

OCENA ZAGROŻENIA GAZOWEGO W KOPALNI RUDNA NA PODSTAWIE ANALIZY POROWATOŚCI DOLOMITÓW Z POZIOMU ZBIORNIKOWEGO

GAS HAZARD ASSESSMENT IN THE RUDNA MINE, BASED ON ANALYSIS OF POROSITY OF DOLOMITES FROM THE RESERVOIR FORMATION

ANNA POSZYTEK¹, ROBERT ROZEK², LIDIA DUDEK³

Abstrakt. W kopalni Rudna nad stropem wyrobisk górniczych odnotowano występowanie poziomu dolomitu, w obrębie którego znajdują się izolowane pułapki z gazem pod wysokim ciśnieniem. Badany poziom stanowi duże zagrożenie dla prowadzonych robót górniczych i jest obiektem prac badawczych. Do oceny bezpieczeństwa prowadzenia prac górniczych konieczna jest znajomość sposobu występowania gazu w przestrzeni porowej badanych dolomitów. Szczególnie, że dotychczas za „niebezpieczne” uważano dolomity o wysokiej porowatości, gdy tymczasem w wielu otworach wiertniczych stwierdzono produkcję gazu z dolomitów o niskiej porowatości. Celem artykułu jest określenie potencjału zbiornikowego badanych dolomitów i interpretacja ich potencjalnego zagrożenia dla prowadzonych prac górniczych. Na podstawie obserwacji mikroskopowych, analizy mikrotomografii rentgenowskiej i badań porozymetrii rtęciowej stwierdzono, że w poziomie zbiornikowym występują trzy typy dolomitów o zróżnicowanym charakterze porowatości: dolomity o dobrych parametrach zbiornikowych, dolomity o obniżonych parametrach zbiornikowych i dolomity o charakterze skały uszczelniającej. Na szczególną uwagę zasługują dolomity o charakterze skały uszczelniającej, które na podstawie badań porozymetrycznych charakteryzują się bardzo niską porowatością. Na podstawie obserwacji mikroskopowych stwierdzono w nich 4% porowatość zamkniętą, w której jest również uwięziony gaz. Obecność gazu zamkniętego w porach dolomitów jest zjawiskiem dość powszechnym, jednak to obecność wysokociśnieniowych pułapek gazowych w obrębie lokalnie bardziej porowatych, mikroszczelinowatych i przepuszczalnych dolomitów stanowi zasadnicze zagrożenie.

Słowa kluczowe: dolomit cechsztyński cyklotemu Werra, kopalnia miedzi Rudna, zagrożenie gazowe, porowatość, mikrotomografia komputerowa, porozymetria.

Abstract. Reservoir dolomites saturated with gas under high pressure were found in the ceiling of excavations in a Rudna copper mine in southwestern Poland. Reservoir dolomites are a major concern in the mining industry and the focus of substantial research. High-porosity dolomites are definitively considered "hazardous", but the gas is extracted from the dolomites with low porosity, too. So, it is necessary to know way of gas occurrence in the pore space. This article aims to describe the reservoir potential of the dolomites through pore space characterisation and determine whether the gas can migrate into the excavations. A comprehensive analysis of the distribution of pore size and nature using microscopic observations, X-ray microtomography and mercury porosimetry. The results distinguished three types of dolomites with different porosities: dolomites with high effective porosity, dolomites with reduced effective porosity, and sealed dolomites. Particular attention should be paid to sealed dolomites. Their effective porosity results from mercury porosimetry are very low. However, they also contained 4% closed porosity described from microscopic observations, where gas is accumulated, too. Presence of gas in the closed pores dolomites is a common phenomenon. However, the presence of high-pressure gas traps within locally more porous, microcracked and permeable dolomites is a major threat.

Key words: Zechstein dolomite of Werra Cyclotem, Rudna Copper Mine, gas hazard, porosity, computed microtomography, porosimetry.

¹ Uniwersytet Warszawski, Wydział Geologii, ul. Żwirki i Wigury 93, 02-089 Warszawa; e-mail: anna.poszytek@uw.edu.pl.

² KGHM Polska Miedź S.A., ul. M. Skłodowskiej-Curie 48, 59-301 Lubin; e-mail: robert.rozek@kgm.com.

³ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Zakład Geologii i Geochemii, ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków; e-mail: dudekl@inig.pl.

WSTĘP

We wrześniu 2009 r., prowadząc roboty górnicze związane z udostępnianiem nowej partii złoża, w kopalni Rudna KGHM Polska Miedź S.A. (fig. 1) natrafiono na pułpkę gazową o niewielkiej kubaturze, ale dużym ciśnieniu (Dec, Pietsch, 2012). W wyniku spękania skał wywołanego robotami górniczymi, sprężony gaz spowodował wyrzut rozdrobnionego materiału skalnego do chodnika. Od tego czasu odnotowano szereg objawów wystąpienia gazu ponad stropem wyrobisk górniczych, które stanowią zagrożenie dla prowadzonych prac górniczych (Suchan i in., 2013).

Poziom zbiornikowy jest zlokalizowany w obrębie utworów wapienia cechsztyńskiego, ok. 8–10 m powyżej stropu wyrobisk górniczych, i ma miąższość ok. 0,5–1,0 m (fig. 2). Na podstawie makroskopowego opisu rdzeni oraz obserwacji mikroskopowych stwierdzono, że w profilu wapienia cechsztyńskiego można wyróżnić 4 facje dolomitów: A – margle

dolomityczne, B – madstony, C – wakstony i pakstony oraz D – greinstony (Poszytek, Suchan, 2016 – fig. 2). Wyróżnione facje występują w profilu naprzemianlegle, układając się w cykle sedimentacyjne zaznaczające się ku górze cyklem wzrostem: krystaliczności osadu, wielkości i ilości nodul anhydrotowych oraz ilości śladów po oolitach i skamieniałościach. Na tej podstawie stwierdzono, że profil wapienia cechsztyńskiego w rejonie kopalni Rudna można podzielić na 3 cykle sedimentacyjne (Poszytek, Suchan, 2016 – fig. 2). W stropie drugiego cyklu sedimentacyjnego występują masywne, jasnobrązowe greinstony dolomitowe (facja D) o miąższości ok. 0,5–1,0 m. Skały te charakteryzują się wysoką porowatością (do kilkunastu procent) i są główną skałą zbiornikową do akumulacji gazu. Skały leżące powyżej i poniżej poziomu zbiornikowego charakteryzują się porowatością poniżej 2% oraz brakiem nasycenia gazem (Poszytek,

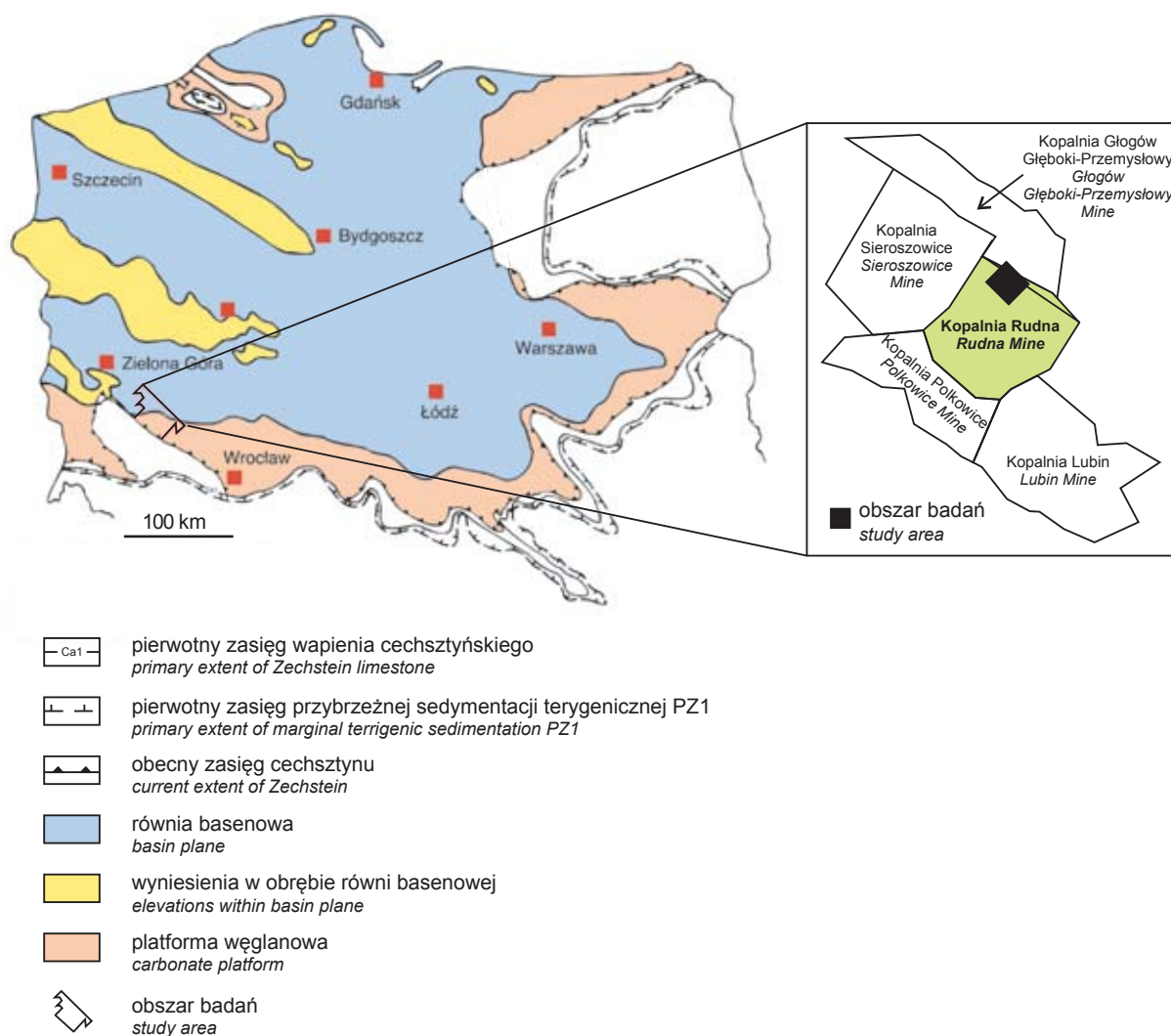


Fig. 1. Lokalizacja obszaru badań na tle mapy paleogeograficznej z wapieniem cechsztyńskim (Peryt i in., 1978)

Location of the study area against the background of Zechstein Limestone palaeogeographical map (Peryt *et al.*, 1978)

Suchan, 2016). Identyfikacja poziomu zbiornikowego odbywa się poprzez obserwację zjawisk gazowych w trakcie wykonywania otworów wiertniczych. Dotychczas żadna z metod geofizycznych nie pozwoliła na trafną lokalizację poziomu zbiornikowego nasyconego gazem (Dec, Pietsch, 2012). Powodem tego może być brak dostatecznego rozpoznania poziomu zbiornikowego.

Do tej pory charakterystyka porowatości dolomitów

z poziomu zbiornikowego opierała się głównie na obserwacjach mikroskopowych (Poszytek, Suchan, 2016). Na tej podstawie stwierdzono, że poziom zbiornikowy jest dość jednorodny litologicznie, natomiast charakteryzuje się bardzo zróżnicowanymi wielkościami porowatości (od 2% do kilkunastu %). Wielkość porowatości zmienia się znacznie na małych obszarach, jednak nie obserwuje się ostrych granic pomiędzy dolomitami o zróżnicowanej porowatości.

ZAKRES I METODYKA BADAŃ

Do badań wybrano rdzenie z 12 otworów wiertniczych zlokalizowanych w rejonie zagrożenia gazowego w kopalni miedzi Rudna. Otwory miały charakter rozpoznawczy, były wykonywane techniką małośrednicową, pełnordzeniową z poziomu chodników w strop wyrobisk górniczych. Na podstawie rdzeni wiertniczych opisano widoczną makroskopowo zmienność tekstury i struktury dolomitów, zmianę ilości i wielkości nodul anhydrytowych w dolomicie, obecność porowatości i zmianę barwy dolomitów. Na bazie tego do dalszych badań wybrano 28 próbek.

Z wytypowanych próbek wykonano 28 szlifów odkrytych oraz wykonano badania mikrotomograficzne. Szlify obserwowano w elektronowym mikroskopie skaningowym Jeol JSM-6380 LA na Wydziale Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. Obrazy uzyskane z elektronowego mikroskopu skaningowego (SEM) zostały przetworzone z wykorzystaniem programu graficznego ImageJ. Jest to bezpłatny program graficzny pozwalający na binaryzację obrazu mikroskopowego i ilościową analizę wyodrębnionej na tej podstawie porowatości. Analiza ilościowa obrazów porowatości obejmowała całkowitą wielkość porowatości oraz dystrybucję powierzchni porów w próbkach. Szczegółowa analiza poszczególnych faz mineralnych została wykonana na podstawie obserwacji SEM oraz dyfrakcji rentgenowskiej (XRD).

Mikrotomografia rentgenowska pozwoliła na jakościowy i ilościowy opis porowatości na bazie uzyskanych obrazów 3D i wykresów procentowej dystrybucji objętości porów.

Na podstawie danych uzyskanych z obserwacji mikroskopowych i badań mikrotomografii rentgenowskiej rozpoznano 3 typy dolomitów o zróżnicowanym charakterze porowatości. Dla każdego z rozpoznanych typów wykonano badania porozymetrii rtęciowej w celu uszczegółowienia informacji na temat dystrybucji porowatości w badanych próbkach.

OBSERWACJE MIKROSKOPOWE

Obserwacje w skaningowym mikroskopie elektronowym (SEM) pozwoliły na dokumentację fotograficzną próbek. Uzyskane obrazy zostały przetworzone w programie ImageJ w celu jakościowej i ilościowej charakterystyki porowatości. Jakościowa ocena porowatości obejmowała opis wielkości i kształtu porów oraz ich relacji z tłem skalnym. Ilościowa ocena porowatości opierała się na wykonaniu wykresów pro-

centowej dystrybucji powierzchni porów w próbkach. Pory, ze względu na zajmowaną powierzchnię, zostały podzielone na 6 grup: $<1 \mu\text{m}^2$, $1-10 \mu\text{m}^2$, $10-100 \mu\text{m}^2$, $100-1000 \mu\text{m}^2$, $1000-10000 \mu\text{m}^2$, $>10000 \mu\text{m}^2$. Porowatość, obliczona z obrazów uzyskanych w SEM z wykorzystaniem programu ImageJ, została porównana z wynikami dyfrakcji rentgenowskiej w celu zbadania zależności pomiędzy porowatością a składem mineralnym badanych dolomitów.

MIKROTOMOGRAFIA RENTGENOWSKA

Mikrotomografia rentgenowska jest obecnie jedną z najnowocześniejszych metod badawczych (Van Get i in., 2001). Umożliwia ona prześwietlenie badanego obiektu promieniami rentgenowskimi i pozwala na trójwymiarowe przedstawienie obrazu przestrzeni porowej wewnątrz badanej próbki skały (Ketcham, Carlson, 2001; Stock, 2008; Zapalski, Dohnalik, 2013; Couves i in., 2016). Rentgenowska mikrotomografia komputerowa opiera się na zapisywaniu projekcji promieniowania X badanego obiektu dla kolejnych pozycji katowych w zakresie od $0-360^\circ$. Do rekonstrukcji wirtualnego przekroju przez obiekt jest wykorzystywany algorytm projekcji wstecznej, czego efektem jest zobrazowanie zmienności współczynnika pochłaniania liniowego. Obrazy 3D są rekonstruowane z sekwencyjnych warstw przekrojowych, zbieranych w miarę przesuwania się próbki. Porowatość jest obliczana jako stosunek objętości porów występujących w próbce do całkowitej objętości próbki.

Badania mikrotomograficzne były realizowane w Instytucie Nafty i Gazu - Państwowym Instytucie Badawczym (INiG - PIB) w Krakowie przy zastosowaniu mikrotomografu rentgenowskiego Benchtop CT160. Zainstalowane w nim źródło rentgenowskie emituje stożkową wiązkę fotonów o energii z zakresu $40-160 \text{ kV}$ i rozdzielczości wiązki dochodzącej do $3 \mu\text{m}$. Dokładność pomiaru zależy od kąta obrotu próbki i ilości projekcji, jakie wykonuje się pomiędzy kolejnymi obrotami.

W celu jakościowej oceny porowatości wykonano trójwymiarową wizualizację przestrzeni porowej (Svitelman, Dinariev, 2013), z wykorzystaniem programu AVIZO. Wizualizację sieci porowej przedstawiono z podziałem na podgrupy. Podgrupa to zespół porów połączonych ze sobą, jednak poszczególne podgrupy nie są powiązane systemem

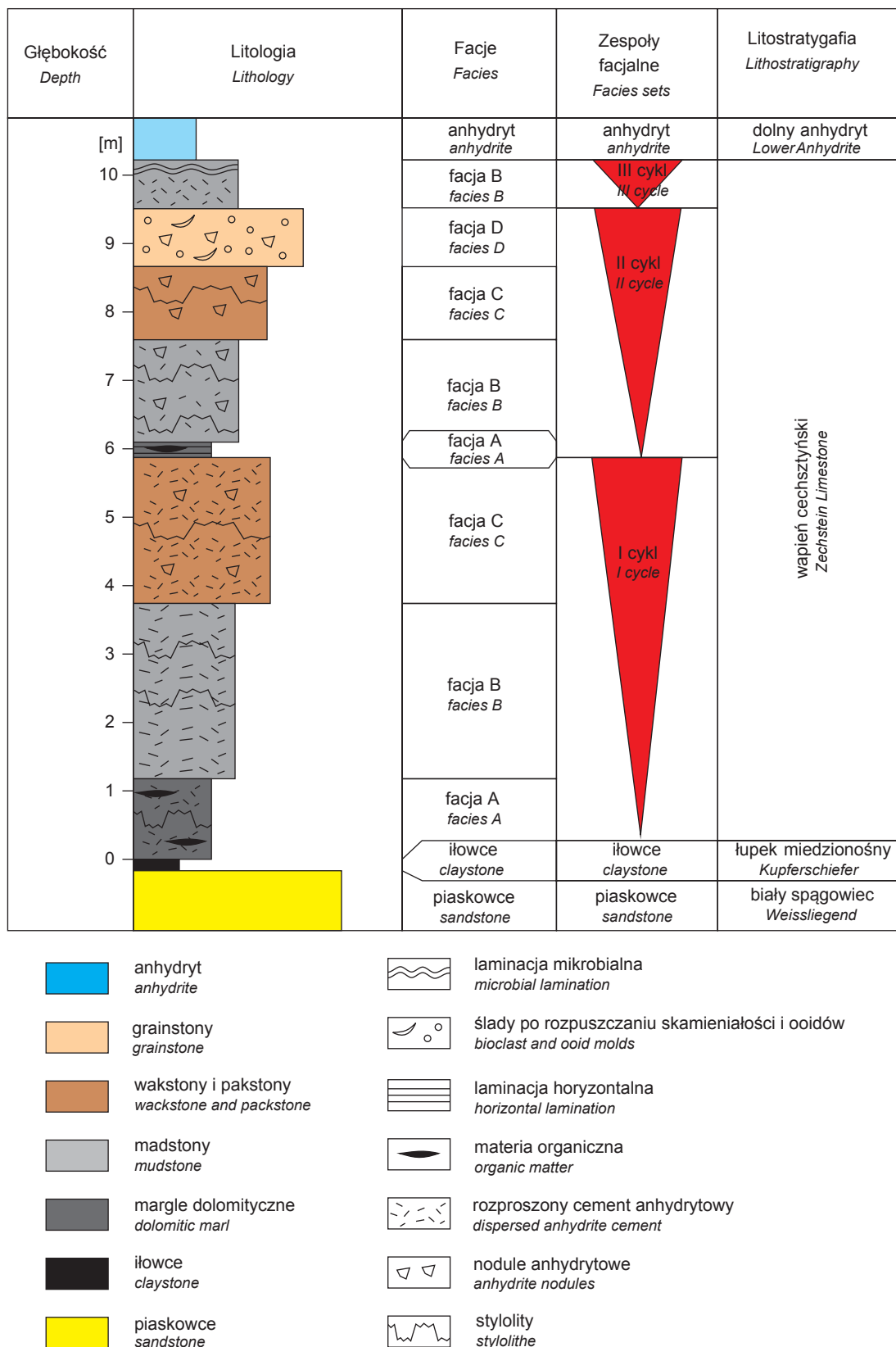


Fig. 2. Profil utworów wapienia cechsztyńskiego w północnej części kopalni Rudna (Poszytek, Suchan, 2016)

Zechstein Limestone section in the northern part of the Rudna Mine (Poszytek, Suchan, 2016)

porowatości z pozostałymi podgrupami. Podgrupy zostały podzielone na klasy ze względu na swoją objętość. Jednostką objętości klas jest wksel, który w grafice trójwymiarowej oznacza najmniejszy element przestrzeni. W wykonanych badaniach 1 wksel ma wymiary $6 \times 6 \times 6 \mu\text{m}$, czyli 1 wksel = $216 \mu\text{m}^3$ i jest to najmniejsza objętość, jaką można zdiagnozować przy wykorzystaniu mikrotomografu Benchtop CT160. Wyróżniono 6 klas objętości porów wg skali logarytmicznej, a poszczególnym podgrupom przypisano oznaczenia kolorystyczne:

- 1) 1–9 woksela – żółty,
- 2) 10–99 woksela – niebieski,
- 3) 100–999 woksela – czerwony,
- 4) 1000–9999 woksela – zielony,
- 5) 10000–99999 woksela – biały,
- 6) >100000 woksela – fioletowy.

Wykresy rozkładu procentowego objętości porów wykonano z wykorzystaniem programu MAVI. Wykresy powstały na bazie podziału przestrzeni porowej na podgrupy, co pozwoliło ocenić, która klasa dominuje w badanej próbce. Im większa dominacja klas z wysoką objętością porów (porów połączonych ze sobą i stanowiących dużą objętość) tym badana skała ma lepsze parametry zbiornikowe (Poszytek i in., 2016). Na podstawie wykresów rozkładu klas objętości porów została wykonana ilościowa analiza dystrybucji porowatości w badanych próbkach uzupełniona obserwacjami mikroskopowymi.

POROZYMETRIA RTĘCIOWA

Porozymetria rtęciowa jest powszechnie stosowaną metodą do badań materiałów porowatych. Rtęć jest wykorzystywana jako ciecz niezwilżająca, która jest wtłaczana w przestrzeń porową przy założonym ciśnieniu. Objętość rtęci, jaka została wtłoczona do próbki dla danego ciśnienia, jest rejestrowana w postaci krzywej kumulacyjnej. Po osiągnięciu maksymalnego ciśnienia występuje jego spadek i jest rejestrowana krzywa osuszania. Krzywe intruzji i osuszania mają najczęściej odmienny przebieg, co jest określane efektem histerezy (Giesche, 2006). Porozymetria rtęciowa pozwala na obliczenie porowatości efektywnej, jednak nie uwzględnia porowatości zamkniętej, ponieważ jest ona

niedostępna dla intrudującej rtęci. Stąd badania porozymetryczne nie wskazują na porowatość całkowitą.

Badania porozymetryczne wykonano w INiG - PIB. Do badań porozymetrii rtęciowej próbki były wycinane w kształcie prostopadłościanu o wymiarach $1,7 \times 0,6 \times 0,6 \text{ cm}$, a wcześniej suszone w celu pozbycia się wilgoci w temperaturze 105°C przez 24 godziny. Do badań wykorzystano porozymetr rtęciowy AutoPore IV 9500. W badaniach założono, że kąt kontaktu rtęci z próbką wynosi 130° . Analiza porozymetryczna była wykonana w zakresie ciśnień $0,5\div 30\ 000 \text{ psi}$. Obliczenia wykonano automatycznie dla modelu cylindrów kapilarnych. Otrzymano krzywą kumulacyjną rozkładu średnic porów oraz wartości porowatości efektywnej odpowiadającej objętości rtęci, która wniknęła do przestrzeni porowej. Badanie i parametryzację przestrzeni porowej uzyskano pomiarami krzywych ciśnień kapilarnych. Wykorzystano zależność wielkości ciśnienia kapilarnego od wielkości promienia, którą przedstawia równanie Washbourn'a:

$$\Delta p = - \frac{2\gamma \cos\theta}{r}$$

gdzie:

r – promień porów

γ – napięcie powierzchniowe rtęci

θ – graniczny kąt zwilżania

Δp – różnica ciśnienia rtęci i ciśnienia gazu w porach ($p_1 - p_0$)

Wyniki badań porozymetrycznych przedstawiono na wykresach udziału procentowego porów w próbce w odniesieniu do średnic porów. Wykresy te były podstawą do porównania wyników porozymetrii rtęciowej z wynikami z obserwacji mikroskopowych i MCT.

W trakcie analizy wykresów przyjęto, że pierwsze maksimum (w przedziale $40\text{--}400 \mu\text{m}$), występujące na wszystkich rozkładach wielkości porów, mogą odpowiadać powierzchniowym szczelinom, pęknięciom lub wymyciom, otwartym w próbkach przez ich obróbkę (Jarzyna i in., 2007). Jest to tzw. efekt brzegowy związany z oblaniem rtęcią zewnętrzną powierzchni próbki w początkowych stadiach ciśnienia.

WYNIKI

Na podstawie obserwacji mikroskopowych stwierdzono, że dolomity z poziomu zbiornikowego charakteryzują się wyższą porowatością w stosunku do skał z nadkładu oraz skał leżących poniżej poziomu zbiornikowego (fig. 3). Porowatość wiąże się głównie z występowaniem euhedralnych kryształów dolomitu i jest mocno ograniczona przez cement dolomitowy i anhydrytowy (Poszytek, Suchan, 2016). Zaobserwowano występowanie ścisłej zależności pomiędzy zawartością dolomitu w badanych próbkach, określonego na podstawie dyfrakcji rentgenowskiej, a wiel-

kością porowatości określonej na podstawie obserwacji SEM (fig. 3). Próbki ze skał poniżej i powyżej poziomu zbiornikowego charakteryzują się zawartością dolomitu $17\text{--}75\%$ i porowatością $<2\%$. Próbki z poziomu zbiornikowego charakteryzują się porowatością $>2\%$ i zawartością dolomitu $>70\%$ (pozostałą część tła skalnego stanowią anhydryt). W obrębie poziomu zbiornikowego nie stwierdzono zależności pomiędzy zawartością cementu anhydrytowego a porowatością. Dlatego stwierdzono, że różnicowanie porowatości jest zależne od wykształcenia

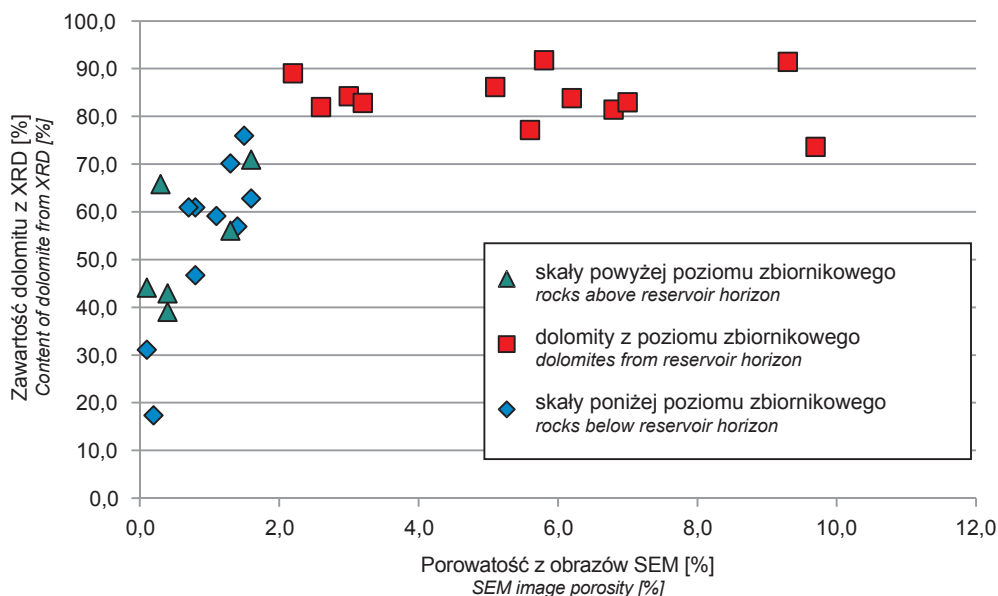


Fig. 3. Wykres zależności porowatości określonej na podstawie analizy obrazów SEM a zawartością dolomitu określoną na podstawie dyfrakcji rentgenowskiej

Plot of porosity determined from SEM image analysis versus dolomite content determined from X-ray diffraction

tła skalnego. Informacje na temat porowatości uzyskane na podstawie obserwacji mikroskopowych są jedynymi, które pozwalają na bezpośrednią obserwację porów i ich relacji z matrycą skalną. Stąd obserwacje mikroskopowe stały się podstawą podziału dolomitów na 3 typy, a rozkład klas powierzchni porów pozwolił sparametryzować analizę dystrybucji porowatości. Uzyskane wyniki uzupełniono wynikami porowatości z badań MCT i porozymetrii rtęciowej.

DOLOMITY O DOBRZYCH WŁAŚCIWOŚCIACH ZBIORNIKOWYCH (TYP 1)

Są to dolomity o najwyższej porowatości z SEM (>8%). Pory mają zróżnicowaną wielkość (10–300 μm) i charakteryzują się nieregularnym, ostrokrawędzistym kształtem, co jest wynikiem zarastania ich przez euhedralne kryształy dolomitu (fig. 4A). Pory mają często wydłużony kształt, ich długość dochodzi do 300 μm podczas gdy szerokość wynosi ok. 50 μm. Miejscami są one ze sobą połączone drobnymi kanalikami na bardzo niewielkim obszarze, jednak większość ma charakter zamknięty. Obecność dużych, częściowo połączonych ze sobą porów przekłada się na wykres rozkładu klas powierzchni porów (fig. 4B). Tylko w pierwszym typie dolomitów występują pory o powierzchni >10000 μm², jednak dominują te o powierzchni 1000–10000 μm² (>50% wszystkich rozpoznanych porów). Im mniejsza powierzchnia porów tym ich udział procentowy jest mniejszy.

Badania MCT wykazały wprawdzie niższą porowatość niż obserwacje mikroskopowe, jest to jednak związane z rozdzielczością mikrotomografii rentgenowskiej. Analiza porównawcza z pozostałymi typami dolomitów wykazała,

że na podstawie badań mikrotomograficznych są to również skały o najwyższej porowatości (>2%). Stwierdzono, że typ 1 dolomitów charakteryzuje się porowatością powyżej 2% (fig. 4C). Na wykresach rozkładu klas objętości porów (fig. 4D) w tej grupie zawsze występuje najwyższa klasa objętości porów (>100000 wokseli), jednak nie jest dominantą, podobnie jak w przypadku obserwacji mikroskopowych. Dominanta występuje w klasie 1000–9999 lub 10000–99999 wokseli. Na obrazie 3D jest widoczna dość równomierna dystrybucja porowatości: pory o mniejszej objętości (od 1 do 999 wokseli) tworzą drobne, nieregularne skupienia, występujące pomiędzy porami o większej objętości (>1000 wokseli). Większe (>1000 wokseli) są połączone ze sobą wąskimi kanalikami, co pozwala na komunikację na niewielkim obszarze.

Porowatość z porozymetrii rtęciowej wynosi 5,46%, jednak ze względu na efekt brzegowy, należy przyjąć, że rzeczywista porowatość wynosi ok. 4%. Pory o średnicy 86 μm, stanowiące ok. 13% objętości (fig. 4E), są związane z efektem brzegowym i nie zostały zaliczone do faktycznie występującej w próbce przestrzeni porowej. Średnica progowa wynosi ok. 20 μm, a średnice porów są bardzo zróżnicowane od ok. 0,1 μm do 20 μm, z czego żadna ze średnic nie jest dominująca.

Typ 1 dolomitów jest skałą zbiornikową o dobrych właściwościach zbiornikowych, w której jest możliwy przepływ płynów złożowych zgodnie z prawem Darcy'ego. Porowatość efektywna występuje w porach o średnicach 0,1–20 μm i wynosi ok. 4%. Jednak obserwacje SEM i MCT wskazują także na występowanie porów o średnicach powyżej 20 μm, które mają charakter zamknięty i nie uczestniczą w prze-

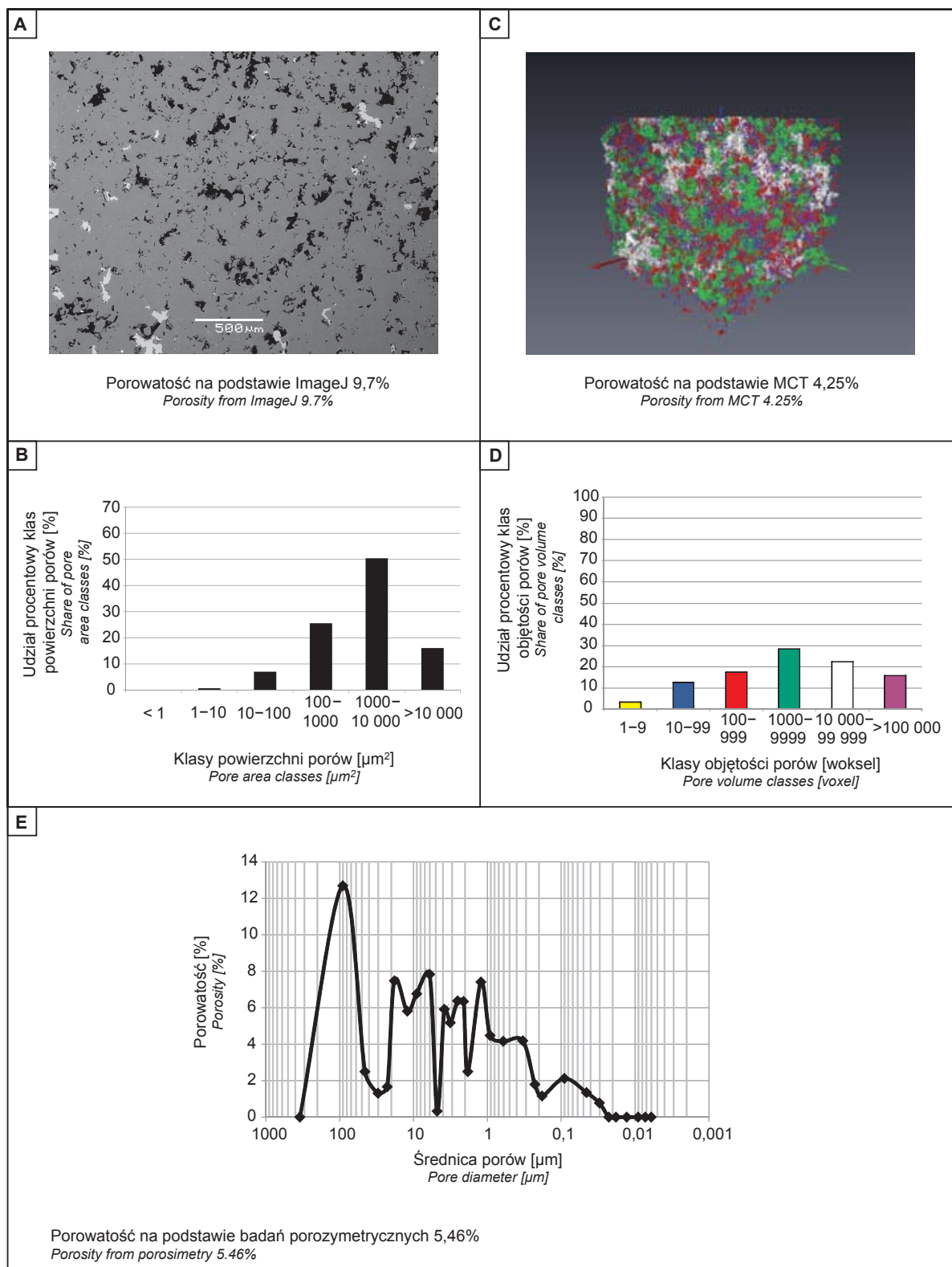


Fig. 4. Wyniki badań porowatości dla dolomitów o dobrych właściwościach zbiornikowych (typ 1)

A – obraz ze skaningowego mikroskopu elektronowego (SEM); B – wykres dystrybucji klas powierzchni porów (na podstawie obrazów SEM); C – trójwymiarowy obraz porowatości uzyskany na podstawie mikrotomografii rentgenowskiej (MCT); D – wykres procentowego udziału klas objętości porów (na podstawie MCT); E – wykres dystrybucji wielkości porów na podstawie badań porozymetrycznych

Porosity results for dolomites with good reservoir properties (type 1)

A – image from scanning electron microscope (SEM); B – plot of pore area classes distribution (from SEM image); C – 3D view of porosity from computed microtomography (MCT); D – plot of pore volume classes distribution (from MCT); E – incremental curve of pore size distribution (from porosimetry)

plywie płynów złożowych. W sumie całkowita porowatość, na którą składa się porowatość efektywna i porowatość zamknięta, wynosi ok. 15%.

DOLOMITY O OBNIŻONYCH WŁAŚCIWOŚCIACH ZBIORNIKOWYCH (TYP 2)

Są to dolomity o porowatości SEM 4–8%. Dominują pory o średnicach 5–50 μm , które na małych obszarach są połączone przez drobne kanaliki. Mają one nieregularny, często wydłużony kształt (fig. 5A). Część tła dolomitowego jest pozbawiona porowatości. Na wykresie rozkładu klas powierzchni porów (fig. 5B) dominanta jest w klasie 100–1000 μm^2 (>50% porów), brak jest natomiast wyników dla najwyższej klasy >10000 μm^2 .

Badania MCT wskazują na porowatości poniżej 2%. Obrazy 3D pokazują chaotyczny rozkład porów, które tylko na niewielkim obszarze mogą być miejscami połączone (fig. 5C). Wykresy rozkładu klas objętości porów w tej grupie charakteryzują się brakiem porów o objętości powyżej 100000 wokseli (fig. 5D). Dominanta znajduje się zazwyczaj w klasie 100–999 wokseli.

Porowatość z porozymetrii rtęciowej wynosi 6,19%. Pory o średnicy 86 μm zostały zidentyfikowane jako wynik efektu brzegowego. Średnica progowa wynosi ok. 1,8 μm , pory mają średnice od ok. 0,045 μm do 1,2 μm (fig. 5E) i rozkładają się bimodalnie, z czego dominują pory o średnicach 1,2 μm .

Dolomity typu 2 są skałami zbiornikowymi o obniżonych właściwościach zbiornikowych. Przepływ możliwy jest w porach o średnicach 0,045–1,2 μm a porowatość efektywna wynosi ok. 6%. Pory o średnicach >5 μm , rozpoznane na podstawie obserwacji mikroskopowych i MCT, mają charakter zamknięty i nie uczestniczą w przepływie płynów złożowych. W sumie całkowita porowatość, na któ-

rą składa się porowatość efektywna i porowatość zamknięta wynosi ok. 11%.

DOLOMITY O CHARAKTERZE SKAŁY USZCZELNIAJĄCEJ (TYP 3)

Są to dolomity o porowatości SEM 2–4%. Dominują pory o średnicach 5–20 μm , które tworzą bardzo drobną przestrzeń porową (fig. 6A). Na wykresie rozkładu klas powierzchni porów (fig. 6B) występują dwie dominujące klasy (10–100 μm^2 i 100–1000 μm^2), które łącznie dają ponad 90% porów. Brak jest wyników dla klas 1000–10000 μm^2 i >10000 μm^2 .

Badania MCT wskazują na porowatość poniżej 1%. Na obrazie 3D widać chaotyczny rozkład drobnych, izolowanych porów (fig. 6C). Wykresy rozkładu klas objętości porów (fig. 6D) charakteryzują się obecnością wyraźnej dominanty w obrębie najniższych klas objętości porów. Pory o objętości do 99 wokseli zajmują ponad 70% przestrzeni porowej. Brak jest porów o objętości powyżej 10000 wokseli.

Porowatość z porozymetrii rtęciowej wynosi 1,97%, jednak jest to próbka, w której najsilniej uwidocznił się efekt brzegowy, a pory o średnicy 86 μm stanowiące prawie 90% wszystkich porów, są związane z tym zjawiskiem (fig. 6E). Rzeczywista porowatość wynosi <1%, pory mają średnice ok. 7 μm i 4 μm , z czego te pierwsze dominują. Należy jednak podkreślić, że nie dochodzi w nich praktycznie do przepływu płynów złożowych.

Dolomity typu 3 można określić jako skały uszczelniające. Pory o średnicach powyżej 5 μm , rozpoznane na podstawie SEM i MCT, są porami zamkniętymi, które także nie uczestniczą w migracji płynów złożowych. W sumie całkowita porowatość, na którą składa się porowatość efektywna i porowatość zamknięta, wynosi ok. 4%.

DYSKUSJA

Dotychczas uważano, że zjawiska gazowe są związane jedynie z dolomitami o wysokiej porowatości, których poszukiwano także metodami geofizycznymi. Wykonane badania wskazują, że zarówno dolomity o obniżonych właściwościach zbiornikowych, jak i dolomity o charakterze skał uszczelniających, są również kolektorami dla gazu. Dlatego do oceny bezpieczeństwa prowadzenia prac górniczych konieczna jest znajomość sposobu występowania gazu w przestrzeni porowej badanych dolomitów. Wykonane badania wskazują, że tradycyjnie pojmowane pułapki gazowe w badanym poziomie zbiornikowym mają zróżnicowany charakter.

Dolomity typu 1 otoczone przez dolomity typu 2 i 3 mogą tworzyć pułapki o kubaturze do kilku metrów sześciennych. W obrębie tych pułapek przepływ płynów złożowych jest ograniczony na małym obszarze przez występowanie porowatości efektywnej (Roy i in., 2003; Javadpour, 2009). Oprócz tego we wszystkich typach dolomitów występują pory zamknięte, rozpoznane metodami mikroskopowy-

mi i MCT, w których także jest uwięziony gaz. W dolomitach typu 1 udział porowatości zamkniętej jest dwukrotnie wyższy od porowatości efektywnej (fig. 4). W dolomitach typu 2 występuje niska porowatość efektywna, co ogranicza swobodną migrację gazu. Dlatego dolomity typu 2 stanowią barierę dla migracji gazu z dolomitów typu 1, jak również same zatrzymują gaz w obrębie własnej przestrzeni porowej. W dolomitach typu 3 nie ma porowatości efektywnej, występuje natomiast 4% porowatość zamknięta (fig. 6). Gaz występujący w porach zamkniętych nie ma możliwości migracji bez zniszczenia struktury skały.

Gaz jest uwalniany do otworów wiertniczych już w trakcie wykonywania wiercenia, co nasuwa wniosek, że zniszczenie struktury dolomitów nie wymaga nakładu dużej siły, wystarczy zaburzenie równowagi w górotworze, aby doszło do powstania szczelin i otwarcia dróg migracji dla gazu. Jednak migracja gazu nie odbywa się jedynie z dolomitów typu 1, gdzie występuje 5% porowatość efektywna. Rozszczelnieniu

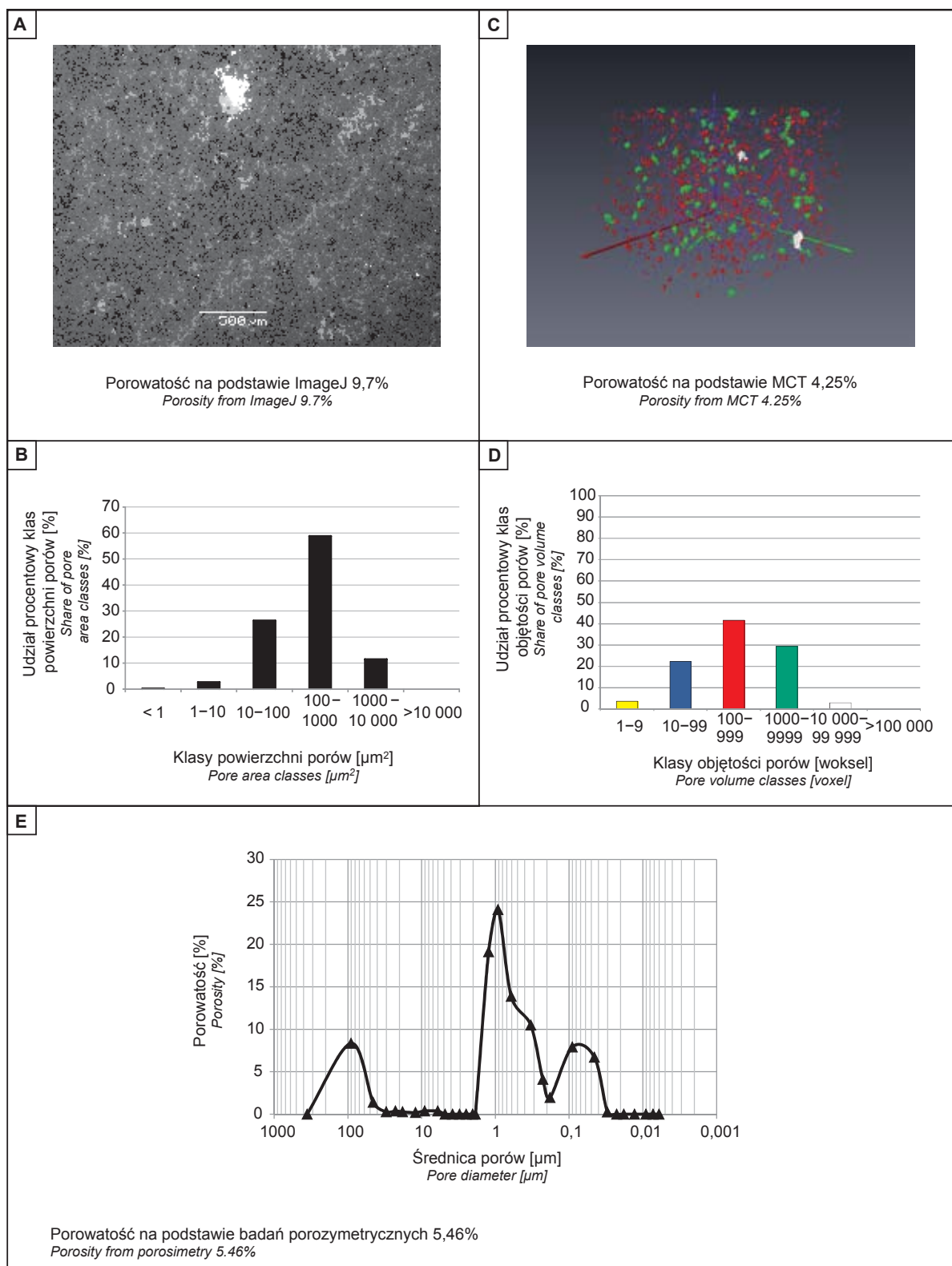


Fig. 5. Wyniki badań porowatości dla dolomitów o obniżonych właściwościach zbiornikowych (typ 2)

A – obraz ze skaningowego mikroskopu elektronowego (SEM); B – wykres dystrybucji klas powierzchni porów (na podstawie obrazów SEM); C – trójwymiarowy obraz porowatości uzyskany na podstawie mikrotomografii rentgenowskiej (MCT); D – wykres procentowego udziału klas objętości porów (na podstawie MCT); E – wykres dystrybucji wielkości porów na podstawie badań porozymetrycznych

Porosity results for dolomites with reduced reservoir properties (type 2)

A – image from scanning electron microscope (SEM); B – plot of pore area classes distribution (from SEM image); C – 3D view of porosity from computed microtomography (MCT); D – plot of pore volume classes distribution (from MCT); E – incremental curve of pore size distribution (from porosimetry)

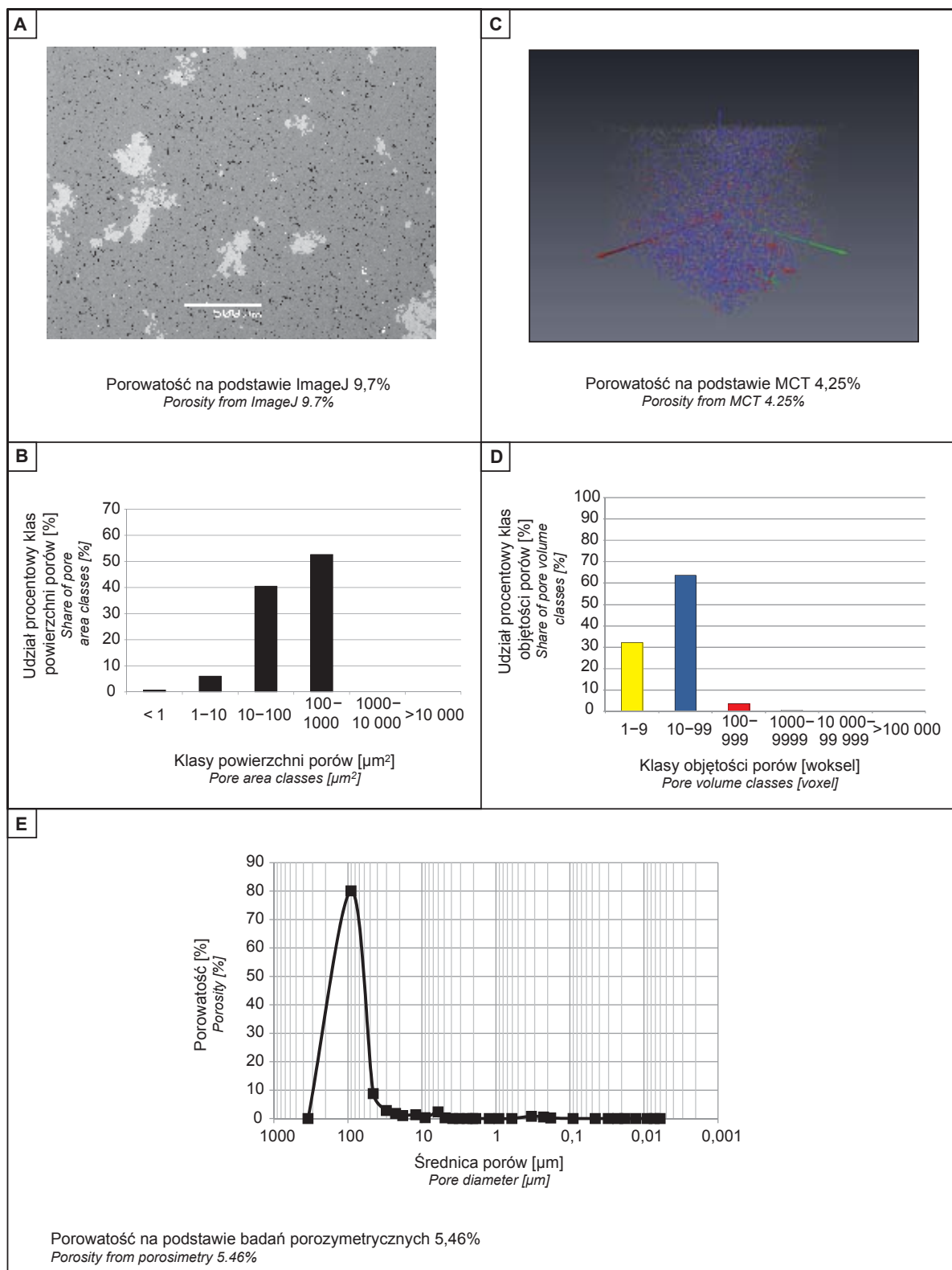


Fig. 6. Wyniki badań porowatości dla dolomitów o charakterze skały uszczelniającej (typ 3)

A – obraz ze skaningowego mikroskopu elektronowego (SEM); **B** – wykres dystrybucji klas powierzchni porów (na podstawie obrazów SEM); **C** – trójwymiarowy obraz porowatości uzyskany na podstawie mikrotomografii rentgenowskiej (MCT); **D** – wykres procentowego udziału klas objętości porów (na podstawie MCT); **E** – wykres dystrybucji wielkości porów na podstawie badań porozymetrycznych

Porosity results for sealing dolomites (type 3)

A – image from scanning electron microscope (SEM); **B** – plot of pore area classes distribution (from SEM image); **C** – 3D view of porosity from computed microtomography (MCT); **D** – plot of pore volume classes distribution (from MCT); **E** – incremental curve of pore size distribution (from porosimetry)

ulegają także pory zamknięte. Dlatego dolomity typu 2 i 3 również produkują gaz. Rozszczelnienie porów zamkniętych w dolomitach typu 1, gdzie stanowią one 2/3 porowatości

całkowitej, wskazuje, że potencjał zbiornikowy tych skał jest znacznie wyższy niż wynikałoby jedynie z badań porozymetrycznych.

PODSUMOWANIE

W badanym poziomie zbiornikowym zaobserwowano występowanie 3 typów dolomitów:

1 – dolomity o dobrych właściwościach zbiornikowych (średnica progowa 20 μm , porowatość całkowita ok. 15%)

2 – dolomity o obniżonych właściwościach zbiornikowych (średnica progowa 1,8 μm , porowatość całkowita ok. 11%);

3 – dolomity o charakterze skały uszczelniającej (brak porowatości efektywnej, porowatość zamknięta ok. 4%).

Na porowatość całkowitą składają się porowatość efektywna, obliczona z porozymetrii rtęciowej, i porowatość zamknięta, obliczona z SEM.

W dolomitach typu 1 występuje najbardziej zróżnicowana sieć porowa. W przedziale 0,9–20 μm występują pory uczestniczące w przepływie płynów złożowych, podczas gdy większe pory (20–300 μm) mają charakter zamknięty. W dolomitach typu 2 przepływ płynów złożowych jest ograniczony i odbywa się w porach o średnicach $<2 \mu\text{m}$. Pory zamknięte mają średnice do 50 μm . W dolomitach typu 3 praktycznie nie ma przepływu płynów złożowych zgodnie

z prawem Darcy'ego. W obrębie tych skał występuje natomiast 4% porowatość zamknięta.

Poszczególne typy dolomitów występują w górotworze mozaikowo, przez co zasięg dolomitów typu 1 jest ograniczony przez dolomity typu 2 i 3, tworząc pułapki do kilku metrów sześciennych. Jednak we wszystkich typach dolomitów gaz występuje także w porach zamkniętych. Udział porów zamkniętych w badanych dolomitach jest wyższy od porowatości efektywnej, dlatego zarówno dolomity typu 2 (o obniżonych właściwościach zbiornikowych), jak i dolomity typu 3 (o charakterze uszczelniającym) także są kolektorami dla gazu i stanowią zagrożenie dla prowadzonych prac górniczych.

Migracja gazu do wyrobisk górniczych jest możliwa przez powstanie szczelin i otwarcie nowych dróg migracji. Rozszczelnieniu ulec mogą zarówno duże pułapki, jak i pory zamknięte. W przypadku niekontrolowanego rozszczelnienia dużej pułapki, wraz z obecnymi w jej obrębie porami zamkniętymi, może dojść do wyrzutu gazu i skał.

LITERATURA

- COUVES C., ROBERTS S., RACEY A., TROTH I., BEST A., 2016 — Use of X-ray computed tomography to quantify the petrophysical properties of volcanic rocks: a case study from Tenerife, Canary Islands. *J. Petrol. Geol.*, **39**: 79–94.
- DEC J., PIETSCH K., 2012 — Możliwości sejsmicznej identyfikacji stref akumulacji gazu w utworach węglanowych cechsztynu monokliny przedsudeckiej. *Gosp. Sur. Miner.*, **28**: 93–112.
- GIESCHE H., 2006 — Mercury Porosimetry: A General (Practical) Overview. *Particle & Particle Systems Characterization*, **23**, 1: 9–19.
- JARZYNA J., PUSKARCZYK E., WÓJCIK A., SEMYRKAR., 2007 — Pomiar MRJ oraz badania porozymetryczne na wybranych próbkach skał z Karpat Zachodnich. *Geologia*, **33**: 211–236.
- JAVADPOUR F., 2009 — Nanopores and Apparent Permeability of Gas Flow in Mudrocks. *J. Can. Petrol. Technol.*, **48**, 8: 16–21.
- KETCHAM R.A., CARLSON W.D., 2001 — Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences. *Comput. & Geosc.*, **27**: 381–400.
- PERYT T.M., PIĄTKOWSKI T.S., WAGNER R., 1978 — Mapa paleogeograficzna wapienia cechsztyńskiego (Ca1). Atlas lito-facjalno-paleogeograficzny permu obszarów platformowych. PIG, Warszawa.
- POSZYTEK A., SUCHAN J., 2016 — A tight gas reservoir in the basinal facies of the Upper Permian Ca1 in the southwestern Zechstein Basin, Poland. *Facies*, **62**, 3: doi: 10.1007/s10347-015-0453-5.
- POSZYTEK A., MIKOŁAJEWSKI Z., DOHNALIK M., 2016 — X-ray microtomography characterization of porosity in Rotliegendes sandstones on the northern slope of the Wolsztyn Ridge, Western Poland. *Geol. Quart.*, **60**, 4: doi: http://dx.doi.org/107306/gq.1314.
- ROYS., RAJUR., CUANG H.F., CRUDEN B.A., MAYYAPPAN M., 2003 — Modelling Gas Flow Through Microchannels and Nano-pores. *J. App. Phys.*, **93**, 8: 4870–4879.
- STOCK S.R., 2008 — Micro Computed Tomography: Methodology and Applications. CRC Press, Boca Raton, Florida, USA.
- SUCHAN J., ROŻEK R., HRYCIUK A., 2013 — Warunki sedymentacji i zróżnicowanie facjalne Wapienia Cechsztyńskiego a zagrożenie gazowe i gazogeodynamiczne w O/ZG „Rudna”, KGHM Polska Miedz S.A. V Konferencja Sedymentologiczna POKOS 5'2013.
- SVITELMAN V., DINARIEV O., 2013 — Geostatistical approach to the anisotropy analysis of 3D rock microtomographic models. *Comput. & Geosc.*, **57**: 116–123.
- VAN GEET M., SWENNEN R., WEVERS M., 2001 — Towards 3-D petrography: application of microfocus computer tomography in geological science. *Comput. & Geosc.*, **27**: 1091–1099.
- ZAPALSKI M.K., DOHNALIK M., 2013 — Blastogeny in tabulate corals: case studies using X-ray microtomography. *Lethaia*, **46**: 223–231.

SUMMARY

Reservoir dolomites saturated with gas under high pressure were found in the ceiling of excavations in the Rudna copper mine in southwestern Poland. Reservoir dolomites are a major concern in the mining industry and the focus of substantial research. These rocks are tight, with porosity 2–12% and permeability <0.1 millidarcy. While reservoir dolomites are lithologically similar, they are texturally diverse, especially in their porosity. This article aims to describe the reservoir potential of the dolomites through pore space characterisation and determine whether the gas can migrate into the excavations. A comprehensive analysis of the distribution of pore size and nature using microscopic observations, X-ray microtomography and mercury porosimetry. The results distinguished three types of dolomites with diffe-

rent porosities: Type 1 – dolomites with high effective porosity, Type 2 – dolomites with reduced effective porosity, and Type 3 – sealed dolomites. These types of dolomites occur in the rock mass as a mosaic, so the reservoir fluid flow under Darcy's law is possible only in a small space limited by the effective porosity. Type 1 dolomites surrounded by dolomites with lower effective porosity create gas traps. In addition, closed pores with diameters 5–300 μm were recognized in all dolomite types. They accumulate gas, too. There were a large proportion of closed pores in all dolomite types. Gas migration into the mine excavations is possible through the formation of cracks and opening of new migration paths. Gas migration occurs when gas traps and/or closed pores are unsealed. Thus, all dolomite types are gas threats.