

Wstępne wyniki modelowań przestrzennych (3D) parametrów petrofizycznych skał podczas poszukiwań stref występowania gazu zamkniętego w polskim basenie czerwonego spągowca

Bartosz Papiernik¹, Wojciech Górecki¹, Andrzej Pasternacki¹



B. Papiernik



W. Górecki



A. Pasternacki

Preliminary results of 3D modeling of petrophysical parameters for tight gas prospecting in the Polish Rotliegend Basin. *Prz. Geol.*, 58: 352–364.

A b s t r a c t. The Rotliegend Basin is filled with terrigenous complex over 1200 m in thickness. The complex comprises sediments of eolian, fluvial and playa depositional systems (Fig. 1). Reservoir volume of the pore space accessible for the reservoir media is ca. 830–990 km³. Gas exploration in this stratigraphic unit is now focused at depths of around 3000–3800 m b.s.l., in the near-top zone. Poor reservoir properties, especially permeabilities, are here the limiting factor for conventional exploration. A change in the prospecting strategy to comprise tight gas targets moves research into the deeper zone covering the whole profile of the Rotliegend. The paper presents preliminary results of 3D modeling of lithofacies and related petrophysical parameters variability.

The static model was created with the use of Petrel 2009.2. Structural framework was built using regional structural, isopach and facies maps. It was relatively detailed, comprising 9 576 000 cells organized in 3 zones and 60 layers. To estimate facies model, the authors used results of integrated environmental analysis of core data and logs from 117 wells (Fig. 2). Models of clay content (Vsh) and porosity (PHI) were based on logs from 75 wells.

The obtained results show that the northern margin of the Eastern Erg is characterized by presence of numerous eolian strata with porosity ranging from 5 to 15%. Their quality, quantity and thickness decrease toward the north, along with increase in depth. Modeling results indicate that the dominating porous layers of eolian sandstones and fluvial inserts are often intercalated with "non-reservoir" layers revealing porosity below 5%. In this zone, a deeper part of the Rotliegend section should be investigated more thoroughly (Fig. 5, 6, 9). The Pomeranian sector of the Central Basin is dominated by playa and fluvial sediments (Fig. 7, 8, 10). Slightly clayey eolian strata make a few, laterally discontinuous intercalations. Gas accumulations could be expected within local, laterally confined interlayers of eolian and fluvial sandstones with porosity of around 5–12%. Due to the location in the near-base part of the Rotliegend section, close to Carboniferous source rocks, they may be filled with gas, forming so-called sweet spots. Probability of gas occurrence in Pomerania is high as indicated by the Międzyzdroje gas field or small accumulation found in Piaski-PIG2 well. The presented preliminary study allowed to test usability of 3D modeling in tight gas prospecting. Fully reliable results will be obtained after increasing precision of the models comprising detailed seismic interpretation, the use of seismic attributes, and inclusion of quantitative data in diagenetic processes and sedimentology of layers in the modeling process.

Keywords: 3D model, facies modeling, petrophysical modeling, tight gas, Rotliegend

W polskiej części basenu czerwonego spągowca odkryto 68 złóż gazu ziemnego (stan na rok 2008) o zasobach wydobywalnych ok. 100 mld m³ (Wolnowski, 2004; Górecki, 2008; Burzewski i in., 2009). Jest to niezwykle skromny wynik w zestawieniu z zasobami prognostycznymi polskiej części basenu czerwonego spągowca na poziomie 1,49 bln m³ gazu (Górecki, 2008), a zwłaszcza w porównaniu z rezultatami poszukiwań w holenderskiej i niemieckiej części europejskiego południowego basenu czerwonego spągowca, gdzie wg Kletta i in. (1997) odkryto 229 złóż gazu o zasobach rzędu 150 tcf (4,2 bln m³), oraz w brytyjskim sektorze Morza Północnego, gdzie odkryto ponad 290 złóż o zasobach gazu 75 tcf (2,1 bln m³) (Glenie, 1997; Klett i in., 1997). Dysproporcja między zasobami prognostycznymi a udokumentowanymi wskazuje na ogromny potencjał naftowy basenu czerwonego spągowca. Znacząca część tych zasobów może być zakumulowana w jego głębokiej części, w osadach niskiej przepuszczalności, gdzie tworzy złoża tzw. gazu zamkniętego (*tight gas*).

Utwory czerwonego spągowca wypełniające basen południowopemski osadziły się w kontynentalnym basenie aluwialnym, który w polskiej części jest rozległym ekstensyjnym zapadliskiem, mającym cechy półrowu tektonicznego (Pokorski, 1998). Jego kształt i warunki sedymentacji wpłynęły na asymetrię zbiornika. W rozciągającej się wzdłuż NE krawędzi basenu strefie maksymalnej subsydencji odnotowano największe miąższości utworów czerwonego spągowca, przekraczające 1200 m (Kiersnowski, 1998; Kiersnowski & Papiernik [w:] Papiernik i in., 2008a). Piaszczysto-mułowcowo-ilaste osady wypełniające basen należą do trzech głównych pustynnych systemów depozycyjnych. Utwory rzek okresowych (facje stożków aluwialnych oraz fluwialne korytowe i pozakorytowe) tworzą system fluwialny. Osady zdeponowane w środowiskach wydmowych i międzywydmowych składają się na system eoliczny. Największą miąższość wykazują rozwinęte w centralnej części basenu osady rzeczne oraz plai ilastej, piaszczystej i marginalnej, należące do systemu jeziornego (Buniak [w:] Papiernik i in., 2008a).

Opisany podział środowiskowy dziś wydaje się mieć kluczowe znaczenie w planowaniu poszukiwań naftowych — dużo większe niż mniej lub bardziej formalne podziały stratygraficzne górnego czerwonego spągowca oparte na litostratygrafii (Karnkowski, 1987), allostratygrafii i tektonostratygrafii (Pokorski, 1981) bądź analizie sekwencji

¹Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Akademia Górniczo-Hutnicza, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; papiern@geol.agh.edu.pl, wgorecki@agh.edu.pl, anj.pasternacki@gmail.com



Ryc. 1. Przestrzenny rozkład głównych systemów depozycyjnych górnego czerwonego spągowca w polskiej części basenu dolno-permskiego

Fig. 1. Distribution of the main depositional systems of the Upper Rotliegend in Polish part of the Lower Permian basin

depozycyjnych (Kiersnowski, 1997, 1998; Kiersnowski & Buniak, 2006).

W wyniku środowiskowej analizy utworów czerwonego spągowca, wykonanej na podstawie materiału rdzeniowego i krzywych geofizycznych, w polskiej części basenu wyróżniono wiele regionalnych jednostek paleogeograficznych (ryc. 1). Największą z nich był basen centralny (Pokorski, 1998), jego profil w części NE jest zdominowany przez utwory jeziorne (playa) oraz fluwialne. Osady eoliczne stanowią tu (prawdopodobnie) nieliczne wkładki o małej miąższości. W SE części basenu centralnego występują głównie osady facji fluwialnej. Utwory zdeponowane w środowiskach eolicznym i jeziornym mają wyraźniej mniejszą miąższość. Wzdłuż południowego obrzeżenia basenu centralnego występują piaskowce

eoliczne, interpretowane jako obszar wydmowy i określane jako erg wschodni (Kiersnowski, 1997). Na południe od niego znajduje się kolejna rozległa jednostka paleogeograficzna — basen śląski (ryc. 1). Strefa ta była zdominowana przez sedimentację eoliczną i fluwialną. W centralnej części tej jednostki dominowała sedimentacja eoliczna. Powstały tu pas wydm został wyróżniony jako erg południowy (Kiersnowski, 1997; Buniak, 2005).

Obszar basenu centralnego i basenu śląskiego rozdzielał wał wolsztyński. Jego obrzeżenia są zdominowane przez utwory reprezentujące fluwialny system depozycyjny (Poszytek, 2007). Oprócz wymienionych, na obszarze Polski występują tzw. baseny peryferyczne. Baseny podlaski i mazurski są wypełnione głównie osadami rzeczny-

natomiast w basenie słupskim zostało stwierdzone współwystępowanie osadów eolicznych i fluwialnych.

Odkryte dotychczas w Polsce złoża gazu występują niemal wyłącznie w przystropowych partiach profilu piaskowców eolicznych czerwonego spągowca. Odstępstwo od tej reguły stanowi na obszarze pomorskim akumulacja gazu Piaski, odkryta w piaskowcach eolicznych leżących blisko spągu czerwonego spągowca (Nowicka & Wolnowska-Ślemp, 2004), a także położone w środkowej części profilu złoża Międzyzdroje (Karnkowski, 1999; Buniak & Solarska, 2004). W brytyjskiej i holenderskiej części basenu czerwonego spągowca złoża gazu odkryto również w osadach fluwialnych — część złoża Groningen jest zbudowana z piaskowców zdeponowanych w środowisku rzeczonym. W północnych Niemczech dobrymi poziomami zbiornikowymi są piaskowce, przeważnie eoliczne, deponowane na wybrzeżach słonego jeziora pustynnego.

Zakres głębokości występowania złóż gazu odkrytych w Polsce wynosi 1000–3500 m (Karnkowski, 1996, 1999), natomiast w północnych Niemczech 2500–6000 m (Hock i in., 1995). Największe złożo niemieckie Salzwedel-Peckensen (Altmark High) występuje w przedziale głębokościowym spągu czerwonego spągowca 3200–3600 m (Gerling i in., 2004). Z kolei wiele dużych złóż niemieckich w rejonie Bremy znajduje się na głębokości 4000–6000 m, np. Ratenburg-Taacken, Dethlingen, Hengslage, Volkersen, Klosterseele i Varnhorn (Gerling i in., 2004). W Holandii złoża gazu stwierdzono na głębokości 2000–4000 m. Złożo Groningen występuje w przedziale 2000–3000 m. W obszarze Morza Północnego złoża gazu są na głębokości 2000–3000 m w południowej części i 3000–4000 m w części północnej (Glennie, 1990; Papiernik i in., 2007a).

Pomimo znaczącej głębokości większość z odkrytych dotychczas złóż zalicza się do konwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Stosunkowo rzadko opisywano w nich diagenetyczno-tektoniczne zróżnicowanie właściwości zbiornikowych, ciśnienia złożowego i składu gazu — tzw. kompartmentalizację, jak na przykład w złożu Jupiter (Leveille i in., 1997a, b). W niemieckiej części basenu czerwonego spągowca rosnącą grupę stanowią złoża gazu zamkniętego położone na głębokości przekraczającej 4000 m, takie jak np. złożo Soehlingen (Buniak i in.,

2009) czy złożo Leer Z4 (GDF Suez; *New Discovery...*, 2005). W polskiej części basenu czerwonego spągowca pierwsza akumulacja sklasyfikowana jako złożo gazu zamkniętego została rozpoznana otworem Trzek-1 w okolicach Poznania (*Aurelian Oil & Gas PLC...*, 2008; Poprawa & Kiersnowski, 2008).

Dotychczasowa strategia poszukiwań naftowych, zmierzająca do odkrycia konwencjonalnych złóż gazu w przystropowych partiach czerwonego spągowca w strefach zdominowanych przez osady facji eolicznej, spowodowała bardzo nierównomierne rozpoznanie polskiego basenu czerwonego spągowca. Uogólniając: uzyskano bardzo dobre rozpoznanie strukturalne (wiertnicze i sejsmiczne) części basenu, gdzie strop osadów czerwonego spągowca zalega na głębokości do 3000 m p.p.m., a względnie dobre na głębokości do ok. 3500 m p.p.m. Głębiej położone strefy basenu są bardzo słabo rozwiercone. Podobieństwo do części złóż niemieckich i położenie porowatych i nieprzepuszczalnych skał zbiornikowych w głębokiej, centralnej części polskiego basenu czerwonego spągowca wskazują, że występujące tam potencjalnie złoża gazu zamkniętego mogą być związane z modelem generacji i akumulacji gazu w centralnej, najgłębiej pogrążonej części basenu sedymentacyjnego (*basin-centered gas systems*) (Shanley i in., 2004), na głębokości przekraczającej 4500 m.

Przestrzenny model (3D) polskiej części basenu czerwonego spągowca

W latach 2005–2008 w ramach realizacji tematu *Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce* zespół pracowników AGH, przy współpracy z A. Buniakiem, Z. Mikołajewskim (PGNiG SA) oraz H. Kiersnowskim (PIG-PIB), przeprowadził bilans objętości skał zbiornikowych górnego czerwonego spągowca (Papiernik i in., 2008a). Do wykonania opracowania zostały wykorzystane mapy zmienności strukturalnej, miąższości całkowitej utworów wyróżnionych asocjacji facjalnych, ich zailenia i parametrów zbiornikowych, w formie regularnych siatek interpolacyjnych (tzw. gridy 2D). Materiały te umożliwiły określenie całkowitej pojemności zbiornikowej przestrzeni dostępnej dla węglowodorów. W tabeli 1 przedstawiono pojemności zbiornikowe w wariantach realistycznym i optymistycznym, policzone na podstawie danych laboratoryjnych oraz w wariantach uśrednionym, dla modelu porowatości geofizycznej PHI.

Dane wykorzystane do opracowania opisanego modelu objętościowego stanowią doskonały materiał wejściowy do trójwymiarowej (3D), regionalnej rekonstrukcji strukturalnej, facjalnej i zbiornikowej poziomu górnego czerwonego spągowca — tzw. modelu statycznego. Do jego opracowania wykorzystano program *Petrel 2009*, stosując metodykę modelowania wypracowaną na potrzeby analiz nafto-

Tab. 1. Warianty pojemności osadów górnego czerwonego spągowca (Papiernik i in., 2008a)

Table 1. Variants of Upper Rotliegend deposits volumes (Papiernik et al., 2008a)

Systemy depozycyjne <i>Depositional systems</i>	Objętość <i>Volume</i> [km ³]	Powierzchnia <i>Area</i> [km ²]
Model pojemnościowy na podstawie danych geofizycznych <i>Volumetric model based on log data</i>		
Eoliczny, <i>eolian</i>	403,82	43 906
Fluwialny, <i>fluvial</i>	471,88	87 408
Jeziorny, <i>playa</i>	106,58	36 814
Model pojemnościowy z wykorzystaniem danych laboratoryjnych <i>Volumetric model based on core data</i>		
Eoliczny, <i>eolian</i>		
— model realistyczny P50, <i>realistic model P50</i>	367,5	43 906
— model optymistyczny P10, <i>optimistic model P10</i>	537,3	43 906
Fluwialny, <i>fluvial</i>		
— model realistyczny P50, <i>realistic model P50</i>	359,1	87 408
— model optymistyczny P10, <i>optimistic model P10</i>	709,0	87 408

wych oraz sekwestracji dwutlenku węgla (Papiernik i in., 2007b, 2009a; Wójcicki, 2009).

Osnowa strukturalna modelu

Osnowę strukturalną modelu 3D zbudowano na podstawie regionalnych map opracowanych w formie regularnych siatek interpolacyjnych o oczku 1000×1000 m (grid 2D) w formacie: ZMAP+. Do jej skonstruowania wykorzystano następujące modele wejściowe:

□ Mapę strukturalną spągu cechsztynu (Kudrewicz & Papiernik [w:] Papiernik i in., 2008b),

□ Mapę miąższości utworów górnego czerwonego spągowca (saksonu) (Kiersnowski & Papiernik [w:] Papiernik i in., 2008b),

□ Mapę miąższości utworów facji jeziornej (Papiernik i in., 2008a),

□ Mapę miąższości osadów facji eolicznej czerwonego spągowca górnego (Papiernik i in., 2008a),

□ Mapę miąższości osadów facji fluwialnej czerwonego spągowca górnego (Papiernik i in., 2008a).

Powierzchnię stropu modelu 3D stanowiła mapa spągu cechsztynu. Spąg modelu obliczono superpozycyjnie w wyniku odjęcia miąższości utworów czerwonego spągowca. Wykorzystując modele miąższości facji, wprowadzono zgrubny podział modelu na główne sekwencje

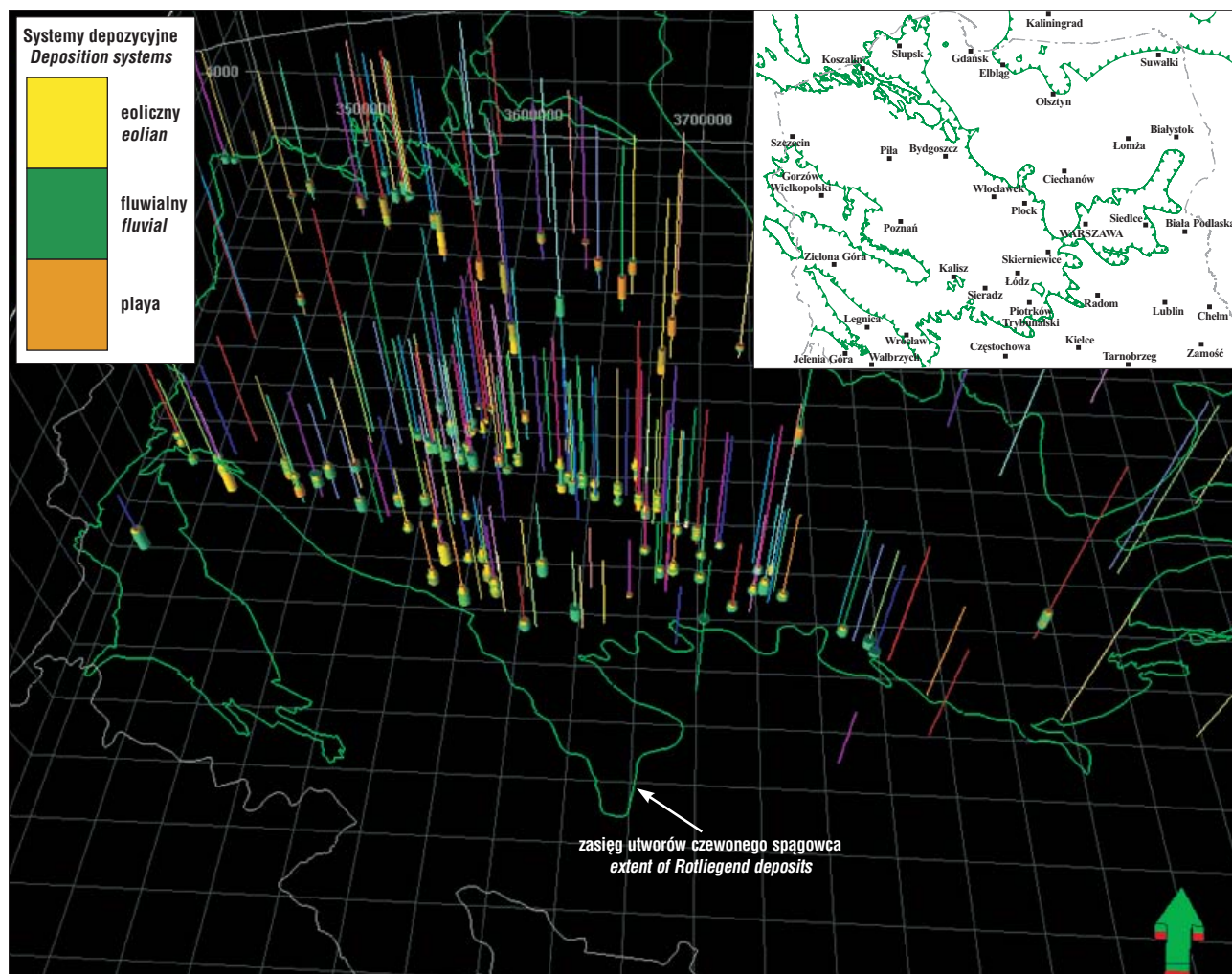
depozycyjne (*zones*). Sekwencja osadów jeziornych jest umieszczona najwyżej, niżej znalazła się sekwencja osadów eolicznych (w rejonie ergów jest ona położona najwyżej), natomiast przyspągową sekwencję modelu stanowią osady systemu fluwialnego.

Wymienione sekwencje podzielono na proporcjonalne warstwy o minimalnej miąższości przekraczającej metr. Każdą z sekwencji podzielono na 20 warstw, obejmujących 3 192 000 komórek (model w sumie obejmuje 9 576 000). Opisany podział na trzy sekwencje nie rozgranicza sztywno osadów fluwialnych, jeziornych i eolicznych.

Wykorzystane mapy strukturalne opracowano jako nieciągłe (zuskokowane) gridy 2D, jednakże ze względu na znaczny rozmiar oraz stosunkowo niewielką ilość danych wejściowych do modelowań parametrycznych stworzono na ich podstawie ciągły model 3D, w którym nieciągłości tektoniczne są odwzorowane w formie wysokich gradientów nachylenia.

Model facjalny

Przedstawiony model facjalny opracowano na podstawie profili litologicznych utworów czerwonego spągowca ze 117 wierceń (ryc. 2). Na podstawie analizy materiału rdzeniowego i krzywych geofizycznych wyróżniono



Ryc. 2. Schematyczne rozprzestrzenienie odwiertów wykorzystanych do opracowania modelu facjalnego czerwonego spągowca
Fig. 2. Spatial distribution of the wells used in construction of the facies model of the Upper Rotliegend

odcinki zdominowane przez osady deponowane w środowiskach: eolicznym, fluwialnym, aluwialnym i jeziornym (Kiersnowski i in., 2008). Interpretacje te zostały przekształcone w dyskretne krzywe geofizyczne. Osady facji fluwialnej i aluwialnej połączono, tworząc fluwialny system depozycyjny. Przestrzenne modelowanie zmienności litofacjalnej wykonano w programie *Petrel 2009.2*, stosując stochastyczną technikę symulacji *Sequential Gaussian simulation*. Wynikowy model został opracowany w efekcie probabilistycznego „uśrednienia” siedmiu równie prawdopodobnych modeli wariantowych. Pozwoliło to uzyskać ciągłość lateralną modelowanych warstw. Uzyskane trójwymiarowe rozkłady środowiskowe lokalnie „nadpisują” sztywny geometryczny podział środowiskowy, przykładowo dopuszczając występowanie wkładek osadów eolicznych i fluwialnych w obrębie sekwencji zdominowanej przez utwory jeziorne.

Model petrofizyczny

W trakcie bilansu pojemnościowego basenu czerwonego spągowca (Papiernik i in., 2008a) zebrano i opracowano bogaty materiał faktograficzny umożliwiający ocenę zailenia, porowatości i przepuszczalności utworów czerwonego spągowca. Zbiór ten obejmował oznaczenia laboratoryjne porowatości lub przepuszczalności 9782 próbek z 345 profili odwiertów pochodzących z baz danych PGNIG oraz PIG. Z archiwum KSE AGH pochodziło 9148 oznaczeń z 54 otworów. Prócz oznaczeń laboratoryjnych w 75 odwiertach przewiercających cały profil czerwonego spągowca opracowano pełne interpretacje litologiczno-złożowe karotaży (Wojtowicz [w:] Papiernik i in., 2008a).

Na podstawie zebranych danych laboratoryjnych przeprowadzono przetwarzanie statystyczne według wypracowanej metodologii (Papiernik i in., 2007a), opierającej się na elementach probabilistycznej techniki szacowania zasobów (Ross, 2001; Heidberg & Swinkles, 2001; Swinkles, 2001). Umożliwiło to opracowanie numerycznych map porowatości w wariantach: pesymistycznym (P90), realistycznym (P50), optymistycznym (P10) oraz uśrednionym. Modele porowatości średniej wykonano również na podstawie krzywych średniej porowatości geofizycznej (PHI). Statystyczne porównanie wyników pomogło podjąć decyzję o wyborze rodzaju danych do modelowania 3D. Wykorzystano do tego celu histogramy porowatości, opracowane na podstawie wymienionych wariantów modeli porowatości, ograniczonych przestrzennie do interwału głębokościowego zalegania stropu górnego czerwonego spągowca na północ od wału wolsztyńskiego (2500–6500 m p.p.m.). Uzyskane rozkłady statystyczne pokazują, że mimo znacznie gęstszego opróbowania przestrzennego (344 punkty dokumentacyjne) statystyczny rozkład średniej porowatości geofizycznej, wizualizowany za pomocą krzywych skumulowanych (ryc. 3), jest na ogół nieznacznie wyższy od „laboratoryjnej” porowatości śred-

niej i medianowej (P50) i niższy od modelu porowatości optymistycznej (P10).

W sytuacji, gdy uzyskiwane wyniki są zbliżone, czynnikiem decydującym o wyborze danych jest ich wiarygodność. Dane laboratoryjne pobrano w znacznie większej liczbie punktów dokumentacyjnych niż krzywe geofizyczne, jednakże dane te wykazują często tzw. skupiony rozkład przestrzenny, koncentrując się w strefach złożowych. Dodatkowo dane laboratoryjne na ogół są zagęszczone w strefie położonej do 100 m poniżej stropu czerwonego spągowca, co „spłaszcza” wyniki interpretacji, czyniąc ją mniej przydatną do celów modelowań regionalnych czy poszukiwań złóż gazu zamkniętego, których występowanie nie musi mieć bezpośrednich uwarunkowań strukturalnych. W tym kontekście cenną alternatywę, umożliwiającą ciągłe przestrzenne rozpoznanie parametrów zbiornikowych, stanowią krzywe zailenia (Vsh) i PHI. Dane te wykorzystano jako podstawowe do opracowania przedstawianej wersji regionalnego modelu facjalno-zbiornikowego.

Modele 3D zailenia i porowatości opracowano z wykorzystaniem algorytmu stochastycznego *Gaussian random function simulation*. Proces modelowania przestrzennego uwarunkowano wynikami 3D modelowania facjalnego. Model facjalny był wykorzystywany w procesie estymacji modeli Vsh i PHI w dwojaki sposób, najpierw do doboru danych wejściowych, a następnie do przestrzennego sterowania procesem estymacji. Do wagowania procesu estymacji wykorzystano również wyniki procedury *Data analysis*, obejmujące transformację funkcji do rozkładu Gaussa. Ponadto model PHI skorelowano z modelem zailenia (Vsh), wykorzystując technikę co-krigingu.

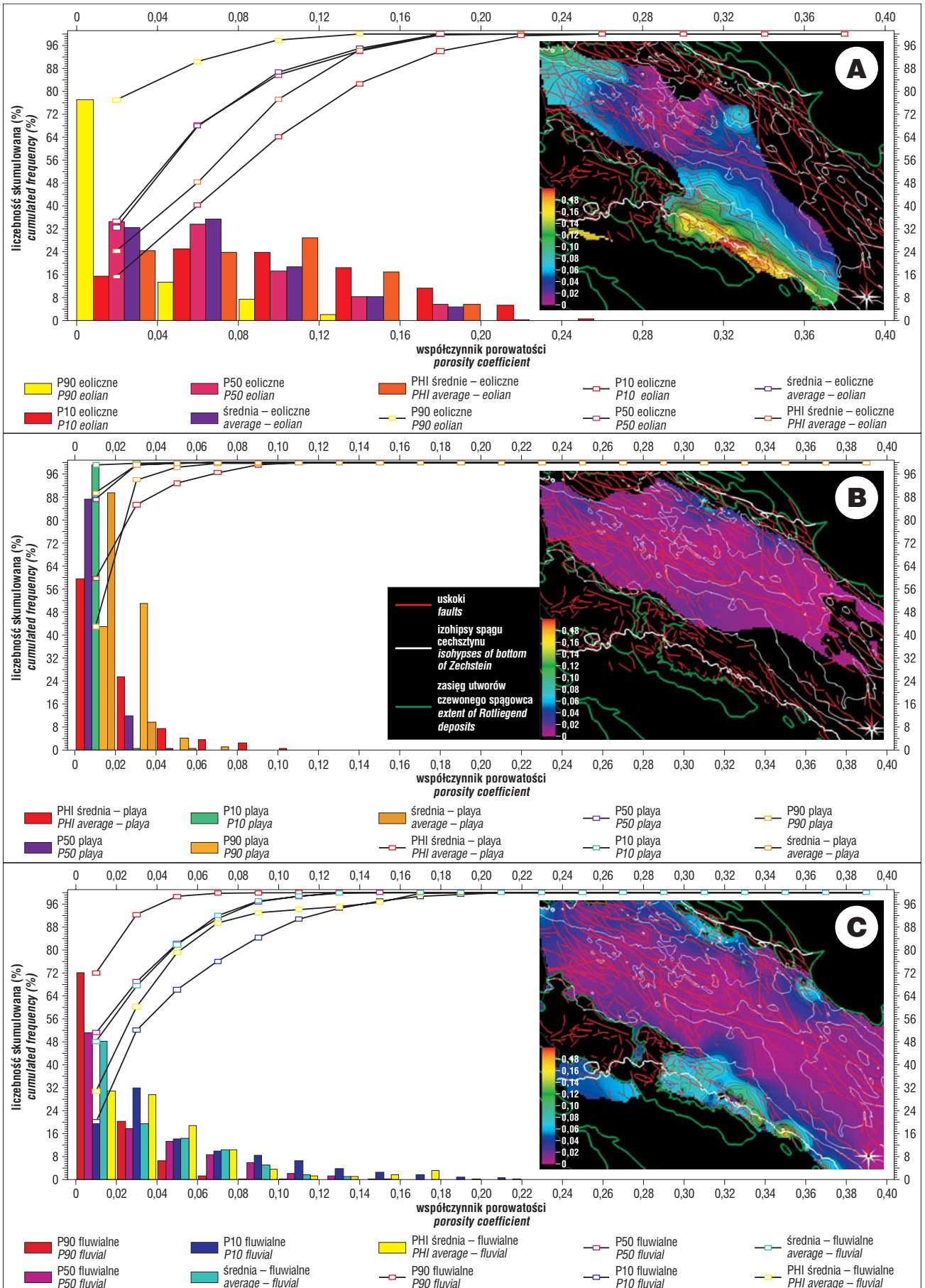
Wyniki modelowania

Omawiany model przestrzenny obejmuje cały polski basen czerwonego spągowca bez basenów peryferyjnych. W rezultacie, pomimo zastosowania bardzo wysokiej rozdzielczości modelu (9 576 000 komórek), nie jest możliwe czytelne przedstawienie zmienności wyłącznie w formie diagramów 3D. Z tego powodu do bardziej szczegółowej wizualizacji zmienności wykorzystano w artykule przekroje geologiczne „wcięte” w model 3D (ryc. 4–8). Diagramy trójwymiarowe wykorzystano głównie do poglądowego przedstawienia zmienności omawianych parametrów (ryc. 4, 9, 10).

Uzyskane wyniki modelowania potwierdzają znane od lat prawidłowości utraty porowatości w głębokich strefach basenu na skutek kompaktacji (Antonowicz, 1998a, b, 1999; Buniak i in., 1999; Iwanowska i in., 1999; Górecki, 2007) i oddziaływania procesów diagenetycznych, których przebieg i następstwo czasowe nie zostało w pełni rozpoznane w polskiej części basenu czerwonego spągowca pomimo intensywnych badań (np. Maliszewska, 1996; Kuberska, 2001, 2004; Biernacka i in., 2006; Papiernik i in., 2007c, 2008b; Maliszewska & Kuberska, 2008; Buniak i in., 2009). Znaczącą różnicę uzyskano w przestrzennym

→

Ryc. 3. Modelowana zmienność porowatości geofizycznej (PHI) w przedziale głębokościowym 2500–6500 m p.p.m.: **A** — osady eolicznego systemu depozycyjnego, **B** — osady jeziorne (playa), **C** — osady fluwialne
Fig. 3. Modeled variability of geophysical porosity (PHI) in the depth range 2500–6500m b.s.l.: **A** — eolian deposits, **B** — deposits of playa, **C** — fluvial deposits



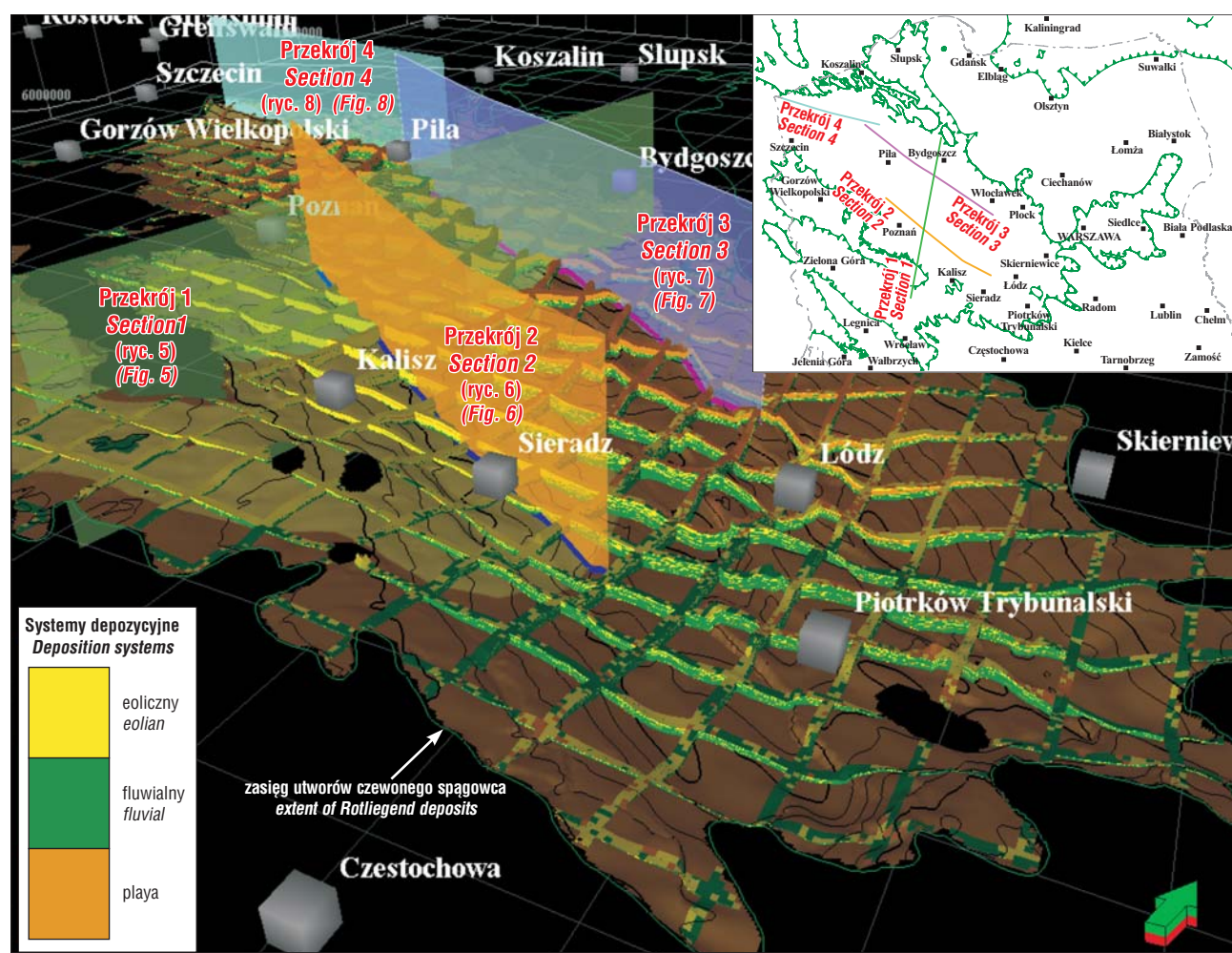
odwzorowaniu zmienności facjalnej, zailenia i porowatości warstw w słabo rozwierconych strefach pograżenia osadów czerwonego spagowca na głębokości przekraczającej 3000 m, w których w klasycznych rozwiązaniach kartograficznych proces uśredniania bardzo obniża wartości porowatości.

Zmienność facjalno-zbiornikową w północnej części ergu wschodniego oraz środkowej części kujawskiego segmentu basenu centralnego przedstawiono na przekrojach 1 i 2 (ryc. 4–6). Wynik modelowania jest w tej strefie kontrolowany danymi wejściowymi z odwiertów Malanów-1, Września-IG1 i leżących nieco dalej na południe, m.in. Brudzewek-1, Komorze-1, Witowo-1, Komorze-1, Polwica-1, Siekierki-3, Kórnik-1, Zaniemyśl-1 i Łuszczanów-2. W północnej części przekroju 1, zdominowanej przez playę i osady fluwialne, do kontroli modelu służą dane z odwiertów Byczyna-1 i Szubin-IG1. Strefa ta jest zdominowana przez utwory eoliczne, osiągające maksymalną miąższość poniżej 1000 m w rejonie Wrześni. Sekwencja eoliczna zanurza się szybko, osiągając pograżenie ok. 6000 m p.p.m. w odległości ok. 50 km na NE od Wrześni (ryc. 5). Osady eoliczne ulegają tu całkowitemu wyklinowaniu. W obrębie sekwencji powszechne są przewarstwienia osadów jeziornych, tworzących również miąższy nadkład. W podłożu osadów eolicznych w rejonie na północ od Wrześni następuje wyraźny wzrost miąższości osadów

rzecznych, prawdopodobnie przewarstwionych wkładkami osadów wydmych. Na SW od Wrześni-IG1 w kierunku wału wolsztyńskiego uwidacznia się szybki spadek miąższości osadów górnego czerwonego spagowca. W strefie krawędzi wału wolsztyńskiego są widoczne liczne przewarstwienia osadów fluwialnych i eolicznych.

Ku zachodowi miąższość osadów eolicznych spada, a rozbudowana zostaje zalegająca w spągu sekwencja osadów fluwialnych z przewarstwieniami jeziornymi i eolicznymi. W stropowych partiach czerwonego spagowca występuje wkładka rozbudowujących się ku NW utworów plai (ryc. 6). Ku SE sekwencja eoliczna ulega stopniowemu wyklinowaniu (ok. 20 km na NE od Malanowa-1). W tej części basenu osady wydmy tracą homogeniczność i w centralnej części profilu pojawiają się miąższe przewarstwienia osadów jeziornych, udokumentowane w odwiercie Malanów-1. Najniższą sekwencję tworzą tu niejednorodne, miąższe osady fluwialne, prawdopodobnie przewarstwione wkładkami utworów wydmych (ryc. 6). Strop sekwencji eolicznej zalega w omawianej strefie na głębokości 3900–5500 m p.p.m., a spąg nie osiąga 6000 m p.p.m.

Przedstawiony model facjalny silnie determinuje zmienność parametrów zbiornikowych. Osady eoliczne cechują się bardzo niskim zaileniem, z reguły niższym niż 20% (ryc. 5, 6). Zailenie osadów jeziornych na ogół wynosi



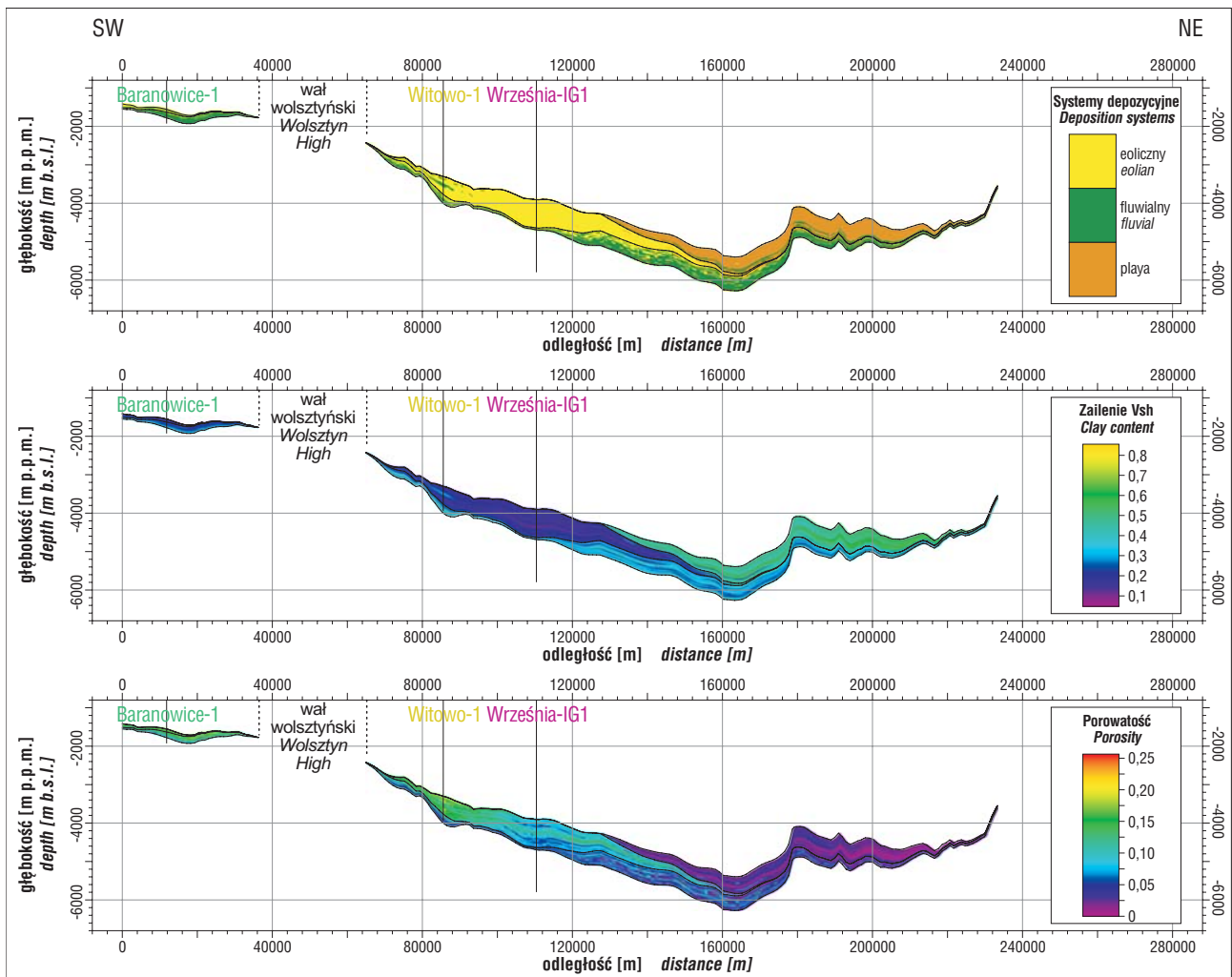
Ryc. 4. Lokalizacja przekrojów na tle trójwymiarowego modelu rozprzestrzenienia środowisk depozycyjnych utworów górnego czerwonego spagowca

Fig. 4. Location of cross-sections along with the spatial distribution of depositional system types of Upper Rotliegend sediments

50–65% i tylko w obrębie wkładek fluwialnych i eolicznych spada do odpowiednio ok. 25% i 15%. Porowatość osadów plai jest na ogół bardzo niska, rzadko przekracza 2%. W sekwencji fluwialnej rozkłady porowatości są bardzo nieregularne. Skały o porowatości do 10% są przewarstwione wkładkami o porowatości bliskiej zera. Osady jeziorne niemal w całości są nieporowate, tylko we wkładkach utworów fluwialnych i eolicznych porowatość wzrasta do ok. 10%. W sekwencji zdominowanej przez utwory wydmowe ujawnia się wyraźne, pionowe zróżnicowanie rozkładu porowatości. W rejonie Września stosunkowo dobra porowatość (ponad 10%) występuje przy stropie czerwonego spągowca. Niżej porowatość ulega pogorszeniu. W środkowych partiach sekwencji osadów eolicznych pojawia się kolejny pakiet warstw o porowatości do ok. 15% (ryc. 5, 6). Ku dołowi uwidacznia się spadek porowatości nawet do poziomu niższego niż 5%. W płytszej strefie porowatość osadów eolicznych wyraźnie wzrasta, przekraczając miejscami 20% (ryc. 6, 9).

Zmienność utworów czerwonego spągowca wzdłuż północnej krawędzi basenu centralnego widać na przekroju 3 (ryc. 7). Model opiera się w tej strefie na danych geofizycznych z odwiertu Buczyna-1, Szubin-IG1, Złotów-2, Czaplinek-IG1 oraz położonych nieco dalej otworów

Wąldowo Królewskie-1, Zabartowo-1, Zabartowo-2, Lipka-2, Okonek-1 i Piła-1. Profil czerwonego spągowca w wyższej części jest zdominowany przez utwory plai, a w niższych partiach przez osady rzeczne z przewarstwieniami jeziornymi. Dokumentowane w odwiertach wkładki osadów wydmowych są nieliczne i rozproszone. Określenie ich rzeczywistej pozycji i proporcji w tej części modelu jest trudne. Na większości omawianego obszaru strop górnego czerwonego spągowca jest pograżony na głębokość ok. 4000 m p.p.m., wzrost pograżenia do ponad 6000 m p.p.m. uwidacznia się na wschód od Buczyny-1. W omawianej strefie basenu profil czerwonego spągowca niemal w całości cechuje się dużym zaileniem i słabą porowatością. Praktycznie wszystkie osady jeziorne wykazują zailenie na poziomie oscylującym wokół 50% i porowatość poniżej 5% (ryc. 7). Nieliczne stosunkowo miększe i lateralnie ciągłe poziomy, cechujące się niskim zaileniem i porowatością rzędu 7–10%, występują w środkowej partii profilu czerwonego spągowca w rejonie Czaplinka-IG2. Nieznaczna poprawę porowatości wkładek fluwialnych można również zaobserwować w rejonie Szubina-IG1. Widoczne w stropie sekwencji fluwialnej przewarstwienie skał o porowatości ok. 10% jest raczej mało wiarygodne ze względu na słabą kontrolę otworową.



Ryc. 5. Modelowana zmienność facjalno-ziobnikowa utworów czerwonego spągowca w poznańskim sektorze ergu wschodniego i kujawskim sektorze basenu centralnego (przekrój 1)

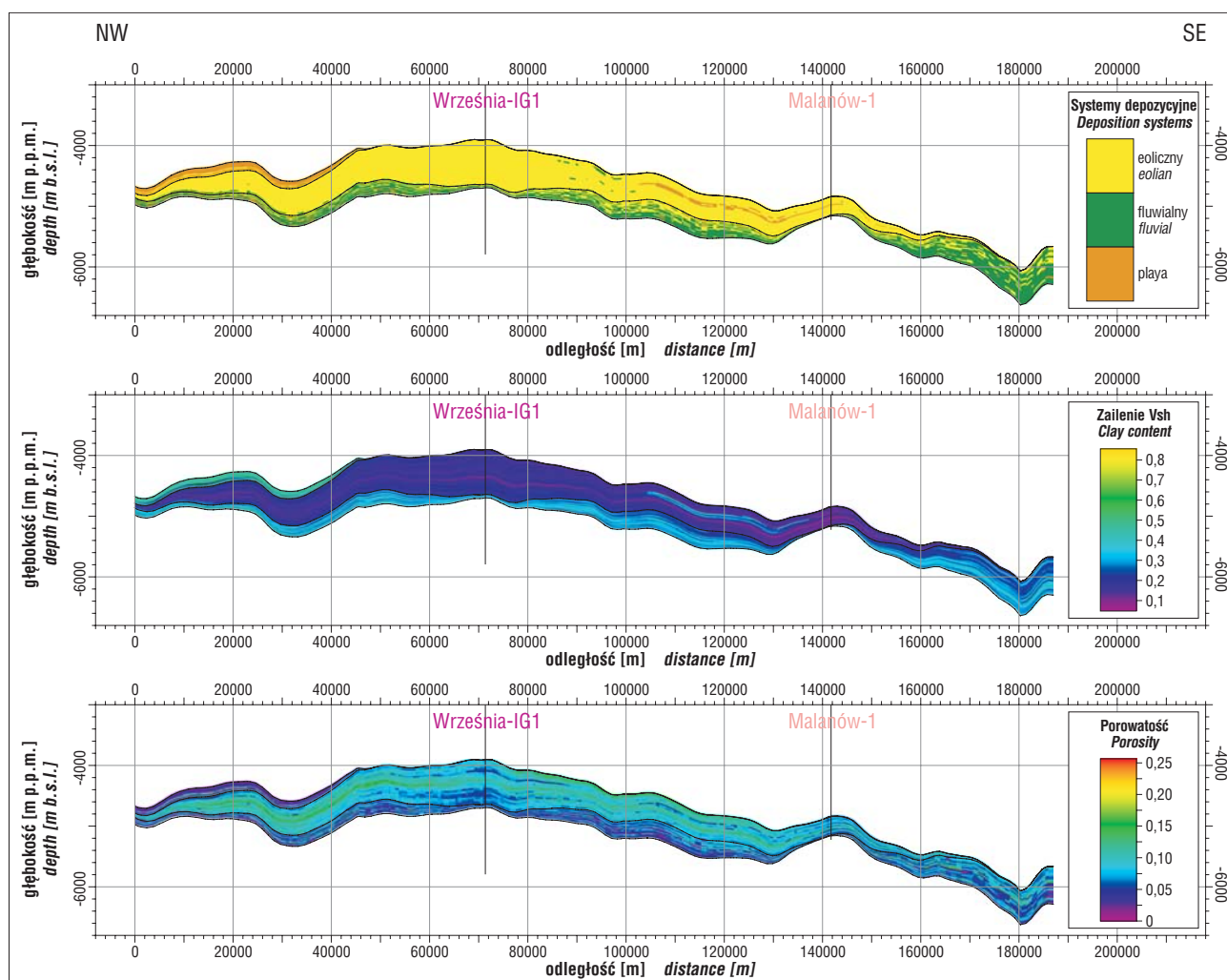
Fig. 5. Modeled variability of facies and reservoir properties of Upper Rotliegend deposits in Poznań zone of the Eastern Erg and Kujawy zone of the Central Basin (cross-section 1)

Zmienność osadów czerwonego spągowca w NW części basenu centralnego odzwierciedla przekrój 4 (ryc. 8). Model w tej strefie jest kontrolowany danymi geofizycznymi z odwiertów Czaplinek-IG2, Resko-1, Piaski-PIG2, Międzyzdroje-5 oraz leżących w większej odległości otworów Rymań-1, Słowieńsko-1 i Świdwin-3. Strop utworów czerwonego spągowca w przedstawianej części basenu jest pograżony na głębokości 2800–4000 m p.p.m. W obrazie zaznacza się rozległa antyklinalna kulminacja w rejonie Piaski-Rymań i monoklinalne wyniesienie w brzeżnej części basenu. W marginalnej strefie basenu w profilu czerwonego spągowca dominują osady fluwialne z niewielką domieszką osadów eolicznych, których udokumentowana miąższość w całym sektorze pomorskim nie przekracza 50 m. Miąższość sekwencji fluwialnej wzrasta ku SE, osiągając ponad 750 m na wschód od Reska-1. W centralnej części obszaru osady fluwialne przykrywa sekwencja plai, której miąższość rozbudowuje się ku wschodowi do ok. 600 m. Wykształcenie facjalne wyróżnionych sekwencji w modelu stratygraficznym nie jest jednorodne — w profilu osadów jeziornych pojawiają się liczne wkładki fluwialne, natomiast sekwencja osadów rzecznych zawiera wiele przewarstwień osadów eolicznych i jeziornych (Kiersnowski i in., 2008). Przewarstwienia eoliczne, ale także fluwialne w środkowej partii profilu

czerwonego spągowca cechują się stosunkowo niskim zaileniem ok. 20% i porowatością rzędu 5–12% (ryc. 8). Warstwy te prawdopodobnie wykazują ciągłość lateralną (ryc. 10). W rejonie Piasków-Rymania, gdzie udokumentowano obecność gazu, są one pograżone na stosunkowo niewielką głębokość — ok. 3600 m p.p.m. Jeszcze korzystniej przedstawiają się rozkłady zailenia i porowatości dalej na SE, gdzie mimo nieznacznego wzrostu pograżenia warstw następuje prawdopodobnie rozbudowa miąższości potencjalnych skał zbiornikowych. Wkładki potencjalnie zbiornikowych skał uwidaczniają się również w najpłytszej części zbiornika, gdzie gazoność czerwonego spągowca została potwierdzona m.in. dzięki odkryciu złóż Ciechnowo czy Międzyzdroje. Problemem poszukiwań w całej strefie pomorskiej jest na ogół bardzo słaba przepuszczalność (Papiernik i in., 2008b), utrudniająca odkrycie konwencjonalnych złóż gazu.

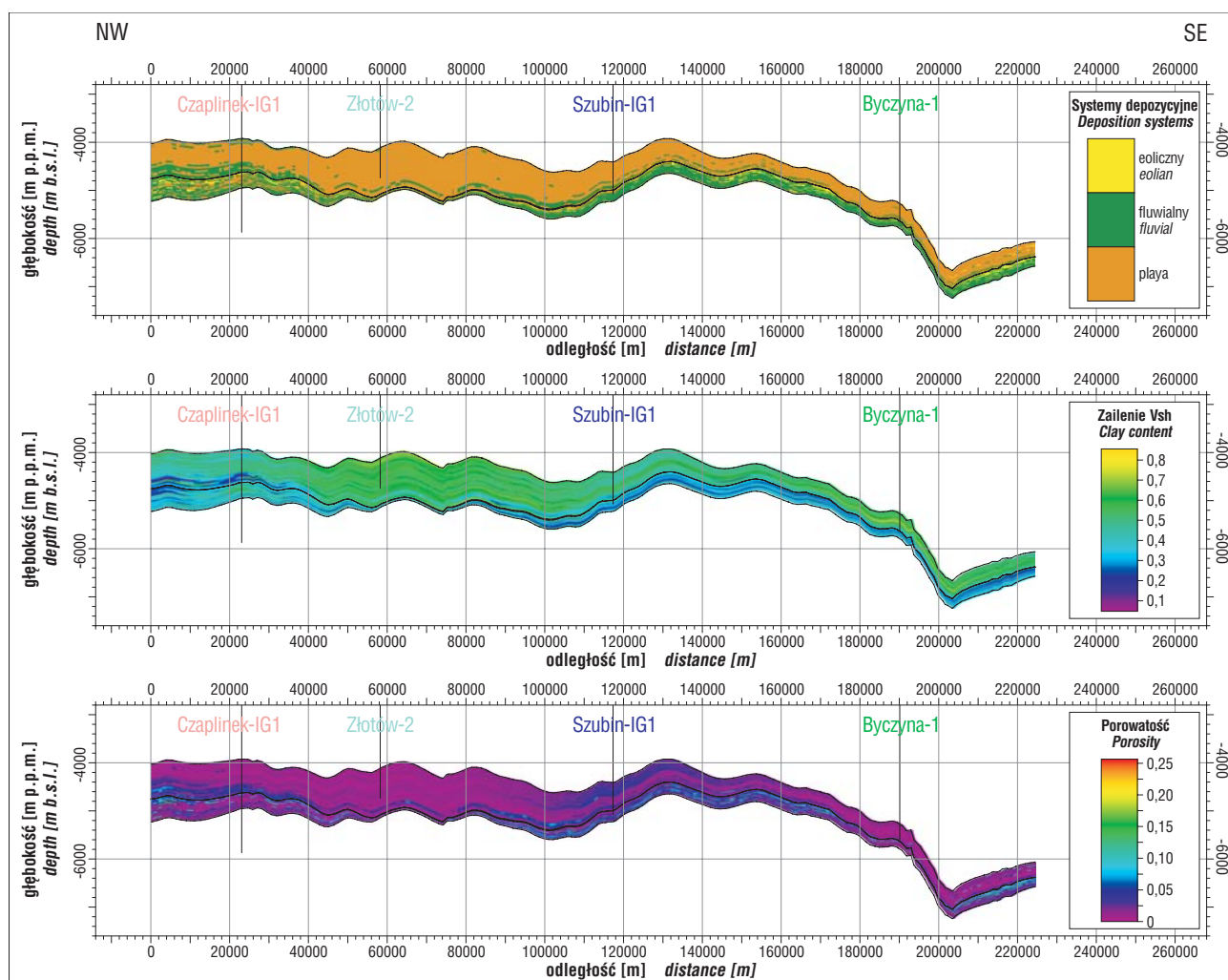
Podsumowanie

Wykonane modelowania należy potraktować jako wstępne testy możliwości przestrzennego modelowania rozkładu potencjalnie zbiornikowych poziomów w basenie czerwonego spągowca. W celu zwiększenia wiarygodności modelu należy dokonać reinterpretacji krzywych geofi-



Ryc. 6. Modelowana zmienność facjalno-zbiornikowa utworów czerwonego spągowca wzdłuż północnej krawędzi ergu wschodniego (przekrój 2)

Fig. 6. Modeled variability of facies and reservoir properties of Upper Rotliegend sediments along northern margin of the Eastern Erg (cross-section 2)



Ryc. 7. Modelowana zmienność facjalno-zbiornikowa utworów czerwonego spągowca wzdłuż północnej krawędzi basenu centralnego (przekrój 3)

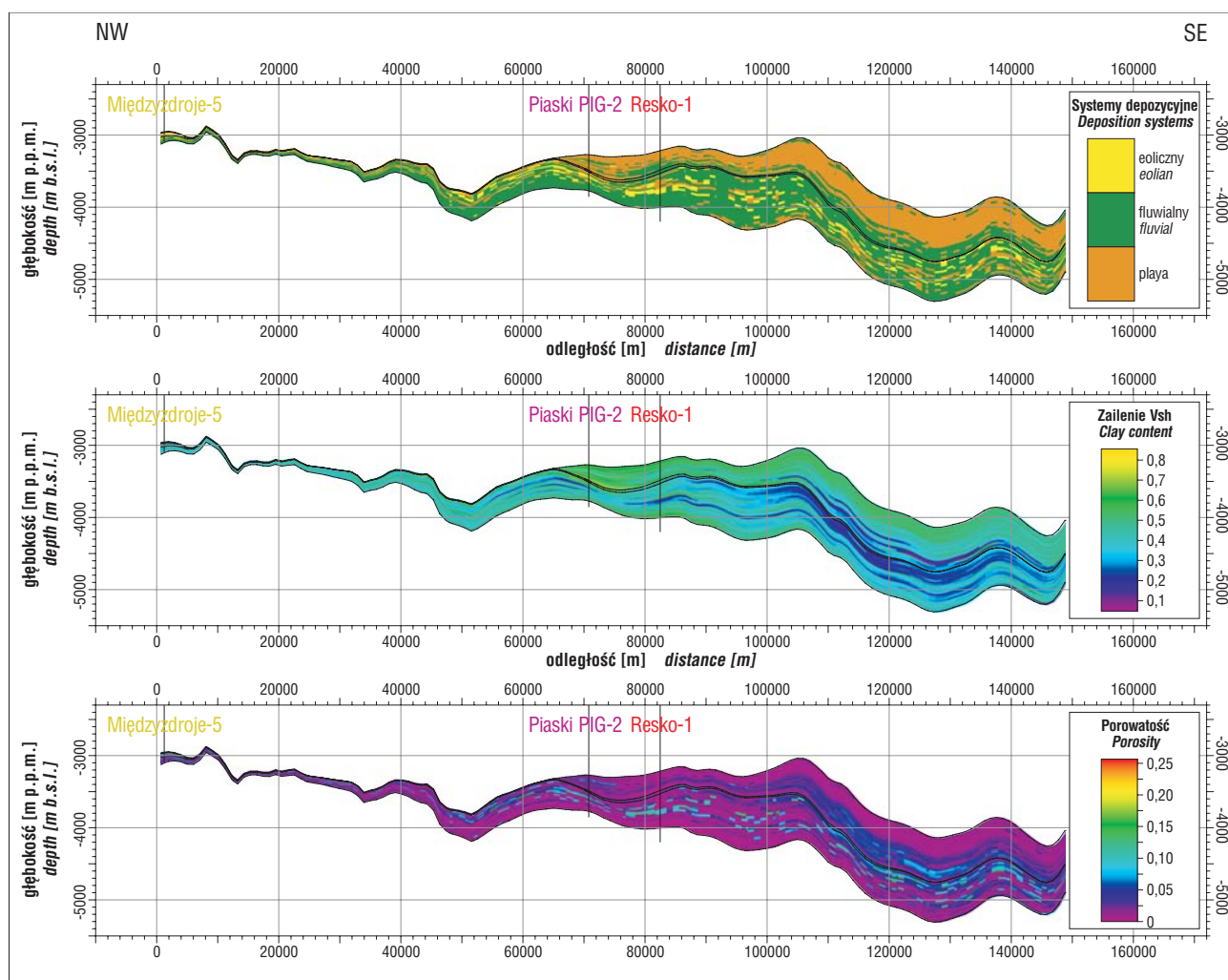
Fig. 7. Modeled variability of facies and reservoir properties of Upper Rotliegend sediments along northern margin of the Central Basin (cross-section 3)

zycznych z wszystkich odwiertów położonych w głębokiej części basenu czerwonego spągowca oraz dokonać pełnej integracji wyników interpretacji krzywych geofizycznych z danymi laboratoryjnymi. Istotnym czynnikiem, mogącym zwiększyć przydatność modelowania do poszukiwań naftowych, będzie wykorzystanie sejsmiki pod kątem interpretacji strukturalnej, tektonicznej oraz analizy atrybutów sejsmicznych. Ważnym elementem przyszłych analiz powinny być przestrzenne modelowania szczelinywości, w miarę możliwości powiązane z modelowaniami geomechanicznymi. Szczególny wkład w rozpoznanie prawidłowości rozmieszczenia poziomów zbiornikowych o dobrej porowatości w głębokiej części basenu mogłoby wnieść włączenie w proces modelowań 3D wyników analiz sedimentologiczno-petrograficznych, dotyczących m.in. składu skał, obtoczenia składników szkieletu ziarnowego, charakterystyki i następstwa czasowego procesów diagenetycznych mających wpływ na utratę właściwości zbiornikowych czy też ich zachowanie pomimo pograżenia na głębokość przekraczającą 5000 m (Seedhouse i in., 1996). Z tymi zagadnieniami będzie się wiązał bardzo znaczący element przyszłych analiz zmian przepuszczalności, obejmujących również przestrzenną estymację współczynnika FZI — *Flow Zone Index* (Jarzyna i in., 2009). Ich wyniki pozwolą ocenić, czy w głębokiej części

basenu jest możliwe odkrycie wyłącznie złóż gazu zamkniętego, czy istnieją tu również strefy mogące zawierać złoża konwencjonalne.

Wyniki uzyskane na obecnym etapie modelowania pozwalają na dokonanie ostrożnego podsumowania prospekcyjnego. Zdominowana przez utwory eoliczne strefa północnego obrzeżenia ergu wschodniego, wzdłuż linii Obrzycko-Września-Malanów i dalej na północ, cechuje się występowaniem znacznej ilości przewarstwień o porowatości rzędu 5–15%. Ich jakość, ilość i miąższość spada ku północy wraz z głębokością pograżenia. Wyniki modelowania wskazują, że dominujące warstwy porowatych piaskowców eolicznych i fluwialnych często są przewarstwione wkładkami „niezbiornikowymi” o porowatości poniżej 5%. W omawianej strefie głębszej analizy wymagają partie przyspągowe górnego czerwonego spągowca i, być może, również osady dolnego czerwonego spągowca (ryc. 5, 6, 9).

W pomorskim sektorze basenu centralnego dominują osady jeziorne oraz rzeczne. Nadzieję na występowanie nagromadzeń gazu dają lokalne przewarstwienia słabo zailonych (ok. 20%) piaskowców eolicznych i fluwialnych (o porowatości rzędu 5–12%). Ze względu na położenie w strefie przyspągowej, blisko karbońskich skał macierzystych, mogą one być napełnione gazem i tworzyć tzw. *sweet*



Ryc. 8. Modelowana zmienność facjalno-zbiornikowa utworów czerwonego spągowca wzdłuż NW krawędzi basenu centralnego (przekrój 4)
 Fig. 8. Modeled variability of facies and reservoir properties of Upper Rotliegend sediments along NW margin of the Central Basin

→

Ryc. 9. Diagram plotowy obrazujący dystrybucję przestrzenną warstw o porowatości >5% w północnej części ergu wschodniego
 Fig. 9. Spatial distribution of layers with porosity >5%, northern part of the Eastern Erg

Ryc. 10. Diagram plotowy obrazujący dystrybucję przestrzenną warstw o porowatości >5% w pomorskim sektorze basenu centralnego
 Fig. 10. Spatial distribution of layers with porosity >5%, Pomerania part of Central Basin

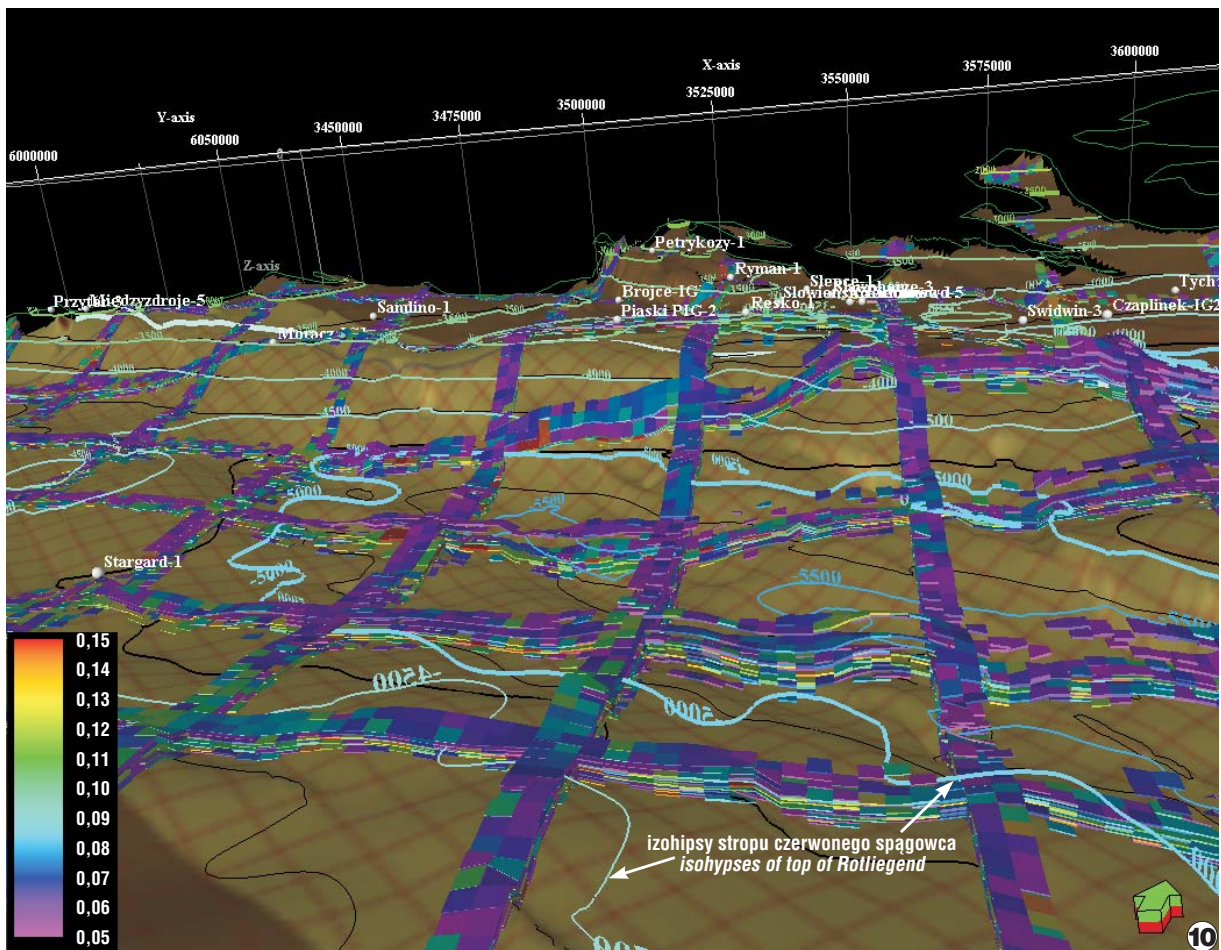
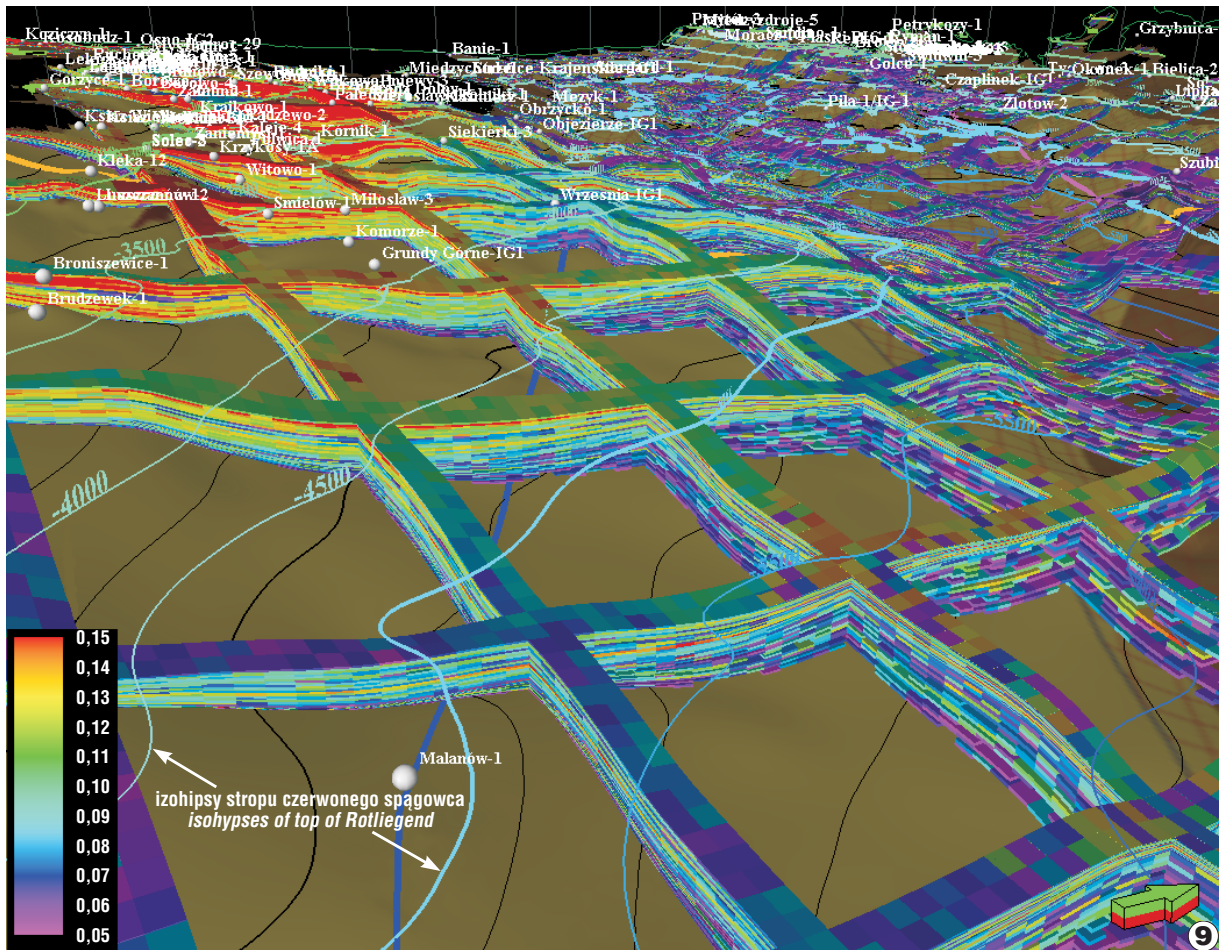
spots. Prawdopodobieństwo występowania tego typu nagromadzeń na Pomorzu jest wysokie, na co wskazuje złożę gazu Międzyzdroje czy niewielka akumulacja stwierdzona w wierceniu Piaski-PIG2. Ze względu na złożoną budowę geologiczną uzyskanie wiarygodnego wyniku modelowania będzie w tym rejonie wymagało precyzyjnej interpretacji strukturalno-tektonicznej.

Przedstawione badania wykonano w 2009 r. w KSE AGH w ramach realizacji prac statutowych KSE AGH pt. *Wielowariantowe, trójwymiarowe modele komputerowe zmienności strukturalnej, facjalnej i petrofizycznej wybranych potencjalnych poziomów zbiornikowych w polskich basenach naftowych*, zamówionych przez Ministerstwo Środowiska i finansowanych ze środków NFOŚiGW. Regionalne mapy strukturalne i miąższościowe, wykorzystane do opracowania osnowy geometrycznej modelu 3D, wykonano w KSE w latach 2006–2008 w ramach realizacji tematu *Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce*, zamówionego przez Ministerstwo Środowiska i finansowanego przez NFOŚiGW. Opracowano je z wykorzystaniem programu

ZMAP+, udostępnionego AGH przez Halliburton w ramach umowy o wspieraniu działalności dydaktycznej i naukowej. Do opracowania modelu 3D wykorzystano program *Petrel 2009* udostępniony Wydziałowi Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH przez *SIS Schlumberger* w ramach umowy o wspieraniu działalności dydaktycznej i naukowej.

Literatura

- ANTONOWICZ L. (red.) 1998a — Studium rozwoju tektonicznego południowo-wschodniej części monokliny przedsudeckiej w aspekcie powstania struktur i pułapek tektonicznych. Arch. Geonafy, Warszawa.
 ANTONOWICZ L. (red.) 1998b — Analiza zmienności cech zbiornikowych osadów fluwialnych czerwonego spągowca w NW części wału pomorskiego. Arch. Geonafy, Warszawa.
 ANTONOWICZ L. (red.) 1999 — Ocena własności zbiornikowych stropowych partii osadów czerwonego spągowca. Rejon Rogalin-Gołuchów. Arch. Geonafy, Warszawa.
 Aurelian Oil & Gas PLC, Trzek-1, Polska, 2008 — <http://www.aurelian-oil.com/media/10500/5%20lutego%202008%20r.pdf> [dostęp dn. 25.03.2010].
 BIERNACKA J., LEŚNIAK G. & BUNIAK A. 2006 — Wpływ kompacji i cementacji na właściwości zbiornikowe piaskowców eolicznych czerwonego spągowca z obszaru monokliny przedsudeckiej. Pr. Inst. Naft. i Gaz., 134.



- BUNIAK A. 2005 — Paleogeografia basenu schyłku górnego czerwonego spągowca. Arch. PGNiG S.A o. Północ, Piła.
- BUNIAK A., KIERSNOWSKI H. & KUBERSKA M. 2009 — Petrograficzno-petrofizyczna charakterystyka piaskowców eolicznych strefy Siewierki-Winna Góra (koło Poznania) w aspekcie poszukiwań złóż gazu zamkniętego w osadach czerwonego spągowca. *Prz. Geol.*, 57, 4: 328–334.
- BUNIAK A., MIKOŁAJEWSKI Z. & PROTAS A. 1999 — Analiza sedimentologiczna, facjalna i petrograficzna utworów górnego czerwonego spągowca w rejonie Podrzewie-Kalwy-Dopiewo. Arch. PGNiG SA, Ośrodek Północ w Pile.
- BUNIAK A. & SOLARSKA A. 2004 — Występowanie złóż węglowodorów a wykształcenie litologiczno-facjalne utworów górnego czerwonego spągowca na obszarze Pomorza Zachodniego (na przykładzie złóż Ciechnowo i Sławoborze). [W:] Basen permski Niżu Polskiego, czerwony spągowiec, budowa i potencjał zasobowy. Konferencja Nauk.-Tech. Piła, 23.04.2004. Wydaw. Nauk. Bogucki, Poznań: 47–60.
- BURZEWSKI W., GÓRECKI W., MAĆKOWSKI T., PAPIERNIK B. & REICHER B. 2009 — Zasoby prognostyczne — nieodkryty potencjał gazu ziemnego w polskim basenie czerwonego spągowca. *Geol. AGH*, 35: 123–128.
- GERLING P., MAY F., SCHULZ H.M. & BERNER U. 2004 — Underground storage of CO₂. Models applied & further needs. BGR Hannover. http://www.fz-juelich.de/ptj/datapool/IEA/19_gerling.pdf [dostęp dn. 25.03.2010].
- GLENNIE K.W. 1990 — Introduction to petroleum geology of the North Sea. Blackwell, London.
- GLENNIE K.W. 1997 — History of exploration of the southern North Sea. [In:] Ziegler K., Turner P., Daines S.R. (eds.) Petroleum geology of the southern North Sea: Future Potential. *Geol. Soc. London Special. Publ.*, 123: 5–16.
- GÓRECKI W. (red.) 2007 — Nowa strategia i perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w osadach czerwonego spągowca. Arch. KSE WGGiOŚ AGH, Kraków.
- GÓRECKI W. (red.) 2008 — Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce. CAG PIG, Warszawa.
- HEIDBERG S. & SWINKLES W.J.A.M. 2001 — Probabilistic reserves estimation procedures. [In:] Guidelines for the evaluation of petroleum reserves and resources. Society of Petroleum Engineers: 41–52.
- HOCK M., KRAFT T., KLOAS F. & STOWE I. 1995 — Lithology and sandstone diagenesis types from petrophysical well logs: a tool for improved reservoir characterization in the Rotliegend formation, Permian basin, Northwestern Germany. *First Break*, 13, 11: 441–450.
- IWANOWSKA E., KOŁODZIEJCZYK Z., RUDNICKA J., WOJCIWICZ J. & ŻURAWEK E. 1999 — Studium rozwoju tektonicznego płd. -wsch. części Monokliny Przedśudeckiej w aspekcie powstawania struktur i pułapek tektonicznych. Część II b: Ocena właściwości zbiornikowych stropowych partii osadów czerwonego spągowca rejon: Rogalin-Gołuchów.
- JARZYNA J., PUSKARCZYK E., BAŁA M. & PAPIERNIK B. 2009 — Variability of the Rotliegend sandstones in the Polish part of the Southern Permian Basin — permeability and porosity relationships. *Ann. Soc. Geol. Pol.*, 79, 1: 13–26.
- KARNKOWSKI P.H. 1987 — Litostratigrafia czerwonego spągowca w Wielkopolsce. *Kwart. Geol.*, 31, 4: 643–672.
- KARNKOWSKI P.H. 1996 — Historia termiczna a generacja węglowodorów w rejonie Dobrzyca (Pomorze Zachodnie). *Prz. Geol.*, 44: 349–357.
- KARNKOWSKI P. 1999 — Oil and gas deposits in Poland. *Geosynoptics Society GEOS*, Kraków.
- KIERSNOWSKI H. 1997 — Depositional development of the Polish Upper Rotliegend Basin and evolution of its sediment source areas. *Geol. Quart.*, 41, 4: 433–456.
- KIERSNOWSKI H. 1998 — Architektura depozycyjna basenu czerwonego spągowca. [W:] Analiza basenów sedimentacyjnych Niżu Polskiego. Pr. Państw. Inst. Geol., 165: 113–128.
- KIERSNOWSKI H. & BUNIAK A. 2006 — Evolution of the Rotliegend Basin of northwestern Poland. *Geol. Quart.*, 50, 1: 119–138.
- KIERSNOWSKI H., SKOWROŃSKI L., LIS P., BUNIAK A. & SZEWCZYK J. 2008 — Zestawienie, przetwarzanie i geometryzacja zbiorów danych, konstruowanie modeli litostratigraficzno-miąższościowych i petrofizycznych. [W:] Górecki W. (red.) Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce. CAG PIG, Warszawa.
- KLETT T.R., AHLBRANDT T. S., SCHMOKER J.W. & DOLTON G.L. 1997 — Ranking of the oils and gas provinces by known petroleum volume. USGS Open File Report: 97–463.
- KUBERSKA M. 2001 — Spoiwa ilaste piaskowców czerwonego spągowca w kujawsko-pomorskim segmencie bruzdy środkowopolskiej. *Prz. Geol.*, 49: 345.
- KUBERSKA M. 2004 — Diagenetyzacja osadów czerwonego spągowca w strefie Szczecinek-Bydgoszcz (Pomorze Zachodnie). *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 411: 87–153.
- LEVEILLE G.P., KNIFE R.J., MORE C., ELLIS D., DUDLEY G., JONES G., FISHER Q.J. & ALLINSON G. 1997a — Compartmentalization of Rotliegendes gas reservoirs by sealing faults, Jupiter Fields Area, Southern North Sea. [In:] Ziegler K., Turner P. & Daines S.R. (eds.) Petroleum geology of the southern North Sea: Future potential. *Geol. Soc. London Special. Publ.*, 123: 87–104.
- LEVEILLE G.P., PRIMMER T.J., DUDLEY G., ELLIS D. & ALLINSON G.J. 1997b — Diagenetic controls on reservoir quality in Permian Rotliegendes Sandstones, Jupiter Fields Area, Southern North Sea. [In:] Ziegler K., Turner P. & Daines S.R. (eds.) Petroleum geology of the Southern North Sea: Future potential. *Geol. Soc. London Special. Publ.*, 123: 105–122.
- MALISZEWSKA A. 1996 — Wybrane zagadnienia diagenetyzacji skał klastycznych. *Prz. Geol.*, 44, 6: 586–595.
- MALISZEWSKA A. & KUBERSKA M. 2008 — Spoiwa skał górnego czerwonego spągowca w zachodniej części Niżu Polskiego w ujęciu kartograficznym. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 429.
- New Discovery: Tight Gas Well Leer Z4, 2005 — <http://www.wintershall.mobi/200.html?&L=0> [dostęp dn. 25.03.2010].
- NOWICKA A. & WOLNOWSKA-SŁEMP M. 2004 — Charakterystyka utworów górnego czerwonego spągowca i ich potencjał zasobowy na Pomorzu. [W:] Basen permski Niżu Polskiego, czerwony spągowiec, budowa i potencjał zasobowy. Konferencja Nauk.-Tech. Piła, 23.04.2004. Wydaw. Nauk. Bogucki, Poznań: 39–45.
- PAPIERNIK B., BOTOR D., SŁUPCZYŃSKI K., MACHOWSKI G. & MACHOWSKI W. 2007a — Analiza dotychczasowych wyników poszukiwań złóż gazu ziemnego w osadach czerwonego spągowca. [W:] Górecki W. (red.) Nowa strategia i perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w osadach czerwonego spągowca. Arch. KSE WGGiOŚ AGH, Kraków.
- PAPIERNIK B., ŁAPINKIEWICZ P. & GÓRECKI W. 2007b — Petrofizyczne uwarunkowania ropo-gazonośności utworów dewonu i karbonu w południowej części niecki miechowskiej w świetle wyników modelowań komputerowych. *Geol. AGH*, 33, 4: 341–374.
- PAPIERNIK B., PROTAS A., SEMYRKA R. & ZAJĄC A. 2007c — Diagenetic processes versus reservoir properties of Rotliegendes sandstones. [In:] The new strategy and perspectives of natural gas fields exploration in Rotliegendes deposits. Arch. KSE, WGGiOŚ AGH, Kraków.
- PAPIERNIK B., BUNIAK A., HAJTO M., KIERSNOWSKI H., ZYCH I., MACHOWSKI G. & JASNOS J. 2008a — Model pojemnościowy utworów czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego na podstawie laboratoryjnych badań petrofizycznych i interpretacji geofizyki wiertniczej. [W:] Górecki W. (red.) Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce. CAG PIG, Warszawa.
- PAPIERNIK B., HAJTO M., GÓRECKI W., SŁUPCZYŃSKI K., MACHOWSKI G., KRACH J., ZAJĄC A., GANCARZ M., JASNOS J., ZYCH I. & SZCZYGIEL M. 2008b — Zestawienie, przetwarzanie i geometryzacja zbiorów danych, konstruowanie modeli litostratigraficzno-miąższościowych i petrofizycznych. [W:] Górecki W. (red.) Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce. CAG PIG, Warszawa.
- PAPIERNIK B., MACHOWSKI G., SŁUPCZYŃSKI K. & SEMYRKA R. 2009a — Geologiczny model rejonu akumulacji ropno-gazowej Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG). *Geol. AGH*, 35: 175–182.
- POKORSKI J. 1981 — Propozycja formalnego podziału litostratigraficznego czerwonego spągowca na Niżu Polskim. *Kwart. Geol.*, 25, 1: 41–58.
- POKORSKI J. 1998 — Perspektywy występowania złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca. [W:] Analiza basenów sedimentacyjnych Niżu Polskiego. Pr. Państw. Inst. Geol., 165: 293–298.
- POPRAWA P. & KIERSNOWSKI H. 2008 — Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych oraz gazu ziemnego zamkniętego w Polsce. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 429: 145–152.
- POSZYTEK A. 2007 — Sedimentary processes diversifying of reservoir properties of the Upper Rotliegend deposits in the Fore-Sudetic Monocline. [In:] EAGE 69th Conference & Exhibition, London, UK, 11–14.06.2007.
- ROSS J.G. 2001 — Petroleum resources classifications and definitions. [In:] Guidelines for the evaluation of petroleum reserves and resources. Society of Petroleum Engineers: 7–24.
- SEEDHOUSE J., BURLEY S. & WAKEFIELD M. 1996 — Porosity evolution in aeolian Rotliegend Sandstones from the Polish Central Trough. *British Gas, Research & Technology*.
- SHANLEY K.W., CLUFF R.M. & ROBINSON J.W. 2004 — Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. *AAPG Bull.*, 88, 8: 1083–1121.
- SWINKLES W.J.A.M. 2001 — Aggregation of reserves. [In:] Guidelines for the evaluation of petroleum reserves and resources. Society of Petroleum Engineers: 53–72.
- WOLNOWSKI T. 2004 — Prognoza zasobności czerwonego spągowca w basenie permskim Niżu Polskiego w świetle nowych technik poszukiwawczych. [W:] Basen permski Niżu Polskiego, czerwony spągowiec, budowa i potencjał zasobowy. Konferencja Nauk.-Tech. Piła, 23.04.2004. Wydaw. Nauk. Bogucki, Poznań: 17–30.
- WÓJCICKI A. (red.) 2009 — Opracowanie i rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego składowania CO₂ wraz z ich programem monitorowania. CAG PIG, Warszawa.

Praca wpłynęła do redakcji 8.02.2010 r.
Po recenzji akceptowano do druku 10.02.2010 r.