

Modelowanie facjalne i parametryczne jako narzędzie analizy i integracji spektrum danych geologiczno-geofizycznych

Krzysztof Sowizdzał¹, Marek Stadtmüller¹, Małgorzata Słota-Valim¹



K. Sowizdzał



M. Stadtmüller



M. Słota-Valim

Facies and property modelling as a tool of analysis and integration of geological and geophysical data. *Prz. Geol.*, 62: 818–824.

Abstract. Workflow of 3D static reservoir modelling, with the emphasis on the different types of data integration is discussed in the paper. The example of two-stage integration of geophysical (seismic and well log), petrophysical, sedimentological and reservoir engineering data within a framework of 3D static reservoir models is given.

The main goal of the first stage of data integration is to obtain consistent well profiles of reservoir parameters such as: porosity, permeability, facies, water saturation. For that purpose the example of use of the following data types were presented: well logs, lab data, sedimentological

interpretation, well tests and mud logging results. The second stage includes construction of structural model, defining the geometry of analyzed geological object, facies/lithological modelling; calibration of facial and petrophysical well profiles with 3D seismic, usually represented by results of seismic inversion, seismic attributes and meta-attributes and finally, the calculation of the spatial distribution of analyzed reservoir properties.

Keywords: 3D modelling, facies modelling, property modelling

Numeryczny model 3D obiektu geologicznego (strefy złożowej, poziomu zbiornikowego, formacji geologicznej) stanowi przybliżenie rzeczywistych rozkładów cech fizycznych ośrodka skalnego (Deutsch, 2002; Doyen, 2007). Przestrzenne modele geologiczne tworzone są od momentu rozpoczęcia poszukiwań węglowodorów na danym obszarze, analizy potencjału obszaru prospekcji naftowej, poprzez etap lokalizowania, rozpoznawania akumulacji węglowodorów i oceny ich zasobów, aż do zagospodarowania i eksploatacji złóż. Wraz z dopływem nowych informacji (w sensie ilości oraz rodzajów) poddawane są modyfikacjom, lecz nieprzerwanie posiadają zasadnicze znaczenie dla zrozumienia i prognozowania kluczowych aspektów złożowych (Caers, 2005). Istotną cechą numerycznych modeli złożowych jest fakt, iż stanowią przestrzeń integracji szerokiego spektrum danych geologiczno-sedymentologicznych, geofizycznych (sejsmicznych i otworowych) oraz inżynierijno-złożowych, a także wyników interpretacji szczegółowych. Wachlarz rodzajów wykorzystywanych danych, pozyskiwanych za pomocą odmiennych technik pomiarowych, wymaga stosowania metod geostatystycznych w procesie ich integracji. Ponadto, zaangażowanie specjalistów reprezentujących odpowiednie dyscypliny nauk geologicznych sprawia, że przestrzenne modelowanie poziomów zbiornikowych (*reservoir characterization / modelling*) jest problematyką interdyscyplinarną (ryc. 1).

Model złoża lub obszaru prospekcji to cyfrowa, trójwymiarowa reprezentacja obiektu złożowego lub formacji geologicznej, definiująca jej budowę strukturalną, wewnętrzną architekturę, reprezentowaną przez model facjalny, oraz przestrzenne rozkłady parametrów petrofizycznych, złożowych, geochemicznych, mineralogicznych i innych (Caers, 2005; Deutsch, 2002; Doyen, 2007; Michelena & Gringarten, 2009; Sowizdzał & Stadtmüller, 2010).

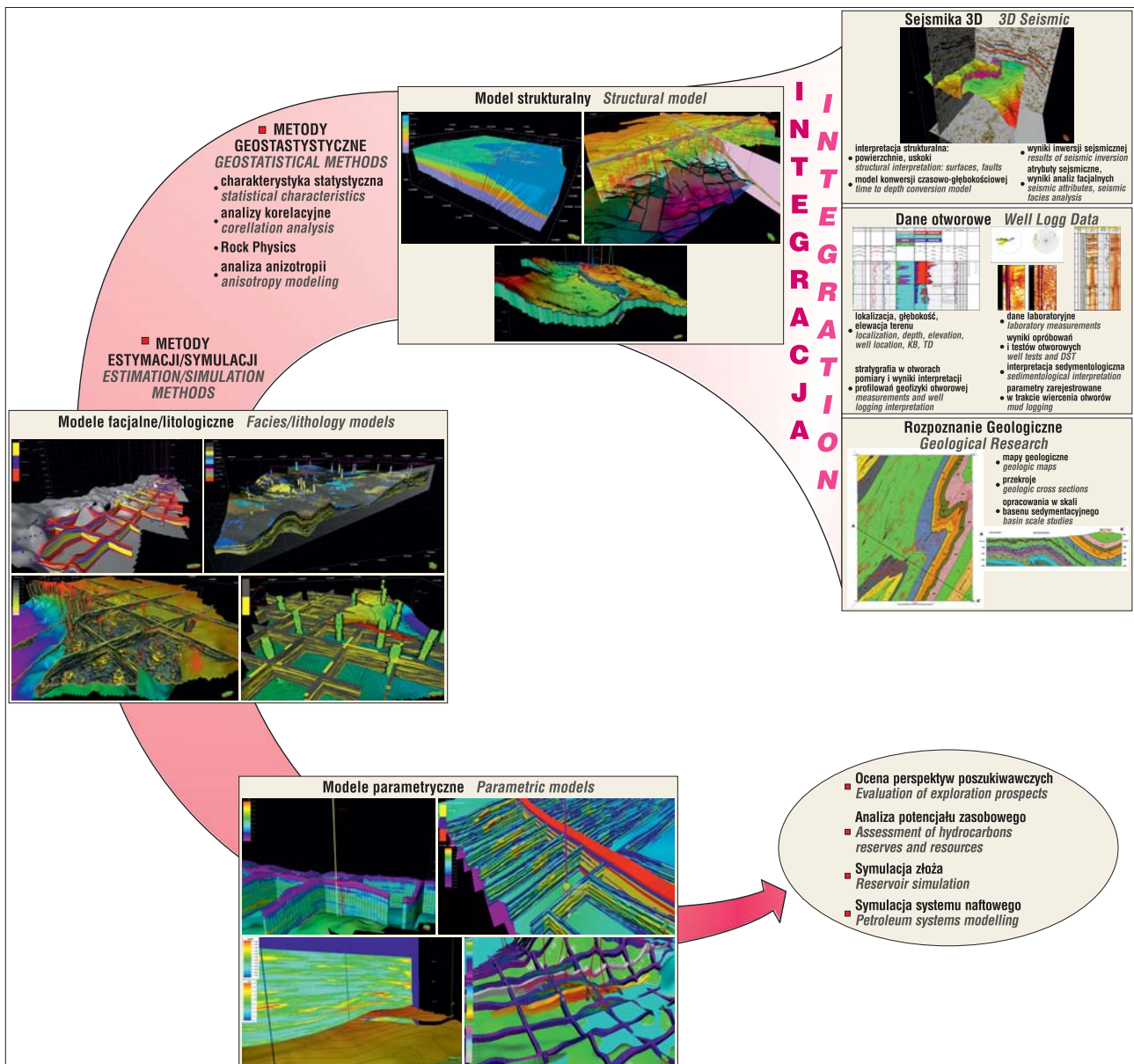
Proces prowadzący do uzyskania przestrzennych rozkładów analizowanych parametrów złożowych obejmuje dwa etapy integracji dostępnych danych, charakteryzujących poziom zbiornikowy: integrację w profilach otworów wiertniczych oraz kalibrację spójnych profili otworowych z danymi sejsmiki 3D. Najczęściej w postaci wyników inwersji, atrybutów i meta-atributów sejsmicznych (Deutsch, 2002; Jędrzejowska-Tyczkowska, 2003; Sowizdzał & Stadtmüller, 2010). Celem artykułu jest zaprezentowanie wybranych możliwości metodycznych w aspekcie integracji danych różnego typu w zagadnieniach konstrukcji przestrzennych modeli facjalnych i parametrycznych.

Integracja danych w profilach otworów wiertniczych

Integracja danych otworowych jest procesem złożonym i wielowymiarowym z uwagi na różnorodność sposobu ich pozyskiwania na różnych etapach poszukiwania i udostępniania złoża, różny typ dostępnych danych (numeryczne i opisowe) oraz wagę i poprawność zgromadzonych w nich informacji z punktu widzenia rozwiązywanego zadania. Proces integracji ma za zadanie przede wszystkim skonstruowanie uporządkowanej bazy danych, która w dostępny sposób pozwala zarządzać informacją odwrotnie w dalszych etapach prac.

Szczególne znaczenie w tym procesie ma procedura korekty profiliowań geofizyki wiertniczej, gdyż dane te jako jedyne „penetrują” ośrodek skalny *in situ* i w sposób naturalny zawierają w sobie pełne spektrum zmienności rozkładów poszczególnych parametrów petrofizycznych przewierconych formacji. Na ich podstawie, w połączeniu z informacją uzyskaną z rdzeni wiertniczych i badań labo-

¹ Zakład Geologii i Geochemii, Instytut Nafty i Gazu, ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków; sowizdzal@inig.pl, stadtmuller@inig.pl, slota@inig.pl.



Ryc. 1. Uproszczony schemat procesu tworzenia numerycznych, statycznych modeli złożowych
 Fig. 1. Simplified scheme of static reservoir modelling workflow

ratoryjnych (zintegrowanych poprzez procedury dopasowania głębokościowego), można określić profil stratygraficzny, miąższości podstawowych ogniwi wiekowych oraz zmienność litofacjalną górotworu.

Wśród profilowań GW szczególne znaczenie mają profilowania gęstości i prędkości, które pozwalają na obliczenie impedancji akustycznej ośrodka skalnego, która może posłużyć bezpośrednio do powiązania danych otworowych (traktowanych kompleksowo) z danymi sejsmiki 3D, a ściślej z wynikami inwersji sejsmicznej lub różnego rodzaju atrybutami trasy sejsmicznej. Przykładowe zestawienie zintegrowanych danych geofizycznych i geologicznych zestawiono na rycinach 2 i 3.

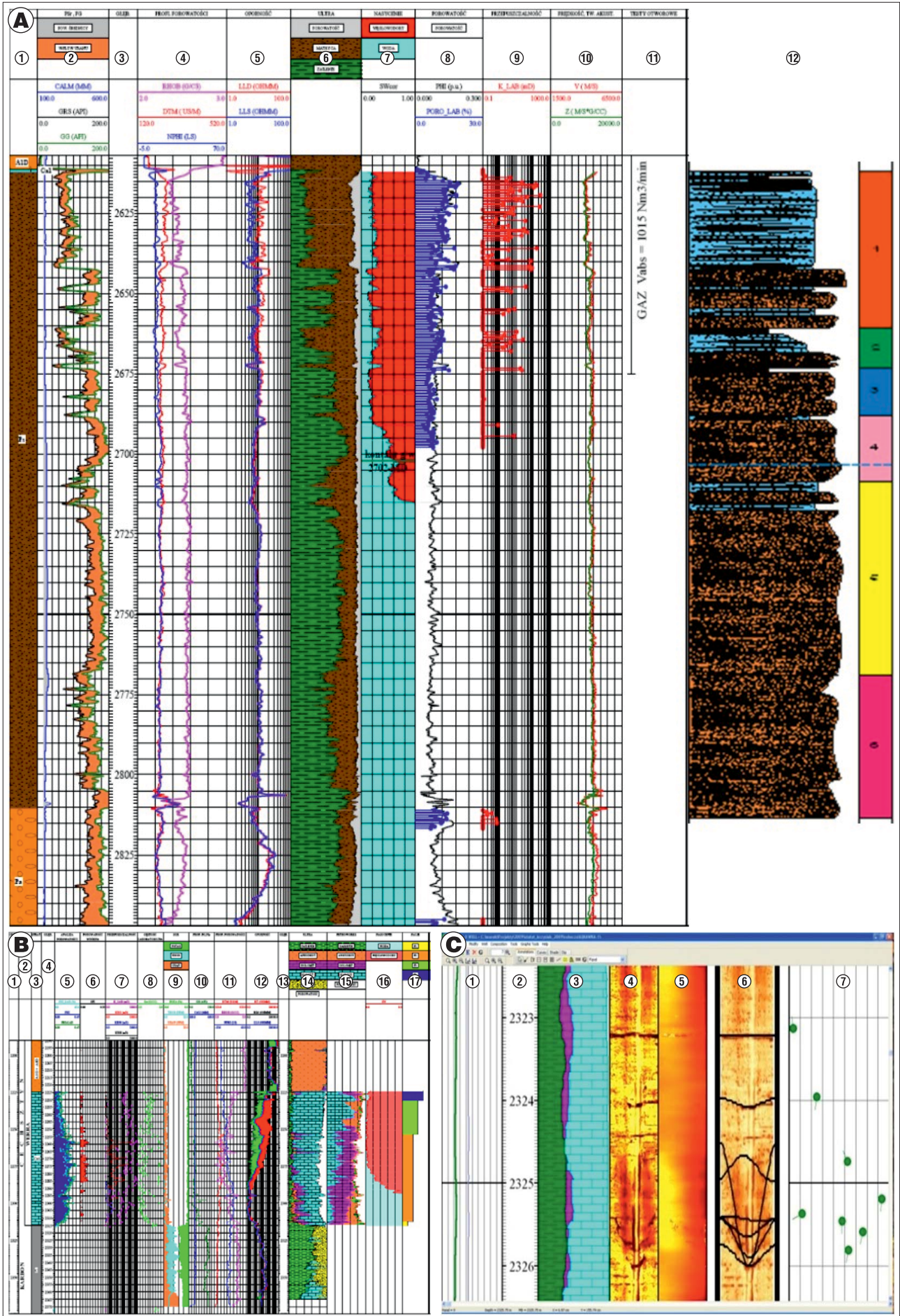
Konstrukcja modelu facjalnego

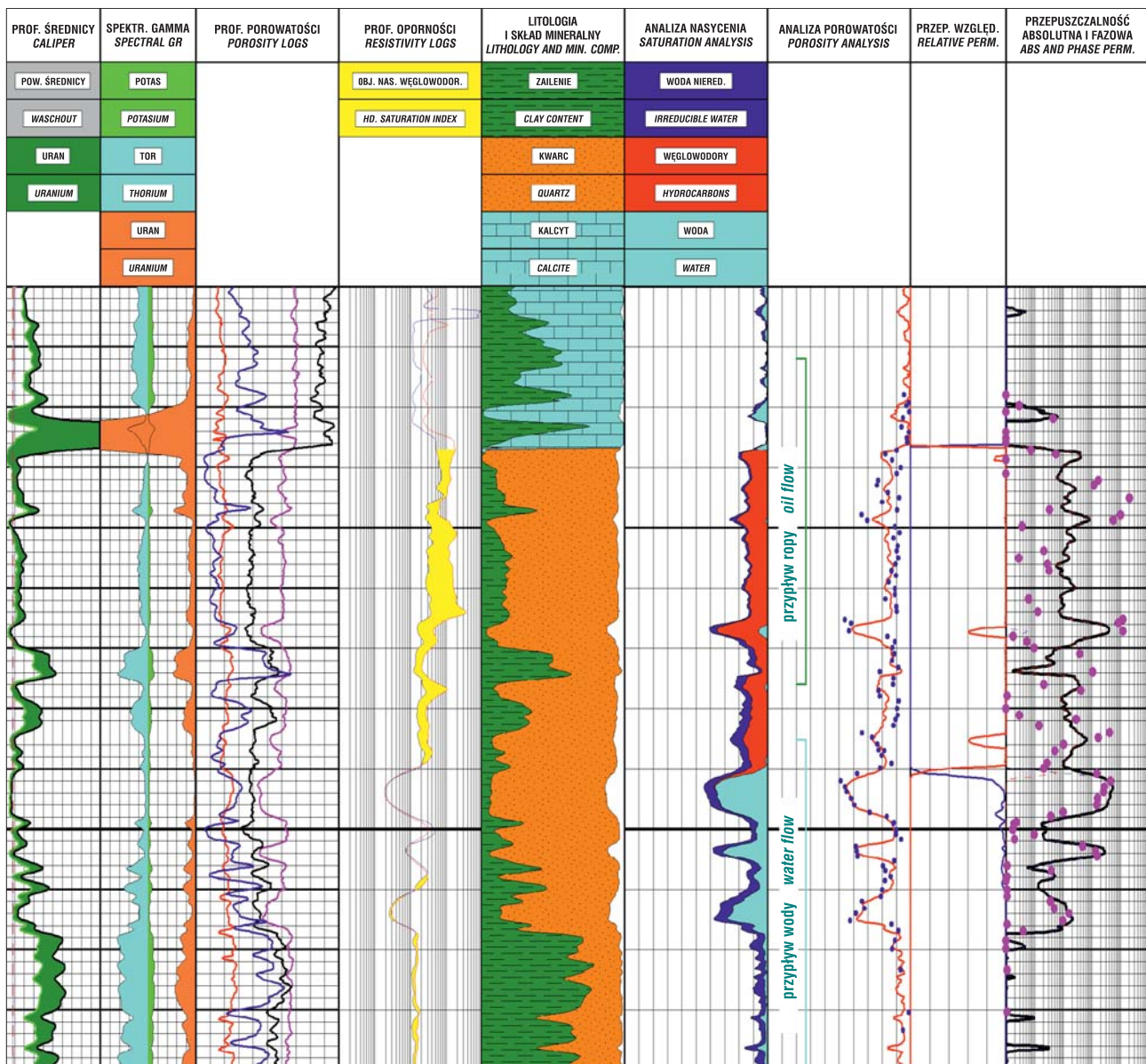
Model facjalny (litologiczny), przedstawiający wewnętrzną architekturę poziomu zbiornikowego, stanowi pomost pomiędzy obrazem strukturalnym obiektu złożo-

wego lub poszukiwawczego, definiującym jego geometrię, a rozkładami parametrycznymi właściwości petrofizycznych, złożowych, geochemicznych, mineralogicznych i innych. Właściwe odtworzenie zmienności facjalnej podnosi jakość obrazowania zmienności właściwości formacji geologicznych poprzez prawidłowe umiejscowienie stref występowania podwyższonych oraz obniżonych wartości tych parametrów, a tym samym ograniczenie zakresu zmienności modelowanych wielkości w ramach pojedynczych wydzielen sedymentologicznych lub litologicznych.

Spośród wielu stosowanych metod odtwarzania zmienności facjalnej w artykule zaprezentowano dwie, które w różnym stopniu angażują dostępne źródła danych (w tym sejsmiki 3D), udział interpretacji sedymentologicznej oraz wykorzystane narzędzia geostatystyczne.

I. Metoda wykorzystująca interpretację sedymentologiczną w profilach otworów wiertniczych oraz narzędzia geostatystycznej analizy danych wejściowych i algorytmy





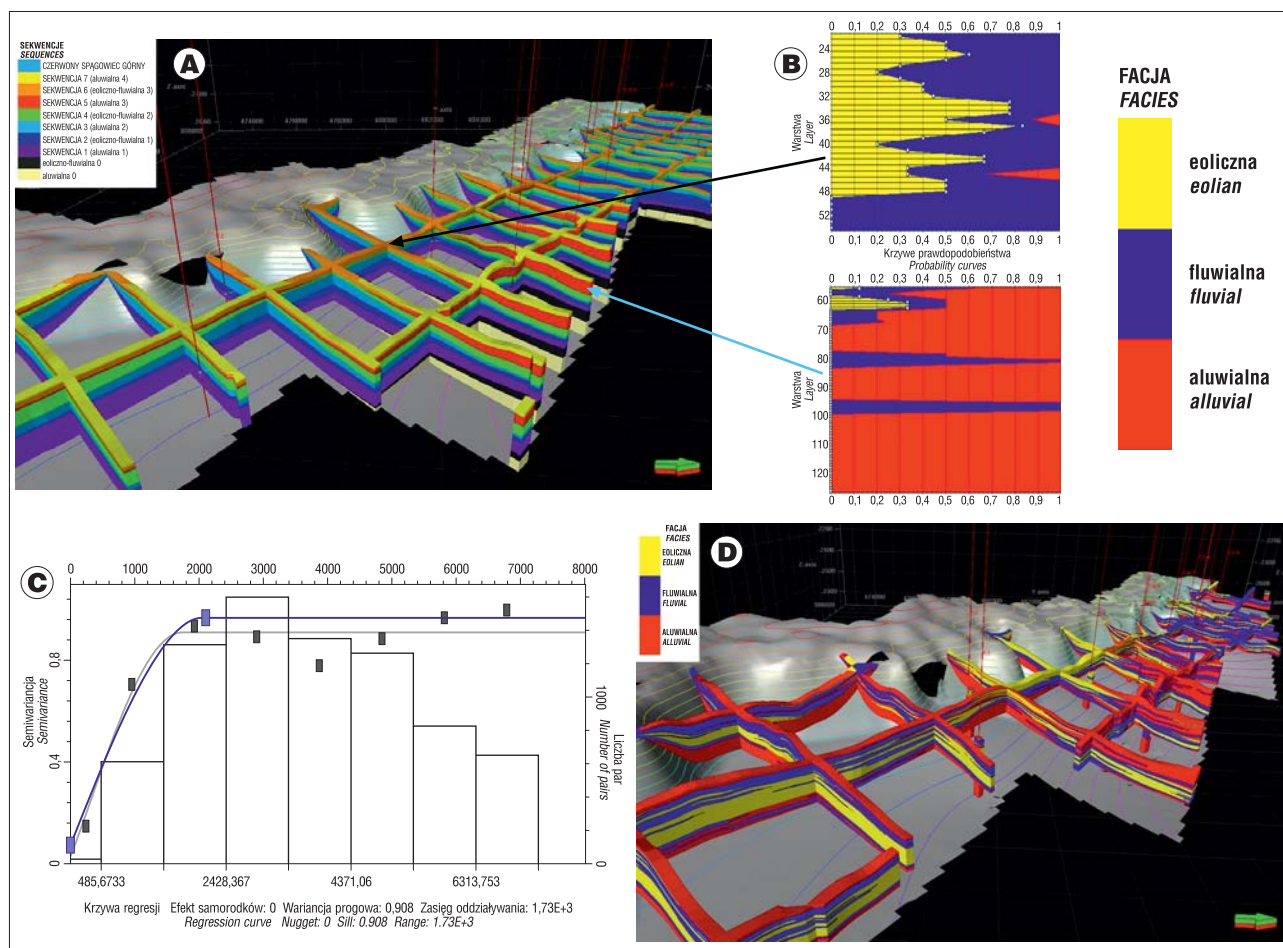
Ryc. 3. Przykład ilościowej interpretacji danych GW: zailenie, skład mineralny, porowatość, wodonasylenie, przepuszczalność względna, absolutna i fazowa (model Zawiszy) dla utworów starszego paleozoiku

Fig. 3. An example of quantitative interpretation of well log data: clay content, mineral composition, porosity, water saturation, relative, absolute and phase permeability (Zawisza model) of lower Paleozoic sediments

←

Ryc. 2. Kompleksowe zestawienie danych przygotowanych do budowy modeli statycznych parametrów petrofizycznych dla: **A** – piaskowców czerwonego spagowca wraz z interpretacją sedimentologiczną (kol. 1. – stratygrafia, kol. 2. – prof. gamma spektralna SGR, kol. 3. – głębokość MD, kol. 4. – prof. porowatości, kol. 5. – prof. oporności, kol. 6. – skład mineralny, kol. 7. – analiza nasycenia, kol. 8. – analiza porowatości, kol. 9. – przepuszczalność lab., kol. 10. – prędkość i impedancja akustyczna, kol. 11. – wyniki testu otworowego, kol. 12. – analiza facjalna); **B** – węglanowych utworów wapienia cechsztyńskiego z podziałem na kompleksy facjalne (kol. 1., kol. 2, kol. 3 – stratygrafia, kol. 4. – głębokość MD, kol. 5. – analiza porowatości, kol. 6. – porowatość wtórna, kol. 7. – przepuszczalność lab, kol. 8. – gęstość lab., kol. 9. – spektralna GR, kol. 10. – stan techn. odwiertu, kol. 11. – prof. porowatości, kol. 12. – prof. oporności kol. 13. – głębokość MD, kol. 14. – skład min., kol. 15. – skład min. po korekcji, kol. 16. – analiza nasycenia, kol. 17. – facje); **C** – zeszczelinowanych utworów dewonu podłoża Karpat (kol. 1. – GR korelacyjna, kol. 2. – głębokość MD, kol. 3. – skład mineralny, kol. 4. – obraz amplitudowy CAST, kol. 5. – obraz czasowy CAST, kol. 6. – analiza szczelin, kol. 7. – reprezentacja kąta upadu i azymutu szczelin)

Fig. 2. Summarized well data sets prepared for construction of static petrophysical models of: **A** – Rotliegend sandstones with sedimentological interpretation (col. 1. – stratigraphy, col. 2. – spectral gamma log SGR, col. 3. – depth MD, col. 4. – porosity logs, col. 5. – resistivity logs, col. 6. – mineral content, col. 7. – saturation analysis, col. 8. – porosity analysis, col. 9. – permeability lab., col. 10. – acoustic velocity and impedance, col. 11. – well test result, col. 12. – facies analysis); **B** – carbonates of Zechstein Limestone with the facies complexes division (col. 1, col. 2, col. 3. – stratigraphy, col. 4. – depth MD, col. 5. – porosity analysis, col. 6. – secondary porosity, col. 7. – permeability lab, col. 8. – density lab., col. 9. – spectral gamma log SGR, col. 10. – caliper, col. 11. – porosity logs, col. 12. – resistivity logs, col. 13. – depth MD, col. 14. – mineral content., col. 15. – mineral content after correction, col. 16. – saturation analysis, col. 17. – facies); **C** – fractured Devonian reservoir of Carpathian basement (col. 1. – corellation gamma log, col. 2. – depth MD, col. 3. – mineral content, col. 4. – amplitude image CAST, col. 5. – time image CAST, col. 6. – fractures analysis, col. 7. – tadpole plot)



Ryc. 4. Etapy aplikacji metodyki modelowania facjalnego bazującej na wynikach interpretacji sedymentologicznej. **A** – podział interwału czerwonego spągowca na sekwencje/kompleksy osadowe w obszarze poszukiwania gazu w piaskowcach zamkniętych; **B** – pionowe krzywe proporcji definiujące udział poszczególnych litofacji w obrębie wydzielonych eoliczno-fluwialnych i aluwialnych sekwencji depozycyjnych; **C** – semiwariogram wskaźnikowy dla kierunku głównego (najwyższej ciągłości) jednego z typów facjalnych; **D** – przestrzenny rozkład wykształcenia facjalnego

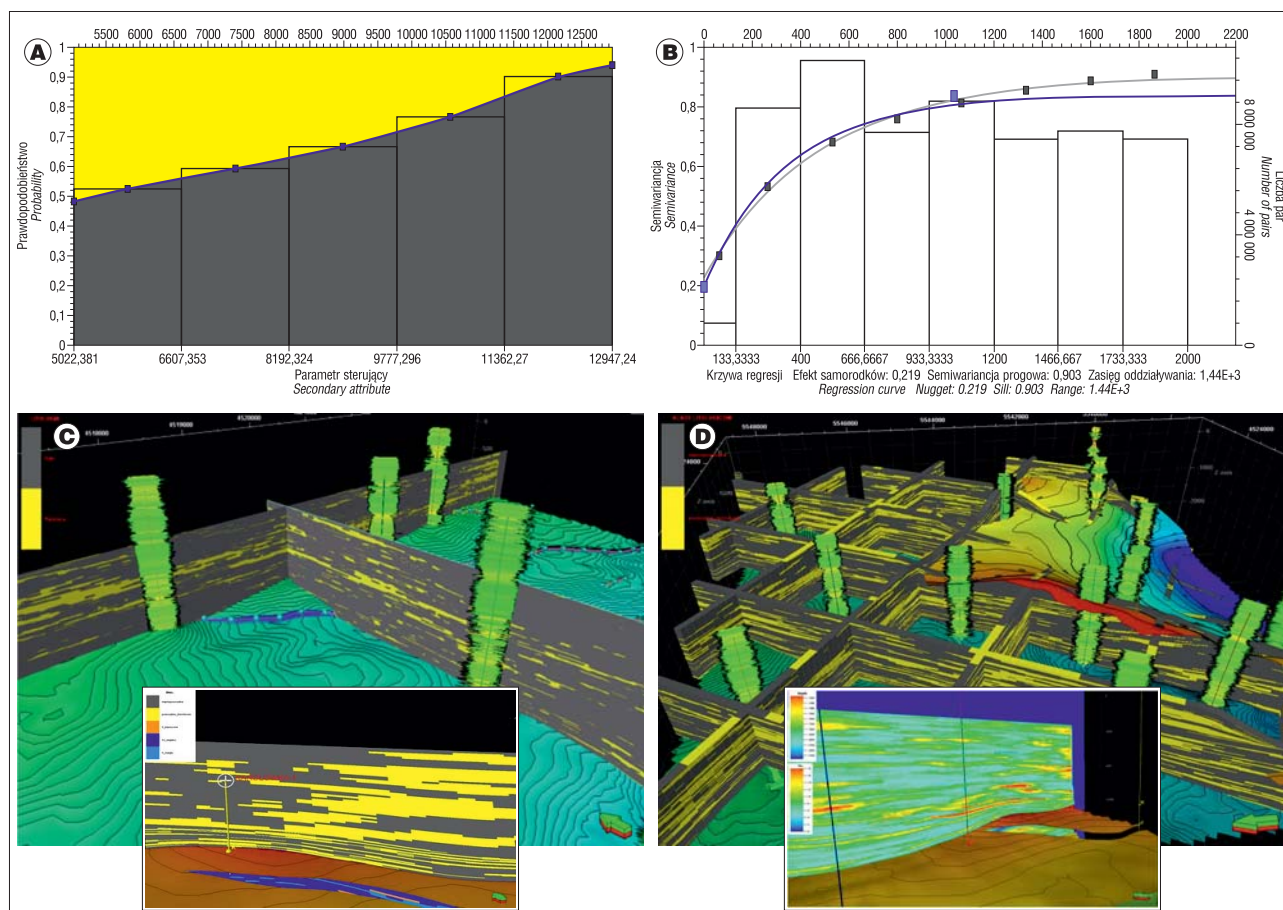
Fig. 4. Stages of facies modelling methodology application based on sedimentological interpretation results. **A** – Rotliegend sandstone zonation into sedimentological sequences/complexes in the "tight gas" exploration area; **B** – vertical proportion curves defining contribution of particular lithofacies within aeolian-fluvial and alluvial depositional sequences; **C** – horizontal major direction indicator semivariogram for one of facies types; **D** – 3D facies model

estymacji lub symulacji przestrzennej zmienności litofacjalnej. Analiza danych wykonywana przed obliczeniem rozkładu przestrzennego pozwala, do pewnego stopnia, sterować procesem obliczeniowym tak, aby jego wynik odpowiadał zakładanej koncepcji rozwoju facjalnego analizowanego poziomu zbiornikowego, jak w zaprezentowanym przykładzie złoża gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca (ryc. 4).

II. Metoda stochastyczna (*algorithm sequential indicator simulation*) w wariacie ko-symulacji danych otworowych z dostępnymi przestrzennie danymi sejsmicznymi, wykorzystując krzywą prawdopodobieństwa (*attribute probability curve*) wystąpienia danego typu facjalnego/litologicznego w określonym zakresie wartości parametru sejsmicznego. Celowość zastosowania tego typu podejścia wzrasta ze wzrostem zmienności facjalnej poziomu zbiornikowego oraz jest odwrotnie proporcjonalna do stopnia rozpoznania charakteru tej zmienności (Sowizdźła & Stadtmüller, 2010), jak na obszarze poszukiwawczym w utworach miocenu (ryc. 5).

Konstrukcja przestrzennych modeli parametrycznych

Podobnie jak w przypadku modelowania facjalnego, także w procesie konstrukcji rozkładów przestrzennych parametrów petrofizycznych istnieje kilka możliwości wykorzystania zróżnicowanych typów danych. Optymalne z punktu widzenia wiarygodności odtworzenia charakteru zmienności modelowanych parametrów jest zintegrowanie danych otworowych w postaci spójnej interpretacji analizowanego parametru (efekt procesu integracyjnego w profilach otworowych) z danymi sejsmicznymi (wyniki inwersji, atrybuty sejsmiczne). Stwierdzenie istnienia dostatecznie wysokiej korelacji pomiędzy tymi grupami danych pozwala na wykorzystanie danych sejsmicznych poprzez algorytm obliczeniowy jako parametrów sterujących rozkładem obliczanego parametru. Bardziej zaawansowaną formą wykorzystania danych sejsmicznych jest ich transformacja do postaci tzw. meta-trybutów (Doyen, 2007) (zwanymi też atrybutami hybrydowymi), w celu podniesienia wartości współczynnika korelacji pomiędzy danymi otworowymi i sejsmicznymi, w tym przypadku reprezento-



Ryc. 5. Etapy stochastycznej metody modelowania litologicznego z wykorzystaniem danych sejsmiki 3D. **A** – zależność pomiędzy występowaniem dwóch wydzielonych typów litologicznych a impedancją akustyczną; **B** – semiwariogram empiryczny impedancji akustycznej dla kierunku największej korelacji; **C**, **D** – wyniki wykorzystania zależności impedancji akustycznej od zmienności litologicznej ośrodka geologicznego przez algorytm symulacyjny w modelowaniu litologii oraz porowatości w osnowie litologicznej

Fig. 5. Stages of stochastic facies modelling methodology with application of 3D seismic data. **A** – relationship (attribute probability curve) between two lithological types and seismic-derived acoustic impedance values; **B** – empirical semivariogram of acoustic impedance for major direction (highest continuity); **C**, **D** – results of 3D lithology simulation using acoustic impedance vs. facies relationship and lithology-dependant porosity modelling

wanymi przez meta-atrybut danej cechy fizycznej ośrodka skalnego (ryc. 5). Meta-atrybuty najczęściej uzyskuje się poprzez wykorzystanie metod sieci neuronowych, regresji wielowymiarowych, czy też analizy głównych składowych (*Principal Component Analysis*). Na podobnej zasadzie możliwe jest wykorzystywanie wcześniej opracowanych modeli 3D w konstrukcji rozkładów przestrzennych innych parametrów, wykazujących wzajemną korelację. Dotyczy to sytuacji, w których celem modelowania jest opracowanie przestrzennych rozkładów kilku parametrów o różnym stopniu dostępności danych. Procedura modelowania polega na opracowaniu w pierwszej kolejności rozkładu parametru, dla którego dysponuje się większą ilością danych, a następnie aplikacji tego wyniku jako jednego ze źródeł danych w procesie modelowania parametru z nim skorelowanego, lecz o niższym stopniu dostępności danych bezpośrednich. Przykładowa kolejność to: wykorzystanie profili otworowych i danych sejsmicznych dla opracowania modelu porowatości, a następnie aplikacja wyniku modelowania porowatości podczas konstrukcji modelu przepuszczalności.

Inną formą wykorzystania dodatkowej informacji (w stosunku do danych otworowych z otworów zlokalizowanych w konstruowanym modelu statycznym) jest użycie map lub

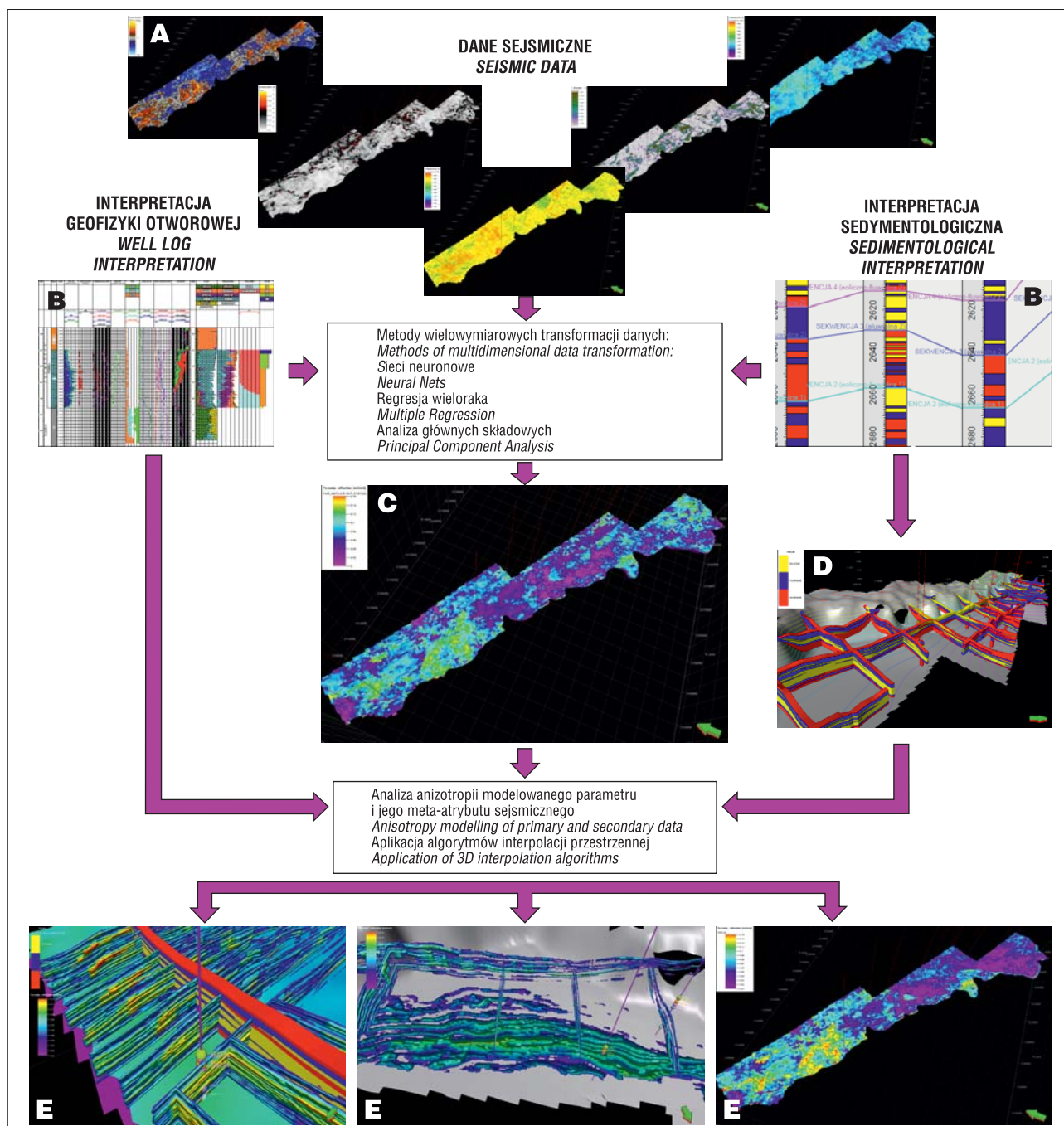
modeli przestrzennych obrazujących regionalne trendy zmienności modelowanego parametru.

Niezależnie od typu danych sterujących rozkładami analizowanych parametrów, ich wykorzystanie obejmuje zarówno etap analizy statystycznej, przygotowującej zestaw danych do procesu obliczeniowego, jak również etap obliczeniowy, w którym dane sterujące aplikowane są w postaci kokrigingu lub średniej lokalnie zmiennej (*local varying mean*).

Podsumowanie

Dostępność przestrzennych, statycznych modeli obrazujących rozkład parametrów petrofizycznych i złożowych umożliwia podejmowanie właściwych decyzji w trakcie planowania i prowadzenia poszukiwań struktur złożowych, eksploatacji odkrytych złóż oraz w schyłkowym okresie produkcji, planowania prac zmierzających do zwiększenia stopnia szczypania złóż eksploatowanych. Pozwalają one m.in. na (Caers, 2005; Doyen, 2007; Michelena & Gringarten, 2009):

- integrację całokształtu dostępnych danych oraz interpretacji szczegółowych pochodzących z różnych rodzajów pomiarów (sejsmika, geofizyka otworowa, pomiary na materiale



Ryc. 6. Etapy dochodzenia do finalnego modelu porowatości w utworach czerwonego spągowca – poziom zbiornikowy typu *tight*. **A** – atrybuty sejsmiczne w formie gridów, **B** – wyniki interpretacji otworowych, **C** – meta-atrybut porowatości, **D** – model facjalny, **E** – finalny model porowatości

Fig. 6. Stages of property modelling workflow applied for tight gas reservoir in Rotliegend deposits. **A** – seismic attributes sampled into the grid, **B** – well data; **C** – meta-attribute of porosity, **D** – facies model, **E** – final model of porosity

rdzeniowym i inne) z uwzględnieniem skali, w jakiej pomiary te zostały wykonywane w ramach spójnego modelu złoża;

– ocenę wielkości zasobów geologicznych i wykonanie wstępnej analizy ekonomicznej wartości złoża;

– optymalną, uzasadnioną ekonomicznie lokalizację odwiertów i wybór ich typu (pionowe, horyzontalne), sposobu udostępniania formacji zbiornikowej;

– prognozę ekonomicznej efektywności poszczególnych scenariuszy wg eksploatacji złoża poprzez modelowanie dynamiczne – symulację procesu eksploatacji złoża.

Autorzy składają podziękowania Recenzentom pracy.

Literatura

- CAERS J. 2005 – Petroleum Geostatistics. SPE.
 DEUTSCH C.V. 2002 – Geostatistical Reservoir Modeling. Oxford University Press.
 DOYEN P.M. 2007 – Seismic Reservoir Characterization. An Earth Modeling Perspective. EAGE Publications.
 MICHELENA R. & GRINGARTEN E. 2009 – An introduction to this special section: Reservoir modeling constrained by seismic – The Leading Edge, December.
 JĘDRZEJOWSKA-TYCKOWSKA H. 2003 – Sejsmicznie konsystentne estymatory złoża węglowodorów. Pr. nauk. IGNiG nr 123, Kraków.
 SOWIŹDZAŁ K. & STADTMÜLLER M. 2010 – Statyczny model złoża węglowodorów jako przestrzeń integracji danych geologiczno-geofizycznych. Pr. nauk. INiG, nr 170.