% w klasie bardzo wysokiej pojemności.

W porównaniu do rozkładu porowatości efektywnej i dynamicznej dla gazu, występuje zróżnicowany rozkład poszczególnych klas pojemnościowych w odniesieniu do porowatości dynamicznej dla ropy. Przedstawia się następująco:

- 43% w klasie bardzo niskiej pojemności,
- 23% w klasie niskiej pojemności,
- 19% w klasie średniej pojemności,
- 7% w klasie wysokiej pojemności,
- 8% w klasie bardzo wysokiej pojemności.

Strefa **równi platformowej** dolomitu głównego reprezentowana jest w profilach wierceń obszaru Ciecierzyc, Grotowa, Santoka i Sierakowa. Średnie wartości gęstości szkieletowej dolomitu głównego w obrębie tej subfacji, wyliczone na podstawie 166 prób wynoszą $\rho_s = 2,76 \text{ g/cm}^3$, a gęstości objętościowej $\rho_o = 2,38 \text{ g/cm}^3$. Porowatość efektywna k_e tych utworów to 13,94%, przy wielkości średniej kapilary $\Phi = 0,49 \text{ }\mu\text{m}$ i powierzchni właściwej $S = 0,61 \text{ m}^2/\text{g}$.

Przedstawione parametry petrofizyczne, przy udziale 91,28% por o średnicy powyżej $0,1 \text{ }\mu\text{m}$ i 40,5% większej od $1 \text{ }\mu\text{m}$ decydują o wielkości porowatości dynamicznej dla gazu k_{dg} na poziomie 13,82% i porowatości dynamicznej dla ropy $k_{dr} = 7,05\%$ (tab. 1).

Profile odwiertów w obszarze Dzierżowa i Międzychodu usytuowane są w obrębie **bariery węglanowej** (rys. 4, tab. 1). Wyniki 114 prób rdzeniowych dolomitu głównego w tej strefie wykazują, że średnia gęstość szkieletowa wynosi $\rho_s = 2,79 \text{ g/cm}^3$, a objętościowa $\rho_o = 2,41 \text{ g/cm}^3$. Przeciętna średnica kapilary $\Phi = 0,54 \text{ }\mu\text{m}$, powierzchnia właściwa $S = 0,70 \text{ m}^2/\text{g}$, średnica progowa $\Phi = 13,55 \text{ }\mu\text{m}$ decydują o wielkości porowatości efektywnej $k_e = 13,97$. Udział porów o średnicy powyżej $0,1 \text{ }\mu\text{m}$ (85,64%) i udział porów $> 1 \text{ }\mu\text{m}$ (43,8%) decydują o porowatości dynamicznej dla gazu $k_{dg} = 13,34\%$ i dla ropy $k_{dr} = 7,14\%$.

Wyniki badań porozymetrycznych w obszarze **bariery węglanowej** wykazują wyraźną dwudzielność regionalną (tab. 1). Zdecydowanie wyższe parametry petrofizyczne dolomitu głównego związane są ze strefą Dzierżowa, gdzie wartości porowatości efektywnej, dynamicznej dla gazu i ropy wynoszą odpowiednio $k_e = 17,72\%$, $k_{dg} = 17,09\%$ i $11,74\%$. W obszarze Międzychodu parametry te są wyraźnie niższe i wynoszą $k_e = 11,06\%$, $k_{dg} = 10,13\%$ i $k_{dr} = 4,07\%$.

Parametry petrofizyczne dolomitu głównego w strefie **podnóża platformy węglanowej**, oznaczone dla populacji 263 prób, wykazują, że ich średnia gęstość szkieletowa wynosi $\rho_s = 2,74 \text{ g/cm}^3$, a objętościowa $\rho_o = 2,40 \text{ g/cm}^3$, średnia kapilarna $\Phi = 1,78 \text{ }\mu\text{m}$, powierzchnia właściwa $S = 0,40 \text{ m}^2/\text{g}$. Te wielkości w powiązaniu z 66,3% udziałem por $> 0,1 \text{ }\mu\text{m}$ i $62,3\% > 1 \text{ }\mu\text{m}$ decydują o wielkościach porowatości efektywnej k_e na poziomie 13,35%, dynamicznej dla gazu $k_{dg} = 12,8\%$ i dynamicznej dla ropy $k_{dr} = 9,88\%$ (tab. 1).

Badaniom porozymetrycznym poddano 543 prób rdzeniowych, z których 25 reprezentuje subfację bandstonów, 111 utworów mułozwężłych i 407 ziarnozwężłych.

Bandstony charakteryzują się podwyższoną gęstością szkieletową $\rho_s = 2,79 \text{ g/cm}^3$ i obniżoną gęstością objętościową $2,47 \text{ g/cm}^3$, co pośrednio dowodzi wysokiej porowatości efektywnej 12,09%. Średnia kapilarna tych utworów wynosi $0,49 \text{ }\mu\text{m}$, powierzchnia właściwa

TABELA 1

Zestawienie wyników badań porozymetrycznych dolomitu głównego w profilach wierceń

TABLE 1

Porosimetric measurements results of Main Dolomite in borehole profiles

Nazwa otworu	Liczba próbek	ρ_s	ρ_o	K_e	Φ	S	Φ	n	K_{de}	n	K_{dr}
		gęstość szkieletowa [g/cm ³]	gęstość objętościowa [g/cm ³]	porowatość efektywna [%]	średnia kapilarna [μm]	powierzchnia właściwa [m ² /g]	średnica progowa [μm]	poro > 0,1 μm [%]	porowatość dynamiczna dla gazu [%]	poro > 1,0 μm [%]	porowatość dynamiczna dla ropy [%]
Strefa równi platformowej											
Ciecierzycze-1K	9	2,75	2,19	20,15	0,65	0,65	7,56	97,33	19,66	58,44	12,68
Grotów-1	33	2,77	2,36	14,91	1,02	0,37	3,69	94,45	14,67	53,18	
Grotów-2	40	2,76	2,42	12,77	0,46	0,57	2,23	91,90	11,95	23,83	3,93
Santok-1	28	2,73	2,54	8,49	0,31	0,80	4,56	82,25	8,02	29,44	3,97
Sieraków-1	56	2,79	2,41	13,37	0,35	0,55	2,56	90,46	12,83	37,39	5,54
Strefa bariery węglanowej											
Dzierżów-1K	17	2,79	2,36	15,29	0,53	0,61	27,86	91,47	14,39	53,12	8,88
Dzierżów-1K bis	16	2,77	2,20	21,54	0,80	0,53	30,83	95,81	19,78	68,06	14,60
Międzychód-4	37	2,78	2,36	14,98	0,52	0,69	3,44	81,22	14,15	33,41	6,08
Międzychód-5	27	2,78	2,51	9,78	0,30	0,64	2,21	90,30	9,16	17,26	1,50
Międzychód-6	17	2,84	2,60	8,41	11,15	1,03	0,77	69,41	7,08	19,47	0,70
Strefa podłoża platformy węglanowej											
Lubiatów-1	45	2,70	2,26	16,90	2,07	0,23	12,05	99,56	16,81	84,58	14,72
Lubiatów-2	33	2,74	2,36	13,83	2,84	0,30	10,18	87,00	13,43	68,70	12,10
Lubiatów-4	40	2,77	2,49	9,91	0,53	0,74	3,43	83,05	8,89	47,50	4,64
Sowia Góra-1	56	2,73	2,49	8,82	1,00	0,42	6,67	90,14	8,27	58,57	6,11
Sowia Góra-2K	45	2,76	2,35	14,94	1,52	0,53	14,73	89,40	14,17	68,33	11,84
Sowia Góra-4	44	2,76	2,42	12,25	2,69	0,33	20,72	90,82	11,64	70,14	9,89

TABELA 2

Zestawienie wyników badań porozymetrycznych dolomitu głównego dla wydzielonych subfacji

TABELA 2

Porosimetric measurements of Main Dolomite subfacies

Liczba próbek	Litologia	ρ_s	ρ_o	K_e	Φ	S	Φ	n	K_{dg}	n	K_{dr}
		gęstość szkieletowa [g/cm ³]	gęstość objętościowa [g/cm ³]	porowatość efektywna [%]	średnia kapilarna [μm]	powierzchnia właściwa [m ² /g]	średnica progowa [μm]	porowatość pory > 0,1 μm [%]	porowatość dynamiczna dla gazu [%]	porowatość pory > 1,0 μm [%]	porowatość dynamiczna dla ropy [%]
25	Bandstony	2,79	2,47	12,09	0,49	0,62	9,67	85,52	10,80	42,16	5,79
111	Utwory mulozwięzłe	2,75	2,51	8,92	0,82	0,64	6,08	81,89	7,92	53,09	5,67
407	Utwory ziarnozwięzłe	2,76	2,37	14,16	1,65	0,49	9,43	93,59	13,64	50,78	8,45

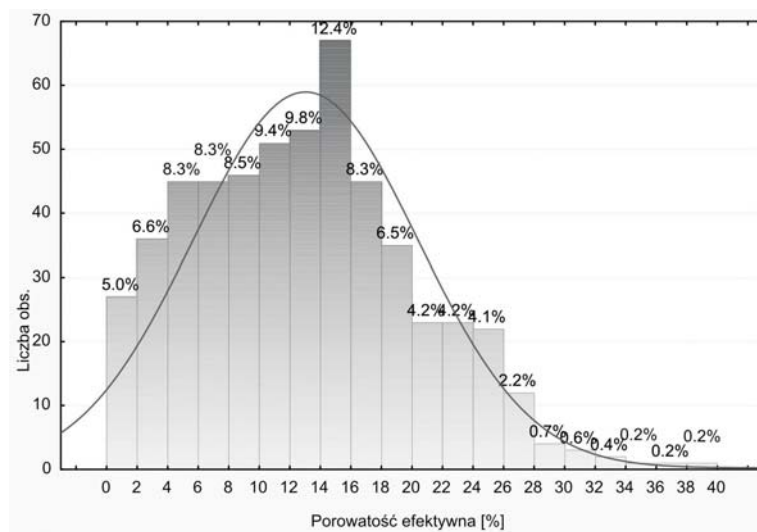
$S = 0,62 \text{ m}^2/\text{g}$, przy średnicy progowej $9,67 \text{ }\mu\text{m}$. Udział por o średnicy powyżej $0,1 \text{ }\mu\text{m}$ w ilości $85,52\%$ i $42,16\%$ por o średnicy $> 1 \text{ }\mu\text{m}$, decyduje o wielkości porowatości dynamicznej dla gazu = $10,80\%$ i $5,79\%$ dla ropy (tab. 2).

Utworki mułozwięzłe przy porowatości efektywnej $8,92\%$ mają średnią gęstość szkieletową $\rho_s = 2,75 \text{ g/cm}^3$ i objętościową $2,51 \text{ g/cm}^3$. Średnia kapilarna tych utworów wynosi $0,82 \text{ }\mu\text{m}$, powierzchnia właściwa $0,64 \text{ m}^2/\text{g}$, a średnica progowa $6,08 \text{ }\mu\text{m}$. Porowatość dynamiczna dla gazu, przy $81,89\%$ udziale por o średnicy powyżej $0,1 \text{ }\mu\text{m}$ wynosi $7,92\%$, a porowatość dynamiczna dla ropy $5,67\%$, przy $53,09\%$ udziale por o średnicy powyżej $1 \text{ }\mu\text{m}$ (tab. 2).

Utworki ziarnozwięzłe, przy podwyższonych parametrach petrofizycznych, cechują się gęstością szkieletową na poziomie $\rho_s = 2,76 \text{ g/cm}^3$ i gęstością objętościową $2,37 \text{ g/cm}^3$. Porowatość efektywna tych utworów wynosi $14,16\%$, a średnia kapilarna, relatywnie wysoka to $1,65 \text{ }\mu\text{m}$. Średnica progowa wynosi $9,43 \text{ }\mu\text{m}$, a powierzchnia właściwa $0,49 \text{ m}^2/\text{g}$. Udziały por o średnicy $> 0,1 \text{ }\mu\text{m}$ $93,59\%$ i $50,78\%$ powyżej $1 \text{ }\mu\text{m}$ stanowią o porowatości dynamicznej dla gazu = $13,64\%$ i dynamicznej dla ropy = $8,45\%$.

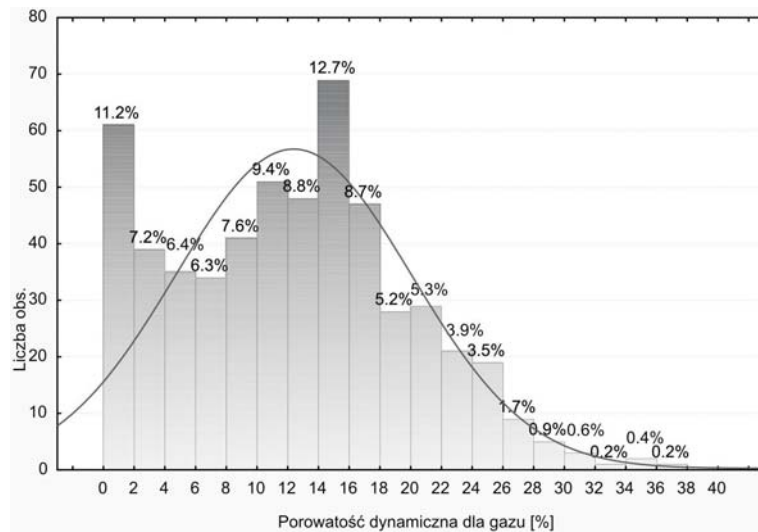
Przedstawione wartości porowatości efektywnej i dynamicznej dla gazu i ropy wskazują na utworki ziarnozwięzłe jako najlepsze skały zbiornikowe w obrębie utworów dolomitu głównego w analizowanym obszarze.

Przeprowadzona analiza porozymetryczna dolomitu głównego w poszczególnych profilach wierceń sprowadza charakterystykę zbiornikową poszczególnych jego mikrofacji do przedstawionych poniżej ustaleń regionalnych.



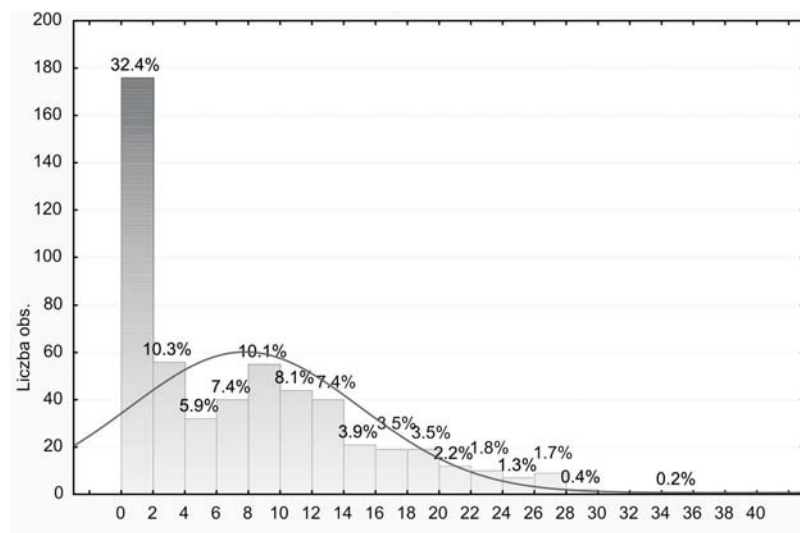
Rys. 1. Histogram porowatości efektywnej w analizowanych profilach wierceń oparty na pomiarach porozymetrem rtęciowym

Fig. 1. Effective porosity histogram from analysed drilling profiles based on mercury porosimetry measurements



Rys. 2. Histogram porowatości dynamicznej dla gazu w analizowanych profilach wierceń oparty na pomiarach porozymetrem rtęciowym

Fig. 2. Dynamic porosity for gas histogram from analysed drilling profiles based on mercury porosimetry measurements

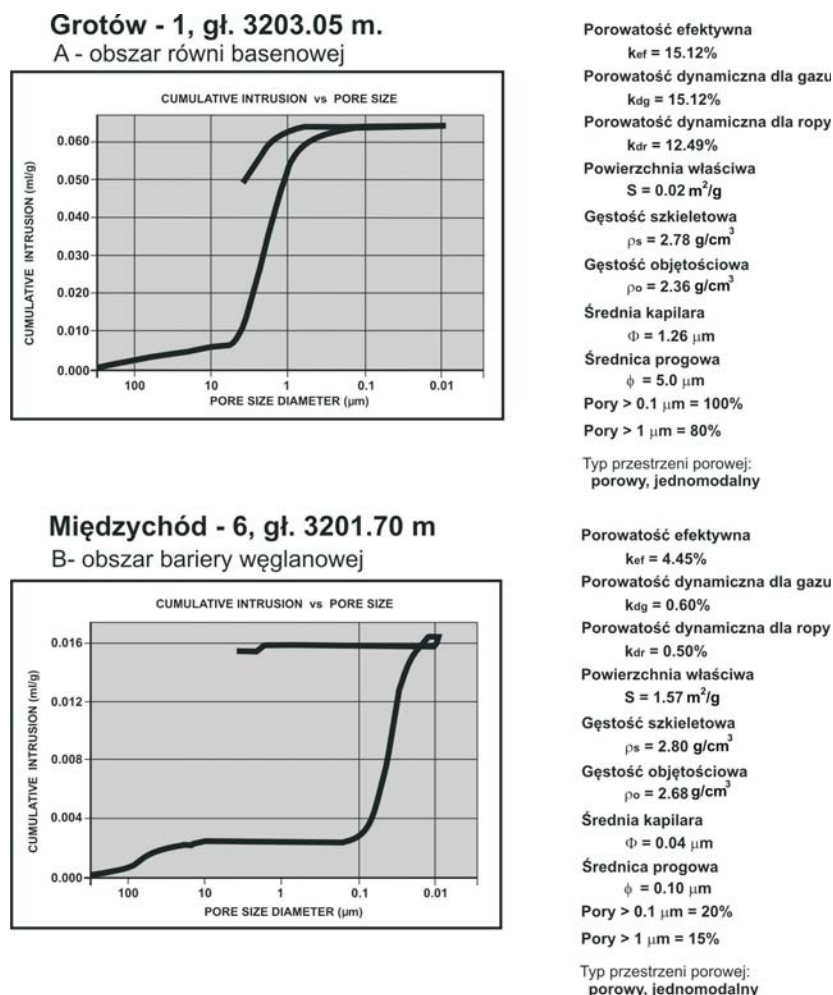


Rys. 3. Histogram porowatości dynamicznej dla ropy w analizowanych profilach wierceń oparty na pomiarach porozymetrem rtęciowym

Fig. 3. Dynamic porosity for oil histogram from analysed drilling profiles based on mercury porosimetry measurements

W obszarze *węglanowej równi platformowej* utwory **subfacji bandstonów** zlokalizowano w profilach odwiertów Grotów 1, Grotów 2 i Sieraków 1. Są to skały zbiornikowe o niskiej i średniej pojemności dla gazu i niskiej dla ropy, o porowym typie przestrzeni porowej. Utwory tej subfacji mają nieco gorsze parametry utwory tej subfacji posiadają w rejonie Sierakowa, gdzie charakteryzują się niskimi wskaźnikami pojemnościowymi dla gazu i bardzo niskimi dla ropy, w porowym typie przestrzeni porowej (rys. 2).

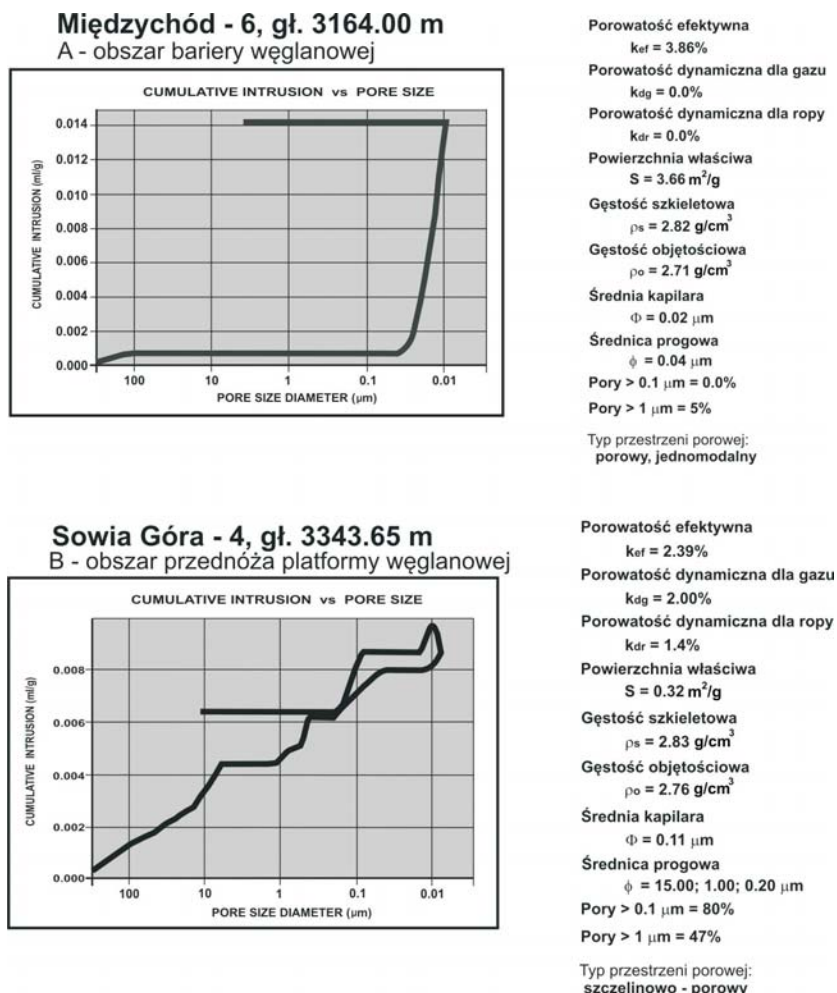
Utwory **subfacji mułowizęzłej** stwierdzone w profilach otworów Santok 1 i Sieraków 1, to skały zbiornikowe o niskiej pojemności dla gazu. W odniesieniu do ropy pojemności zbiornikowe o porowym typie przestrzeni porowej są niskie w profilach odwiertu Santok 1 i bardzo niskie w profilu Sierakowa 1 (rys. 3). Utwory **subfacji ziarnowizęzłej**, występujące



Rys. 4. Krzywa rozkładu średnic porów utworów subfacji bandstonów w profilach otworów

Fig. 4. Pore diameter distribution curve for bandstones subfacies in borehole profiles

w profilach wierceń Grotów 1, Grotów 2, Sieraków 1, Santok 1, w obszarach Grotowa i Sierakowa charakteryzują się średnimi pojemnościami dla gazu i niskimi dla ropy, o porowym typie przestrzeni porowej. Nieco gorsze, bo w klasie niskiej dla gazu i ropy, również o porowym charakterze przestrzeni porowej to utwory subfacji ziarnistej w rejonie Santoka (rys. 4). Utwory **subfacji bandstonów** stwierdzono w obszarze **bariery węglanowej** w profilach odwiertów Dzierżów 1k, Dzierżów 1k bis i Międzychód 4, 5, 6. W zależności od położenia w profilu litostratygraficznym wykazują znaczącą zmienność pojemnościową. W rejonie Dzierżowa są to skały zbiornikowe klasy średniej i bardzo wysokiej dla gazu i od niskiej do bardzo wysokiej dla ropy, o porowym typie przestrzeni porowej. W obszarze Międzychodu utwory tej subfacji charakteryzują się bardzo niskimi i niskimi pojemnościami

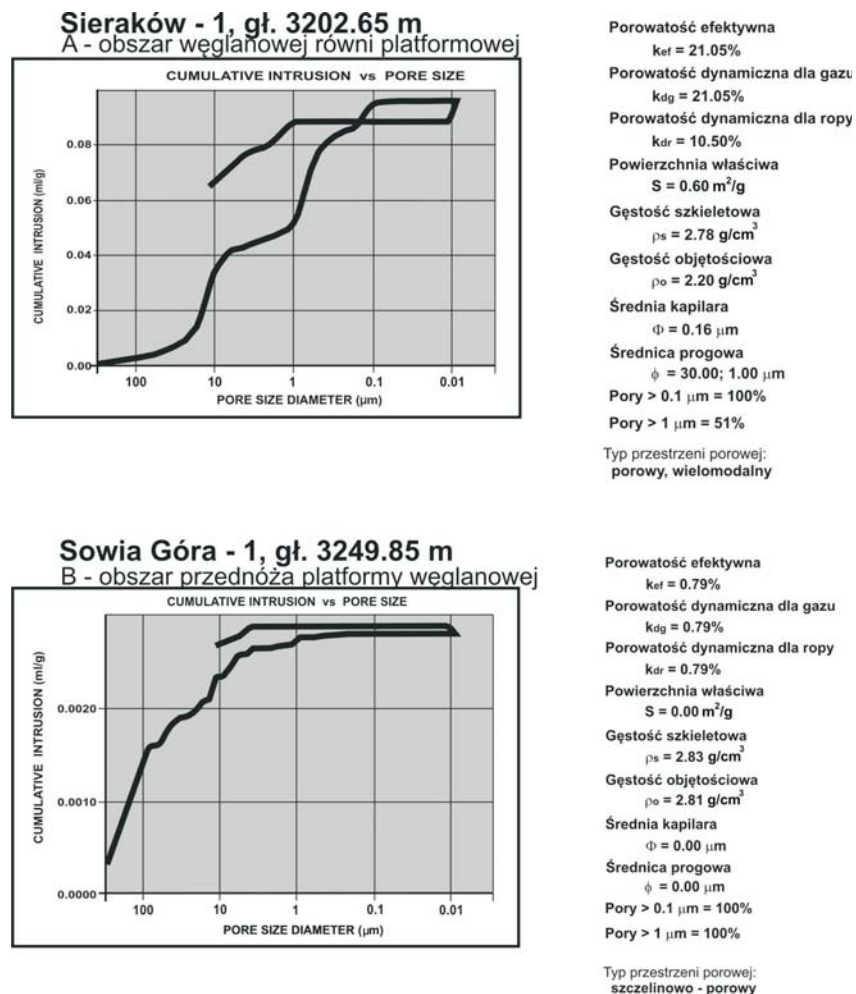


Rys. 5. Krzywa rozkładu średnic porów utworów subfacji mułowizwieżlej w profilach otworów

Fig. 5. Pore diameter distribution curve for mudstones and wackestones subfacies in borehole profiles

dla gazu i ropy, o porowym typie przestrzeni porowej (rys. 5). Utwory **subfacji mułowięzłej**, zlokalizowane w profilach otworów Międzychód 4 i 6, reprezentują skały zbiornikowe o bardzo niskiej i niskiej pojemności zbiornikowej w porowym i porowo-szczelinowym typie przestrzeni porowej. W tych samych profilach wierceń występują **utwory ziarnowięzłe**. W rejonie Dzierżowa tworzą one skały zbiornikowe na pograniczu niskiej, średniej i wysokiej pojemności dla gazu, oraz średniej dla ropy, w porowym i porowo-szczelinowym typie przestrzeni zbiornikowej (rys. 6).

W obszarze **podnoża węglanowej równi platformowej** utwory **bandstonów** można zakwalifikować do porowych skał zbiornikowych o niskiej pojemności dla gazu i bardzo niskiej dla ropy w porowym typie przestrzeni filtracji.



Rys. 6. Krzywa rozkładu średnic porów utworów subfacji ziarnowięzłej w profilach otworów

Fig. 6. Pore diameter distribution curve for packstones, greinstones, floatstones and rudstones subfacies in borehole profiles

Parametry petrofizyczne utworów **mułozwięzłych** kwalifikują je do skał zbiornikowych w klasie niskiej pojemności dla gazu i ropy. Analiza parametrów petrofizycznych mikrofacji utworów **ziarnistych** wykazuje, że kwalifikuje się ona do skał zbiornikowych średniej, a tylko lokalnie wysokiej pojemności dla gazu i niskiej, średniej i wysokiej dla ropy, co przedstawia klasyczny jedno- i wielomodalny typ porowy przestrzeni zbiornikowej, z często towarzyszącymi systemami mikroszczelin.

Podsumowanie

Analiza mikrofacjalna wraz ze szczegółową analizą sedymentologiczną umożliwiły wydzielenie środowisk depozycyjnych dolomitu głównego w omawianym obszarze.

Profil dolomitu głównego cechuje się zarówno miąższościowym jak i litologiczno-facjalnym zróżnicowaniem stref: podnóża platformy węglanowej, bariery i równi platformowej. W ich obrębie wyróżniono trzy podstawowe subfacje utworów ziarnozwięzłych, mułozwięzłych i mikrobialnych (bandstonów), które charakteryzują się zróżnicowanymi parametrami petrofizycznymi.

Dla oceny parametrów petrofizycznych tych subfacji wykorzystano dostępny zbiór danych porozymetrycznych, na podstawie których wykonano ocenę i kwalifikację naftową dolomitu głównego. Wykonana ocena pozwoliła na wskazanie typu przestrzeni porowej, z określeniem jej umownych klas pojemnościowych. W wyniku badań stwierdzono, że **bandstony** można zakwalifikować do porowych skał zbiornikowych niskiej i średniej pojemności dla gazu oraz bardzo niskiej i niskiej pojemności dla ropy w porowym typie przestrzeni filtracji. Parametry petrofizyczne utworów **mułozwięzłych** kwalifikują je do skał zbiornikowych w klasie niskiej pojemności, lokalnie średniej pojemności dla gazu i ropy. Analiza parametrów petrofizycznych mikrofacji utworów **ziarnozwięzłych** wykazuje, że kwalifikuje się ona do skał zbiornikowych średniej, lokalnie wysokiej pojemności dla gazu i niskiej, lokalnie średniej i wysokiej dla ropy o jedno- i wielomodalnym typie porowym przestrzeni zbiornikowej, z często towarzyszącymi systemami szczelin.

Zgodnie z obserwacjami makroskopowymi, mikroskopowymi i 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 w obrębie analizowanego obszaru, dominującą rolę w porowatości szczelinowej odgrywają mikroszczeliny w przedziale 2–3% pojemności.

LITERATURA

- Burzewski i in. 2001 – Burzewski W., Semyrka R., Słupczyński K., 2001 – Kwalifikacja naftowa przestrzeni porowej skał zbiornikowych. Polish Journal of Mineral Resources. Geosynoptics „GEOS”, Kraków.
- Ciechanowska M., Zalewska J., 2002 – Analiza zbiornikowych właściwości skał przy wykorzystaniu zjawiska jądrowego rezonansu magnetycznego NMR. Nafta-Gaz nr 1, s. 32–44.
- Czekański i in. 2010 – Czekański E., Kwolek K., Mikołajewski Z., 2010 – Złoża węglowodorów w utworach cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2) na bloku Gorzowa. Prz. Geol., 58, 695–703.
- Darłak B., 1997 – Badania przestrzeni porowej w skałach dolomitu głównego. Nafta-Gaz, nr 2, s. 45–50.
- Depowski R., Peryt T. M., Wagner R., 1978 – Sedymentacja i paleogeografia dolomitu głównego a jego ropo i gazoność. Przegląd Geologiczny nr 3.
- Gąsiewicz i in. 2008 – Gąsiewicz A., Wichrowska M., Darłak B., 1998 – Sedymentacja i diageneza a właściwości zbiornikowe utworów dolomitu głównego (Ca2) w polskim basenie cechsztyńskim. [W:] Narkiewicz M. Analiza basenów sedymentacyjnych Niżu Polskiego. Prace PIG, tom 165.
- 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 vol. 45, nr 7, s. 685–692.
- Jaworowski K., 2004 – Charakterystyka sedymentologiczna osadów dolomitu głównego z głównych stref paleogeograficznych. [W:] Wagrner 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.
- Jaworowski K., Mikołajewski Z. 2007 — Oil- and gas 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, 12/1, 1017–1036.
- Kniezner L., Poleszak E., 1997 – Określenie przebiegu bariery węglanowej dolomitu głównego cechsztynu w środkowej części Pomorza na podstawie danych sejsmicznych i wiertniczych. Nafta-Gaz, nr 9, s. 388–399.
- Kotarba M., i in., 1992 – Geneza gazu ziemnego akumulowanego w permsko-karbońskich pułapkach litologicznych złoża „Paproc” w świetle badań izotopowych. Przegląd Geologiczny vol. 40, nr 4, s. 260–263.
- Kotarba M., i in., 1998 – Wstępna charakterystyka geochemiczna substancji organicznej i potencjału węglowodorowego w utworach dolomitu głównego Niżu Polskiego. [W:] Narkiewicz M., 1998 – Analiza basenów sedymentacyjnych Niżu Polskiego. Prace PIG, tom 165.
- Kotarba M., 2000 – Bilans węglowodorowy utworów dolomitu głównego basenu permiego Polski. Praca pod red. M. Kotarby. Archiwum ZSE AGH Kraków.
- Kwolek K., Mikołajewski Z., 2010 – Kryteria identyfikacji obiektów litofacjalnych jako potencjalnych pułapek złożowych w utworach dolomitu głównego (Ca2) u podnóża platform i mikroplatform węglanowych w środkowo-zachodniej Polsce. Przegląd. Geologiczny 58, 426–435.
- Mikołajewski Z., Wróbel M., 2005 – Petrografia i diageneza utworów cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2) w rejonie złoża ropy naftowej Lubiatów (zachodnia Polska). Przegląd Geologiczny t. 53, nr 4, 335–336.
- Semyrka R., 1985 – Uwarunkowania roponośności dolomitu głównego na obszarze Pomorza Zachodniego. Prace geologiczne PAN Nr 129, Warszawa, s. 5–113.
- Semyrka R., red, 2007 – Charakterystyka zmienności parametrów petrofizycznych dolomitu głównego w rejonie Międzychodu. Grant KBN. Warszawa.
- Semyrka i in. 2008 – Semyrka R., Semyrka G., Zych I., 2008 – Zmienność parametrów petrofizycznych subfacji dolomitu głównego zachodniej strefy półwyspu Grotowa w świetle badań porozymetrycznych. Kwartalnik AGH, Geologia t. 34, z. 3, Kraków, 445–468.
- Semyrka i in. 2001 – Semyrka R., Słupczyński K., Bobula E., 2001. – Porowatość a przepuszczalność. Spraw. Kom Nauk Geol. PAN. Kraków.
- Semyrka i in., 2012 – Facjalno-strukturalne uwarunkowania akumulacji węglowodorów dolomitu głównego (Ca2) w granicznej strefie platformy węglanowej w obszarze Gorzów-Pniewy. Grant badawczy pod kier. R. Semyrki, Nr N N525 348538, NCN Kraków.

- Słowakiewicz M., Mikołajewski Z., 2009 – Sequence stratigraphy of the Upper Permian Zechstein Main Dolomite carbonates in western Poland: a new approach. *Journal of Petroleum Geology*, 32, 215–234.
- Słupczyński i in. 2001 – Słupczyński K., Semyrka R., Bobula E., 2001 – Analiza geometrii porowej przestrzeni filtracyjnej. *Polish Journal of Mineral Resources. Geosynoptics „GEOS”*, Kraków.
- Sowiżdżał K., 2008 – Petrofizyczno-facjalny model 3D złoża węglowodorów na przykładzie złoża Lubiatów. *Prace INiG*, nr 150, 1077–1082.
- Wagner R., 1994 – Stratygrafia i rozwój basenu cechsztyńskiego na Niżu Polskim. *Prace PIG*, t. 146, s. 1–71.
- 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.
- Wichrowska M., 2004 – Mikrostruktury cyjanobakterii i glonów. [W:] R. Wagner, M.J. Kotarba (red.), *Algowe skały macierzyste dolomitu głównego i ich potencjał węglowodorowy jako podstawa dla genetycznej oceny zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w strefie Gorzowa–Międzychodu. Cz. I. Charakterystyka geologiczna*. Arch. PGNiG, Warszawa.
- Wolnowski T., 2003 – Prognoza zasobności dolomitu głównego w basenie permskim Niżu Polskiego w świetle nowych technik poszukiwawczych. *Nafta-Gaz*, nr 11, s. 536–546.
- Wolnowski T., 2004 – Wyniki prac poszukiwawczych w rejonie Międzychodu. *Nafta-Gaz* nr 7/8, s. 329–333.
- Zdanowski P., 2003 – Lowstand fans and wedges of the Main Dolomite in the Gorzów Wielkopolski region (Polish Zechstein Basin). 12th Bathurst Meeting International Conference of Carbonate Sedimentologists, 8–10 July, Durham.
- Zdanowski P., 2004 – Stratygrafia sekwencji dolomitu głównego (cechsztynu) w rejonie gorzowskim ze szczególnym uwzględnieniem utworów LST. VIII National Meeting of Sedimentologists, Polish Sedimentological Conference, 21–24 June, Zakopane.

JAKOŚCIOWA I ILOŚCIOWA CHARAKTERYSTYKA PETROFIZYCZNA SUBFACJI DOLOMITU GŁÓWNEGO W STREFACH PALEOGEOGRAFICZNYCH

Słowa kluczowe

Dolomit główny, subfacje, porozymetria, parametry petrofizyczne

Streszczenie

Analiza mikrofacjalna wraz ze szczegółową analizą sedimentologiczną umożliwiły wydzielenie na omawianym obszarze środowisk depozycyjnych dolomitu głównego oraz określenie odrębnych subfacji.

W obrębie analizowanego obszaru w strefie bariery węglanowej utwory dolomitu głównego, wykształcone w subfacji bandstonów, prezentują typ skały zbiornikowej o charakterze porowym w klasie bardzo niskiej, niskiej pojemności dla gazu i 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 mułowzwięzłych dolomitu głównego w strefie podnóża platformy węglanowej reprezentuje typ skały zbiornikowej o niskiej, sporadycznie średniej pojemności dla gazu i bardzo niskiej i niskiej dla ropy, przy porowym lub porowo-szczelinowym wykształceniu przestrzeni porowej. Podobne cechy zbiornikowe subfacja ta wykazuje w obrębie strefy bariery węglanowej, gdzie wyniki analiz porozymetrycznych kwalifikują ją do skał zbiornikowych bardzo niskiej i niskiej pojemności dla gazu i bardzo niskiej dla ropy, o charakterze porowym i porowo-szczelinowym.

Subfacja utworów ziarnozwięzłych, w obszarze strefy podnóża platformy węglanowej charakteryzuje się średnią i wysoką pojemnością zarówno dla gazu jak i ropy, o typie przestrzeni zbiornikowej porowej i szczelinowo-porowej.

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. W obszarze równi platformowej dolomit głównie reprezentuje głównie porowy charakter przestrzeni porowej, w klasie średniej pojemności dla gazu i niskiej dla ropy.

**QUANTITATIVE AND QUALITATIVE PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS OF MAIN DOLOMITE SUBFACIES
IN PLEOGEOGRAPHICAL ZONES**

Key words

Main Dolomite, subfacies, porosimetry, petrophysical parameters

Abstract

This work focuses on analysis and characterization of petrophysical properties of the Main Dolomite strata in the study area, against the background of its paleogeographic and facial development. The microfacial analysis, together with detailed sedimentological analysis, made it possible to distinguish the 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 the 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 also represent an important solution.