

## GEOLOGICZNY MODEL REJONU AKUMULACJI ROPNO-GAZOWEJ LUBIATÓW – MIĘDZYCHÓD – GROTÓW (LMG)

### Geological model of the Lubiatów – Międzychód – Grotów (LMG) oil-gas accumulation area

**Bartosz PAPIERNIK, Grzegorz MACHOWSKI,  
Kazimierz SŁUPCZYŃSKI & Roman SEMYRKA**

*Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,  
Katedra Surowców Energetycznych;  
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków;  
e-mail: papiern@geol.agh.edu.pl, machog@geol.agh.edu.pl,  
kazimierz.slupczynski@poczta.fm, semyrka@agh.edu.pl.*

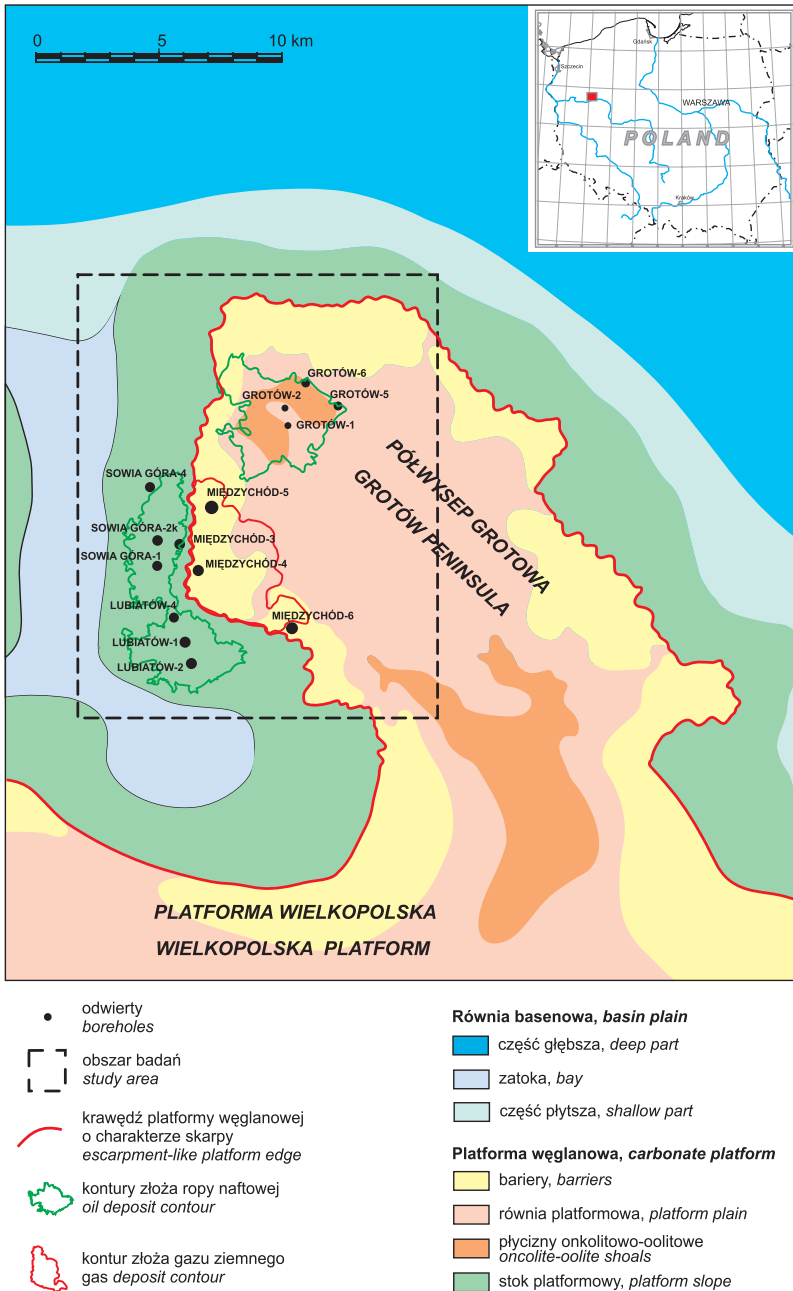
**Abstract:** The paper presents the results of spatial modelling of the lithology and facies variability and reservoir properties of the Main Dolomite (Ca<sub>2</sub>) in the western part of the Grotów Peninsula. The results indicate that granular rocks have the best reservoir and filtration properties. Criteria of stable equilibrium of hydrocarbon phases, which have been applied to the model, suggest that these separate phases represent common hydraulic reservoir system.

**Key words:** Main Dolomite, Grotów Peninsula, 3D modelling, reservoir properties

**Słowa kluczowe:** dolomit główny, półwysp Grotowa, modelowanie 3D, własności zbiornikowe

### WSTĘP

Na wyróżnionym na granicy monokliny przedsudeckiej z nieką szczecińską, bloku Gorzowa stwierdzono przemysłowe nagromadzenia ropy naftowej i gazu ziemnego o nieokreślonych dotychczas zasobach. Związane są one z poziomem cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca<sub>2</sub>). Przypuszczenia, co do jego ropo- i gazonośności, potwierdzone zostały odkryciem na początku lat 90. ubiegłego wieku złoża ropno-gazowego Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) w platformowych utworach dolomitu głównego (Ca<sub>2</sub>). Perspektywiczność tej strefy zweryfikowana została odkryciami złóż ropy naftowej Lubiatów, Sowie Góra i Grotów, ułożonych koncentrycznie wokół złoża gazu ziemnego Międzychód w zachodniej części półwyspu Grotowa.



**Fig. 1.** Mapa paleogeograficzna dolomitu głównego w strefie półwyspu Grotowa (Wagner 2004)

**Fig. 1.** Paleogeographic map of the Main Dolomite strata on the Grotów Peninsula area (Wagner 2004)

## MODEL GEOLOGICZNY

Analiza mikrofacjalna wraz ze szczegółową analizą sedymentologiczną umożliwiły wydzielenie środowisk depozycyjnych dolomitu głównego w omawianej strefie. Profil dolomitu głównego cechuje się zarówno miąższościowym, jak i litologiczno-facjalnym zróżnicowaniem stref: podnóża platformy węglanowej, bariery i równi platformowej (Fig. 1). W ich obrębie wyróżniono trzy podstawowe subfacje: bandstonów, utworów mułowięzłych i ziarnowięzłych, które charakteryzują się zróżnicowanymi parametrami petrofizycznymi w zakresie zależności pojemnościowo-filtracyjnych. (Wagner & Kotarba (eds) 2004, Jaworowski & Mikołajewski 2007, Mikołajewski 2007, Mikołajewski & Jaworowski 2008, Papiernik *et al.* 2008, Semyrka *et al.* 2008).

## MODEL KOMPUTEROWY

Przedstawiony wyżej model geologiczny rejonu stanowił podstawę koncepcyjną do opracowania przestrzennego (3D) modelu geologicznego – tzw. modelu statycznego czy inaczej parametrycznego, który odzwierciedla zmienność strukturalną, litologiczno-facjalną oraz uzależnioną od nich zmienność porowatości, przepuszczalności i nasycenia przestrzeni porowej węglowodorami. Wieloetapowe modelowanie wykonano z użyciem programów Petrel 2005 i 2007, stosując metodologię modelowania stanowiącą zespół różnego rodzaju technik deterministycznych i stochastycznych (m.in.: Cosentino 2001, Journel 2004, Mallet 2002, 2008, Dubrule 1998, 2003).

## OSNOWA GEOMETRYCZNA

Pierwszy etap modelowania stanowi opracowanie osnowy geometrycznej modelu 3D. W przedstawianym przypadku osnowę tworzyły siatki, tj. gridy (2D) powierzchni stropu i spągu dolomitu głównego Ca2. Model stropu Ca2 powstał na podstawie interpretacji sejsmiki 3D i danych z wiertniczego rozpoznania profilu złożowego (Solarski w: Semyrka *et al.* 2007). Model spągu dolomitu głównego uzyskano poprzez superpozycyjne odjęcie mapy (grid 2D) miąższości dolomitu głównego, opracowanej w wyniku reambulacji mapy autorstwa Wagnera *et al.* (2004) od siatki stropu Ca2. Profil Ca2 podzielono na 35 warstw o zmiennych miąższościach, proporcjonalnie wypełniających przestrzeń między stropem i spągiem. W płaszczyźnie poziomej wielkość oczka siatki wynosi około 100×100 m. Powstały w ten sposób grid 3D obejmuje 1 109 376 komórek.

## MODEL LITOLOGICZNY

Modelowanie litologiczne wykonano na podstawie 2143 oznaczeń litofacjalnych z obserwacji materiału rdzeniowego w 13 odwiertach. Do modelowania przyjęto podział litologiczny obejmujący trzy grupy litofacjalne: utwory ziarnowięzłe, mułowięzłe i laminowane (bandstony). Litologię zakodowano w sposób dyskretny – bandstony liczbą 1, utwory małowięzłe – liczbą 2, węglany ziarnowięzłe jako 3.

Dyskretny format danych litologicznych sprawia, że wiarygodną symulację rozkładu zmienności litofacjalnej można wykonać wyłącznie z wykorzystaniem tzw. algorytmów wskaźnikowych deterministycznych bądź stochastycznych (Dubrule 1998, 2003, Mallet 2002, 2008). W przedstawianym przypadku do obliczenia modelu litologicznego zastosowano stochastyczny algorytm *Sequential Indicator Simulation* (SIS). W modelu litologicznym, wykorzystywanym do dalszych analiz uzyskano przestrzenne rozkłady litofacji zbliżone do obserwowanych w profilach wierceń rejonu badań – bandstony wypełniają 7.54% komórek, osady mułowicze 27.27%, zaś ziarnity 65.19% komórek modelu.

## MODEL SUMARYCZNEJ POROWATOŚCI EFEKTYWNEJ

Sumaryczną porowatość efektywną [SPE] dolomitu głównego współtworzą dwie składowe – porowatość efektywna przestrzeni porowej [PEPP] oraz szczelinowatość [PSZ].

Model PEPP wykonano na podstawie laboratoryjnych oznaczeń porowatości prób rdzeniowych. Zbiór danych wejściowych obejmował 2143 oznaczenia laboratoryjne. Z utworów zdefiniowanych jako bandstony pochodziło 129 pomiarów, z facji mułowiczej 532 próbki, a dla ziarnitów wykonano 1482 oznaczenia laboratoryjne. Przy stosunkowo równomiernym opróbowaniu profili Ca<sub>2</sub>, przedstawiona dysproporcja odzwierciedla w dość dobry sposób zróżnicowanie litologiczne profili – przynajmniej w rozpoznanych wiertniczo strefach pół-wyspu Grotowa.

Po serii testów algorytmów deterministycznych i stochastycznych dostępnych w systemie Petrel, do opracowania modeli PEPP i PSZ zastosowano warunkową (*Conditional*) symulację stochastyczną algorytmem *Sequential Gaussian Simulation* (SGS). O takim wyborze zdecydowała najwyższa ciągłość lateralna wyników modelowania skał zbiornikowych. Symulacje PEPP wykonywano oddzielnie dla wydzielonych wcześniej litofacji. Dodatkowo, zwiększono wiarygodność modelu wprowadzając wartości brzegowe ustalone w trakcie analizy statystycznej danych wejściowych. Dla zwiększenia ciągłości modelu w procedurze estymacji zastosowano tzw. *Colocated-Cokriging*, korelując porowatości laboratoryjne z równomiernym pomiarem porowatości geofizycznej (krzywa PHI). Zgodnie z logiką symulacji stochastycznych modele wykonano w kilku wariantach (tzw. realizacjach). Do dalszych analiz wybrano składający się z 978 950 komórek model o wartościach „pośrednich”. Obliczona porowatość minimalna wynosi 0%, a maksymalna 32%. Średnia modelowana porowatość wynosi około 8%.

Model rozkładu porowatości szczelinowej został obliczony na podstawie laboratoryjnych oznaczeń tego parametru. Dane wejściowe stanowiły 282 pomiary sumarycznej porowatości szczelinowej (makro- i mikroszczelin). Populacja pomiarów porowatości szczelinowej jest mała w porównaniu z liczną populacją oznaczeń porowatości laboratoryjnej. Ponadto, rozkład porowatości szczelinowej w profilu Ca<sub>2</sub> jest nierównomierny. Dlatego przedstawiony model porowatości szczelinowej jest mniej wiarygodny od modelu rozkładu porowatości laboratoryjnej. Wartości porowatości szczelinowej uzyskane w wyniku modelowania wahają się w zakresie 0 do 11%, przy średniej wartości 2%.

Model SPE powstały z dodania modeli wyżej opisanych atrybutów pokazuje, że najkorzystniejsze własności zbiornikowe reprezentują utwory ziarnozwięzłe (porowatość do 33%,

średnio 11.8% w strefie nad konturem złoża), a w mniejszym stopniu węglany mułowiznę (śr. ok. 9.2%, max 22%) i bandstony (śr. ok. 8.1%).

Analiza uśrednionych porowatości SPE uzyskanych na podstawie modelowania wskazuje, że obszar ich maksymalnych wartości, osiagających  $12\pm 15\%$ , rozciąga się w rejonie pomiędzy odwiertem Międzychód-4 (bariera), a całą strefą Lubiatowa (podnóże platformy węglanowej), osiagając maksimum na SW od odwiertu Lubiatów-1.

## MODEL PRZEPUSZCZALNOŚCI

Model przepuszczalności poziomej przestrzeni porowej wykonano na podstawie 1208 oznaczeń laboratoryjnych, wykonanych w 13 odwiertach. Populacja danych była około dwukrotnie niższa niż pomiarów porowatości, jednakże oznaczenia przepuszczalności w większości przypadków były rozłożone dość równomiernie w pionowym profilu Ca2. Dla bandstonów wykonano 73 oznaczenia, dla utworów mułowizny 264, a dla węglanów ziarnowizny 870 oznaczeń przepuszczalności. Trójwymiarowy model przepuszczalności wykonano na podstawie modelu otworowego opartego na średniej harmonicznej. Symulację przestrzenną wykonano stosując algorytm SGS z zachowaniem głównych ustawień zadeklarowanych w trakcie modelowań porowatości.

Model rozkładu przepuszczalności szczelinowej został obliczony na podstawie laboratoryjnych oznaczeń tego parametru. Dane wejściowe stanowiły 282 pomiary sumarycznej przepuszczalności szczelinowej (makro- i mikroszczelin).

Model przepuszczalności szczelinowej, oparto na stosunkowo niewielkiej liczbie pomiarów, nierównomiernie rozmieszczonych w profilu Ca2, toteż jest on mniej wiarygodny od modelu rozkładu przepuszczalności laboratoryjnej. Pomimo uśrednienia związanego z procesem modelowania uzyskane wyniki ujawniają dużą zmienność parametru, od 0 do 192 mD. Średnia przepuszczalność szczelinowa dla tego modelu wynosi 7 mD.

W strefach złożowych, przepuszczalność szczelinowa osiąga najwyższe wartości (kilkadziesiąt mD) w stropowej partii Ca2 w rejonie Międzychodu oraz w środkowej partii Ca2 w rejonie Lubiatowa – Sowiej Góry. Charakterystyczna i zauważalna jest również podwyższona wartość parametru przepuszczalności szczelinowej związana ze strefami gwałtownej zmiany nachylenia poziomu dolomitu głównego Ca2, na granicy bariery i w strefie stoku platformy węglanowej.

## MODEL ROZKŁADU NASYCENIA WODĄ

Model rozkładu nasycenia wodą obliczony został na podstawie krzywych geofizycznych Sw (Saturation Water) z 11 otworów wiertniczych obszaru modelu. Zarówno krzywe, jak i opracowany model pokazują bardzo zmienne nasycenie węglowodorami w profilu Ca2, które często jest niższe w partiach przystropowych niż w przyspagowych (np. Międzychód-6). Analiza opracowanych modeli, nie daje niestety odpowiedzi jaki czynnik ma wpływ na nasycenie przestrzeni porowej węglowodorami, gdyż trudno dostrzec występowanie statystycznie istotnych związków pomiędzy nasyceniem, a wykształceniem facjalnym porowatością czy też przepuszczalnością.

Strefy o najniższym nasyceniu wodą (20÷30%), a tym samym o prawdopodobnie dużym nasyceniu węglowodorami występują w rejonie otworów Lubiaków-1, -2, -4, Sowie Góra-1, -2k, Międzychód-4 oraz Grotów-1, -2. Wyższe nasycenia wodą (50÷70%) występują w strefach otworów Międzychód-5 i -6 na platformie węglanowej oraz Grotów-5 i 6 również na platformie węglanowej (pogranicze konturu ropa–woda) i Sowie Góra-4 u podnóża platformy węglanowej (pogranicze konturu ropa–woda).

## ANALIZA POROZYMETRYCZNA

Uzyskane wyniki modelowania znalazły potwierdzenie w analizie porozymetrycznej wydzielonych subfacji, w której wykorzystano dostępny zbiór danych porozymetrycznych (Semyrka *et al.* 2008). Pozwoliło to na zdefiniowanie typu przestrzeni porowej, z określeniem jej umownych klas pojemnościowych. Utwory dolomitu głównego występujące w analizowanym obszarze, wykształcone w subfacji bandstonów rozwinięte w strefie bariery węglanowej, reprezentują 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 i niskiej dla ropy. Jedynie w profilu Lubiaków-1, dolomit główny wykształcony w subfacji bandstonów, przy minimalnej pojemności, wykazuje cechy skały zbiornikowej typu szczelinowego.

Subfacja utworów mułowięzłych 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 ziarnowięzłych, w obszarze strefy podnóża platformy węglanowej charakteryzuje się średnią i wysoką pojemnością zarówno dla gazu jak i ropy, reprezentując typ przestrzeni zbiornikowej porowy i szczelinowo-porowy.

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

## WYZNACZENIE KONTURÓW MEDIÓW ZŁOŻOWYCH

Ostatnim etapem modelowania było wprowadzenie do modelu układu faz węglowodorowych w analizowanej strefie (Słupczyński *et al.* 2008). Układ fazowy węglowodorów zdeterminowany objętościowym udziałem gazowych i ciekłych składników węglowodorowych oraz towarzyszących im domieszek niewęglowodorowych wyznaczono analizując zmienny stan termobaryczny panujący w porowo-szczelinowej przestrzeni górotworu (Dake 1993). Głęboko-

kościowe położenie konturu rozdziału gaz–ropa (GOC) wyznaczono w oparciu o wartości ciśnienia nasycenia uzyskane z pomiarów PVT, poniżej którego występuje tylko faza gazowa tworząca czapę gazową złoża.

Dla rozwiązania zagadnienia łączności akumulacji gazu ziemnego Międzychód z akumulacjami ropy naftowej Lubiatów, Sowie Góra, Grotów przyjęto, że głębokość określona z ciśnienia nasycenia wyznacza hipsometryczne położenie fazowej granicy rozdziału gaz–ropa (GOC) na całym obszarze akumulacji węglowodorowej. Zastosowane kryteria równowagi statycznej gazowych i ciekłych faz węglowodorowych w porowo-szczelinowym ośrodku skalnym dolomitu głównego wskazują, że te odrębne fazy odkrywane w różnych miejscach, reprezentują jeden wspólny, łączący się hydraulicznie układ złożowy, tworzący w istocie jedno złożo ropno-gazowe z kondensatową czapą gazową.

## WNIOSKI

Uzyskane wyniki wskazują, że stosunkowo najlepsze własności zbiornikowe i filtracyjne wykazują dolomity ziarniste, deponowane w środowiskach barierowych. Nieznacznie gorszą skałą zbiornikową są utwory mułowiznęte, zwłaszcza w rejonie ich zazębienia z ziarnitami (Lubiatów i Sowie Góra).

Przeprowadzone analizy pokazują, że bardzo zmiennym parametrem jest na badanym obszarze nasycenie. Wyniki modelowania wskazują na brak statystycznie istotnej korelacji pomiędzy nasyceniem, a wykształceniem litofacjalnym, porowatością czy przepuszczalnością. Co więcej, wielkość nasycenia przestrzeni porowej węglowodorami nie jest uzależniona od pozycji hipsometrycznej w profilu Ca2 i często jest ona wyższa w strefie przyspągowej niż w przystropowej (np. Międzychód -6).

W tej sytuacji czynnikami determinującymi wielkość nasycenia mogą być: mieszana zwilżalność utworów dolomitu (Matyasik *et al.* 2007) oraz geometria przestrzeni porowo-szczelinowej, której charakterystykę uzyskano na podstawie analizy porozymetrycznej.

*W artykule przedstawiono wyniki badań uzyskane w ramach realizacji grantu „Charakterystyka zmienności parametrów petrofizycznych dolomitu głównego w rejonie Międzychodu” i prac statutowych pt. „Wielowariantowe, trójwymiarowe modele komputerowe zmienności strukturalnej, facjalnej i petrofizycznej wybranych potencjalnych poziomów zbiornikowych w polskich basenach naftowych”, nr 11.11.140.641.*

*Do realizacji artykułu i ww. grantu wykorzystano program do interpretacji i modelowania geologicznego Petrel 2007 przekazany WGGiOŚ AGH do realizacji celów statutowych przez firmę Schlumberger SIS.*

*Praca była prezentowana na Sesji Naukowej organizowanej przez Katedrę Mineralogii, Petrografii i Geochemii pt. „90 lat Katedry Mineralogii, Petrografii i Geochemii w AGH”.*

## LITERATURA

- Cosentino L., 2001. *Integrated Reservoir Studies*. Editions Technip, Paris, 1–310.  
Dake L.P., 1993. *Fundamentals of reservoir engineering*. Elsevier, Amsterdam–London–New York–Tokyo, 1–443.



- Dubrule O., 1998. Geostatistics in Petroleum Geology. *AAPG Continuing Education Course Note Series #38*. AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, 1–45.
- Dubrule O., 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. 2003 Distinguished Instructor Short Course. *Distinguished Instructor Series. No. SEG/EAGE*. Tulsa, Oklahoma, USA, 1–279.
- Jaworowski K. & Mikołajewski Z., 2007. Oil- and gas-bearing sediments of the Main Dolomite (Ca<sub>2</sub>) 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, 1017–1024.
- Kotarba M. & Wagner R., 2007. Generation potential of the Zechstein Main Dolomite (Ca<sub>2</sub>) carbonates in the Gorzów Wielkopolski–Międzychód–Lubiatów area: geological and geochemical approach to microbial-algal source rock. *Przegląd Geologiczny*, 55, 12/1, 1025–1036.
- Mallet J.-L., 2002. *Geomodelling*. Oxford University Press Monograph, 1–156.
- Mallet J.-L., 2008. *Numerical Earth Models*. EAGE Publications, 1–147.
- Matyasik I., Leśniak G. & Such P., 2007. Mixed wet carbonate reservoir: origin of mixed wettability and affected reservoir properties. *First Moroccan Petroleum Geologists International Conference & Exhibition*, Marrakech, 195–196.
- Mikołajewski Z., 2008. Charakterystyka cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca<sub>2</sub>) u podnóża Półwyspu Grotowa (Platforma Wielkopolska, Polska Zachodnia). Konferencja Naukowo-Techniczna *Ropa i gaz a skały węglanowe południowej Polski*, Czarna.
- Papiernik B., Kosakowski P., Machowski G., Słupczyński K., Semyrka R., Kowalski A. & Capik M., 2008. Conditions of occurrence of hydrocarbon deposits in Zechstein Main Dolomite (Ca<sub>2</sub>) petroleum system, exemplified by the Grotów Peninsula area (Fore-Sudetic Monocline, SW Poland). *33<sup>rd</sup> International Geological Congress*, Oslo, Norway 6–14 August.
- Semyrka R., Semyrka G. & Zych I., 2008. Zmienność parametrów perofizycznych subfacji dolomitu głównego zachodniej strefy półwyspu Grotowa w świetle badań porozymetrycznych. *Geologia (kwartalnik AGH)*, 34, 3, 445–468.
- Solarski T., 2007. Utworzenie zbiorów atrybutów sejsmicznych na podstawie wyników pomiarów 3D. W: Semyrka R. (red.), *Charakterystyka zmienności parametrów petrofizycznych dolomitu głównego w rejonie Międzychodu*. Projekt badawczy Ministerstwa Nauki i informatyzacji nr 4 T12 B 014 27. Archiwum KSE AGH, Kraków.
- Słupczyński K., Machowski G., Papiernik B. & Semyrka R., 2008. Układ faz węglowodorowych w obszarze złożowym Lubiatów–Międzychód–Grotów (LMG). *Geologia (kwartalnik AGH)*, 34, 3, 469–487.