

**Geologiczne, przestrzenne
modelowanie złóż węglowodorów
– aspekty metodyczne i przykłady
zastosowań**

Krzysztof Sowizdzał

**Geologiczne, przestrzenne
modelowanie złóż węglowodorów
– aspekty metodyczne i przykłady
zastosowań**

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

2013

Redaguje Komitet Redakcyjny:

Redaktor naczelny: prof. zw. dr hab. inż. Józef Raczkowski

Redaktorzy działów: prof. nzw. dr inż. Andrzej Froński

prof. zw. dr hab. inż. Andrzej Kostecki

prof. nzw. dr Michał Krasodomski

Recenzenci naukowci:

prof. nzw. dr hab. Piotr Such – INiG, Kraków

prof. nzw. dr hab. inż. Halina Jędrzejowska-Tyczkowska – INiG, Kraków

Wydawca:

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

ul. Lubicz 25A

31-503 Kraków

Skład i łamanie, DTP, projekt okładki:

Paweł Noszkiewicz

Druk i oprawa:

Drukarnia GOLDRUK

ul. Kościuszki 28

33-300 Nowy Sącz

Nakład: 80 egz.

Copyright © 2013 INiG–PIB Kraków, ul. Lubicz 25A, Poland

ISSN 2353-2718

Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część niniejszej publikacji nie może być, bez uprzedniej pisemnej zgody wydawcy, gromadzona w systemach zbierania informacji, transmitowana lub reprodukowana, włączając w to fotokopie, fotografie, zapis magnetyczny lub inny.

Prenumeratę i wysyłkę prac naukowo-badawczych oraz materiałów informacyjnych prowadzi redakcja.

Spis treści

Streszczenie.....	8
Abstract.....	9
Wprowadzenie.....	10
1. Metody geostatystyczne w zagadnieniach jakościowego i ilościowego opisu poziomów zbiornikowych ropy naftowej i gazu ziemnego.....	15
2. Charakterystyka analizowanych obiektów złożowych i obszarów poszukiwawczych.....	26
2.1. Utwory rafowe wapienia cechsztyńskiego Ca1 – złożo gazu ziemnego Brońsko.....	27
2.2. Poziom zbiornikowy czerwonego spągowca – obszary złożowe Paproć–Cicha Góra, Czarna Wieś–Parzęczewo oraz Rokietnica–Siekierki–Pławce.....	29
2.2.1. Paproć–Cicha Góra–Czarna Wieś–Parzęczewo.....	30
2.2.2. Strefa Rokietnica–Siekierki–Pławce.....	31
2.3. Utwory miocenu na obszarze zapadliska przedkarpackiego – skala basenu sedimentacyjnego oraz obszar zdęcia sejsmicznego Wygoda–Pilzno.....	33
2.3.1. Wschodnia część miocénskiego basenu sedimentacyjnego.....	33
2.3.2. Obszar zdęcia sejsmicznego Wygoda–Pilzno 3D.....	34
2.4. Obszar złożowy Lubiatów–Międzychód–Grotów (dolomit główny).....	37
2.5. Strefa złoża ropy naftowej Nosówka w karbońskich utworach węglanowych.....	39
3. Geostatystyczna analiza danych.....	41
3.1. Ocena charakterystyki statystycznej analizowanych parametrów poziomów zbiornikowych.....	42
3.2. Analizy korelacyjne danych otworowych i sejsmicznych.....	46
3.3. Analiza anizotropii parametrów zbiornikowych.....	54
3.4. Efekt skali pomiarów oraz zagadnienie pionowej rozdzielczości geostatystycznych modeli złożowych.....	65
4. Przestrzenne modelowanie parametrów facjalnych i petrofizycznych – aspekty metodyczne.....	69
4.1. Charakterystyka wybranych algorytmów obliczeniowych.....	70
4.2. Metody modelowania facjalnego poziomów zbiornikowych ropy naftowej i gazu ziemnego.....	82

4.2.1. Deterministyczne kartowanie wydziałów facjalnych (obiekt Brońsko).....	84
4.2.2. Zintegrowane podejście deterministyczno-geostatystyczne (obiekt Paproć–Cicha Góra)	88
4.2.3. Podejście deterministyczno-stochastyczne optymalizowane w aspekcie specyfiki obiektu (obszar poszukiwawczy Parzęczewo–Czarna Wieś).....	94
4.2.4. Możliwości metodyczne wykorzystania danych sejsmicznych w modelowaniu facjalnym (obiekt Wygoda–Pilzno).....	97
4.3. Konstrukcja przestrzennych rozkładów parametrów petrofizycznych z wykorzystaniem danych sejsmicznych	101
4.3.1. Przygotowanie danych sejsmicznych.....	101
4.3.2. Aplikacja danych sejsmicznych.....	103
4.3.3. Koncepcja sejsmicznych meta-atrybutów prognozowanych właściwości poziomów zbiornikowych (obszar poszukiwawczy Parzęczewo–Czarna Wieś).....	106
4.4. Analiza porównawcza metod wielowymiarowych przekształceń danych sejsmicznych dla implementacji ich wyników w zagadnieniach konstrukcji przestrzennych, numerycznych modeli złóż węglowodorów	110
4.4.1. Wieloraka regresja liniowa	112
4.4.2. Sztuczne sieci neuronowe.....	116
4.4.3. Analiza głównych składowych.....	119
4.5. Modelowanie parametrów filtracyjnych i złożowych	129
4.5.1. Model przepuszczalności.....	129
4.5.2. Model nasycenia mediami złożowymi.....	137
5. Walidacja wyników statycznego, przestrzennego modelowania złożowego	144
5.1. Analiza porównawcza wyników uzyskiwanych za pomocą odmiennych metod modelowania złożowego.....	145
5.2. Metodologia walidacji przestrzennych modeli parametrycznych.....	148
5.3. Automatyzacja procesu walidacyjnego.....	152
5.4. Analiza i prezentacja wyników zastosowania procedury walidacyjnej.....	155
6. Analiza niepewności parametrów objętościowych złóż węglowodorów wykonana na bazie przestrzennego modelu złoża	160
6.1. Metoda Monte Carlo.....	162
6.2. Studium wrażliwości modelu niepewności.....	169
6.3. Analiza niepewności prowadzona dla odmiennych koncepcji modelu złoża	172
7. Geostatystyczne modelowanie 3D złóż węglowodorów i obszarów prospekcyjnych – przykłady zastosowań w procesach poszukiwania, rozpoznawania i eksploatacji złóż	176

7.1. Analiza potencjału zasobowego i perspektywiczności stref obszaru złożowego.....	177
7.2. Statyczny model złoża jako niezbędny element modelu dynamicznego (symulacyjnego).....	180
7.3. Dynamiczne, przestrzenne (4D) modelowanie systemów naftowych.....	185
8. Dyskusja wyników i wnioski metodyczne.....	191
8.1. Czynniki warunkujące dobór metodyki analiz geostatystycznych.....	192
8.2. Synteza sekwencji postępowania w aspekcie wyboru optymalnych wariantów metodycznych.....	197
Podsumowanie.....	209
Literatura.....	210
Inne wykorzystywane materiały.....	216

Streszczenie

Monografia przedstawia problematykę konstrukcji numerycznych, przestrzennych (3D) geologicznych modeli złóż węglowodorów i obszarów prospekcji naftowej oraz ich rolę w procesach poszukiwania, zagospodarowywania i eksploatacji akumulacji ropy naftowej i gazu ziemnego.

Analizie poddano metody badawcze stosowane dla odtwarzania przestrzennej zmienności cech fizycznych ośrodka skalnego, właściwości petrofizycznych oraz facjalnych poziomów zbiornikowych i stref akumulacji ropy naftowej i gazu ziemnego.

Omówiono główne założenia teoretyczne geostatystycznego modelowania złożowego, zaprezentowano procesy i etapy konstrukcji modeli złożowych oraz na licznych przykładach przedstawiono zróżnicowane warianty metodyczne, a także możliwości modyfikacji i rozbudowy standardowych rozwiązań metodycznych.

Główny nacisk położony został na zagadnienia integracji danych otworowych i sejsmicznych oraz optymalizację metod wykorzystania danych sejsmiki 3D (w formie wyników inwersji sejsmicznej, zróżnicowanych atrybutów trasy sejsmicznej oraz wyników ich wielowymiarowych przekształceń), jako parametrów sterujących rozkładami prognozowanych (estymowanych lub symulowanych) właściwości zbiornikowych.

Istotny fragment modelowania złożowego, zaakcentowany w niniejszej monografii, odnosi się do kwestii oceny wyników uzyskiwanych za pomocą aplikowanych metod poprzez stosowanie procedur walidacyjnych, umożliwiających wyznaczenie zakresów potencjalnych błędów predykcji oraz prognozę skutków geologiczno-złożowych i ekonomicznych będących efektem niedokładności prognoz parametrów złóż węglowodorów.

Dla zobrazowania poszczególnych aspektów omawianych rozwiązań metodycznych posłużono się rzeczywistymi przykładami złóż ropy naftowej, gazu ziemnego oraz obszarów poszukiwawczych w obrębie głównych poziomów zbiornikowych węglowodorów w Polsce.

Analiza kilkunastu różnorodnych obiektów geologicznych pozwoliła wskazać czynniki implikujące konieczność sięgania po zróżnicowane warianty metodyczne. W tym kontekście przedstawiono sposoby optymalizacji metodyki badawczej w aspektach celu zadania, dostępności danych i charakteru poziomu zbiornikowego oraz zaproponowano optymalne schematy postępowania i kolejność aplikacji stosownych procedur obliczeniowych dla określonych, typowych uwarunkowań.

Geological 3D modeling of hydrocarbon reservoirs – methodological aspects and case studies

Abstract

The monograph presents the issues related to building numerical, three-dimensional (3D) geological models of hydrocarbon reservoirs and areas of petroleum prospecting as well as their role in the processes associated with exploration, development and production of oil and gas fields.

Research methods used for rendering of spatial variability of the physical characteristics of geological formations, petrophysical and facial properties of oil and gas reservoirs rocks have been analyzed.

The foremost theoretical foundations of geostatistical reservoir modeling were introduced, followed by the discussion of the processes and stages of reservoir models construction illustrated by numerous examples presenting varied methodological possibilities as well as options to modify and expand the standard methodological solutions.

The main emphasis was placed on integration of borehole and seismic data and optimization of the techniques to utilize 3D seismic data (in the form of seismic inversion results, varied attributes of seismic trace, and the results of their multi-dimensional transformations) as a parameters constraining output distributions of reservoir properties being modeled (estimated or simulated).

A significant portion of reservoir modeling, accentuated in this monograph refers to the assessment of the results obtained by the unlike methods that were applied, through the use of validation procedures which enable to determine the magnitude of potential prediction errors as well as to forecast overall geological, and subsequently economic uncertainty resulting from inaccuracy of reservoir properties models.

To illustrate the various aspects of methodological solutions being discussed real data sets were used, referring to oil and gas reservoirs as well as exploration areas within the foremost hydrocarbon reservoir formations in Poland.

Analysis of several different geological objects allowed to identify key factors implying the need to refer to the varied variants of the methodology. In this context, means of research methodology optimization were proposed in relation to: objectives of geological modeling, the availability of data and the characteristics of the reservoir rocks.

Finally, exemplary optimized workflows and order of application of appropriate computational procedures applicable to certain typical conditions have been proposed.

Wprowadzenie

Problematyka odtwarzania przestrzennej zmienności cech fizycznych ośrodka skalnego, właściwości petrofizycznych oraz facjalnych poziomów zbiornikowych i stref akumulacji ropy naftowej i gazu ziemnego stanowi istotny i dynamicznie rozwijający się obszar szeroko rozumianej interpretacji geologiczno-złożowej. Zagadnienia te realizowane są poprzez konstruowanie cyfrowych, geostatystycznych, przestrzennych (3D) modeli analizowanych obiektów geologicznych.

Koncepcja numerycznych, geostatystycznych modeli złożowych stanowi efekt dążenia geologów, geofizyków i geostatystyków do odtworzenia skutków kompleksowości i wzajemnych zależności procesów depozycyjnych i diagenetycznych, których efektem, w każdym punkcie skali czasu geologicznego, jest pewien unikalny, przestrzenny rozkład cech fizycznych charakteryzujących formację geologiczną [Deutsch 2002; Caers 2005; Doyen 2007]. Złożona natura tych procesów oraz ograniczony zasób informacji geologiczno-geofizycznej, w szczególności wyników pomiarów bezpośrednich, determinują konieczność tworzenia cyfrowych modeli, będących przybliżeniem rzeczywistych rozkładów analizowanych parametrów fizycznych ośrodka skalnego [Deutsch 2002; Doyen 2007]. Modele takie, od momentu rozpoczęcia poszukiwań węglowodorów i analizy potencjału obszaru prospekcji naftowej (w skali basenu sedymentacyjnego), poprzez etap odkrywania akumulacji węglowodorów oraz oceny ich zasobów, aż do zagospodarowania i eksploatacji złóż, wraz z dopływem nowych informacji (w sensie ilości oraz ich rodzajów), poddawane są modyfikacjom i nieprzerwanie mają zasadnicze znaczenie w wysiłkach na rzecz zrozumienia i prognozowania fundamentalnych aspektów złożowych [Caers 2005].

Główne zalety modeli złożowych wynikają z ich cech i możliwości, jakie stwarzają; pozwalają m.in. na ocenę wielkości zasobów geologicznych i wykonanie wstępnej analizy komercyjnej wartości złoża, na wyznaczenie lokalizacji odwiertów poszukiwawczych i eksploatacyjnych oraz wybór ich typu (pionowe, horyzontalne), analizę sposobu udostępniania formacji zbiornikowej, prognozę ekonomicznej efektywności poszczególnych scenariuszy eksploatacji złoża poprzez modelowanie dynamiczne – symulacje procesu eksploatacji złoża [Deutsch 2002; Caers 2005; Michelena, Gringarten 2009]. Dostępność przestrzennych, statycznych modeli obrazujących rozkład parametrów petrofizycznych

i złożowych umożliwia podejmowanie świadomych, opartych na wiedzy decyzji w procesach poszukiwań oraz zarządzania złożami ropy naftowej i gazu ziemnego.

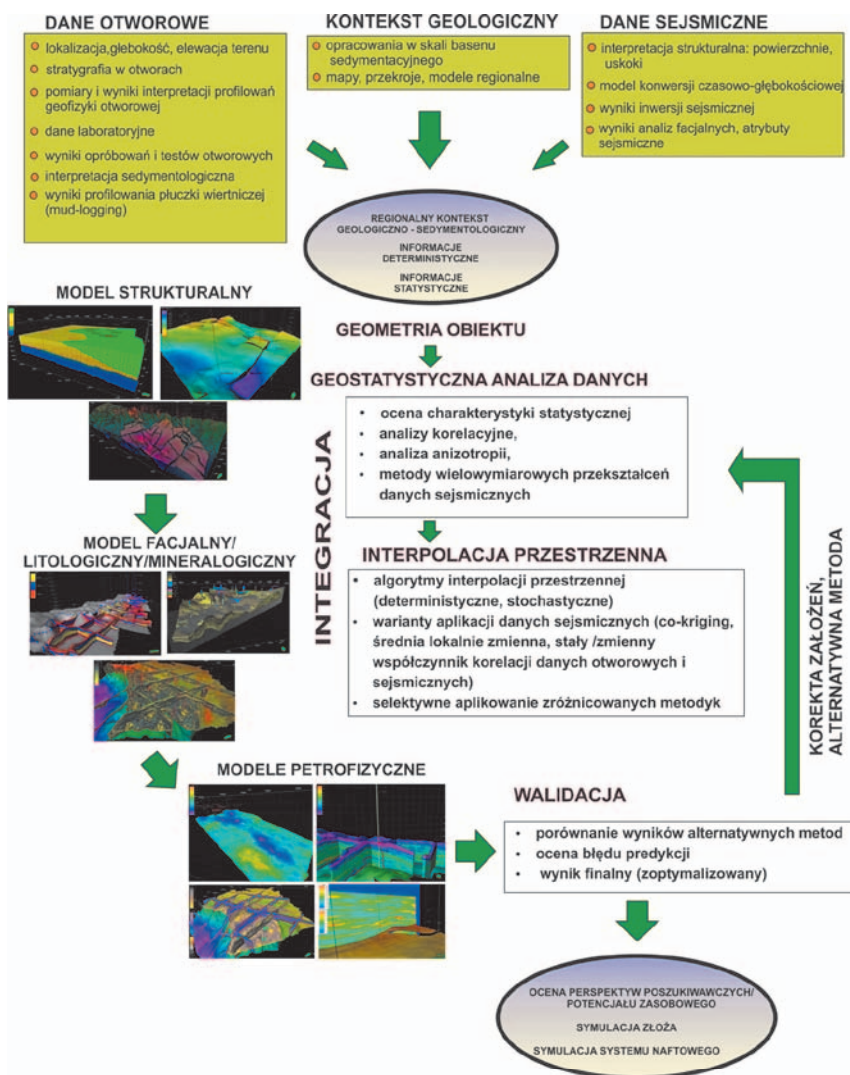
Geostatystyczne modelowanie złożowe (z ang. *geostatistical reservoir modeling*), a więc całokształt procesów konstrukcji numerycznych modeli złóż i obiektów geologicznych, można określić jako kompozycję metod, technik i narzędzi analizy charakteru statystycznego danych wejściowych, badania związków korelacyjnych pomiędzy dostępnymi rodzajami danych i na ich podstawie dokonywania oceny całokształtu cech zmienności ośrodka geologicznego oraz przeprowadzania interpolacji przestrzennej z wykorzystaniem metod deterministycznych lub stochastycznych, jak również oceny jakości uzyskiwanych wyników [Deutsch 2002; Dubrule 2003; Caers 2005; Michelena, Gringarten 2009; Sowizdzał i in. 2011].

Podstawę metody geostatystycznego modelowania złożowego stanowią procesy integracji dostępnych rodzajów danych, z których tylko nieznaczną część to dane bezpośrednie będące wynikiem pomiarów rzeczywistych wartości analizowanych parametrów (np. laboratoryjny pomiar porowatości wykonany na materiale rdzeniowym). Tego typu informacje w przypadku złóż węglowodorów dostępne są tylko dla znikomego ułamka objętości formacji geologicznej poddawanej opisowi. Przykładowo, jak podają Chiles i Delfiner [1999] w monografii *Geostatistics. Modeling Spatial Uncertainty*, rdzenie wiertnicze pobrane ze złoża Brent na Morzu Północnym reprezentują jedynie 0,000 000 001 (1 nano) część objętości strefy złożowej. Istnieje zatem znaczny potencjał poprawy dokładności predykcji poprzez implementację wyników pomiarów pośrednich, takich jak profilowania geofizyki otworowej czy też pomiary sejsmiczne, które stanowią nośnik informacji geofizyczno-geologicznej o znacznie większej części objętości charakteryzowanego ośrodka geologicznego. W procesie integracji danych bezpośrednich i pośrednich kluczową rolę odgrywają metody geostatystyczne (rys. 1).

Współczesne podejście do odtwarzania zmienności właściwości petrofizycznych poziomów zbiornikowych ropy naftowej i gazu ziemnego implikuje możliwie najszerze wykorzystanie danych sejsmiki 3D [m.in.: Doyen 1988, 2007; Deutsch 2002; Jędrzejowska-Tyczkowska 2003, 2005; Caers 2005; Malaga, Solarski, Wolnowski 2006; Jędrzejowska-Tyczkowska, Bartoń, Żukowska 2006; Michelena, Gringarten 2009; Sowizdzał 2012a], charakteryzujących się pełnym pokryciem obszaru badań.

Ocenia się, że średnio dla 99,99% objętości analizowanych obiektów złożowych dane sejsmiki 3D stanowią jedyne źródło informacji o zmienności cech fizycznych ośrodka skalnego. Odpowiednio zintegrowane z danymi otworowymi (profilami analizowanych parametrów petrofizycznych i facjalnych) w punktach obiektu przestrzennego, w których dostępne są obydwie grupy danych, pozwalają na predykcję wartości analizowanych parametrów w strefach międzyotworowych i pozaotworowych, obarczoną znacznie mniejszą niepewnością niż w przypadku wykorzystywania tylko informacji otworowych [Doyen 1988, 2007; Xu i in. 1992; Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Dubrule 2003; Jędrzejowska-Tyczkowska 2003;

Caers 2005; Malaga, Solarski, Wolnowski 2006; Namysłowska-Wilczyńska 2006; Michelena, Gringarten 2009; Sowizdzał, Stadtmüller 2010a; Sowizdzał 2012a].



Rys. 1. Ogólny schemat integracji danych geologiczno-geofizycznych w ramach procesów tworzenia numerycznych, statycznych modeli złóżowych

W zagadnieniach odtwarzania zmienności parametrów zbiornikowych wykorzystuje się związek korelacyjny właściwości skał zbiornikowych z dostępnymi przestrzennie wynikami przetwarzania trasy sejsmicznej, należy jednak mieć świadomość, że faktyczny charakter tej zależności jest odwrotny – to cechy fizyczne ośrodka geologicznego determinują charakter obrazu falowego oraz efektów jego przekształcenia.

Różnorodność złóż węglowodorów, różny stopień ich rozpoznania geologiczno-geofizycznego oraz odmienność zadań geologicznych determinują konieczność sięgania po zróżnicowane metodycznie, ukierunkowane na specyfikę obiektu geologicznego sposoby opisu formacji geologicznych.

Celem niniejszej monografii jest analiza i usystematyzowanie metodologii badawczych stosowanych dla odtwarzania przestrzennych modeli wykształcenia facjalnego, litologii oraz zmienności parametrów zbiornikowych i filtracyjnych złóż i poziomów zbiornikowych węglowodorów. Omówiono główne założenia teoretyczne metody geostatystycznego modelowania złożowego, zaprezentowano procesy i etapy konstrukcji geostatystycznych modeli złożowych oraz, na licznych przykładach, przedstawiono zróżnicowane warianty metodyczne i możliwości modyfikacji metodyki.

Zagadnienia, którym poświęcona jest największa uwaga, obejmują procesy integracji danych oraz kwestie weryfikacji uzyskiwanych wyników w aspekcie oceny stosowanych metodyk i wypracowania optymalnych toków postępowania.

Jednym z typowych zagadnień wymagających uszczegółowienia jest integracja danych geologicznych, geofizycznych (sejsmicznych i geofizyki otworowej), sedimentologicznych i laboratoryjnych, uwzględniająca zróżnicowanie skał pomiarowych, jak również odmienną precyzję, reprezentatywność oraz wiarygodność poszczególnych rodzajów informacji geologiczno-geofizycznej.

Autor niniejszej pracy główny nacisk starał się położyć na zagadnienia optymalizacji wykorzystania danych sejsmiki 3D (w formie wyników inwersji sejsmicznej, zróżnicowanych atrybutów trasy sejsmicznej oraz wyników ich wielowymiarowych przekształceń), jako parametrów sterujących rozkładami obliczanych (estymowanych lub symulowanych) właściwości zbiornikowych. W świetle niektórych niedawnych publikacji [m.in.: Michelena, Gringarten 2009; Stright i in. 2009; Tuttle i in. 2009; Sayers, Chopra 2009; Michelena i in. 2009, 2011; Grana, Dvorkin 2011] z tym segmentem modelowania złóż węglowodorów, a więc z optymalizacją metod implementacji danych sejsmicznych, związane są największe nadzieje na poprawę wiarygodności prognoz – znacznie większe aniżeli z nowymi rozwiązaniami algorytmicznymi.

Inny istotny fragment modelowania złożowego, zaakcentowany w niniejszej pracy, odnosi się do kwestii weryfikacji wyników uzyskiwanych za pomocą aplikowanych metod. Poszukiwanie optymalnych wariantów metodycznych dla zróżnicowanych (w szerokim znaczeniu) obiektów geologicznych poddawanych analizie implikuje potrzebę stosowa-

nia obiektywnego kryterium porównawczego. W tym kontekście przedstawiono metodę walidacji wyników modelowania złożowego – oraz możliwości jej automatyzacji – umożliwiającą wyznaczanie zakresów potencjalnych błędów predykcji oraz prognozy skutków geologiczno-złożowych i ekonomicznych będących efektem niedokładności oszacowania parametrów złóż i poziomów zbiornikowych węglowodorów.

Dla zobrazowania poszczególnych aspektów omawianych metodyk posłużono się rzeczywistymi przykładami kilkunastu złóż ropy naftowej, gazu ziemnego oraz obszarów poszukiwawczych. Obiekty te były przedmiotem analiz autora niniejszej publikacji w ramach prac badawczo-rozwojowych realizowanych w Instytucie Nafty i Gazu oraz opracowań o charakterze utylitarnym wykonywanych w celach prospekcyjnych oraz na potrzeby symulacji złożowych w zespołach interdyscyplinarnych we współpracy z przedstawicielami PGNiG S.A. z ośrodków w Jaśle, Krakowie, Poznaniu, Pile, Warszawie i Zielonej Górze.

Wyniki analiz różnorodnych obiektów geologicznych w obrębie głównych poziomów zbiornikowych, cechujących się odmiennym stopniem rozpoznania geologiczno-geofizycznego, stanowiły podstawę dyskusji przeprowadzonego studium metodycznego i podjęcia próby usystematyzowania metodologii badawczych stosowanych w zagadnieniach konstrukcji przestrzennych, geostatystycznych modeli złożowych. Wskazano czynniki implikujące konieczność sięgania po zróżnicowane warianty metodyczne, przedstawiono sposoby optymalizacji metodyki badawczej w aspektach celu zadania, dostępności danych i charakteru poziomu zbiornikowego oraz zaproponowano optymalne schematy postępowania i kolejność aplikacji stosownych procedur obliczeniowych dla określonych, typowych uwarunkowań.

Interdyscyplinarny charakter pracy oraz dążenie do pogładowego i przekrojowego potraktowania zróżnicowanych typów obiektów badawczych sprawiają, że wiele zagadnień zostało omówionych z pewnym koniecznym uogólnieniem, zarówno od strony charakterystyki uwarunkowań geologiczno-sedymentologicznych, jakości i sposobu przetwarzania danych geofizycznych, jak i zagadnień teoretycznych szeroko rozumianej geostatystyki.

Metodyczny charakter niniejszej publikacji wymagał znacznego ograniczenia interpretacji i dyskusji wyników uzyskiwanych dla każdego z prezentowanych obiektów na rzecz oceny słuszności wybranych opcji metodycznych. Koncentrowano się raczej na wskazaniu możliwości oraz kryteriów warunkujących zastosowanie określonych rozwiązań metodycznych.

Głównym narzędziem badawczym, za pomocą którego analizowano przedstawiane w pracy obiekty geologiczne, było oprogramowanie Petrel firmy Schlumberger; ponadto autor wykorzystywał pakiet narzędzi statystycznych Statistica firmy StatSoft.

1. Metody geostatystyczne w zagadnieniach jakościowego i ilościowego opisu poziomów zbiornikowych ropy naftowej i gazu ziemnego

Geostatystyka stanowi dział statystyki stosowanej, której początki, datowane na wczesne lata 50., związane są z przemysłem górniczym w Afryce Południowej i poszukiwaniem efektywnych metod badania zmienności parametrów rud złota i szacowania zasobów. Prace pionierów tej dziedziny, Daniela Krige'a oraz Herberta Sichel, zwróciły uwagę Georges Matherona, który rozwinął koncepcje Krige'a, stwarzając teoretyczne podstawy geostatystyki [Krige 1951; Matheron 1963, 1971; Isaaks, Srivastava 1989; Chiles, Delfiner 1999; Deutsch 2002; Dubrule 2003; Namysłowska-Wilczyńska 2006].

Statystyka stosowana jest nauką ukierunkowaną na poszukiwanie ilościowych sposobów gromadzenia, organizowania, charakteryzowania oraz analizowania danych oraz wyciągania wniosków i podejmowania uzasadnionych decyzji na bazie wyników tych analiz [Isaaks, Srivastava 1989; Deutsch 2002; Namysłowska-Wilczyńska 2006]. Specyfika geostatystyki polega na: 1) uwzględnianiu geologicznych uwarunkowań danych; 2) ukierunkowaniu na poszukiwanie korelacji pomiędzy danymi geologicznymi, geofizycznymi; 3) rozróżnianiu reprezentatywności danych w aspekcie skali i precyzji pomiarów [Deutsch 2002; Doyen 2007]. W odróżnieniu od statystyki klasycznej, w której przedmiotem analizy jest zmienna losowa, w geostatystyce zdefiniowany został nowy rodzaj zmiennej, nazwanej zmienną zregionalizowaną. Pojęcie to zaproponował Georges Matheron, podkreślając dwa przeciwstawne aspekty zmiennych opisujących zjawiska geologiczne [Matheron 1971; Deutsch, Journel 1998; Isaaks, Srivastava 1989; Namysłowska-Wilczyńska 2006], tj. aspekt strukturalny odzwierciedlający tendencje badanego zjawiska w szerszej skali, związany z położeniem w pewnym założonym układzie odniesienia, oraz aspekt losowy, uwzględniający lokalne nieprawidłowości w istniejącym, obserwowanym charakterze zmienności.

Początkowo metody geostatystyczne rozwijane były głównie z myślą o ich wykorzystaniu w górnictwie i przemyśle wydobywczym, jednakże z czasem odkryto korzyści płynące z ich stosowania także w innych dziedzinach nauk o Ziemi, m.in.: w geologii naftowej,

hydrogeologii, geofizyce, geodezji, meteorologii, geotechnice czy też inżynierii środowiska [Isaaks, Srivastava 1989; Deutsch 2002; Namysłowska-Wilczyńska 2006]. Obecnie spektrum zagadnień analizowanych za pomocą metod geostatystycznych jest bardzo szerokie i nie ogranicza się tylko do problematyki geologiczno-górnicznej.

W geologii naftowej zastosowanie metod geostatystycznych przechodziło kilka etapów ewolucji [Dubrule 2003]; pierwszym z nich był okres wykorzystywania deterministycznych metod mapowania w przestrzeni dwuwymiarowej za pomocą pierwszych aplikacji bazujących na metodzie krigingu. Istotny krok stanowiła publikacja Doyena [1988], przedstawiająca potencjał metody kokrigingu w zagadnieniach prognozy porowatości przy jednoczesnym wykorzystaniu danych otworowych oraz sejsmicznych. Okres od połowy lat 80. do połowy lat 90. zdominowany był przez dynamiczny rozwój metod stochastycznych (symulacyjnych) aplikowanych w ujęciu przestrzennym. Znaczny udział miał w tym profesor Uniwersytetu Stanforda Andre Journel, bliski współpracownik Matherona, oraz Clayton Deutsch, autorzy dostępnego w domenie publicznej pakietu oprogramowania GSLIB – Geostatistical Software Library [Deutsch, Journel 1998]. Rozwój oprogramowania geostatystycznego, także komercyjnego, umożliwił szersze wykorzystanie nowych technik estymacyjnych i symulacyjnych w zagadnieniach charakterystyki złóż węglowodorów [Dubrule 2003].

Konsekwencją stosowania technik stochastycznych (symulacyjnych), dostarczających nieograniczonej ilości równie prawdopodobnych wyników, były prace zapoczątkowane przez zespół profesora Omrego związane z ilościową analizą niepewności [Lia i in. 1997], ukazujące możliwości łączenia niepewności w odniesieniu do geometrii obiektu złożowego z niepewnością związaną z przestrzennym modelowaniem heterogeniczności poziomu zbiornikowego [Dubrule 2003].

Od połowy lat 90. następuje rozwój komercyjnych pakietów oprogramowania umożliwiających modelowanie ośrodka geologicznego w przestrzeni trójwymiarowej z coraz szerszą, interdyscyplinarną integracją danych; pojawiły się pierwsze aplikacje umożliwiające efektywniejszą integrację danych sejsmicznych w konstrukcji przestrzennych modeli złożowych [Xu i in. 1992].

W ostatnich latach największe nadzieje na poprawę wiarygodności predykcji parametrów zbiornikowych węglowodorów związane są z optymalizacją metod integracji danych pochodzących z różnych źródeł, w szczególności implementacją danych sejsmiki 3D – znacznie większe aniżeli z nowymi rozwiązaniami algorytmicznymi [Michelena, Gringarten 2009; Sayers, Chopra 2009; Grana, Dvorkin 2011].

W Polsce prace badawcze poruszające problematykę opisu złóż węglowodorów z szerokim wykorzystaniem danych sejsmicznych podjęte zostały w Instytucie Nafty i Gazu na przełomie XX i XXI wieku w ramach projektu badawczego pt.: *Sejsmicznie konsystentne estymatory złoża węglowodorów*, kierowanego przez profesor Halinę Jędrzejowską-Tyczkowską [Jędrzejowska-Tyczkowska i in. 2000; Jędrzejowska-Tyczkowska 2003].

Rozwój metod geostatystycznych oraz form ich wykorzystywania w zagadnieniach opisu złóż węglowodorów doprowadził do powstania metody geostatystycznego modelowania złożowego, bazującej na funkcji wariogramu, definiującej anizotropię zmienności analizowanych cech fizycznych ośrodka geologicznego oraz wykorzystującej deterministyczne i stochastyczne algorytmy interpolacji przestrzennej.

Ośrodek geologiczny cechuje się zazwyczaj niejednorodnym wykształceniem, które wykazuje anizotropię zmienności parametrów zbiornikowych determinowaną środowiskiem sedimentacyjnym oraz przebiegiem procesów depozycji i diagenety materiału budującego formację geologiczną. Interpretacja kierunków największej kontynuacji właściwości zbiornikowych, zwana analizą strukturalną przestrzennej zmienności modelowanych parametrów, stanowi zagadnienie z pogranicza sedimentologii, geofizyki i geostatystyki.

Wyniki uzyskiwane na etapie analizy strukturalnej wyznaczają sposób interpolacji danych otworowych w procesach obliczania przestrzennych rozkładów wykształcenia facjalnego oraz właściwości petrofizycznych, a więc determinują wyniki głównego etapu geostatystycznego modelowania złożowego.

Obecnie najszerszej wykorzystywane w zadaniach geostatystycznego modelowania złóż metody estymacyjne i symulacyjne bazują na równaniu krigingu. Ogólna postać równania krigingu jest następująca [Doyen 1988; Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Dubrule 2003; Caers 2005; Namysłowska-Wilczyńska 2006]:

$$z(x_0) = \sum_i^n \lambda_i z(x_i)$$

$z(x_0)$ – obliczana wartość parametru z w punkcie x_0 ,

$z(x_i)$ – znane wartości parametru w lokalizacjach x_i ,

λ_i – wagi równania krigingu.

Podstawowa różnica pomiędzy krigingiem a prostymi metodami interpolacyjnymi typu *inverse distance weighting* (wagowanie odwrotnością odległości) polega na tym, że w przypadku tych drugich wagi równania estymatora są odwrotnie proporcjonalne do odległości pomiędzy lokalizacją, dla której wykonywana jest estymacja, i poszczególnymi punktami, dla których znane są wartości zmiennej estymowanej. Ograniczenia grupy metod bazujących na wagowaniu równania estymatora na podstawie odległości pomiędzy lokalizacjami danych i „punktu” estymacji polegają na nieuwzględnianiu geologicznego charakteru zmienności estymowanych parametrów. Stosunkowo niewielka odległość pomiędzy punktem, dla którego wykonywana jest estymacja, a punktami dostępności danych zlokalizowanych na określonym azymucie względem punktu estymowanego może oznaczać

wejście w inny obszar środowiska sedymentacji, a więc i znacznie większe, niż wynikałoby z odległości, zmienności modelowanych parametrów. Analogicznie dla azymutu największej kontynuacji wartości modelowanego parametru większe odległości pomiędzy punktami usytuowania danych wejściowych a punktem wykonywania estymacji niekoniecznie muszą oznaczać niską korelację pomiędzy wartościami estymowanego parametru i znanymi wartościami zmiennej, a więc niskie wartości wag równania estymatora dla danych wejściowych (otworowych) zlokalizowanych wzdłuż tego kierunku.

W przypadku krigingu wagi estymatora przyjmowane są na podstawie modelu przestrzennej korelacji analizowanego parametru, wyrażonego poprzez parametry wariogramu, tzn. wagi równania krigingu uzależnione są od kierunku wyznaczonego przez wektor łączący punkt estymacji i punkt, w którym znana jest wartość zmiennej oraz odległość pomiędzy tymi punktami w aspekcie wyznaczonego na podstawie analizy wariograficznej zasięgu korelacji dla tego azymutu.

Inną przewagą metod bazujących na równaniu krigingu jest uwzględnianie klasteryzacji danych wejściowych zmiennej estymowanej i podział wag równania krigingu pomiędzy dane skupione w jednej lokalizacji.

Dokładniejszą charakterystykę najszerzej wykorzystywanych w geologii naftowej algorytmów obliczeniowych podano w rozdziale 4, niemniej jednak już z powyższego wynika, że w celu umożliwienia wykonania obliczeń przestrzennych rozkładów cech fizycznych ośrodka geologicznego za pomocą algorytmów bazujących na równaniu krigingu istnieje potrzeba przeprowadzenia ilościowego zdefiniowania przestrzennej korelacji modelowanego parametru (badania głównych cech regionalizacji zmiennej zregionalizowanej), a więc zdefiniowania anizotropii.

Narzędziem pozwalającym na prowadzenie tego typu analiz oraz umożliwiającym bezpośrednią aplikację ich wyników przez algorytmy deterministyczne oraz stochastyczne jest funkcja wariogramu, która opisuje wariancję pomiędzy danymi wartościami zmiennej, tj. określa średni zasięg ciągłości/korelacji analizowanego parametru wzdłuż różnych kierunków w funkcji odległości pomiędzy punktami, dla których znane są wartości modelowanego parametru (np. wartości porowatości w profilach otworów wiertniczych). Funkcja wariogramu przybiera postać [Isaaks, Srivastava 1989; Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Caers 2005; Doyen 2007]:

$$2\gamma(h) = \frac{1}{N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [z(u) - z(u+h)]^2$$

gdzie:

$2\gamma(h)$ – wartość funkcji wariogramu; wariancja dla interwału przeszukiwania h ,

$z(u)$ – wartość zmiennej z w punkcie u ,

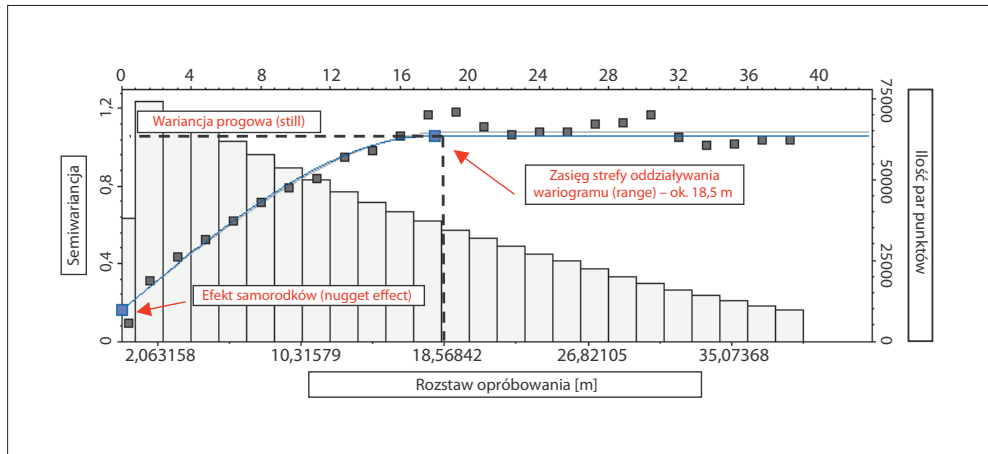
$z(u+h)$ – wartość zmiennej z w punkcie odległym o h od u ,

N – liczba par punktów odległych od siebie o h .

Semiwariogram stanowi połowę wartości wariogramu i jest oznaczany jako $\gamma(h)$. W praktyce wykorzystywana jest funkcja semiwariogramu, która często nazywana jest wariogramem. Semiwariogram empiryczny można obliczyć ze wzoru [Isaaks, Srivastava 1989; Deutsch 2002; Caers 2005]:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [z(u) - z(u+h)]^2$$

Analiza funkcji semiwariogramu prowadzona jest na podstawie wykresu, w którym na osi X przedstawiona jest odległość pomiędzy opróbowanymi lokalizacjami analizowanej zmiennej, oś Y odpowiada $\frac{1}{2}$ wariancji (semiwariancji), natomiast punkty stanowią wartości wariogramu eksperymentalnego. Analiza wariograficzna polega na dopasowaniu typu modelu teoretycznego wariogramu do charakteru zmienności obserwowanego w populacji danych, reprezentowanego przez punkty wariogramu eksperymentalnego (rys. 1.1), oraz określeniu parametrów wariogramu.



Rys. 1.1. Przykład dopasowania semiwariogramu eksperymentalnego (punkty) do modelu sferycznego (niebieska linia). Wariogram w kierunku pionowym dla porowatości w jednym z wydzielonych poziomów facjalnych rafy Brońsko

Warunkiem, jaki musi spełniać modelowana zmienna losowa przed poddaniem jej analizie wariograficznej, jest stacjonarność danych. Kryterium to jest spełnione, jeżeli w każdym punkcie wartość oczekiwana zmiennej, jej średnia i wariancja nie są zależne od lokalizacji. Przyczyną braku stacjonarności może być wspólne rozpatrywanie populacji danych z obszarów występowania odmiennych litofacji czy też obecność regionalnego trendu. Z tego powodu przed etapem modelowania wariogramu konieczne jest zdefiniowanie zmienności facjalnej w profilach otworów wiertniczych i dalsze prowadzenie analizy indywidualnie w obrębie każdej z nich. W przypadku obecności wyraźnych trendów (1D, 2D, 3D) należy zastosować narzędzia ich separacji w postaci dedykowanych aplikacji obliczeniowych i kontynuować analizę wariograficzną oraz obliczenia rozkładów przestrzennych na rezyduach. Wynik modelowania rezyduów jest następnie sumowany z odseparowanym uprzednio trendem [Deutsch 2002; Dubrule 2003; Property... 2007].

Parametry wariogramu charakteryzujące korelację przestrzenną modelowanej cechy fizycznej skały zbiornikowej i rzutujące na wyniki interpolacji przestrzennej to:

- model teoretyczny funkcji wariogramu – wyróżnia się trzy podstawowe modele teoretyczne wariogramu: sferyczny, wykładniczy i Gaussa, różniące się przebiegiem funkcji wariogramu w początkowym jego stadium, odpowiadającym niewielkim odległościom pomiędzy usytuowaniem danych. Odmienny charakter przyrostu wariancji ze wzrostem odległości pomiędzy punktami pomiarowymi analizowanego parametru (otworami wiertniczymi) wynika z charakteru sedimentologicznego modelowanej skały zbiornikowej – wielkość i szybkość zwiększania się wartości funkcji wariogramu wraz z wektorem h wskazuje, jak szybko oddziaływanie wartości próbki zmniejsza się wraz ze wzrostem odległości [Namysłowska-Wilczyńska 2006],
- zasięg strefy oddziaływania wariogramu – wyznaczony jest przez najmniejszy argument funkcji wariogramu, od którego zanika przyrost wariancji ze zwiększaniem się odległości pomiędzy punktami danych, tj. korelacja pomiędzy wartościami analizowanego parametru dla tej odległości jest równa 0. Wariancję, jaką przyjmuje funkcja wariogramu dla tej odległości, nazywa się wariancją progową (progiem, z ang. – *sill*). Na wykresie od tego punktu następuje spłaszczanie funkcji wariogramu (dla przykładu zilustrowanego na rys. 1.1 odległość ta wynosi ok. 18,5 m). Proces modelowania wariogramu obejmuje zdefiniowanie wartości zasięgu strefy oddziaływania wariogramu w kierunku horyzontalnym głównym (*major horizontal direction*), tj. w kierunku największej korelacji (ciągłości) cech ośrodka skalnego, horyzontalnym pobocznym, prostopadłym do głównego (*minor*), oraz w kierunku pionowym – prostopadłym do horyzontalnych,

- efekt samorodków (z ang. *nugget effect*) – wartość semiwariancji dla odległości równej 0; charakteryzuje zmienność danych w odległości mniejszej niż rozstaw opróbowania,
- anizotropia/orientacja osi głównej wariogramu – różnice w przebiegach wariogramów w zależności od orientacji linii badania struktury zmienności wskazują na obecność cech kierunkowości zmian badanego zjawiska, a więc świadczą o istnieniu anizotropii zróżnicowania wartości badanych parametrów [Namysłowska-Wilczyńska 2006; Jędrzejowska-Tyczkowska, Bartoń, Leginowicz 2006]. Przykładem tego zjawiska jest obserwowana zwykle mniejsza zmienność analizowanego parametru dla kierunku wyznaczającego analogiczne warunki środowiska sedymentacji niż w przypadku kierunku do niego prostopadłego; na wykresie wariogramu dla takiego kąta pomiaru anizotropii manifestuje się to wolniejszym przyrostem wariancji i większą wartością wektora h , przy której następuje spłaszczenie wykresu wariogramu empirycznego.

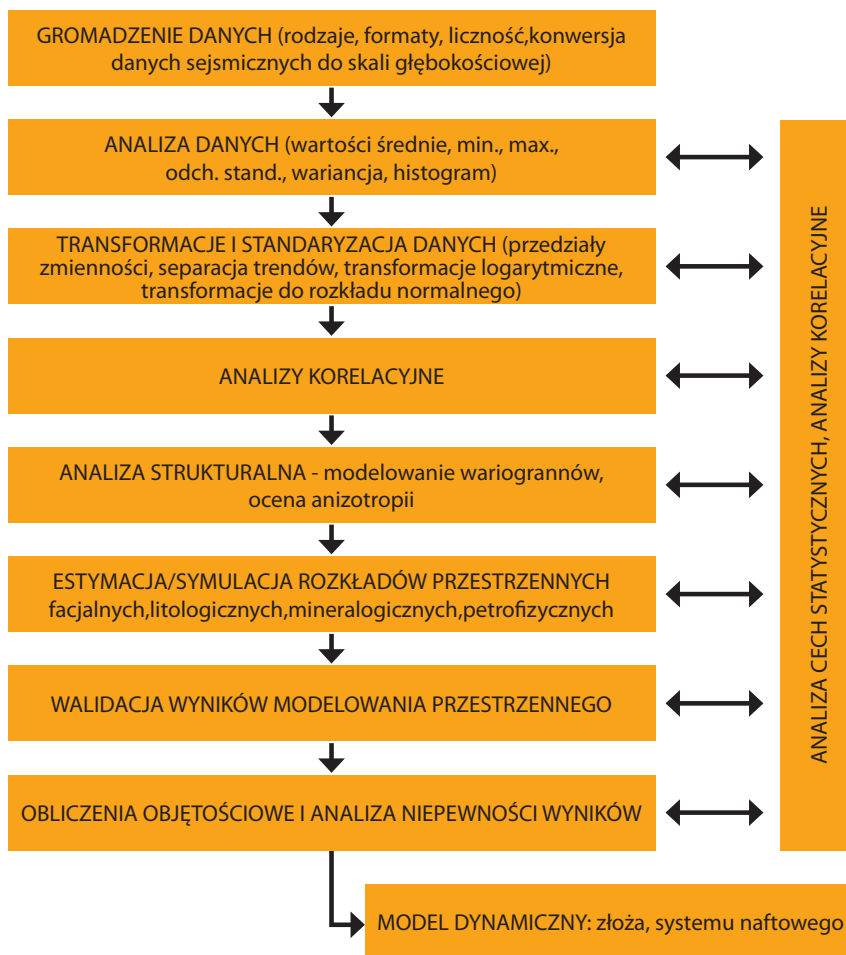
Analiza strukturalna, określająca główne cechy regionalizacji prognozowanego parametru poprzez modelowanie wariogramów, oraz aplikacja jej wyników w procesie estymacji lub symulacji rozkładu przestrzennego tego parametru stanowią trzon metody geostatystycznego modelowania złożowego. Parametry wariogramów w znacznym stopniu rzutują na wynik modelowania przestrzennego. Określają zmienność modelowanego parametru w odniesieniu do kierunków ciągłości i największej heterogeniczności właściwości zbiornikowych. Decydują, czy zmienność przestrzenna analizowanego parametru ma charakter stabilny, czy też dynamiczny, manifestujący się obecnością znacznego zróżnicowania wartości na niewielkich odległościach.

W odniesieniu do praktycznych aspektów analizy wariograficznej prowadzonej dla poziomów zbiornikowych węglowodorów największe wyzwanie, z racji zazwyczaj niskiej ilości danych otworowych, na podstawie których wyznaczane są parametry wariogramów, stanowi prawidłowe określenie horyzontalnych kierunków najsłabszej i najsilniejszej heterogeniczności oraz zasięgów stref oddziaływania wariogramów horyzontalnych. Dlatego w zadaniach badania przestrzennej korelacji modelowanego parametru należy się posługiwać danymi sejsmiki 3D, które po przetworzeniu do postaci parametru skorelowanego z modelowanym mogą stanowić istotne źródło informacji o charakterze litofacjalno-petrofizycznej zmienności poziomu zbiornikowego.

Oprócz fundamentalnych dla geostatystycznego modelowania złożowego zagadnień analizy strukturalnej oraz interpolacji przestrzennej proces konstrukcji przestrzennych modeli parametrycznych obejmuje szereg analiz statystycznych (rys. 1.2).

Analiza geostatystyczna, prowadzona nieomal na wszystkich etapach procesu konstrukcji numerycznych modeli złóż węglowodorów, pozwala na świadomy wybór metod

integracji danych, które w optymalny sposób honorują wszystkie dostępne informacje złożowe, z uwzględnieniem ich reprezentatywności, wiarygodności i przydatności do poszczególnych celów [Deutsch 2002; Caers 2005; Doyen 2007; Michelena, Gringarten 2009].



Rys. 1.2. Przygotowanie zbiorów danych i rodzaje analiz statystycznych oraz ich pozycja w metodzie geostatystycznego modelowania złożowego

Na etapie poprzedzającym analizę anizotropii i obliczanie rozkładów przestrzennych ocenie poddawany jest charakter statystyczny zestawu danych wejściowych, obejmujący

różne ich postacie (przestrzenne, wzdłuż profili pionowych, punktowe itd.). Analizowane są takie cechy statystyczne populacji danych (bezpośrednich i pośrednich) jak średnia, wartości minimalne i maksymalne, odchylenie standardowe, wariancja, jak również kształt dystrybucji wartości, zaś wyniki prezentowane są w formie tabelarycznej oraz w postaci histogramów. Istotne miejsce zajmuje badanie związków korelacyjnych pomiędzy danymi bezpośrednimi i pośrednimi, jak również w obrębie każdej z grup. Stwierdzenie istnienia związku korelacyjnego pomiędzy danymi otworowymi (które umownie traktowane są jako rzeczywiste wartości prognozowanego parametru) oraz sejsmicznymi upoważnia do wykorzystywania tej zależności w analizie wariograficznej, jak i modelowaniu przestrzennym. Tego typu podejście metodyczne w znacznym stopniu podnosi jakość odwzorowania zmienności właściwości zbiornikowych w strefach międzyotworowych i pozaotworowych, gdzie dane sejsmiczne stanowią często jedyne źródło informacji. Dane sejsmiczne są więc, w sposób pośredni, nośnikiem informacji o przestrzennej zmienności właściwości zbiornikowych skał. Ich rola w geostatystycznym modelowaniu złóż polega na sterowaniu rozkładem estymowanego/symulowanego parametru, a więc (w przypadku istnienia korelacji) na odtworzeniu istniejącego w wykorzystywanym parametrze sejsmicznym charakteru zmienności [m.in.: Doyen 1988, 2007; Xu i in. 1992; Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Dubrule 2003; Jędrzejowska-Tyczkowska 2003; Caers 2005; Jędrzejowska-Tyczkowska i in. 2005; Jędrzejowska-Tyczkowska, Bartoń, Żukowska 2006; Michelena, Gringarten 2009; Sowizdżał 2009; Sowizdżał, Stadtmüller 2010b; Michelena i in. 2011; Grana, Dvorkin 2011].

Potrzeba dysponowania parametrami pochodzenia sejsmicznego, najpełniej opisującymi badaną przestrzeń i wykazującymi możliwie wysokie wartości współczynników korelacji z np. porowatością poziomu zbiornikowego, dała początek stosowaniu analiz wielowymiarowych w modelowaniu złożowym. Mają one na celu przetworzenie zestawu parametrów sejsmicznych (wyników inwersji sejsmicznej, atrybutów trasy sejsmicznej (obecnie w wielu typach inwersji i liczności atrybutów)) do postaci tzw. meta-atrybutu, a więc zmiennej stanowiącej matematyczną kombinację kilku lub kilkunastu zmiennych i charakteryzującej się wyższą wartością współczynnika korelacji z parametrem, który opisują. W niniejszej pracy podano teoretyczne ramy oraz praktyczne przykłady prowadzenia tego typu analiz oraz implementacji ich wyników w formie kokrigingu lub średniej lokalnie zmiennej – jako parametrów sterujących konstruowanymi rozkładami przestrzennymi. Analizie poddanych zostało kilka metod statystycznych wielowymiarowych przekształceń danych sejsmicznych:

- wieloraka regresja liniowa,
- sztuczne sieci neuronowe,
- metoda głównych składowych (z ang. *principal component analysis*) w synergii z sieciami neuronowymi.

Powyższe metody transformacji danych sejsmicznych do postaci opisujących przestrzenną zmienność wybranych cech fizycznych ośrodka skalnego wykorzystywane są często w praktyce przemysłowej jako wynik finalny. Natomiast w niniejszej pracy celem zastosowania ww. metod było opracowanie meta-atrybutów danej cechy ośrodka skalnego, które w stosunku do pojedynczych parametrów sejsmicznych wykazują wyższą korelację z modelowanym parametrem (np. porowatością). W metodzie geostatystycznego modelowania złożowego opracowane meta-atrybuty wspomagają proces analizy anizotropii oraz aplikowane są za pomocą algorytmów interpolacji przestrzennej jako parametry sterujące finalnym rozkładem analizowanej cechy ośrodka skalnego.

Aplikacja danych sejsmicznych w procesie odtwarzania zmienności właściwości zbiornikowych stanowi coraz większe wyzwanie, gdyż coraz częściej przedmiotem rozpoznania i opisu są trudno dostępne, niekonwencjonalne formacje geologiczne i zdecydowanie bardziej „wymagająca”, trudna do rozpoznania skała zbiornikowa. Często nieznacznym zakresem zmienności porowatości i gęstości powoduje istnienie mniejszego kontrastu wartości wyników inwersji sejsmicznej (impedancja akustyczna, prędkość fali podłużnej), stąd też potrzeba większej precyzji oraz poszukiwania bardziej wyrafinowanych metod integracji wyników analiz sejsmicznych z otworowymi profilami analogicznych parametrów. Zagadnienia te realizowane są poprzez tworzenie fizycznych modeli skał i mediów złożowych (*rock physics*), a więc (wg definicji, którą przedstawiają Sayers i Chopra [2009]) „badanie zależności pomiędzy parametrami elastycznymi (pomierzonymi z powierzchni, w otworach, w warunkach laboratoryjnych) a takimi cechami i właściwościami ośrodka skalnego jak: skład mineralogiczny, porowatość, wykształcenie przestrzeni porowej, rodzaj mediów nasycających, ciśnienie porowe, przepuszczalność, stan naprężeń i ogólną architekturą analizowanego interwału, reprezentowaną przez warstwowanie i obecność systemu szczelin”. Określone na podstawie danych otworowych (laboratoryjnych lub geofizyki otworowej) zależności pomiędzy parametrami elastycznymi a prognozowanymi właściwościami poziomu zbiornikowego (np. litologia, porowatość, nasycenie) wykorzystywane są, na podstawie danych sejsmicznych, w procesie predykcji ich przestrzennych rozkładów w strefach międzyotworowych. W odniesieniu do omawianej w niniejszej pracy metody geostatystycznego modelowania złóż dysponowanie parametrem pochodzenia sejsmicznego, przetworzonym na bazie analiz typu *rock physics* do postaci precyzyjniej przybliżającej pewną analizowaną cechę fizyczną ośrodka geologicznego, pozwala na modelowanie tej cechy z większą wiarygodnością.

Wyniki modelowania geostatystycznego często wykorzystywane są do obliczeń zasobów złóż i perspektywicznych obiektów poszukiwawczych, tak więc istotne znacznie ma znajomość zakresu błędu predykcji parametrów petrofizycznych decydujących o zasobach złoża. W celu oszacowania potencjalnego zakresu zmienności wybranego parametru objętościowego (np. objętość ropy naftowej w strefie złożowej, objętość przestrzeni porowej

potencjalnego obiektu poszukiwawczego) stosuje się tzw. analizę niepewności/ryzyka. Polega ona na zdefiniowaniu czynników ryzyka oraz rozpatrzeniu alternatywnych założeń czynionych na różnych etapach konstrukcji modelu złoża i ocenie odchyleń w uzyskiwanych wynikach (w stosunku do modelu bazowego), będących efektem tego zróżnicowania, wyrażonych wartościami wybranych parametrów objętościowych złóż (np. zasoby ropy naftowej, zasoby gazu ziemnego, objętość przestrzeni porowej itd.).

W celu zminimalizowania subiektywności wyboru i oceny poszczególnych elementów ryzyka oraz zdefiniowania zakresu ich zmienności autor pracy zaproponował wykonywanie walidacji wyników modelowania statycznego przed rozpoczęciem analizy niepewności.

Proces walidacji wykonywano metodą nazywaną w literaturze *leave-one-out* lub *cross-validation*, polegającą na selektywnym wykluczaniu pewnej części zestawu danych oraz analizie porównawczej tych danych z wynikami modelowania, jakie uzyskano w lokalizacji ich występowania [Hampson i in. 2001; Schulke i in. 2005]. Na bazie wyników walidacji przestrzennych rozkładów parametrów złożowych, znając prawdopodobne zakresy popełnianych błędów, możliwe jest prowadzenie świadomej analizy niepewności w kierunku wybranych parametrów objętościowych. Analizy tego typu są ostatnim etapem procesu charakteryzowania obiektu złożowego i stanowią dopełnienie statycznego, przestrzennego, geostatystycznego modelu złoża węglowodorów lub obszaru prospekcji naftowej.

Wzmiankowane we wprowadzeniu oraz niniejszym rozdziale liczne aspekty teoretyczne, jak i praktyczne szeroko rozumianej metody geostatystycznego modelowania złożowego zostały przedstawione szczegółowo w kolejnych rozdziałach monografii. Porządek ich omawiania odpowiada przebiegowi procesu modelowania złożowego: w rozdziale 3 przedstawiono zagadnienia geostatystycznej analizy danych prowadzonej jako etap poprzedzający interpolację przestrzenną modelowanych cech fizycznych ośrodka geologicznego. W rozdziale 4 zaprezentowano podstawy teoretyczne algorytmów estymacyjnych i symulacyjnych, metody modelowania rozkładów przestrzennych oraz możliwości modyfikacji standardowych rozwiązań metodycznych. Rozdziały 5 i 6 poświęcone są ocenie wyników modelowania złożowego realizowanej poprzez procesy walidacji obliczonych rozkładów przestrzennych oraz analizy niepewności wyników obliczeń wolumetrycznych wykonywanych na bazie modelu statycznego obciążonego pewnym błędem predykcji.

Praca ilustrowana jest przykładami analizy rzeczywistych zestawów danych dotyczących wybranych obiektów geologicznych na obszarze Polski. Dlatego też następny rozdział poświęcony został charakterystyce geologicznej najobszerniej prezentowanych w pracy złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz obszarów poszukiwawczych.

2. Charakterystyka analizowanych obiektów złożowych i obszarów poszukiwawczych

Etapem prac poprzedzającym parametryczne scharakteryzowanie poziomu zbiornikowego jest sporządzenie modelu strukturalnego analizowanego obiektu geologicznego [Corvie i in. 1992; Caamano i in. 1994; Deutsch 2002; Dubrule 2003; Caers 2005; Doyen 2007]. Model ten, mający pionowe i horyzontalne ograniczenia, reprezentowane przez powierzchnie stropu i spągu wydzielen stratygraficznych lub litologicznych, powierzchnie dyslokacji tektonicznych oraz zasięg lateralny, stanowi przestrzeń parametryzacji, w obrębie której wykonywane jest modelowanie jakościowe (litologia, facje) i ilościowe (porowatość, przepuszczalność, zailenie, nasycenie wodą złożową). Precyzja odwzorowania budowy strukturalnej ośrodka geologicznego determinowana jest stopniem rozpoznania geologiczno-geofizycznego, a więc dostępnością i jakością danych otworowych i sejsmicznych [Deutsch 2002; Dubrule 2003; Doyen 2007]. Zazwyczaj w przypadku prac o charakterze regionalnym mających na celu rozpoznanie budowy geologicznej wykorzystuje się dane otworowe, profile sejsmiki 2D, natomiast w przypadku opracowań złożowych najczęściej kluczowe znaczenie mają wyniki interpretacji strukturalnej danych sejsmiki 3D kalibrowane wynikami stratygraficznej i/lub litologicznej interpretacji danych geofizyki otworowej.

Modele strukturalne prezentowanych w monografii obiektów geologicznych zostały opracowane przez autora na podstawie istniejących interpretacji danych otworowych i sejsmicznych, jakkolwiek szczegóły metodologii budowy modeli strukturalnych nie wchodzi w zakres pracy.

W niniejszym rozdziale przedstawiono skróconą charakterystykę najszerszej prezentowanych w pracy obszarów złożowych i poszukiwawczych. Analizie poddano *utwory rafowe wapienia cechsztyńskiego Ca1* (złóże gazu ziemnego Brońsko), *klastyczne utwory górnego czerwonego spągowca P_s* (strefy złożowe gazu ziemnego Paproć–Cicha Góra, Parzęczewo–Czarna Wieś oraz obszar poszukiwawczy Rokietnica–Siekierki–Pławce), gazonośne, *molosowe osady miocenu M* zapadliska przedkarpackiego (w skali basenu sedymentacyjnego oraz na obszarze zdjęcia sejsmicznego Wygoda–Pilżno 3D), *węglanowe utwory dolomitu głównego Ca2* (obszar złożowy ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów–Międzychód–Grotów, LMG)

oraz *karbońskie utwory węglanowe* C_{wi} w strefie złoża ropy naftowej Nosówka. Dobór omawianych obiektów miał na celu zobrazowanie możliwości metodycznych szeroko rozumianej analizy geostatystycznej w kontekście rodzaju skały zbiornikowej (utwory klastyczne lub węglanowe, zbiornik konwencjonalny lub o obniżonych właściwościach petrofizycznych), dostępności danych geologiczno-geofizycznych oraz wyników interpretacji cząstkowych (np. dostępność interpretacji sedimentologicznej), jak również skali obszaru objętego charakterystyką (skala obiektu złożowego, mezoregionalna, skala basenu sedimentacyjnego).

2.1. Utwory rafowe wapienia cechsztyńskiego Ca1 – złożo gazu ziemnego Brońsko

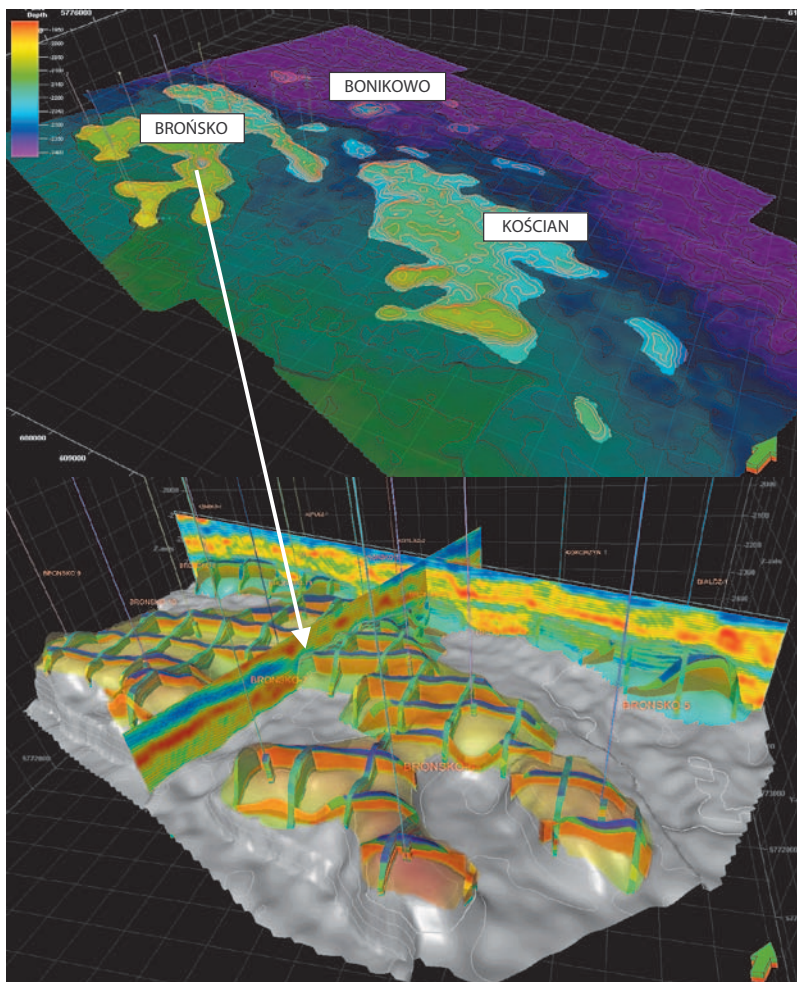
Złożo gazu ziemnego Brońsko, występujące w utworach rafowych wapienia cechsztyńskiego i charakteryzujące się nieregularną geometrią, zlokalizowane jest w obrębie północnej krawędzi wału wolsztyńskiego, gdzie w początkowym etapie rozwoju basenu cechsztyńskiego panowały dogodne warunki do powstawania organogenicznych utworów rafowych [Leśniak i in. 2009]. Wykształcenie miąższościowe i facjalne utworów wapienia cechsztyńskiego oraz całego cyklotemu Werra determinowane jest przez morfologię podłoża karbońskiego, na które wkroczyło morze cechsztyńskie [Such i in. 2002; Leśniak i in. 2009]. W niniejszej pracy złożo to stanowi najobszerniej wykorzystywany, wiodący obiekt badawczy, na którego przykładzie zaprezentowano główne etapy procesu konstrukcji geostatystycznych modeli złożowych.

Dane oraz wyniki poszczególnych etapów ich analizy i przetworzeń posłużyły do zilustrowania *elementów statystyki opisowej* zestawu danych oraz *analizy anizotropii zmienności parametrów petrofizycznych poziomu zbiornikowego*, także w aspekcie *możliwości wykorzystania danych sejsmicznych* w tym procesie. Stabilny trend wykształcenia litofacjalnego oraz stopień jego rozpoznania w postaci wyników interpretacji sedimentologicznej predestynuje obiekt złożowy Brońsko do zaprezentowania na jego przykładzie *deterministycznej metody modelowania facjalnego*. Na przykładzie złoża gazu ziemnego Brońsko przedstawiona została też *metodyka walidacji wyników modelowania złożowego*.

Złożo gazu ziemnego Brońsko jest największym z kilkunastu obiektów rafowych zlokalizowanych w obrębie północnej krawędzi wału wolsztyńskiego – inne tego typu obiekty to Kościan, Ruchocice, Wielichowo, Bonikowo.

Obszar występowania akumulacji gazu ziemnego Brońsko charakteryzuje się wysokim stopniem dostępności danych geologiczno-geofizycznych – w obrębie struktury rafowej

Brońsko odwiercono 16 otworów, z których dostępne są: pomiary laboratoryjne porowatości i przepuszczalności (średnio co 0,5 m), profilowania geofizyki otworowej oraz wyniki ich interpretacji, wyniki interpretacji sedymentologicznej w postaci otworowych profili facjalnych, jak również koncepcji charakteru przestrzennego wykształcenia litofacjalnego utworów wapienia cechsztyńskiego [Leśniak i in. 2009], dane sejsmiki 3D, w tym wynik inwersji akustycznej oraz zinterpretowane wyniki testów otworowych.

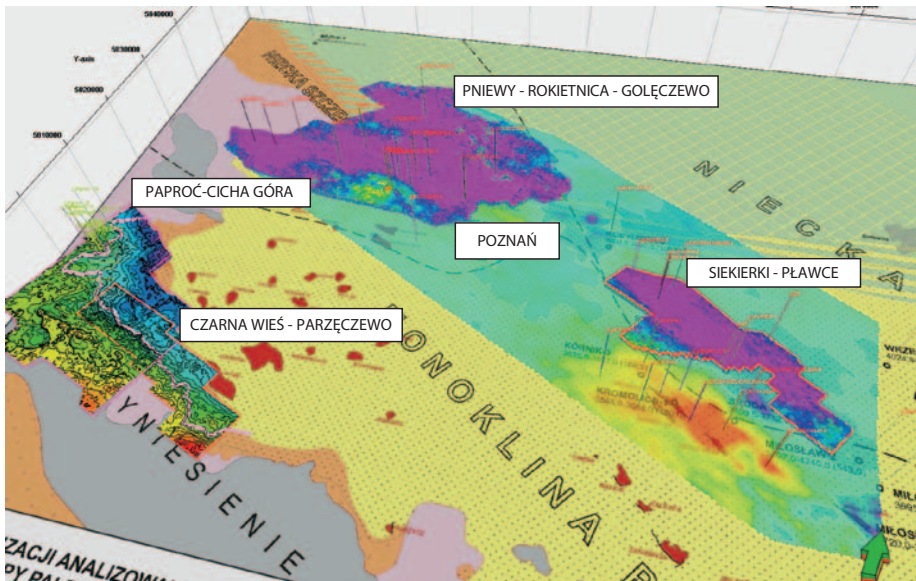


Rys. 2.1. Struktury rafowe Ca1 na tle powierzchni podłoża karbońskiego (powyżej); złożo Brońsko – szkic strukturalno-facjalny; wybrane profile sejsmiki 3D w postaci impedancji akustycznej. Głębokość zalegania obiektu: 2000÷2300 m; miąższość: do ok. 100 m

2.2. Poziom zbiornikowy czerwonego spągowca – obszary złożowe Paproć–Cicha Góra, Czarna Wieś–Parzęczewo oraz Rokietnica–Siekierki–Pławce

Piaskowcowo-zlepieńcowe utwory czerwonego spągowca P_1 stanowią ważny poziom zbiornikowy gazu ziemnego na obszarze Niżu Polskiego, w obrębie którego występują zarówno złoża konwencjonalne, jak i akumulacje gazu zamkniętego (*tight*). W pracy przedstawiono przykłady analizy kilku obiektów złożowych i poszukiwawczych, m.in.: występujących w obrębie północnego skłonu wyniesienia wolsztyńskiego stref złożowych Paproć–Cicha Góra oraz sąsiadującego z nim od południowego wschodu obszaru występowania akumulacji gazu zamkniętego (*tight*) Czarna Wieś–Parzęczewo.

Drugi z obszarów, którego wyniki analizy zaprezentowano, zlokalizowany jest w okolicy Poznania i przebiega od strefy Pniew i Obrzycka na zachodzie, poprzez Rokietnicę, Gołęczewo i Siekierki, aż po Pławce. Obecnie jest to obszar intensywnych poszukiwań niekonwencjonalnych złóż zamkniętego (*tight*) gazu ziemnego.

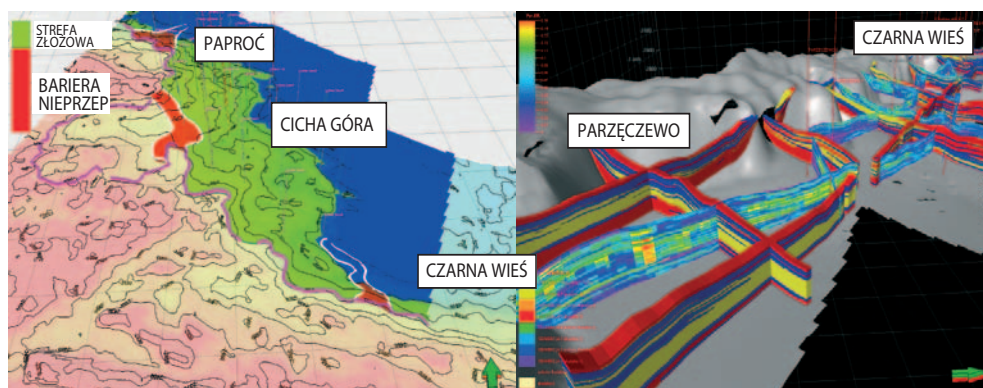


Rys. 2.2.1. Szkic lokalizacji zaprezentowanych w pracy obszarów złożowych i poszukiwawczych w utworach czerwonego spągowca na tle mapy paleogeograficznej czerwonego spągowca

[Kiersnowski i in. 2010]

2.2.1. Paproć–Cicha Góra–Czarna Wieś–Parzęczewo

W strefie występowania złoża Paproć–Cicha Góra oraz na obszarze prospekcji Czarna Wieś–Parzęczewo klastyczne utwory górnego czerwonego spągowca ulegają wyklinowaniu w kierunku wyniesienia wolsztyńskiego. Poziom zbiornikowy wykształcony jest w postaci stożków aluwialnych, z którymi związane jest występowanie kompleksów fluwialnych, złożonych w przewodzie z piaskowców i piaskowców zlepionych. W znacznej części profili stwierdzono również obecność piaskowców eolicznych [Sowizdzał, Stadtmüller, Leśniak 2009]. Zmienność facjalna determinuje właściwości zbiornikowe i filtracyjne poziomu czerwonego spągowca, co wykazuje analiza podstawowych cech statystycznych poziomu kolektorskiego, tak więc właściwe odtworzenie przestrzennego rozkładu facjalnego ma zasadnicze znaczenie dla oceny pojemności zbiornikowej (porowatości i miąższości efektywnej) oraz możliwości produkcyjnych (przepuszczalności) strefy złożowej.



Rys. 2.2.1.1. Pułapki złożowe w obrębie wyklinowania utworów czerwonego spągowca przy północnej krawędzi wyniesienia wolsztyńskiego w strefie Paproć–Cicha Góra–Czarna Wieś–Parzęczewo (po lewej); charakter zmienności litofacjalno-petrofizycznej (po prawej)

Na przykładzie danych i wyników analizy tego obszaru rozważono celowość konstrukcji przestrzennego modelu wykształcenia facjalnego, jako etapu poprzedzającego prognozę właściwości petrofizycznych. Zaprezentowano jedną z metod modelowania facjalnego, angażującą zarówno techniki deterministyczne, jak i statystyczne. Redukcja właściwości zbiornikowych, a przede wszystkim filtracyjnych w kierunku Czarnej Wsi i Parzęczewa (SE) implikuje konieczność sięgania po bardziej zaawansowane metody

transformacji i aplikacji danych sejsmicznych w procesie modelowania złożowego. Zastosowano wielowymiarowe przekształcenie danych sejsmicznych (w tym wyników inwersji symultanicznej) za pomocą sieci neuronowych do postaci meta-atrybutu porowatości, który w dalszej kolejności został zaaplikowany jako dane drugorzędne (*secondary*) w metodzie kokrigingu. Złoże Paproć-Cicha Góra posłużyło także do zobrazowania kilkuetapowego *podejścia metodycznego w aspekcie odtwarzania przestrzennej zmienności parametrów filtracyjnych*.

Dla omawianego obszaru istnieje bogata baza danych z około 50 otworów wiertniczych (wyniki laboratoryjnych pomiarów właściwości petrofizycznych, profilowania geofizyki wiertniczej, interpretacja sedimentologiczna wykonana na bazie materiału rdzeniowego, wyniki testów otworowych) oraz sejsmicznych (w postaci wyników inwersji akustycznej i symultanicznej (Geofizyka Toruń, 2000)).

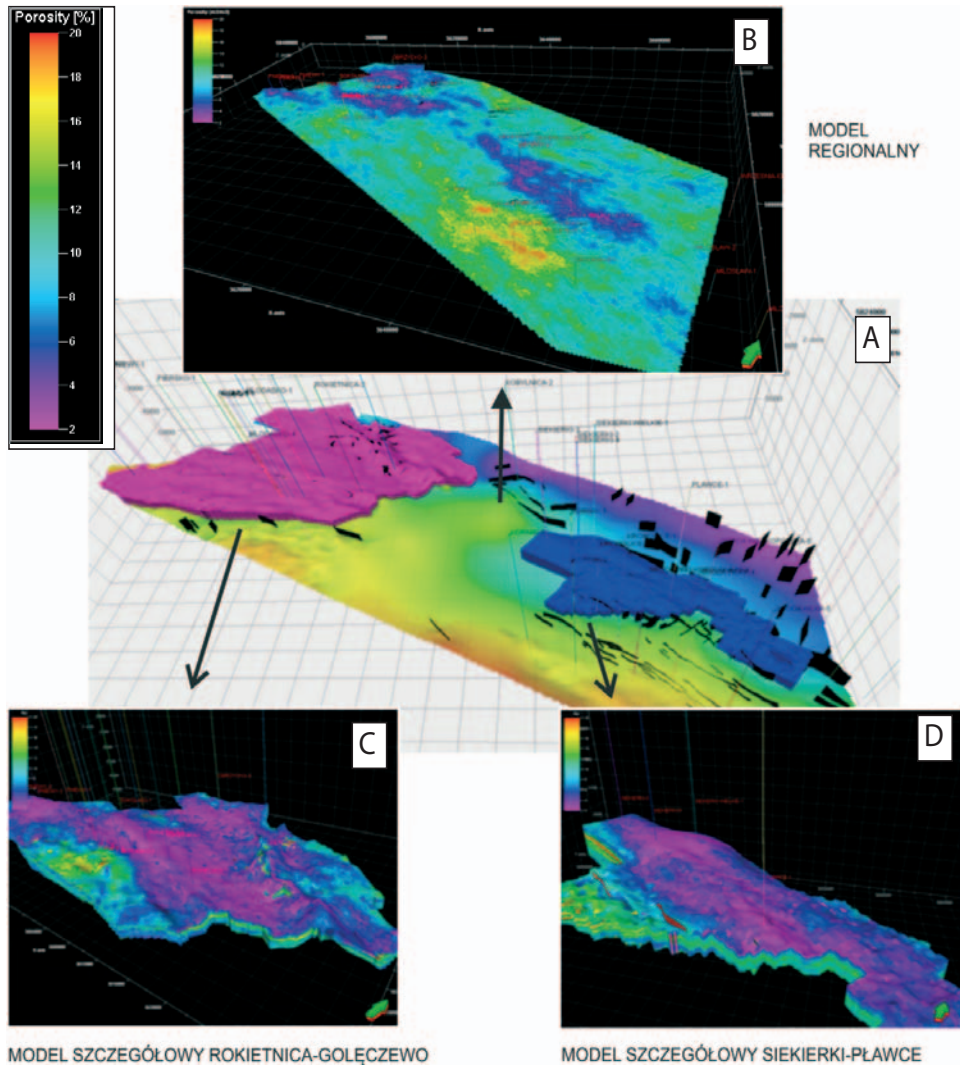
2.2.2. Strefa Rokietnica–Siekierki–Pławce

Obszar położony jest w północnej części subbasenu poznańskiego czerwonego spągowca: rejon Rokietnicy – na zachód, zaś rejon Siekierki–Pławce – na południowo-wschód od Poznania. Obejmuje on pogrzebane paleowyniesienie Rokietnicy wraz z jego południowym skłonem i prawdopodobnym południowo-wschodnim przedłużeniem na odcinku Poznań–Siekierki–Pławce [Leśniak i in. 2010a].

W analizowanym obszarze właściwości zbiornikowe utworów czerwonego spągowca pogarszają się do tego stopnia, że najprawdopodobniej mogą w nim występować jedynie zbiorniki typu *tight gas*. Czerwony spągowiec górny – stanowiący poziom zbiornikowy gazu ziemnego – wykształcony jest w postaci piaskowców wydmowych (rejon Pławców) z pojedynczymi wkładkami piaskowców międzywydmowych i osadów fluwialnych (piaskowce zlepieńcowate, zlepieńce) w spągu profilu nad wyniesieniem Rokietnicy [Leśniak i in. 2010a].

Obszar ten posłużył do zilustrowania *dwuetapowej metodyki odtwarzania zmienności parametrów zbiornikowych*. W I etapie analizie poddawany jest regionalny trend wykształcenia cech zbiornikowych, umożliwiający wykorzystanie danych z większej ilości otworów wiertniczych, natomiast w II etapie w odniesieniu do obiektów poszukiwawczych o charakterze lokalnym aplikowane są, w fazie analizy geostatystycznej oraz modelowania przestrzennych rozkładów parametrów zbiornikowych, zależności obserwowane w perspektywie regionalnej.

W procesie analizy omawianego obszaru dysponowano tylko danymi otworowymi; w granicach modelu regionalnego dostępne są dane laboratoryjne i profilowania geofizyki wiertniczej z ponad 30 otworów, natomiast dla modeli lokalnych dostępność informacji geologiczno-geofizycznej ogranicza się do kilku otworów dla każdego z rejonów.

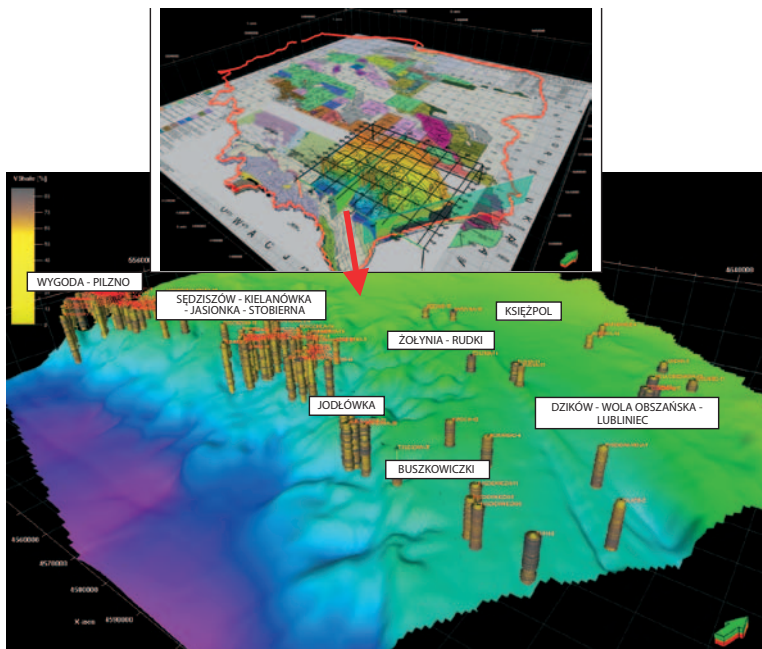


Rys. 2.2.2.1. Zestawienie obrazujące zasięg modelu regionalnego (A), trend porowatości w skali regionalnej (B) oraz szczegółowe modele rejonów poszukiwawczych Rokitnica–Goleczewo (C) i Siekierki–Pławce (D)

2.3. Utwory miocenu na obszarze zapadliska przedkarpackiego – skała basenu sedimentacyjnego oraz obszar zdjęcia sejsmicznego Wygoda–Pilzno

2.3.1. Wschodnia część miocénskiego basenu sedimentacyjnego

Możliwości prowadzenia analizy geostatystycznej w skali regionalnej przedstawiono na przykładzie części miocénskiego basenu sedimentacyjnego o powierzchni ok. 29 tys. km² (a więc ponad 9% powierzchni kraju). Utwory miocenu zapadliska przedkarpackiego charakteryzują się naprzemianległym występowaniem osadów piaszczowoc-mułowcowo-ilastych o znacznym zróżnicowaniu profilu pionowego, jak również wysokiej heterogeniczności w kierunkach horyzontalnych.



Rys. 2.3.1.1. Obszar regionalnego modelu w skali basenu sedimentacyjnego z rozmieszczeniem danych otworowych

Przedmiotem analizy była przestrzenna zmienność zailenia oraz porowatości na obszarze znacznego fragmentu basenu sedymentacyjnego, co stanowiło element szerszego projektu badawczego [Słoczyński i in. 2010], którego celem była dynamiczna symulacja ewolucji miocénskiego systemu naftowego oraz oszacowanie prognostycznych zasobów gazu ziemnego.

Strukturalno-parametryczne modele basenów sedymentacyjnych posiadają szereg ograniczeń, sprowadzających się przede wszystkim do ich obniżonej dokładności, szczególnie w odniesieniu do zjawisk geologicznych o charakterze lokalnym. Z drugiej jednak strony, szersza, basenowa perspektywa pozwala obserwować trendy zmienności facjalnej czy też litologicznej niewidoczne na modelach lokalnych, formułować wnioski spójne dla całego basenu oraz wskazywać miejsca, dla których celowe jest prowadzenie bardziej szczegółowych analiz.

W prezentowanym przykładzie dla uprzednio odtworzonego modelu strukturalnego wyznaczano przestrzenny, regionalny rozkład zailenia. Model ten w dalszej kolejności stanowił kryterium podziału formacji miocénskiej na typy litologiczne, którym w procesie symulacji systemu naftowego przypisywana jest określona charakterystyka diagenetyczno-termiczno-geochemiczna.

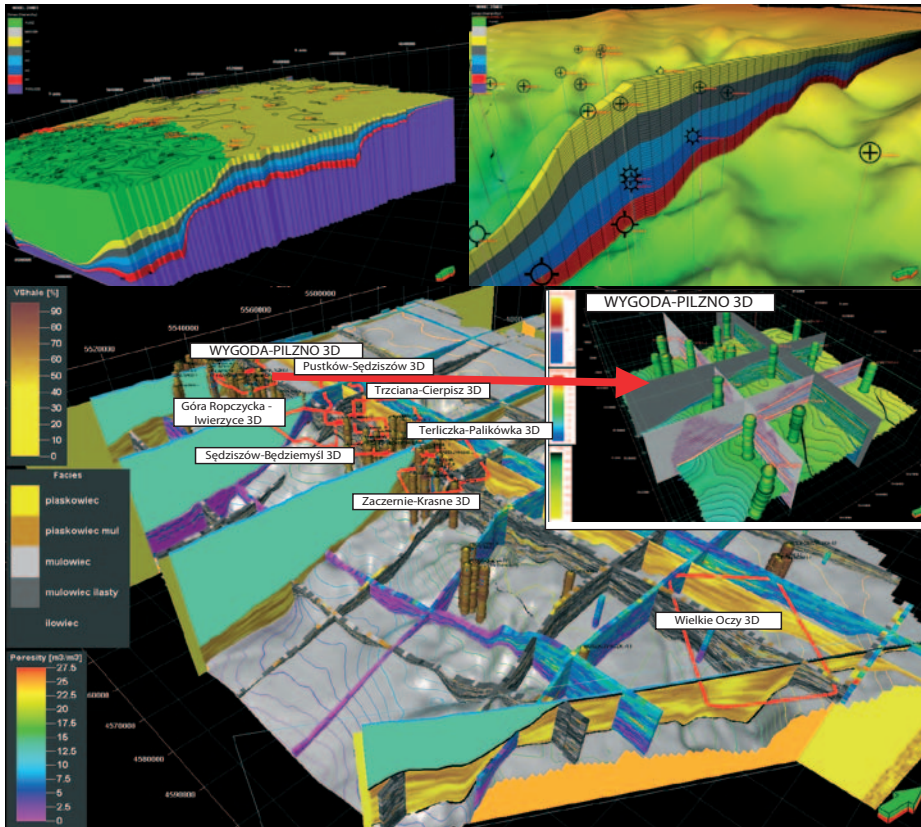
Omawiany obszar posłużył do zaprezentowania *modelowania wariogramów zailenia dla oceny anizotropii zmienności tego parametru w skali basenu sedymentacyjnego* oraz jako przykład jednego z zastosowań geostatystycznych modeli obszarów poszukiwawczych – *przestrzennego, dynamicznego modelowania systemów naftowych*. Wykorzystano profile zailenia w pełnej miąższości formacji miocénskiej z około 120 otworów wiertniczych. Przedstawiono również wyniki modelowania rozkładów przestrzennych zailenia, litologii i porowatości (rys. 2.3.1.2).

Modele basenów sedymentacyjnych z jednej strony pozwalają uwzględniać regionalny kontekst geologiczno-sedymentologiczny w konstruowanych w ich obrębie modelach szczegółowych. Jednakowoż analizy realizowane w skali lokalnej odgrywają istotne znaczenie w procesach konstrukcji modeli regionalnych, wykorzystywane są jako obiekty kalibracyjne.

2.3.2. Obszar zdjęcia sejsmicznego Wygoda–Pilzno 3D

Obszar ww. zdjęcia obejmuje odkryte złoża gazu ziemnego Pilzno Południe (częściowo), Wygoda oraz Pilzno Północ; akumulacje gazu ziemnego występują w wielopoziomowych piaskowcowych utworach miocenu autochtonicznego, izolowanych warstwami iłowcowymi [Karnkowski 1993a]. Strefy złożowe Pilzno Południe oraz Wygoda zlokalizowane są pod powierzchnią nasunięcia karpackiego, natomiast akumulacja Pilzno Północ występuje poza zasięgiem nasunięcia utworów fliszowych.

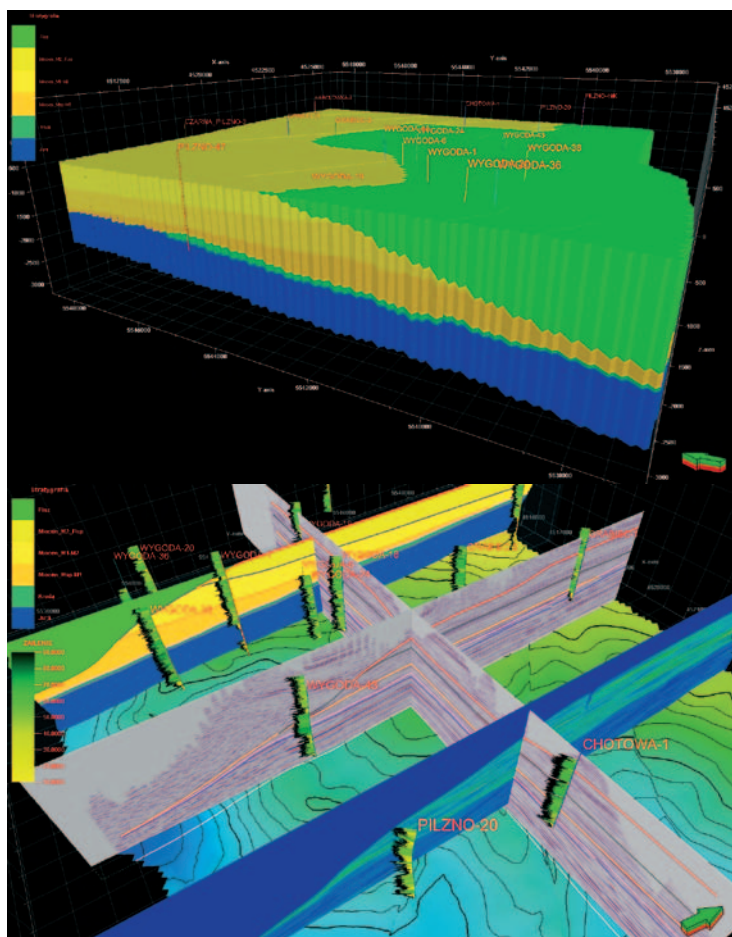
Obszar złożowy w okolicy Pilzna, objęty powierzchnią zdjęcia seismicznego Wygoda–Pilzno 3D (Geofizyka Kraków, 2000), przedstawiono jako przykład **modelowania litologiczno-petrofizycznego**, realizowanego dla bloku utworów miocenu o znacznych miąższościach, przekraczających 1000 m [Sowizdżał, Stadtmüller, Leśniak 2009]; zaprezentowano również stochastyczną metodę odtwarzania zmienności litologicznej, wykorzystując dane otworowe i sejsmiczne.



Rys. 2.3.1.2. Model strukturalny wschodniej części polskiego basenu miocenijskiego (powyżej) oraz wyniki modelowania przestrzennego (zailenie, litologia, porowatość); czerwone poligony – powierzchnie zdjęć seismiki 3D, w prawym górnym rogu – wyniki analiz wykonywanych w skali lokalnej – Wygoda Pilzno 3D

Motywacją dla rozpatrywania całego obszaru zdjęcia 3D, gdzie zlokalizowane są trzy odkryte akumulacje węglowodorów, w ramach jednego projektu jest charakter wykształcenia

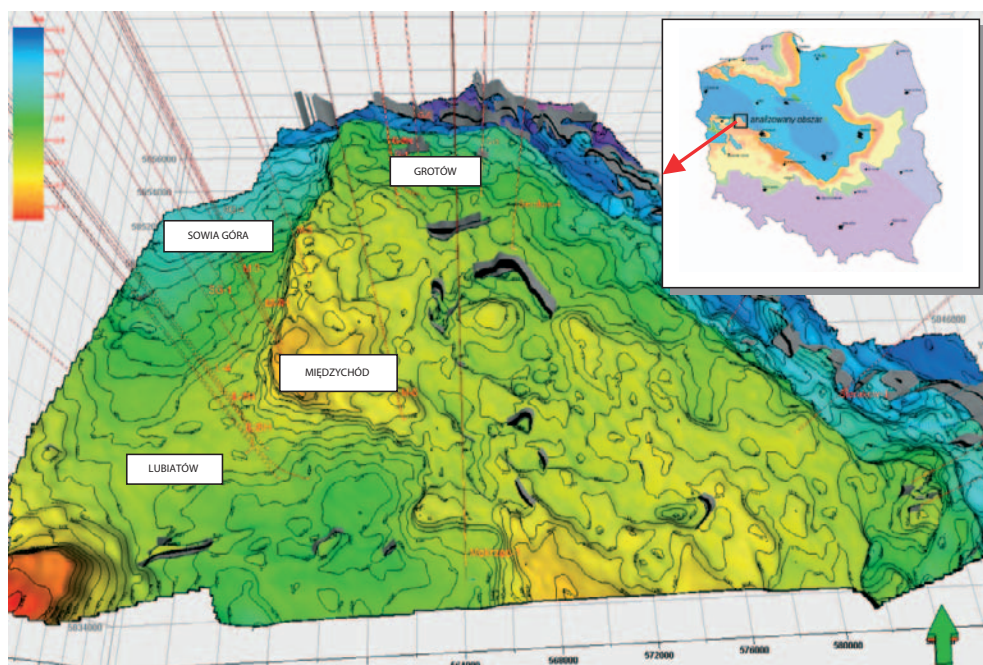
litofacjalno-petrofizycznego. Znaczna heterogeniczność, zarówno w kierunku pionowym, jak i horyzontalnym, praktycznie uniemożliwia korelację horyzontów złożowych pomiędzy otworami. W związku z tym podjęto próbę zastosowania *podjęcia stochastycznego w procesie odtwarzania zmienności litologiczno-petrofizycznej*; całościowe potraktowanie obszaru badań powoduje większą dostępność (liczność) danych otworowych, pozwalającą na dokładniejsze skalibrowanie wyników interpretacji otworowych z danymi sejsmicznymi.



Rys. 2.3.2.1. Model strukturalny obszaru zdjęcia sejsmicznego Wygoda–Pilzno 3D (na górze); schematyczny przekrój stratygraficzny (w odcieniach koloru żółtego interwał utworów mioceńskich), wybrane profile danych sejsmiki 3D, profil impedancji akustycznej oraz otwory wiertnicze z dostępną interpretacją parametru zailenia na tle głębokościowej powierzchni spągu utworów jurajskich (na dole)

2.4. Obszar złożowy Lubiaków–Międzychód–Grotów (dolomit główny)

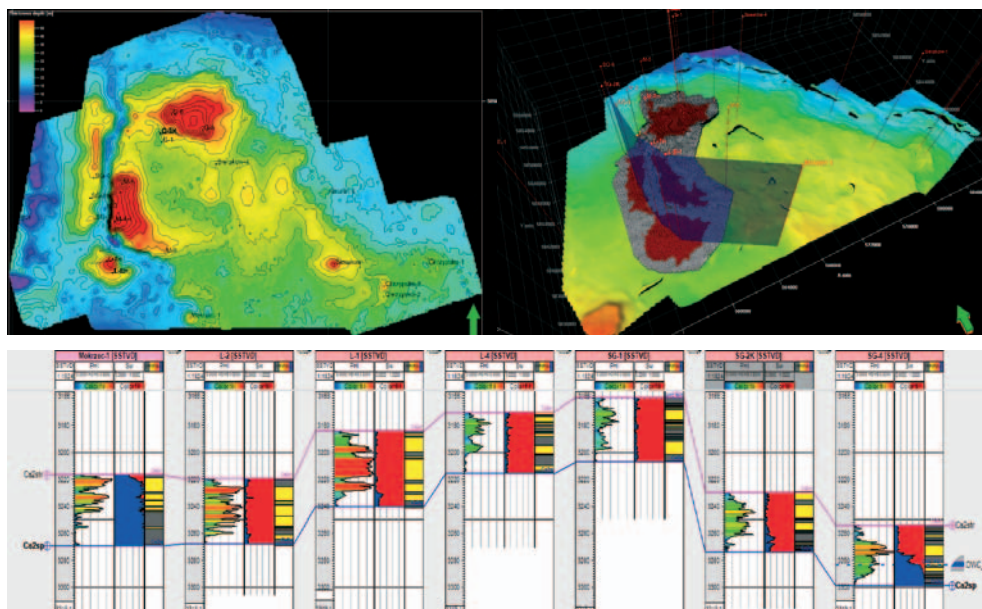
Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiaków (z elementami Lubiaków oraz Sowiej Góry), Międzychód i Grotów oraz akumulacje węglowodorów odkryte otworami Sieraków 1 i Sieraków 4 występują w poziomie zbiornikowym dolomitu głównego na obszarze Półwyspu Grotowa [Jędrzejowska-Tyczkowska i in. 2005; Malaga, Solarski, Wolnowski 2006]. W ostatnim dziesięcioleciu omawiany obszar był areną szeroko zakrojonych prac poszukiwawczych, zarówno sejsmicznych, jak i wiertniczych, w ramach których m.in. odwiercono ponad dwadzieścia otworów wiertniczych (pionowych, kierunkowych i horyzontalnych); cała jego powierzchnia została pokryta badaniami sejsmicznymi 3D, które w 2009 roku zostały poddane reprocessingowi oraz reinterpretacji [Geofizyka Toruń 2009].



Rys. 2.4.1. Szkic lokalizacyjno-strukturalny obszaru złożowego LMG w utworach dolomitu głównego Ca₂; w narożniku mapa paleogeograficzna dolomitu głównego [Wagner i in. 2000]

Profile dolomitu głównego stwierdzone w obszarze Lubiatów–Międzychód–Grotów (LMG) reprezentują różne strefy paleogeograficzne. Są to: podnóże stoku platformy węglanowej (Lubiatów–Sowia Góra), bariera (Międzychód) oraz równia platformowa (Grotów). Prognoza właściwości zbiornikowych i filtracyjnych w poziomie dolomitu głównego jest zagadnieniem wymagającym – z uwagi na ich znacząco zmienność oraz obecność szczelinowatości. Przyczyny można upatrywać w przebiegu procesów depozycji, które doprowadziły do powstawania osadów właściwych ww. strefom paleogeograficznym, jak i przemian diagenetycznych, które doprowadziły do znacznej modyfikacji cech petrofizycznych poziomu zbiornikowego. Niektóre z tych procesów przyczyniły się do ich pogorszenia (kompakcja, cementacja, neomorfizm), inne natomiast w znacznym stopniu je poprawiły (rozpuszczanie ziaren oraz szczelinowatość) [Sowiżdżał i in. 2011].

Wykorzystując zestaw danych z obszaru LMG, zilustrowano wybrane *metody wielowymiarowych przekształceń danych sejsmicznych do postaci tzw. meta-atrybutów* ustalonych cech fizycznych ośrodka skalnego.

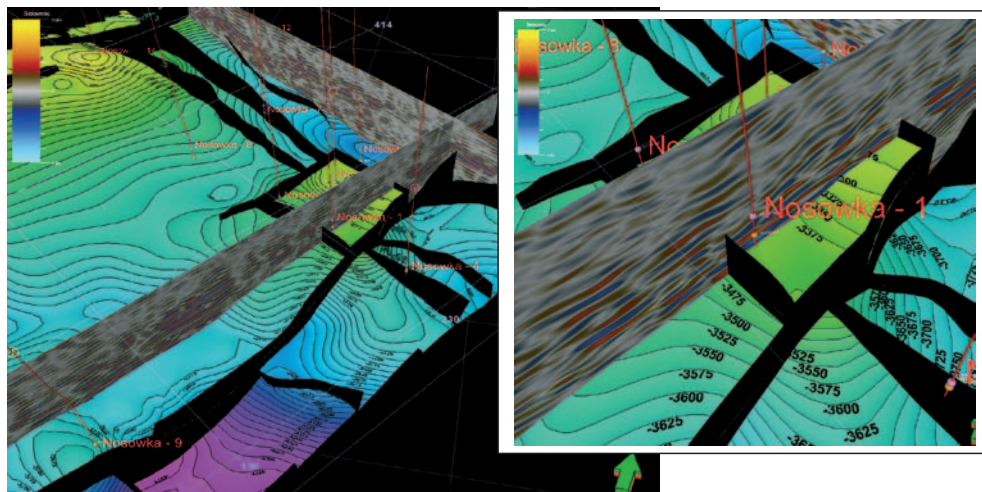


Rys. 2.4.2. Miąższość utworów Ca2 (po lewej u góry), zarys akumulacji LMG (po prawej u góry) z naniesionym śladem korelacji międzyotworowej; poniżej korelacja międzyotworowa z południa na północ (skala pionowa pod poziomem morza) – na ścieżkach kolejno: porowatość, nasycenie, mikrofacja. Zwraca uwagę zróżnicowanie głębokości występowania strefy zawodnionej w skrajnych otworach

Obszar złożowy LMG posłużył też do zaprezentowania przykładu *modelowania przepuszczalności* z uwzględnieniem odmiennych charakterystyk skały zbiornikowej w poszczególnych strefach paleogeograficznych obszaru badań. Przedstawiono również metodykę *modelowania nasycenia mediami złożowymi* poziomu zbiornikowego w strefach występowania zróżnicowanych głębokości konturu wody złożowej, wykorzystującą zarówno elementy deterministyczne, jak i statystyczne, a także pokazano wyniki tego modelowania.

2.5. Strefa złoża ropy naftowej Nosówka w karbońskich utworach węglanowych

Złoże ropy naftowej Nosówka położone jest w brzeżnej strefie Karpat fliszowych, w południowo-zachodniej części tzw. zatoki rzeszowskiej [Karnkowski 1993a]. Akumulacja ropy naftowej związana jest skałami węglanowymi, reprezentowanymi przez wapień i wapień dolomityczny wizeny (karbon dolny). Parametry petrofizyczne skały zbiornikowej cechuje ciekawa charakterystyka statystyczna, manifestująca się występowaniem bardzo niskich porowatości i wysokich przepuszczalności, interesujących dla rozważań nad niejednoznacznością wyznaczania interwałów produktywnych w profilu poziomu zbiornikowego.



Rys. 2.5.1. Złoże ropy naftowej Nosówka – strefa złożowa ograniczona powierzchniami uskokowymi

W pracy przedstawiono *porównanie właściwości zbiornikowych strefy złożowej Nosówka z innymi akumulacjami węglowodorów występującymi w węglanowych poziomach kolektorskich*. Obiekt ten posłużył także do zaprezentowania najczęstszego sposobu wykorzystywania geostatystycznych modeli złożowych *w procesach modelowania dynamicznego (symulacji złożowych)*. Akumulacja ropy naftowej Nosówka stanowi przykład obiektu, dla którego przestrzenne wykształcenie niektórych właściwości petrofizyczno-złożowych determinowane jest ewolucją strukturalną. Odnosi się to przede wszystkim do nasycenia poziomu zbiornikowego ropą naftową lub wodą, które wykazuje związek z blokową budową obszaru. Ponadto uważa się, że wpływ na właściwości zbiornikowe węglanów wizeny ma ich ekspozycja na warunki erozyjne, która była zmienna dla poszczególnych bloków tektonicznych [Lubaś i in. 2010; Szott, Sowizdżał, Stadtmüller 2010].

3. Geostatystyczna analiza danych

Geostatystyczne metody, techniki i narzędzia analityczne wykorzystuje się nieomal na każdym etapie procesu konstrukcji trójwymiarowych modeli złóż węglowodorów oraz obszarów poszukiwawczych.

Jednym z aspektów geostatystyki, który może budzić zarówno frustrację, jak i stwarzać nieograniczone wręcz możliwości poprawy uzyskiwanych wyników, jest znaczna liczba możliwych kombinacji wykorzystania odmiennych narzędzi prowadzenia analizy geostatystycznej.

Podstawowym celem geostatystycznego modelowania złóż węglowodorów jest odtworzenie możliwie najbardziej wiarygodnych rozkładów przestrzennych parametrów zbiornikowych i filtracyjnych. Jednakże dla jakości wyników interpolacji przestrzennej podstawowe znaczenie mają te analizy geostatystyczne, które realizowane są jako stadium poprzedzające estymację lub symulację przestrzenną. Obserwacje poczynione na tym etapie procedury modelowania złożowego pozwalają na dobranie optymalnego toku postępowania, adekwatnego do całokształtu uwarunkowań geologicznych, dostępności danych oraz oczekiwanego celu i szczegółowości opracowania.

W niniejszym rozdziale omówiono te aspekty analizy geostatystycznej, które realizowane są jako etap poprzedzający przestrzenną interpolację modelowanych cech ośrodka geologicznego. Celem tych analiz jest ocena skali i charakteru zmienności w obrębie populacji danych wejściowych, zdefiniowanie stopnia heterogeniczności oraz anizotropii zmienności parametrów skały zbiornikowej, jak również zbadanie możliwości wykorzystania danych wspomagających (z ang. *secondary data*, *soft data*) charakteryzujących się pełniejszym pokryciem obszaru badań, poprzez określenie korelacji pomiędzy danymi otworowymi (bezpośrednimi – z ang. *primary data*, *hard data*) oraz parametrami sejsmicznymi, które mogą stanowić dane sterujące rozkładami przestrzennymi analizowanych właściwości zbiornikowych.

Analizy prowadzone dla zmiennych facjalnych lub litologicznych (zmienne dyskretne) wymagają zastosowania odmiennych narzędzi analitycznych, których dobór uzależniony jest od metody modelowania facjalnego, determinowanej charakterem sedymentologicznego wykształcenia formacji geologicznej oraz stopniem rozpoznania zmienności facjalnej. Zagadnienia te zostaną przedstawione w kolejnym rozdziale pracy.

3.1. Ocena charakterystyki statystycznej analizowanych parametrów poziomów zbiornikowych

Pierwszym etapem działań mających na celu odwzorowanie zmienności parametrów zbiornikowych jest określenie charakterystyki statystycznej populacji danych wejściowych.

Do opisu dystrybucji wartości służą miary rozkładu obliczane na podstawie populacji dostępnych danych; ich interpretacja dostarcza informacji na temat charakteru rozkładu analizowanego parametru ośrodka skalnego. Miary statystyki opisowej można podzielić na trzy główne kategorie [Isaaks, Srivastava 1989]:

- **Miary położenia** dostarczają informacji na temat położenia poszczególnych części dystrybucji. Cechy statystyczne, takie jak średnia (arytmetyczna, geometryczna, harmoniczna, kwadratowa), mediana, wartość modalna (dominanta), odnoszą się do centralnego punktu analizowanego rozkładu wartości danego parametru, zaś położenie innych części dystrybucji opisywane jest przez wartości minimalne i maksymalne oraz kwantyle.

Najczęściej wykorzystywana jest średnia arytmetyczna, obliczana według poniższego wzoru:

$$m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

m – średnia arytmetyczna,

n – liczba danych,

x_1, \dots, x_n – wartości uśrednianego parametru.

Inne rodzaje średniej stosowane są rzadziej, np. średnia geometryczna wykorzystywana jest dla parametrów o rozkładzie logarytmiczno-normalnym, takich jak przepuszczalność, i oblicza się ją według wzoru [Deutsch 2002]:

$$G = \sqrt[n]{x_1 x_2 \dots x_n}$$

G – średnia geometryczna,

n – liczba danych,

x_1, \dots, x_n – wartości uśrednianego parametru.

Mediana z kolei stanowi wartość środkową dystrybucji wartości; rozdziela populację danych na dwie jednakowo liczne grupy. Wartość modalna, zwana też dominantą, to wartość badanej populacji, która występuje najliczniej. Zarówno średnia, jak i mediana oraz dominanta stanowią miary pozycji centralnej. Idea rozdziału zestawu danych na dwie części za pomocą mediany może być rozszerzona do podziału na większą liczbę równolicznych grup danych, zwanych kwantylami. Wyróżnia się więc kwartyłe (1/4), kwintyle (1/5), decyle (1/10) oraz percentyle (1/100).

- **Miary zróżnicowania** stanowią nośnik informacji na temat zmienności wartości analizowanego parametru. Do grupy miar zróżnicowania zalicza się m.in.: wariancję, odchylenie standardowe, rozstęp, rozstęp ćwiartkowy.

W modelowaniu złożowym najczęściej wykorzystuje się wariancję lub odchylenie standardowe, jako miary zróżnicowania dystrybucji wartości danego parametru. Wariancja, będąca średnią arytmetyczną kwadratów różnic (odchyień) poszczególnych wartości od wartości średniej, wyrażana jest wzorem [Isaaks, Srivastava 1989]:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - m)^2$$

gdzie:

σ^2 – wariancja,

m – średnia arytmetyczna populacji danych,

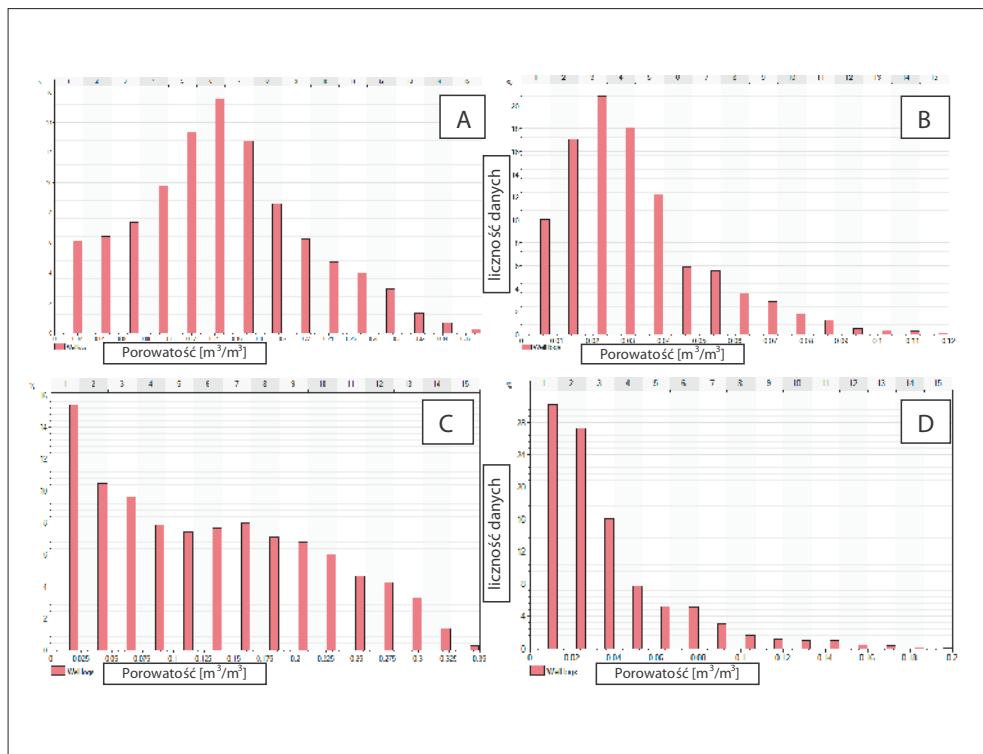
n – liczba danych,

x_1, \dots, x_n – znane wartości analizowanego parametru.

Odchylenie standardowe σ jest pierwiastkiem kwadratowym wariancji; wielkość ta wykorzystywana jest często w miejsce wariancji, jako że jej jednostka jest taka sama jak opisywanej zmiennej. Rozstęp stanowi różnicę między najwyższą i najniższą wartością zmiennej, zaś rozstęp ćwiartkowy to różnica pomiędzy trzecim i pierwszym kwartyłem.

- **Miary asymetrii** charakteryzują kształt dystrybucji wartości (opisują symetrię rozkładu lub jej brak); do grupy tej należą współczynnik skośności oraz współczynnik zmienności.

Podstawowymi sposobami przedstawiania wyników statystyki opisowej są tabelaryczne podsumowania zamieszczające podstawowe cechy statystyczne populacji danych oraz histogram, stanowiący graficzną reprezentację częstości/ilości danych w określonych (stałych) przedziałach zmienności analizowanego parametru.



Rys. 3.1.1. Porównanie histogramów porowości dla złóż w węglanowych poziomach zbiornikowych: A – złożo Brońsko; B – złożo Nosówka; C – LMG; D – Łapanów

Tablica 3.1.1. Porównanie wybranych charakterystyk statystycznych porowości węglanowych skał zbiornikowych złóż gazu ziemnego Brońsko i Łapanów, złoża ropy naftowej Nosówka oraz obszaru występowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego LMG

Złożo	Skała zbiornikowa	Min	Max	Roz- stęp	Liczba próbek	Średnia arytme- tyczna	Odchylenie standar- dowe	Wariancja
BROŃSKO	Wapień cechsztyński – utwory rafowe	0,018	0,3735	0,3735	7874	0,1392	0,0738	0,0055
NOSÓWKA	Karbon (wizen) – wapienie mikrytowe	0,001	0,1185	0,1198	5213	0,0287	0,0196	0,0004

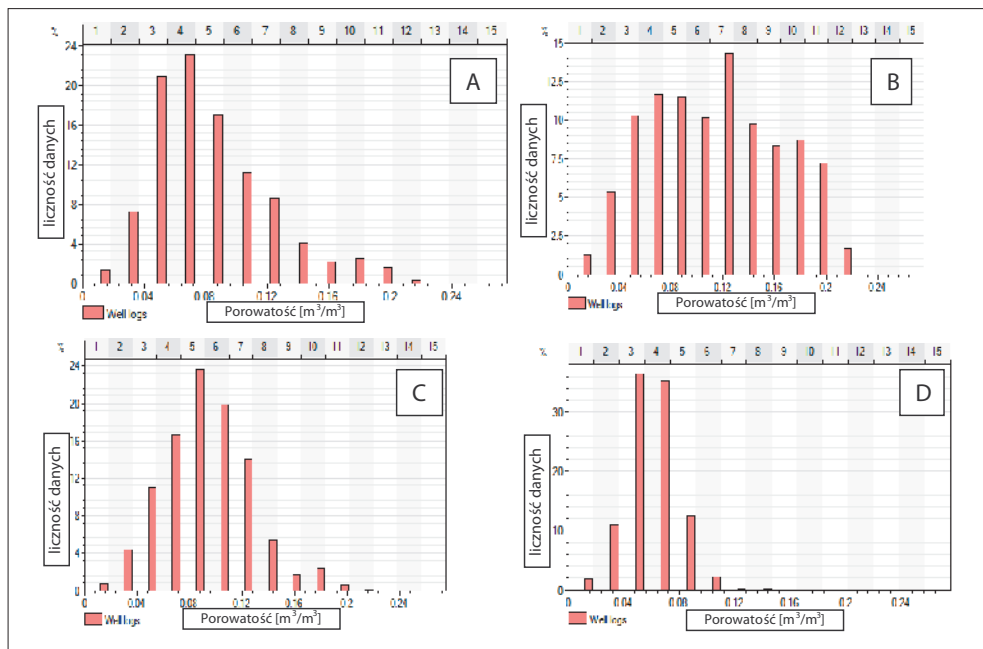
Złoże	Skala zbiornikowa	Min	Max	Roz- stęp	Liczba próbek	Średnia arytme- tyczna	Odchylenie standardo- we	Wariancja
ŁAPANÓW	Jura górna (malm) – wapienie organogeniczne	0,001	0,2086	0,2085	8368	0,0324	0,0313	0,0010
LMG	Dolomit główny – utwory podnóża stoku platformy, bariery oraz równi platformowej	0,001	0,3790	0,3789	33636	0,1237	0,0880	0,0077

Rysunek 3.1.1 oraz tablica 3.1.1 przedstawiają porównanie cech statystycznych porowatości wyznaczonej na podstawie danych laboratoryjnych i geofizyki otworowej dla węglanowych poziomów zbiornikowych węglowodorów na złożach Brońsko, Nosówka i Łapanów oraz dla obszaru złożowego Lubiatów–Międzychód–Grotów (LMG). Pomimo zbliżonego pod względem mineralogicznym typu skał zbiornikowych obserwuje się znaczne różnice zakresów oraz charakteru zmienności porowatości. Manifestuje się to zarówno poprzez zróżnicowanie w wartościach średnich i maksymalnych, jak i w przedziale zmienności, a także kształcie dystrybucji wartości: na przykład w przypadku skały zbiornikowej złoża Brońsko jest to rozkład zbliżony do normalnego (Gausa, dzwonowy), natomiast rozkład wartości porowatości w formacji wapieni górnourajskich złoża Łapanów ma kształt log-normalny (logarytmicznie – normalny).

Analiza wartości minimalnych i maksymalnych populacji danych oraz kształtu histogramu pozwala ocenić częstość występowania wartości skrajnych i umożliwia eliminację wartości ekstremalnych, a tym samym zdefiniowanie, rozpatrywanego w dalszych analizach, przedziału zmienności modelowanego parametru.

Porównanie rozkładów zmienności parametrów petrofizycznych, przedstawionych w formie histogramu opisującego cały interwał poziomu zbiornikowego oraz w obrębie wydzielonych facji, pozwala ocenić celowość opracowania w pierwszej kolejności modeli facjalnych oraz definiuje ilość typów facjalnych, pomiędzy którymi występuje istotne zróżnicowanie parametrów zbiornikowych. Przykład tego typu analizy przedstawiono poniżej dla danych porowatości (wyników pomiarów laboratoryjnych) obiektu złożowego Paproć–Cicha Góra.

Pomimo pozornej jednoznaczności wyników wnioski wypływające z analizy powyższych cech statystycznych powinny uwzględniać licznosc danych, ich rodzaje, wiarygodność i reprezentatywność w kontekście gęstości rozmieszczenia informacji.



Rys. 3.1.2. Histogramy porowatości poziomu zbiornikowego czerwonego spągowca na złożu Paproć-Cicha Góra: A – cały interwał czerwonego spągowca górnego; B – piaskowce eoliczne; C – piaskowce fluwialne; D – zlepienie aluwialne

3.2. Analizy korelacyjne danych otworowych i sejsmicznych

Współczesne podejście [Deutsch 2002; Caers 2005; Doyen 2007; Michelena i in. 2009; Remy, Boucher, Wu 2009; Michelena i in. 2011; Zakrevsky 2011; Nair, Kolbjørnsen, Skorstad 2012] do odtwarzania zmienności właściwości zbiornikowych implikuje możliwie najszersze wykorzystanie pełnego spektrum dostępnych danych geologiczno-geofizycznych. Tylko część dostępnych informacji stanowią dane bezpośrednie, będące wynikiem pomiaru cechy fizycznej skały, której rozkład przestrzenny stanowi cel modelowania złożowego (np. porozymetryczne pomiary porowatości). Zdecydowana większość informacji, w szczególności danych geofizycznych, w sposób pośredni charakteryzuje zmienność w obrębie poziomu kolektorskiego, tak więc kluczowe znaczenie z punktu widzenia możliwości wykorzysta-

nia tej grupy danych odgrywa badanie związków korelacyjnych pomiędzy informacjami bezpośrednimi i pośrednimi, w ujęciu statystycznym: pomiędzy zmiennymi niezależnymi (objaśniającymi) a zmienną zależną (kryterialną, objaśnianą). Dostępność danych sejsmiki 3D lub innego parametru charakteryzującego się pełniejszym pokryciem obszaru badań oraz jednocześnie wykazującego korelację z cechą fizyczną skały zbiornikowej, dla której opracowywany jest rozkład przestrzenny, stwarza możliwość zastosowania tej zależności. Wykorzystanie istniejącej relacji pomiędzy danymi otworowymi oraz sejsmicznymi (podanymi wcześniej odpowiedniemu przetworzeniu) w procesie modelowania złóż węglowodorów w znacznym stopniu podnosi jakość odwzorowania zmienności petrofizycznej, poprzez wprowadzenie dodatkowych danych, które w strefach międzyotworowych i pozaotworowych stanowią często jedyne źródło informacji. Dane sejsmiczne są więc w sposób pośredni nośnikiem informacji o przestrzennej zmienności właściwości zbiornikowych skał; ich rola w geostatystycznym modelowaniu złóż polega na sterowaniu rozkładem prognozowanego parametru, a więc odtwarzaniu istniejącego w parametrze sejsmicznym charakteru zmienności. W literaturze anglojęzycznej ten typ danych wykorzystywanych w geostatystycznym modelowaniu złóż określany jest jako dane miękkie lub drugorzędne (*soft data, secondary data*).

Warunkiem zasadności użycia danych sterujących jest istnienie odpowiednio wysokiej zależności pomiędzy rozpatrywanymi parametrami. Współczynnik korelacji liniowej ρ , zwany też współczynnikiem korelacji Pearsona, jest najczęściej wykorzystywany w celu ilościowego określenia relacji pomiędzy dwoma zmiennymi [Isaaks, Srivastava 1989]:

$$\rho = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - m_x)(y_i - m_y)}{\sigma_x \sigma_y}$$

gdzie:

n – liczba danych,

$x_1 \dots x_n$ – wartości zmiennej x ,

m_x – wartość średnia zmiennej x ,

σ_x – odchylenie standardowe populacji danych zmiennej x ,

$y_1 \dots y_n$ – wartości zmiennej y ,

m_y – wartość średnia zmiennej y ,

σ_y – odchylenie standardowe populacji danych zmiennej y .

Licznik ułamka prawej strony równania nazywany jest kowariancją i jest też wykorzystywany w celu wyrażenia zależności pomiędzy dwoma zmiennymi. Kowariancja jest jednak zależna od przedziału wartości analizowanych parametrów, tak więc najczęściej

stosowany w zagadnieniach geostatystycznego modelowania złóż jest współczynnik korelacji, jako wielkość niezależna od zakresu wartości zmiennych, zawierająca się w przedziale od -1 do 1 . Z kolei kwadrat współczynnika korelacji nazywany jest współczynnikiem determinacji i wyraża proporcję wspólnej zmienności dwóch zmiennych [Sokołowski 2011a]. W prezentowanych przykładach w zagadnieniach badania zależności pomiędzy zmiennymi stosowany był współczynnik korelacji liniowej Pearsona.

Wartość współczynnika korelacji powinna być rozpatrywana w odniesieniu do liczności próby, na podstawie której korelacja została określona. Sposobem oceny wiarygodności korelacji jest przeprowadzenie testu istotności współczynnika korelacji, który określa wartości krytyczne współczynnika korelacji w aspekcie wielkości próby, przy zadanym przedziale istotności (tablica 3.2.1) [Property... 2007; Sokołowski 2011a].

Tab. 3.2.1. Tabela krytycznych wartości współczynnika korelacji pomiędzy dwoma zmiennymi w zależności od liczby punktów kalibracyjnych i oczekiwanego przedziału istotności [Property... 2007]

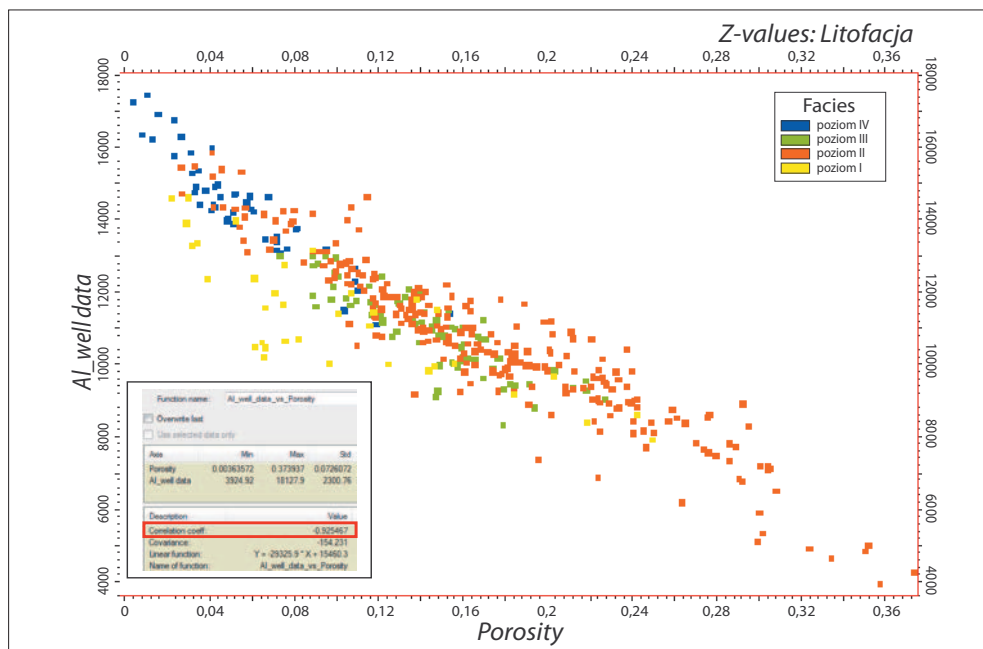
Liczba par punktów – 1	Wartości współczynników korelacji dla danego przedziału błędu statystycznego		
	0,05 (5 proc.)	0,01 (1 proc.)	0,001 (0,1 proc.)
1	0,997	1,000	1,000
2	0,95	0,99	0,999
3	0,878	0,959	0,991
4	0,811	0,917	0,974
5	0,755	0,875	0,951
6	0,707	0,834	0,925
7	0,666	0,798	0,898
8	0,632	0,765	0,872
9	0,602	0,735	0,847
10	0,576	0,708	0,823
11	0,553	0,684	0,801
12	0,532	0,661	0,78
13	0,514	0,641	0,76
14	0,497	0,623	0,742

Liczba par punktów – 1	Wartości współczynników korelacji dla danego przedziału błędu statystycznego		
	0,05 (5 proc.)	0,01 (1 proc.)	0,001 (0,1 proc.)
15	0,482	0,606	0,725
16	0,468	0,59	0,708
17	0,456	0,575	0,693
18	0,444	0,561	0,679
19	0,433	0,549	0,665
20	0,423	0,487	0,652
25	0,381	0,457	0,597
30	0,349	0,449	0,554
35	0,325	0,418	0,519
40	0,304	0,393	0,49
45	0,288	0,372	0,465
50	0,273	0,354	0,443
60	0,25	0,325	0,408
70	0,232	0,302	0,38
80	0,217	0,283	0,357
90	0,205	0,267	0,338
100	0,195	0,254	0,321

W przywołanej tabelicy zestawiono wpływ liczności danych na wagę (istotność) analizowanych związków korelacyjnych, wyrażony wartościami współczynnika korelacji. Jak wynika z jej analizy, wpływ ten jest bardzo silny, np. dla uzyskania istotności korelacji na poziomie 0,95 dla 10 par punktów kalibracyjnych wartość współczynnika korelacji wynosi 0,576, natomiast w przypadku próby 50 punktów wartość współczynnika korelacji równa 0,273 zapewnia taką samą wagę analizowanego związku korelacyjnego.

Pełniejszy sposób prezentacji wyników analiz korelacyjnych oprócz określenia wartości współczynnika korelacji obejmuje także przedstawienie zależności pomiędzy rozpatrywanymi zmiennymi w postaci wykresu krzyżowego (dwuwymiarowego lub też trójwymiarowego, gdzie trzecim wymiarem jest np. typ litofacjalny lub litologiczny).

Parametrem sejsmicznym najczęściej wykorzystywanym w procesie obrazowania zmienności porowatości jest impedancja akustyczna (iloczyn prędkości akustycznej i gęstości formacji geologicznej), obliczana procedurami inwersji sejsmicznej (akustycznej, elastycznej, symultanicznej), czyli transformacji pola falowego do wielkości, która może być obliczona w profilach otworów wiertniczych z pomiarów geofizyki otworowej.

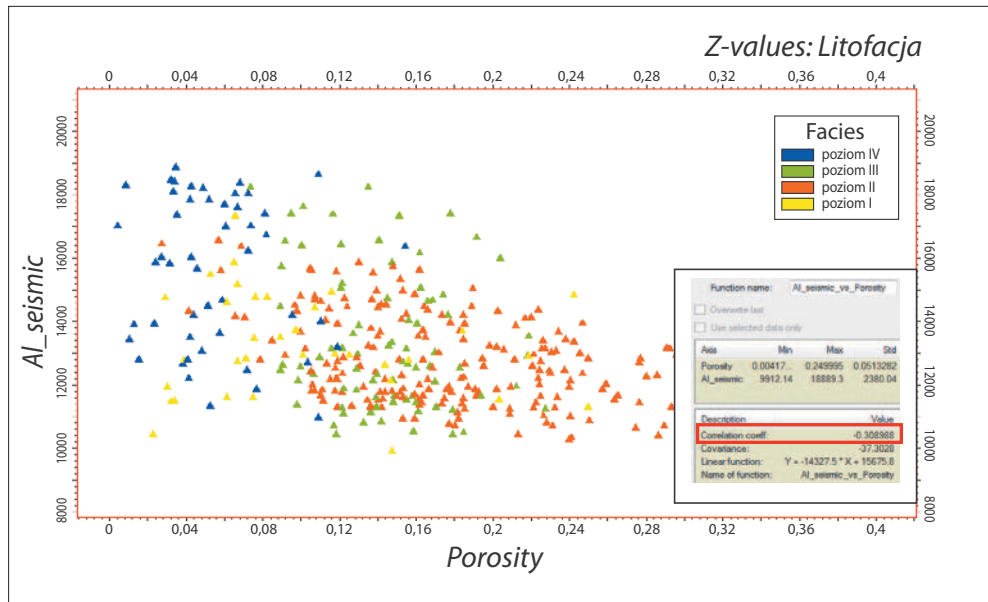


Rys. 3.2.1. Zależność porowatości od impedancji akustycznej obliczonej z danych otworowych (skala kolorystyczna obrazuje poziom facjalny w obrębie struktury rafowej Brońsko); w lewym dolnym rogu – synteza wyników (wsp. korelacji $-0,92$)

Na rysunku 3.2.1 przedstawiono wykres krzyżowy porowatości i impedancji akustycznej obliczonej z danych geofizyki otworowej z kolorystycznym rozróżnieniem przynależności punktów kalibracyjnych do jednej z czterech wydzielonych w obrębie poziomu zbiornikowego litofacji; wysoka wartość współczynnika korelacji ($-0,92$) daje podstawę do wykorzystania wyniku inwersji danych sejsmicznych w procesie przestrzennego obrazowania zmienności porowatości.

Analiza związków pomiędzy porowatością oraz impedancją akustyczną otrzymaną z inwersji danych sejsmicznych pozwala dokładniej ocenić zasadność wykorzystania tej relacji

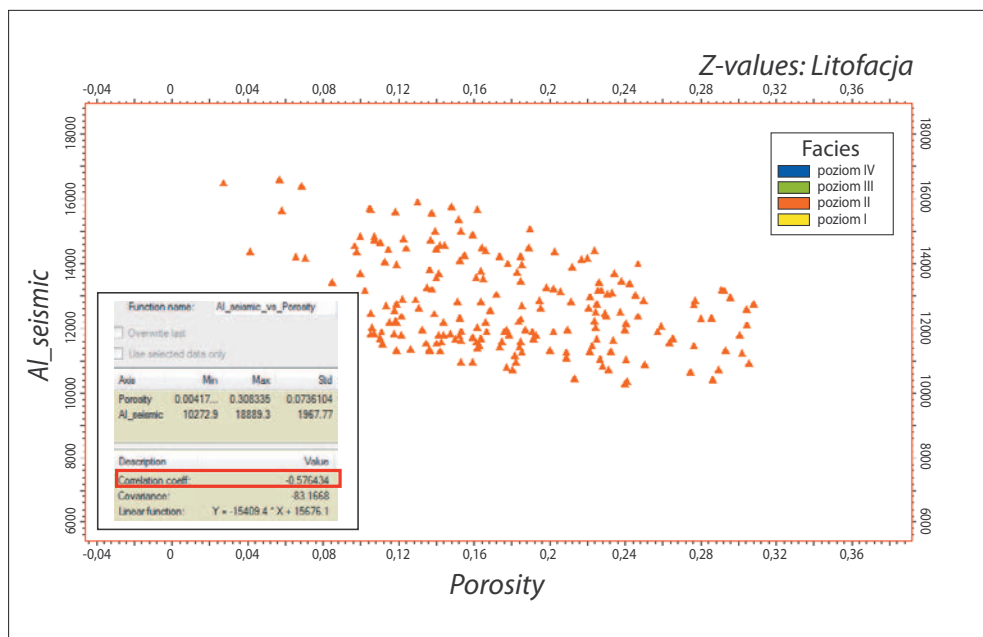
w procesie modelowania złożowego. W przedstawionym przykładzie utworów rafowych złoża Brońsko tylko dla jednego z czterech poziomów facjalnych wartość współczynnika korelacji była zadowalająca (rys. 3.2.2–3.2.3).



Rys. 3.2.2. Wykres krzyżowy przedstawiający relację pomiędzy porowatością a impedancją akustyczną uzyskaną z danych sejsmicznych, w pełnej miąższości poziomu zbiornikowego; w prawym dolnym rogu – synteza wyników (wsp. korelacji $-0,31$)

Istnienie mocnej korelacji pomiędzy porównywanymi parametrami obliczonymi z danych otworowych (współczynniki korelacji dla wszystkich litofacji powyżej $-0,92$; rys. 3.2.1 – synteza wyników) nie w pełni znajduje odzwierciedlenie w zależności pomiędzy porowatością obliczoną z danych otworowych oraz impedancją akustyczną uzyskaną procedurami inwersji sejsmicznej (rys. 3.2.2 – wartość współczynnika korelacji dla całego interwału Ca1 równa jest $-0,31$). Detyliczna analiza poszczególnych interwałów facjalnych wskazuje, iż tylko dla II poziomu facjalnego (najistotniejszy poziom złoża Brońsko, o największej miąższości i najkorzystniejszych własnościach zbiornikowych) otrzymano stosunkowo wysoką wartość współczynnika korelacji porowatości z danymi sejsmicznymi ($-0,57$) (rys. 3.2.3). W obliczu znacznej liczby punktów kalibracyjnych, na podstawie których zależność ta została określona (418 bloków modelu przecinanych przez trajekto-

rie otworów wiertniczych w II poziomie facjalnym), może być uznana za istotną, co ma konsekwencje dla wyboru toku postępowania w kolejnych etapach procesu konstrukcji modelu złożowego.



Rys. 3.2.3. Zależność pomiędzy porowatością i impedancją akustyczną z inwersji sejsmicznej dla II poziomu litofacjalnego; w lewym dolnym rogu – synteza wyników (wsp. korelacji $-0,57$)

Stwierdzenie istnienia korelacji pomiędzy wybranym atrybutem trasy sejsmicznej, wynikiem inwersji sejsmicznej czy też wynikami ich przekształcenia a porowatością (lub innym prognozowanym w skali zdjęcia sejsmicznego parametrem) stanowi podstawę do wykorzystania informacji sejsmicznej, zarówno na etapie analizy anizotropii zmienności właściwości zbiornikowych i definiowania parametrów wariogramów, jak również w procesie obliczania przestrzennych rozkładów parametrów zbiornikowych.

Analiza korelacyjna porowatości i impedancji akustycznej utworów rafowych złoża gazu ziemnego Brońsko stanowi przykład często spotykanego problemu charakterystyki poziomów kolektorskich, polegającego na istnieniu niezadowalających wartości współczynnika korelacji danych sejsmicznych i petrofizycznych – pomimo obserwowania mocnej zależności „tych samych” parametrów otrzymanych z danych otworowych. Powodów tego

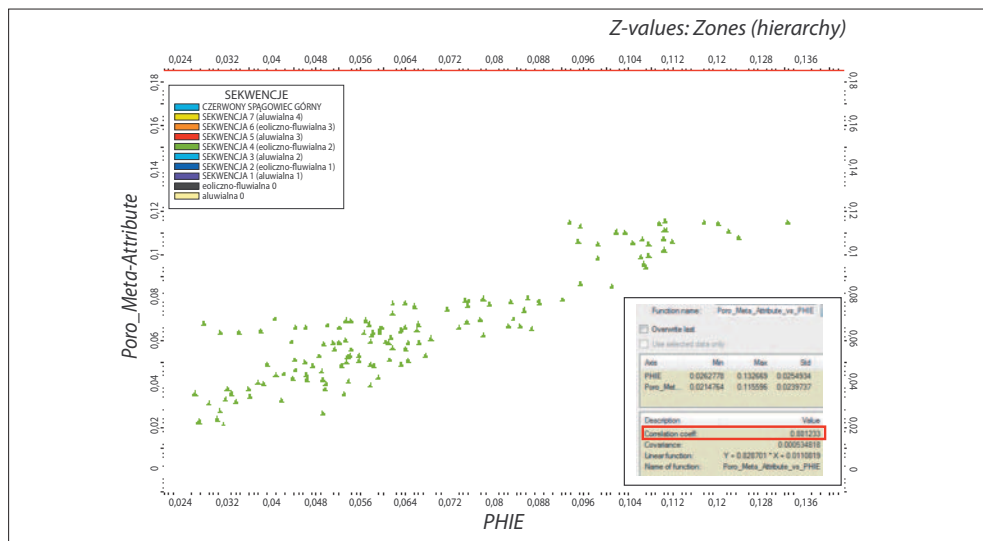
stanu rzeczy może być wiele, m.in.: jakość dowiązania danych sejsmicznych i otworowych, różnica skali pomiarów, rezultat rozdzielczości danych sejsmicznych.

Często wykorzystywanym sposobem podniesienia mocy relacji pomiędzy danymi sejsmicznymi i otworowymi jest przekształcanie większej liczby parametrów sejsmicznych (wyników zastosowania różnorodnych procedur inwersji sejsmicznej, atrybutów sejsmicznych) za pomocą np. sieci neuronowych lub metodami regresji wielorakiej. W efekcie uzyskujemy parametr pochodzenia sejsmicznego (meta-atrybut [Jędrzejowska-Tyczkowska i in. 2000; Jędrzejowska-Tyczkowska 2003]), który wykazuje wyższą wartość współczynnika korelacji z porowatością. Na rysunku 3.2.4 przedstawiono przykład pochodzący z obszaru poszukiwawczego w basenie górnego czerwonego spągowca w rejonie Parzęczewo–Czarna Wieś, który odnosi się do jednej z wydzielonych w profilu poziomym zbiornikowego sekwencji depozycyjnych. Niskie wartości współczynnika korelacji pomiędzy porowatością i poszczególnymi, rozpatrywanymi indywidualnie, atrybutami sejsmicznymi skłoniły do poszukiwania kombinacji większej liczby parametrów sejsmicznych, której wynik wykazywałby mocniejszy związek z porowatością. Zastosowano estymację nadzorowaną (*supervised estimation*), wykonaną za pomocą sieci neuronowych, w której parametrem nadzorującym były, uśrednione w interwałach pionowej rozdzielczości czasowej modelu przestrzennego (1,2 ms), otworowe profile porowatości efektywnej. Pionowa rozdzielczość modelu wynika z miąższości modelowanego interwału i liczby warstw, na jaką podzielony zostanie poziom zbiornikowy. Profile otworowe o rozdzielczości pionowej, najczęściej równej 0,1 m, poddawane są uprzednio procedurze up-scalingu, w efekcie czego wartości krzywej otworowej znajdujące się w miąższości każdej z warstw modelu 3D uśredniane są do pojedynczych wartości dla każdego bloku przeciętego przez trajektorie otworów wiertniczych. Jako zmienne niezależne (objaśniające) wykorzystanych zostało 17 parametrów sejsmicznych (wyniki inwersji symultanicznej oraz wybrane atrybuty trasy sejsmicznej). Uzyskany z opracowanego modelu estymacji meta-atrybut porowatości charakteryzuje się wartością współczynnika korelacji z otworowymi danymi porowatości równą 0,88 (rys. 3.2.4).

Szersze omówienie metod wielowymiarowego przetwarzania parametrów sejsmicznych do postaci meta-atrybutów oraz wykorzystania analiz korelacyjnych w kontekście oceny efektywności tych procedur przedstawione zostało w rozdziale 4.4.

Analizy korelacyjne są też wykorzystywane w zagadnieniach bezpośredniego (szybkiego) kartowania litofacji w obrębie formacji geologicznych na podstawie wyników inwersji sejsmicznej oraz wybranych atrybutów sejsmicznych, wyekstrahowanych z wolumenów sejsmicznych w profilach otworów wiertniczych lub też obliczonych dla syntetycznych tras sejsmicznych. Procedura ta polega na poszukiwaniu takich par parametrów sejsmicznych, które wykreślone na osi X i Y , przy jednoczesnym kolorystycznym rozróżnieniu typów facjalnych (oś Z), pozwalają na wyznaczenie prawdopodobnych zakresów zmienności tych

parametrów sejsmicznych w poszczególnych poziomach litofacjalnych poziomu zbiornikowego [Michelena i in. 2011].



Rys. 3.2.4. Zależność pomiędzy porowatością uzyskaną z pomiarów otworowych a meta-atrybutem porowatości uzyskanym metodą sieci neuronowych; w prawym dolnym rogu – synteza wyników (wsp. korelacji 0,88)

3.3. Analiza anizotropii parametrów zbiornikowych

Jednym z najistotniejszych etapów geostatystycznego modelowania złożowego, rzutującym na ostateczne wyniki charakterystyki petrofizycznej poziomu zbiornikowego, jest analiza i interpretacja kierunków oraz zasięgów kontynuacji wartości parametrów zbiornikowych, obserwowanych w punktach usytuowania otworów wiertniczych, w formie ilościowego zdefiniowania przestrzennej korelacji w obrębie dostępnej populacji danych wejściowych [Isaaks, Srivastava 1989; Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Doyen 2007; Caers 2005; Property... 2007].

Jak już wspomniano w rozdziale 1, narzędziem pozwalającym na prowadzenie ilościowej interpretacji anizotropii zmienności analizowanego parametru jest funkcja wariogramu, opisująca wariancję pomiędzy wartościami zmiennej wraz ze wzrostem odległości pomiędzy punktami, dla których znane są wartości modelowanego parametru. W praktyce

wykorzystywana jest funkcja semiwariogramu, która stanowi połowę wartości wariogramu; semiwariogram empiryczny można obliczyć ze wzoru [Isaaks, Srivastava 1989; Deutsch 2002; Caers 2005; Property... 2007]:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [z(u) - z(u+h)]^2$$

gdzie:

$\gamma(h)$ – wartość funkcji semiwariogramu; wariancja dla interwału przeszukiwania h ,

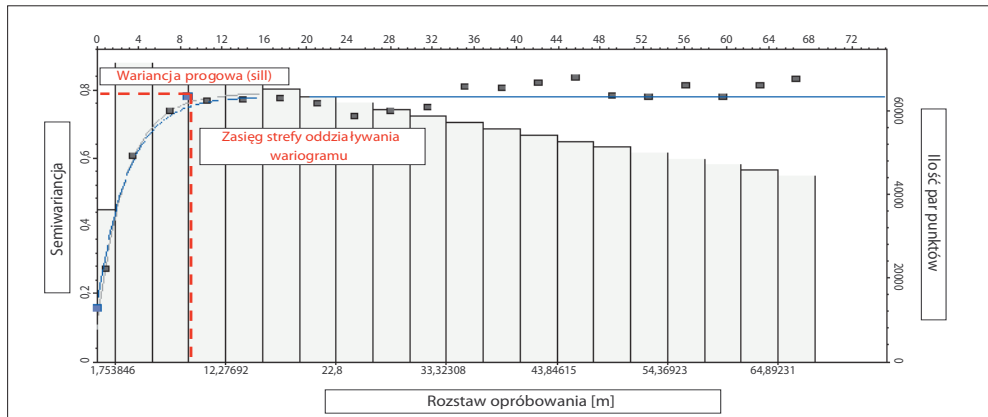
$z(u)$ – wartość zmiennej z w punkcie u ,

$z(u+h)$ – wartość zmiennej z w punkcie odległym o h od u ,

N – liczba par punktów odległych od siebie o h .

Teoretyczne aspekty analizy strukturalnej, realizowanej poprzez modelowanie wariogramów, zaprezentowane zostały w rozdziale 1. Omówienie praktycznych kwestii oraz skali wyzwań, w szczególności w sytuacjach słabej dostępności danych otworowych, wymaga posiłkowania się rzeczywistymi przykładami.

Analiza wariograficzna polega na dopasowaniu typu modelu teoretycznego wariogramu do charakteru zmienności obserwowanego w populacji danych, reprezentowanego przez punkty wariogramu eksperymentalnego (rys. 3.3.1), oraz określeniu parametrów wariogramu (patrz: rozdział 1).

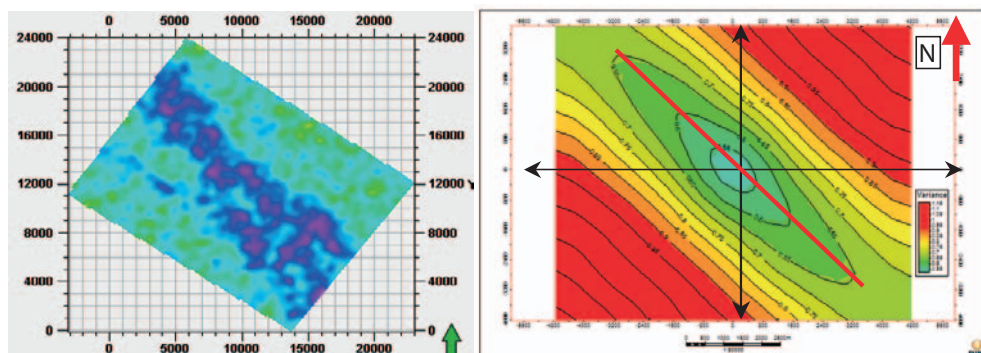


Rys. 3.3.1. Wykres funkcji semiwariogramu porowatości efektywnej w kierunku pionowym (model teoretyczny – niebieska linia – oraz punkty wariogramu eksperymentalnego); poziom zbiornikowy złoża Nosówka

Przedstawiony powyżej wykres funkcji semiwariogramu odnosi się do kierunku pionowego, a więc zgodnego z przebiegiem profili otworów wiertniczych, gdzie dostępna jest informacja geologiczna dla pełnego zakresu odległości. W takich sytuacjach uzyskanie satysfakcjonującego dopasowania wariogramu eksperymentalnego do modelu teoretycznego nie przysparza większych trudności. Zupełnie odmienna skala wyzwań odnosi się do kierunków horyzontalnych, gdzie liczba i rozmieszczenie punktów wariogramu eksperymentalnego na skali odległości są zazwyczaj znacznie ograniczone (adekwatnie do rozmieszczenia otworów wiertniczych z dostępną informacją geologiczną), a ponadto zależne od azymutu, dla którego badany jest przebieg funkcji wariogramu.

Pierwszym etapem modelowania wariogramu jest określenie anizotropii, tj. kierunków, wzdłuż których obserwowana jest najsłabsza heterogeniczność zróżnicowania wartości analizowanego parametru (kontynuacja wartości), będącego przedmiotem przestrzennego opisu.

Sposobem wyznaczenia kierunku anizotropii jest skonstruowanie mapy wariogramu będącej miarą wariacji analizowanej cechy fizycznej poziomu zbiornikowego w funkcji odległości oraz azymutu. Mapa wariogramu zawiera w sobie obliczone dla różnych kierunków ($0 \div 360^\circ$) i odległości semiwariogramy, których wartości są następnie przedstawione na mapie – jej centrum odpowiada zerowej odległości pomiędzy punktami. Przykład mapy wariogramu dla obiektu anonimowego, wynikającej z przedstawionego charakteru anizotropii impedancji akustycznej analizowanej formacji geologicznej (dostępnej w formie regularnego grida 3D) prezentuje rysunek 3.3.2.



Rys. 3.3.2. Mapa zmienności analizowanego parametru i odpowiadająca charakterowi jego anizotropii mapa wariogramu; obiekt anonimowy

Centralny punkt mapy wariogramu (0; 0) odpowiada zerowej odległości pomiędzy lokalizacjami punktów, dla których dostępne są dane modelowanego parametru; analiza kształtu konturów łączących punkty o jednakowej wartości wariacji umożliwia odczy-

tanie kierunku największej kontynuacji (najniższej anizotropii) wartości analizowanego parametru porowatości. W przedstawionym na rys. 3.3.2 przykładzie dla kierunku NW-SE obserwuje się największą ciągłość wartości analizowanego parametru (po lewej), co znajduje odzwierciedlenie na mapie wariogramu (po prawej) w postaci orientacji elipsoidalnego obiektu w centrum mapy.

W praktyce modelowania poziomów zbiornikowych ropy naftowej i gazu ziemnego często niemożliwe jest uzyskanie pełnego wypełnienia mapy wariogramu, pozwalającego na jednoznaczne wyznaczenie kierunku anizotropii, gdyż z uwagi na ograniczoną ilość informacji pochodzących z otworów wiertniczych nie dla wszystkich kierunków i odległości możliwe jest obliczenie wartości wariancji. W takich przypadkach możliwe jest zwiększenie kroku próbkowania wariancji (z ang. *lag distance*), jednakże efektem jest obniżenia rozdzielczości analizy.

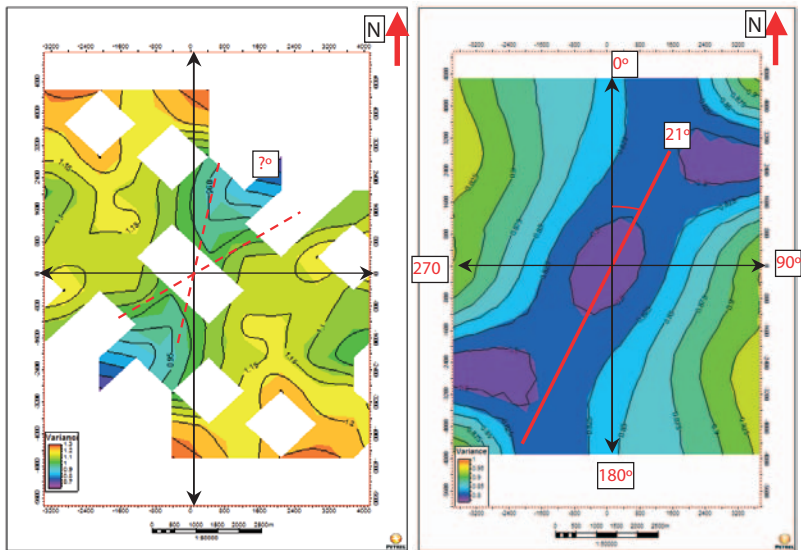
W dalszej części rozdziału przedstawiono trzy rzeczywiste przykłady (Brońsko Ca1, strefa Rokietnica–Siekierki–Pławce Ps, wschodnia część mioceńskiego basenu sedymentacyjnego), w których problem ten starano się przezwyciężyć, rozszerzając zakres danych wykorzystywanych w modelowaniu wariogramów analizowanych parametrów.

W pierwszym z nich, gdzie przedmiotem analizy była porowatość poziomu zbiornikowego złoża gazu ziemnego Brońsko, wykorzystano dane sejsmiczne w postaci wolumenu impedancji akustycznej, która wykazuje korelację z porowatością. Główny problem stanowiła niepewność w odniesieniu do kierunku głównego wariogramu horyzontalnego, wyznaczającego azymut największej kontynuacji wartości porowatości oraz zasięgu strefy oddziaływania wariogramu w kierunku horyzontalnym, określającym odległość, do której obserwowana jest korelacja pomiędzy wartościami porowatości. Wykreślona na bazie danych otworowych mapa wariogramu przedstawiająca w układzie kartezyjskim izolinie łączące punkty o takiej samej wariancji (rys. 3.3.3 po lewej) nie daje jednoznacznej odpowiedzi co do kierunku anizotropii, a jedynie poszlaki, pozwalające przypuszczać, że dla kierunku SW-NE zróżnicowanie porowatości jest najmniejsze.

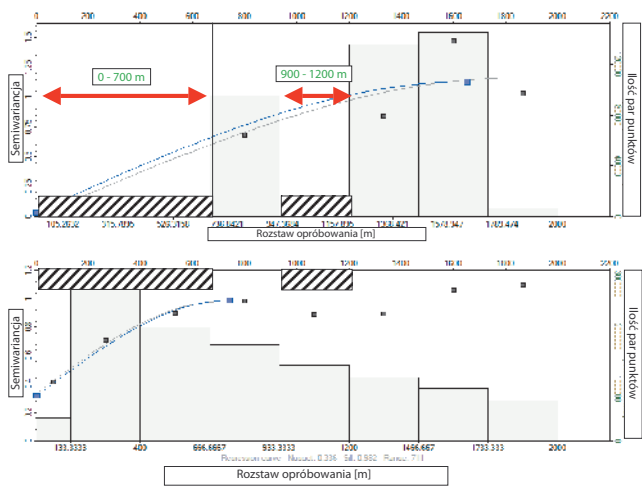
Pogłębiając analizę o łączne rozpatrzenie mapy wariogramu otworowych danych porowatości (rys. 3.3.3, lewa strona) oraz skorelowanego z porowatością parametru sejsmicznego (po prawej), w tym przypadku impedancji akustycznej, dla której dysponuje się pełnym pokryciem obszaru badań, można jednoznacznie określić kierunek główny wariogramu.

Dane sejsmiczne podnoszą też precyzję wyznaczenia zasięgu oddziaływania wariogramów horyzontalnych, a także ułatwiają dobór modelu teoretycznego (rys. 3.3.4).

Związane jest to z równomiernością przestrzennego rozmieszczenia punktów, dla których dysponujemy pomiarem (rys. 3.3.4 – słupki histogramu na wykresach reprezentują liczbę par punktów dla danego przedziału odległości, na bazie których została policzona wartość semiwariancji) oraz wielokrotnie większą populacją danych (rys. 3.3.4 – opis skali pionowej po prawej stronie).



Rys. 3.3.3. Mapy wariogramu porowatości na podstawie danych otworowych (po lewej) oraz parametru sejsmicznego skorelowanego z porowatością; poziom zbiornikowy złoża Brońsko

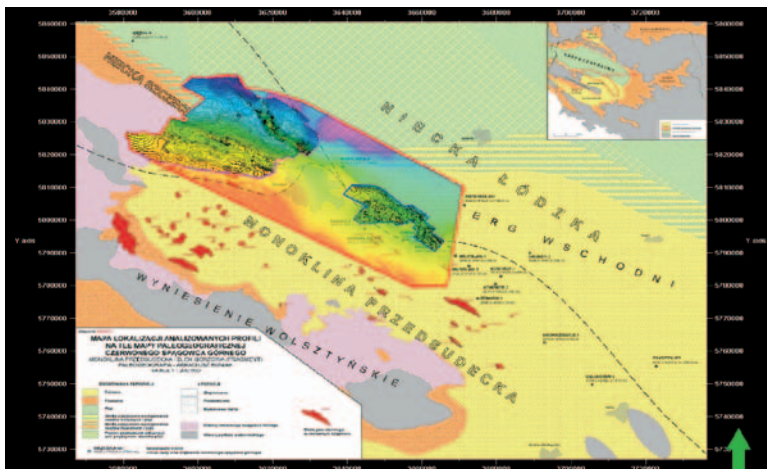


Rys. 3.3.4. Horyzontalne wariogramy teoretyczne (niebieskie linie – model sferyczny) i empiryczne (punkty) obiektu rafowego Brońsko dla danych otworowych porowatości (u góry) i impedancji akustycznej (na dole) obliczonej procedurami inwersji sejsmicznej. Wariogramy horyzontalne o kierunku głównym 21°

Przedstawione zestawienie wykresów wariogramów horyzontalnych dla danych otworowych i sejsmicznych uwidacznia skalę niepewności szacowania zasięgu wariogramów na bazie danych otworowych. Choć odnosi się to do przykładu złoża udostępnionego 16 otworami wiertniczymi, to dla przedstawionego na rys. 3.3.4 azymutu 21° (kierunek ten wynika z mapy wariogramu zamieszczonej na rysunku 3.3.3) brak jest informacji o korelacji pomiędzy wartościami porowatości w przedziałach odległości ok. $0 \div 700$ m czy też $900 \div 1200$ m. Obserwuje się jednocześnie niską reprezentatywność przedziałów odległościowych pomiędzy danymi otworowymi (większość skupiona jest w trzech z ośmiu przedziałów, na jakie została podzielona strefa badania zmienności).

Dane sejsmiczne 3D uzupełniają i wypełniają możliwości analizy pełnego spektrum odległości i kierunków badania anizotropii ośrodka geologicznego. Obniżająca się wraz ze wzrostem odległości rozstawu opróbowania licznosc (rys. 3.3.4 – na dole, słupki histogramu) wynika z geometrycznych ograniczeń analizowanego obiektu złożowego.

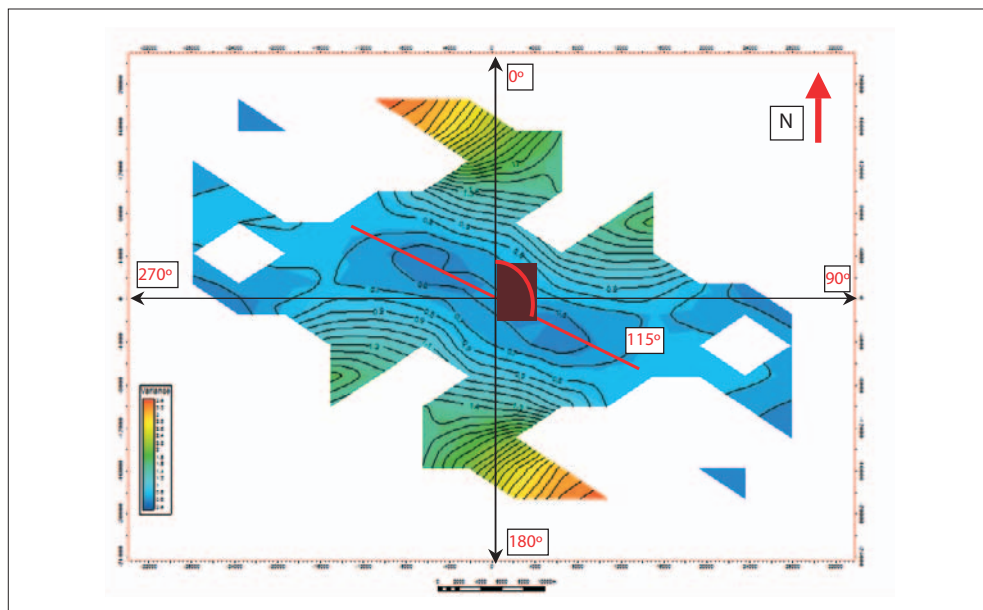
Drugi z przedstawionych przykładów odnosi się do sytuacji, w której problemem była bardzo mała liczba otworów możliwych do wykorzystania w modelowaniu wariogramów. Zadanie rozwiązano poprzez podejście dwuetapowe: w pierwszej kolejności ocenie poddana została zmienność porowatości w skali regionalnej, a następnie wyniki poczynionych obserwacji wykorzystano w analizie anizotropii zmienności porowatości prowadzonej w skali dwóch obszarów poszukiwawczych w poziomie zbiornikowym górnego czerwonego spągowca, tj.: Rokietnica–Gołęczewo–Pniewy oraz Pławce–Siekierki (rys. 3.3.5). Trudności wyznaczenia parametrów wariogramów dotyczyły przede wszystkim obszaru Pławce–Siekierki, gdzie dane porowatości dostępne były jedynie w czterech otworach.



Rys. 3.3.5. Zasięgi szczegółowych modeli 3D oraz obszaru analizy trendu regionalnego na tle mapy paleogeograficznej czerwonego spągowca górnego (mapa paleogeograficzna za [Kiersnowski i in. 2010])

Regionalny trend anizotropii zmienności porowatości poddano analizie, wykorzystując dane (laboratoryjne i geofizyki otworowej) z 25 odwiertów, a więc znacznie zwiększając dostępność i reprezentatywność rozmieszczenia informacji geologicznej w porównaniu do tej, która była możliwa do osiągnięcia w skali lokalnej.

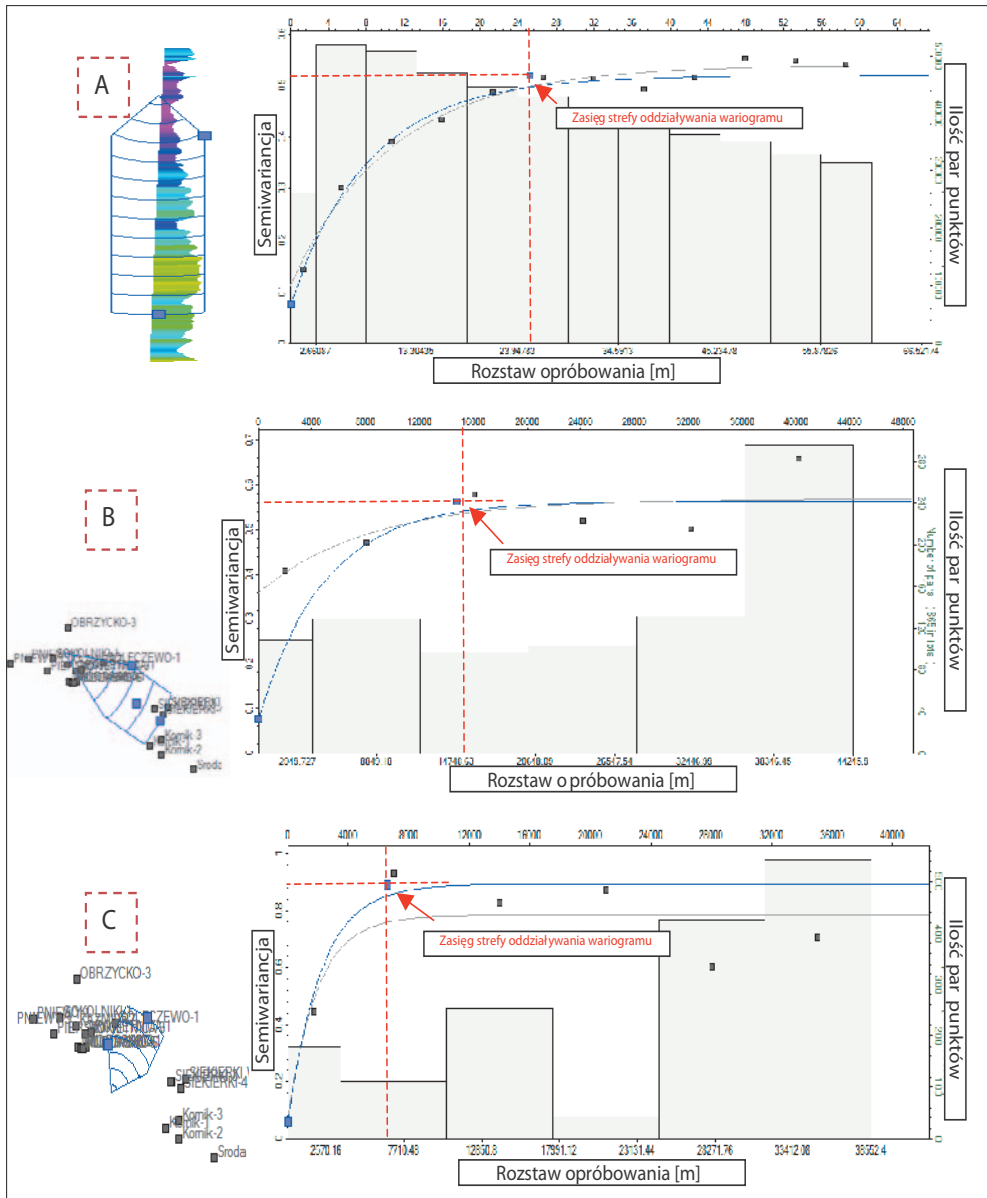
Analiza anizotropii porowatości została wykonana na podstawie wykreślonej mapy wariogramu (rys. 3.3.6).



Rys. 3.3.6. Mapa wariogramu danych porowatości dla zasięgu regionalnego

Analiza kształtu izolinii wariacji umożliwiła odczytanie kierunku największej kontynuacji (najniższej anizotropii) wartości porowatości, objawiającego się orientacją elipsoidalnego obiektu w centrum mapy. Można zauważyć, że dla azymutu 115° (wyznaczonego na rys. 3.3.6 za pomocą czerwonej linii) przy znacznie większej odległości pomiędzy punktami (punktem [0; 0] oraz punktem przecięcia naniesionej kolorem czerwonym prostej z najbardziej wewnętrzną izolinia) obserwuje się tę samą wartość wariacji co w przypadku kierunku do niego prostopadłego.

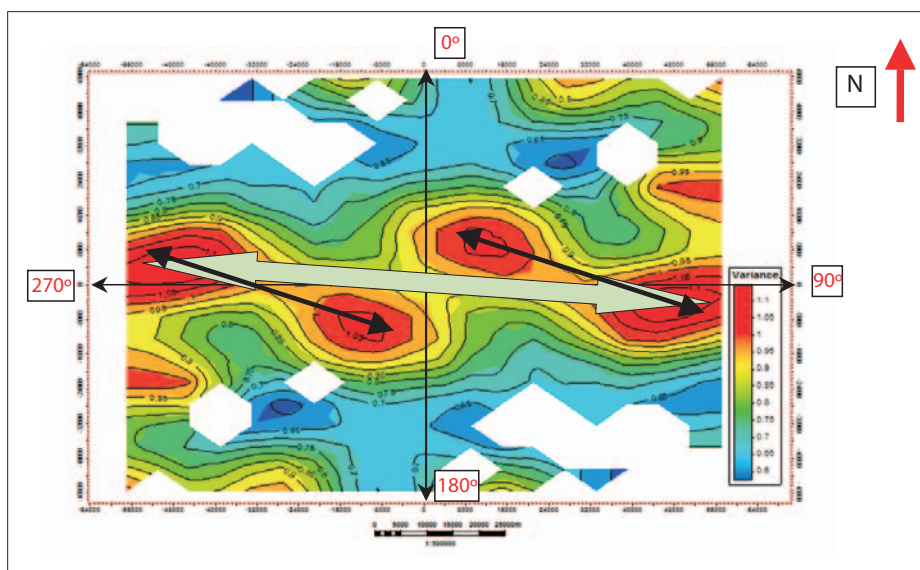
Orientacja, długości oraz stosunek długości osi wielkiej (średnicy transwersalnej) i osi małej (średnicy sprzężonej) elipsoidalnego kształtu centralnej izolinii wariacji wykorzystane zostały w analizie wariograficznej danych otworowych porowatości w skali modelu regionalnego (rys. 3.3.7), a następnie szczegółowych modeli obszarów poszukiwawczych.



Rys. 3.3.7. Wykresy wariogramów: A – w kierunku pionowym; B – poziomym głównym; C – poziomym, prostopadłym do głównego; oś X – odległość pomiędzy punktami, dla których dostępne są dane porowatości; oś Y – wariancja/2; linia niebieska – teoretyczny model wariogramu; szare kwadraty – punkty wariogramu eksperymentalnego; po lewej zamieszczono szkic przedstawiający kierunek badania zmienności

Przedstawione na rysunku 3.3.7 wariogramy parametru porowatości w kierunkach pionowym i poziomych (głównym i prostopadłym do głównego) wskazują, że przyjęta procedura dwuetapowej analizy anizotropii zmienności porowatości pozwoliła zapewnić stosunkowo wysoką reprezentatywność punktów wariogramów eksperymentalnych i zadowalające dopasowanie do modelu teoretycznego. W obliczu praktycznego braku możliwości prowadzenia analizy wariograficznej na podstawie danych z czterech otworów na obszarze modelu szczegółowego przyjęcie parametrów wariogramów wynikających z analizy regionalnej stanowi znaczne ograniczenie niepewności odnośnie do kierunku i stopnia anizotropii zmienności porowatości.

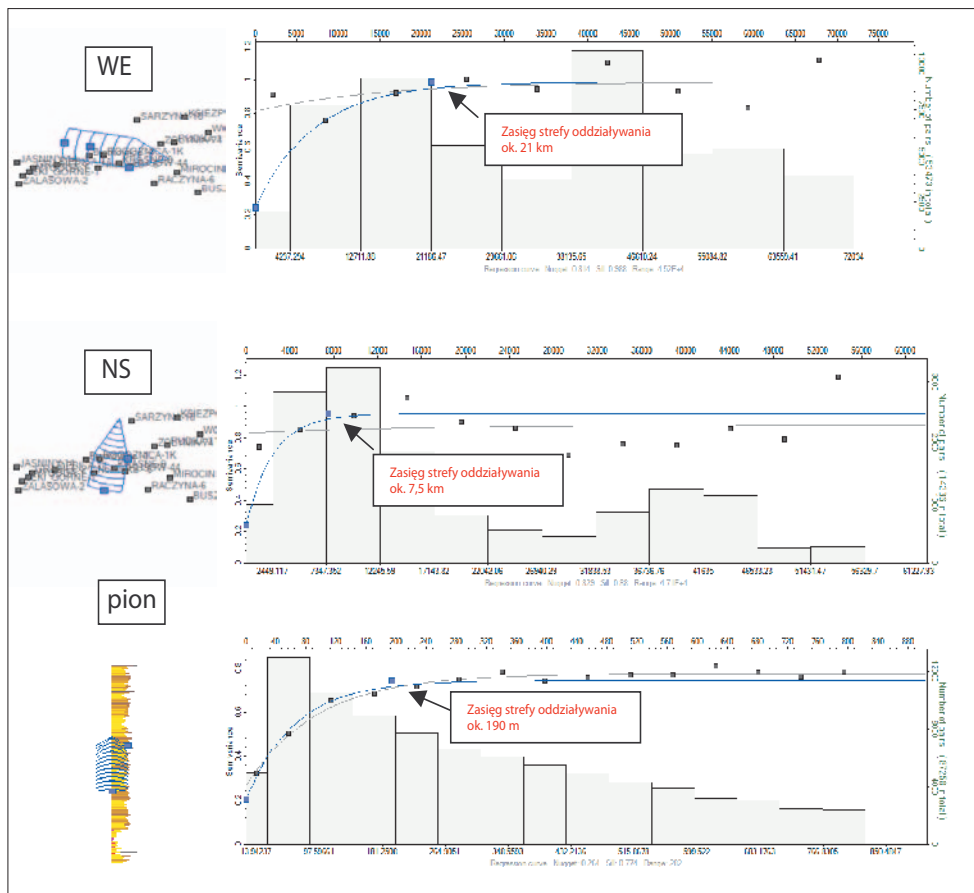
Trzeci przykład dotyczy analizy wschodniej części polskiego basenu miocénskiego i stanowi próbę zastosowania analizy wariograficznej do oceny anizotropii zmienności zailenia w skali basenu sedymentacyjnego. Analizie geostatystycznej poddano obszar o powierzchni 28 900 km²; maksymalne wymiary to 166,5 km (południkowo) i 144 km (równoleżnikowo).



Rys. 3.3.8. Mapa wariogramu zailenia wschodniej części miocénskiego basenu sedymentacyjnego na obszarze Polski

Bazę danych stanowiły dane geofizyki wiertniczej oraz wyniki pomiarów laboratoryjnych z około 120 otworów. Analizowany interwał utworów miocénskich cechuje się

znacznym zakresem zmienności miąższości: od kilkunastu do ponad 3000 m w Rowie Wielkich Oczu. Objętość basenu sedymentacyjnego została, w ramach konstruowanego modelu przestrzennego, poddana podziałowi na warstwy o średniej miąższości (rozdzielczości modelu) równej ok. 20 m. Na rysunku 3.3.8 przedstawiono mapę wariogramu zailenia wykreśloną dla całego interwału osadów miocenijskich. Poza podstawowym celem procesu wyznaczania parametrów wariogramów, na podstawie których algorytm obliczeniowy przyjmuje wagi równania krigingu, analiza mapy wariancji, szczególnie dla opracowań o zasięgu basenowym, pozwala na wyciąganie pewnych wstępnych wniosków sedymentologicznych.

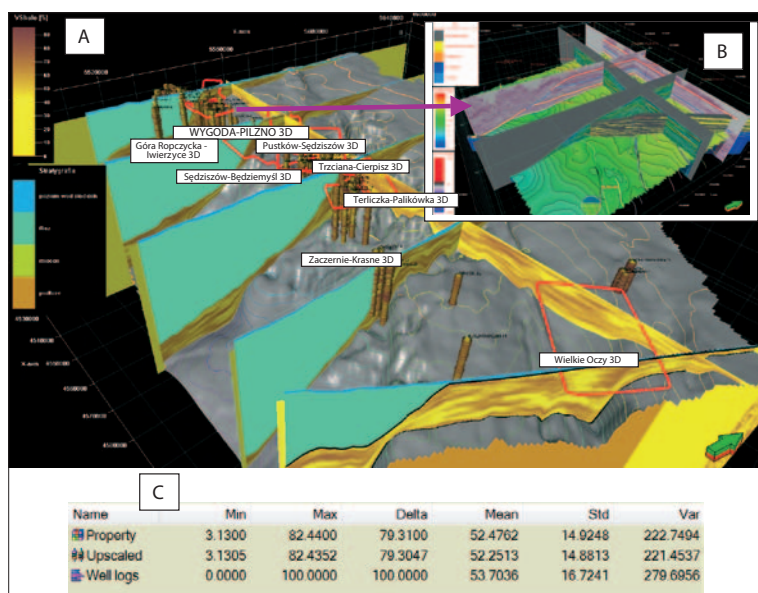


Rys. 3.3.9. Wariogramy poziome i pionowy (na dole) parametru zailenia wschodniej części miocenijskiego basenu sedymentacyjnego na obszarze Polski: na górze kierunek największej kontynuacji wartości zailenia; pośrodku kierunek horyzontalny, prostopadły do głównego; po lewej – kierunek badania zmienności

Analizując tak znaczny obszar, można zauważyć istnienie dwóch poziomów anizotropii: zmienność wariancji wskazuje, iż dla kierunku WE obserwuje się największą przestrzenną korelację zailenia; w obrębie głównego basenowego trendu pojawiają się elementy o eliptycznych kształtach zorientowane wzdłuż kierunku NW-SE, co może być efektem procesów sedymentologicznych, które zachodziły w skali mezoregionalnej.

Pokrywa się to z powszechnie uznawaną teorią kierunków transportu materiału w trakcie procesu sedymentacji w basenie mioceńskim z północy i częściowo z południa z erodowanego górotworu karpackiego. Lokalne odchylenia od trendu basenowego mogą być związane z orientacją głównych kanałów transportu materiału skalnego.

W przypadku opracowań wykonywanych w skali basenu sedymentacyjnego, dla których najczęściej brak jest możliwości zastosowania na znacznej jego części danych sejsmiki 3D, wyznaczone parametry wariogramów bezpośrednio określają sposób interpolacji informacji otworowej (rys. 3.3.10).



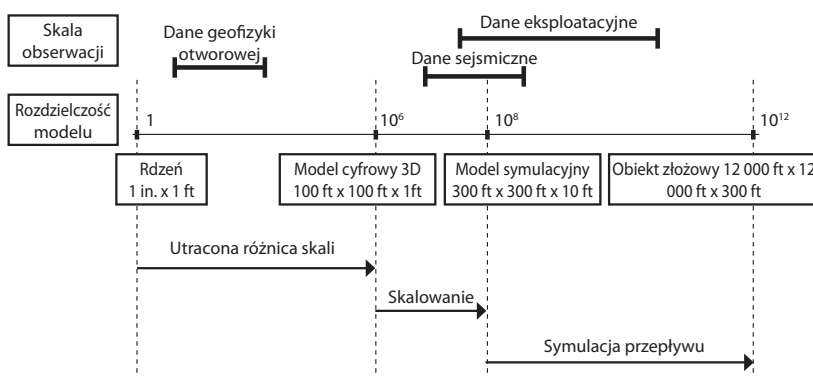
Rys. 3.3.10. Wyniki modelowania rozkładu zailenia utworów miocenu w skali basenu sedymentacyjnego: A – wizualizacja rozkładu przestrzennego; B – lokalny model analogicznych parametrów – Wygoda–Pilzno, z wykorzystaniem danych sejsmiki 3D; C – zestawienie cech statystycznych danych wejściowych i wyników modelowania. Wiersze tabeli od góry: *Property* – rozkład przestrzenny; *Upscaled* – uśrednione w interwałach 20-metrowych profile otworowe zailenia; *Well logs* – wejściowe, wysokorozdzielcze profile otworowe zailenia; kolumny tabeli: wartość minimalna, wartość maksymalna, rozstęp, średnia arytmetyczna, odchylenie standardowe, wariancja

Podsumowując, wnioski płynące z kolejnych etapów analiz geostatystycznych wykonywanych na zbiorach danych wejściowych stanowią podstawę świadomych decyzji odnośnie do wyboru najwłaściwszego toku postępowania i doboru odpowiednich wariantów metodycznych aplikacji deterministycznych i stochastycznych algorytmów interpolacji przestrzennej.

Jak pokazano, w zależności od celu zadania, oczekiwanego stopnia szczegółowości opracowania oraz dostępności i reprezentatywności odpowiednich rodzajów danych, analizy te prowadzić można na kilka sposobów, opierając się w różnym stopniu na informacjach otworowych, sejsmicznych lub też związanych z regionalnym kontekstem geologicznym.

3.4. Efekt skali pomiarów oraz zagadnienie pionowej rozdzielczości geostatystycznych modeli złożowych

Integracja dostępnych typów danych w ramach przestrzennego modelu złoża (wyników badań laboratoryjnych, pomiarów i wyników interpretacji geofizyki otworowej, obserwacji sedimentologicznych, sejsmiki, wyników testów otworowych, danych produkcyjnych) stanowi spore wyzwanie z uwagi na znaczne różnice skal pomiarowych oraz precyzję wykorzystywanych danych (rys. 3.4.1). W związku z powyższym kluczowe znaczenie odgrywa kwestia wyboru optymalnej rozdzielczości modelu geostatystycznego (szczególnie w kierunku pionowym) [m.in.: Deutsch 2002; Caers 2005; Doyen 2007; Property... 2007].



Rys. 3.4.1. Porównanie skal obserwacji i typowych rozdzielczości modeli cyfrowych (geologicznego i symulacyjnego); jednostką odniesienia jest rozmiar pomiaru na materiale rdzeniowym [Caers 2005]

Zagadnienie rozdzielczości geostatystycznego modelu złoża/obszaru poszukiwanego należy rozpatrywać w kontekście celu konstruowanego modelu przestrzennego, heterogeniczności poziomu zbiornikowego, różnorodności i precyzji wykorzystywanych danych geologicznych, geofizycznych i inżynierskich. Wybór optymalnej rozdzielczości konstruowanego modelu powinien być wynikiem kompromisu z pogranicza takich dyscyplin nauk geologicznych jak sedimentologia, sejsmika, geostatystyka. Z jednej strony pożądana detaliczność odwzorowania zróżnicowania sedimentologicznego obserwowanego w profilach otworów wiertniczych skłania do przyjęcia możliwie wysokiej rozdzielczości pionowej (niejednokrotnie rzędu dziesiątych części metra), a z drugiej – gęstość próbkowania danych sejsmicznych przedstawionych w domenie głębokości nie przekracza $3 \div 12$ m [Doyen 2007], a w przypadku danych produkcyjnych (wyniki testów otworowych, historia eksploatacji) dotyczy znacznie większego interwału i jest trudna do oszacowania [Caers 2005].

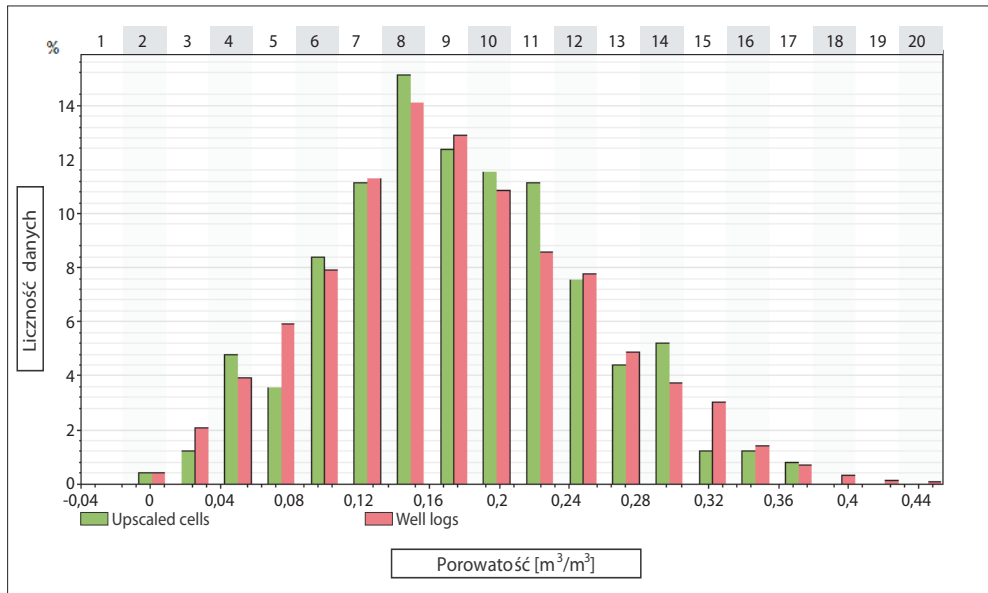
Obecnie, pomimo świadomości jego ograniczeń, akceptowane jest podejście, w wyniku którego przyjmowana rozdzielczość pionowa prowadzi do uśredniania informacji pochodzących z takich źródeł jak geofizyka wiertnicza, analiza sedimentologiczna, pomiary laboratoryjne (a więc utraty detaliczności zróżnicowania ośrodka geologicznego) – (*upscaling*), przy jednoczesnym pozornym podnoszeniu rozdzielczości danych sejsmicznych poprzez ich przeskalowanie (*resampling*) do wyższej, niż wynikałoby to z gęstości próbkowania danych sejsmicznych, rozdzielczości modelu geostatystycznego (*downscaling*) na zasadzie interpolacji. Jednocześnie trwają intensywne prace badawcze w zakresie poszukiwania metod podnoszenia rozdzielczości danych sejsmicznych poprzez rozszerzenie charakterystyki spektralnej zapisu sejsmicznego [Jędrzejowska-Tyczkowska, Żukowska, Irlik 2012].

Arbitralność, a więc i możliwość niewłaściwego wyboru pionowej rozdzielczości modelu, ograniczyć można poprzez zastosowanie pewnych narzędzi analizy geostatystycznej.

Stopień utraty informacji w wyniku uśredniania szczegółowych danych otworowych w interwałach odpowiadających pionowemu rozmiarowi bloków modelu można analizować poprzez porównanie histogramów danych wejściowych oraz po wykonaniu procedury uśredniania (*upscaling*) i podstawowych cech statystycznych obydwu rozkładów (średnia, odchylenie standardowe), tak jak to przedstawiono na rysunku 3.4.2. Na przykładzie porowatości utworów rafowych Ca1 na złożu Brońsko porównano histogramy i cechy statystyczne otworowych, wysokorozdzielczych profili porowatości (0,1 m) i profili uśrednionych w kierunku pionowym w interwałach o miąższości 1,8 m.

Podobnie można postąpić z danymi sejsmicznymi, tj. porównać rozkład wykorzystywanego parametru sejsmicznego (np. impedancji akustycznej) dla oryginalnego kroku próbkowania z przeskalowanym do postaci i rozdzielczości grida 3D przestrzennym rozkładem tego parametru.

Jednym z kryteriów właściwego wyboru pionowej rozdzielczości modelu 3D jest analiza zasięgu strefy oddziaływania wariogramu pionowego modelowanego parametru (np. porowatości), którą można z dużą dokładnością zinterpretować, opierając się na profilach otworowych. Mięszczość warstwowania modelu nie powinna być większa niż $\frac{1}{2}$ wartości zasięgu oddziaływania wariogramu w kierunku pionowym [Property... 2007].



Rys. 3.4.2. Histogramy otworowych, wejściowych i uśrednionych, profili porowatości utworów wapienia cechsztyńskiego Ca1 na złożu Brońsko: kolor czerwony – dane wejściowe; krok próbkowania 0,1 m; kolor zielony – dane uśrednione w interwałach 1,8 m

Innym sposobem ilościowego poszukiwania kompromisu pomiędzy szczegółowością danych otworowych oraz znacznie niższą rozdzielczością danych sejsmicznych jest analiza wartości współczynników korelacji pomiędzy danymi otworowymi (profilowanie akustyczne) i sejsmicznymi (wynik inwersji) dla różnych, roboczo rozpatrywanych, pionowych rozdzielczości modelu [Property... 2007]. Wraz ze wzrostem testowanych rozdzielczości modelu następuje obniżenie wartości współczynnika korelacji pomiędzy danymi otworowymi i sejsmicznymi. Kompromis powinna stanowić najniższa wartość pionowego rozmiaru bloku grida, dla której nie zauważa się jeszcze istotnego spadku współczynnika korelacji.

Problem różnicy skali pomiarów otworowych i sejsmicznych jest poruszany w publikacjach dotyczących zagadnień modelowania złożowego z wykorzystaniem danych sejsmicznych [Deutsch 2002; Caers 2005; Doyen 2007; Property... 2007; Jędrzejowska-Tyczkowska 2012]. Autorzy pozycji Deutsch [2002] i Doyen [2007] przedstawiają jako średnią stosowaną rozdzielczość modeli geostatystycznych złóż odpowiednio wartości 1÷3 ft ($0,3048\div 0,9144$ m) lub 1÷2 m. Jednocześnie w przypadku bardzo wysokiej rozdzielczości proponuje się rozważanie takich technik wykorzystania danych sejsmicznych jak kokriging blokowy lub średnia lokalna.

4. Przestrzenne modelowanie parametrów facjalnych i petrofizycznych – aspekty metodyczne

Odwzorowanie przestrzennej zmienności parametrów petrofizycznych, takich jak porowatość i przepuszczalność, stanowi podstawowy cel statycznego etapu geostatystycznego modelowania poziomów zbiornikowych ropy naftowej i gazu ziemnego. Wynik predykcji właściwości zbiornikowych, oprócz budowy strukturalnej, stanowi podstawowy element planowania prac poszukiwawczych, prowadzenia obliczeń zasobów złóż oraz przygotowania projektów zagospodarowania odkrytych akumulacji węglowodorów. Przestrzenna forma odwzorowania zmienności petrofizycznej analizowanego poziomu zbiornikowego umożliwia, oprócz zaplanowania lokalizacji otworów wiertniczych, także wybór ich typu (pionowe, horyzontalne) oraz sposobu udostępnienia poziomu zbiornikowego. Rozkłady właściwości zbiornikowych, w formie trójwymiarowych gridów, są jednocześnie niezbędnym elementem prowadzenia symulacji procesów eksploatacji złóż węglowodorów, a więc modelowania dynamicznego.

Z uwagi na fakt, iż na podstawie rozkładów przestrzennych czy też map parametrów petrofizycznych podejmowane są decyzje niosące za sobą poważne konsekwencje finansowe, zagadnienie precyzji prognozowania cech fizycznych skał zbiornikowych, reprezentowanych głównie przez fację, porowatość i przepuszczalność, traktowane jest bardzo poważnie, co znajduje swe odzwierciedlenie m.in. w liczbie publikacji (o charakterze monografii oraz artykułów w czasopismach branżowych), konferencji i warsztatów traktujących o problematyce modelowania i charakterystyki złóż, jak również zaangażowaniu głównych globalnych dostawców usług i narzędzi informatycznych opartych na wiedzy.

W odniesieniu do metod estymacji przestrzennej, pozwalających na szacowanie wartości w miejscach nieopróbowanych, na podstawie zmierzonych wartości analizowanego parametru w lokalizacjach sąsiednich, początkowo wykorzystywane i rozwijane były głównie deterministyczne techniki bazujące na równaniu krigingu (wykorzystywane także obecnie), następnie pojawiły się, najszerzej obecnie stosowane, stochastyczne algorytmy sekwencyjne.

Obecnie rozwój nowych rozwiązań algorytmicznych ustępuje pola zagadnieniom metodycznym z zakresu możliwie szerokiego wykorzystania danych sejsmicznych w procesie parametrycznego modelowania poziomów zbiornikowych, a w szczególności optymalizacji technik integracji danych sejsmicznych z otworowymi profilami prognozowanych cech fizycznych ośrodka skalnego.

4.1. Charakterystyka wybranych algorytmów obliczeniowych

Metody modelowania zmiennych zregionalizowanych oparte na funkcji wariogramu (*variogram-based modeling*) można sklasyfikować w dwóch szerokich kategoriach [Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Dubrule 2003; Caers 2005; Namysłowska-Wilczyńska 2006; Doyen 2007; Property... 2007]. Pierwsza z nich, deterministyczna, obejmuje wszelkie warianty równania krigingu, takie jak m.in.: kriging zwyczajny, kriging prosty, kriging blokowy, kriging wskaźnikowy, kriging z zewnętrznym dryftem, kokriging. Pomimo iż kriging jest techniką bazującą na modelu stochastycznym, to jednakże wykazuje aspekt deterministyczny, który polega na fakcie, iż wynik jego zastosowania dostarcza jedną realizację zmienności modelowanego parametru [Dubrule 2003]. Druga z kategorii, stochastyczna (statystyczna), obejmuje liczne techniki modelowania rozwijane wokół koncepcji symulacji warunkowej, której odmianami są m.in.: sekwencyjna symulacja Gaussa, sekwencyjna symulacja wskaźnikowa, kosymulacja. Wynikiem zastosowania techniki stochastycznej jest zestaw jednakowo prawdopodobnych, w pełni respektujących dane wejściowe realizacji rozkładu analizowanej cechy fizycznej skały będącej przedmiotem analizy.

Metody deterministyczne

Metoda krigingu została rozwinięta w latach 60. przez Georgesa Matherona, który nazwał ją tak na cześć autora pionierskich prac z zakresu geostatystyki Danie'ego Krigego. Po dziś dzień warianty tej techniki należą do najczęściej wykorzystywanych deterministycznych algorytmów obliczeniowych; ponadto stanowią zasadniczy element geostatystycznych metod symulacyjnych.

Kriging jest metodą estymacji, dzięki której otrzymuje się najlepsze liniowe oszacowanie wartości punktowych lub średnich blokowych analizowanej zmiennej zregionalizowanej, przy czym określenie „najlepsze” odnosi się do minimalnej wariancji, z jaką uzyskiwane są wartości estymowane [Namysłowska-Wilczyńska 2006]. Najczęściej stosowanymi w geologii naftowej wariantami techniki krigingu są kriging zwyczajny i kriging prosty.

W krigingu zwyczajnym (ang. *ordinary kriging*) wartość szacowana ma postać średniej ważonej [Deutsch 2002; Caers 2005; Namysłowska-Wilczyńska 2006; Property... 2007; Kokesz 2010]:

$$z(x_0) = \sum_i^n \lambda_i z(x_i)$$

$z(x_0)$ – obliczana wartość parametru z w punkcie x_0 ,

$z(x_i)$ – znane wartości parametru w lokalizacjach x_i ,

λ_i – wagi równania krigingu,

n – liczba punktów opróbowania (dostępności danych) wykorzystanych w estymacji.

Współczynniki wagowe przypisywane poszczególnym obserwacjom (punktom dostępności danych) wyliczane są z układu równań krigingu [Isaaks, Srivastava 1989; Namysłowska-Wilczyńska 2006; Kokesz 2010]:

$$\begin{bmatrix} \gamma(x_{11}) & \gamma(x_{12}) & \dots & \gamma(x_{1n}) & 1 \\ \gamma(x_{21}) & \gamma(x_{22}) & \dots & \gamma(x_{2n}) & 1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \gamma(x_{n1}) & \gamma(x_{n2}) & \dots & \gamma(x_{nn}) & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \dots \\ \lambda_n \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma(x_{10}) \\ \gamma(x_{20}) \\ \dots \\ \gamma(x_{n0}) \\ 1 \end{bmatrix}$$

λ_n – współczynnik wagowy przypisany n – punktowi opróbowania,

$\gamma(x_{nn})$ – wartość semiwariogramu dla odległości pomiędzy punktami opróbowania,

$\gamma(x_{n0})$ – wartość semiwariogramu dla odległości pomiędzy punktem opróbowania i punktem estymacji,

μ – mnożnik Lagrange'a.

Wartości wariancji ($\gamma(x)$) reprezentują wartości odczytane z semiwariogramu opisanego już wcześniej formułą:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [z(u) - z(u+h)]^2$$

$\gamma(h)$ – wartość funkcji semiwariogramu,

$z(u)$ – wartość zmiennej z w punkcie u ,

$z(u+h)$ – wartość zmiennej z w punkcie odległym o h od u ,

N – liczba par punktów odległych od siebie o h .

Wartości te, których suma w krigingu zwyczajnym jest równa 1, zmniejszają się w miarę zbliżania się odległości (pomiędzy punktem wykonywania estymacji od punktu o znanej wartości zmiennej) do wartości zasięgu strefy oddziaływania wariogramu.

W przypadku krigingu prostego (*simple kriging*), gdzie znana jest wartość średniej, obliczona na podstawie wartości analizowanej zmiennej zregionalizowanej, równanie estymatora ma następującą postać [Kokesz 2010]:

$$z(x_0) = \sum_i^n \lambda_i z(x_i) + \left[1 - \sum_i^n \lambda_i\right] m$$

gdzie:

m – wartość średnia analizowanej zmiennej zregionalizowanej (reszta oznaczeń jak powyżej).

Warunek znajomości średniej jest zrealizowany w przypadku gęstego opróbowania, w przeciwnym razie wykonuje się transformację danych do rozkładu normalnego ze średnią 0.

Suma wag równania krigingu prostego może być mniejsza niż 1. W miarę zbliżania się wartości współczynników wagowych do 0, wartość średniej uzyskuje większy wpływ na estymowaną wartość zmiennej zregionalizowanej.

Miarą błędu predykcji jest wariancja krigingu, opisana wzorem [Doyen 2007]:

$$\sigma_K^2 = C(0) - \sum_{i=1}^n \lambda_i C_{i0}$$

gdzie:

σ_K^2 – wariancja krigingu,

$C(0) = \sigma_K^2$ – wartość kowariancji dla odległości pomiędzy punktami obszaru badań

$h = 0$; wariancja w obrębie populacji zmiennej x ,

λ_i – wagi równania krigingu,

C_{i0} – kowariancja pomiędzy punktami dostępności danych x_i i punktem estymacji.

Wariancja krigingu stanowi względną miarę jakości estymacji w poszczególnych rejonach obszaru badań. W lokalizacji otworów wiertniczych wartość wariancji krigingu jest równa 0, jako że kriging jest dokładnym interpolatorem. Kriging jest jednym z najczęściej stosowanych algorytmów w modelowaniu złożowym, szczególnie dla złóż rozpoznanych dużą liczbą otworów wiertniczych [Deutsch 2002; Doyen 2007; Property... 2007].

Metody stochastyczne

Druga kategoria metod geostatystycznych, stochastyczna, obejmuje sekwencyjne techniki symulacji statystycznej. Metody te zyskują na popularności od pierwszej połowy lat 90. [Deutsch, Journal 1998], jako że w bardziej realistyczny sposób obrazują heterogeniczność ośrodka skalnego w porównaniu do metod deterministycznych, takich jak kriging, za pomocą którego uzyskuje się niedoszacowanie skali zmienności – „wygładzenie” rozkładów analizowanych parametrów (niskie wartości są zawyżane, natomiast wysokie – zaniżane) [Deutsch 2002; Doyen 2007; Property... 2007].

Najbardziej rozpowszechnionym algorytmem stochastycznym jest sekwencyjna symulacja Gaussa (*sequential Gaussian simulation*, SGS) [Deutsch, Journal 1998; Deutsch 2002; Caers 2005; Doyen 2007]. Algorytm ten w pełni honoruje dane wejściowe (przy czym istnieje warunek transformacji do rozkładu normalnego ze średnią 0 i odchyleniem standardowym 1), histogram danych wejściowych oraz strukturę przestrzennej zmienności analizowanego parametru, zdefiniowaną przez parametry semiwariogramu.

Procedura algorytmu symulacyjnego jest następująca [Deutsch 2002; Doyen 2007; Property... 2007]:

- 1) Zdefiniowanie reprezentatywnej skumulowanej funkcji dystrybucji dla symulowanego modelu (cdf – *cumulative distribution function* – postać histogramu wykorzystywana przez algorytmy obliczeniowe, przedstawiająca na osi Y skumulowaną częstość występowania poszczególnych obserwacji).
- 2) Transformacja danych wejściowych do rozkładu Gaussa – zmiana oryginalnej (wejściowej) dystrybucji wartości do rozkładu normalnego ze średnią 0 i odchyleniem standardowym = 1.
- 3) Obliczenie wartości w punkcie wykonywania symulacji u , przy pomocy równania krigingu prostego oraz wariancji krigingu, z wykorzystaniem danych wejściowych (generalnie stosowany jest kriging prosty – jako algorytm szybszy i stabilniejszy niż kriging zwyczajny; druga część równania krigingu prostego znika, ponieważ wartość średnia jest równa 0 wskutek poprzedniej transformacji do rozkładu normalnego).
- 4) Wybór losowej wartości rezyduальной $R(u)$ z rozkładu normalnego ze średnią 0 i wariancją $\sigma_k^2(u)$.
- 5) Dodanie wyniku estymacji krigingiem oraz wartości rezyduальной w celu uzyskania wartości symulowanej dla punktu u :

$$Y_s(\mathbf{u}) = Y^*(\mathbf{u}) + R(\mathbf{u})$$

(losowanie wartości rezyduальной odbywa się w oparciu o symulację Monte Carlo lub inny generator wartości pseudolosowych).

- 6) Dodanie uzyskanego wyniku symulacji w punkcie u ($Y_s(u)$) do zbioru danych wejściowych (otworowych profili symulowanego parametru petrofizycznego). Wynik symulacji w punkcie u jest następnie wykorzystywany w symulacji wartości w kolejnych punktach modelu.
- 7) Przejście do następnej lokalizacji zgodnie z losową kolejnością punktów wykonywania symulacji (zdefiniowaną przez tzw. *seed number* – liczbę inicjującą generowanie wartości losowych).
- 8) Po przeprowadzeniu symulacji dla wszystkich punktów/bloków grida wykonywana jest transformacja powrotna do pierwotnego rozkładu.
- 9) Opcjonalnie: uśrednianie wyników wielokrotnych realizacji.
Teoretycznie wynik symulacji jest równy wynikowi uzyskanemu za pomocą krigingu, uzupełnionemu o wahania błędu [Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Caers 2005; Doyen 2007; Property... 2007]. Przy założeniu nieskończonej liczby realizacji procesu symulacji ich uśredniona wartość jest równa wynikowi krigingu.

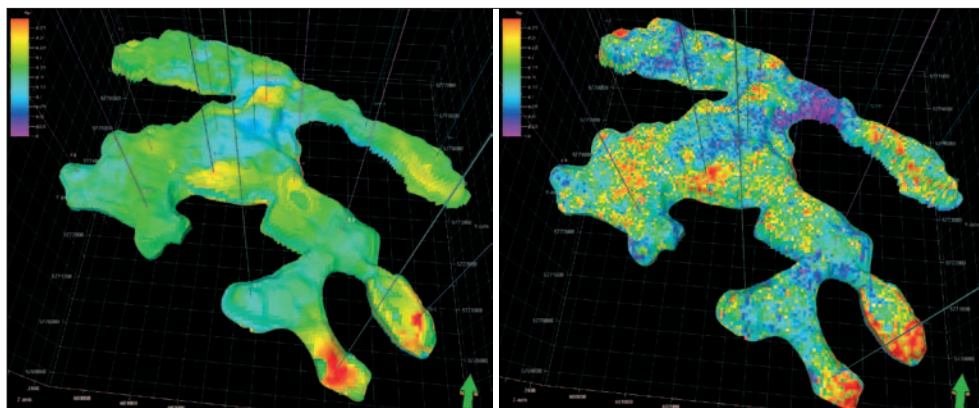
Proces symulacji stwarza możliwość uzyskania wielu jednakowo prawdopodobnych realizacji symulowanego parametru. Różnice pomiędzy wynikami uzyskanymi dla kolejnych realizacji wynikają z faktu, iż na symulowaną wartość parametru w danej lokalizacji wpływają zarówno dane wejściowe (wartości symulowanego parametru w profilach otworów wiertniczych), jak również wartości będące wynikiem wykonanego wcześniej procesu symulacji w sąsiednich „punktach” obszaru badań. Poprzez zmianę kolejności „punktów”, dla których wykonywana jest symulacja analizowanego parametru, w kolejnych realizacjach uzyskuje się odmienny wynik końcowy [Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Doyen 2007; Property... 2007].

Różnice pomiędzy wynikami uzyskiwanymi za pomocą algorytmów deterministycznych i stochastycznych są ewidentne. Na przykładzie zestawu danych złoża Brońsko porównano wyniki krigingu prostego i sekwencyjnej symulacji Gaussa w procesie predykcji przestrzennego rozkładu porowatości. Analizowano wizualizacje obliczonych rozkładów przestrzennych (rys. 4.1.1 i 4.1.2), jak i histogramy (rys. 4.1.3) oraz cechy statystyczne danych wejściowych i wyników interpolacji (tab. 4.1.1).

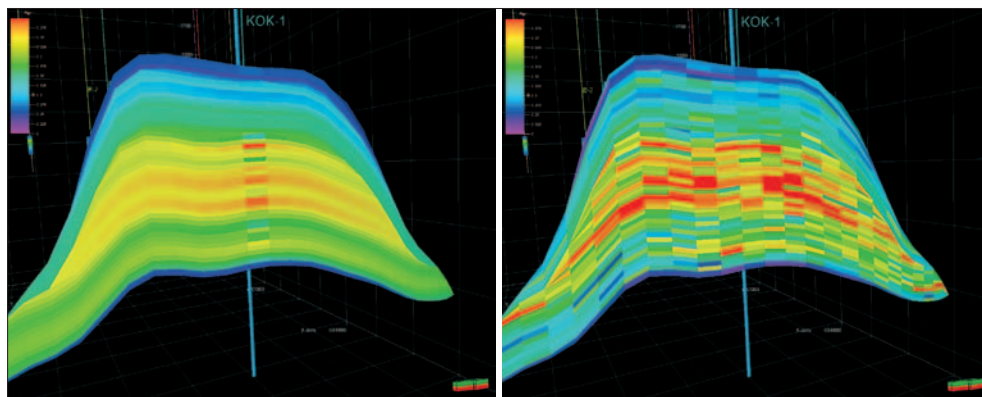
Modelowanie porowatości ww. algorytmami zrealizowano za pomocą oprogramowania Petrel firmy Schlumberger, wykorzystując ten sam zestaw danych otworowych, który poddano identycznym przekształceniom w ramach geostatystycznej analizy danych wejściowych.

Cechą charakterystyczną krigingu jest minimalizacja wariancji, czego efektem są rozkłady przestrzenne o wartościach pozostających w zakresie zmienności definiowanym przez dane wejściowe przy jednoczesnym ich uśrednianiu w strefach międzyotworowych [Namysłowska-Wilczyńska 2006; Property... 2007]. Optycznie daje to efekt „wygładzenia”

modelu deterministycznego, widoczny zarówno w formie wizualizacji „z lotu ptaka” na horyzontalny rozkład modelowanego parametru (rys. 4.1.1 – po lewej), jak i na przekrojach przez model 3D (rys. 4.1.2 – po lewej).



Rys. 4.1.1. Wizualizacja przestrzennych rozkładów porowatości głównego poziomu facjalnego struktury rafowej Brońsko (rzut z góry) obliczonych na podstawie danych otworowych algorytmem krigingu prostego (po lewej) oraz sekwencyjnej symulacji Gaussa (po prawej).
Skala porowatości od 0 do $0,3 \text{ m}^3/\text{m}^3$ – kolor fioletowy to wartości zbliżone do 0, kolor czerwony – 0,3



Rys. 4.1.2. Porównanie wyników zastosowania algorytmów krigingu (po lewej) oraz sekwencyjnej symulacji Gaussa w procesie predykcji porowatości struktury rafowej Brońsko na przekrojach pionowych przez przestrzenny model złoża biegnących na linii otworu wiertniczego

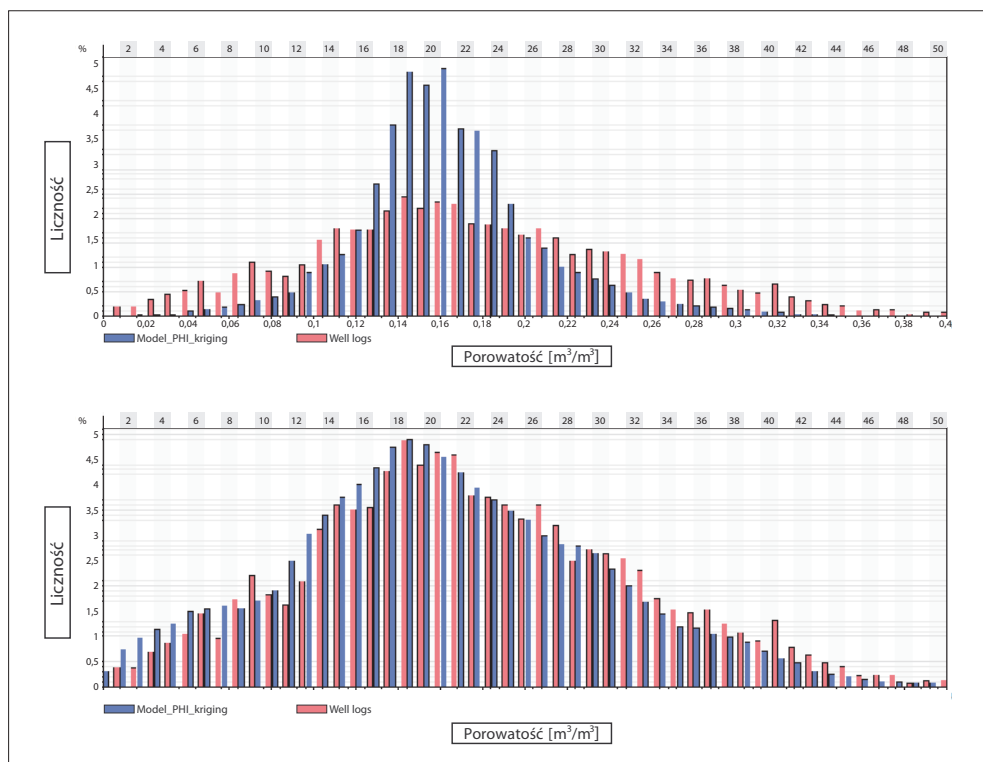
Graficzna wizualizacja wyników interpolacji przestrzennej realizowanej algorytmem sekwencyjnej symulacji Gaussa (rys. 4.1.1 i 4.1.2 – po prawej) pozwala zaobserwować efekt wkomponowania profili otworowych w obraz przestrzenny. Powoduje to trudność wizualnego odróżnienia profilu otworu od wyniku symulacji, jakkolwiek stanowi ważną zaletę algorytmów stochastycznych.

Analiza histogramów (rys. 4.1.3) oraz tabelarycznego zestawienia cech statystycznych wyników modelowania i danych wejściowych w postaci profili otworowych (tab. 4.1.1) pozwala zaobserwować następujące prawidłowości:

- 1) Zastosowanie kriginu powoduje koncentrację wartości wokół średniej dla dystrybucji oraz znaczną redukcję częstości występowania wartości w peryferyjnych fragmentach histogramu. Odzwierciedleniem tego faktu jest niższa wartość rozstępu wartości, jak również odchylenia standardowego i wariancji.
- 2) Dystrybucja wartości wyniku symulacji modelowanego parametru (zastosowania algorytmu stochastycznego) zdecydowanie bliżej odtwarza pełne spektrum wartości obecnych w populacji danych wejściowych, czego skutkiem są bardziej skrajne wartości ekstremalne (minimalne i maksymalne), wyższe wartości rozstępu, odchylenia standardowego i wariancji, zbliżone do tych, jakie charakteryzują populację danych wejściowych.

Tab. 4.1.1. Porównanie cech statystycznych danych wejściowych (otworowych profili porowatości w interwale poziomym zbiornikowego) oraz wyników interpolacji przestrzennej realizowanej algorytmami kriginu i sekwencyjnej symulacji Gaussa

Algorytm	Min.	Max.	Rozstęp	Średnia	Odch. stand.	Wariancja
Dane wejściowe	0,0005	0,4539	0,4534	0,1722	0,0770	0,0059
Kriging	0,0036	0,3739	0,3703	0,1667	0,0428	0,0018
Symulacja	0,0035	0,4459	0,4423	0,1706	0,0730	0,0053

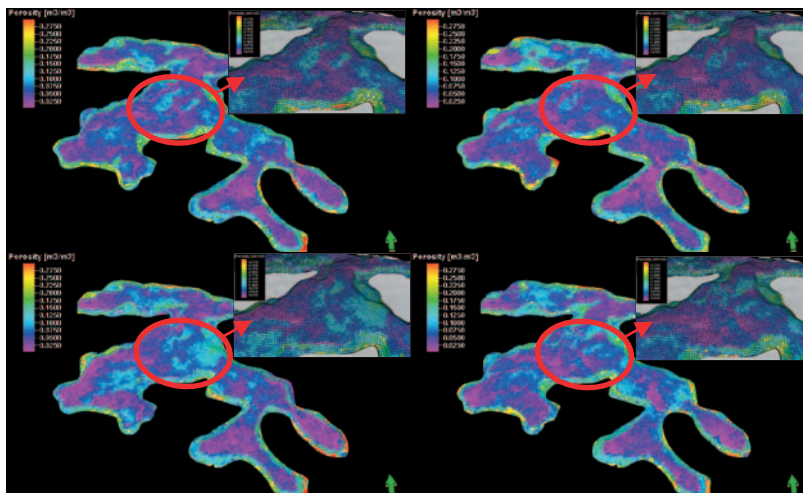


Rys. 4.1.3. Porównanie dystrybucji wartości wyników zastosowania algorytmów kriging (powyżej) i sekwencyjnej symulacji Gaussa (poniżej) – niebieskie słupki histogramu – na tle dystrybucji wartości danych wejściowych – czerwone słupki histogramu

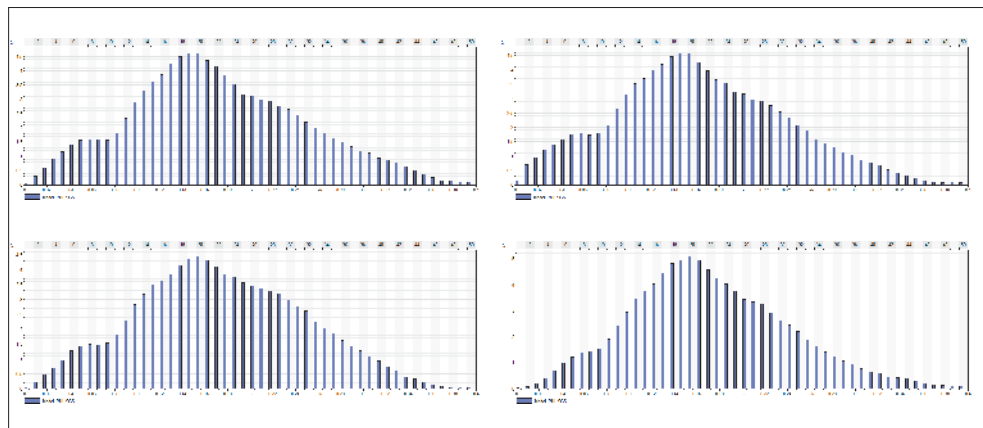
Wspominaną już cechą charakterystyczną algorytmów symulacyjnych jest możliwość uzyskiwania wielu jednakowo prawdopodobnych, honorujących dane wejściowe i ich histogram, realizacji (rozwiązań) procesu obliczeniowego. Skalę zróżnicowania wyników kolejnych powtórzeń procesu obliczeniowego realizowanego algorytmem sekwencyjnej symulacji Gaussa przedstawiono w formie wizualizacji przestrzennej (rys. 4.1.4), w postaci histogramów (rys. 4.1.5) oraz w formie tabelarycznego zestawienia cech statystycznych otrzymywanych dystrybucji wartości przestrzennych rozkładów modelowanego parametru porowatości (tab. 4.1.2).

Specyfika zróżnicowania wyników wielokrotnych realizacji procesu symulacyjnego charakteryzuje się generalnie niewielkimi rozbieżnościami pewnych „globalnych” cech dystrybucji wartości, co znajduje odzwierciedlenie w nieznacznych różnicach kształtu hi-

stogramów, jak i wartościach średnich, rozstępie oraz wielkości odchylenia standardowego i wariancji. Natomiast przestrzenne rozmieszczenie stref charakteryzujących się podwyższonymi i obniżonymi względem średniej wartościami modelowanego parametru jest istotne.



Rys. 4.1.4. Wizualizacja wyników kilku realizacji procesu obliczeniowego wykonanego algorytmem sekwencyjnej symulacji Gaussa dla porowatości utworów wapienia cechsztyńskiego Ca1 złoża gazu ziemnego Brońsko; w prawych górnych narożnikach – przybliżenie wybranej strefy obiektu złożowego



Rys. 4.1.5. Histogramy wyników (rozkładów przestrzennych) czterech realizacji procesu symulacyjnego, wizualizowanych na rysunku 4.1.4

Tab. 4.1.2. Porównanie cech statystycznych wyników pięciu realizacji (powtórzeń) procesu symulacyjnego algorytmem sekwencyjnej symulacji Gaussa

Realizacja symulacji	Min.	Max.	Rozstęp	Średnia	Odch. stand.	Wariancja
Nr 1	0,0018	0,4505	0,4488	0,1764	0,0727	0,0053
Nr 2	0,0030	0,4499	0,4469	0,1744	0,0734	0,0054
Nr 3	0,0018	0,4392	0,4373	0,1636	0,0746	0,0056
Nr 4	0,0023	0,4527	0,4504	0,1802	0,0791	0,0063
Nr 5	0,0018	0,4507	0,4489	0,1643	0,0743	0,0055

Sposobem na uzyskanie wyniku pośredniego pomiędzy tymi, jakie zapewniają algorytmy krigingu i sekwencyjnej symulacji Gaussa, jest uśrednienie niewielkiej liczby realizacji procesu symulacyjnego (od kilku do kilkunastu).

Podsumowując analizę porównawczą estymacyjnych i symulacyjnych metod interpolacji przestrzennej, zaobserwowano i wskazano ich podobieństwa oraz różnice. Cechą wspólną obydwu rozpatrywanych grup metod są: zachowywanie wartości w profilach otworów wiertniczych oraz honorowanie modelu wariogramu. Różnice odnoszą się do faktu honorowania histogramu danych wejściowych tylko w przypadku algorytmu sekwencyjnej symulacji Gaussa, liczby możliwych rozwiązań procesu obliczeniowego oraz charakteru wyników.

Cechy charakterystyczne metod deterministycznych i stochastycznych predestynują porównywane metody interpolacyjne do nieco odmiennych celów, jakim dedykowane mogą być wyniki modelowania złożowego. I tak dla celów kartowania trendów zmienności pewnych cech formacji geologicznych czy też na potrzeby obliczeń wolumetrycznych właściwsze wydają się być metody deterministyczne, minimalizujące wariancję wartości. Przy konstruowaniu modelu złoża z myślą o jego wykorzystaniu w procesach symulacji złożowych (modelowania dynamicznego) czy też ilościowej analizy niepewności wyników obliczeń zasobów złóż korzystniejsze będzie zastosowanie algorytmów symulacyjnych.

Innym aspektem, który powinien być rozważany w kontekście wyboru metody interpolacyjnej, jest stopień heterogeniczności i charakter zmienności modelowanego parametru, który może być zróżnicowany dla różnych typów poziomów zbiornikowych. Wydaje się, że w przypadku skał węglanowych, o znacznie większym stopniu heterogeniczności parametrów petrofizycznych, których dotyczył prezentowany powyżej przykład, metody

stochastyczne dostarczają wyników bardziej wiarygodnie odtwarzających do pewnego stopnia losowy charakter zmienności.

Istotnym kryterium doboru korzystniejszych metod interpolacyjnych jest też stopień dostępności danych otworowych. Algorytmy stochastyczne cieszą się większą popularnością w przypadku obiektów złożowych lub poszukiwawczych o niskim lub średnim stopniu rozpoznania wiertniczego, a więc i wyższym poziomie niepewności, natomiast stosowanie krigingu zalecane jest w przypadku wysokiej dostępności danych otworowych [Doyen 1988; Isaaks, Srivastava 1989; Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Dubrule 2003; Jędrzejowska-Tyczkowska 2003; Namysłowska-Wilczyńska 2006; Doyen 2007; Property... 2007].

Algorytmy implementujące dane sejsmiczne (secondary data)

Rozwój metod pozwalających na jednoczesną aplikację danych otworowych i sejsmicznych w zagadnieniach prognozowania właściwości ośrodka geologicznego wynika z dążenia do podniesienia wiarygodności predykcji danego parametru formacji geologicznej w lokalizacjach, dla których nie są znane jego wartości. Odbyna się to poprzez wykorzystanie relacji tego parametru z innym (zmienna pomocnicza, ang. *secondary data*), którego wartości znane są w całej przestrzeni będącej przedmiotem parametryzacji. Do najpopularniejszych form implementacji danych sterujących rozkładami prognozowanego parametru należą: kokriging (najczęściej w zagadnieniach geologii złóż węglowodorów stosowany w formie kokrigingu izotopicznego (ang. *collocated cokriging*)) oraz średnia lokalnie zmienna (ang. *locally varying mean*) [m.in.: Doyen 1988; Isaaks, Srivastava 1989; Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Dubrule 2003; Jędrzejowska-Tyczkowska 2003; Namysłowska-Wilczyńska 2006; Doyen 2007; Property... 2007].

Procedura kokrigingu jest rozszerzeniem techniki krigingu dla sytuacji, gdy dysponuje się danymi wielowymiarowymi i wielowymiarowym modelem wariogramu [Namysłowska-Wilczyńska 2006].

Równanie kokrigingu ma następującą postać:

$$Z_{COK}(x_0) = \sum_i \lambda_i Z(x_i) + \sum_j \mu_j Y(x_j)$$

gdzie:

$Z_{COK}(x_0)$ – estymowana wartość zmiennej Z w lokalizacji x_0 ,

$Z(x_i)$ – znane wartości zmiennej Z w lokalizacjach x_i ,

$Y(x_j)$ – znane wartości zmiennej Y w lokalizacjach x_j ,

λ_i – wagi równania kokrigingu zmiennej Z ,

μ_j – wagi równania kokrigingu zmiennej Y .

Zastosowanie kokrigingu w przedstawionej powyżej formie wymaga znajomości parametrów wariogramów zmiennej podstawowej oraz pomocniczej, jak również wzajemnego wariogramu empirycznego (tzw. wariogramu krzyżowego (*cross-variogram*)), który na wspólnym wykresie pokazuje, jak dwie zmienne różnią się w przestrzeni [Namysłowska-Wilczyńska 2006]. Z tego powodu implementacja kokrigingu zwyczajnego jest niewygodna i częściej, przynajmniej w zadaniach charakteryzowania poziomów zbiornikowych węglowodorów, stosowany jest tzw. kokriging izotopiczny (*collocated cokriging*). Uproszczenie implementacyjne kokrigingu izotopicznego wynika z faktu, iż wymaga on tylko znajomości parametrów zmiennej podstawowej (estymowanej) oraz współczynnika korelacji zmiennej podstawowej i pomocniczej. Równanie kokrigingu izotopicznego można zapisać jako:

$$Z_{CCOK}(x_0) = \sum_{i=1} \lambda_i Z(x_i) + \mu Y(x_0)$$

$Z_{CCOK}(x_0)$ – obliczana wartość w lokalizacji x_0 ,

$Z(x_i)$ – dane w lokalizacjach x_i (np. porowatości),

$Y(x_0)$ – wartość danej sterującej rozkładem (np. impedancji akustycznej) w lokalizacji x_0 .

Inną formą implementacji danych sejsmicznych transformowanych do jednostki estymowanego parametru petrofizycznego (np. porowatości) jest zastosowanie ich w formie średniej lokalnej (ang. *locally varying mean*, LVM):

$$Z_{LVM}(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i) + \left[1 - \sum_{i=1}^n \lambda_i \right] m(x_0)$$

$Z_{LVM}(x_0)$ – estymowana wartość Z w punkcie x_0 ,

λ_i – wagi równania krigingu,

$Z(x_i)$ – znane wartości zmiennej Z w lokalizacjach x_i ,

$m(x_0)$ – średnia lokalna lub parametr o wysokiej pozytywnej korelacji z estymowaną zmienną.

Procedura polega na obliczeniu średnich wartości np. porowatości na podstawie danych sejsmicznych lub innego parametru o wysokiej pozytywnej korelacji z porowatością, a następnie na zastosowaniu krigingu prostego w symulacji Gaussa z wykorzystaniem obliczonej z danych sejsmicznych średniej porowatości.

Dane pomocnicze mogą też być aplikowane za pomocą sekwencyjnej kosymulacji Gaussa. Algorytm ten różni się od sekwencyjnej symulacji Gaussa tym, że obliczenie wartości symulowanej odbywa się za pomocą równania kokrigingu.

4.2. Metody modelowania facjalnego poziomów zbiornikowych ropy naftowej i gazu ziemnego

Model facjalny (litologiczny, sedymentologiczny) stanowi pomost pomiędzy obrazem strukturalnym obiektu złożowego lub poszukiwawczego, definiującym jego geometrię, a rozkładami parametrycznymi właściwości zbiornikowych. Właściwe odtworzenie zmienności facjalnej podnosi jakość obrazowania zmienności cech petrofizyczno-złożowych poprzez prawidłowe umiejscowienie stref występowania podwyższonych oraz obniżonych wartości tych parametrów, związanych z określoną facją poziomu zbiornikowego. W ten sposób uzyskuje się ograniczenie zakresów zmienności modelowanych parametrów petrofizycznych w ramach pojedynczych wydzielen sedymentologicznych [Deutsch 2002; Caers 2005]. Choć w niektórych przypadkach opracowanie przestrzennego modelu wykształcenia litofacjalnego może być celem samym w sobie, to zazwyczaj stanowi element dwuetapowego, sekwencyjnego podejścia. Celem pierwszego etapu jest przestrzenne kartowanie obszarów występowania poszczególnych typów facjalnych lub litologicznych, definiujących wewnętrzną architekturę poziomu zbiornikowego i stanowiących główne jednostki przepływu mediów złożowych. W drugim etapie właściwości zbiornikowe modelowane są z zastosowaniem indywidualnego, z punktu widzenia przynależności facjalnej, podejścia, uwzględniającego całokształt uwarunkowań związanych z ich charakterem statystycznym oraz istotnością związków korelacyjnych w obrębie poszczególnych litofacji [Doyen 2007]. Waga tego etapu wynika z faktu, iż podstawowe z punktu widzenia jakości skały zbiornikowej parametry petrofizyczne, takie jak porowatość i przepuszczalność, wykazują zazwyczaj silny kontrast pomiędzy poszczególnymi facjami budującymi poziom zbiornikowy.

Uwzględniając dane literaturowe [Deutsch 2002; Caers 2005; Sowiżdżał, Stadtmüller 2010b] oraz wcześniejsze prace autora monografii [Sowiżdżał 2009, 2012a; Sowiżdżał Stadtmüller, Leśniak 2009; Sowiżdżał, Stadtmüller 2010b; Leśniak i in. 2010b], zasadność podejmowania trudu konstrukcji modelu wykształcenia facjalnego, jako etapu poprzedzającego odwzorowanie zmienności takich parametrów jak porowatość, przepuszczalność, nasycenie mediami złożowymi, rozpatrywać należy indywidualnie dla każdego obiektu geologicznego. Korzyści można uznać za wystarczające, jeżeli:

- istnieje wyraźne zróżnicowanie porowatości, przepuszczalności czy też funkcji nasycenia w obrębie poszczególnych litofacji – w przeciwnym razie brak jest uzasadnienia modelowania facjalnego, gdyż niepewność prognozy właściwości zbiornikowych nie zostanie w ten sposób ograniczona, a więc moc predykcyjna modelu nie ulegnie zmianie. Pomimo niejednoznaczności powyższego kryterium, zależnego od specyfiki poszczególnych skał zbiornikowych, wg [Deutsch 2002] różnice w wartościach takich parametrów statystycznych populacji danych jak średnia, wariancja i kształt dystrybucji, przynależnych zdefiniowanym facjom, powinny być rzędu 30% lub większe, aby modelowanie przestrzennego wykształcenia facjalnego, jako sposobu podniesienia jakości predykcji właściwości zbiornikowych, można było uznać za zasadne;
- facje są identyfikowalne w profilach otworów wiertniczych, na podstawie danych geofizyki wiertniczej lub analizy materiału rdzeniowego;
- zakładany sposób wykształcenia facjalnego jest na tyle jednoznaczny, że odtworzenie jego przestrzennego rozkładu nie będzie stanowić większej trudności niż bezpośrednia predykcja parametrów takich jak porowatość i przepuszczalność.

Kolejną istotną kwestię stanowi decyzja odnośnie do liczby typów facjalnych rozpatrywanych w konstruowanym modelu przestrzennym. Preferowana jest prostota – często dokonanie podziału pomiędzy facje zbiornikową i płoną jest wystarczające, niekiedy w obrębie poziomu zbiornikowego wyróżnia się dwie litofacje zbiornikowe o różnej jakości skały zbiornikowej oraz fację odpowiadającą bardzo niskim parametrom petrofizycznym. Sporadycznie istnieje uzasadnienie wyróżnienia trzech lub większej liczby facji zbiornikowych czy też dwóch lub więcej, które nie stanowią przestrzeni akumulacji węglowodorów, jednakże w takich przypadkach musi występować zróżnicowanie charakteru przestrzennego wykształcenia zdefiniowanych litofacji [Deutsch 2002]. Potrzeba rozważenia większej liczby facji zbiornikowych oraz niezbiornikowych może zaistnieć w sytuacji, gdy na obszarze analizy następuje zmiana środowiska sedymentacji, np. osady deltowe przechodzą w utwory środowiska płytkiego morza (szelfowe).

Istnieje kilka technik konstrukcji przestrzennych modeli wykształcenia litofacjalnego poziomów zbiornikowych ropy naftowej i gazu ziemnego, które w różnym stopniu angażują zakres wykorzystywanych typów danych, udział interpretacji sedymentologicznej oraz zastosowanie odpowiednich narzędzi geostatystycznych.

Wśród podstawowych, najczęściej wykorzystywanych i opisywanych w literaturze przedmiotu [Deutsch 2002; Caers 2005; Doyen 2007; Michelena i in. 2009; Stright i in. 2009] wyróżnia się:

- a) **podjęcie deterministyczne, oparte na koncepcji sedimentologicznej** – polegające na kartowaniu poszczególnych wydziałów facjalnych na podstawie dostępnych danych otworowych oraz sedimentologicznej koncepcji przestrzennego zróżnicowania ich miąższości;
- b) **metody modelowania geostatystycznego** – deterministyczne i stochastyczne (*cell-based, pixel-based*), bazujące na modelu wariogramu;
- c) **statystyczne metody klasteryzacji poziomu zbiornikowego** – np. w wyniku procesu klasyfikacji danych sejsmicznych za pomocą sieci neuronowych lub oparte na wykresach krzyżowych atrybutów sejsmicznych;
- d) **modelowanie obiektów facjalnych** odznaczających się charakterystycznymi kształtami, typu kanały rzeczne, techniką ukierunkowaną na odtworzenie ich geometrii (*object-based*), wykorzystanie obrazu treningowego w metodzie *multi-point-statistics*, (MPS).

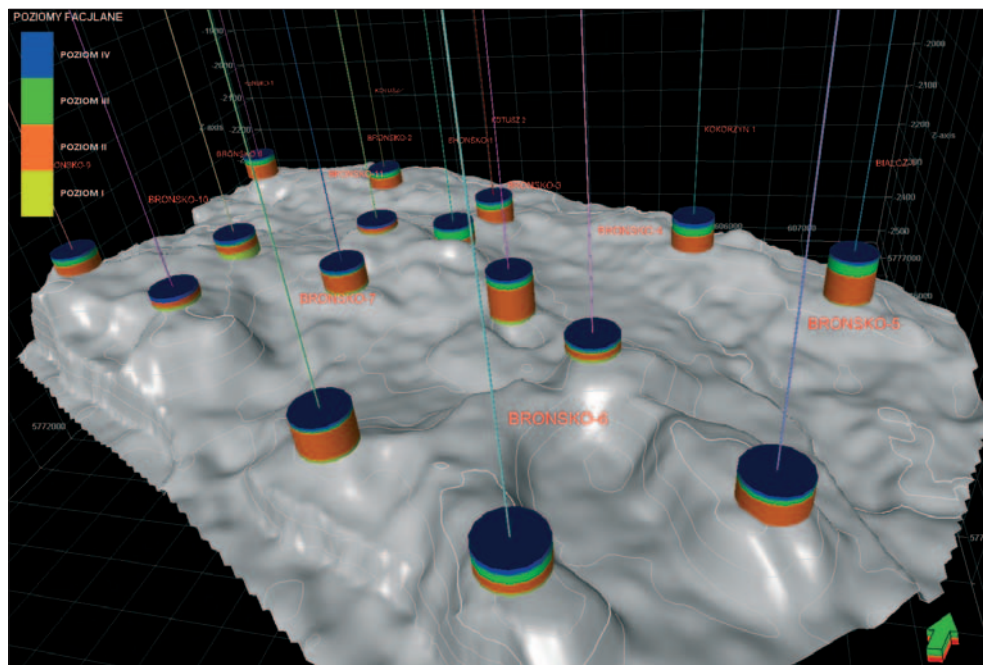
Poniżej przedstawiono wybrane techniki modelowania facjalnego na przykładach kilku obiektów geologicznych: *Brońsko, Paproć–Cicha Góra, Parzęczewo–Czarna Wieś oraz Wygoda–Pilzno*, charakteryzujących się zmiennym sposobem i stopniem zróżnicowania litofacjalnego oraz stanem sedimentologicznego rozpoznania w profilach otworów wiertniczych, jak również dostępnością lub brakiem konceptualnego modelu sedimentologicznego.

4.2.1. Deterministyczne kartowanie wydziałów facjalnych (obiekt Brońsko)

Podjęcie typowo deterministyczne opiera się na istnieniu ugruntowanej koncepcji rozwoju facjalnego modelowanego obiektu, powstałej na bazie analiz materiału rdzeniowego oraz profilowań geofizyki otworowej. Warunkiem umożliwiającym ten sposób rozwiązania modelu facjalnego jest bardzo dobre rozpoznanie wiertnicze, a w konsekwencji sedimentologiczne obszaru badań oraz istnienie stabilnego trendu zmienności litofacjalnej, skutkującego niskim prawdopodobieństwem nieoczekiwanych zmian w strefach międzyotworowych w stosunku do obserwacji i interpretacji poczynionych w profilach otworów wiertniczych. Metodyka budowy cyfrowego modelu sedimentologicznego sprowadza się w takich przypadkach do wykreślenia map miąższości stref o odmiennej charakterystyce sedimentologicznej na podstawie danych otworowych oraz ich superpozycji w ramach modelu przestrzennego z aplikacją korekty objętościowej w strefach międzyotworowych.

Zastosowanie tej techniki przedstawione zostało na przykładzie złoża gazu ziemnego Brońsko w utworach rafowych wapienia cechsztyńskiego [Leśniak i in. 2009; Sowiżdżał, Stadtmüller 2010b]. Wyniki analizy mikrofacjalno-sedimentologicznej [Leśniak i in. 2009]

pozwołyły na wydzielenie czterech głównych poziomów w obrębie poziomu zbiornikowego (rys. 4.2.1.1).

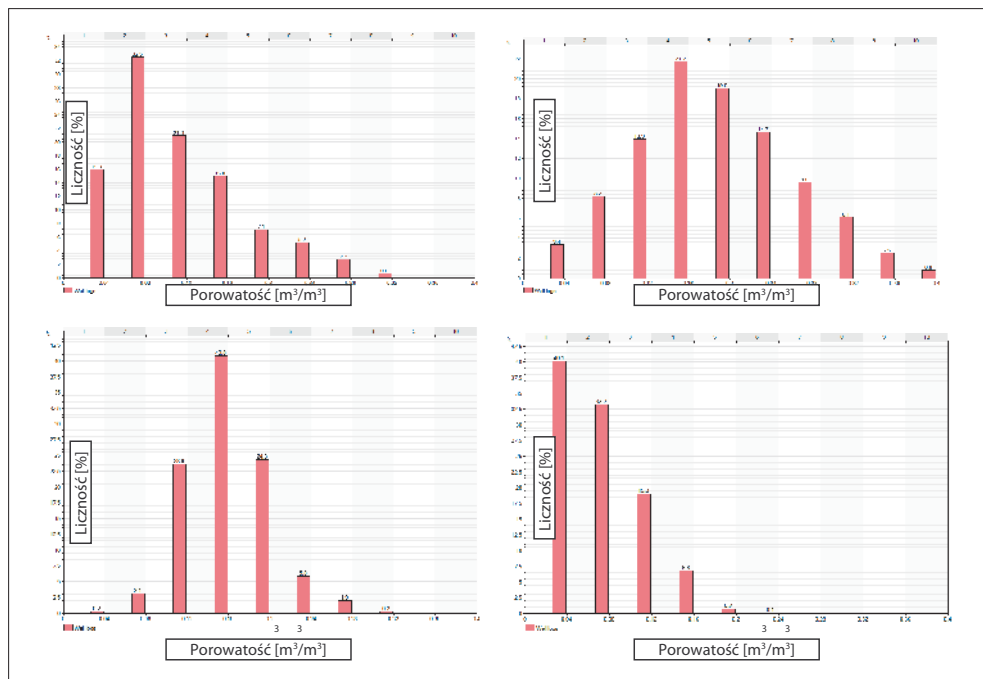


Rys. 4.2.1.1. Otworowe profile sedymentologiczne utworów wapienia cechsztyńskiego Ca1 na złożu Brońsko na tle powierzchni podłoża karbońskiego (poziomy facjalne oznaczono, od spągu, odpowiednio: poziom I, II, III i IV)

Motywacją dla opracowywania w pierwszej kolejności przestrzennego modelu sedymentologicznego był fakt, iż pomiędzy poszczególnymi facjami zaznacza się (i tylko w takim przypadku jest to działanie celowe) znaczne zróżnicowanie parametrów petrofizycznych, takich jak porowatość czy przepuszczalność, jak to przedstawiono na rys. 4.2.1.2.

W przypadku porowatości obserwuje się znaczne różnice kształtów dystrybucji wartości, jak również wartości średnich (licząc od najniższego poziomu facjalnego, odpowiednio: 0,09; 0,17; 0,14; 0,05 u.j.), a kontrast wartości średnich przepuszczalności jest jeszcze wyraźniejszy (9,47 mD; 148,79 mD; 62,74 mD; 32,28 mD).

Wynik zastosowania przedstawionego podejścia metodycznego przedstawiono w postaci wizualizacji przestrzennych na rysunku 4.2.1.3.

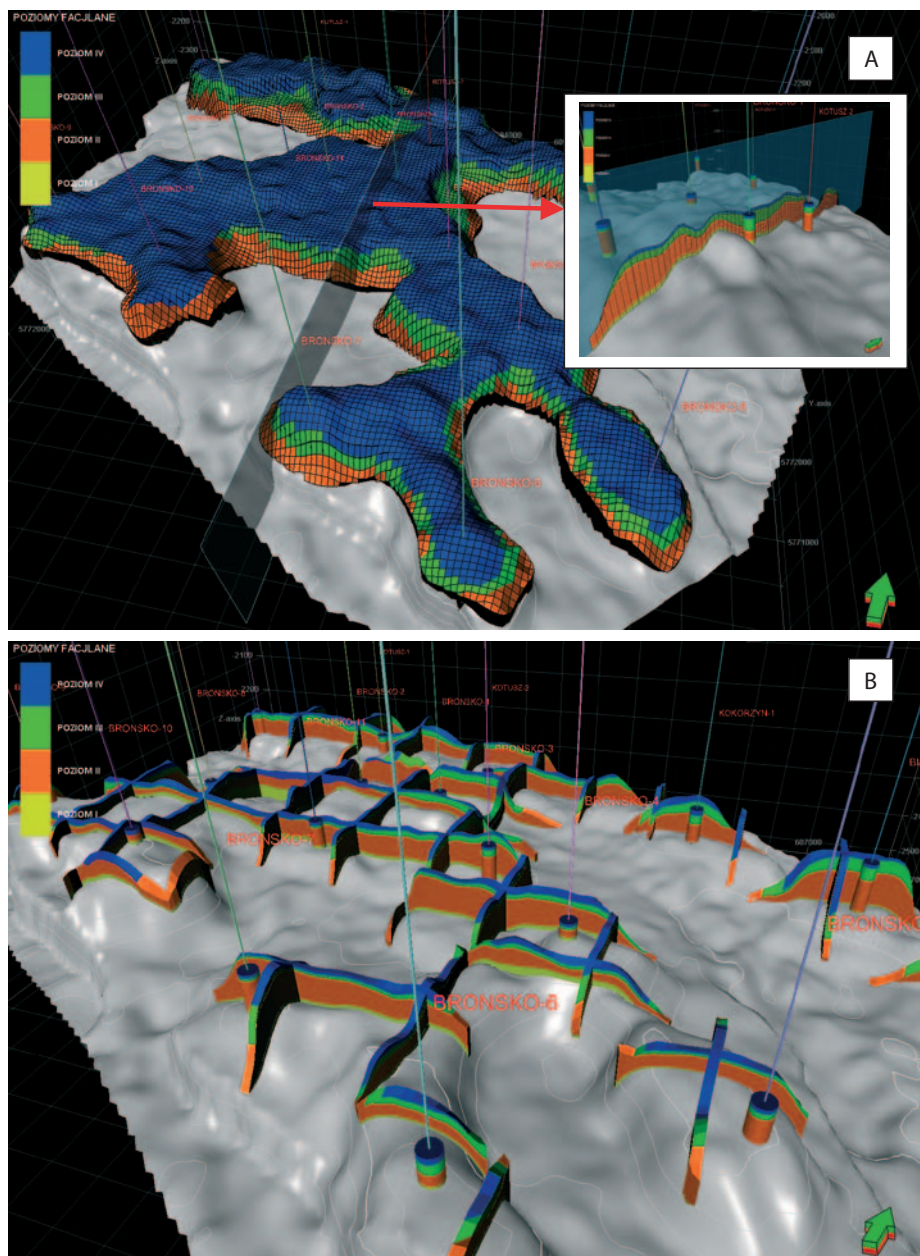


Rys. 4.2.1.2. Histogramy porowatości dla danych otworowych z wydzielonych poziomów rafy Ca1 (na górze: poziomy I i II, poniżej: III i IV); zakres zmienności porowatości: 0÷0,4 m³/m³

W przypadku złoża Brońsko korzyści z opracowanego w pierwszym etapie modelu facjalnego są dwójakiego rodzaju:

- powodują ograniczenie zakresów zmienności modelowanych indywidualnie dla każdego z poziomów facjalnych parametrów petrofizycznych, co prowadzi do redukcji skali błędów predykcji; oraz
- stwarzają możliwość szerszego wykorzystania informacji pochodzących z danych sejsmicznych poprzez zastosowanie odmiennych atrybutów/meta-atrybutów sejsmicznych podczas wyznaczania rozkładów, np. porowatości, w obrębie każdej facji.

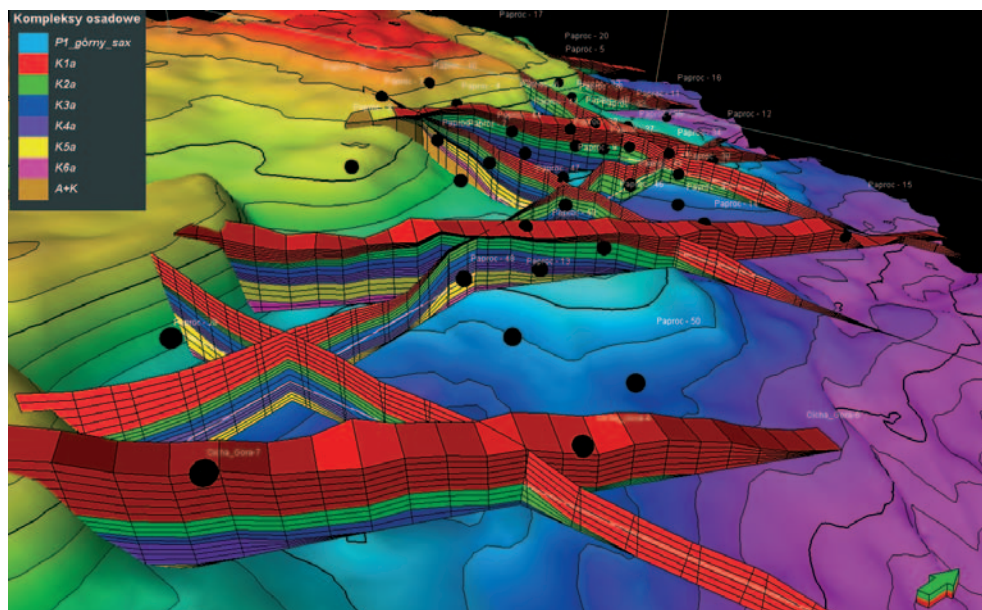
Powyższe w decydującym stopniu zależy od miąższości poszczególnych facji, rozdzielczości pionowej i poziomej danych sejsmicznych (wynikającej z zakresu widma amplitudowo-częstotliwościowego oraz prędkości w analizowanej warstwie lub w układzie warstw) oraz warunkowane jest istnieniem korelacji otworowych profili parametrów petrofizycznych z danymi sejsmicznymi.



Rys. 4.2.1.3. Graficzna prezentacja wyników modelowania facjalnego utworów rafowych Ca1 (złoże Brońsko) na tle szkicu strukturalnego podłoża (A – widok z góry; B – widoczne co 15 (horizontalne) linie przestrzennej siatki interpolacyjnej)

4.2.2. Zintegrowane podejście deterministyczno-geostatystyczne (obiekt Paproć–Cicha Góra)

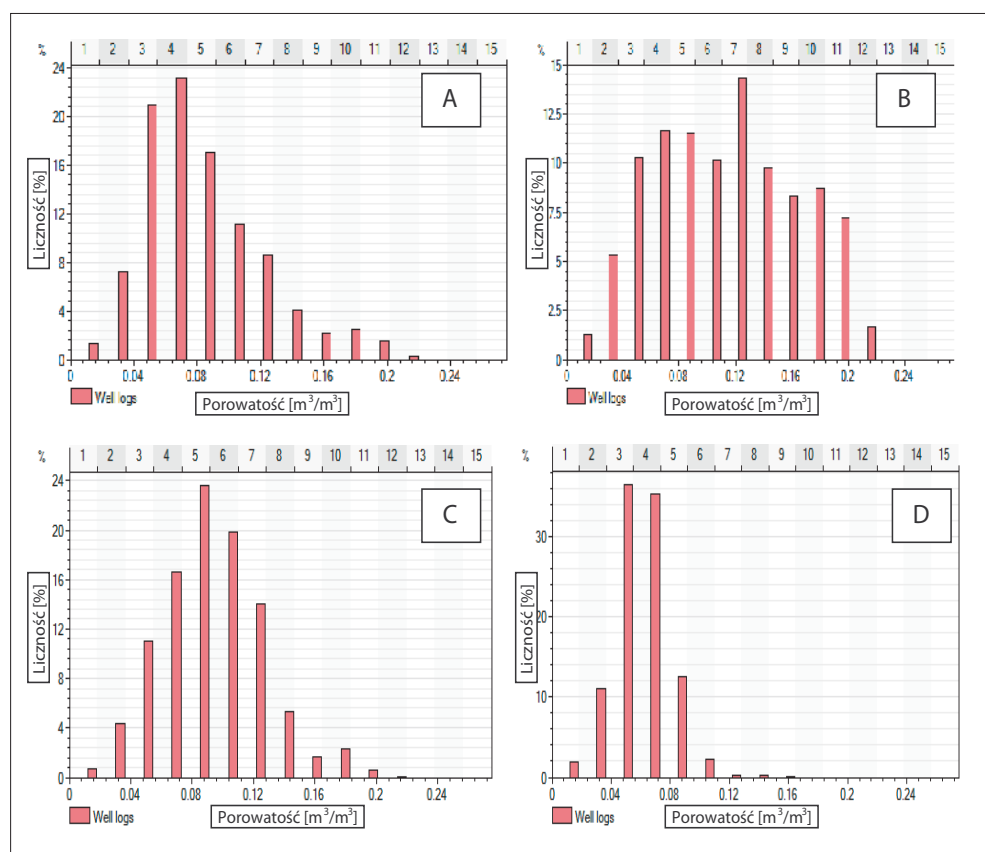
Pośredni sposób rozwiązania modelu facjalnego (w sensie udziału założonej koncepcji sedimentologicznej, deterministycznego kartowania oraz efektów zastosowania narzędzi geostatystycznych w ostatecznym wyniku) przedstawiono na przykładzie złoża gazu ziemnego Paproć–Cicha Góra w skale zbiornikowej górnego czerwonego spągowca. Wyniki szczegółowych analiz sedimentologicznych wykonanych na bazie materiału rdzeniowego oraz profilowań geofizyki otworowej, dostępnych dla znacznej liczby otworów wiertniczych, pozwoliły autorowi publikacji na określenie charakteru występującej zmienności litofacjalnej [Sowiżdżał, Stadtmüller, Leśniak 2009]. Jej odwzorowanie w ramach modelu przestrzennego wymagało zastosowania podejścia dwuetapowego, obejmującego podział miąższości analizowanego poziomu zbiornikowego na kompleksy osadowe, a następnie przeprowadzenie modelowania zmienności facjalnej w obrębie wydzielonych kompleksów, z wykorzystaniem geostatystycznych narzędzi analizy danych oraz algorytmów interpolacji przestrzennej.



Rys. 4.2.2.1. Wizualizacja podziału modelu złoża Paproć–Cicha Góra na kompleksy osadowe, oznaczone symbolami (od spągu): A+K, K6, K5, K4, K3, K2 i K1, wykazujące odmienne charakterystyki facjalne

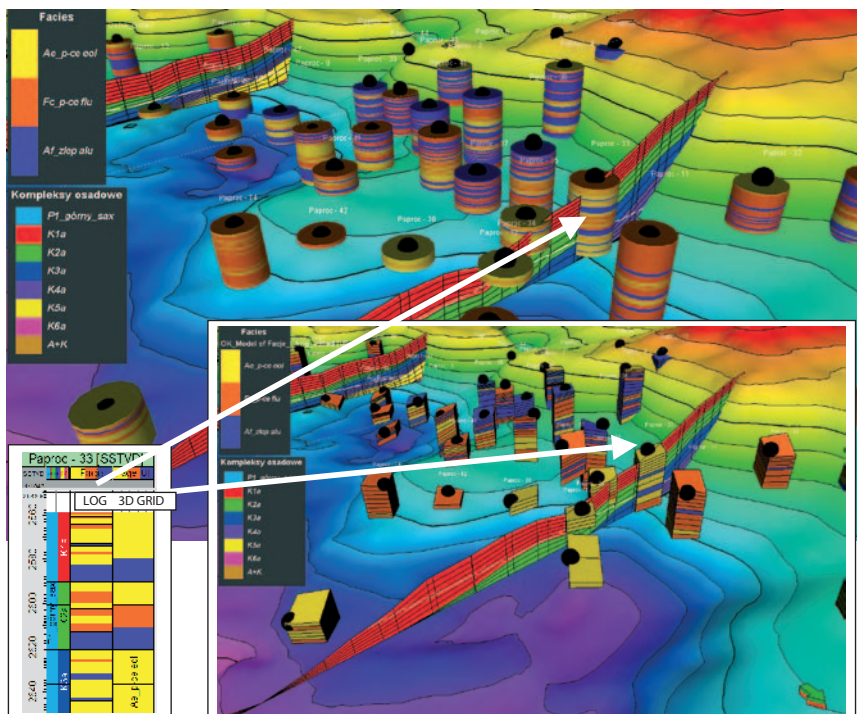
Pierwszy, deterministyczny etap prac polegał na wydzieleniu sześciu kompleksów osadowych w obrębie utworów czerwonego spągowca górnego oraz kompleksu utworów czerwonego spągowca dolnego i karbonu, które stanowiły siódmy kompleks osadowy konstruowanego modelu (rys. 4.2.2.1). Metodyka podziału poziomego zbiornikowego na kompleksy osadowe jest w prezentowanym przykładzie analogiczna jak dla opisywanej powyżej struktury rafowej Brońsko.

W obrębie wydzielonych kompleksów osadowych stwierdzono występowanie trzech głównych zespołów facjalnych związanych z krawędziową strefą basenu, tj. osadów eolicznych, aluwialnych i fluwialnych [Sowizdział, Stadtmüller, Leśniak 2009], dla których obserwuje się istotne zróżnicowanie wartości parametrów zbiornikowych (rys. 4.2.2.2).



Rys. 4.2.2.2. Histogramy porowatości: A – cały interwał czerwonego spągowca górnego; B – piaskowce eoliczne; C – piaskowce fluwialne; D – zlepienie aluwialne

Obserwowana znaczna heterogeniczność wykształcenia facjalnego utworów czerwonego spągowca poddana została przestrzennemu modelowaniu facjalnemu metodą geostatystyczną bazującą na narzędziach statystycznej analizy otworowych profili sedimentologicznych (rozpatrywanych całościowo) oraz krigingu wskaźnikowym (ang. *indicator kriging*) w celu przestrzennej interpolacji zmienności litofacjalnej.



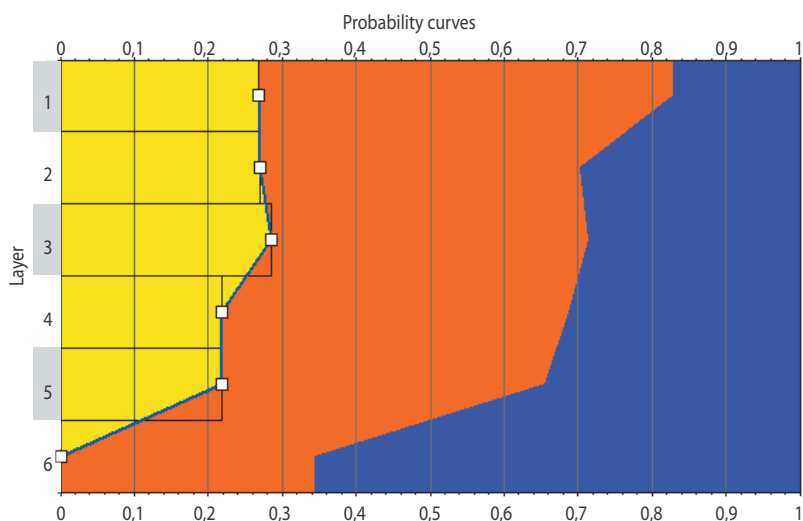
Rys. 4.2.2.3. Otworowe profile facjalne poziomu zbiornikowego czerwonego spągowca na złożu Paproc–Cicha Góra na tle głębokościowej powierzchni podłoża (kolor żółty – piaskowce eoliczne, pomarańczowy – piaskowce fluwialne, fioletowy – zlepieńce aluwialne): powyżej – w rozdzielczości prowadzenia analizy sedimentologicznej; poniżej – uśrednione w blokach grida 3D – widoczna utrata pionowej rozdzielczości danych sedimentologicznych (po lewej, na dole)

Profile facjalne otworów zostały poddane procedurze uśredniania w blokach odpowiadających pionowej rozdzielczości modelu (procedura *upscaling*) z zastosowaniem metody „most of”, czyli przypisania danemu blokowi modelu, przecinającemu trajektorię otworu, typu litofacjalnego, który był najliczniej reprezentowany w interwale uśredniania

(rys. 4.2.2.3). Przyjęto stosunkowo niską rozdzielczość pionową siatki interpolacyjnej (grida) ze względu na cel opracowania, jakim było przygotowanie modelu statycznego na potrzeby modelowania dynamicznego, wymagającego znacznie większych zasobów obliczeniowych. Konieczne więc było ograniczenie liczby bloków grida w celu zapewnienia efektywności symulacji procesu eksploatacji złoża. Rozdzielczość pionowa, jaką przyjęto (5 m), stanowiła kompromis pomiędzy stopniem koniecznej, z punktu widzenia sedymentologicznego, szczegółowości obrazowania zróżnicowania facjalnego a wymogami symulatora procesów dynamicznych Eclipse (Schlumberger).

Z uwagi na fakt, że zmienność facjalna, podobnie jak litologiczna, stanowi cechę jakościową formacji geologicznej, do jej przedstawienia w formie modeli cyfrowych stosowane są zmienne kategoryczne/dyskretne (ang. *categorical/discrete variables*). Implikuje to konieczność wykorzystania odmiennych narzędzi analizy geostatystycznej. W prezentowanym przykładzie zastosowano:

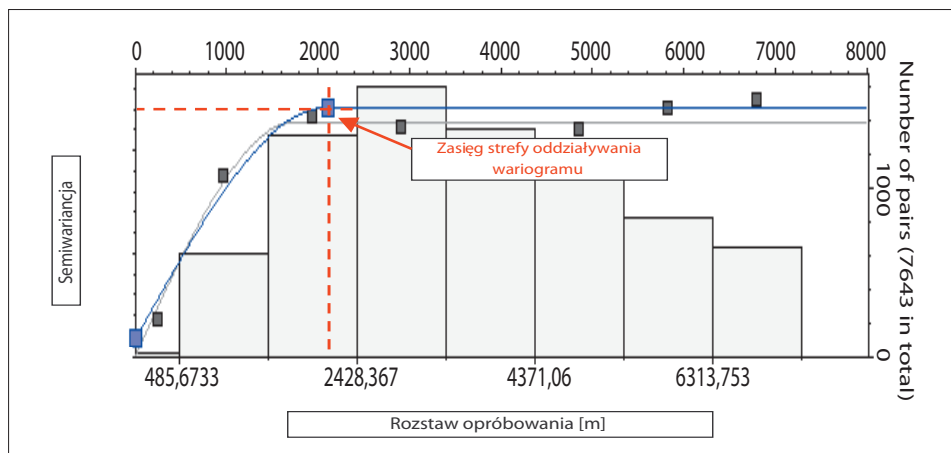
- **pionowe krzywe proporcji** (ang. *vertical proportion curves*) – sposób analizy i prezentowania dystrybucji poszczególnych typów facjalnych w pionowym profilu poszczególnych kompleksów osadowych, określane na podstawie danych z wszystkich otworów w obrębie modelu, w których występuje analizowany kompleks (rys. 4.2.2.4).



Rys. 4.2.2.4. Krzywa prawdopodobieństwa występowania wydzielonych typów facjalnych w profilu kompleksu K1 (kolor żółty – piaskowce eoliczne, pomarańczowy – piaskowce fluwialne, fioletowy – zlepienie aluwialne)

Zdefiniowana krzywa proporcji wykorzystywana jest przez niektóre algorytmy obliczeniowe w celu odtworzenia w całej objętości modelu proporcji obserwowanej w otworach lub też dowolnej modyfikacji interpretacyjnej;

- **modelowanie wariogramów** – korelacja przestrzenna zmiennych kategori-
cznych opisywana jest za pomocą wariogramów wskaźnikowych (*indicator va-
riogram*), obliczanych dla wszystkich facji uwzględnianych w konstruowanym
modelu (rys. 4.2.2.5).

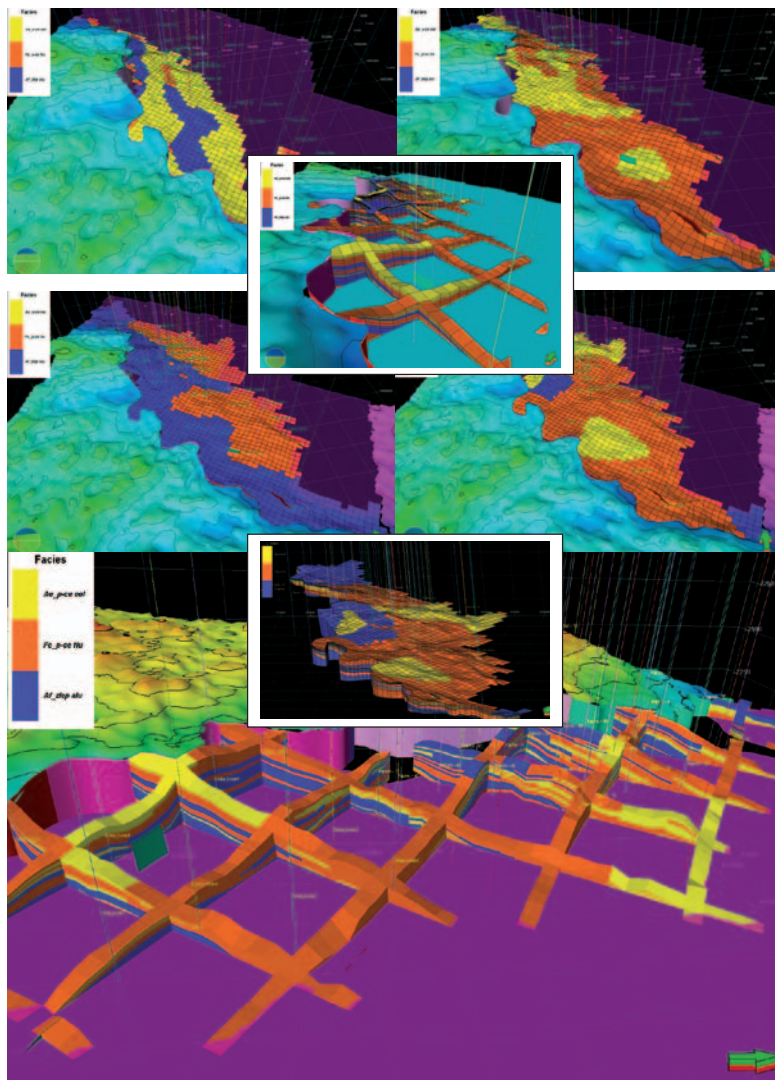


Rys. 4.2.2.5. Wskaźnikowy semiwariogram horyzontalny dla kierunku największej korelacji facji piaskowców eolicznych w obrębie poziomu zbiornikowego czerwonego spągowca na złożu Paproć-Cicha Góra – duża liczba otworowych profili sedimentologicznych pozwoliła na stosunkowo jednoznaczne wyznaczenie parametrów wariogramów.

Procedura analizy wariogramów wskaźnikowych jest analogiczna jak dla zmiennych ilościowych, z wyjątkiem jednego dodatkowego kroku pośredniego: przed obliczeniem semiwariancji w funkcji odległości separacji punktów dla danego wydzielenia facjalnego, niezależnie od przyjętego dla tej facji kodu numerycznego (0, 1, 2, ...), punktom jej występowania (blokom grida) przypisywane są wartości 1, natomiast pozostałym blokom modelu w profilach otworów wiertniczych – wartość 0. W analizie wariograficznej dla kolejnej facji następuje podobna transformacja kodu tej facji do wartości 1.

Analiza danych wykonywana przed obliczeniem rozkładu przestrzennego pozwala do pewnego stopnia sterować procesem obliczeniowym oraz dokonywać modyfikacji w taki sposób, aby wynik modelowania był zgodny z koncepcją rozwoju facjalnego analizowanego poziomu zbiornikowego.

Proces obliczenia przestrzennego rozkładu wykształcenia facjalnego wykonano algorytmem krigingu wskaźnikowego (*indicator kriging*), indywidualnie dla każdego z wydzielonych kompleksów osadowych. Wizualizację modelu litofacjalnego przedstawiono na rysunku 4.2.2.6.



Rys. 4.2.2.6. Wizualizacja modelu litofacjalnego złoża Paproć: w górnej części cztery rzuty na wybrane warstwy modelu; na dole model facjalny z widoczną co 10. linią siatki interpolacyjnej (purpurowa płaszczyzna – poziom wody złożowej)

4.2.3. Podejście deterministyczno-stochastyczne optymalizowane w aspekcie specyfiki obiektu (obszar poszukiwawczy Paręczewo–Czarna Wieś)

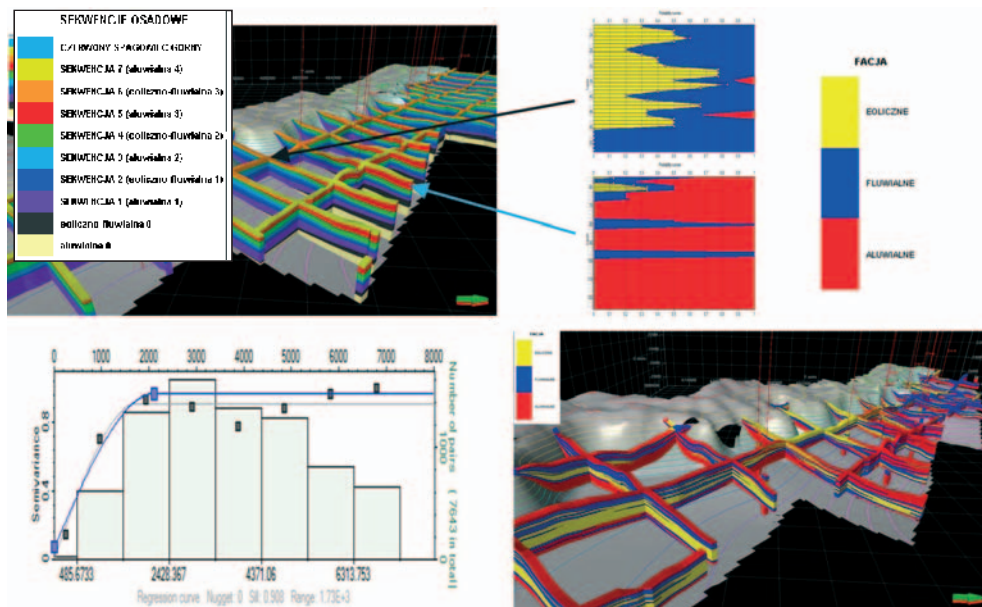
Nieznaczną modyfikację przedstawionej w rozdziale 4.2.2 metodyki zrealizowano w sąsiednim rejonie poszukiwawczym, zlokalizowanym na południowy wschód od złoża Paproć (północna krawędź wału wolsztyńskiego), na obszarze zdjęcia sejsmicznego Paręczewo–Czarna Wieś 3D.

W profilach otworów z rejonu Czarna Wieś–Paręczewo, podobnie jak dla obszaru złoża Paproć–Cicha Góra, stwierdzono występowanie trzech głównych zespołów facjalnych związanych ze strefą krawędziową basenu górnego czerwonego spągowca: zespołu osadów eolicznych, zespołu osadów aluwialnych (strefa proksymalna stożków aluwialnych) oraz zespołu osadów fluwialnych (strefa transferu stożków aluwialnych, wadi – rzeki okresowe) [Leśniak i in. 2010b].

Na podstawie analizy sedymentologicznej i krzywych geofizycznych oraz korelacji pomiędzy analizowanymi otworami wydzielono 7, a lokalnie 9 kompleksów depozycyjnych dla strefy krawędziowej wyniesienia wolsztyńskiego. Przestrzenne odtworzenie zasięgów i miąższość poszczególnych kompleksów były analogiczne jak w przedstawionych powyżej przykładach złóż Brońsko i Paproć, natomiast nieco inaczej rozwiązano II etap charakterystyki sedymentologicznej poziomu zbiornikowego.

W stosunku do obszaru złoża Paproć–Cicha Góra obserwuje się tu większą zmienność wykształcenia facjalnego, wykazującego znacznie mniejszy zasięg kontynuacji poszczególnych wydzielen, obserwowany na wykresach wariogramów zarówno dla kierunku pionowego, jak również horyzontalnych. Z tego powodu próba zastosowania krigingu w interpolacji wydzielen facjalnych dostarczała wyniku zbyt „wygładzonego” w stosunku do wyników analizy materiału rdzeniowego i koncepcji sedymentologicznej, objawiającego się kontynuacją na znaczne odległości tych samych poziomów facjalnych. W celu nadania wynikowi nieco bardziej „chaotycznego” charakteru, o bardziej zarysowanej zmienności sedymentologicznej, zastosowano algorytm stochastyczny sekwencyjnej symulacji wskaźnikowej (ang. *sequential indicator simulation*) z niewielkim wygładzaniem w kierunku pionowym i horyzontalnym.

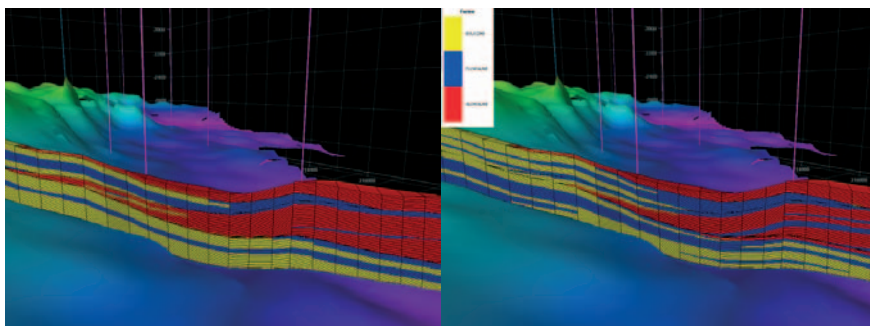
Analiza geostatystyczna obejmowała konstrukcję pionowych krzywych proporcji poszczególnych facji w obrębie wydzielonych sekwencji osadowych oraz ocenę anizotropii zmienności wykształcenia facjalnego na podstawie modelowania wariogramów (rys. 4.2.3.1).



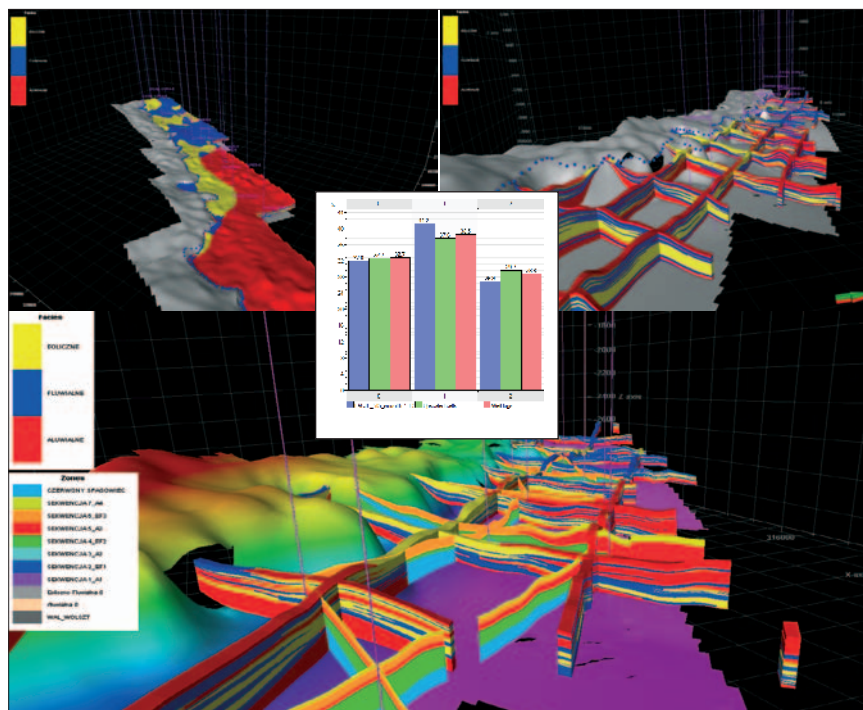
Rys. 4.2.3.1. Model facjalny utworów czerwonego spągowca w obszarze poszukiwania gazu w piaskowcach zamkniętych. Podział interwału zbiornikowego na: kompleksy osadowe (na górze po lewej); pionowe krzywe proporcji – definiują udział poszczególnych litofacji w obrębie wydzielonych sekwencji depozycyjnych (na górze po prawej – sekwencja eoliczno-fluwialna (wyżej), sekwencja aluwialna (niżej)); semiwariogram wskaźnikowy w kierunku horyzontalnym dla jednego z typów facjalnych (na dole po lewej); przestrzenny rozkład wykształcenia facjalnego (na dole po prawej)

Na następnej stronie, na rysunku 4.2.3.2, przedstawiono porównanie wyników uzyskanych algorytmami krigingu wskaźnikowego (po lewej) oraz sekwencyjnej symulacji wskaźnikowej (po prawej) w procesie odtwarzania przestrzennej zmienności facjalnej poziomu zbiornikowego górnego czerwonego spągowca w rejonie Parzęczewo–Czarna Wieś.

Jak łatwo stwierdzić, szczegółowość odtworzenia zmienności facjalnej metodą symulacji wskaźnikowej jest znacznie wyższa. Powyższe porównanie stanowi przykład różnic w uzyskiwanych wynikach modelowania facjalnego, będących efektem zastosowania odmiennych algorytmów interpolacyjnych. Metody stochastyczne dostarczają wyników odznaczających się większą zmiennością, zarówno w kierunku pionowym, jak i poziomym.



Rys. 4.2.3.2. Arbitralny przekrój przez modele facjalne górnego czerwonego spągowca w rejonie Parzęczewo–Czarna Wieś uzyskane algorytmem deterministycznym (po lewej) i stochastycznym (po prawej)



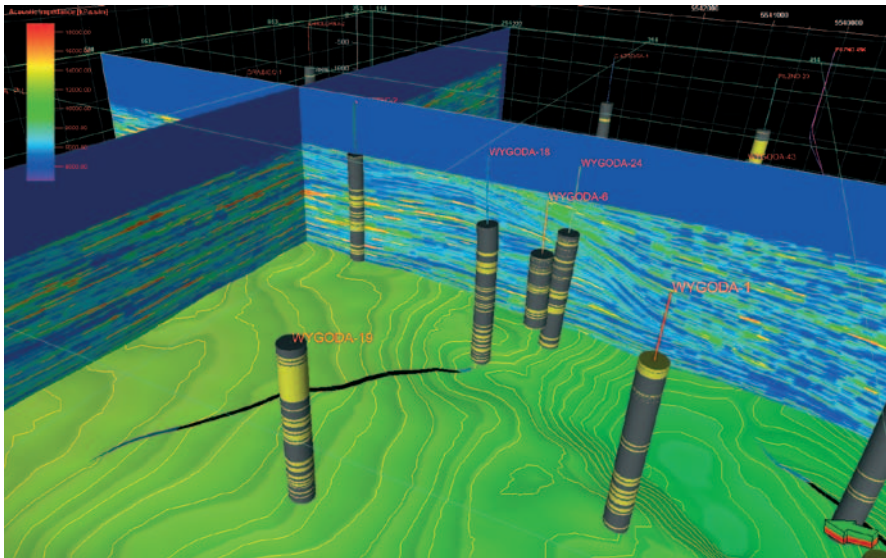
Rys. 4.2.3.3. Wizualizacje modelu wykształcenia facjalnego utworów górnego czerwonego spągowca w rejonie Parzęczewo–Czarna Wieś; w środku histogram obrazujący stopień odtworzenia udziału poszczególnych typów facjalnych w modelu 3D poprzez pionowe krzywe proporcji (0 – piaskowce eoliczne, 1 – piaskowce fluwialne, 2 – zlepionce aluwialne; słupki czerwone – otworowe profile sedimentologiczne, słupki zielone – profile sedimentologiczne po uśrednieniu w interwałach pionowej rozdzielczości modelu, słupki niebieskie – model przestrzenny

Przykłady modelowania facjalnego utworów czerwonego spągowca w rejonach Pa-proć–Cicha Góra oraz Parzęczewo–Czarna Wieś wskazują na możliwość oddziaływania na ostateczny wynik odwzorowania zmienności facjalnej za pomocą odpowiedniego doboru narzędzi geostatystycznych (np. poprzez modyfikację proporcji udziału poszczególnych typów facjalnych w określonych warstwach modelu 3D, zastosowanie algorytmów deterministycznych lub stochastycznych oraz parametrów procesu obliczeniowego). Dobór stosowanych rozwiązań metodycznych, skutkujący uzyskiwaniem określonego charakteru wyników, powinien być konsystentny z wynikami analiz sedimentologicznych.

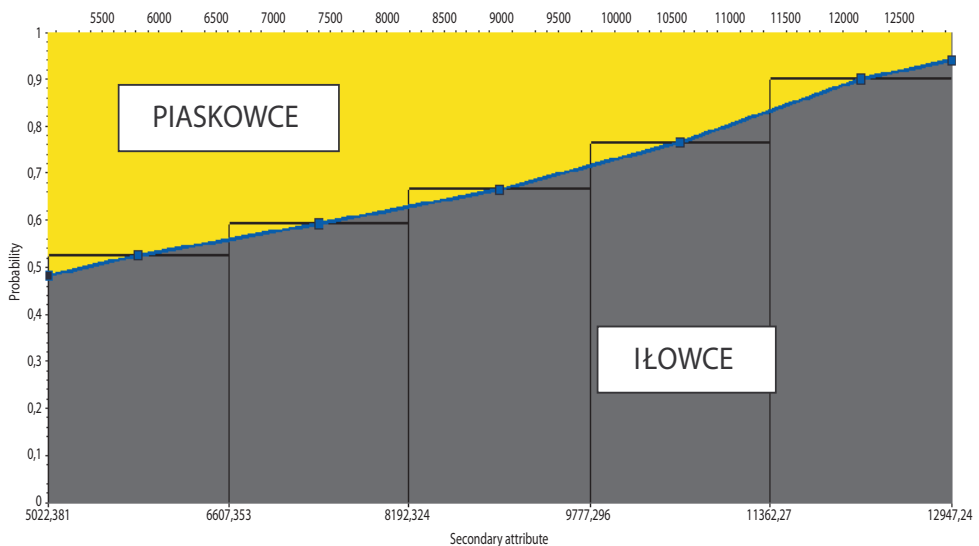
4.2.4. Możliwości metodyczne wykorzystania danych sejsmicznych w modelowaniu facjalnym (obiekt Wygoda–Pilzno)

Podczas realizacji zadania odtworzenia zmienności litologicznej i petrofizycznej dla obszaru o słabym rozpoznaniu sedimentologicznym, zwłaszcza gdy formacja geologiczna charakteryzuje się znaczną heterogenicznością, dane sejmiki 3D, w przypadku występowania ich związku z wykształceniem litologicznym, stanowią istotne źródło informacji ograniczające niepewność obrazowania zmienności w strefach międzypoworowych.

W przedstawionym przykładzie zastosowano technikę stochastyczną w procesie integracji otworowych informacji o charakterze zmienności litologicznej z dostępnymi przestrzennie danymi sejsmicznymi oraz wykorzystano istniejące zależności pomiędzy tymi grupami informacji geologiczno-geofizycznych w celu zobrazowania przestrzennego rozkładu litologicznego. Przykład pochodzi z obszaru zdjęcia sejsmicznego Wygoda–Pilzno 3D, a przedmiotem analizy jest miąższy (ok. 1000 m) interwał osadów miocenu w strefie przynasunięciowej utworów fliszowych Karpat zewnętrznych [Sowiżdżał i in. 2009; Sowiżdżał, Stadtmüller 2010b]. Kompleks utworów miocenijskich zbudowany jest z występujących naprzemiennie skał piaskowcowych, mułowcowych oraz iłowcowych, przy czym zmienność litologiczna jest bardzo wysoka, zarówno w kierunku pionowym, jak i horyzontalnym. Silna niejednorodność ośrodka skalnego znajduje odzwierciedlenie w wysokiej zmienności petrofizycznej, natomiast związki korelacyjne porowatości i przepuszczalności, w zależności od zawartości substancji ilastej, a więc typu litologicznego, rządzą się różnymi prawami. Z uwagi na niedostępność profili sedimentologicznych kompleksu miocenijskiego (uwzględniających litologię oraz struktury sedimentacyjne determinowane środowiskiem depozycji), bazując na wynikach interpretacji zailenia na podstawie pomiarów geofizyki wiertniczej, dokonano wydzielenia dwóch klas litologicznych: skały piaskowcowe i mułowce piaszczyste (potencjalne poziomy zbiornikowe) oraz mułowce ilaste i iłowce (rys. 4.2.4.1).



Rys. 4.2.4.1. Profile otworowe interwałów występowania dwóch wydzielonych klas litologicznych, wybrane profile impedancji akustycznej na tle powierzchni spągu utworów mioceńskich

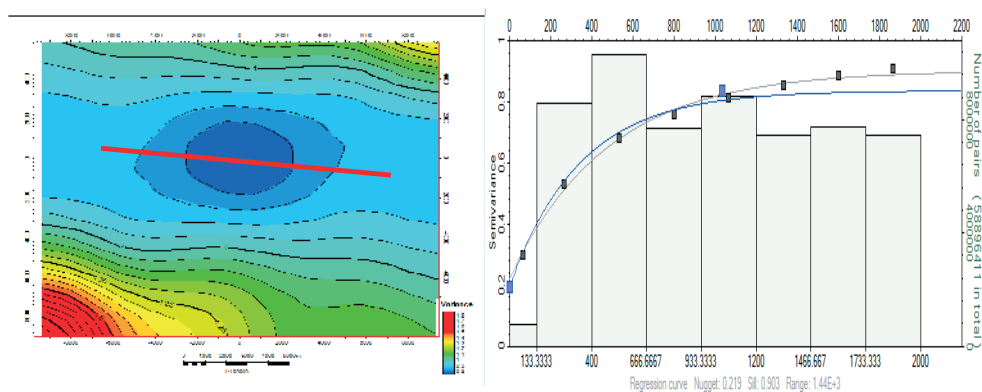


Rys. 4.2.4.2. Zależność pomiędzy występowaniem dwóch wydzielonych typów litologicznych a impedancją akustyczną w utworach miocenu (dla strefy Msp-M1)

Uzyskane w ten sposób otworowe profile litologiczne zostały poddane kalibracji z danymi sejsmicznymi (wolumenem impedancji akustycznej) za pomocą krzywej prawdopodobieństwa występowania danego typu litologicznego w określonym zakresie wartości atrybutu sejsmicznego (*attribute probability curve*). Procedura polega na podziale zakresu wartości parametru sejsmicznego na kilka przedziałów wartości, a następnie określeniu prawdopodobieństwa występowania określonego typu litologicznego czy też wydzielenia facjalnego dla każdej z klas wartości atrybutu. Wartości prawdopodobieństwa określane są w punktach usytuowania otworów wiertniczych na podstawie częstości występowania i proporcji udziału facjalnego dla każdego przedziału wartości parametru sejsmicznego (rys. 4.2.4.2).

Analiza wykresu przedstawionego na rys. 4.2.4.2 wskazuje, że wraz ze spadkiem wartości impedancji akustycznej wzrasta prawdopodobieństwo występowania skał piaszczystych, a więc potencjalnych poziomów zbiornikowych gazu ziemnego.

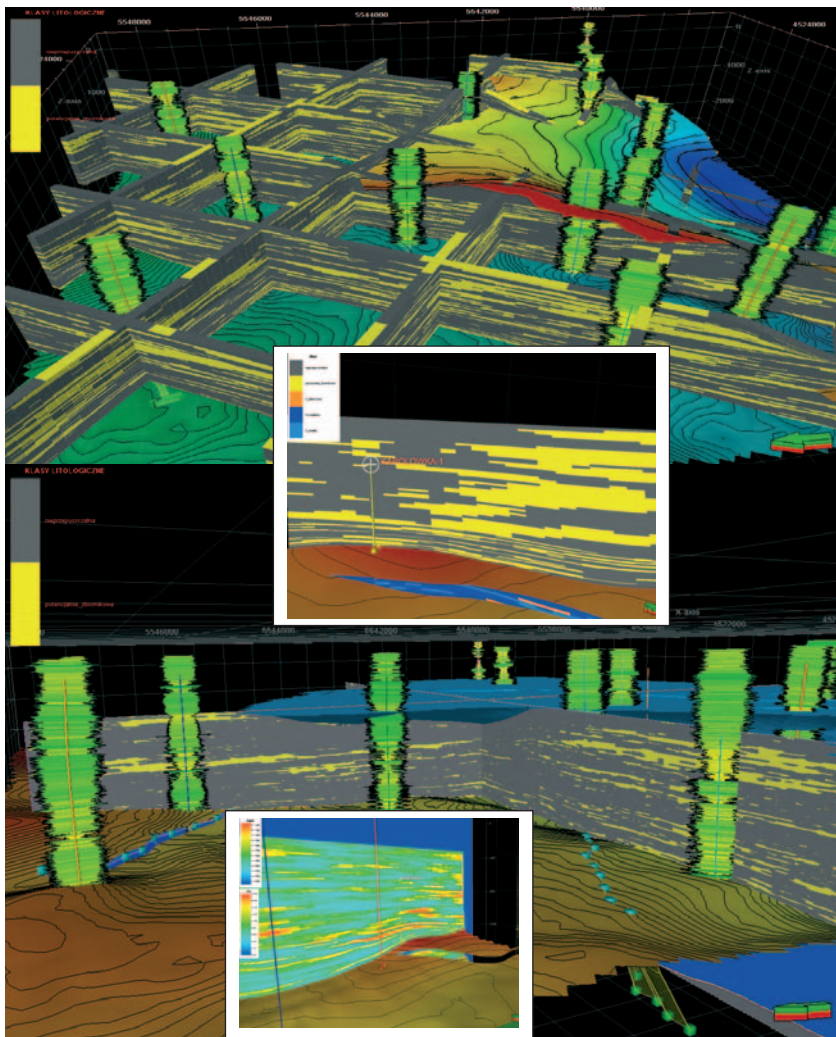
Dysponując dostępnym przestrzennie parametrem wykazującym związek z wykształceniem litologicznym formacji geologicznej, określono kierunek anizotropii (poprzez mapę wariogramu impedancji akustycznej) oraz zasięg korelacji dla kierunku maksymalnej kontynuacji (semiwariogram horyzontalny impedancji akustycznej dla kierunku głównego) (rys. 4.2.4.3).



Rys. 4.2.4.3. Mapa wariogramu i semiwariogram empiryczny dla kierunku największej korelacji

Skalibrowane z litologicznymi profilami otworowymi dane sejsmiczne są też wykorzystywane przez algorytm obliczeniowy. W przedstawionym przykładzie modelowanie przestrzennego rozkładu litologicznego wykonywano, stosując algorytm sekwencyjnej symulacji wskaźnikowej (ang. *sequential indicator simulation*). Dane sejsmiczne zostały

zaaplikowane poprzez krzywą prawdopodobieństwa (*attribute probability curve*) występowania poszczególnych typów litologicznych w zakresie wartości parametru sejsmicznego, jakim w prezentowanym przykładzie była impedancja akustyczna.



Rys. 4.2.4.4. Wizualizacje przestrzennego modelu litologicznego utworów miocenu (powyżej: w formie grida z widoczną co dwudziestą pionową linią siatki interpolacyjnej; poniżej: w formacie SEG-Y)

W obliczu tak znacznej heterogeniczności modelowanych cech formacji geologicznej, jak pokazano na rys. 4.2.4.4, i braku możliwości korelowania poziomów zbiornikowych

pomiędzy otworami wiertniczymi dane sejsmiki 3D uzyskują znaczny wpływ na wynik interpolacji w strefach międzyotworowych.

Celowość zastosowania tego typu podejścia wzrasta ze wzrostem zmienności facjalnej lub litologicznej poziomu zbiornikowego oraz jest odwrotnie proporcjonalna do stopnia rozpoznania charakteru tej zmienności.

Alternatywnymi metodami odtwarzania zmienności facjalnej lub litologicznej mogą być: bezpośrednie transformacje danych sejsmicznych do postaci rozkładu zailenia, technika wielowymiarowych crossplotów wyników inwersji i wybranych atrybutów sejsmicznych, klasyfikacja lub estymacja z wykorzystaniem sieci neuronowych, modelowanie obiektów facjalnych odznaczających się charakterystycznymi kształtami, typu kanały rzeczne, techniką ukierunkowaną na odtworzenie ich geometrii (*object-based*), wykorzystanie obrazu treningowego w metodzie *multi-point-statistics* (MPS).

4.3. Konstrukcja przestrzennych rozkładów parametrów petrofizycznych z wykorzystaniem danych sejsmicznych

Optymalizacja wykorzystania danych sejsmicznych polega na poszukiwaniu najbardziej efektywnego sposobu integracji danych otworowych – w postaci spójnej interpretacji analizowanego parametru (efekt procesu integracyjnego w profilach otworów wiertniczych) z wyekstrahowanymi w profilach tych otworów danymi sejsmicznymi (wyniki inwersji, atrybuty sejsmiczne). Stwierdzenie istnienia dostatecznie wysokiej korelacji pomiędzy tymi grupami danych umożliwia śledzenie przestrzennej zmienności wybranego lub kilku parametrów sejsmicznych i wykorzystanie poczynionych obserwacji (stwierdzonych związków korelacyjnych o określonej mocy) na etapie geostatystycznej analizy danych, w ocenie charakteru anizotropii parametrów zbiornikowych, jak i w procesach obliczania rozkładów przestrzennych właściwości petrofizycznych, gdzie dane sejsmiczne traktowane są jako parametry sterujące rozkładem modelowanej cechy fizycznej ośrodka skalnego [Doyen 1988, 2007; Deutsch 2002; Sowizdzał 2012a].

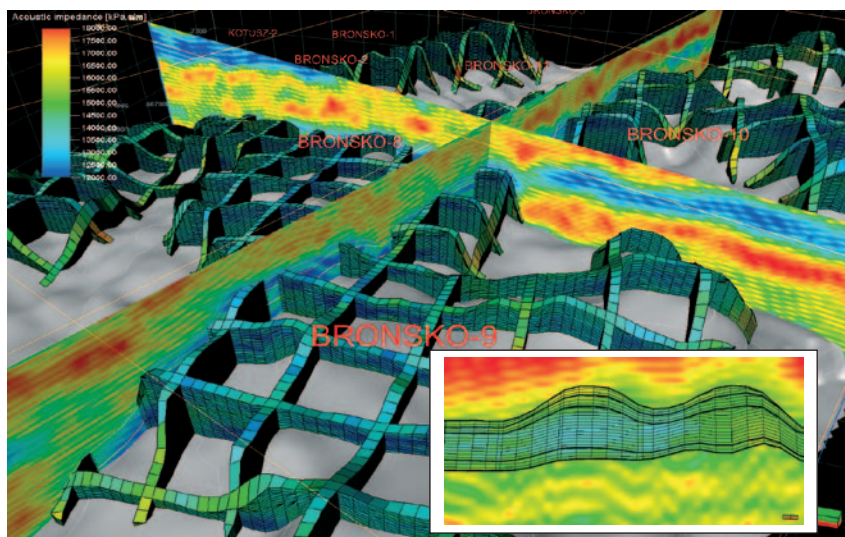
4.3.1. Przygotowanie danych sejsmicznych

Dane sejsmiczne wykorzystywane w modelowaniu złożowym to najczęściej wyniki inwersji sejsmicznej w postaci parametru impedancji akustycznej lub prędkości fali podłużnej i/lub fali poprzecznej, jak również atrybuty sejsmiczne, czyli pochodne sekcji sejsmicznej będące efektem poddania trasy sejsmicznej różnym przekształceniom i transformacjom

matematycznym. Atrybuty sejsmiczne można uporządkować w czterech grupach, w których wiodącymi cechami są: amplituda, częstotliwość, faza i polarność sygnału sejsmicznego [Jędrzejowska-Tyczkowska 2003].

W celu umożliwienia aplikacji danych sejsmicznych w procesie konstrukcji przestrzennych rozkładów parametrów petrofizycznych konieczne jest ich odpowiednie przygotowanie. Zadanie to obejmuje najczęściej:

- wykonanie inwersji sejsmicznej (akustycznej, elastycznej, symultanicznej),
- obliczanie atrybutów sejsmicznych z przestrzennej kostki tras sejsmicznych w wersji amplitud rzeczywistych (zwykle w domenie czasowej),
- konwersja ww. parametrów sejsmicznych do domeny głębokościowej, w której zwykle konstruowany jest model złożowy,
- powtórne próbkowanie (*resampling*) danych sejsmicznych w geometrii przestrzennej siatki interpolacyjnej (grida 3D), definiującej strop i spąg modelu, strefy uskokowe, podział poziomu zbiornikowego na strefy, zarówno w kierunku pionowym, jak i horyzontalnym, oraz rozdzielczość pionową i horyzontalną modelu (rys. 4.3.1.1).



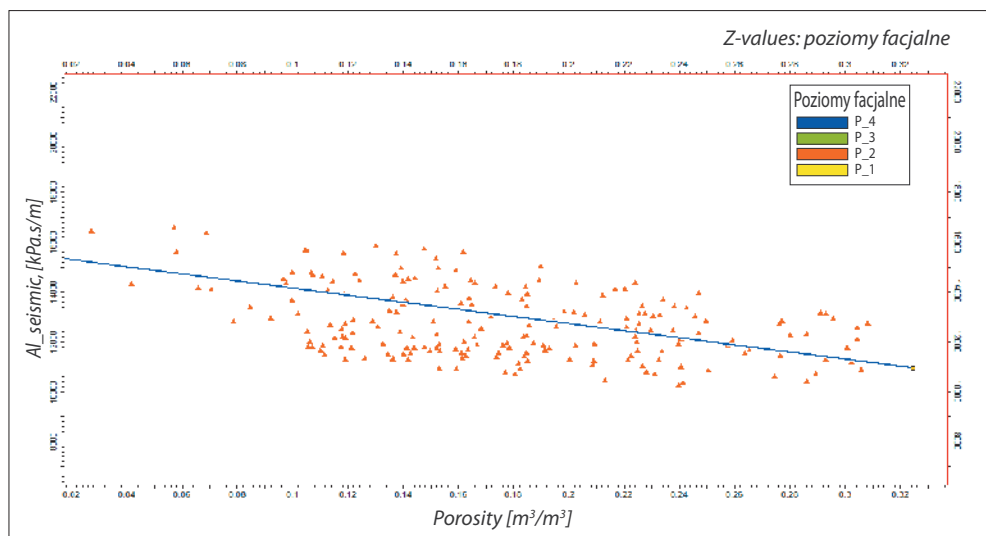
Rys. 4.3.1.1. Wynik zastosowania procedury próbkowania impedancji akustycznej w przestrzennej siatce interpolacyjnej modelowanego poziomu zbiornikowego – forma zapisu danych sejsmicznych w postaci przestrzennej siatki interpolacyjnej (grida 3D) umożliwia prowadzenie analiz korelacyjnych z danymi otworowymi w tych blokach grida, dla których znane są wartości modelowanego parametru (bloki modelu przecinane trajektoriami otworów wiertniczych) – przykład utworów rafowych Ca1 złoża gazu ziemnego Brońsko

4.3.2. Aplikacja danych sejsmicznych

Spośród zestawu najczęściej prognozowanych w zagadnieniach geologii złóż węglowodorów największy potencjał prognostyczny dla porowatości i litologii wykazują właściwości formacji geologicznych, do których zalicza się porowatość, przepuszczalność, nasycenie mediami złożowymi, zailenie, typ litofacjalny lub litologia oraz dane sejsmiczne. Powodem tego stanu rzeczy jest fakt, iż zmienność tych parametrów jest główną przyczyną zróżnicowania gęstości ośrodka skalnego i prędkości propagacji fal sprężystych. Wielkości te, w połączeniu z charakterem generowanego sygnału sejsmicznego, determinują obraz pola falowego oraz wyniki jego przekształceń. Zmienność innych cech formacji geologicznych, takich jak przepuszczalność czy też charakter nasycenia, w mniejszym stopniu manifestują się w obrazie sejsmicznym, dlatego też metody modelowania tych parametrów najczęściej bazują na danych sejsmicznych jedynie w sposób pośredni (np. poprzez parametr porowatości i jego związki korelacyjne z przepuszczalnością i/lub nasyceniem). Prognozowanie nasycenia mediami złożowymi oparte na danych sejsmicznych wymaga dostępności, oprócz pola falowego fali podłużnej (P), także pomiarów fali poprzecznej (S) [Doyen 2007].

Podstawowa forma implementacji danych sejsmicznych w procesie konstrukcji modelu porowatości została przedstawiona na przykładzie obiektu złożowego Brońsko w poziomie zbiornikowym wapienia chechsztyńskiego. Zestaw parametrów sejsmicznych w postaci wyniku inwersji sejsmicznej oraz wybranych objętościowych atrybutów trasy sejsmicznej (mogących stanowić potencjalne źródło informacji o zmienności porowatości skały zbiornikowej) poddano procedurze konwersji czasowo-głębokościowej. Następnie wykonano procedurę powtórnego próbkowania (*resampling*) w geometrii przestrzennej siatki interpolacyjnej zdefiniowanej w domenie głębokości. W ten sposób przygotowane dane sejsmiczne poddano analizom korelacyjnym – wartości współczynników korelacji określone były dla, uśrednionych w interwałach pionowej rozdzielczości modelu, profili porowatości oraz profili atrybutów sejsmicznych wyekstrahowanych z wolumenów wzdłuż trajektorii otworów wiertniczych (rys. 4.3.2.1). Jako kryterium przydatności danego parametru sejsmicznego dla celu obliczenia rozkładu przestrzennego porowatości traktowano wartości współczynnika korelacji pomiędzy otworowymi danymi porowatości oraz danego atrybutu sejsmicznego.

Współczynniki korelacji pomiędzy porowatością i ww. parametrami sejsmicznymi dla poszczególnych poziomów modelu złoża zawierały się w przedziale $0,3 \div 0,45$, przy czym wynik inwersji sejsmicznej w postaci impedancji akustycznej był parametrem o najwyższej wartości współczynnika korelacji z porowatością. Celowość wykorzystania danych sejsmicznych, drugorzędnych, w procesie konstrukcji przestrzennych rozkładów określonych parametrów petrofizycznych wynika nie tylko z wartości współczynnika korelacji, ale również z liczby par punktów, na podstawie których korelację tę obliczono [Property... 2007].

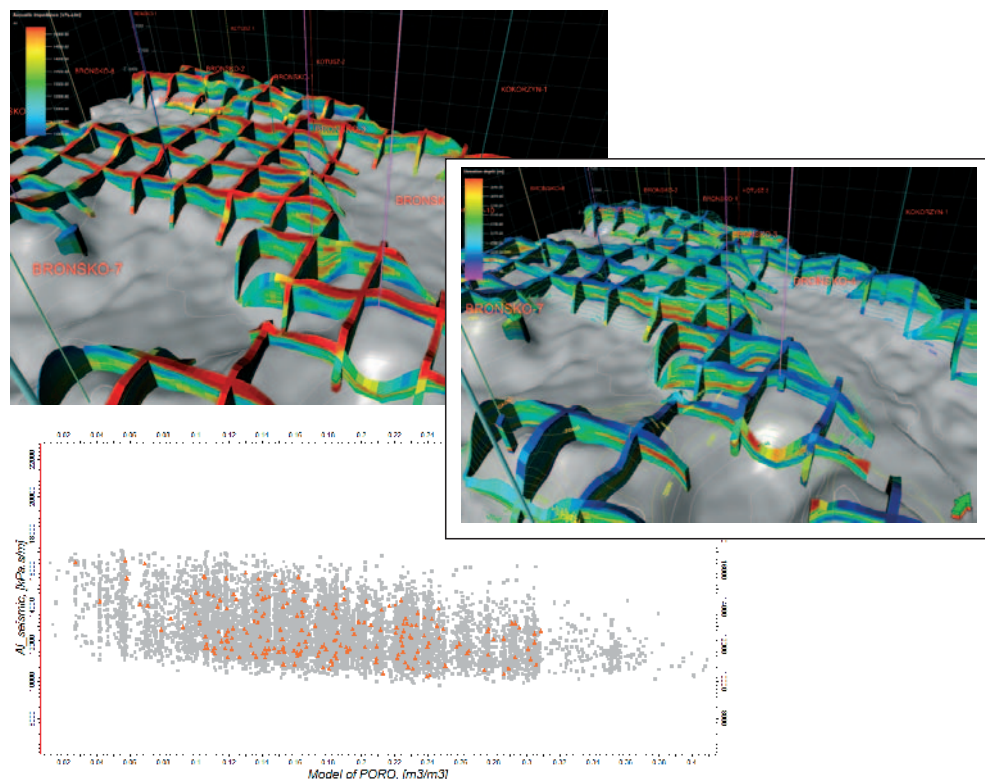


Rys. 4.3.2.1. Korelacja porowatości z danych otworowych z impedancją akustyczną obliczoną z danych sejsmicznych w głównym poziomie facjalnym P2 struktury rafowej Brońsko

Wybór parametru sejsmicznego, który poprzez korelację z porowatością najbardziej przybliży jej przestrzenny rozkład, stanowi podstawę do pogłębienia analizy anizotropii zmienności modelowanego parametru petrofizycznego (patrz rozdział 3.3) oraz wykonania obliczenia rozkładu przestrzennego z wykorzystaniem algorytmów takich jak np. kokriging czy kosymulacja, dla których informację wejściową stanowią jednocześnie profile otworowe w charakterze danych podstawowych (*primary data, hard data*) oraz dane sejsmiczne, traktowane jako pomocnicze (*secondary data, soft data*). Graficzną prezentację wyników uzyskanych za pomocą tego typu podejścia w procesie modelowania porowatości utworów wapienia cechsztyńskiego złoża Brońsko zaprezentowano na rysunku 4.3.2.2.

Powyższe zestawienie z jednej strony pozwala zaobserwować odzwierciedlenie trendów impedancji akustycznej w modelu porowatości (niskie wartości impedancji odpowiadają wysokiej porowatości i na odwrót), a jednocześnie, z uwagi na stosunkowo niewysoką wartość współczynnika korelacji, zaznacza się także wyraźny wpływ danych otworowych, manifestujący się wyższą zmiennością modelowanego parametru w kierunku pionowym w stosunku do tej, jaka występuje w rozkładzie impedancji akustycznej (rys. 4.3.2.2). Przedstawiony poniżej na tym samym rysunku wykres krzyżowy przestrzennych rozkładów porowatości i impedancji akustycznej, przy jednoczesnym kolorystycznym wyróżnieniu relacji tych parametrów, jaka została określona w profilach otworów wiertniczych, odzwierciedla

spójność wyników modelowania z obserwacjami poczynionymi na etapie analizy danych wejściowych, na podstawie których definiowano proces obliczeniowy.



Rys. 4.3.2.2. Przestrzenny rozkład impedancji akustycznej (po lewej) oraz porowatości (po prawej) uzyskanej poprzez wykorzystanie relacji pomiędzy tymi zmiennymi; poniżej – wykres krzyżowy modelu 3D porowatości i przestrzennego rozkładu impedancji akustycznej (punkty szare) na tle relacji tych parametrów określonych w profilach otworów wiertniczych (punkty pomarańczowe).

Złoże gazu ziemnego Brońsko (Ca1)

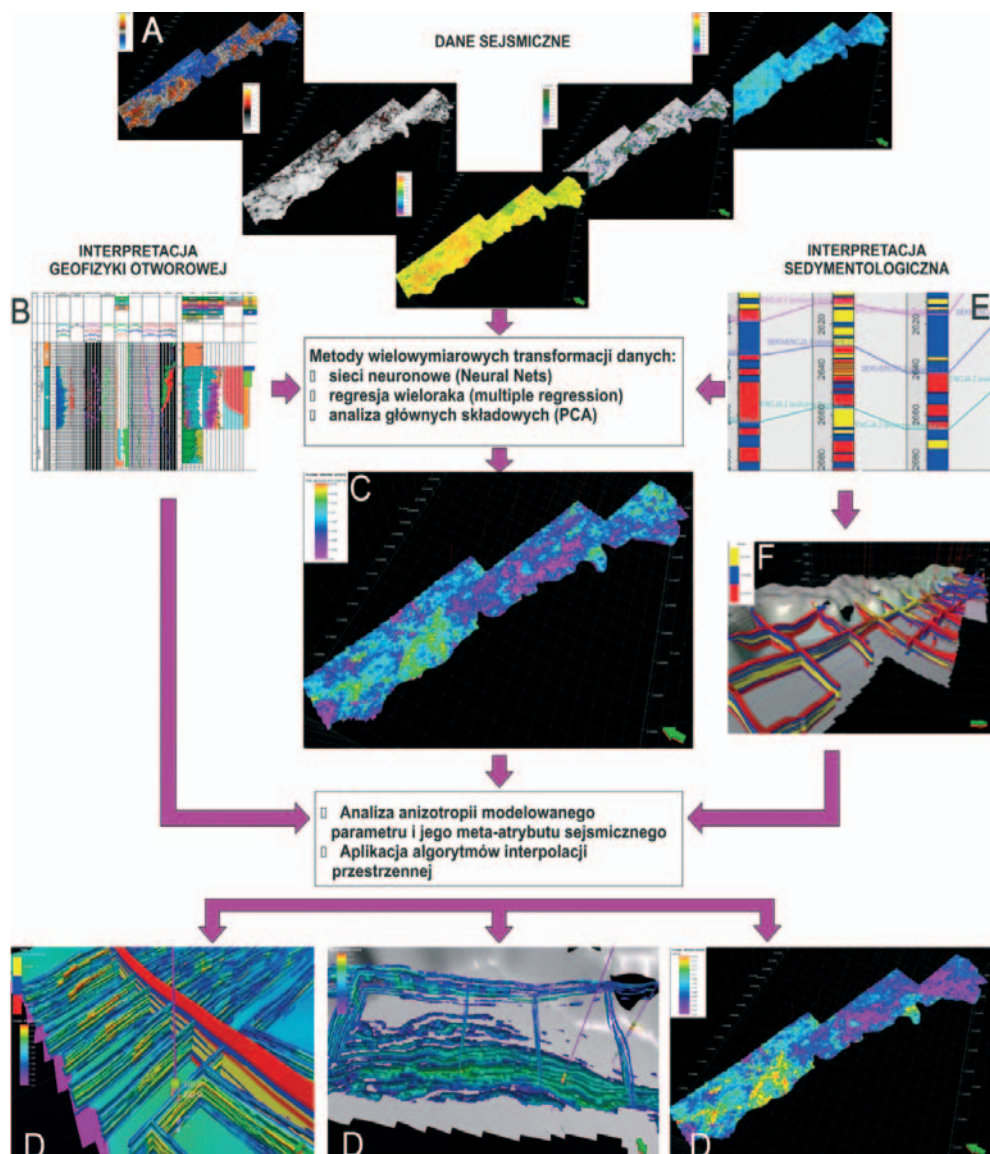
Na podobnej zasadzie możliwe jest wykorzystywanie wcześniej opracowanych modeli 3D w procesie konstrukcji rozkładów przestrzennych innych parametrów wykazujących wzajemną korelację (przykładowa kolejność: wykorzystanie danych sejsmicznych dla opracowania modelu porowatości, a następnie modelu porowatości podczas konstrukcji modelu przepuszczalności).

4.3.3. Koncepcja sejsmicznych meta-atrybutów prognozowanych właściwości poziomów zbiornikowych (obszar poszukiwawczy Parzęczewo–Czarna Wieś)

Bardziej zaawansowaną formą wykorzystania danych sejsmicznych w procesie konstrukcji przestrzennych modeli parametrów petrofizycznych jest ich przekształcenie do postaci meta-atrybutów [Deutsch 2002; Jędrzejowska-Tyczkowska 2003; Jędrzejowska-Tyczkowska i in. 2005; Jędrzejowska-Tyczkowska, Bartoń, Żukowska 2006; Doyen 2007; Sowiżdżał, Stadtmüller 2010b; Sowiżdżał 2012a]. Ma to na celu podniesienie wartości współczynnika korelacji pomiędzy danymi otworowymi i sejsmicznymi, w tym przypadku reprezentowanymi przez meta-atrybut danej cechy fizycznej ośrodka skalnego. Tego typu wariant metodyczny przedstawiono na przykładzie modelu skonstruowanego dla obszaru poszukiwawczego Parzęczewo–Czarna Wieś (rys. 4.3.3.1).

W celu uzyskania możliwie najwyższego współczynnika korelacji pomiędzy otworowymi danymi porowatości a danymi sejsmicznymi przetwarzano zestaw kilkunastu parametrów sejsmicznych do postaci meta-atrybutu porowatości. Zadanie to zostało zrealizowane za pomocą sieci neuronowych metodą estymacji nadzorowanej (z otworowymi profilami porowatości jako parametrem nadzorującym), przez poszukiwanie takiej matematycznej kombinacji dostępnych atrybutów sejsmicznych, dla której współczynnik korelacji z porowatością będzie najwyższy. W ten sposób, na bazie uzyskanego w profilach otworów wiertniczych modelu estymacji neural net, obliczono przestrzenny model meta-atrybutu porowatości dla poziomu zbiornikowego. Parametr ten wykorzystano w postaci danych sterujących przestrzennym rozkładem porowatości w opcji kokrigingu. Schemat kolejności stosowania odpowiednich procedur dla tego typu podejścia przedstawiono na rysunku 4.3.3.1.

Powyższy wariant metodyczny można zrealizować także w jeszcze bardziej rozbudowanej formie, opracowując meta-atrybuty porowatości indywidualnie dla każdego typu facjalnego (rys. 4.3.4 E i F – prawa strona schematu). Zastosowanie powyższego podejścia wymaga wyraźnego zróżnicowania porowatości pomiędzy wydzielonymi facjami, wiarygodnego modelu facjalnego, w ramach którego poszczególne typy facjalne reprezentowane są przez interwały o miąższościach pozwalających uchwycić kontrast parametrów sejsmicznych pomiędzy nimi, wystarczającej reprezentatywności danych porowatości w obrębie każdej z facji, zapewniającej istotność, wyznaczonych indywidualnie, związków korelacyjnych otworowych profili porowatości i meta-atrybutów porowatości.



Rys. 4.3.3.1. Etapy dochodzenia do finalnego modelu porowatości w utworach czerwonego spągowca – poziom zbiornikowy typu *tight*: A – atrybuty sejsmiczne w formie gridów; B – wyniki interpretacji pomiarów geofizyki wiertniczej i danych laboratoryjnych; C – meta-atrybut porowatości; D – finalny model porowatości; E – interpretacja sedymentologiczna w profilach otworów; F – model facjalny

Aplikacja danych sejsmicznych w procesie odtwarzania zmienności właściwości zbiornikowych dla złóż typu *tight* i *shale* stanowi większe wyzwanie niż dla złóż konwencjonalnych, gdyż jest to najczęściej zdecydowanie bardziej wymagająca skała zbiornikowa. Często niski zakres zmienności porowatości i gęstości powoduje występowanie mniejszego kontrastu wartości wyników inwersji sejsmicznej, stąd też potrzeba większej precyzji oraz poszukiwania bardziej wyrafinowanych metod integracji wyników analiz sejsmicznych z otworowymi profilami analogicznych parametrów.

Zagadnienia te realizowane są poprzez tworzenie fizycznych modeli skał i mediów złożowych (*rock physics*), a więc (wg definicji, którą przedstawiają Sayers i Chopra [2009]) – „badanie zależności pomiędzy parametrami elastycznymi (pomierzonymi z powierzchni, w otworach, w warunkach laboratoryjnych), a takimi cechami i właściwościami ośrodka skalnego jak: mineralogia, porowatość, wykształcenie przestrzeni porowej, rodzaj mediów nasycających, ciśnienie porowe, przepuszczalność, stan naprężeń i ogólną architekturą analizowanego interwału, reprezentowaną przez warstwowanie i obecność systemu szczelin”.

Określone na podstawie danych otworowych (laboratoryjnych lub geofizyki otworowej) zależności pomiędzy parametrami elastycznymi a prognozowanymi właściwościami poziomu zbiornikowego (np. litologia, porowatość, nasycenie) wykorzystywane są następnie w procesie predykcji ich przestrzennych rozkładów.

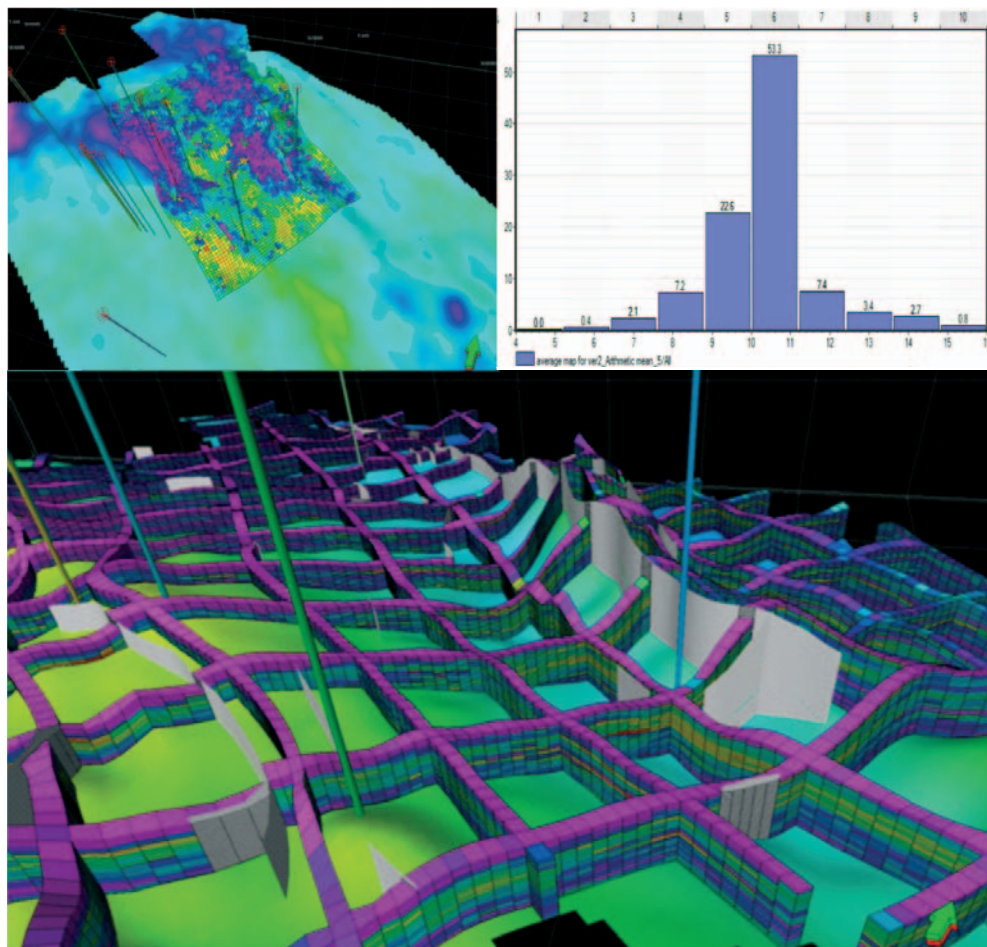
Wykorzystanie trendu regionalnego

W przypadku analizy obszarów charakteryzujących się brakiem danych sejsmiki 3D oprócz podstawowego źródła danych o charakterze zmienności petrofizycznej skały zbiornikowej, które stanowią dane otworowe, istnieje możliwość wykorzystania informacji dodatkowej w formie trendu regionalnego. Wyniki analiz petrofizycznych i sedimentologicznych wykonanych w ujęciu regionalnym, a więc na podstawie danych ze znacznie większej liczby otworów wiertniczych, mogą w znacznym stopniu obniżyć niepewność w odniesieniu do charakteru zmienności danej cechy fizycznej formacji geologicznej i są wykorzystywane (podobnie jak dane sejsmiki 3D) w analizie anizotropii oraz obliczaniu rozkładów przestrzennych modelowanych parametrów.

Technikę tę wykorzystano w procesie modelowania właściwości zbiornikowych poziomu górnego czerwonego spągowca w strefie Rokietnica–Siekierki–Pławce (rys. 4.3.3.2).

Poprzez uwzględnienie w analizie wariograficznej danych ze znacznie większej liczby otworów wiertniczych uzyskano ograniczenie niepewności odnośnie do kierunku anizotropii porowatości. Aplikacja trendu porowatości w procesie obliczania lokalnych, przestrzennych rozkładów tego parametru w postaci średniej lokalnie zmiennej (*locally varying mean*) pozwoliła na redukcję niepewności, zwłaszcza w peryferyjnych strefach modeli lokalnych.

Przedstawiony powyżej sposób rozszerzenia zakresu wykorzystywanych danych ma charakter ilościowy; dostępność informacji w zakresie modelu lokalnego nie ulega zmianie, niemniej jednak poprzez osadzenie modelu lokalnego w realiach uwzględniających istniejące trendy regionalne następuje podniesienie jego wiarygodności.



Rys. 4.3.3.2. Wykorzystanie trendu regionalnego w procesie konstrukcji modelu porowatości na obszarze poszukiwania złóż gazu w piaskowcach zamkniętych o umiarkowanym stopniu rozpoznania wiertniczego i braku danych sejsmiki 3D

4.4. Analiza porównawcza metod wielowymiarowych przekształceń danych sejsmicznych dla implementacji ich wyników w zagadnieniach konstrukcji przestrzennych, numerycznych modeli złóż węglowodorów

Dostępność przynajmniej kilku sposobów wielowymiarowego przetwarzania zestawu parametrów sejsmicznych, reprezentowanych przez wyniki inwersji sejsmicznej oraz atrybuty trasy sejsmicznej, do postaci meta-atrybutów modelowanych cech fizycznych formacji geologicznej skłania do refleksji na temat ich efektywności.

Analizie zostały poddane trzy warianty ww. podejścia metodycznego w aspekcie wpływu metody transformacji atrybutów sejsmicznych w jeden meta-atrybut na stopień objaśniania zmienności analizowanego parametru petrofizycznego (tu: porowatości). Kryterium oceny stanowiła wartość współczynnika korelacji między opracowanymi za pomocą różnych metod sejsmicznymi meta-atrybutami porowatości (niekiedy używane jest też pojęcie pseudoporowatość) a porowatością w profilach otworów wiertniczych pomierzoną metodami laboratoryjnymi i zintegrowaną z wynikami pomiarów geofizyki otworowej. Procesem poprzedzającym ww. analizy było przepróbkowanie (*resampling*) przestrzennie dostępnych parametrów sejsmicznych do rozdzielczości grida 3D, umożliwiające kalibracje ww. rodzajów danych w blokach modelu 3D, dla których dostępne są dane sejsmiczne i dane otworowe (bloki przecinane przez trajektorie otworów wiertniczych).

Analizowane metody, tj.: wieloraka regresja liniowa, estymacja nadzorowana realizowana za pomocą sieci neuronowych oraz analiza głównych składowych (*principal component analysis*, PCA) były do niedawna, i niekiedy w dalszym ciągu są, traktowane jako kompletny sposób objaśniania zmienności modelowanych parametrów petrofizycznych, a efekty ich zastosowania uważano za finalny wynik predykcji właściwości zbiornikowych.

W omawianej metodzie geostatystycznego modelowania złóż efekt zastosowania wielowymiarowej transformacji zestawu danych sejsmicznych do postaci przestrzennego rozkładu meta-atrybutu danej cechy fizycznej skały stanowi, choć istotny, to jednak etap na tle całokształtu procedur realizowanych w ramach modelowania złożowego.

Charakterystykę oraz analizę porównawczą omawianych metod zrealizowano na podstawie zestawu danych otworowych i sejsmicznych z obszaru Półwyspu Grotowa (strefa złożowa LMG), gdzie przedmiotem predykcji była przestrzenna zmienność porowatości dolomitu głównego Ca₂, a przedmiotem analiz zestaw 29 parametrów sejsmicznych (wyników inwersji symultanicznej oraz atrybutów sejsmicznych dostępnych w platformie Petrel) (tab. 4.4.1).

Tab. 4.4.1. Tabela wartości współczynników korelacji pomiędzy rozpatrywanymi danymi sejsmicznymi (wynikami inwersji symultanicznej oraz atrybutami sejsmicznymi związanymi z wiódracymi cechami sygnatu sejsmicznego, tj. amplitudą, częstotliwością, fazą i polarnością) i porowatością utworów głównego Ca2 w strefie akumulacji ropy naftowej i gazu ziemnego LMG

Correlation table	Linear	
Correlation-type	Linear	
Vp	1.000	0.562
Vs	0.952	1.000
Vp/Vs	0.665	0.209
Zs	0.974	0.995
Lq_msh_JMC	0.967	0.964
Lq_msh_LR	0.975	0.971
Dis	0.952	0.943
Lq_msh_MK	0.967	0.962
Lq_msh	0.926	0.929
clanch	0.926	0.926
Reflection anisotropy	0.528	0.443
RMS Anisotropy	0.527	0.426
Coismic of Phase	0.285	0.309
Elementary frequency	0.280	0.270
EyeDepth	0.500	0.485
Swatchiness	0.453	0.277
Instantaneous frequency	0.371	0.287
Variance	0.191	0.200
Relative AI	0.846	0.823
Local thickness	0.497	0.412
Attenuation	0.155	0.239
iso_freq_15	0.305	0.217
iso-freq_30	0.356	0.333
iso-freq_45	0.283	0.224
Lead_phase	0.640	0.659
Trace ADC	0.324	0.268
Grouping	0.632	0.325
Apparent polarity	0.955	1.000
Total	0.959	1.000
Local thickness	0.497	0.412
Attenuation	0.155	0.239
iso_freq_15	0.305	0.217
iso-freq_30	0.356	0.333
iso-freq_45	0.283	0.224
Lead_phase	0.640	0.659
Trace ADC	0.324	0.268
Grouping	0.632	0.325
Apparent polarity	0.955	1.000
Total	0.959	1.000

LEGENDA: kolorystyka komórek tabeli odpowiada wartościom współczynnika korelacji (wk)

- 0,8 ≤ wk < 1
- 0,6 ≤ wk < 0,8
- 0,4 ≤ wk < 0,6
- 0,2 ≤ wk < 0,4
- wk < 0,2

4.4.1. Wieloraka regresja liniowa

Regresja liniowa to metoda statystyczna, której celem jest badanie związków pomiędzy wieloma zmiennymi niezależnymi (objaśniającymi) a zmienną zależną (kryterialną, objaśnianą) [Sokołowski 2011b]. Zastosowanie regresji sprowadza się do dwóch etapów:

- konstrukcji modelu regresyjnego, czyli funkcji opisującej zależność pomiędzy zmiennymi objaśniającymi a zmienną objaśnianą,
- zastosowania modelu regresji – czyli predykcji wartości zmiennej objaśnianej dla sytuacji, gdy dysponuje się tylko wartościami zmiennych objaśniających.

Nazwa regresji wielorakiej odnosi się do przypadków, w których występuje więcej niż jedna zmienna objaśniająca (ang. *multiple regression*). Ogólne równanie regresji ma postać [Sokołowski 2011a]:

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_k) + \xi$$

gdzie:

Y – zmienna objaśniana,

X_1, X_2, \dots, X_k – zmienne objaśniające,

ξ – składnik losowy, o którym zakłada się, że jest zmienną losową o rozkładzie normalnym ze stałą wariancją i wartością przeciętną równą 0.

Wyróżnia się kilka modeli regresji, m.in. liniową, nieliniową, z interakcjami, logistyczną, niemniej w niniejszym przykładzie wykorzystywano tylko postać liniową modelu regresji. Ogólna liniowa funkcja regresji wielu zmiennych może zostać zapisana jako:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_k + \xi$$

Równanie to opisuje w sposób ogólny mechanizm analizowanego zjawiska i relacje pomiędzy zmiennymi. Wielkości β to współczynniki regresji cząstkowej, które szacowane są na podstawie konkretnej próby (zestawu danych liczbowych). Funkcję regresji w próbie zapisuje się jako:

$$y = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + \dots + b_k x_k + \varepsilon$$

gdzie:

y – zmienna objaśniana,

x_k – zmienna objaśniająca,

b_k – estymator parametru strukturalnego regresji (współczynniki modelu regresji),

ε – składnik resztowy (realizacja składnika losowego).

Równanie regresji najczęściej wyznacza się metodą najmniejszych kwadratów, pozwalającą na znalezienie takich wartości współczynników modelu regresji, dla których suma kwadratów odchyłeń wartości empirycznych zmiennej Y od wartości teoretycznych jest najmniejsza [Sokołowski 2011b]. W niniejszej pracy regresja liniowa, przeprowadzona za pomocą pakietu oprogramowania Statistica 9, została wykorzystana w celu wyznaczenia równania opisującego zależność zmiennej objaśnianej (porowatości) od zmiennych objaśniających (parametrów sejsmicznych); następnie równanie to zostało zaaplikowane w programie Petrel dla przestrzennych rozkładów atrybutów sejsmicznych i wyników inwersji. Efektem zastosowania tej procedury jest przestrzenny rozkład meta-atrybutu porowatości, który na dalszym etapie modelowania złożowego wykorzystany został jako parametr sterujący finalnym rozkładem porowatości.

Przeprowadzono regresję krokową wstępującą (w trakcie analizy dodawane były kolejne zmienne objaśniające); na podstawie wstępnych wyników przeprowadzono eliminację 10 przypadków (spośród 243), dla których uzyskano najwyższe wartości reszt (różnic wartości obserwowanych i przewidywanych), a następnie kontynuowano dobór zmiennych objaśniających tak, aby uzyskać najkorzystniejsze wartości miar dobroci dopasowania.

W tabeli 4.4.1.1 podano wyniki estymacji (w postaci współczynników regresji oraz wartości podstawowych miar dobroci dopasowania, a więc odchylenia standardowego składnika resztowego (błąd standardowy estymacji) oraz współczynnika determinacji R^2), jakie uzyskano, stosując siedem zmiennych objaśniających.

Tab. 4.4.1.1. Podsumowanie regresji liniowej wielorakiej zmiennej zależnej (porowatości): w pierwszej kolumnie zestaw atrybutów sejsmicznych i wyników inwersji (Z_p , Z_s – impedancja fali P i S), dla których uzyskano najkorzystniejsze wartości miar dobroci dopasowania; w kolumnie czwartej (b) – wartości współczynników regresji

N=223	Podsumowanie regresji zmiennej zależnej: PHI_grid (LMG_1_07_adv_el R= .78453858 R ² = .61550078 Skoryg. R2= .60298220 F(7,215)=49.167 p<0.0000 Błąd std. estymacji: .04292					
	b*	Bł. std. z b*	b	Bł. std. z b	T(215)	p
W. wolny			0.165719	0.039411	4.20489	0.000038
Attenuation	-0.187488	0.049405	-0.363428	0.095767	-3.79493	0.000192

N=223	Podsumowanie regresji zmiennej zależnej: PHI_grid (LMG_1_07_adv_el R= .78453858 R ² = .61550078 Skoryg. R2= .60298220 F(7,215)=49.167 p<0.0000 Błąd std. estymacji: .04292					
	b*	Bł. std. z b*	b	Bł. std. z b	T(215)	p
GradMag	0.462384	0.055993	0.000071	0.000009	8.25787	0.000000
Inst_phase	-0.167659	0.051982	-0.000198	0.000061	-3.22533	0.001454
iso-freq_15	-0.180428	0.046222	-0.076790	0.019672	-3.90352	0.000127
Variance	0.171133	0.046852	0.242463	0.066380	3.65266	0.000326
Zp	-0.933556	0.201176	-0.000042	0.000009	-4.64050	0.000006
Zs	0.705416	0.200884	0.000056	0.000016	3.51156	0.000543

Wartości miar dobroci dopasowania nie są bardzo wysokie (porównując z wartościami analogicznych parametrów uzyskiwanych w procesie wyznaczania równania regresji liniowej w formie map średnich wartości atrybutów sejsmicznych oraz otworowych średnich porowatości wyznaczonych metodą laboratoryjną), należy jednak pamiętać, iż rozpatrując analizowany ośrodek geologiczny w formie przestrzennej, uwzględniającej zróżnicowanie ich wartości w skali pionowej, znacznie rozszerzony zostaje zakres zmienności estymowanej zmiennej zależnej porowatości, jak również zmiennych objaśniających, reprezentowanych przez atrybuty sejsmiczne.

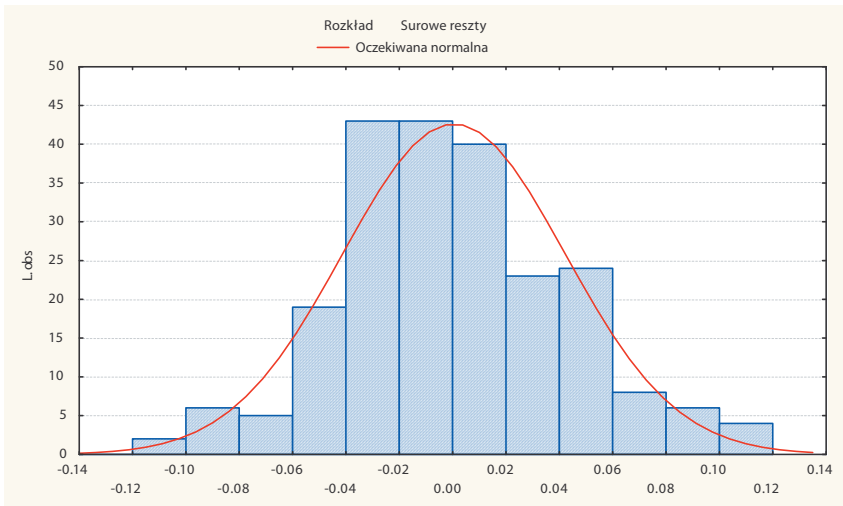
Odrębna kategoria przyczyn redukcji parametrów takich jak R^2 czy też błąd standardowy estymacji może być związana z wszelkimi, nawet niewielkimi niedoskonałościami modelu konwersji czasowo-głębokościowej, zwłaszcza z uwagi na pionową rozdzielczość modelu, która w analizowanym przykładzie wynosiła średnio 2 m.

Wyznaczone wartości współczynników regresji pozwalają na zapisanie następującego równania regresji liniowej:

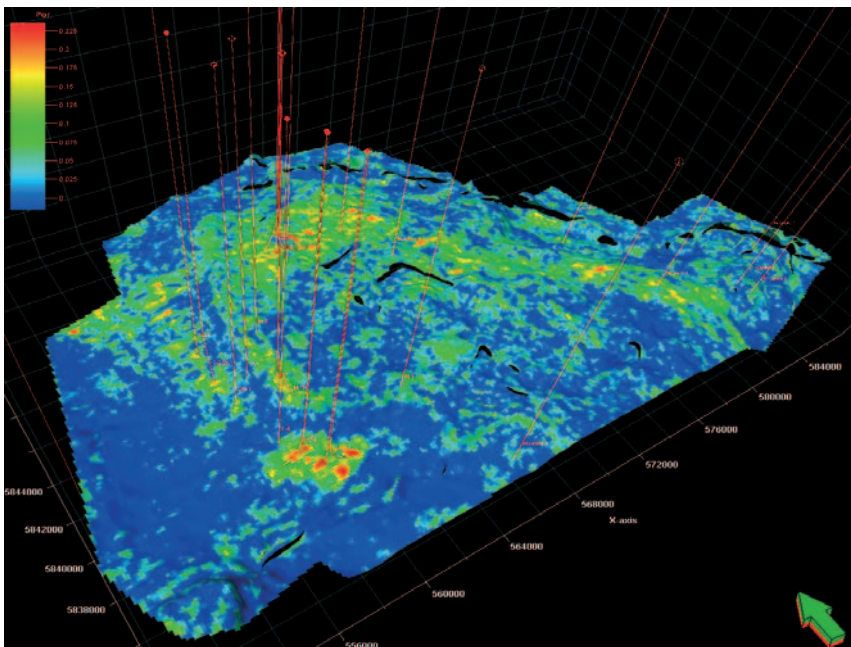
$$y = 0.165719 - 0.363428 * \text{Attenuation} + 0.000071 * \text{GradMag} - 0.000198 * \text{Inst_phase} - 0.076790 * \text{iso_freq_15} + 0.242463 * \text{Variance} - 0.000042 * \text{Zp} + 0.000056 * \text{Zs}$$

W ramach oceny jakości uzyskanych wyników przeprowadzono analizę reszt, której celem jest sprawdzenie, czy rozkład reszt może być aproksymowany rozkładem normalnym (rys. 4.4.1.1) oraz czy reszty nie są skorelowane ze zmiennymi występującymi w modelu.

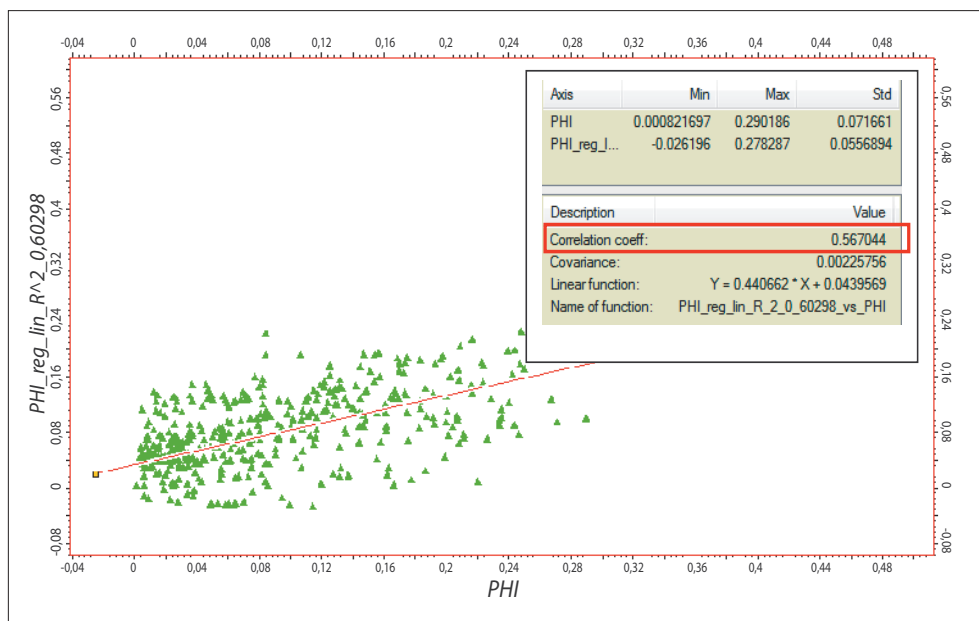
Wyznaczone równanie wielorakiej regresji liniowej pozwoliło obliczyć meta-atrybut porowatości w formie przestrzennej siatki interpolacyjnej na podstawie dostępnych rozkładów wykorzystywanych w analizie regresji danych sejsmicznych (rys. 4.4.1.2).



Rys. 4.4.1.1. Dystrybucja wartości resztowych (słupki histogramu) oraz oczekiwany rozkład normalny (czerwona krzywa)



Rys. 4.4.1.2. Wizualizacja przestrzennego rozkładu meta-atrybutu porowatości opracowanego metodą wielorakiej regresji liniowej; kolor czerwony – strefy podwyższonej porowatości

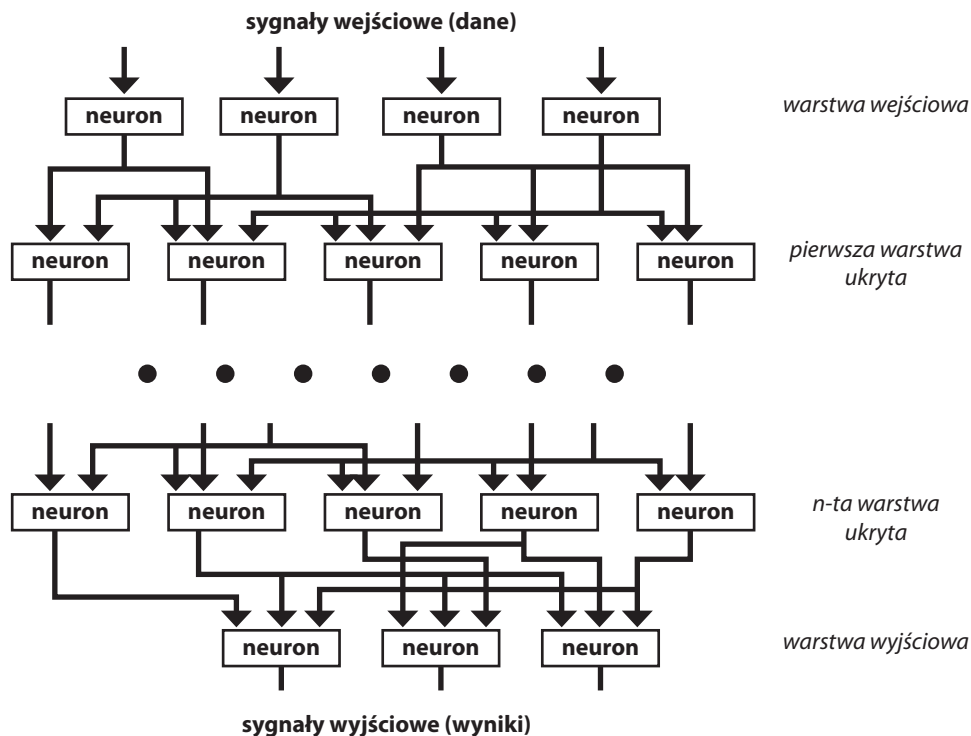


Rys. 4.4.1.3. Zależność pomiędzy wartościami porowatości w profilach otworów wiertniczych i estymowanej metodą wielorakiej regresji liniowej zmiennej zależnej porowatości skały zbiornikowej Ca₂ w rejonie Półwyspu Grotowa

Wartość współczynnika korelacji pomiędzy wyznaczonym metodą regresji meta-atrybutem porowatości i „rzeczywistymi” wartościami porowatości, określona w profilach otworów wiertniczych, wynosi 0,567 (rys. 4.4.1.3).

4.4.2. Sztuczne sieci neuronowe

Sztuczne sieci neuronowe (ang. *artificial neural networks*) to grupa algorytmów, dla których powstania inspirację stanowił sposób przetwarzania informacji przez biologiczne sieci neuronowe, realizujących obliczenia poprzez rzędy elementów zwanych sztucznymi neuronami. Sieć neuronowa jest bardzo uproszczonym modelem mózgu, składającym się z dużej liczby elementów przetwarzających informacje (od kilkuset do kilkudziesięciu tysięcy). Elementy te, zwane neuronami, powiązane są w sieć za pomocą połączeń o parametrach (wagach) modyfikowanych w trakcie tzw. procesu uczenia [Tadeusiewicz 1993]. Większość sieci ma budowę warstwową, obejmującą warstwy: wejściową, wyjściową oraz tzw. warstwy ukryte (rys. 4.4.2.1) [Tadeusiewicz 1993].



Rys. 4.4.2.1. Uproszczony schemat sieci neuronowej [Tadeusiewicz 1993]

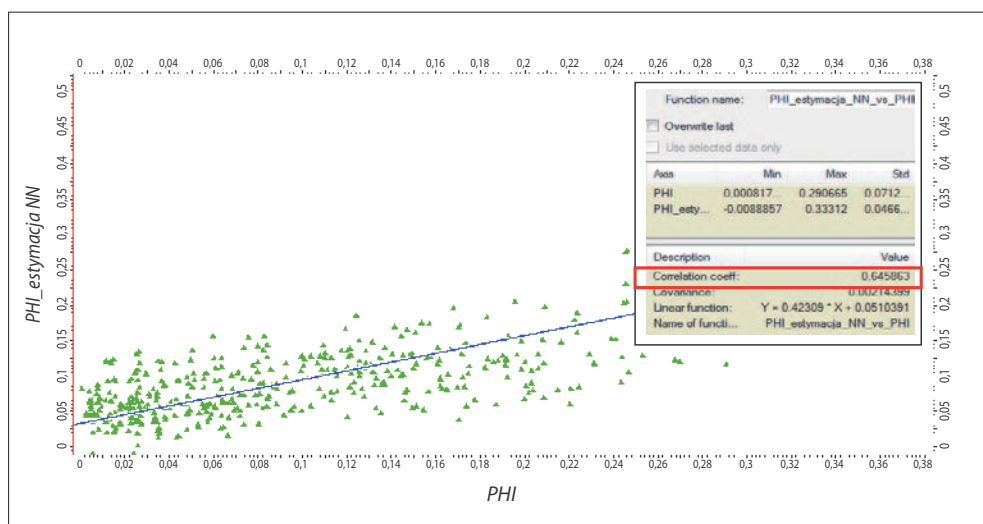
Wyróżnia się dwa podstawowe sposoby uczenia sieci: uczenie nadzorowane (*supervised learning/training*) oraz uczenie nienadzorowane (*unsupervised*) [Property... 2007]. W przedstawionej monografii w celu wyznaczenia meta-atrybutu porowatości wykorzystywany był proces nadzorowanego uczenia sieci neuronowych. Na podstawie zbioru uczącego, składającego się z par wejście–wyjście (x_j, z_j) , gdzie z_j jest pożądaną odpowiedzią sieci na sygnały wejściowe x_j ($j=1, \dots, m$), określana jest funkcja możliwie najdokładniej przybliżająca powiązanie danych wejściowych (w tym przypadku wartości parametrów inwersyjnych i atrybutów sejsmicznych w profilach otworów wiertniczych) z parametrem nadzorującym, którym były „rzeczywiste” wartości porowatości w profilach otworów. Idea zastosowania tej metody w prognozowaniu parametrów poziomów zbiornikowych polega na wykorzystaniu modelu estymacyjnego opracowanego w profilach otworów wiertniczych, dla których dostępne są zarówno dane wejściowe, jak i wynik (porowatość), dla pozostałej objętości poziomu zbiornikowego, gdzie dysponuje się jedynie danymi sejsmicznymi, a więc wejściowymi.

W tabeli 4.4.2.1 przedstawiono wartości współczynników korelacji porowatości i zestawu parametrów sejsmicznych, których kombinacja została wykorzystana w celu obliczenia meta-atrybutu porowatości w utworach dolomitu głównego.

Tab. 4.4.2.1. Tabela korelacyjna porowatości i parametrów sejsmicznych wykorzystanych w metodzie sieci neuronowych

Correlation type: Linear

	Vp	Vp/Vs	RMS Amplitude	Inst_phase	GradMag	PHI
Vp	1.0000	0.0804	0.5232	0.6393	0.6394	0.4302
Vp/Vs	0.0804	1.0000	0.2917	0.1018	0.0923	0.2789
RMS Amplitud	0.5232	0.2917	1.0000	0.2902	0.6637	0.4292
Inst_phase	0.6393	0.1018	0.2902	1.0000	0.4758	0.3473
GradMag	0.6394	0.0923	0.6637	0.4758	1.0000	0.4703
Total	0.7599	0.3618	0.7160	0.6676	0.7576	0.5673

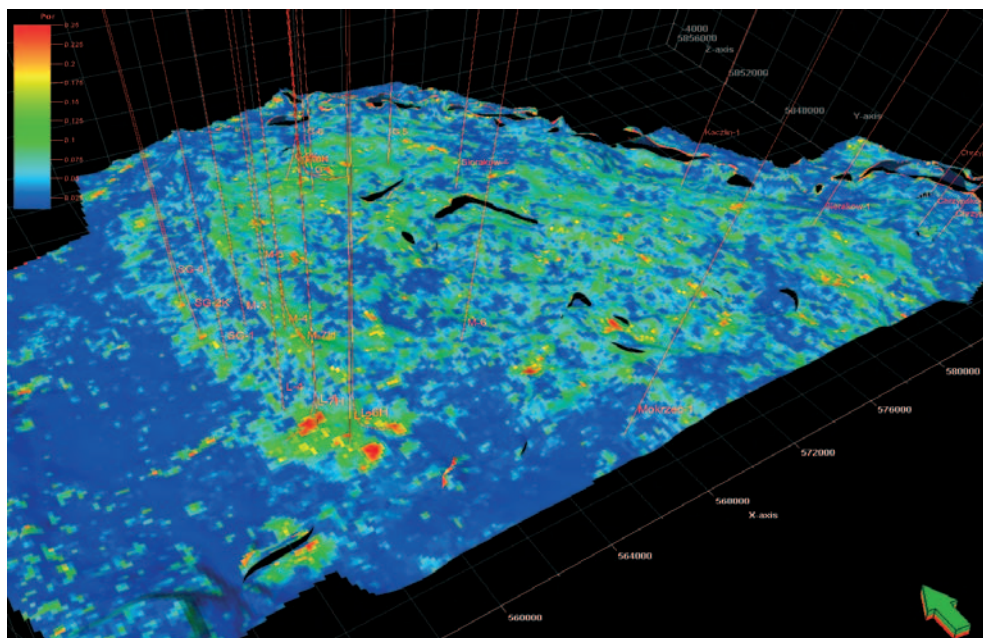


Rys. 4.4.2.2. Wykres zależności porowatości i meta-atrybutu porowatości uzyskanego metodą sieci neuronowych

Różnica pomiędzy wartościami współczynników korelacji podanymi w tabeli 4.4.2.1 oraz na wykresie 4.4.2.2 wynika ze specyfiki działania sieci neuronowych, które dzielą populację danych wejściowych na dwie grupy: jedna wykorzystywana jest do obliczenia poszukiwanego parametru, zaś druga służy walidacji modelu estymacyjnego. W efekcie

wartość podana w tabeli 4.4.2.1 odnosi się jedynie do części punktów kalibracyjnych, zaś faktyczna wartość współczynnika korelacji jest w analizowanym przypadku wyższa i równa tej, która została podana na rys. 4.4.2.2 (tj. 0,64).

Rysunek 4.4.2.3 przedstawia wizualizację przestrzenną meta-atrybutu porowatości.



Rys. 4.4.2.3. Wizualizacja meta-atrybutu porowatości uzyskanego na drodze estymacji nadzorowanej zrealizowanej wielowarstwowymi sieciami neuronowymi dla utworów dolomitu głównego na obszarze Półwyspu Grotowa

4.4.3. Analiza głównych składowych

Analiza głównych składowych (*principal component analysis*) to jedna ze statystycznych metod analizy czynnikowej. Polega na uproszczeniu zestawu danych objaśniających poprzez redukcję jego wielowymiarowości i przy jednoczesnym zachowaniu możliwie największej ilości informacji, których nośnikiem jest początkowy zestaw danych. Składowe główne (*principal components, PC*) stanowią liniowe transformacje danych wejściowych do nowego układu współrzędnych, w którym największa wartość wariancji znajduje się na

pierwszej osi współrzędnych (pierwsza składowa główna), następna na drugiej itp. Wartości poszczególnych składowych głównych (PC) obliczane są poprzez macierz kowariancji zbudowaną z wartości kowariancji pomiędzy wszystkimi obecnymi w zestawie danych parami zmiennych [Smith 2002; Principal... 2010]. Poniżej podano przykład macierzy kowariancji dla trójwymiarowego zestawu danych x, y, z :

$$C = \begin{pmatrix} \text{cov}(x, x) & \text{cov}(x, y) & \text{cov}(x, z) \\ \text{cov}(y, x) & \text{cov}(y, y) & \text{cov}(y, z) \\ \text{cov}(z, x) & \text{cov}(z, y) & \text{cov}(z, z) \end{pmatrix}$$

Wyrażenia wzdłuż głównej przekątnej stanowią wartości kowariancji pomiędzy tym samym wymiarem, a więc są to wartości wariancji dla tych wymiarów (x, y, z); ponadto jako że $\text{cov}(x, y) = \text{cov}(y, x)$ macierz ta jest symetryczna.

Na podstawie skonstruowanej macierzy kowariancji obliczane są tzw. wektory własne (ang. *eigenvectors* – przedrostek *eigen*, zaadaptowany z języka niemieckiego, oznacza „własny”) i wartości własne macierzy (ang. *eigenvalues*). Wektory własne macierzy kwadratowej to niezerowe wektory, które po przemnożeniu przez macierz pozostają proporcjonalne do oryginalnego wektora (tzn. zmieniają rozmiar, ale nie kierunek). Dla każdego wektora własnego macierzy odpowiadająca mu wartość własna stanowi współczynnik, o jaki zmienia się wektor własny macierzy po przemnożeniu przez macierz. Matematyczna postać powyższej definicji jest następująca [Smith 2002; Principal... 2010]:

$$A * v = \lambda * v$$

gdzie:

A – macierz kwadratowa,

v – niezerowy wektor – wektor własny macierzy kwadratowej (*eigenvector*),

λ – skalar – wartość własna macierzy kwadratowej.

W odniesieniu do analizy głównych składowych (PCA) wartości własne macierzy kwadratowej reprezentują długość, w jednostkach wariancji, głównych składowych PC, natomiast wektory własne macierzy stanowią swego rodzaju „współrzędne” – reprezentują kierunki osi składowych głównych. Wektor własny macierzy, którego wartość własna jest najwyższa stanowi główną składową (PC1), kolejne, o niższych wartościach własnych, będące

nośnikiem mniej istotnej części informacji o analizowanej zmienności, to PC2, PC3 itd. Poprzez zignorowanie części składowych głównych o niższych wartościach własnych macierzy kwadratowej następuje utrata pewnej części informacji (im mniejsza wartość własna macierzy, tym utrata informacji odpowiednio mniejsza), jednakże jednocześnie następuje redukcja wymiarowości zestawu danych. Należy nadmienić, iż n -wymiarowy zestaw danych pozwala na obliczenie n wektorów własnych i n wartości własnych macierzy kwadratowej, a więc n składowych głównych (PC) [Smith 2002; Principal... 2010].

Analizę głównych składowych w aspekcie poszukiwań optymalnego meta-atrybutu porowatości pochodzenia sejsmicznego wykonano w programie Petrel za pomocą modułu Train Estimation Model. Dysponowano rozkładami przestrzennymi 29 parametrów sejsmicznych (wyniki inwersji symultanicznej, atrybuty trasy sejsmicznej, wyniki dekompozycji spektralnej), a więc pierwotny zestaw danych składał się z 29 wymiarów. W pierwszym etapie rozpatrzono wszystkie zmienne jednocześnie (tab. 4.4.3.1), analizując korelację każdej z 29 zmiennych z poszczególnymi składowymi (PC), wartości własne składowych (*eigenvalue*) oraz udział kolejnych 29 składowych (PC1, PC2, ..., PC29) i skumulowany udział poszczególnych składowych w opisie zmienności 29-wymiarowej przestrzeni danych.

Wprowadzeniem do analizy głównych składowych (PC) było skonstruowanie tabeli korelacyjnej parametrów pochodzenia sejsmicznego oraz porowatości (tab. 4.4.1). Zauważa się, co zresztą zrozumiałe, że część z nich jest wzajemnie ze sobą skorelowana, a więc w podobny sposób opisują zmienność obserwowaną w zestawie danych. Dotyczy to przede wszystkim wyników inwersji symultanicznej, wykazujących bardzo wysokie współczynniki korelacji pomiędzy np. prędkością i impedancją fali P i S. Ponadto część atrybutów sejsmicznych charakteryzuje się znikomymi wartościami współczynników korelacji z porowatością.

Udział każdej kolejnej składowej w opisie zmienności jest coraz mniejszy: PC1 – 43,36%, PC2 – 15,69%, PC3 – 11,26%, zaś dla PC12 (spośród 29) udział w odwzorowaniu obecnego charakteru zmienności wynosi tylko 1,29%, tak więc po redukcji zestawu danych sejsmicznych z 29-wymiarowego do 12-wymiarowego za pomocą metody PCA następuje utrata tylko nieznacznej porcji informacji zawartej w początkowym zestawie danych. Z drugiej strony, dla 29-wymiarowej przestrzeni danych liczba wartości własnych macierzy kowariancji jest równa 29, tak więc jeden wymiar (abstrahując od stopnia korelacji poszczególnych parametrów sejsmicznych z porowatością) odpowiada 3,44% informacji całego zestawu danych. W związku z powyższym przyjęto podejście, że przestrzeń 29-wymiarowa zostanie zredukowana w pierwszym etapie do takiej liczby głównych składowych, aby ostatnia z nich miała wartość większą niż średnia, czyli 3,44%, co odpowiada wartości własnej macierzy (*eigenvalue*) równej 1. Warunek taki został spełniony dla liczby głównych składowych równej 6 (tab. 4.4.3.2).

Tab. 4.4.3.2. Wartości własne macierzy kowariancji zestawu danych sejsmicznych oraz udział głównych składowych w opisie zmienności poziomu zbiornikowego Ca2 na obiekcie LMG

Correlation Coefficients	PC1	PC2	PC3	PC4	PC5	PC6	PC7	PC8	PC9	PC10
Vp	0.9499	0.1261	0.0324	0.2521	0.0509	0.0832	0.0073	0.0176	0.0483	0.0280
Vs	0.9000	0.2572	0.1081	0.2450	-0.1609	-0.0267	0.0807	0.0241	0.1167	0.0415
Vp/Vs	0.1021	-0.4390	-0.2277	0.0244	0.7037	-0.3424	-0.2338	-0.0324	-0.2302	-0.0504
Zp	0.9470	0.1272	0.0339	0.2663	0.0527	0.0830	0.0125	0.0165	0.0346	0.0358
Zs	0.9201	0.2255	0.0881	0.2616	-0.0979	0.0066	0.0660	0.0254	0.0883	0.0447
LR_mult_MR	0.9069	0.1053	0.0077	0.3218	0.0664	0.1202	-0.0866	0.0632	0.0280	0.0722
LamMu_LR	0.8747	-0.0591	-0.0750	0.2572	0.2948	0.2109	-0.1138	0.0097	-0.0608	0.0282
Dn	0.9431	0.1223	0.0326	0.2616	0.0700	0.0818	0.0638	0.0034	0.0059	0.0345
LAmMu_MR	0.9065	0.2391	0.0930	0.2828	-0.1081	0.0072	0.0438	0.0439	0.0982	0.0554
chaos	0.6829	-0.1868	-0.4096	-0.3158	-0.1115	0.0869	-0.0519	-0.0489	-0.0509	0.1299
Original Amplitude	0.3759	0.5670	0.5157	-0.4577	0.1282	0.0963	-0.0031	0.0949	-0.0557	-0.0716
Reflection intensity	-0.7257	0.5679	-0.0616	0.3027	-0.0603	0.1079	-0.1233	-0.0250	0.0078	-0.0109
RMS Amplitude	-0.7168	0.5551	-0.0660	0.3350	-0.0779	0.0829	-0.1070	-0.0339	-0.0062	-0.0094
Cosine of Phase	0.2355	0.6207	0.5421	-0.3994	0.1641	-0.0366	-0.0453	0.1479	-0.0473	-0.0342
Dominant Frequency	-0.2914	-0.5807	0.5571	0.2564	-0.1925	0.2752	0.1068	-0.0246	-0.1601	0.0106
Envelope	-0.7334	0.5543	-0.0766	0.2725	-0.0276	0.1228	-0.1525	-0.0586	0.0470	-0.0282
Sweetness	-0.6338	0.6759	-0.1827	0.2023	0.0102	0.0628	-0.1653	-0.0440	0.0612	-0.0048
Instantaneous Frequency	-0.4237	-0.5122	0.5931	0.2785	-0.1542	0.2261	0.0763	-0.0515	-0.1159	-0.0388
Variance	0.2913	-0.5261	0.0432	-0.4060	-0.2685	0.0536	-0.3560	-0.1918	0.3168	-0.0047
Relative AI	0.8870	-0.0540	0.2376	0.0815	0.0041	-0.1193	0.0731	-0.1351	-0.0249	-0.1042
Local flatness	0.6501	-0.1882	-0.4264	-0.3463	-0.1207	0.2255	-0.1237	-0.0144	-0.0125	0.0659
Attenuation	-0.2081	-0.4241	0.4753	0.0257	0.4371	0.1472	0.1148	-0.0596	0.4635	-0.1806
iso-freq_15	0.3676	0.0268	-0.2900	-0.2046	-0.4941	0.5250	0.1735	0.1890	-0.0459	-0.3061
iso-freq_30	0.4241	0.3186	-0.7346	-0.1482	0.1433	0.0480	-0.0046	0.0086	0.0962	-0.1201
iso-freq_45	-0.3314	0.3397	-0.4704	-0.0621	0.2162	0.1094	0.5552	-0.2681	0.0278	-0.1036
Inst_phase	0.6596	0.1730	0.1417	-0.1485	-0.1959	-0.1859	-0.2860	-0.3413	-0.1470	-0.4027
Trace AGC	0.3724	0.5719	0.5205	-0.4543	0.1266	0.0366	-0.0061	0.0983	-0.0563	-0.0689
GradMag	-0.7491	0.1964	0.0881	0.0509	-0.0342	0.3925	-0.1739	0.1737	0.1639	-0.0011
Apparent polarity	0.0751	0.5275	0.3619	-0.3228	-0.0710	0.3659	0.0523	-0.4394	-0.0293	0.2786
Eigenvalue	12.5756	4.5510	3.2667	2.2148	1.4046	1.0755	0.8051	0.5684	0.5257	0.4556
Contribution (%)	43.36	15.69	11.26	7.64	4.84	3.71	2.78	1.96	1.81	1.57
Cumulative Contribution (%)	43.36	59.06	70.32	77.96	82.80	86.51	89.29	91.25	93.06	94.63

W rezultacie przeprowadzonych analiz zredukowano wielowymiarowość zestawu danych z początkowych 29 parametrów sejsmicznych do 6 głównych składowych (*principal components*), zachowując 86,5% informacji, których nośnikiem była 29-wymiarowa przestrzeń.

Uzyskana redukcja wielowymiarowości przestrzeni danych sejsmicznych jest jednak niewystarczająca, aby umożliwić aplikację informacji sterującej przestrzennym rozkładem modelowanej cechy fizycznej ośrodka skalnego w ramach metody geostatystycznego modelowania złóż, tzn. konieczne jest dalsze przetworzenie uzyskanych głównych składowych do jednego meta-atrybutu analizowanego parametru skały zbiornikowej lub też wykorzystanie w formie kokrigingu jednej (pierwszej) głównej składowej (PC1). Przeprowadzone porównanie wyników uzyskiwanych za pomocą obydwu technik implementacji wyników analizy głównych składowych wskazuje, że:

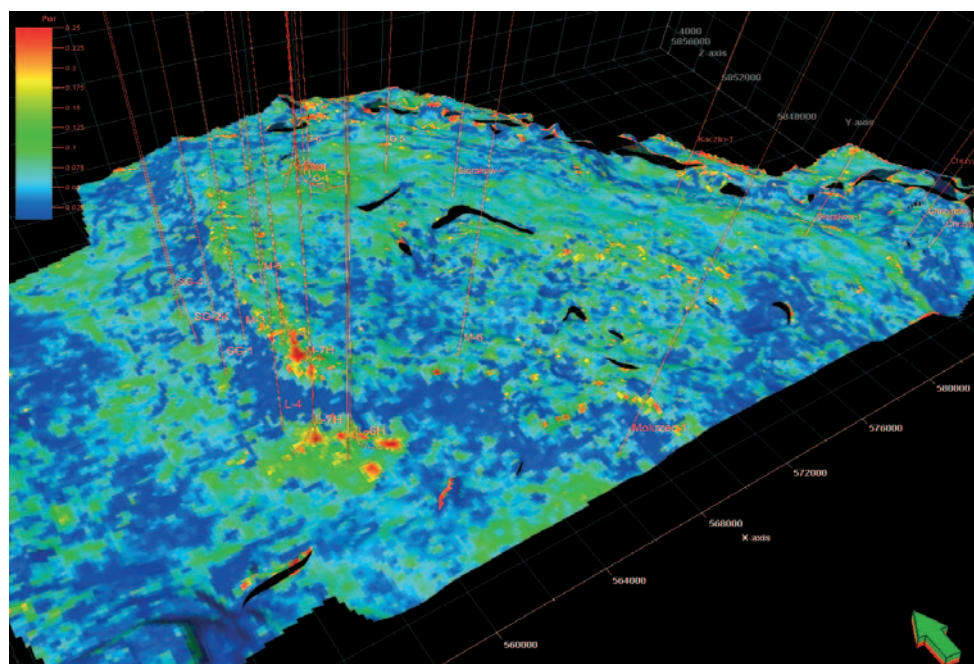
- w sytuacji, gdy jako parametr sterujący rozkładem modelowanej cechy fizycznej skały zbiornikowej wykorzystuje się pierwszą główną składową, korzystniejsze jest wcześniejsze zredukowanie zestawu danych sejsmicznych, przed podjęciem analizy *principal components*, poprzez eliminację części skorelowanych ze sobą danych sejsmicznych oraz tych, które wykazują niski współczynnik korelacji z porowatością – uzyskana w ten sposób pierwsza główna składowa (PC1) odznacza się wyższą wartością współczynnika korelacji z porowatością;
- istnieje także możliwość dalszego przetwarzania uzyskanych w rezultacie zastosowania metody głównych składowych wyników za pomocą sieci neuronowych lub też metodą regresji wielorakiej (stosując początkowe główne składowe jako zmienne objaśniające), które w efekcie prowadzą do uzyskania jednego meta-atrybutu modelowanego parametru petrofizycznego (tu: porowatości).

Stosując wartość współczynnika korelacji z porowatością, jako kryterium oceny meta-atrybutów porowatości otrzymywanych za pomocą wymienionych modyfikacji metodyki PCA, stwierdzono, iż:

- dla traktowanych indywidualnie wyników symultanicznej inwersji sejsmicznej (V_p , Z_p) współczynnik korelacji (wk) z porowatością wynosi ok. $-0,44$;
- korelacja pierwszej głównej składowej uzyskanej z pełnego 29-parametrowego zestawu danych sejsmicznych z porowatością to $wk = 0,46$;
- po eliminacji części parametrów sejsmicznych z pierwotnego zestawu danych współczynnik korelacji pierwszej głównej składowej z porowatością $wk = 0,50$;
- wynik przetworzenia 6 głównych składowych (uzyskanych z przestrzeni 29-wymiarowej) metodą sieci neuronowych w jeden meta-atrybut porowatości pozwala uzyskać $wk = 0,65$.

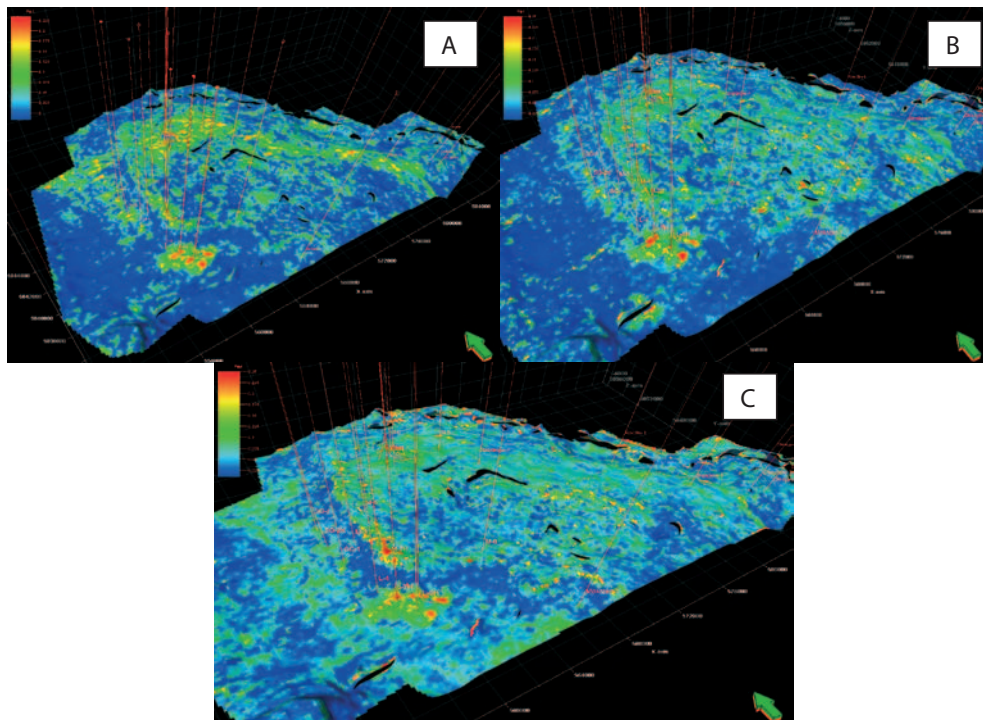
Podane wartości współczynników korelacji odnoszą się do populacji danych porowatości w profilach otworów wiertniczych (uśrednionych w interwałach odpowiadających pionowej rozdzielczości modelu 3D, tj. ok. 2 m) oraz korelowanych z nimi wielkości sejsmicznych, jak też wyników ich przetworzenia w rzeczywistych zakresach ich zmienności (niestandardyzowanych). W procedurze obliczania rozkładów przestrzennych algorytmem sekwencyjnej symulacji Gaussa, ale też często za pomocą krigingu, stosuje się uprzednią normalizację rozkładów danych wejściowych, tak więc wartości współczynników korelacji, jakie w rzeczywistości będą uwzględniać algorytmy obliczeniowe, mogą się nieznacznie różnić od podanych powyżej. Niemniej jednak wartym odnotowania jest fakt, iż w efekcie zastosowania najwydajniejszej odmiany analizy głównych składowych w połączeniu z sieciami neuronowymi uzyskano wzrost wartości współczynnika korelacji meta-atrybutu z porowatością z 0,44 do 0,65.

Poniżej, na rysunku 4.4.3.1, przedstawiono wizualizację przestrzennego rozkładu meta-atrybutu porowatości obliczonego metodą PCA z wykorzystaniem w ostatnim etapie procedury sieci neuronowych.



Rys. 4.4.3.1. Wizualizacja przestrzennego rozkładu meta-atrybutu porowatości opracowanego metodą głównych składowych

Analizując wyniki uzyskane trzema alternatywnymi metodami przekształceń wielowymiarowego zestawu danych sejsmicznych w meta-atrybuty modelowanej cechy fizycznej skały zbiornikowej (porowatości), można zauważyć, że wszystkie metody w podobny sposób odtwarzają ogólny trend zmienności porowatości na obszarze badań, choć występuje też istotne zróżnicowanie charakteru odtwarzania zmienności w skali lokalnej (rys. 4.4.3.2).

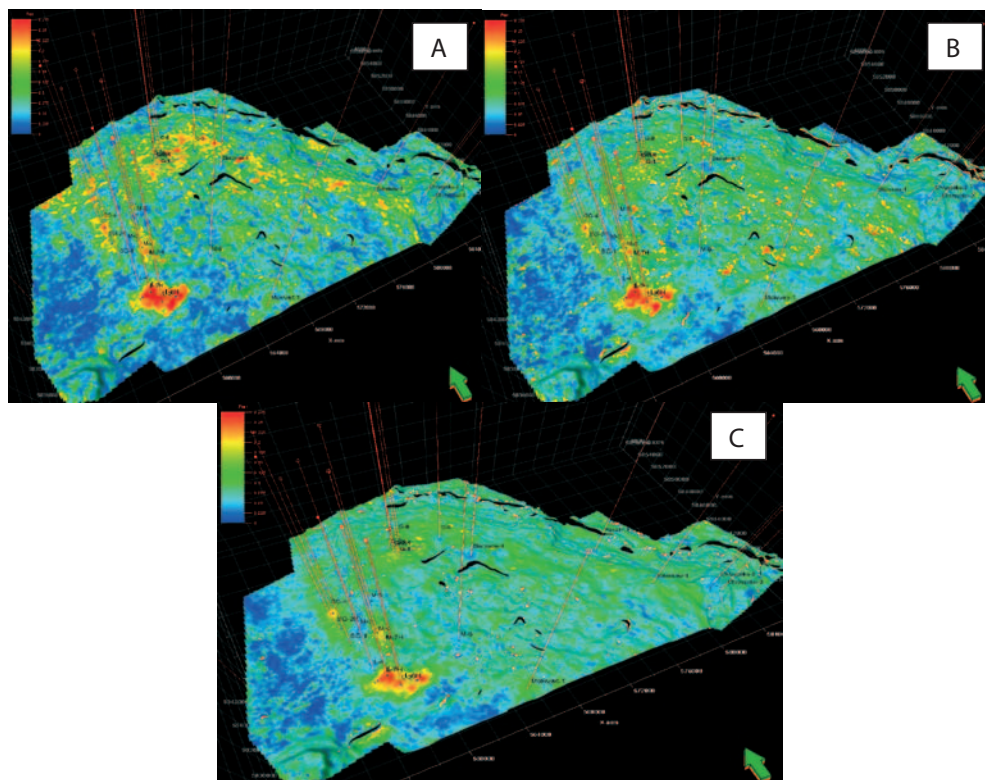


Rys. 4.4.3.2. Porównanie przestrzennych rozkładów meta-atrybutów porowatości opracowanych: A – metodą liniowej regresji wielorakiej; B – estymacji nadzorowanej sieciami neuronowymi; C – metodą głównych składowych

W przypadku zastosowania wartości współczynnika korelacji z porowatością jako kryterium jakości uzyskanego meta-atrybutu najmniej efektywna okazała się być metoda wielorakiej regresji liniowej, dla której uzyskano współczynnik korelacji równy 0,567. W przypadku estymacji nadzorowanej wykonanej sztucznymi sieciami neuronowymi oraz metody głównych składowych uzyskano podobny stopień korelacji meta-atrybutu

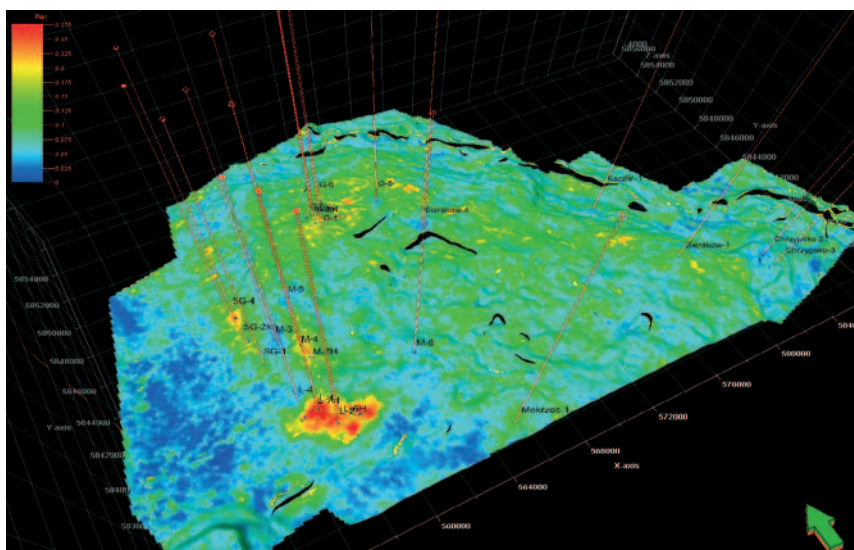
porowatości z otworowymi danymi porowatości, o wartości współczynnika korelacji równej 0,65.

Meta-atrybuty porowatości opracowane za pomocą opisanych powyżej technik przetwarzania wielowymiarowych zestawów danych wykorzystano w przestrzennej interpolacji porowatości na obszarze Półwyspu Grotowa. Estymację rozkładów przestrzennych porowatości zrealizowano, wykorzystując algorytm krigingu oraz stosując, obok danych otworowych, ww. meta-atrybuty porowatości pochodzenia sejsmicznego w opcji kokrigingu. Na rysunku 4.3.3.3 przedstawiono wizualizacje wyników przestrzennego modelowania porowatości, jakie uzyskano, stosując kolejno opracowane rozkłady meta-atrybutów.



Rys. 4.4.3.3. Przestrzenne rozkłady porowatości dolomitu głównego na obszarze Półwyspu Grotowa uzyskane poprzez kokriging z meta-atrybutem opracowanym: A – metodą regresji liniowej; B – techniką estymacji nadzorowanej sieciami neuronowymi; C – metodą głównych składowych (PCA) oraz sieci neuronowych

Dane otworowe, które stanowiły podstawowy zestaw informacji wykorzystywanych przez algorytm obliczeniowy (*primary data*), były przed procesem obliczeniowym poddawane identycznej obróbce statystycznej dla trzech wersji parametru sterującego (definiowanie zakresu zmienności, kształt dystrybucji wartości, analiza anizotropii). Różnice pomiędzy uzyskanymi wynikami są więc wynikiem wpływu wartości parametrów sterujących, które dla każdej z metod przekształcania wielowymiarowego zestawu danych sejsmicznych w meta-atrybut porowatości były nieco różne. W celu zawężenia przedziału niepewności możliwe jest obliczenie średniej arytmetycznej trzech, uzyskanych za pomocą odmiennych metod, przestrzennych rozkładów porowatości (rys. 4.4.3.4).



Rys. 4.4.3.4. Średnia arytmetyczna trzech rozkładów porowatości uzyskanych z wykorzystaniem meta-atrybutów porowatości obliczonych odmiennymi technikami statystycznymi

Wyrażenie wyniku finalnego jako średniej trzech rozkładów przestrzennych ogranicza ryzyko bazowania na rezultatach mniej efektywnej metody, jednakże w analizowanym przykładzie, z uwagi na znaczną zbieżność wyników rozpatrywanych wariantów metodycznych, ryzyko to wydaje się być niewielkie.

Obiektywnym sposobem porównania powyższych rezultatów jest zastosowanie procedury walidacyjnej, w ramach której następuje selektywne wyłączenie z procesu obliczeniowego kolejnych otworów wiertniczych, a następnie jakość wyników mierzona

jest skalą odchyłek pomiędzy modelowanymi i rzeczywistymi wartościami analizowanego parametru [Sowiżdżał 2010, 2012b] (rozdział 5).

4.5. Modelowanie parametrów filtracyjnych i złożowych

Oprócz porowatości, a więc parametru determinującego potencjał akumulacyjny poziomu zbiornikowego i będącego głównym czynnikiem warunkującym wielkość zasobów geologicznych złóż, najczęściej analizowanymi cechami fizycznymi poziomów zbiornikowych są: przepuszczalność (charakteryzująca zdolność poziomu zbiornikowego do przewodzenia mediów złożowych), nasycenie mediami złożowymi poziomu zbiornikowego oraz parametr *net to gross* (N/G – wyrażony w części jednostki iloraz efektywnej i całkowitej objętości poziomu zbiornikowego). Dysponowanie zestawem przestrzennych rozkładów tych parametrów pozwala na pełniejszą interpretację wyników modelowania złożowego i formułowanie wniosków w aspekcie perspektyw poszukiwawczych oraz potencjału zasobowego obszaru prospekcji naftowej.

Najczęściej obserwowany brak bezpośrednich zależności tych parametrów złożowych z danymi sejsmicznymi implikuje konieczność stosowania nieco odmiennych rozwiązań metodycznych w procesie obrazowania ich przestrzennej zmienności.

4.5.1. Model przepuszczalności

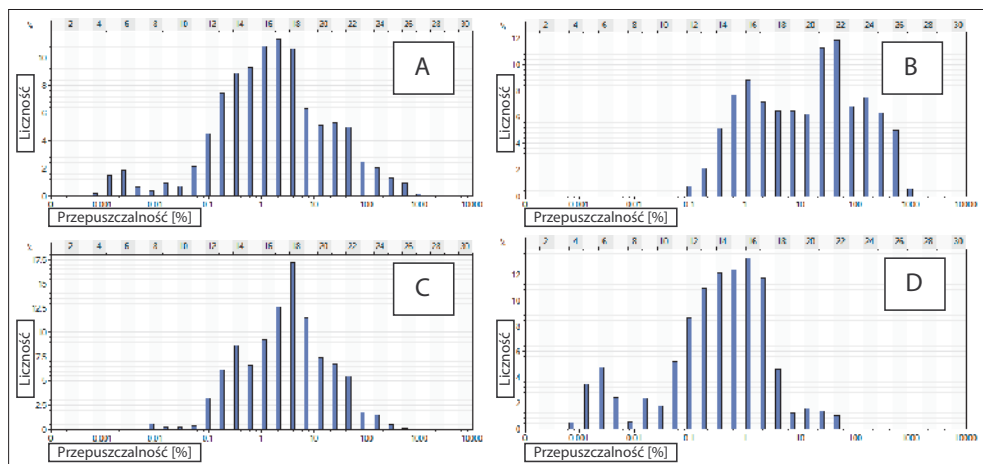
Przepuszczalność, jako parametr określający możliwość przepływu mediów złożowych w poziomie zbiornikowym, stanowi jedną z najistotniejszych cech fizycznych skał zbiornikowych, której znajomość jest niezbędna do prowadzenia symulacji przepływów i prognozowania przebiegu eksploatacji złoża [Deutsch, Journel 1998; Caers 2005]. Niskie wartości przepuszczalności (w niekonwencjonalnych złożach węglowodorów) powodują konieczność stymulacji poziomów zbiornikowych w celu uruchomienia przepływu węglowodorów w kierunku odwiertów, np. poprzez wykonywanie zabiegów szczelinowania hydraulicznego. Zakres wartości, przestrzenna zmienność oraz typ przepuszczalności (międzyziarnowa, szczelinowa) decydują zatem o efektywności ekonomicznej, a niekiedy nawet o opłacalności eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Odzworowanie przepuszczalności strefy złożowej w postaci rozkładu przestrzennego jest więc istotnym wątkiem szeroko rozumianego modelowania złożowego. Zadanie to stanowi znacznie większe wyzwanie niż modelowanie np. porowatości, na co wpływ mają m.in.: mniejszy zasób danych rzeczywistych (wyników pomiarów laboratoryjnych wykonanych na mate-

riale rdzeniowym) przy jednoczesnej niedoskonałości metod interpretacji pełnych profili przepuszczalności w oparciu o dane geofizyki wiertniczej, zdecydowanie większa zmienność przepuszczalności (rzęd wielkości wartości przepuszczalności w obrębie tego samego poziomu zbiornikowego może się zmieniać od nanodarcy do darcy), niejednokrotnie (zwłaszcza w przypadku kolektorów węglanowych) obecność naturalnej szczelinowatości poziomu zbiornikowego, brak korelacji przepuszczalności z wynikami przetworzenia danych sejsmicznych [Deutsch, Journel 1998; Caers 2005; Doyen 2007; Zakrevsky 2011].

Niemожność bezpośredniego stosowania danych sejsmicznych w procesie obrazowania przestrzennej zmienności przepuszczalności powoduje, że często stosowane jest podejście dwuetapowe, w ramach którego na podstawie danych sejsmicznych konstruowany jest model porowatości, a następnie, w sytuacji istnienia zależności pomiędzy porowatością i przepuszczalnością, wykorzystuje się przestrzenny rozkład porowatości jako parametr sterujący przestrzenną dystrybucją wartości przepuszczalności.

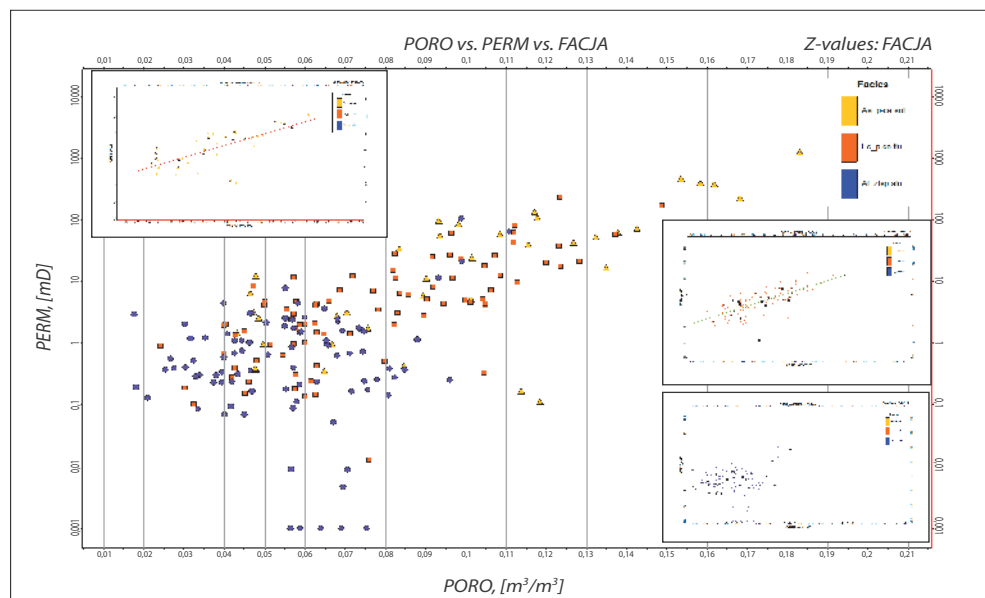
W niniejszej publikacji zaprezentowano dwa warianty metodyczne modelowania przepuszczalności dostosowane do charakteru skały zbiornikowej i rodzaju relacji istniejących pomiędzy wykształceniem facjalnym, porowatością i przepuszczalnością.

Model przepuszczalności utworów czerwonego spągowca w rejonie złożowym Paproć–Cicha Góra skonstruowany został w osnowie modelu facjalnego. Obserwuje się bowiem znaczne zróżnicowanie wartości przepuszczalności w wydzielonych poziomach facjalnych (rys. 4.5.1.1); analogiczną zależność obserwowano także dla porowatości (rys. 4.2.2.2 – rozdział 4.2.2).



Rys. 4.5.1.1. Histogramy przepuszczalności poziomu zbiornikowego złoża Paproć–Cicha Góra odpowiednio dla: A – całego interwału czerwonego spągowca górnego; B – piaskowców eolicznych; C – piaskowców fluwialnych; D – zlepieńców aluwialnych

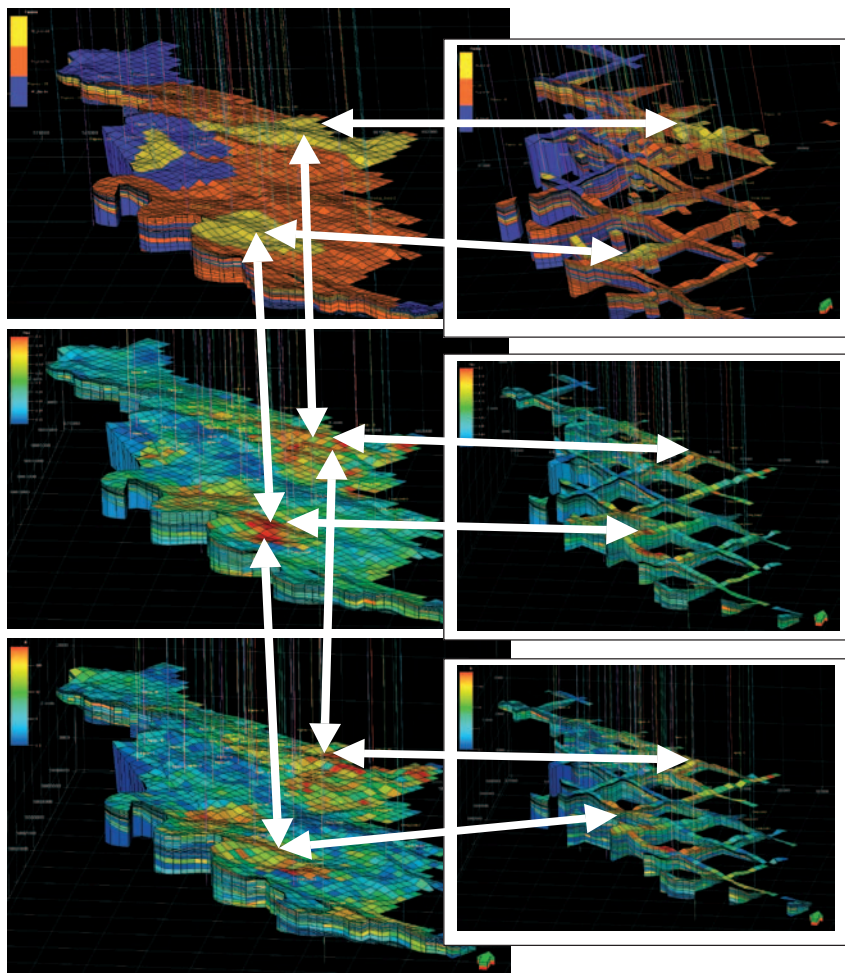
Znaczna zmienność porowatości i przepuszczalności pomiędzy wydzielonymi typami litofacjalnymi jest też przyczyną odmiennych relacji pomiędzy tymi parametrami w interwałach występowania poszczególnych zespołów facjalnych. Dla piaskowców eolicznych i piaskowców fluwialnych występuje wysoka korelacja logarytmu dziesiętnego przepuszczalności z parametrem porowatości, o współczynniku korelacji równym odpowiednio 0,72 i 0,7. Jednocześnie dla facji zlepieńców aluwialnych brak jest zależności przepuszczalności od porowatości (współczynnik korelacji równy 0,1) (rys. 4.5.1.2).



Rys. 4.5.1.2. Wykres zależności logarytmu dziesiętnego przepuszczalności od porowatości w wydzielonych typach litofacjalnych (punkty oznaczone kolorem żółtym – piaskowce eoliczne, pomarańczowym – piaskowce fluwialne, fioletowym – zlepieńce aluwialne); pomniejszone wykresy – indywidualnie dla każdej z facji

Wnioski poczynione na etapie geostatystycznej analizy danych sedymentologicznych, porowatości i przepuszczalności skłoniły autora do zastosowania podejścia metodycznego zoptymalizowanego względem charakteru skały zbiornikowej. Model przepuszczalności osadzony został w przestrzennym rozkładzie facjalnym, tzn. dla trzech wydzielonych litofacji indywidualnie definiowano charakterystykę geostatystyczną przepuszczalności oraz stosowano odmienne parametry procesu obliczeniowego. Istnienie korelacji przepuszczalności z porowatością w interwałach występowania facji eolicznej i fluwialnej umożliwiło wykorzystanie przestrzennego rozkładu porowatości w analizie wariograficznej oraz obliczenie

przestrzennego rozkładu przepuszczalności przy zastosowaniu modelu porowatości jako parametru sterującego przestrzenną zmiennością przepuszczalności w tych poziomach facjalnych. Wyniki ilustruje rysunek 4.5.1.3.

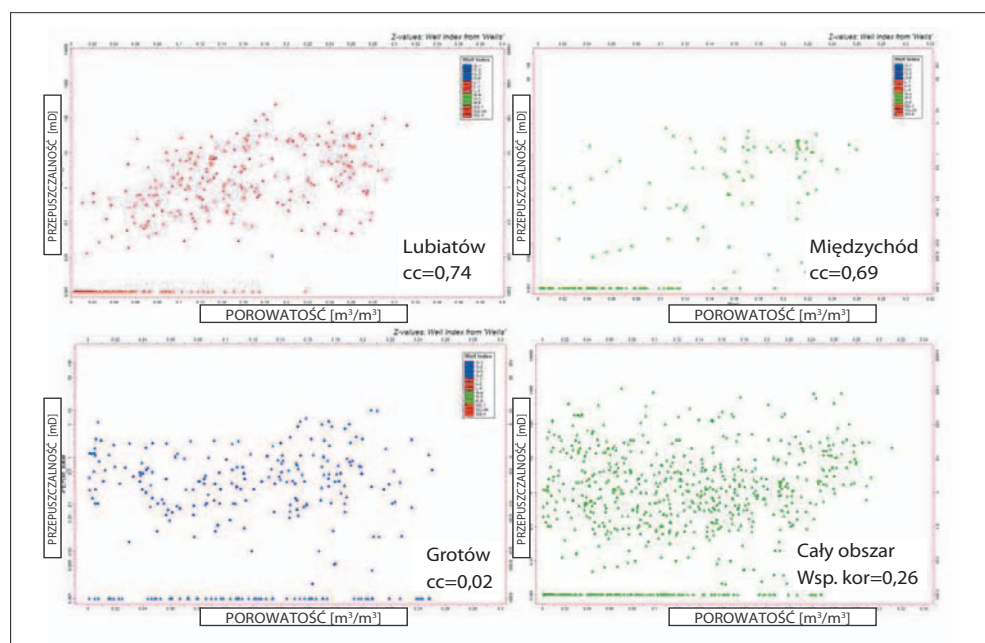


Rys. 4.5.1.3. Wizualizacja przestrzennego modelu przepuszczalności (na dole) dla złoża Paproć-Cicha Góra na tle rozkładów: litofacjalnego (na górze) i porowatości (w środku)

Zastosowana metoda modelowania przepuszczalności poprzez wykorzystanie modelu porowatości odtwarza charakter zmienności obserwowany dla porowatości i jednocześnie wynikający z przestrzennego modelu facjalnego (rys. 4.5.1.3). Z kolei fakt aplikacji danych

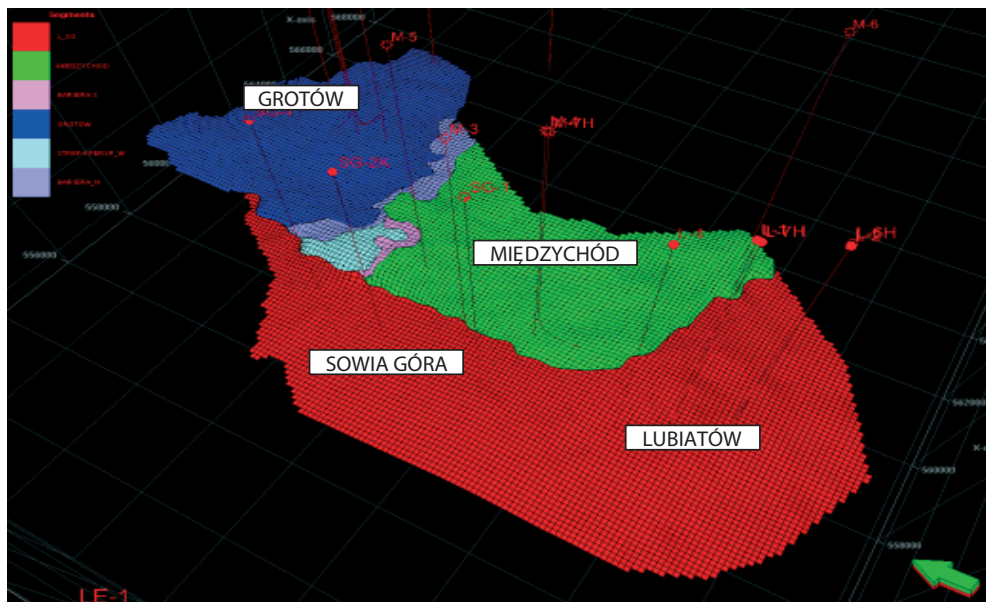
sejsmicznych w procesie modelowania porowatości powoduje, że w modelu przepuszczalności, pośrednio i w pewnym stopniu, odtworzony został także charakter obserwowany na danych sejsmicznych. Podejście sekwencyjne umożliwiło zachowanie spójności modelu pomiędzy wykształceniem facjalnym poziomu zbiornikowego oraz wartościami porowatości i przepuszczalności, czego odzwierciedleniem jest współwystępowanie utworów eolicznych ze strefami o podwyższonej porowatości i przepuszczalności (rys. 4.5.1.3).

W zaprezentowanym poniżej przykładzie modelowania przepuszczalności utworów dolomitu głównego w obszarze złożowym LMG z uwagi na charakter sedimentologiczny poziomu zbiornikowego i wyniki analizy geostatystycznej zastosowano nieco odmienne podejście metodyczne. Dla części obszaru obejmującej odwierty zlokalizowane w strefach akumulacji Lubiatów–Sowia Góra oraz Międzychód stwierdzono istnienie wyraźnej korelacji przepuszczalności z porowatością, natomiast w strefie Grotów współczynnik korelacji tych zmiennych jest bliski 0. Efektem tego zróżnicowania jest niska wartość współczynnika korelacji także dla całościowo rozpatrywanego zbioru danych porowatości i przepuszczalności (rys. 4.5.1.4).



Rys. 4.5.1.4. Wykresy zależności przepuszczalności od porowatości dla poszczególnych rejonów obszaru złożowego LMG. Zwraca uwagę silne zróżnicowanie wartości współczynnika korelacji pomiędzy porowatością i przepuszczalnością dla sąsiednich obiektów złożowych w tej samej formacji zbiornikowej

W świetle wniosków płynących z analizy korelacyjnej dokonano podziału obszaru badań (rys. 4.5.1.5) na regiony odpowiadające strefom występowania akumulacji Lubiatów–Sowia Góra (kolor czerwony), Międzychód (kolor zielony) i złoża Grotów (granatowy). Wydzielenie stref charakteryzujących się odmienną relacją porowatości i przepuszczalności umożliwiło indywidualne sterowanie procesem obliczeniowym w poszczególnych regionach obszaru badań.

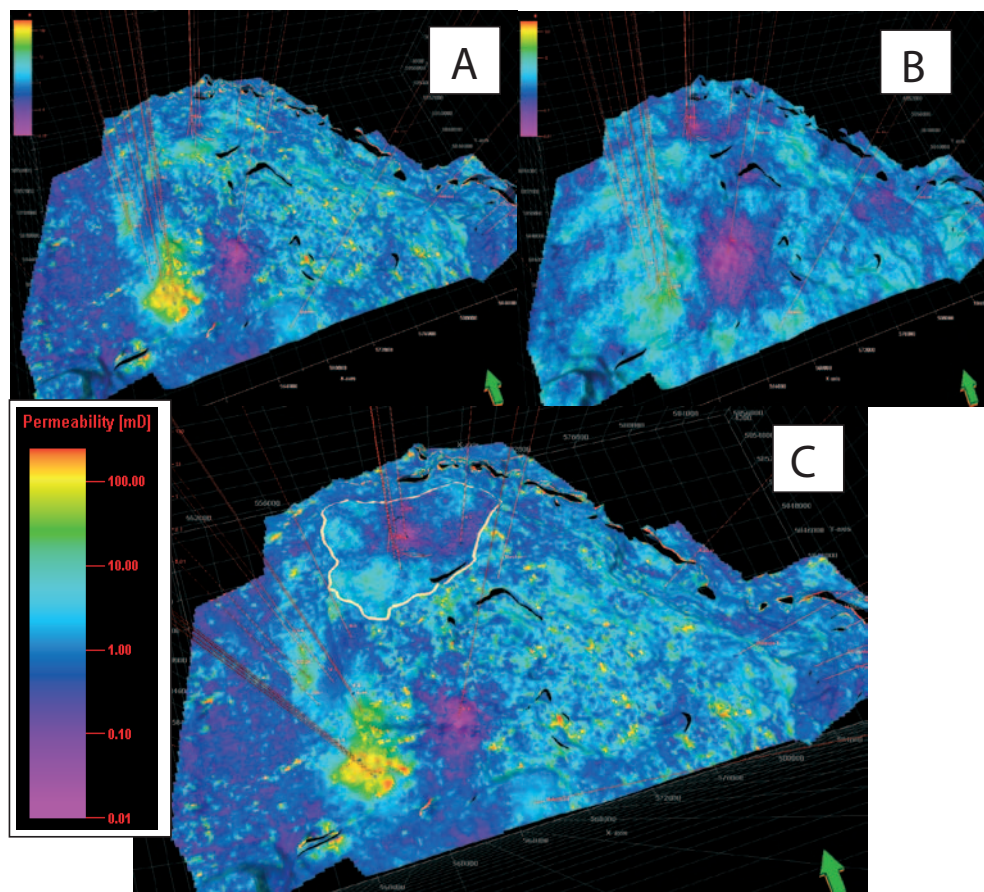


Rys. 4.5.1.5. Podział obszaru badań na regiony związane z akumulacjami węglowodorów LMG

Wyniki analizy korelacyjnej przepuszczalności jako funkcji porowatości wskazują na celowość wykorzystania opracowanego uprzednio przestrzennego modelu porowatości w procesie odtwarzania zmienności przepuszczalności dla obszarów związanych z występowaniem akumulacji Lubiatów–Sowia Góra oraz Międzychód oraz brak zasadności stosowania powyższej procedury dla obszaru występowania złoża Grotów.

W związku z powyższym zastosowano następujące, zoptymalizowane podejście metodyczne: w pierwszym etapie obliczono przestrzenny rozkład przepuszczalności dla całego obszaru objętego analizą, stosując założenia dedykowane obszarowi występowania korelacji pomiędzy przepuszczalnością a porowatością. Wykorzystano algorytm kriginu, stosując w opcji kokriginę przestrzenny model porowatości jako parametr sterujący rozkładem przepuszczalności oraz definiując wartość współczynnika korelacji pomiędzy tymi

grupami danych jako średnią uzyskaną dla otworów Lubiaków–Sowia Góra–Międzychód. Efektem jest przestrzenny model przepuszczalności (rys. 4.5.1.6A), który na obszarze złoża Grotów cechuje się występowaniem zawyżonych wartości przepuszczalności (wynika to ze stosunkowo wysokiej porowatości na tym obszarze oraz przyjętej zależności przepuszczalności od porowatości), co jest sprzeczne z wynikami interpretacji testów otworowych, jak również dostępnymi wynikami pomiarów laboratoryjnych.



Rys. 4.5.1.6. Etapy modelowania przepuszczalności w obszarze złożowym LMG: A – rozkład uzyskany z wykorzystaniem profili otworowych, przepuszczalności i relacji przep. vs. poro.; B – wynik uśrednienia 10 realizacji procesu symulacyjnego algorytmem sekwencyjnej symulacji Gaussa (wykorzystano tylko dane otworowe przepuszczalności); C – wynik ostateczny – efekt zespolenia wyników uzyskanych obydwoma metodami. Biały poligon – strefa oddziaływania założeń zdefiniowanych dla złoża Grotów

W konsekwencji wykonano korektę tej części modelu przestrzennego poprzez realizację symulacji sekwencyjnej (algorytm *sequential Gaussian simulation*) dla całego obszaru badań, wykorzystując jedynie dane otworowe przepuszczalności (bez wpływu rozkładu porowatości na wynik procesu obliczeniowego). Proces symulacyjny powtórzono 10-krotnie, a następnie obliczono średnią geometryczną 10 realizacji. Wynik tego etapu prac nad modelem przepuszczalności przedstawiono na rysunku 4.5.6B. Definiując proces obliczeniowy według założeń dla Grotowa, wybrano algorytm stochastyczny ze względu na zdecydowanie większe zróżnicowanie wartości przepuszczalności i związaną z tym większą niepewność, jaką obarczona jest prognoza tego parametru w strefie akumulacji Grotów.

O ile w okolicy otworów Grotów obserwuje się występowanie wartości przepuszczalności zbliżonych do wyników testów otworowych ($0,1 \div 1$ mD), o tyle dla pozostałej części obszaru, w szczególności dla złoża Lubiatów, wynik modelowania przepuszczalności jest zaniżony w stosunku do wyników uzyskanych w trakcie testowania otworów.

Kończącą procedurą omawianej metodyki, która zapewniła możliwie najbardziej wiarygodne odtworzenie przestrzennej zmienności przepuszczalności na całym obszarze badań, było scalenie dwóch wersji modelu uzyskanych za pomocą odmiennych technik obliczeniowych w taki sposób, aby dla każdego z obszarów w finalnym rozkładzie przestrzennym przepuszczalności wyniki były efektem zastosowania metodyki lepiej dostosowanej do tego obszaru (rys. 4.5.1.6C).

Zespolenie, z wyborem rozkładu docelowego dla obszarów Grotów i pozostałej części obszaru badań, zrealizowano poprzez przepisanie wartości (opcja *assign values*) z modelu konstruowanego wg założeń dla Grotowa, wewnątrz poligonu wyznaczającego strefę złoża Grotów, do modelu konstruowanego dla obiektów Lubiatów–Sowia Góra i Międzychód (z wykorzystaniem korelacji porowatość–przepuszczalność) (rys. 4.5.1.5).

Innym możliwym rozwiązaniem mogłoby być aplikowanie współczynnika korelacji pomiędzy porowatością i przepuszczalnością (w procesie definiowania procesu obliczeniowego procedurą kokrigingu) w formie map lub modeli przestrzennych, konstruowanych na podstawie wartości obliczonych indywidualnie dla każdego z otworów – w takim wariancie w rejonie, gdzie nie występuje zależność przepuszczalności od porowatości, mapa lub rozkład współczynnika korelacji przyjmowałyby wartości bliskie 0, w związku z czym wpływ rozkładu porowatości na finalny model przepuszczalności byłby w tej strefie obszaru wyeliminowany.

Znacznie trudniejszą w zastosowaniu jest technika wskaźnikowa (sekwencyjna symulacja wskaźnikowa), stosowana najczęściej w modelowaniu facjalnym, polegająca na: 1) podziale dystrybucji wartości przepuszczalności na klasy i indywidualnym modelowaniu wariogramów wskaźnikowych dla wydzielonych klas; 2) transformacji dystrybucji porowatości do parametru wskaźnikowego (dyskretnego, kategoriowego) z zastosowaniem wykresu krzyżowego porowatości i przepuszczalności; 3) kalibracji przepuszczalności z porowatością

indywidualnie dla każdej z wydzielonych klas przepuszczalności; 4) wykonaniu interpolacji przestrzennej algorytmem sekwencyjnej symulacji wskaźnikowej [Deutsch 2002].

Przedstawione metody modelowania przepuszczalności, w przypadku występowania znacznej intensywności naturalnej szczelinowatości poziomów zbiornikowych, mogą okazać się niewystarczające do odtworzenia występującej w takich sytuacjach ekstremalnie wysokiej heterogeniczności parametru przepuszczalności. Dla tego typu obiektów złożowych stosowana jest metodyka uwzględniająca dystrybucję i kierunki propagacji szczelin. Proces identyfikacji szczelin oraz wyznaczania dominujących kątów upadu i azymutów upadu systemów szczelin realizowany jest na podstawie profilowania ścian otworów wiertniczych (CAST, FMI, XRMI). Wyniki tego etapu integrowane są z danymi sejsmicznymi (poprzez parametr intensywności zeszczelinowania) w procesie konstrukcji przestrzennych modeli rozmieszczenia systemów szczelin obecnych w poziomie zbiornikowym (*discrete fracture network*). Model sieci szczelin poddawany jest parametryzacji, której efektem są przestrzenne rozkłady przepuszczalności pionowej i poziomej oraz model porowatości systemów szczelin odniesionych do objętości bloków modelu 3D [Singh i in. 2008; Fracture... 2009; Sowiżdżał, Stadtmüller 2010a; Aszkenazy i in. 2012; Souche i in. 2012].

Podsumowując zagadnienie modelowania przepuszczalności poziomu zbiornikowego, warto nadmienić, że ze względu na wyższą skalę trudności związanych z konstrukcją przestrzennych rozkładów przepuszczalności zazwyczaj są one obciążone znacznie większą niepewnością, niż ma to miejsce w przypadku modeli porowatości. Z tego m. in. względu model przepuszczalności powinien być kalibrowany wynikami testów otworowych, będących nośnikiem informacji o „globalnej” wartości przepuszczalności w całym interwale opróbowania w zasięgu oddziaływania testowanego/opróbowywanego otworu. Szersze możliwości kalibracji modeli przepuszczalności umożliwiają profile produkcyjne odwierć (production logs), które obrazują udział poszczególnych interwałów udostępnionej miąższości poziomu zbiornikowego w całkowitej produkcji otworu wiertniczego.

4.5.2. Model nasycenia mediami złożowymi

Znajomość rozkładu nasycenia przestrzeni porowej mediami złożowymi (gaz / ropa / woda złożowa) stanowi istotny element szacowania zasobów złóż, jak również planowania efektywnej eksploatacji. Przedstawiona metoda geostatystycznego modelowania złożowego w zagadnieniach prognozy nasycenia odnosi się do sytuacji obiektów złożowych o potwierdzonej obecności węglowodorów, zaś przedmiotem predykcji jest zmienność udziału wypełnienia przestrzeni porowej przez węglowodory (ropę i/lub gaz) i wodę złożową. Odmienną kategorię stanowią metody identyfikacji potencjalnych, nierozwierconych akumulacji węglowodorów, bazujące głównie na cechach zapisu sejsmicznego.

Przestrzenne rozkłady nasycenia mediami złożowymi poziomów zbiornikowych (najczęściej wyrażone w postaci nasycenia wodą złożową, S_w – *water saturation*) konstruowane są na podstawie wyników interpretacji profilowań geofizyki wiertniczej, w tym zidentyfikowanych głębokości położenia konturu wody złożowej. Możliwości zastosowania danych sejsmicznych są ograniczone ze względu na niższą wrażliwość zapisu sejsmicznego na zmiany charakteru nasycenia przestrzeni porowej, niż ma to miejsce w przypadku takich właściwości formacji geologicznych jak typ litologiczny czy też porowatość.

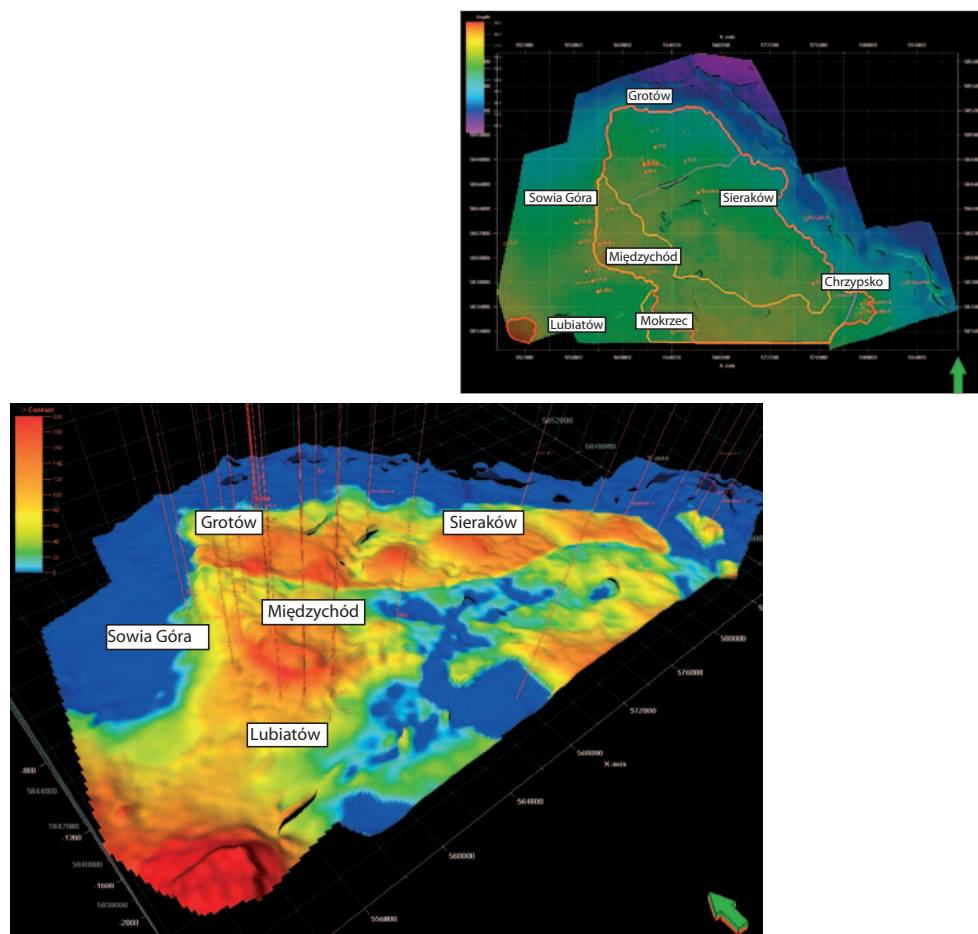
Problematykę obrazowania tego parametru przedstawiono na przykładzie obszaru złożowego LMG w poziomie zbiornikowym dolomitu głównego.

Z metodycznego punktu widzenia zastosowano podejście deterministyczne, głównie w sensie czynionych założeń, ale jednocześnie szeroko wykorzystując metody statystycznej analizy i przetwarzania danych. Determinizm przejawia się w odniesieniu do wyznaczonych głębokości konturów wody złożowej, przyjęcia granic rozdziału stref o jednakowych głębokościach położenia zwierciadła wody złożowej, a także aplikacji trendu 3D definiującego zmienność wodonasycenia w strefie okołokonturowej. Statystyczne podejście polega na wykorzystaniu w II etapie procedury obliczeniowej zależności nasycenia wodą złożową od porowatości w strefie nasyconej węglowodorami.

Jako dane wejściowe wykorzystano wyniki interpretacji danych geofizyki otworowej w postaci parametru nasycenia wodą złożową (dostępne dla 28 odwiertów) oraz wyniki opróbowania i testów otworowych.

Podstawową trudność wyznaczenia przestrzennego rozkładu nasycenia wodą złożową na omawianym obszarze stanowiła zróżnicowana głębokość występowania konturu wody złożowej interpretowana na podstawie ww. rodzajów danych. Posiada to o tyle istotne znaczenie w kontekście konstruowania przestrzennego rozkładu nasycenia mediami złożowymi, że na podstawie tych głębokości obliczany jest, wykorzystywany roboczo, parametr definiujący wysokość kolumny węglowodorów na obszarze objętym analizą, liczony od poziomu wody złożowej (ang. *above contact*). Przestrzenny rozkład tego parametru wykorzystywany jest z kolei jako trend zmienności nasycenia w strefie okołokonturowej, tzn. od głębokości położenia konturu (dla wartości S_w około 0,5) do pełnego wodonasycenia oraz ku górze do całkowitego (abstrahując od wody związanej) nasycenia węglowodorami.

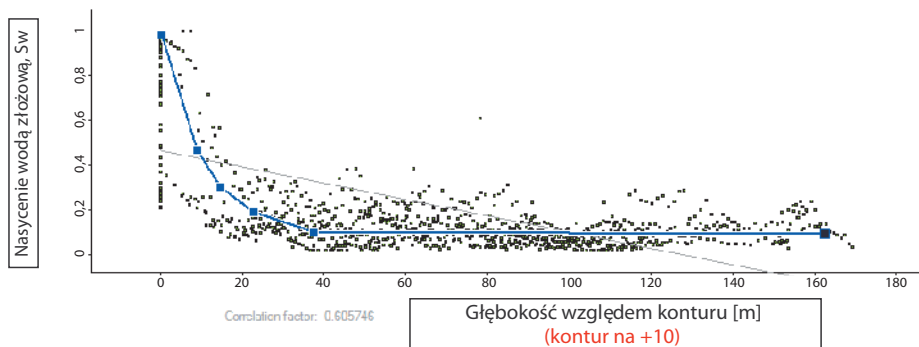
W celu obliczenia wysokości kolumny węglowodorów na obszarze występowania zmiennych głębokości konturów wody złożowej – dokonano podziału powierzchni objętej modelowaniem złożowym na strefy o jednakowych głębokościach zwierciadła wody złożowej. Schematyczny szkic obrazujący założenie, jakie przyjęto odnośnie do rozdziału obszaru badań na ww. strefy, przedstawia rysunek 4.5.2.1 (górną część). Na zaprezentowanej poniżej wizualizacji przestrzennego rozkładu parametru *above contact* ewidentnie zaznacza się wpływ przyjętych granic rozdziału obszaru badań na strefy o odmiennych głębokościach położenia zwierciadła wody złożowej.



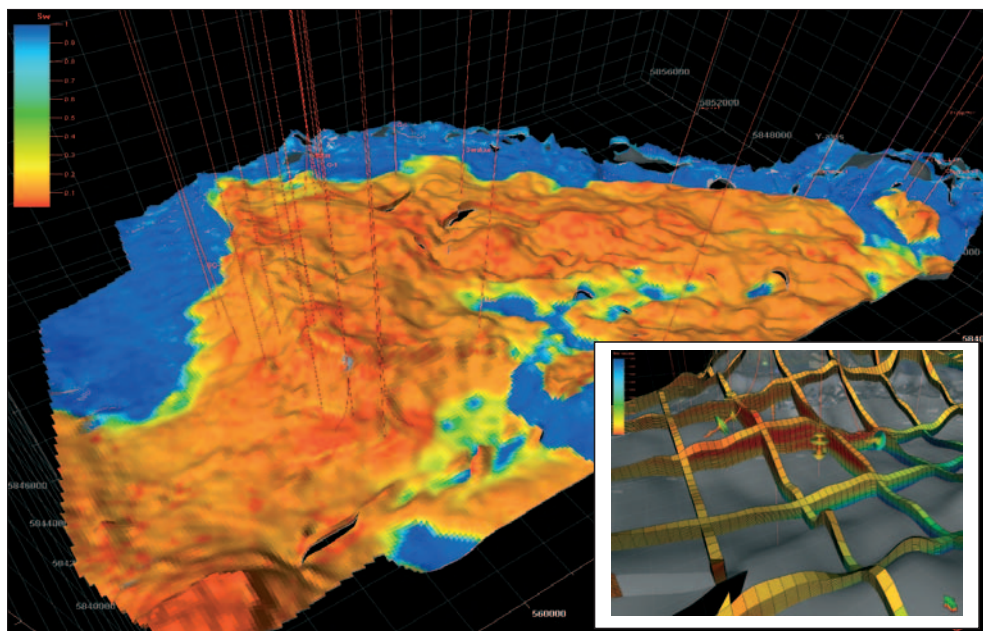
Rys. 4.5.2.1. Obszar złożowy LMG; powyżej – szkic podziału obszaru badań na strefy jednakowych głębokości położenia konturu wody złożowej; poniżej – rozkład parametru obrazującego wysokość położenia węglowodorów nad konturem wody złożowej

Proces konstrukcji przestrzennego rozkładu nasycenia wodą złożową został zrealizowany za pomocą kilkietapowej procedury [Sowiżdżał i in. 2011]. W pierwszym etapie obliczono przestrzenny rozkład nasycenia wodą złożową, wykorzystując otworowe profile S_w oraz narzucając, w formie trendu 3D, model przestrzenny obrazujący wysokość kolumny węglowodorów (*above contact*). Parametr ten determinuje zmienność nasycenia wodą złożową w przedziałach głębokościowych odpowiadających głębokości występowania konturu wody złożowej (rys. 4.5.2.2). (Ze względu na fakt, że parametr *above contact* przy-

muje wartości ≥ 0 , uniemożliwia tym samym sterowanie rozkładem S_w poniżej konturu przyjmowanego dla wartości S_w równej ok. 0,5, gdyż dla przedziału nasycenia wodą 0,5÷1 wartość tego parametru jest niezmiennie równa 0. Dokonano więc transformacji do postaci *above contact*–10 m, tak aby wartość 0 odpowiadała głębokości 10 m poniżej konturu).



Rys. 4.5.2.2. Wykres zależności nasycenia wodą złożową (dane otworowe) od położenia względem konturu wody złożowej

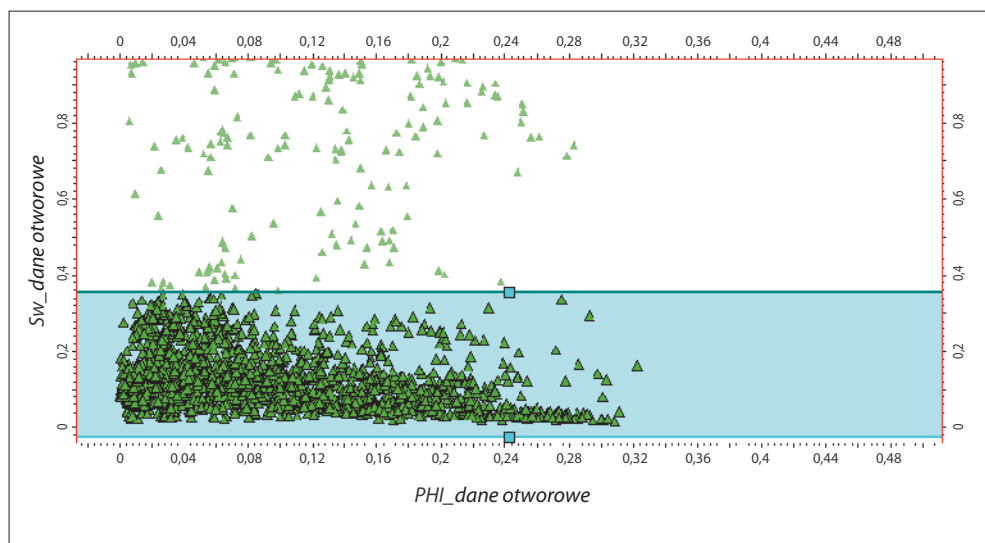


Rys. 4.5.2.3. Przestrzenny rozkład nasycenia wodą złożową (S_w) – wynik pierwszego etapu procedury modelowania parametru S_w poziomu zbiornikowego

Definiując trend zmienności wodonasyenia w kierunku pionowym, przyjęto, iż dla wartości *above contact*–10 równej 0 – S_w przyjmuje wartość 1, zaś przy wartości *above contact*–10 równej ok. 20 m (a więc odpowiadającej wysokości 10 m powyżej konturu) zanika tendencja spadku wartości nasycenia wodą złożową wraz ze wzrostem wartości parametru sterującego. Aplikacja zdefiniowanego powyżej trendu w procesie interpolacji otworowych wartości S_w , realizowanej za pomocą algorytmu krigingu, pozwoliła na uzyskanie pierwszego przybliżenia rozkładu nasycień na obszarze badań (rys. 4.5.2.3).

Wadą rozkładu nasycenia wodą złożową uzyskanego za pomocą powyższej zależności jest zawyżenie i zawężenie przedziału zmienności („wygładzenie”) modelowanego parametru w przedziale głębokościowym powyżej 10 m nad konturem wody złożowej, spowodowane oddziaływaniem aplikowanego trendu, czego efektem jest koncentracja wartości S_w w tym przedziale głębokościowym wokół linii trendu.

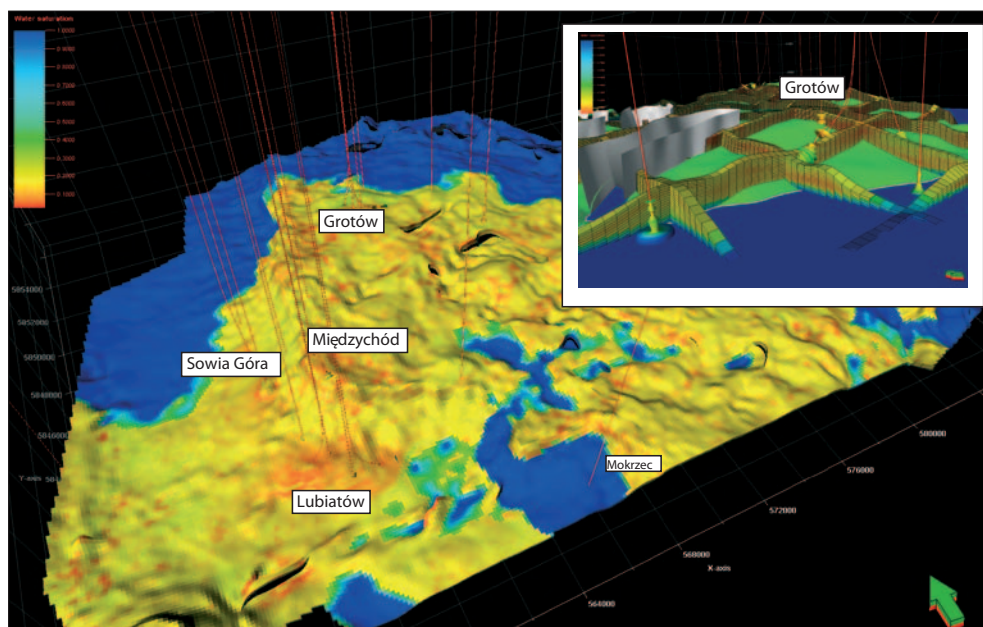
Korektę tego stanu rzeczy wprowadzono poprzez obliczenie drugiego rozkładu nasycenia wodą złożową, tym razem nie uwzględniając położenia bloków modelu względem głębokości konturu wody złożowej. W tym etapie procedury zastosowano, w formie parametru sterującego rozkładem wartości modelowanego parametru, przestrzenny model porowatości, wykorzystując istniejącą ujemną korelację porowatości z nasyceniem wodą złożową o wartości współczynnika korelacji równej $-0,37$, przy znacznej liczbie punktów kalibracyjnych, co pozwala uznać tę zależność za istotną (rys. 4.5.2.4).



Rys. 4.5.2.4. Wykres zależności nasycenia wodą złożową od porowatości w strefie nasyconej węglowodorami

Jak wynika z wykresu zamieszczonego na rysunku 4.5.2.4, zależność ta występuje jedynie w przedziale wartości S_w do około 0,4, a więc w strefie złoża nasyconej węglowodorami. Ponadto w tak obliczonym rozkładzie S_w nie uzyskuje się pełnego wodonasycenia ($S_w=1$), ze względu na niską licznosc punktów o wysokich wartościach S_w , a więc dla tych interwałów w profilach otworów wiertniczych, gdzie zinterpretowane zostało pełne nasycenie solanką.

W efekcie obliczeń przeprowadzonych w II etapie procedury modelowania nasycenia poziomu zbiornikowego mediami złożowymi dla przedziału zmienności S_w $0 \div 0,4$, a więc w przybliżeniu do głębokości odpowiadającej wysokości 10 m nad konturem wody złożowej, uzyskano wiarygodniejsze odtworzenie zmienności nasycenia wodą złożową. W interwale zalegającym poniżej, a więc w strefie okołokonturowej i poniżej konturu, wiarygodniejszy jest wynik zastosowania metodyki bazującej na przestrzennym trendzie zmian wodonasycenia wyrażonym jako wysokość kolumny węglowodorów (*above contact*).



Rys. 4.5.2.5. Wizualizacja finalnego rozkładu nasycenia wodą złożową na obszarze złożowym LMG – efekt scalenia wyników dwóch etapów procesu modelowania

Finalnym etapem odtworzenia przestrzennego rozkładu zmienności parametru S_w było połączenie wyników obydwu etapów powyżej opisywanej procedury w taki sposób, aby:

- dla przedziału głębokości większych niż 10 m powyżej konturu obowiązywał wynik uzyskany za pomocą I etapu procedury (z aplikacją parametru wysokości kolumny węglowodorów jako trendu definiującego zmienności nasycenia);
- dla przedziału głębokości mniejszych niż 10 m powyżej konturu (strefa nasycenia węglowodorami) uzyskać odtworzenie S_w poprzez kokriging nasycenia z porowatością jako parametrem ujemnie skorelowanym.

Przedstawione w niniejszym rozdziale metody jakościowego i ilościowego opisu poziomów zbiornikowych węglowodorów stosowane są też do odtworzenia przestrzennej zmienności innych cech fizycznych formacji geologicznych, istotnych z punktu widzenia poszukiwań, zagospodarowywania oraz eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Dla części z tych parametrów, np. dla zailenia, wykorzystywane są warianty metodyczne analogiczne do przedstawionych powyżej. W przypadku innych właściwości, do których można zaliczyć np. zawartość substancji organicznej w poziomie macierzystym (TOC), uwzględniany jest też wpływ odpowiednich procesów geochemicznych. Osobną kategorię stanowią parametry obliczane poprzez matematyczne transformacje przestrzennych rozkładów innych właściwości. Przykładem są np. przestrzenne rozkłady *net to gross*, definiujące udział efektywnej, w stosunku do całkowitej, objętości poziomu zbiornikowego, obliczane najczęściej na bazie modeli porowatości, przepuszczalności oraz zailenia.

5. Walidacja wyników statycznego, przestrzennego modelowania złożowego

Naturalną konsekwencją prowadzenia wielowątkowych rozważań na temat stosowania różnorodnych narzędzi i technik geostatystycznej analizy danych (rozdział 3) oraz wykorzystywania różnorodnych algorytmów interpolacyjnych, ich wariantów i form implementacji danych sejsmicznych (rozdział 4) powinna być refleksja odnośnie do jakości wyników uzyskiwanych za ich pomocą. Ten etap prac nad statycznymi modelami złożowymi często traktowany jest pobieżnie lub zostaje wręcz zignorowany. Jednakże z uwagi na skalę niejednoznaczności napotykaną w predykcji właściwości zbiornikowych ilościowa walidacja wyników modelowania złożowego powinna być nieodzownym elementem weryfikacji zastosowanych schematów postępowania oraz poczynionych założeń.

Kolejne dwa rozdziały niniejszej rozprawy poświęcone zostały zagadnieniom oceny jakości uzyskiwanych wyników modelowania złożowego oraz analizie skali niepewności, jaką obarczone są obliczenia parametrów objętościowych przeprowadzane na podstawie modeli złożowych.

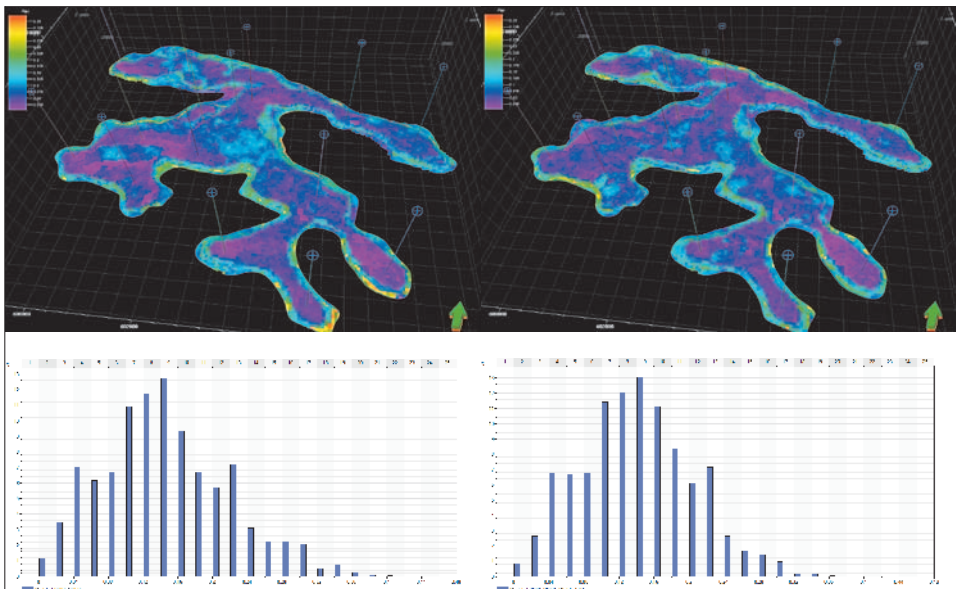
Proces prowadzący do odtworzenia charakterystyki zbiornikowej złóż obejmuje wiele powiązanych ze sobą etapów akwizycji, przetwarzania oraz interpretacji wyników kilku typów pomiarów wykonanych w różnych skalach i odznaczających się odmienną precyzją metody pomiarowej. W zaprezentowanym poniżej przykładzie (przestrzennego rozkładu porowatości) efekt każdego z etapów prowadzących do wyniku finalnego obarczony jest błędem wynikającym zarówno z niedokładności metody pomiarowej, jak też z interpretacji wyników pomiarów. W rezultacie wyniki modelowania parametrów zbiornikowych obarczone są błędem będącym superpozycją błędów etapów pośrednich oraz niedokładności metody konstrukcji przestrzennych rozkładów parametrycznych.

Problematyka walidacji wyników modelowania złożowego zilustrowana została przykładem analizy rzeczywistego zestawu danych i wyników modelowania porowatości utworów wapienia cechstyńskiego złoża gazu ziemnego Brońsko.

5.1. Analiza porównawcza wyników uzyskiwanych za pomocą odmiennych metod modelowania złożowego

Wyniki modelowania przestrzennych rozkładów porowatości uzyskane dla identycznego zestawu danych przy zastosowaniu odmiennych wariantów metodycznych interpolacji przestrzennej porównano w celu określenia skali różnic pomiędzy nimi. Analizie poddano wyniki otrzymane w efekcie stosowania odmiennych typów parametrów sterujących, implementowanych w formie kokrigingu algorytmu stochastycznego. W pierwszym wariancie metodycznym był to wynik inwersji sejsmicznej w postaci kostki impedancji akustycznej; wariant drugi polegał na wykorzystaniu w formie kokrigingu parametru będącego pochodną szerszego zestawu danych sejsmicznych (meta-atrybutu), uzyskanego na drodze estymacji nadzorowanej sieciami neuronowymi. Porównaniu poddano wizualizacje, histogramy oraz podstawowe cechy statystyczne modeli wynikowych.

Wizualizacja porównywanych modeli przestrzennych porowatości – wyników obydwu technik – nie uwidacznia wyraźnych różnic, można je jednak zaobserwować, analizując kształty histogramów oraz takie cechy statystyczne dystrybucji przestrzennych jak: wartości maksymalne, średnia, odchylenie standardowe, wariancja (rys. 5.1.1, tab. 5.1.1).

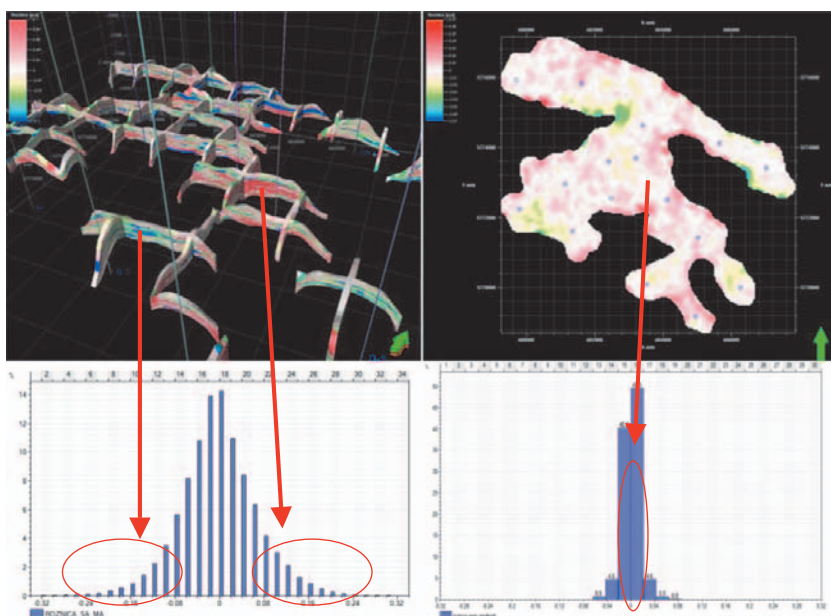


Rys. 5.1.1. Porównanie wyników modelowania porowatości za pomocą analizowanych technik geostatystycznych: wizualizacje przestrzenne i histogramy wyników

Tab. 5.1.1. Porównanie cech statystycznych analizowanych rozkładów przestrzennych porowatości

Metoda	Min.	Max.	Delta	Średnia	Odch. standardowe	Wariancja
I. Dane otworowe + wynik inwersji	0,0005	0,4102	0,4097	0,1505	0,0725	0,0053
II. Dane otworowe + meta- atrybut	0,0005	0,3926	0,3921	0,1461	0,0635	0,004

Bardziej efektywnym sposobem oceny różnic uzyskanych wyników modelowania parametrów petrofizycznych jest obliczenie przestrzennego rozkładu (lub mapy wartości średnich) różnicy pomiędzy modelami oraz analiza cech statystycznych tego rozkładu (rys. 5.1.2). Różnica przedstawiona jest, podobnie jak porowatość, w ułamku jednostki [u.j.]. Ujemne wartości występują w strefach, dla których rozkład porowatości obliczony metodą I przybiera niższe wartości niż model opracowany z wykorzystaniem meta-atrybutu porowatości (II).



Rys. 5.1.2. Rozkład przestrzenny oraz histogram rozkładu przestrzennego różnicy wyników porównywanych metod (po lewej); mapa i histogram mapy różnicy wartości średnich – różnica map porowatości (po prawej)

Analizując przedstawione na rysunkach 5.1.2 wyniki porównania rozpatrywanych rozkładów przestrzennych porowatości, można zauważyć znacznie szerszy przedział obserwowanych różnic, jeżeli są one rozpatrywane w ujęciu przestrzennym (rys. 5.1.2 – po lewej), niż jeśli porównuje się różnice pomiędzy mapami wartości średnich (rys. 5.1.2 – po prawej). Odzwierciedleniem powyższego jest dominacja koloru białego na mapie zamieszczonej po prawej stronie rysunku 5.1.2, oznaczającego wartości różnicy bliskie 0, natomiast na rysunku po lewej (model przestrzenny) obserwuje się wzrost intensywności barwy w kierunku koloru czerwonego (oznaczający wzrost wartości różnicy ze znakiem +) i w kierunku koloru niebieskiego (ujemnych wartości różnicy). Zatem obydwie metody dostarczają wyników w znacznej mierze spójnych w sensie odwzorowania wartości średnich porowatości, natomiast szerszy zakres zmienności i wyższe wartości różnicy obserwowane dla modelu przestrzennego wskazują na odmienne lokowanie interwałów występowania podwyższonych i obniżonych względem średniej wartości porowatości. Można podejrzewać, że także błąd odwzorowania obydwu metod będzie znacznie większy, jeżeli zostanie rozpatrzony przestrzennie, niż w przypadku analizy wartości średnich dla całego analizowanego interwału poziomu zbiornikowego.

Przedstawiona w rozdziale 5.1 analiza porównawcza wyników przetwarzania identycznego zestawu danych za pomocą odmiennych technik geostatystycznych wskazuje na potrzebę stosowania obiektywnego kryterium oceny wykorzystywanych metod. Ponadto, niezależnie od użytej metody, nawet przy założeniu, że wybrano tę najbardziej odpowiednią dla danego obiektu złożowego, pozostaje kwestia oceny błędu predykcji, którym obarczone są wyniki każdej z metod.

Całkowite wyeliminowanie błędu estymacji/symulacji właściwości zbiornikowych nie jest możliwe. Niemniej jednak zastosowanie procedury walidacyjnej pozwala na ilościowe określenie wartości błędu predykcji oraz – poprzez porównanie różnych metod obliczania rozkładów przestrzennych i niejednokrotnie subiektywnych założeń – pozwala na wybór optymalnej metody geostatystycznej, która zapewnia minimalizację wartości błędów.

W tym celu wykonywana jest weryfikacja wyników statycznego etapu przestrzennego modelowania złożowego za pomocą metody walidacji krzyżowej (ang. *cross-validation*), opisywanej w literaturze przedmiotu [Deutsch, Journel 1998; Hampson i in. 2001; Schulke i in. 2005] także pod nazwami metody ślepego otworu (ang. *blind well*) oraz eliminacji pojedynczych otworów (ang. *leave-one-out*).

Metoda ta polega na selektywnym wyłączeniu z zestawu danych otworowych jednego, kilku lub kolejno wszystkich otworów (profilu otworowych modelowanego parametru) z procesu obliczeniowego oraz porównaniu wyników obliczenia, jakie uzyskano wzdłuż trajektorii tego otworu/otworów, z danymi rzeczywistymi (przyjmując założenie, że otworowe profile analizowanego parametru petrofizycznego uznaje się za wartości rzeczywiste). Stosowanie powyższej procedury dla złóż lub poziomów zbiornikowych udostępnionych

znaczłą liczbą otworów wiertniczych może być czasochłonne. W związku z tym zaprezentowano, zaprojektowane przez autora w programie Petrel, pętle obliczeniowe dla algorytmów deterministycznych i stochastycznych w znacznym stopniu automatyzujące proces walidacyjny i pozwalające na podniesienie efektywności omawianej procedury.

Opisany przykład dowodzi, że w zależności od zastosowanego wariantu metody geostatystycznej należy się spodziewać różnic w otrzymywanych wynikach. Skala zróżnicowania metodologii, ale też sposobu przygotowania danych do procesu obliczenia rozkładów przestrzennych modelowanej cechy ośrodka geologicznego może być znacznie szersza i obejmować m.in. zakres zdefiniowanej zmienności, parametry wariogramów, algorytmy obliczeniowe, formę aplikacji danych sterujących, sposób transformacji danych sterujących i inne.

5.2. Metodyka walidacji przestrzennych modeli parametrycznych

Podstawowym sposobem walidacji rozkładu przestrzennego modelowanej cechy fizycznej ośrodka skalnego jest estymacja/symulacja parametru (np. porowatości) w punktach, dla których znana jest wartość rzeczywista. W przypadku techniki walidacji krzyżowej (ang. *cross-validation*) część rzeczywistych danych jest usuwana, a następnie estymowana z pozostałych, tzn. w procesie obliczania rozkładu porowatości pomija się wynik interpretacji porowatości dla jednego z otworów, a następnie wynik modelowania porównuje się z danymi rzeczywistymi, obliczając wybrane miary błędu predykcji. Czynność tę można powtarzać, eliminując z procesu obliczeniowego dane z innych odwiertów (pojedynczo lub grupami), uzyskując w efekcie zarówno wartości błędu estymacji/symulacji w pojedynczych otworach, jak również, poprzez interpolację wyników otworowych, mapę lub przestrzenny rozkład błędu, jakim obarczony jest przestrzenny rozkład modelowanej cechy fizycznej formacji geologicznej.

Uwzględniając informacje literaturowe [Hampson i in. 2001; Schulke i in. 2005] oraz wyniki prac prowadzonych w tym zakresie przez autora publikacji [Sowiżdżał 2010, 2012b], przyjęto następującą sekwencję procedury walidacyjnej:

- 1) Obliczenie rozkładu przestrzennego porowatości z wykorzystaniem danych z wszystkich otworów ($Poro$).
- 2) Powtórzenie punktu 1 z wyłączeniem jednego z otworów ($Poro_{valid}$).
- 3) Ekstrakcja z rozkładów przestrzennych krzywych porowatości uzyskanych w punktach 1 i 2 w profilu otworu, dla którego prowadzona jest walidacja.

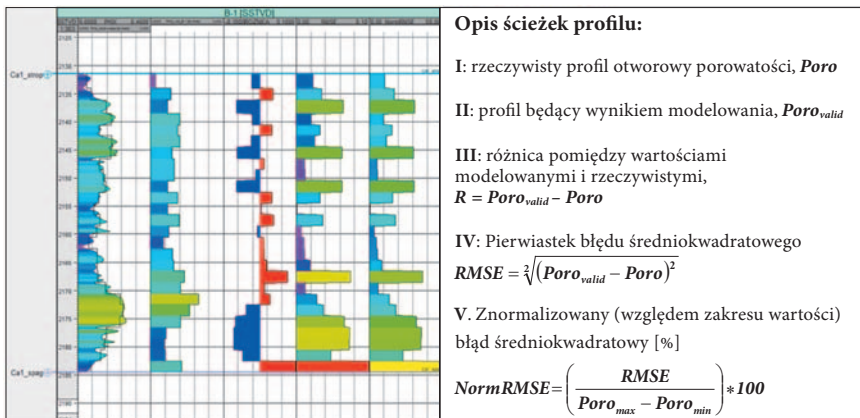
- 4) Obliczenie różnicy pomiędzy profilami rzeczywistym i walidowanym (Różnica = $Poro_{valid} - Poro$):
 - a. jako różnice wartości średnich $Poro$ i $Poro_{valid}$,
 - b. w postaci krzywej obrazującej zmienność różnicy w profilu analizowanego otworu.
- 5) Obliczenie innych miar błędu predykcji:
 - pierwiastek błędu średniokwadratowego (*root mean square error*):

$$RMSE = \sqrt[3]{(Poro_{valid} - Poro)^2}$$

- a. dla wartości średnich
 - b. jako krzywa opisująca zmienność RMSE w profilu otworu
- znormalizowany błąd średniokwadratowy wyrażony w procentach:

$$NormRMSE = \left(\frac{RMSE}{Poro_{max} - Poro_{min}} \right) * 100$$

Przeprowadzone zgodnie z podaną powyżej procedurą obliczenia dla obiektu złożowego Brońsko pozwoliły uzyskać w profilu analizowanego otworu B-1 krzywe miar błędu predykcji (rys. 5.2.1).



Rys. 5.2.1. Graficzna prezentacja wyników przeprowadzonej walidacji dla otworu B-1. Zakresy wartości paneli obrazujących zmienność miar błędu predykcji – R: $(-0.1 \div 0.1)$; RMSE: $(0 \div 0.1)$; NormRMSE: $(0 \div 50)$

Zaletą posługiwania się różnicą jako miarą predykcji błędu jest możliwość identyfikacji interwałów, dla których zastosowana metoda geostatystyczna prowadzi do niedoszacowania lub też przeszacowania wartości prognozowanego parametru.

Przedstawione powyżej miary błędu predykcji mogą być uzupełnione lub zastąpione innymi, np. normalizację błędu średniokwadratowego można prowadzić względem wartości średnich; istota prezentowanej procedury walidacyjnej polega bowiem na porównywaniu danych rzeczywistych z wynikami zastosowanej metody celem wzajemnej konfrontacji i weryfikacji metod geostatystycznych, jak również całokształtu założeń poczynionych w trakcie ich stosowania. Ponadto ocenę błędu metody geostatystycznej można prowadzić na kilka sposobów:

- w ujęciu wartości średnich dla otworu, tzn. obliczyć parametry definiujące odchyłki pomiędzy średnimi otworowymi wartości rzeczywistych oraz wyników predykcji;
- obliczając RMSE/pojedynczy otwór jako pierwiastek sumy kwadratów różnic w kolejnych punktach porównywanego profilu, poprzez zastosowanie wzoru:

$$RMSE_{otw} = \sqrt{\frac{(x_{1valid} - x_1)^2 + \dots + (x_{nvalid} - x_n)^2}{n}}$$

$x_{1valid} - x_{nvalid}$ – wartości kolejnych próbek porowatości wzdłuż profilu otworu uzyskane poprzez zastosowanie metody geostatystycznej;
 $x_1 - x_n$ – rzeczywiste wartości porowatości w profilu otworu;
 n – liczba próbek w profilu otworu, dla którego prowadzona jest procedura walidacyjna; w przypadku rozkładu przestrzennego – liczba warstw modelu 3D w profilu danego otworu.

- poprzez obliczenie profili otworowych parametrów opisujących niedokładność metody (Różnica, RMSE) (rys. 5.2.1).

Omawianą procedurę walidacyjną zastosowano w profilu otworu B-1 dla pięciu rozkładów przestrzennych porowatości uzyskanych za pomocą odmiennych technik modelowania oraz wykorzystania danych otworowych i sejsmicznych. Kolejne realizacje procedury walidacyjnej oznaczono symbolem M1, M2, ..., M5:

- 1) algorytm stochastyczny na podstawie danych otworowych (w tabeli 5.2.1 – M1);
- 2) algorytm stochastyczny na podstawie danych otworowych i wyniku inwersji sejsmicznej aplikowanego w formie kokrigingu (M2);

- 3) algorytm deterministyczny (kriging) z wykorzystaniem danych otworowych i przekształconych do postaci meta-atrybutu porowatości danych sejsmicznych w formie kokrigingu (M3);
- 4) algorytm stochastyczny z wykorzystaniem danych otworowych i sejsmicznego meta-atrybutu porowatości (średnia arytmetyczna 5 realizacji procesu symulacyjnego) (M4);
- 5) algorytm stochastyczny z wykorzystaniem danych otworowych i sejsmicznego meta-atrybutu porowatości (średnia arytmetyczna 25 realizacji procesu symulacyjnego) (M5).

Wyniki zestawiono w tabeli 5.2.1.

Tab. 5.2.1. Zestawienie wyników procedury walidacyjnej parametru porowatości w odwiercie B-1. W profilu tego otworu porowatość posiada następującą charakterystykę statystyczną: wartość min. 4,56; wartość max. 24,96; średnia arytmetyczna 13,53; odchylenie standardowe 5,09

Metoda	Różnica Średnia arytmetyczna otworowego profilu różnicy	RMSE Średnia arytmetyczna otworowego profilu RMSE
M1	-0,72	3,73
M2	-1,16	3,66
M3	-0,67	2,74
M4	-0,35	2,66
M5	-0,81	2,71

Różnica, wyrażona jako średnia otworowego profilu tego parametru (w tabeli 5.2.1 kolumna 2), charakteryzuje precyzję odtwarzania wartości średnich porowatości, natomiast wartości RMSE w większym stopniu są nośnikami informacji, o jakości predykcji zmienności analizowanego parametru w kierunku pionowym.

Na tym etapie implementacji procedury walidacyjnej najniższą wartość błędu uzyskano, wykorzystując algorytm stochastyczny z zastosowaniem meta-atrybutu porowa-

tości w formie kokrigingu oraz powtarzając proces symulacyjny 5-krotnie i uśredniając arytmetycznie wyniki 5 realizacji. Wyraźna redukcja wartości RMSE dla metod, w których stosowano przetworzone do postaci meta-atrybutu porowatości dane sejsmiczne (M3, M4 i M5), wskazuje na celowość stosowania metod wielowymiarowych transformacji danych sejsmicznych przed ich aplikacją w formie kokrigingu, jako parametrów sterujących dystrybucją wartości w przestrzennych rozkładach właściwości petrofizycznych.

Wyniki procesu walidacyjnego wykonanego dla profilu jednego lub kilku otworów wiertniczych, pomimo iż nie dostarczają wyczerpującej odpowiedzi na temat celowości stosowania określonej metodyki, stwarzają podstawę do bardziej świadomego doboru metody geostatystycznej (ewentualnie ograniczenia liczby rozważanych metod) oraz wstępnej oceny spodziewanego zakresu błędu predykcji parametrów zbiornikowych.

5.3. Automatyzacja procesu walidacyjnego

Przeprowadzenie powyższej procedury dla większej liczby otworów jest czasochłonne, gdyż wymaga dla każdej z metod powtórzenia procedur uśredniania krzywych otworowych oraz obliczania rozkładu przestrzennego w ilości odpowiadającej liczbie otworów na obszarze badań. W przypadku analizy obszaru, gdzie poziom zbiornikowy został udostępniony znaczną liczbą odwiertów (kilkadziesiąt czy niekiedy kilkaset), może to zniechęcać do walidacji sporządzonych modeli parametrycznych, a przynajmniej skłaniać do ograniczenia liczby wykorzystywanych technik modelowania geostatystycznego, w związku z czasem, jaki zajmie przeprowadzenie walidacji każdej z metod dla każdego otworu. Uwzględniając powyższe, autor monografii zaprojektował automatyzację procesu walidacyjnego na platformie oprogramowania Petrel [Sowiżdał 2010, 2012b].

W pierwszej kolejności skonstruowano pętlę obliczeniową, w ramach której wykonywane były następujące procedury obliczeniowe:

- uśrednianie krzywych porowatości w interwałach pionowej rozdzielczości modelu z wyłączeniem danych z jednego otworu wiertniczego;
- obliczenie rozkładu przestrzennego porowatości na podstawie zestawu danych zredukowanego o wyłączone z procesu obliczeniowego otwór;
- powtórzenie punktów 1 i 2 dla każdego z odwiertów zlokalizowanych na obszarze badań.

Na rysunku 5.3.1 przedstawiono zapis zaprojektowanej procedury automatyzującej wykonanie opisanej powyżej pętli obliczeniowej dla 7 otworów.

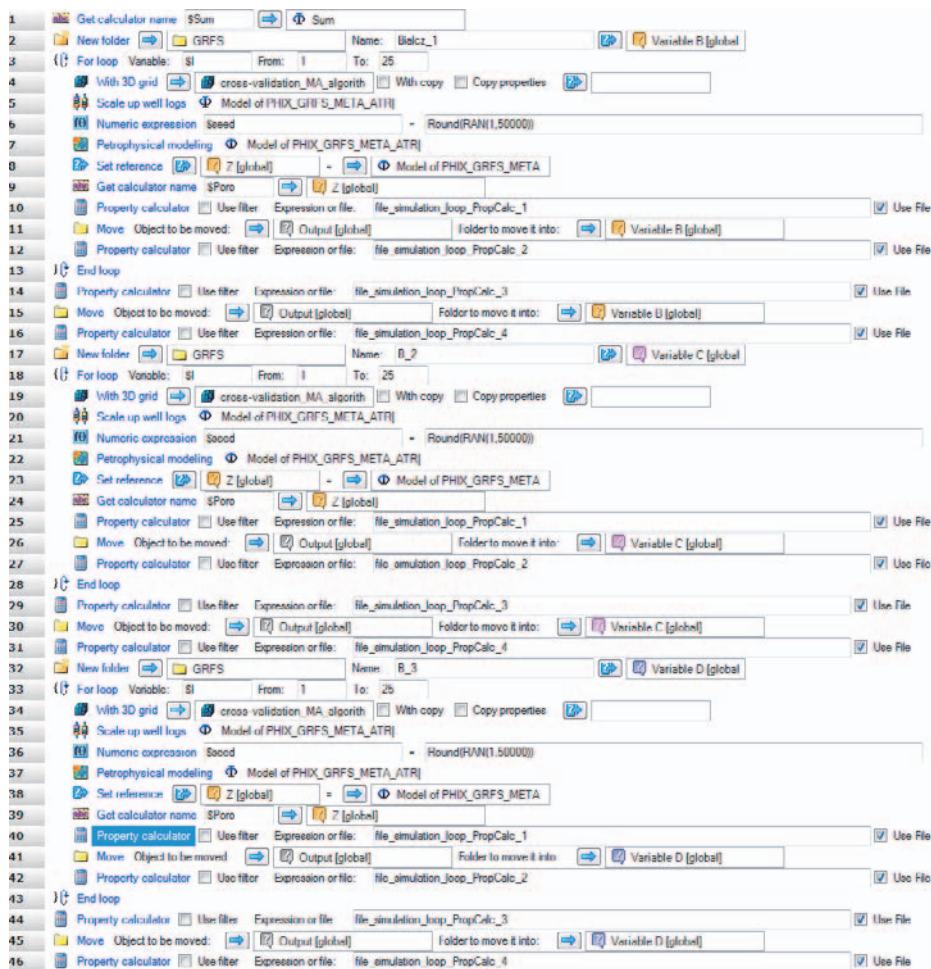


Rys. 5.3.1. Przykład pętli obliczeniowej zaprojektowanej przez autora dla algorytmów deterministycznych (kriging); Bi-1, B-2, ..., B-9 – otwory eliminowane kolejno z zestawu danych; Model of PHIX_kriging_META_ATR – poddawany walidacji model porowatości

Powyższa procedura jest wystarczająca w przypadku stosowania algorytmu estymacyjnego, takiego jak kriging, natomiast w przypadku algorytmów stochastycznych (np. sekwencyjna symulacja Gaussa, symulacja funkcji losowej Gaussa), w wyniku których otrzymuje się żądaną liczbę jednakowo prawdopodobnych realizacji procesu obliczeniowego, analiza błędu dla jednej tylko realizacji jest niewystarczająca. W związku z tym zaprojektowano kolejną, rozbudowaną wersję pętli obliczeniowej, w ramach której proces symulacji powtarzany jest określoną liczbę razy dla każdego przypadku wyłączenia danych z każdego z odwiertów. Tak zmodyfikowana kolejność obliczeń [Sowizdział 2010, 2012b] wygląda następująco:

- uśrednianie krzywych porowatości w interwałach odpowiadających pionowej rozdzielczości modelu z wyłączeniem danych z jednego otworu wiertniczego (*up-scaling*);

- obliczenie określonej liczby (np. 10, 25, 100 lub więcej) realizacji rozkładu przestrzennego porowatości na podstawie zestawu danych zredukowanego o wyłączone z procesu obliczeniowego otwory;
- obliczenie średniej arytmetycznej wyników wykonanych realizacji;
- powtórzenie punktów 1-3 z wyłączaniem kolejno (pojedynczo) pozostałych otworów na obszarze badań.



Rys. 5.3.2. Przykład pętli obliczeniowej zaprojektowanej przez autora dla algorytmów stochastycznych; Bi-1, B-2, B-3 – otwory eliminowane kolejno z zestawu danych; Model of PHIX_GRFS_META – poddawany walidacji model porowatości

W efekcie zastosowania obydwu powyższych procedur dla każdej z poddawanych walidacji metod otrzymywany jest zestaw rozkładów porowatości w ilości odpowiadającej liczbie odwiertów na obszarze badań (w przypadku procedury opracowanej dla algorytmów stochastycznych liczba ta równa się iloczynowi wyznaczonej liczby realizacji i liczby odwiertów). Kolejny etap procedury walidacyjnej obejmuje ekstrakcję krzywych parametru będącego przedmiotem analizy – w ten sposób, że w profilu danego otworu A ekstrakcję tę wykonuje się z rozkładu przestrzennego (lub średniej wielu realizacji), do którego sporządzenia nie wykorzystywano otworu A (został wyłączony z procesu obliczeniowego). Analogicznie postępuje się dla wszystkich odwiertów analizowanego złoża lub obszaru poszukiwawczego, otrzymując w rezultacie zdefiniowane we wszystkich otworach krzywe analizowanego parametru, będące wynikiem estymacji lub symulacji. Krzywe te stanowią materiał do porównań z „rzeczywistymi” wartościami porowatości i do oceny jakości wyników uzyskiwanych za pomocą testowanych metod obliczeniowych.

5.4. Analiza i prezentacja wyników zastosowania procedury walidacyjnej

Zestaw „rzeczywistych” profili analizowanego parametru (pomiar laboratoryjne, interpretacje profilowań geofizyki otworowej) oraz profili tych samych otworów będących wynikiem implementacji metody geostatystycznej dla zestawów danych zredukowanych o poszczególne otwory stwarza możliwość oceny wiarygodności poszczególnych metod oraz oszacowania błędu predykcji zarówno w ujęciu dwuwymiarowym, jak i trójwymiarowym.

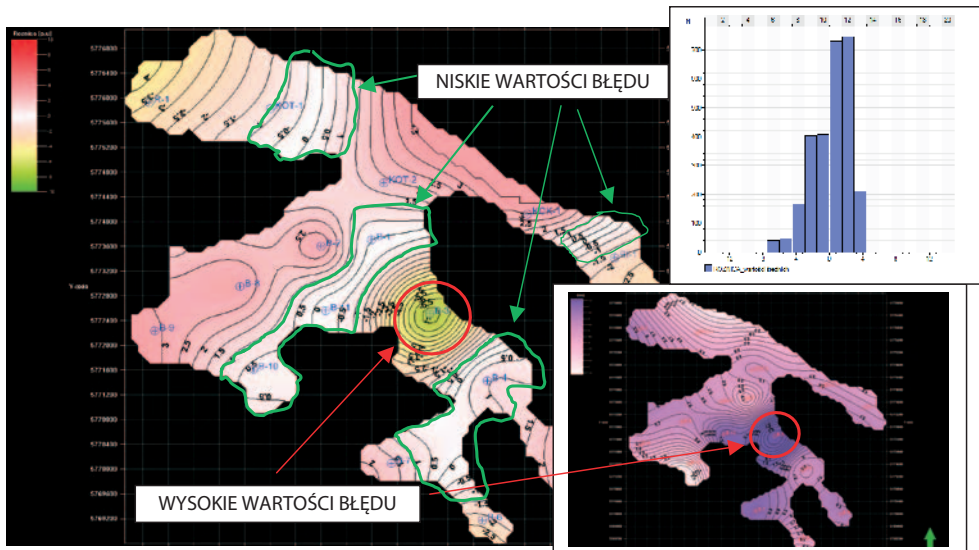
W omawianym przykładzie procedurze walidacyjnej obejmującej 16 odwiertów obiektu złożowego Brońsko poddano rozkład przestrzenny porowatości, jaki uzyskano, stosując algorytm symulacji funkcji losowej Gaussa (ang. *Gaussian random function simulation*) z wykorzystaniem meta-atrybutu porowatości jako parametru sterującego rozkładem w formie kokrigingu.

Parametry opisujące niedokładność zastosowanej metody geostatystycznej (miary błędu predykcji) analizowano w ujęciu wartości średnich w formie tabelarycznej (tab. 5.4.1) oraz odwzorowań dwuwymiarowych (map) (rys. 5.4.1), jak również obliczając ich otworowe profile, które w dalszej kolejności poddane zostały interpolacji przestrzennej (rys. 5.4.2).

Wielkości policzone jako wartości średnie dla otworów przedstawiono w postaci map obrazujących spodziewane wartości różnicy lub błędu RMS szacowania parametru porowatości w strefach międzyotworowych i pozaotworowych (rys.5.4.1).

Tab. 5.4.1. Zestawienie tabelaryczne wartości średnich opisujących miary błędu predykcji porowatości

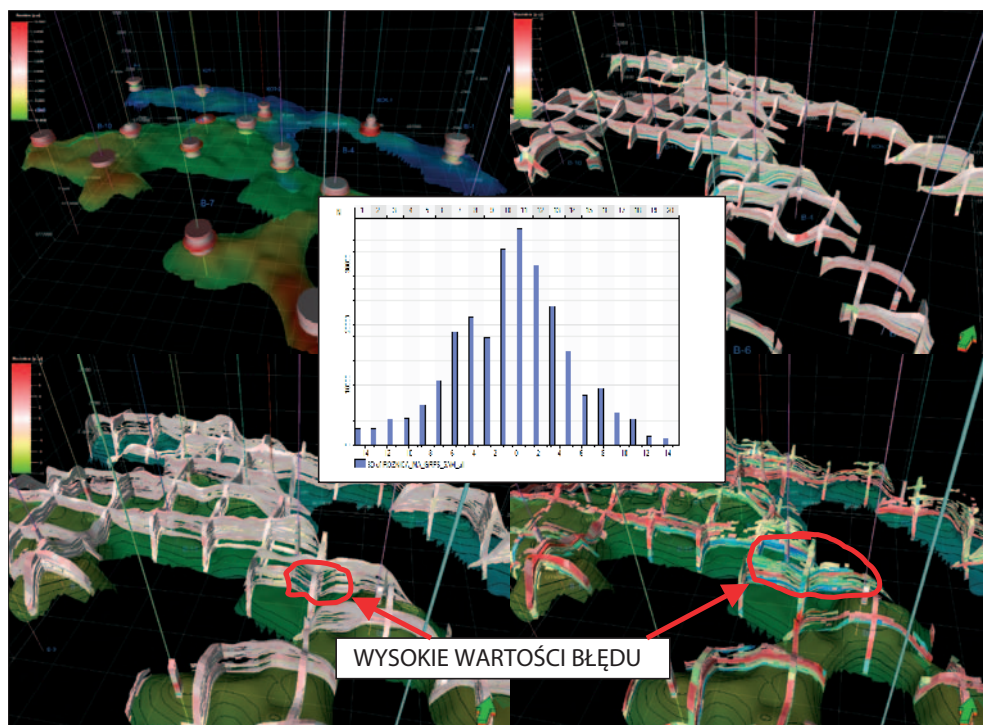
Odwiert	Różnica wartości średnich	RMSE _{sr. ar} średnia arytmetyczna profili RMSE	RMSE _{otw} Pierwiastek sumy kwadratów różnic w punktach profilu
B-1	-0,0879	2,7672	3,5022
B-2	3,0207	4,3035	5,004
B-3	-7,5107	7,8189	9,7446
B-4	1,0459	3,722	5,2737
B-5	2,7318	4,6106	6,2076
B-6	-2,273	3,5533	4,7078
B-7	1,7127	5,8618	7,2165
B-8	2,9675	4,2671	5,5471
B-9	3,144	3,7458	5,031
B-10	0,3313	1,9768	2,3853
B-11	-0,3031	5,5719	7,4258
BI-1	-2,0029	4,1216	5,3474
KOK-1	2,8337	3,9558	5,4088
KOT-1	-1,1846	3,2273	3,8432
KOT-2	1,8462	4,2701	5,2423
R-1	-3,4304	4,7485	6,1842



Rys. 5.4.1. Mapa różnicy wartości średnich porowatości otworowych prognozowanej i rzeczywistej (w prawym górnym rogu histogram mapy – zakres wartości: $-15 \div 15$); mapa wartości średnich RMSE (w prawym dolnym rogu)

Obliczone otworowe profile różnicy i RMSE charakteryzują spodziewaną dystrybucję błędów w kierunku pionowym dla każdego z otworów. Ich interpolacja w strefach międzyotworowych prowadzi do uzyskania przestrzennych rozkładów Różnicy lub RMSE, pozwalających śledzić i analizować dystrybucję wartości miar błędów w odwzorowaniu trójwymiarowym (rys. 5.4.2).

Analiza map wartości średnich oraz rozkładów przestrzennych parametrów opisujących błąd predykcji pozwala wyznaczyć obszary złoża oraz interwały w obrębie poziomu zbiornikowego, które są najbardziej obciążone błędem predykcji. Na rysunku 5.4.1 czerwonym konturem wskazano strefę, dla której spodziewany błąd predykcji jest największy, zaś zielonym konturem obszary złoża, gdzie niedokładność zastosowanej metody geostatystycznej jest najniższa (mniej niż 1% porowatości). Do podobnych wniosków prowadzi też analiza przestrzennego rozkładu różnicy, w przypadku którego w strefie najbardziej zagrożonej błędem prognostycznym obserwuje się znaczny udział bloków modelu o wartościach różnicy mniejszych niż 5% porowatości. Porównanie histogramów mapy wartości średnich oraz rozkładu przestrzennego różnicy jednoznacznie wskazuje, że zakres wartości błędów predykcji (tu w postaci parametru różnicy) w znacznie większej mierze wynika z nieprecyzyjnego odtworzenia zmienności w kierunku pionowym.



Rys. 5.4.2. Profile otworowe różnicy i wizualizacja efektu ich interpolacji (powyżej); wizualizacja cięć modelu 3D różnicy z nałożonymi filtrami wartości – bloki o wartościach od -5 do 5 (po lewej na dole); wartości różnicy < -5 lub > 5 (na dole po prawej); w środku histogram modelu 3D różnicy (zakres wartości: $-15 \div 15\%$)

W zaprezentowanym powyżej przykładzie w wyniku zastosowania procedury walidacyjnej dla części zestawu danych dokonano porównania i wyboru najkorzystniejszej metody interpolacji danych otworowych z wykorzystaniem parametru sterującego, zapewniającego minimalizację błędu predykcji. Ponadto dla optymalnej dla tego obiektu metody przeprowadzono przestrzenną (ale także w postaci odwzorowań dwuwymiarowych oraz zestawienia tabelarycznego) analizę miar błędów predykcji.

Zaprezentowane powyżej wyniki zastosowania procedury walidacyjnej nie wyczerpują możliwości rozszerzenia zakresu poddawanych walidacji elementów metody geostatystycznego modelowania złożowego. Przedmiotem pełniejszego programu weryfikacji modelu statycznego może być w zasadzie całość procedur wchodzących w skład metody geostatystycznej oraz założeń czynionych w trakcie jej stosowania i może on obejmować m.in. dobór algorytmów obliczeniowych, formę aplikacji danych sterujących, sposób trans-

formacji danych sterujących do postaci meta-atrybutów, zakres zdefiniowanej zmienności modelowanej wielkości, parametry wariogramów i inne.

Zagadnienie walidacji przestrzennych rozkładów parametrów petrofizycznych stanowi istotne uzupełnienie procesu odtwarzania charakterystyki poziomów zbiornikowych, zaś wyniki procedury walidacyjnej prowadzą do bardziej świadomego, opartego na kryterium minimalizacji błędu doboru najkorzystniejszej metody geostatystycznej. Wyniki tego typu analiz stanowią ponadto podstawę obiektywnego, ilościowego wyrażania ryzyka, jakim obarczone są spodziewane efekty złożowe związane z planowanymi w wybranych strefach złoża pracami wiertniczymi.

Zaproponowana przez autora automatyzacja procesu walidacyjnego w formie pętli obliczeniowych umożliwia jego stosowanie nawet dla złóż i obszarów poszukiwawczych udostępnionych znaczną liczbą otworów wiertniczych.

6. Analiza niepewności parametrów objętościowych złóż węglowodorów wykonana na bazie przestrzennego modelu złoża

Ocenę obiektu złożowego uznaje się za kompletną, jeżeli towarzyszy jej ilościowa analiza niepewności, zwana też oceną ryzyka (ang. *uncertainty analysis / risk assessment*). Polega ona na rozpatrzeniu alternatywnych założeń czynionych na różnych etapach konstrukcji modelu złoża i ocenie będących efektem tego zróżnicowania odchyłeń w uzyskiwanych wynikach, wyrażonych wartościami wybranych parametrów objętościowych złóż (np. zasoby ropy naftowej, zasoby gazu ziemnego, objętość przestrzeni porowej itd.).

Element niepewności towarzyszący analizie i prognozie parametrów złóż węglowodorów wynika z ograniczonej wiedzy o obiekcie złożowym, pomimo że w procesie modelowania złożowego stosowane są wyrafinowane metody integracji szerokiego wachlarza danych [Bryant i in. 2002; Deutsch 2002; Gringarten 2002; Schulke i in. 2005; Process... 2007; Sowizdzał 2009].

Analiza niepewności nie jest tożsama z walidacją skonstruowanych modeli petrofizyczno-złożowych, pozwala natomiast ocenić, w jakim stopniu ograniczona wiedza o analizowanym obiekcie złożowym wpływa na wynik obliczeń objętościowych, określić wagę wpływu poszczególnych czynników niepewności oraz, pośrednio, prowadzi do optymalizacji modeli parametrów petrofizyczno-złożowych.

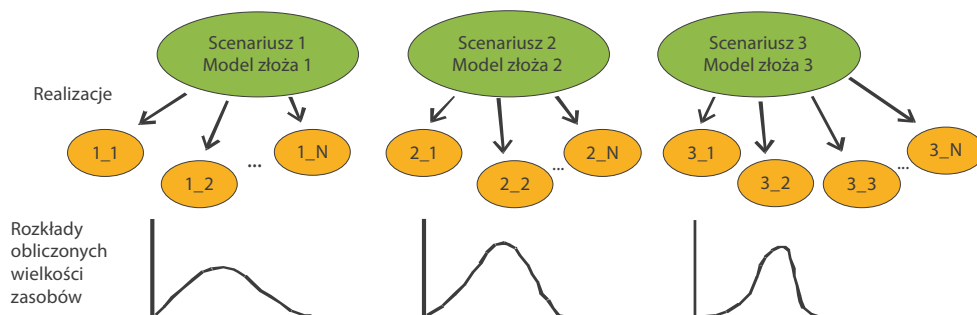
Głównym problemem, często zniechęcającym przed podjęciem próby oceny ryzyka, jakim obarczona jest prognoza zasobów złoża ropy lub gazu, jest fakt, iż nie istnieje obiektywna miara niepewności. Jest więc ona subiektywną oceną stanu niewiedzy odnośnie do analizowanego obiektu złożowego, co powoduje, że niepewność może być co najwyżej modelowana. Oceniając niepewność w modelowaniu złożowym, skupiamy się nie nad stanem wiedzy na temat analizowanego obiektu, a nad brakami wiedzy o rozpoznawanym złożu. Niepewność nie jest więc cechą złóż – wynika z ograniczonej wiedzy o obiekcie złożowym [Bryant i in. 2002; Deutsch 2002; Gringarten 2002].

Zdefiniowana wyżej analiza niepewności może dotyczyć „scenariuszy” modeli złożowych (odmienne koncepcje geometrii obiektu, wykształcenia litofacjalnego itp.), dla których

konstruuje się oddzielne modele rozkładów poszczególnych parametrów, jak i „realizacji”, a więc odmiennych rozkładów przestrzennych parametrów poziomu zbiornikowego wykonanych w ramach tej samej koncepcji budowy złoża (tab. 6.1).

Tab. 6.1. Cechy charakterystyczne i przykłady „scenariusza” i „realizacji” modelu złoża

SCENARIUSZ – reprezentuje hipotezę	REALIZACJA – dotyczy zmienności parametrów w obrębie tej samej hipotezy
<ul style="list-style-type: none"> • wyraźnie odmienna interpretacja strukturalna danych sejsmicznych • alternatywne modele konwersji czasowo-głębokościowej • inna koncepcja sedimentologiczna wykształcenia fałdalnego • inne strategie eksploatacji • ... 	<ul style="list-style-type: none"> • statystyczna zmienność sygnałów zarejestrowanych wzdłuż danego horyzontu • wahania głębokości kontaktu woda–ropa • statystyczna zmienność architektury litofacjalnej, rozkładu parametrów petrofizycznych • ...



Rys. 6.1. Schemat analizy niepewności uwzględniającej kilka scenariuszy modelu złożowego i zmienność statystyczną w ich obrębie: każdy ze scenariuszy reprezentowany może być przez zestaw realizacji 3D parametrów petrofizycznych, czego efektem jest określona dystrybucja wartości wyników obliczeń wybranego parametru objętościowego [Process... 2007]

Warunkiem uzyskania wielu równie prawdopodobnych (teoretycznie nieskończonej liczby) realizacji procesu obliczeniowego jest wykorzystywanie algorytmów stochastycznych, które bazując na tym samym zestawie danych, dostarczają nieco odmiennych wyników w jednakowym stopniu honorujących dane wejściowe [Lia i in. 1997; Deutsch, Journal 1998; Deutsch 2002; Dubrule 2003; Doyen 2007]. Algorytmem takim, jak już wspomniano, jest

na przykład sekwencyjna symulacja Gaussa (ang. *sequential Gaussian simulation*), jedna z najszerszej obecnie stosowanych technik geostatystycznego opisu złóż węglowodorów [Deutsch, Journel 1998].

Uzyskując pewną liczbę realizacji danego procesu obliczeniowego (np. symulacji porowatości poziomu zbiornikowego), otrzymuje się rozrzut wyników, którego analiza pozwala na formułowanie wniosków odnośnie do skali niepewności, jaką obarczone są wyniki. Każda realizacja jest próbą Monte Carlo (próbą losową uzyskaną za pomocą generatora wartości losowych) z przestrzeni niepewności determinowanej przez decyzje podejmowane w procesie tworzenia modelu złożowego [Isaaks, Srivastava 1989; Lia i in. 1997; Deutsch 2002].

W pierwszej kolejności przedstawiono przykłady analizy niepewności wykonanej dla pojedynczego scenariusza modelu złoża, w której przedmiotem badań jest zarówno próba oceny sumarycznej niepewności kilku elementów modelu (zdefiniowanych jako obciążone ryzykiem), jak i analiza wpływu niepewności w odniesieniu do poszczególnych elementów ryzyka w stosunku do jego całokształtu.

Odmienne sposoby podejścia do kwestii niepewności wyników modelowania złożowego zaprezentowany w rozdziale 6.3 dotyczy analizy alternatywnych scenariuszy modelu złoża. Jest on stosowany najczęściej w słabiej rozpoznanych obszarach, gdzie potrzeba testowania kilku hipotez geologicznych jest większa.

6.1. Metoda Monte Carlo

Terminem symulacji Monte Carlo określa się procesy losowania wyników/realizacji z określonym poziomem prawdopodobieństwa [Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Gringarten 2002]. W odniesieniu do oceny wyników modelowania złożowego metoda polega na zastępowaniu w kolejnych powtórzeniach procesu obliczeniowego wartości definiujących dany proces (przyjętych w modelu bazowym jako najbardziej prawdopodobne) przez zmienne, którymi są wartości uzyskane za pomocą algorytmu – generatora liczb losowych z obrębu zdefiniowanych dystrybucji. Sterowanie procesem analizy ryzyka polega na wyznaczeniu typów rozkładów prawdopodobieństwa tych zmiennych (np. normalny, logarytmicznie normalny, losowy, trójkątny) oraz określeniu zakresu ich zmienności. W trakcie kolejnych powtórzeń (realizacji) symulacji Monte Carlo wartości te są losowo wybierane ze zdefiniowanych dystrybucji prawdopodobieństwa poszczególnych zmiennych [Deutsch, Journel 1998; Deutsch 2002; Gringarten 2002].

Poprzez wielokrotne powtórzenie wybranych procesów obliczeniowych (zdefiniowanych jako obciążone niepewnością), w ramach których stosowane są inne, losowo wybrane

wartości zmiennych determinujących ich przebieg, uzyskuje się rozkład możliwych wyników oraz prawdopodobieństwo ich wystąpienia.

W praktyce geostatystycznego modelowania złożowego analiza niepewności ograniczona jest do kluczowych (w kontekście obliczeń wolumetrycznych) elementów modelu złoża, które w największym stopniu rzutują na wyniki obliczeń zasobów złóż węglowodorów. Zaliczyć do nich można:

- geometrię obiektu złożowego – niepewność położenia powierzchni stropu i spągu poziomu zbiornikowego;
- proces konwersji czasowo-głębokościowej;
- niepewność procesu symulacji rozkładów parametrów petrofizyczno-złożowych;
- położenie głębokości konturu wody złożowej;
- sposób zdefiniowania parametru *net to gross* (N/G, efektywnej objętości poziomu zbiornikowego w stosunku do objętości całkowitej).

Etapem poprzedzającym analizę niepewności jest przeprowadzenie obliczeń wybranych parametrów objętościowych (np. objętość ropy naftowej, objętość przestrzeni porowej) na podstawie tzw. modelu bazowego, a więc wykorzystując najbardziej wiarygodne modele rozkładów przestrzennych porowatości, nasycenia wodą złożową, parametru N/G oraz głębokość położenia kontaktu gaz ziemny–ropa naftowa–woda złożowa i właściwości fizyczne ropy naftowej i gazu ziemnego (współczynnik objętościowy, wartość wykładnika gazowego). Obliczenia te w prezentowanych przykładach realizowane były w aplikacji Volume Calculation platformy oprogramowania Petrel, z zastosowaniem podanych poniżej wzorów:

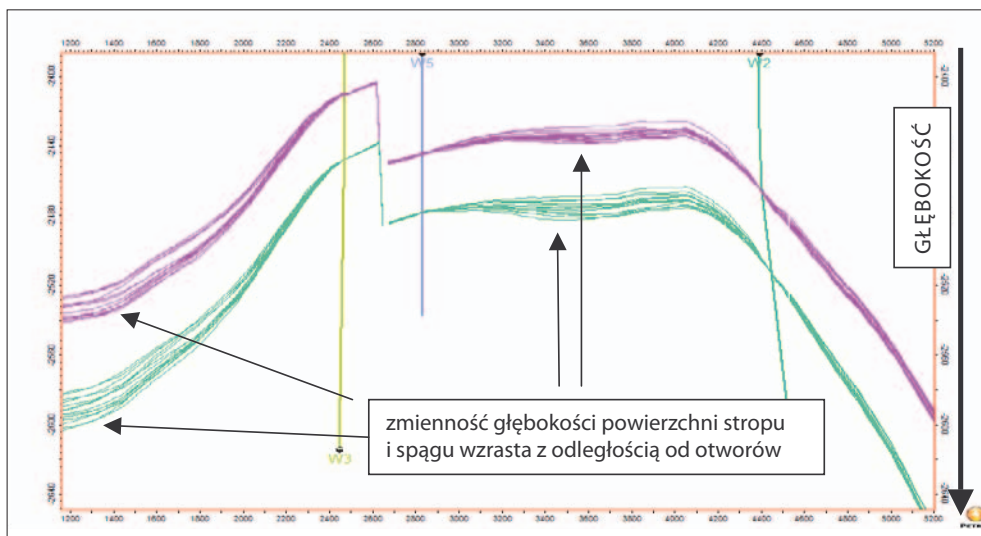
VN – Net Volume	objętość efektywna
Bulk Volume	objętość całkowita złoża
N/G	iloraz efektywnej do całkowitej objętości złoża
Φ Porosity	porowatość
V_o	objętość przestrzeni porowej
HCPV_o	objętość przestrzeni porowej zajęta przez ropę
S_o	nasycenie przestrzeni porowej ropą w strefie ropnej (1 – nasycenie wodą)
HCPV_g	objętość przestrzeni porowej zajęta przez gaz
S_g	nasycenie przestrzeni porowej gazem w strefie gazowej (1 – nasycenie wodą)
STOIIIP	<i>stock tank oil initially in place</i> – zasoby ropy naftowej
GIIP	<i>gas initially in place</i> – zasoby gazu ziemnego

B_o	współczynnik objętościowy ropy
B_g	współczynnik objętościowy gazu
R_s	wykładnik gazowy
R_v	stosunek objętości ropy (kondensatu) do objętości gazu w warunkach powierzchniowych

Elementy analizy niepewności zilustrowane zostały przykładami rzeczywistych obiektów złożowych, jednakże ze względu na poufny charakter informacji dotyczących ich zasobów złoża te opisywane są jako obiekty anonimowe X, Y i Z (rys. 6.1.1–6.1.3).

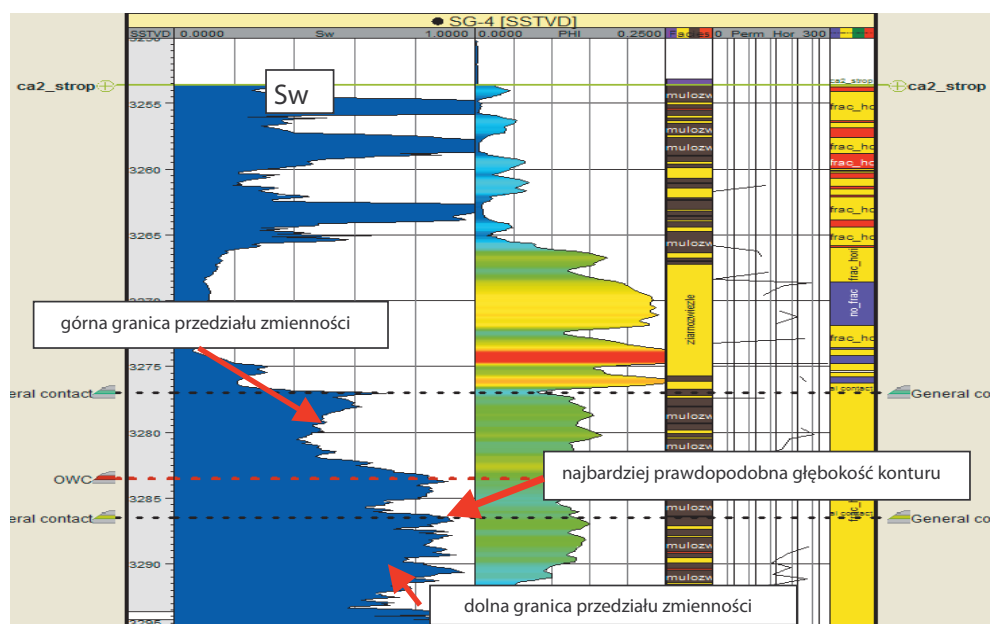
W prezentowanych przykładach jako czynniki obarczone niepewnością definiowano następujące elementy modelu złoża wpływające na wielkość zasobów geologicznych:

- **niepewność strukturalna** – głębokość zalegania powierzchni stropu i spągu poziomu złożowego, przy czym w lokalizacjach otworów wiertniczych głębokości te uznawane były za pewne, natomiast wraz ze wzrostem odległości od otworów wzrastały możliwe odchyłki od wartości wynikającej z mapy danej powierzchni strukturalnej (w analizowanych przykładach przyjęto, że maksymalne odchyłki mogą wynieść 3÷5 m w strefach najbardziej oddalonych od otworów wiertniczych z dostępnymi danymi stratygraficznymi (rys. 6.1.1);



Rys. 6.1.1. Graficzna prezentacja sposobu zdefiniowania niepewności strukturalnej złoża X w formie arbitralnego przekroju na linii trzech otworów wiertniczych: kolor różowym – strop poziomu zbiornikowego; zielony – spąg

- **niepewność głębokości położenia konturu wody złożowej** – w miejsce głębokości konturu wyrażonej wartością liczbową wprowadzono zmienną losową z przedziału \pm kilka metrów od głębokości wynikającej z interpretacji profilowań geofizyki otworowej (rys. 6.1.2);



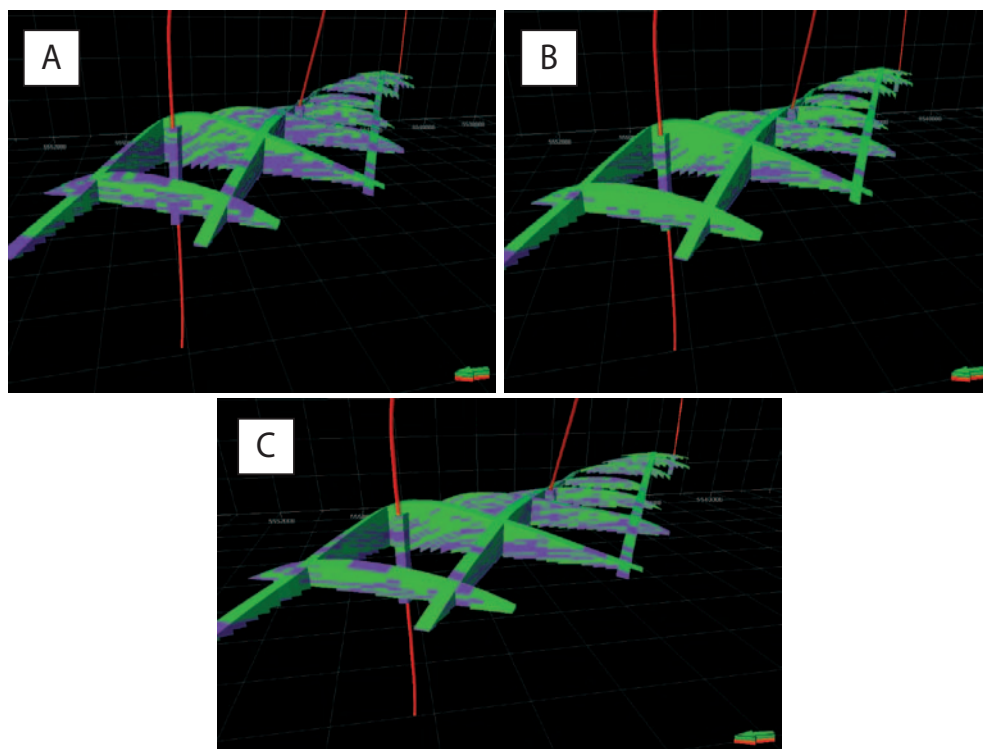
Rys. 6.1.2. Przykład definiowania przedziału niepewności położenia konturu wodnego złoża Y (nasylenie wodą złożową przedstawiono w I kolumnie, Sw)

- **niepewność parametrów definiujących proces obliczenia przestrzennego rozkładu porowatości:**
 - a. wartość azymutu dla kierunku największej korelacji modelowanego parametru (kierunek główny wariogramu) została zastąpiona przez zmienną o rozkładzie normalnym ze średnią równą wartości azymutu zdefiniowanej w modelu bazowym i odchyleniem standardowym równym 10 stopni,
 - b. wartości zasięgów stref oddziaływania wariogramów dla kierunków horyzontalnych i pionowego zdefiniowano jako zmienne o rozkładach trójkątnych wyznaczonych przez medianę równą wartości przyjętej w modelu bazowym oraz wartości minimalne i maksymalne,

- c. wartości współczynnika korelacji pomiędzy danymi otworowymi a danymi sejsmicznymi – w modelu bazowym korelacja pomiędzy tymi grupami danych określana była poprzez wykres krzyżowy otworowych profili porowatości z profilami wyekstrahowanymi z odpowiednich wolumenów sejsmicznych (korelację badano dla całości populacji danych za pomocą jednej wartości współczynnika korelacji). Podczas badania niepewności w odniesieniu do wyniku obliczeń przestrzennego modelu porowatości wartość współczynnika korelacji została zastąpiona przez zmienną losową z przedziału, którego granice wyznaczały minimalne i maksymalne wartości korelacji pomiędzy tymi grupami danych, ale obliczanymi indywidualnie dla każdego odwiertu. Innymi słowy, zdefiniowany przedział niepewności wynikał ze zmienności współczynnika korelacji pomiędzy danymi otworowymi i sejsmicznymi na obszarze badań;
- **przestrzenny rozkład parametru net to gross** – w jednym z analizowanych przykładów wartość progową porowatości, powyżej której skałę zbiornikową traktowano jako efektywną dla przepływu węglowodorów (*net pay*), zastąpiono wartością losową z wyznaczonego przedziału (rys. 6.1.3).

Należy nadmienić, że w praktyce elementy modeli złóż obarczonych niepewnością są zdecydowanie liczniejsze; różne mogą też być sposoby definiowania zakresu zmienności tych elementów oraz parametrów definiujących przebieg procesów obliczeniowych. W niektórych przypadkach należy rozważać sprzężanie kilku procesów obliczeniowych, gdzie wyniki tych, które realizowane są w pierwszej kolejności, determinują zakres zmienności i skalę niepewności wyników pozostałych procesów. Przykładem może tutaj być aplikowanie wyniku każdej realizacji rozkładów porowatości i przepuszczalności w procesie wyznaczania zakresu zmienności rozkładu *net to gross*.

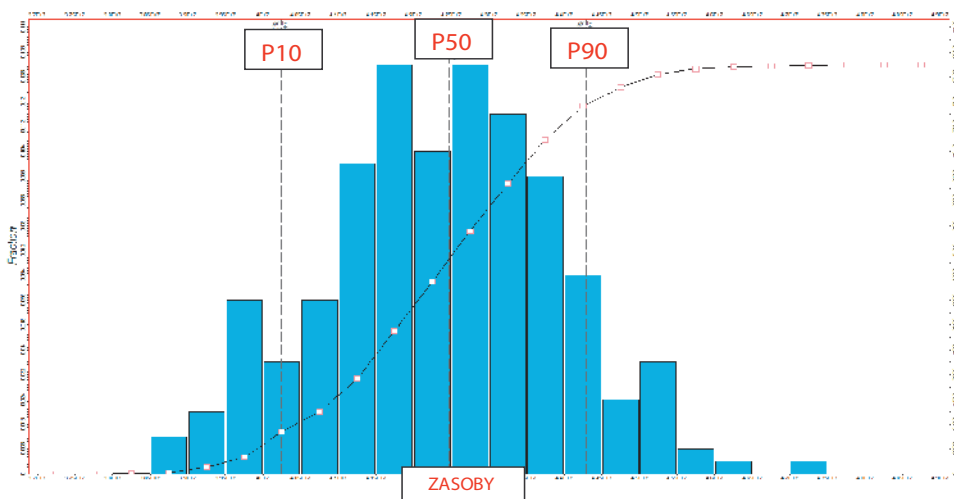
Odmienne zagadnienie stanowi unaoczniona powyższymi przykładami (rys. 6.1.1–6.1.3) kwestia arbitralności przyjmowanych założeń w procesie definiowania dystrybucji prawdopodobieństwa, a przede wszystkim zakresu niepewności poszczególnych elementów i parametrów determinujących przebieg i w konsekwencji rezultaty poszczególnych procesów obliczeniowych. Potencjał redukcji stopnia subiektywności oceny niepewności/ryzyka takich elementów modelu złoża jak przestrzenne rozkłady parametrów ilościowych (np. porowatości, przepuszczalności, nasycenia wodą złożową, N/G) wykazuje implementacja wyników poprzednio zrealizowanych procedur walidacji tychże rozkładów (np. z zastosowaniem metodyki przedstawionej w rozdziale 5.2). W tak skonstruowanej pętli symulacji Monte Carlo w miejsce zastępowania wartości definiujących procesy obliczeniowe zmiennymi o subiektywnie przyjętych rozkładach prawdopodobieństwa i zakresach zmienności stosować można zakresy wynikające z wyznaczonego błędu predykcji danego parametru.



Rys. 6.1.3. Wizualizacja modelu *net to gross* złoża Z; A – pesymistyczny; B – optymistyczny; C – odpowiadający środkowi przedziału niepewności. Przewaga koloru fioletowego (A) odpowiada niskiemu udziałowi efektywnych interwałów w obrębie poziomu zbiornikowego; dominacja koloru zielonego (B) występuje, gdy przeważają interwały produktywne

Niezależnie od przyjętego schematu definiowania niepewności składowych geostatystycznego modelu złoża wynikiem przeprowadzonych symulacji Monte Carlo jest histogram wybranego parametru objętościowego prezentujący zmienność tego parametru odpowiadającą przyjętym zakresom niepewności poszczególnych czynników ryzyka (rys. 6.1.4–6.1.5). W przypadku złóż o udokumentowanej obecności węglowodorów najczęściej stosuje się wielkość zasobów ropy naftowej (STOIP – *stock tank oil initially in place*) lub gazu ziemnego (GIIP – *gas initially in place*); dla struktur będących przedmiotem prowadzenia prac poszukiwawczych (bez udokumentowanego nasycenia węglowodorami) bardziej zasadne jest opieranie analizy niepewności na parametrze objętości przestrzeni porowej, choć na zasadzie hipotezy możliwe jest też bazowanie na obliczeniach parametrów wyrażających objętość ropy naftowej czy też gazu ziemnego.

Wykres prezentujący wynik analizy niepewności łącznej (dla całokształtu zdefiniowanych czynników ryzyka) uzyskany metodą Monte Carlo, będący efektem analizy 250 powtórzeń zestawu procesów obliczeniowych zasobów ropy naftowej obiektu anonimowego Y zaprezentowano na rysunku 6.1.4. Na osi X przedstawiono wielkość zasobów, natomiast na osi Y częstość występowania danej wartości w poszczególnych przedziałach skali zasobów. Wprowadzono także wartości odpowiadające prawdopodobieństwu P10, P50 i P90, przy czym wartości te należy rozumieć następująco: P10 – wielkość zasobów, w stosunku do której 10% uzyskanych wyników (z całkowitej liczby wykonanych realizacji) lokuje się poniżej tej wartości, natomiast 90% powyżej; P50 – wielkość zasobów dzieląca populację wyników na dwie równe części (mediana rozkładu); P90 – wielkość zasobów, dla której 90% wyników jest od niej mniejsza, zaś 10% większa. Tak więc wielkość zasobów odpowiadająca P50 lokuje się w środku przedziału i przyjmuje się, że jest to wynik najbardziej prawdopodobny.

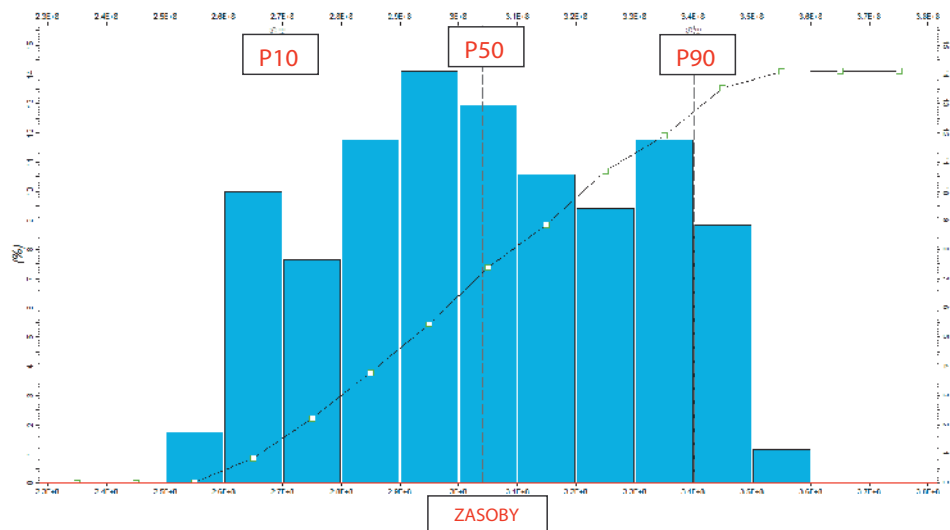


Rys. 6.1.4. Histogram i skumulowana krzywa dystrybucji wyników 250 powtórzeń symulacji Monte Carlo zasobów geologicznych ropy naftowej (STOIP [m³]) obiektu anonimowego X

Poniżej zamieszczono histogram wyników obliczeń zasobów gazu ziemnego dla obiektu anonimowego Z (rys. 6.1.5) w analogicznej formie – z uwagi na mniej zdefiniowanych czynników ryzyka zastosowano ograniczoną liczbę powtórzeń procedury obliczeniowej.

Obserwowane zakresy zmienności analizowanych parametrów objętościowych determinowane są przez całokształt zdefiniowanych czynników ryzyka; analizy przeprowadzono w tzw. długich pętłach obliczeniowych. Analiza statystyczna otrzymanych wyników pozwala

na przypisanie poszczególnym realizacjom odpowiednich wartości prawdopodobieństwa. Stwarza to możliwość rekonstrukcji modeli złoża, reprezentowanych przez zestaw rozkładów przestrzennych poszczególnych parametrów petrofizycznych, które złożyły się na dany poziom prawdopodobieństwa, i odtworzenia na potrzeby symulacji złoża wersji modelu, które odpowiadają prawdopodobieństwu P50 oraz P10 i P90.

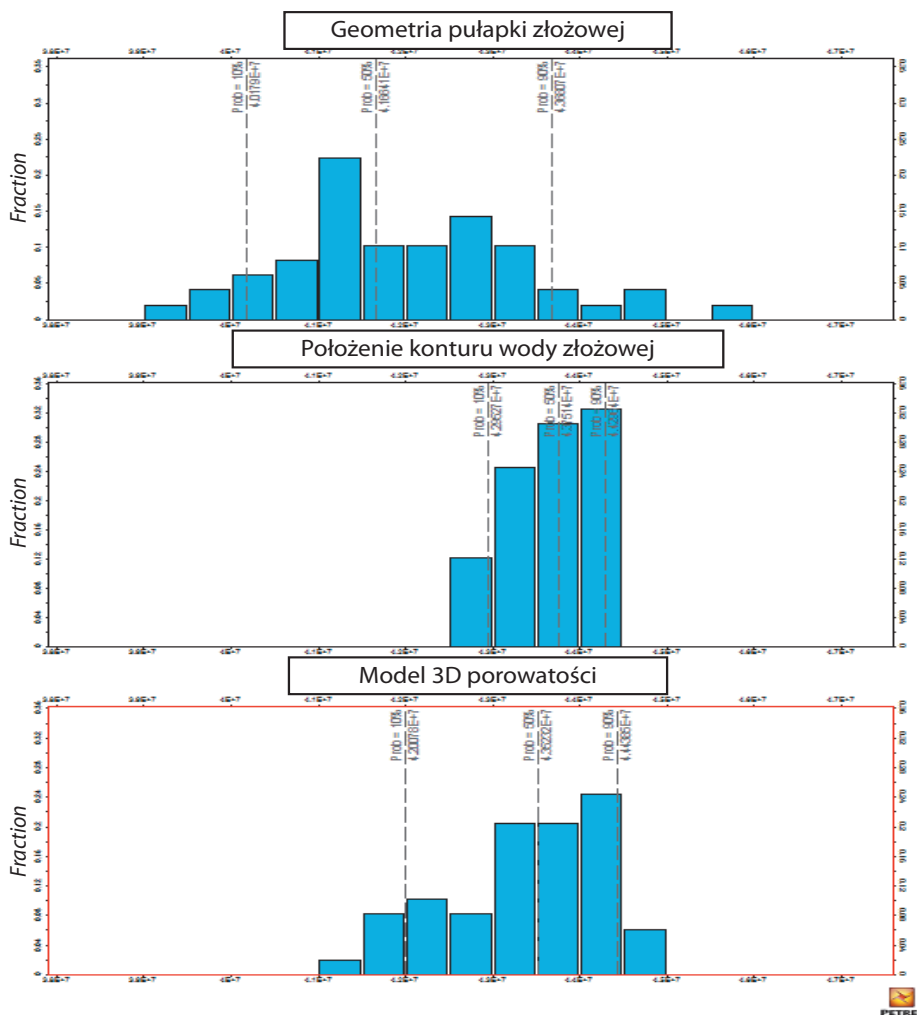


Rys. 6.1.5. Histogram i skumulowana krzywa dystrybucji wyników 150 powtórzeń symulacji Monte Carlo zasobów geologicznych gazu ziemnego (GIIP [m³]) obiektu złożowego Z

6.2. Studium wrażliwości modelu niepewności

Znając skalę wpływu całokształtu zdefiniowanych czynników ryzyka na wyniki obliczeń parametrów objętościowych (rys. 6.1.4–6.1.5), można podejmować próby jej ograniczenia, np. poprzez pozyskanie dodatkowych informacji i ich implementację w modelu złoża. Podejmowanie tego typu zamierzeń wymaga określenia wpływu poszczególnych elementów obarczonych niepewnością na uzyskiwane wyniki, czyli przeprowadzenia analizy wrażliwości modelu niepewności. Procedura obliczeniowa pozwalająca na uzyskiwanie tego typu informacji, określana mianem studium wrażliwości (ang. *sensitivity study*), polega na uruchomieniu zestawu tzw. krótkich pętli obliczeniowych w liczbie odpowiadającej ilości zdefiniowanych czynników ryzyka, a następnie na indywidualnej analizie wpływu każdego z elementów niepewności na wyniki obliczeń wolumetrycznych.

Przykład wyników analizy wrażliwości modelu niepewności uzyskanych dla jednego z obiektów złożowych przedstawiono na rysunkach 6.2.1 w formie histogramów prezentujących rozrzuty uzyskiwanych wyników obliczeń objętościowych w funkcji niepewności każdego z trzech czynników ryzyka (pokazują one, w jakim stopniu zmienność wyniku jednego tylko procesu obliczeniowego rzutuje na wielkość zasobów zobraowaną na osiach X).

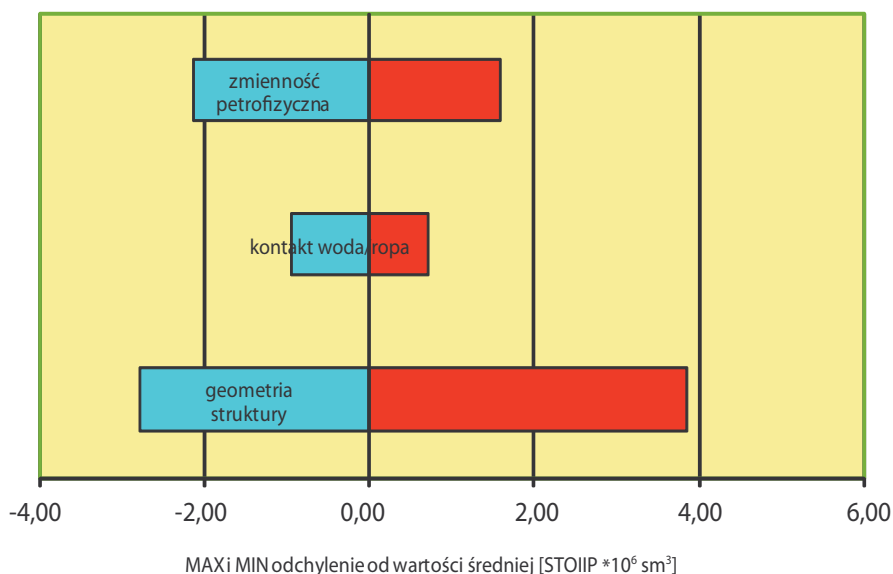


Rys. 6.2.1. Wyniki studium wrażliwości modelu niepewności zasobów geologicznych ropy naftowej jednego z analizowanych obiektów złożowych (STOIP [m³]); oceniano wpływ następujących czynników ryzyka: geometria pułapki złożowej, głębokość występowania konturu wody złożowej oraz zmienność przestrzennego modelu porowatości

W analizowanym przypadku rozpatrywano niepewność położenia powierzchni stropu poziomego zbiornikowego w strefach międzyotworowych (górny wykres), niepewność położenia głębokości konturu wody złożowej (środkowy wykres) oraz niepewność wyników modelowania porowatości (dolny wykres). Każdy z czynników ryzyka posiada indywidualnie obliczone wartości zasobów ropy naftowej odpowiadające poziomom prawdopodobieństwa P10, P50 oraz P90. W ramach studium wrażliwości wygenerowano 147 realizacji procesu obliczenia zasobów (po 49 dla każdego z czynników ryzyka).

W zaprezentowanym przykładzie największy wpływ na całkowitą niepewność wyników obliczeń wolumetrycznych wykazuje geometria obiektu złożowego, tj. niepewność głębokości zalegania powierzchni stropu poziomego zbiornikowego w strefach międzyotworowych, zaś najmniejsza część zróżnicowania wyników obliczeń zasobów jest efektem potencjalnego zakresu zmienności głębokości występowania konturu wody złożowej.

Inną formę graficznej prezentacji efektów przeprowadzonej analizy wyników studium wrażliwości modelu niepewności zamieszczono na rysunku 6.2.2, na którym w postaci słupków przedstawiono maksymalne i minimalne odchylenia uzyskanych wyników obliczeń parametru objętościowego względem wartości średniej, wyrażone w mln m³ STOIPP.



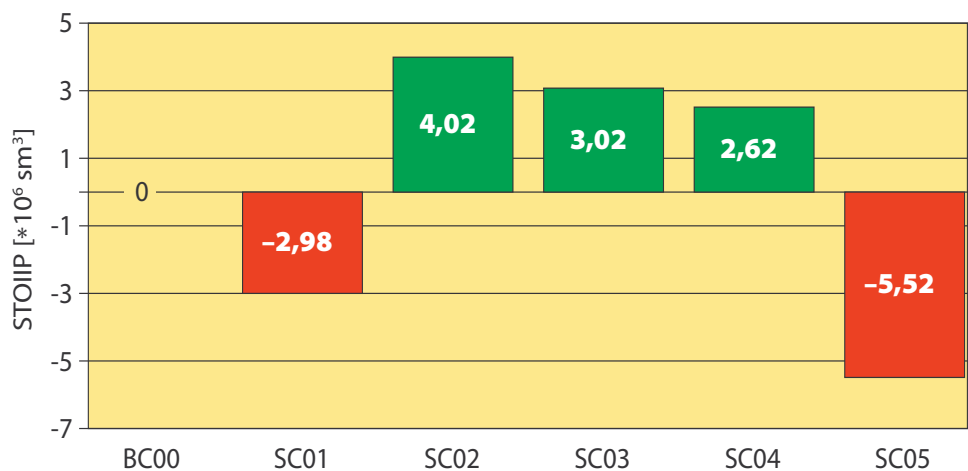
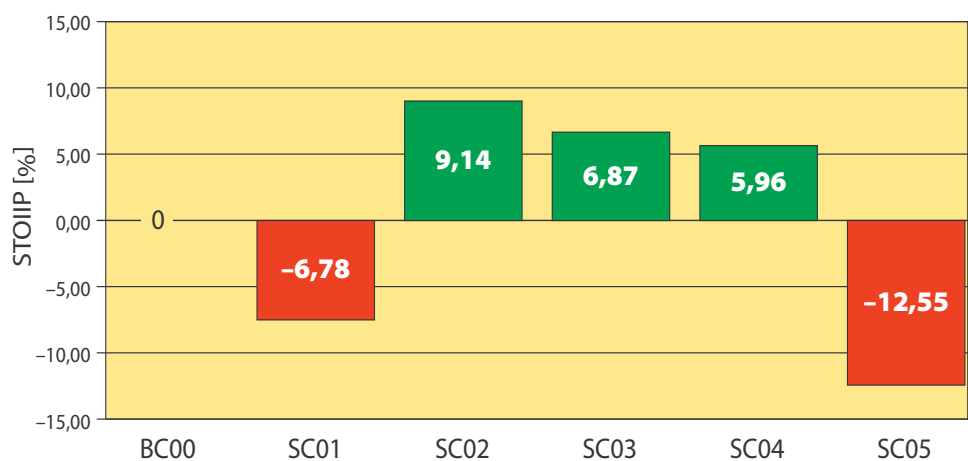
Rys. 6.2.2. Graficzna prezentacja rezultatu statystycznej analizy wyników studium wrażliwości modelu niepewności zasobów geologicznych ropy naftowej [STOIPP * 10⁶ sm³] jednego z analizowanych obiektów anonimowych

6.3. Analiza niepewności prowadzona dla odmiennych koncepcji modelu złoża

Odmienne podejście do zagadnienia niepewności wyników obliczania zasobów złóż węgłowodorów polega na analizie rozrzutu wyników będącego testowaniem kilku hipotez geologicznych – w tym ujęciu każda z hipotez reprezentowana jest przez oddzielny model złoża [Bryant i in. 2002; Deutsch 2002; Gringarten 2002]. Celowość tworzenia odrębnych scenariuszy modelu złoża jest odwrotnie proporcjonalna do stopnia jego rozpoznania, natomiast scenariusze takie reprezentują istotnie odmienne interpretacje poszczególnych aspektów budowy i charakterystyki złoża [Deutsch 2002; Gringarten 2002]. Dotyczy to może np. odmiennych wersji interpretacji strukturalnej, alternatywnych modeli konwersji czasowo-głębokościowej, koncepcji charakteru sedimentologicznego skały zbiornikowej, przyjętych progowych wartości parametrów takich jak porowatość czy przepuszczalność, dla których skałę zbiornikową uznaje się za produktywną, itd. W przedstawionym przykładzie dla jednego ze złóż ropy naftowej rozpatrywano następujące scenariusze, będące modyfikacjami modelu bazowego:

- BC00 – model bazowy – uznany za najbardziej wiarygodny;
- SC01 – model, dla którego przyjęto zdefiniowanie parametru N/G jako funkcji porowatości i przepuszczalności (w modelu bazowym jest to wartość stała, oszacowana na podstawie danych otworowych porowatości i przepuszczalności);
- SC02 – odmienna od bazowej interpretacja zmienności litofacjalnej, w wyniku której zmianie ulega przestrzenny model porowatości;
- SC03 – model porowatości konstruowany bez osnowy litofacjalnej;
- SC04 – alternatywna (optymistyczna w sensie objętości strefy złożowej) interpretacja powierzchni strukturalnej stropu poziomego zbiornikowego;
- SC05 – alternatywna (pesymistyczna w sensie objętości strefy złożowej) interpretacja powierzchni strukturalnej stropu poziomego zbiornikowego.

Obliczenie zasobów złoża dla każdego z rozpatrywanych scenariuszy oraz analiza uzyskanych wyników pozwalają ocenić skalę niepewności, jaką obarczony jest model złoża charakteryzujący się niskim stopniem rozpoznania, którego stan determinuje istnienie poważnych (w sensie wpływu na zasoby) czynników ryzyka. Przykład graficznej formy prezentacji wyników tego typu analiz przedstawiono na rysunkach 6.3.1 i 6.3.2, przy czym na pierwszym z nich przedstawiono zróżnicowanie wartości zasobów geologicznych ropy naftowej, wyrażonych w mln m³, uzyskanych dla każdego ze scenariuszy w stosunku do modelu bazowego, natomiast na rysunku 6.3.2 różnice te wyrażone są w procentach.

Rys. 6.3.1. Różnica w zasobach geologicznych ropy naftowej względem BC00 [$\cdot 10^6 \text{ m}^3$]

Rys. 6.3.2. Różnica w zasobach geologicznych ropy naftowej względem BC00 [%]

Z analizy powyższych diagramów wynika, że największy wpływ na zasoby analizowanego obiektu złożowego ma niepewność interpretacji strukturalnej powierzchni stropu poziomu zbiornikowego (różnica pomiędzy optymistycznym (SC04) i pesymistycznym

wariantem (SC05) wynosi 8,14 mln m³, co odpowiada 18,5% zasobów bazowego modelu złoża). Istotny czynnik ryzyka stanowi również niewystarczające rozpoznanie charakteru zmienności litofacjalnej (SC02), które z kolei rzutuje na niepewność parametrów zbiornikowych.

Pożądanym rozwinięciem podejścia opartego na alternatywnych modelach złoża (ang. *scenario-based*) jest analiza niepewności każdego z rozpatrywanych scenariuszy modelu złoża w ramach opisanej w rozdziałach 6.1 i 6.2 metody Monte Carlo (ang. *realization-based*). Ten typ analizy niepewności w literaturze anglojęzycznej nazywany jest *nested approach*, co można tłumaczyć (bez zatracania sensu) jako podejście sekwencyjne. Polega ono na analizie określonej liczby czynników ryzyka poprzez wielokrotne powtórzenia procesów obliczeniowych dla każdego z rozpatrywanych scenariuszy [Bryant i in. 2002; Deutsch 2002; Gringarten 2002; Process... 2007] (rys. 6.1). Kolejność etapów tego typu sekwencji jest więc odwrotna do kolejności, w jakiej obydwa podejścia zostały opisane. Powodem priorytetowego potraktowania metody Monte Carlo jest fakt, iż analiza oparta na alternatywnych scenariuszach modelu złoża w sensie metodycznym nie zawiera żadnych dodatkowych elementów w stosunku do zaprezentowanych w poprzednich rozdziałach.

Reasumując, przedstawiono dwa odmienne podejścia do kwestii niepewności w opisie złóż węglowodorów: podejście oparte na statystycznej zmienności (*realization-based*) i wynikające z istnienia odmiennych koncepcji interpretacyjnych (*scenario-based*). Całościowe zdefiniowanie skali niepewności, a więc oszacowanie skali niekompletności wiedzy odnośnie do modelu złoża, wymaga zastosowania podejścia łączącego obydwie omówione metody [Deutsch 2002]. Sposobem na ograniczenie skali subiektywności prowadzonej analizy niepewności (w odniesieniu do parametrów ilościowych) może być wykorzystanie wyników zastosowania procedur walidacyjnych w postaci map lub rozkładów przestrzennych błędu predykcji poszczególnych parametrów.

W przypadku dysponowania wartościami najbardziej prawdopodobnych (P50) zasobów złoża oraz wartościami (P10) i (P90) możliwe jest przeprowadzenie symulacji kilku modeli, które reprezentują dany poziom prawdopodobieństwa, i opracowanie kilku alternatywnych programów zagospodarowania i eksploatacji złoża, pozwalających na wczesne reagowanie i zmianę strategii w przypadku pojawienia się nowych danych (np. danych eksploatacyjnych).

Ponadto, znając prawdopodobny zakres możliwej zmienności wielkości zasobów złoża węglowodorów (alternatywne scenariusze modelu złoża, wyniki symulacji Monte Carlo) oraz wpływ poszczególnych czynników ryzyka na szerokość tego zakresu (studium wrażliwości) możliwe jest zaplanowanie takiego programu rozpoznania złoża, który pozwoli zawęzić przedział niepewności. Przykładowo, w obliczu występowania znacznej niepewności w odniesieniu do geometrii obiektu złożowego można rozważać przeprowa-

dzenie reinterpretacji danych sejsmicznych, powtórnego przetwarzania (reprocessingu) i reinterpretacji lub też zaprojektować akwizycję nowych danych sejsmicznych. Gdy istotny element ryzyka stanowi niski stopień rozpoznania zmienności litofacjalnej, redukcję skali niepewności wyników obliczeń objętościowych można uzyskać na przykład poprzez zaplanowanie szerszego zakresu poboru rdzeni wiertniczych w nowych otworach oraz wykonanie profilowań obrazu ścian otworów i przeprowadzenie odpowiednich analiz sedimentologicznych. Niewystarczający stopień rozpoznawania charakteru zmienności podstawowych parametrów petrofizycznych można ograniczać, zwiększając liczbę wykonywanych pomiarów laboratoryjnych czy też poszerzając zakres realizowanych profilowań geofizyki otworowej itd.

W obliczu występowania wielu czynników ryzyka, znając wpływ każdego z nich na wynik końcowy, priorytetowo traktowane są te działania, które w największym stopniu doprowadzą do ograniczenia niepewności, jaką obarczone są prognozy potencjału zasobowego analizowanej strefy złożowej.

Wyniki analizy niepewności stanowią ważny element studium ekonomicznej opłacalności zagospodarowania złoża i pozwalają wybrać najbardziej efektywny sposób eksploatacji.

7. Geostatystyczne modelowanie 3D złóż węglowodorów i obszarów prospekcji naftowej – przykłady zastosowań w procesach poszukiwania, rozpoznawania i eksploatacji złóż

Geostatystyczne modelowanie złożowe dostarcza wyników w postaci spójnych modeli 3D złoża lub obszaru prospekcji, definiujących najistotniejsze elementy strukturalne, facjalne i petrofizyczne, a niekiedy także geochemiczne, geomechaniczne, mineralogiczne i inne. Wyniki te, stanowiące efekt integracji całokształtu danych geologicznych, geofizycznych, sedimentologicznych, laboratoryjnych i złożowych, nie są celem samym w sobie – stanowią cenny materiał interpretacyjny o wszechstronnych możliwościach wykorzystania, adekwatnych do fazy „życia” złoża lub stanu rozpoznania obszaru poszukiwawczego.

W przypadku gdy przedmiotem analizy są nowo odkryte akumulacje węglowodorów lub strefy poszukiwawcze o zidentyfikowanych obiektach strukturalnych bądź facjalnych, stanowiących cel rozpoznania wiertniczego, statyczny model 3D stanowi punkt wyjścia dla wielokierunkowych wolumetrycznych analiz zasobowych w kontekście zmienności parametrów poziomu zbiornikowego determinujących jakość i zasobność złoża węglowodorów oraz przestrzenne rozmieszczenie stref charakteryzujących się najwyższym, umiarkowanym i niskim potencjałem węglowodorowym.

Geologiczny model złoża 3D stanowi bardzo często element szerszego schematu zarządzania złożem, obejmującego także symulacje złożowe, uwzględniające dynamiczny charakter procesów związanych z pracą złoża naftowego. Model geologiczny stanowi w takich sytuacjach geometryczną, facjalną i petrofizyczną podstawę modelu symulacyjnego.

Analiza perspektywiczności basenów sedimentacyjnych jest często prowadzona na bazie regionalnych modeli 3D, w ramach których odtwarzane są wielkoskalowe trendy zmienności istotnych z punktu widzenia potencjału węglowodorowego parametrów formacji macierzystych, zbiornikowych i uszczelniających. Zaawansowaną metodycznie wersję tego typu opracowań stanowi przestrzenne, dynamiczne (4D) modelowanie systemów

naftowych. Podobnie jak dla symulacji złożowych w zadaniach tych statyczny model 3D obszaru objętego pracami prospekcyjnymi stanowi strukturalno-parametryczną podstawę modelu dynamicznego i istotny element kalibracji wyników symulacji.

Powyższa lista nie wyczerpuje możliwości stosowania wyników geostatystycznego modelowania złożowego w innych celach, zarówno w odniesieniu do opracowań realizowanych na potrzeby poszukiwań i eksploatacji złóż węglowodorów, jak też w innych dziedzinach nauk geologicznych.

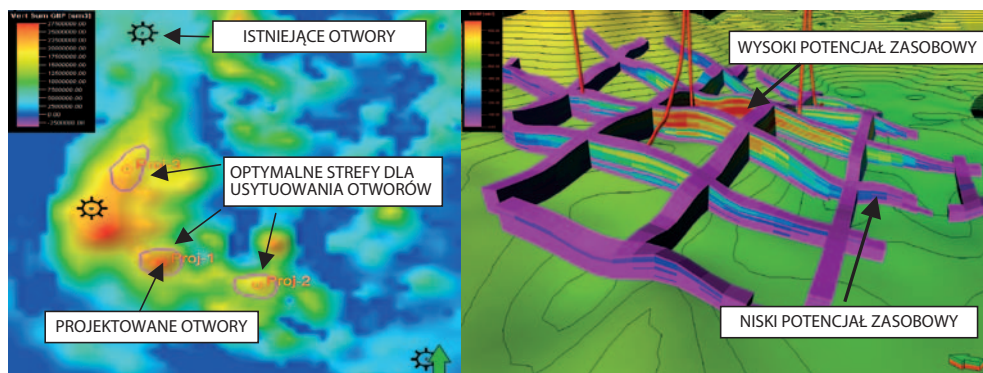
7.1. Analiza potencjału zasobowego i perspektywiczności stref obszaru złożowego

Przestrzenny, statyczny model złoża węglowodorów stwarza możliwość szerszego spojrzenia na kwestię oceny potencjału węglowodorowego złoża – wykraczającego poza obliczenie globalnych wartości zasobów (średniej lub rozkładu prawdopodobieństwa).

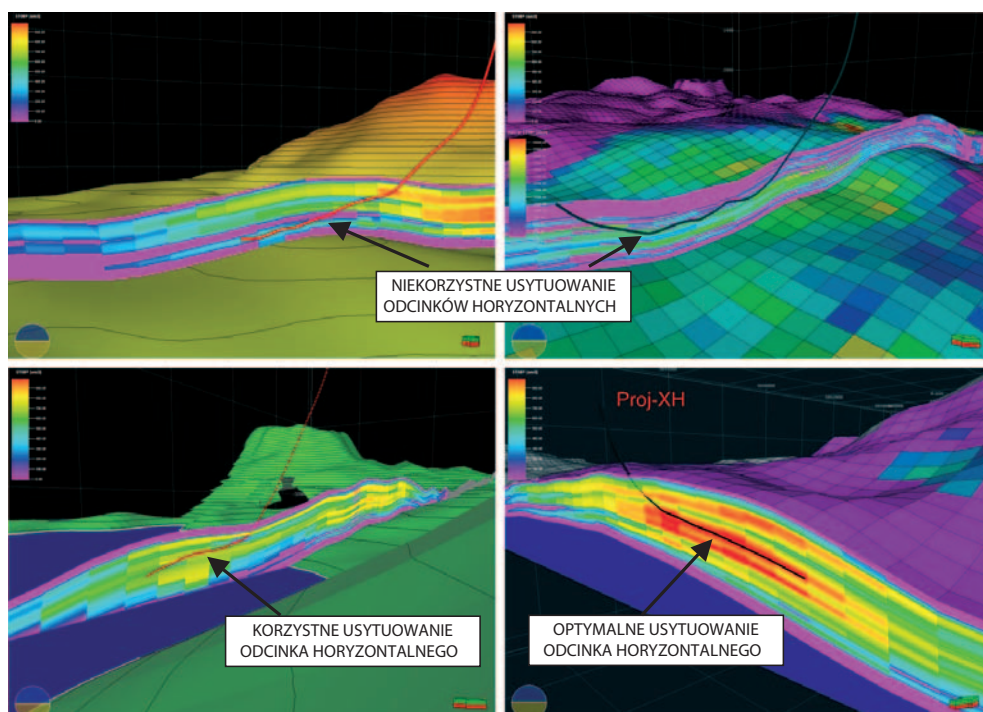
Przestrzenne rozkłady czy też mapy średnich wartości parametrów objętościowych, takich jak zasoby ropy, zasoby gazu, objętość przestrzeni porowej wyrażone na jednostkę powierzchni złoża (np. ha), i ich analiza pozwalają na ocenę poszczególnych stref obszaru złożowego. Przewaga tego typu materiałów nad rozkładami 3D i mapami porowatości czy też miąższości efektywnej wynika z faktu, iż w przypadku analizy np. rozkładu przestrzennego lub mapy STOIIP (zasoby ropy naftowej odniesione do warunków powierzchniowych) czy też GIIP (zasoby gazu odniesione do warunków powierzchniowych) interpretacji podlega superpozycja czynników, które składają się na potencjał węglowodorowy (zasobność) poziomu zbiornikowego, a więc takich jak objętość całkowita poziomu zbiornikowego, N/G (stosunek objętości efektywnej do całkowitej), porowatość oraz nasycenie przestrzeni porowej ropą lub gazem (w sensie głębokości separacji faz: gazowej, ropnej i solankowej oraz przestrzennej dystrybucji parametrów S_w , S_o i S_g).

Odrębnych informacji dostarcza w takich przypadkach analiza map wartości średnich oraz rozkładów przestrzennych. Przedstawienie zasobów w postaci map wartości średnich pozwala wyznaczać strefy charakteryzujące się największym sumarycznym potencjałem węglowodorowym, optymalne dla lokalizacji otworów eksploatacyjnych (ang. *sweet spots*) (rys. 7.1.1 – obszar złożowy LMG).

Podobnie analiza rozmieszczenia zasobów węglowodorów na podstawie modelu 3D umożliwia wyznaczanie stref w obrębie akumulacji węglowodorów, które z racji ilości węglowodorów zakumulowanych na jednostkę objętości skały zbiornikowej powinny być rozważane jako potencjalne cele lokalizacji odwiertów horyzontalnych (rys. 7.1.2).

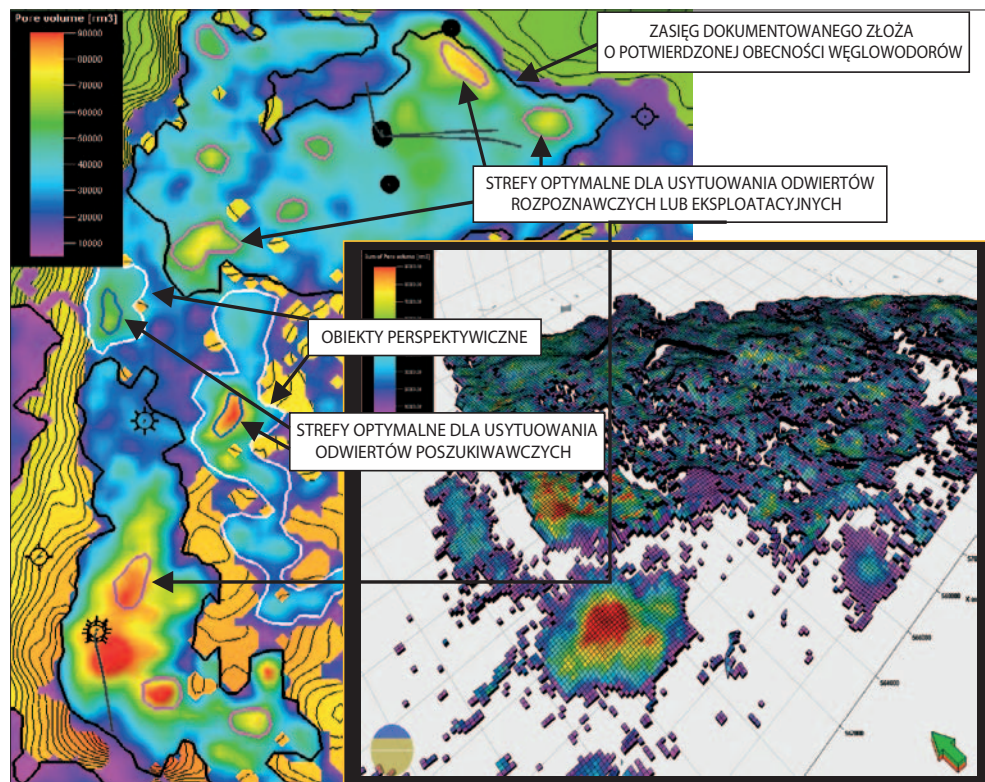


Rys. 7.1.1. Mapa sumarycznych wartości zasobów gazu ziemnego (GIIP [sm^3/ha]) – po lewej; przestrzenny rozkład zasobów ropy naftowej (STOIIP [$\text{sm}^3/\text{wysokość bloku grida/ha}$]) – po prawej; obszar złóżowy LMG



Rys. 7.1.2. Przykłady analizy usytuowania odwiertów horyzontalnych (istniejących i projektowanych) na tle przestrzennych rozkładów ilości węglowodorów zakumulowanych w przestrzeni porowej poziomu zbiornikowego; obszar złóżowy LMG

Szczegółowa analiza stref obszaru złożowego o wysokiej perspektywiczności pozwala prognozować zasoby węglowodorów w potencjalnych miejscach drenażu istniejących i projektowanych otworów eksploatacyjnych (prognozy takie traktowane są jako orientacyjne, gdyż na dokładniejsze oszacowanie pozwalają dopiero wyniki symulacji uwzględniające dynamiczny charakter procesów eksploatacji złóż).



Rys. 7.1.3. Interpretacja zasięgów (ciągłości) akumulacji węglowodorów (kolor czarny), identyfikacja potencjalnych pułapek facjalnych, izolowanych petrofizycznie względem odkrytych akumulacji (kolor biały) oraz stref o najwyższej pojemności przestrzeni porowej predestynowanych do lokalizacji otworów eksploatacyjnych (kolor różowy) i poszukiwawczych (kolor granatowy). W prawym dolnym rogu – wizualizacja modelu 3D objętości przestrzeni porowej (sumowanego wertykalnie), z nałożonym zmiennym lokalnie filtrem eliminującym bloki modelu poniżej przyjętych wartości minimalnych. Filtracji poddano parametry porowatości $< 5\div 8\%$, przepuszczalności $< 0,1\div 1$ mD oraz miąższości efektywnej $< 5\div 10$ m

Innym zastosowaniem przedstawianego podejścia interpretacyjnego może być ocena zasięgu obszarów złożowych w przypadku akumulacji węglowodorów ograniczanych pobocznie zmiennością petrofizyczną poziomu zbiornikowego. Wyznaczanie granic akumulacji, choć obarczone elementem arbitralności, jest niezbędne w trakcie dokumentowania zasobów złóż. Polega to na wyznaczeniu/przyjęciu wartości progowej odpowiedniego parametru objętościowego (wyrażonego w m^3 /jednostkę powierzchni), poniżej której akumulacja węglowodorów nie przedstawia wartości przemysłowej. Oprócz granic akumulacji o potwierdzonym nasyceniu węglowodorami, w przypadku stref izolowanych petrofizycznie, zastosowanie tego samego kryterium dla obszaru o szerszym zasięgu może pozwolić na identyfikację nowych, potencjalnych stref nasyconych ropą lub gazem o odpowiednio wysokim potencjale węglowodorowym, które mogą być celem rozpoznania wiertniczego za pomocą otworów poszukiwawczych (rys. 7.1.3).

Oprócz analizy rozmieszczenia zasobów węglowodorów ocenie poddawany może być też parametr objętości przestrzeni porowej pod kątem wyznaczania lokalizacji otworów nawadniających, najczęściej lokalizowanych poza strefą nasycenia węglowodorami. W takich sytuacjach wybór lokalizacji, dla której istnieje znaczna pojemność przestrzeni porowej skomunikowanej ze strefą akumulacji ropy lub gazu zapewnić będzie możliwość zatłaczania odpowiednich ilości wody (lub innego płynu) w celu podtrzymania energii złoża i wypierania dodatkowych ilości węglowodorów.

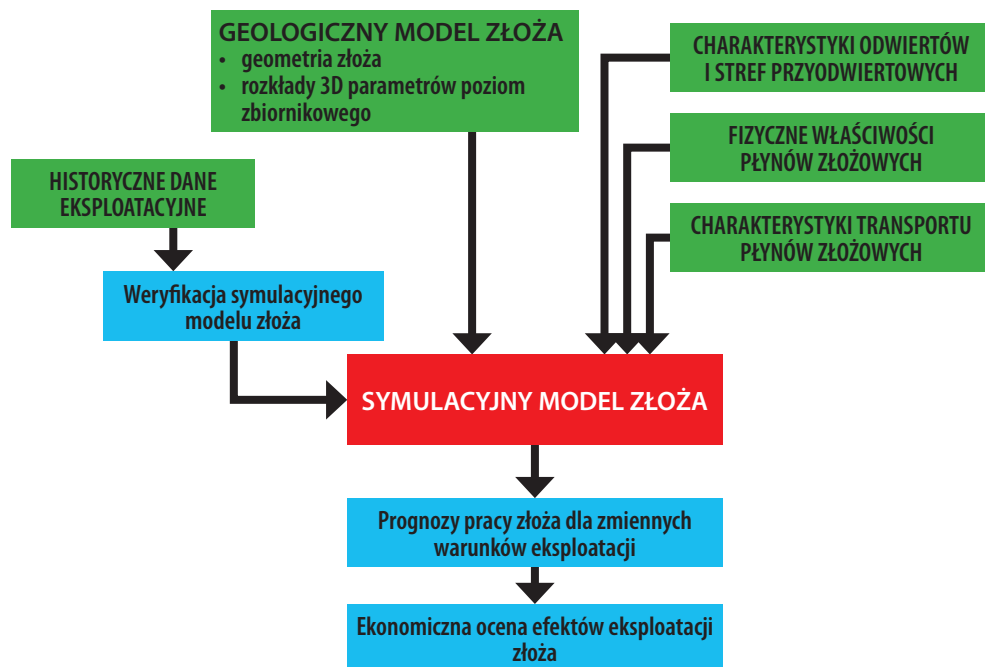
Wyniki opisywanych analiz potencjału węglowodorowego mogą być wykorzystywane dla celów opracowania rankingu perspektywiczności stref obszarów złożowych, projektowania otworów wiertniczych, sporządzania analiz ekonomicznych. W przypadku złóż eksploatowanych z dostępnymi danymi dynamicznymi (historia produkcji, testy produkcyjne) wyniki uzyskane na podstawie modelu statycznego optymalizowane są poprzez symulacje złożowe.

7.2. Statyczny model złoża jako niezbędny element modelu dynamicznego (symulacyjnego)

Najczęściej realizowaną formą wykorzystywania wyników statycznego etapu geostatystycznego modelowania złożowego jest ich implementacja w modelu dynamicznym w procesach tzw. symulacji złożowych, których ogólnym celem jest prognoza przepływu płynów w poziomie zbiornikowym.

Istotą symulacji złożowych jest wykorzystanie modeli matematycznych złóż i procesów w nich zachodzących do rozpoznania charakterystycznych cech złóż naftowych,

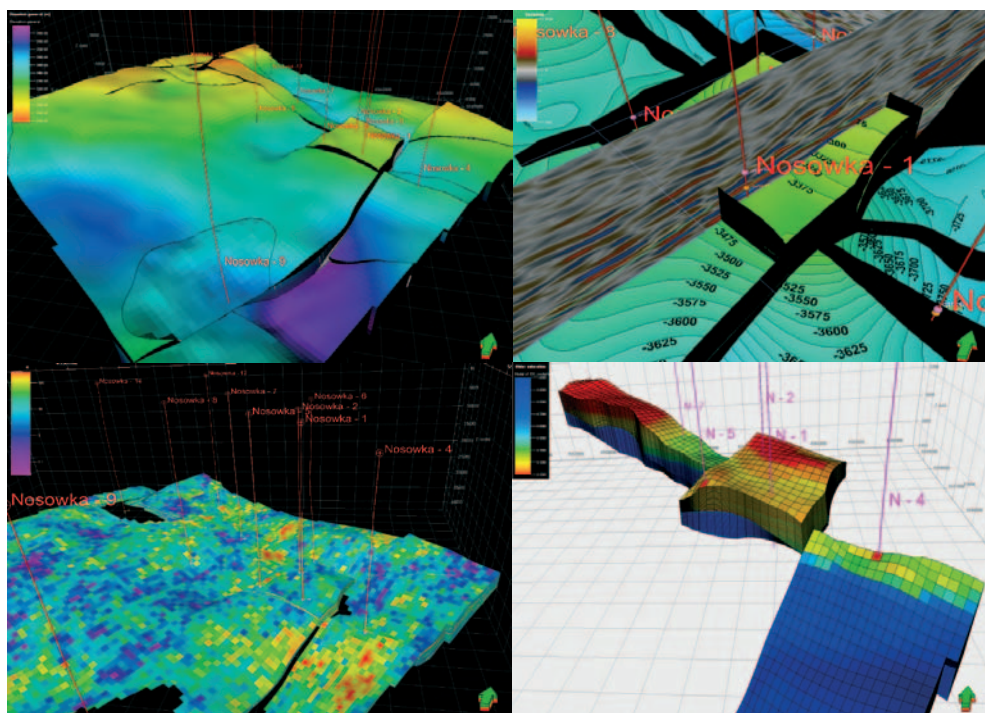
mechanizmów szczypania ich zasobów i prognozowania pracy złóż w zróżnicowanych warunkach eksploatacji. Możliwość symulowania (naśladowania i powtarzania) pracy złóż w różnorodnych, hipotetycznych warunkach nadaje symulacjom złożowym szczególnie dużego znaczenia jako narzędzia optymalizacji sposobów zagospodarowania i eksploatacji zasobów złóż [Szott 2005].



Rys. 7.2.1. Schemat symulacyjnego modelowania złoża [Szott 2005]

Geologiczny, statyczny model złoża, będący efektem zastosowania metodyki geostatystycznego modelowania złożowego, stanowi rdzeń modelu symulacyjnego. Konstrukcja modelu symulacyjnego polega na uzupełnieniu modelu geologicznego o elementy opisujące sposób udostępnienia formacji otworami wiertniczymi, stan stref przyodwiertowych, własności transportowe w układzie skała–płynny złożowe, termodynamiczne własności płynów. Model dynamiczny złoża, skalibrowany historycznymi danymi eksploatacyjnymi, jest podstawą wielowariantowych symulacji prognostycznych pozwalających na analizę porównawczą i ocenę alternatywnych sposobów eksploatacji złoża węglowodorów [Szott 2005; Łętkowski, Szott 2012].

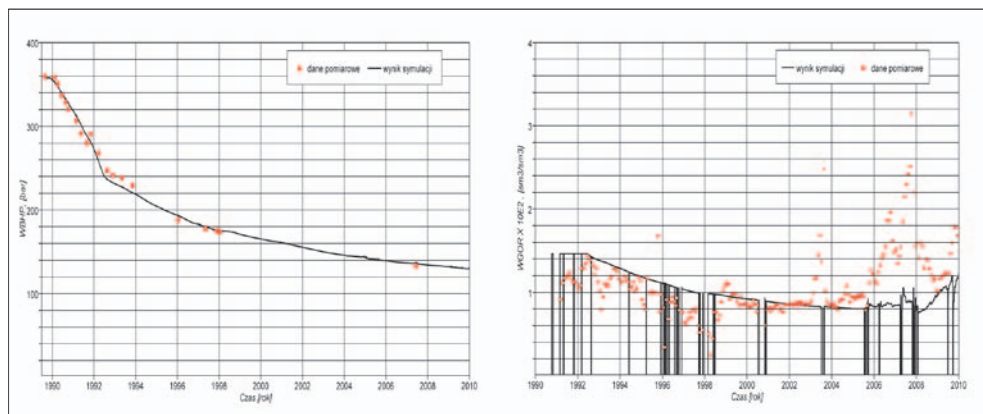
Omawiane zagadnienie zilustrowane zostało przykładem modelu symulacyjnego złoża Nosówka. Statyczny model geologiczny obiektu złożowego skonstruowany został przez autora niniejszej publikacji w ramach jednego z zadań projektu badawczego pt.: *Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z programem ich monitorowania. Zadanie 1.1.15 – Opracowanie szczegółowych statycznych modeli ośrodka geologicznego składowisk* [Szott, Sowizdżał, Stadtmüller 2010]. Wyniki kolejnego etapu modelowania dynamicznego realizowanego w aspekcie oceny możliwości wspomagania wydobywania ropy naftowej ze złoża Nosówka poprzez zatłaczanie CO₂ przedstawione zostały przez Piotra Łętkowskiego i Wiesława Szotta w publikacji [Łętkowski, Szott 2012]. Geologiczny model analizowanego złoża obejmował zdefiniowanie geometrii obiektu oraz przestrzennych rozkładów zestawu parametrów petrofizycznych niezbędnych dla procesu symulacji złoża (porowatość, przepuszczalność, N/G) oraz nasycenia przestrzeni porowej mediami złożowymi.



Rys. 7.2.2. Widok modelu geologicznego regionu Sędziszów-Będziemyśl (powyżej, po lewej), blok tektoniczny centralnej części złoża (powyżej, po prawej). Poniżej – przestrzenny rozkład przepuszczalności (po lewej); segmenty (bloki tektoniczne) modelu o potwierdzonym nasyceniu ropą naftową (po prawej)

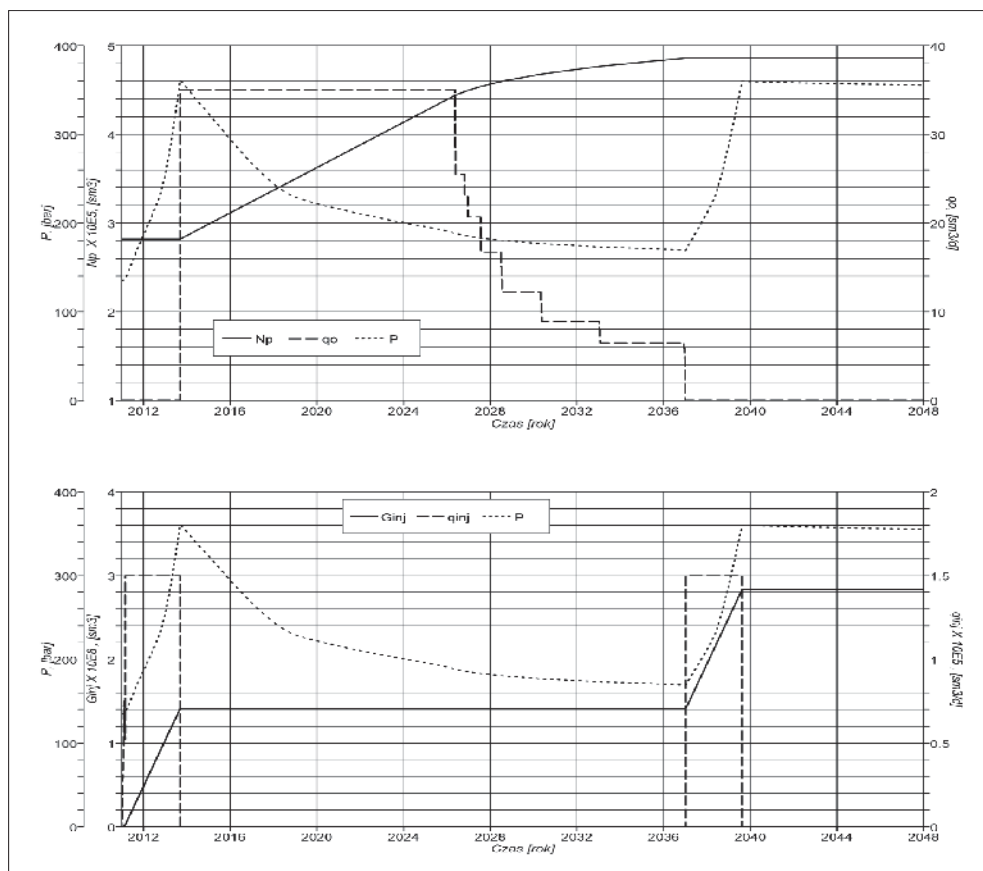
Szczególne znaczenie w omawianym przykładzie odgrywa budowa strukturalna złoża, którego centralna część ma charakter zrębu tektonicznego, izolowanego hydrodynamicznie z czterech stron powierzchniami dyslokacji (rys. 7.2.2). Nasylenie węglowodorami stwierdzone zostało także w dwóch odrębnych elementach strukturalnych, z czego w jednym z nich uzyskano przemysłowy przyrływ ropy naftowej. Przestrzenne rozkłady parametrów poziomu zbiornikowego, odznaczającego się bardzo niską porowatością i stosunkowo wysoką przepuszczalnością, opracowano, wykorzystując metody opisane w rozdziałach 3 i 4.

Kalibrację modelu statycznego przeprowadzono na podstawie historycznych danych eksploatacyjnych (rys. 7.2.3). Następnie skalibrowany model poddano wielowariantowym symulacjom prognostycznym, pozwalającym na ocenę wpływu dalszej eksploatacji na możliwości sekwestracyjne i eksploatacyjne złoża [Łętkowski, Szott 2012].



Rys. 7.2.3. Wyniki kalibracji modelu historycznymi danymi eksploatacyjnymi: po lewej – ciśnienie na spodzie odwiertu; po prawej – wykładnik gazowy [Łętkowski, Szott 2012].

W cytowanej pracy [Łętkowski, Szott 2012] przedstawiono prognozy eksploatacji złoża według kilku alternatywnych scenariuszy, realizujących różne schematy eksploatacji złoża z równoczesną sekwestracją CO₂. Prognozy najbardziej obiecującego wariantu, zakładającego wydobycie ropy naftowej odwiertami N-1 i N-5, poprzedzone wstępną sekwestracją CO₂, poprzez zatłaczanie odwiertem N-2, przedstawiono na rysunku 7.2.4. W wariantcie tym uzyskano stopień szczypania złoża na poziomie około 64%, co oznacza zysk 130 tys. Nm³ ropy naftowej w porównaniu z wariantem bazowym (tzn. bez zatłaczania CO₂) [Łętkowski, Szott 2012].



Rys. 7.2.4. Prognoza wydobywania ropy naftowej z zatłaczaniem CO₂. Powyżej – sumaryczne wydobywanie (N_p), wydajność wydobywania (q_o), średnie ciśnienie złóżowe (P); poniżej – zatłaczanie sumaryczne (G_{inj}), wydajność zatłaczania (q_{inj}), średnie ciśnienie złóżowe (P) [Łętkowski, Szott 2012]

Powyższy rysunek obrazuje charakter informacji uzyskiwanych w wyniku przeprowadzenia symulacji złóżowych: są to prognozy sumarycznego wydobywania i – w przypadku zatłaczania płynów do złoża – sumarycznej ilości zatłoczonego płynu, dobowych wydajności wydobywania i zatłaczania, wartości ciśnienia złożowego.

Zaprezentowany przykład dotyczy stosunkowo szczegółowego problemu, jakim była ocena efektywności wspomagania wydobywania ropy naftowej poprzez zatłaczanie CO₂. Spektrum zastosowań symulacji złóżowych jest znacznie szersze i dotyczy wszelkiego typu zagadnień optymalizacyjnych w procesie zarządzania złożami węglowodorów.

7.3. Dynamiczne, przestrzenne (4D) modelowanie systemów naftowych

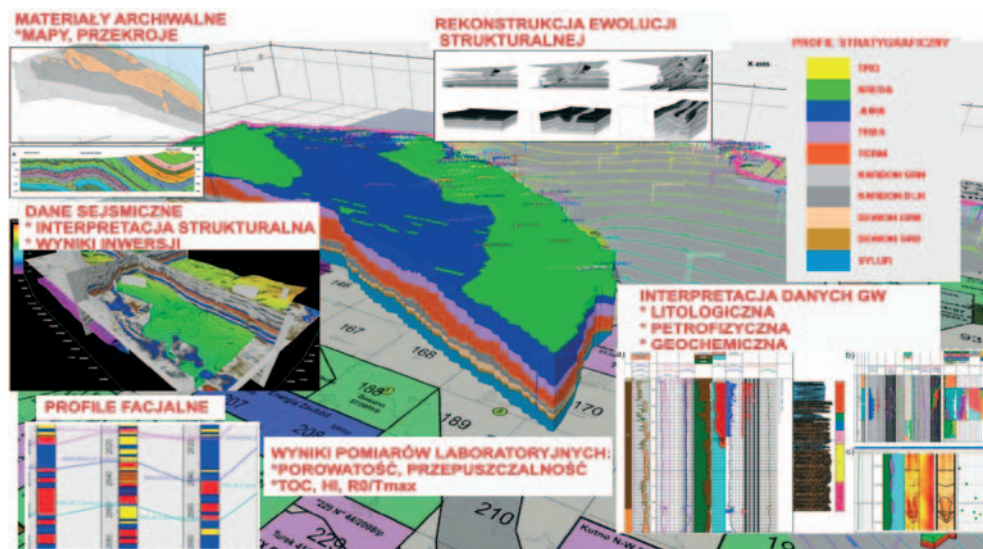
Zupełnie odmienny przykład możliwości wykorzystania statycznych, przestrzennych modeli ośrodka geologicznego stanowi zagadnienie modelowania systemów naftowych, czyli tworzenia dynamicznych, przestrzennych [4D] numerycznych modeli basenów sedymentacyjnych, obrazujących przebieg i skutki procesów geologicznych zachodzących w skali czasu geologicznego. Proces modelowania systemów naftowych (*petroleum systems modeling*, PSM) polega na zbudowaniu przestrzennego, statycznego modelu, przedstawiającego stan obecny obszaru poszukiwawczego lub basenu sedymentacyjnego, a następnie dynamicznej symulacji (*forward modeling*) przebiegu jego ewolucji, począwszy od depozycji najstarszych osadów poprzez okresy sedymentacji pełnej sekwencji osadowej (w tym tych osadów, które uległy częściowej lub całkowitej erozji) aż do stanu obecnego [Hantschel, Kauerauf 2009; Sowizdzał, Słoczyński, Stadtmüller 2012].

Komponentami modelu systemów naftowych, które budowane są w pierwszej kolejności niezależnie, a następnie poprzez uwzględnienie wzajemnych współzależności, są [Hantschel, Kauerauf 2009]:

- dynamiczny model geologiczny (strukturalno-parametryczny) przedstawiający ewolucję strukturalną basenu sedymentacyjnego, rozkłady przestrzenne cech fizycznych formacji geologicznych, determinujące ewolucję własności petrofizycznych, geochemicznych, termicznych, geomechanicznych;
- model termiczny charakteryzujący ewolucję strumienia ciepłego na przestrzeni czasu geologicznego (wpływ termiki na dojrzałość materii organicznej);
- model kinetyczny opisujący przebieg transformacji kerogenu do postaci węglowodorów w funkcji czasu i temperatury poziomu macierzystego.

Sposób wykorzystywania statycznych modeli 3D basenów sedymentacyjnych poddawanych procesom dynamicznej symulacji systemów naftowych jest dwojaki. Model strukturalny oraz litologiczny lub facjalny aplikowane są jako dane wejściowe dla procesu symulacji, natomiast rozkłady przestrzenne porowatości, przepuszczalności czy też ciśnień geostatycznych i porowych służą kalibracji regionalnego, dynamicznego modelu basenu sedymentacyjnego. Typ litologiczny oraz pozycja strukturalna skał budujących basen sedymentacyjny z jednej strony wyznaczają ich przynależność do określonego elementu systemu naftowego (skała macierzysta, zbiornikowa, uszczelnienie, nadkład), a jednocześnie determinują przebieg ewolucji właściwości charakteryzujących formację geologiczną w funkcji czasu geologicznego [Hantschel, Kauerauf 2009]. Dotyczy to m.in.: parametrów petrofizycznych (przebieg i charakter procesów kompaktacji wraz ze wzrostem miąższości

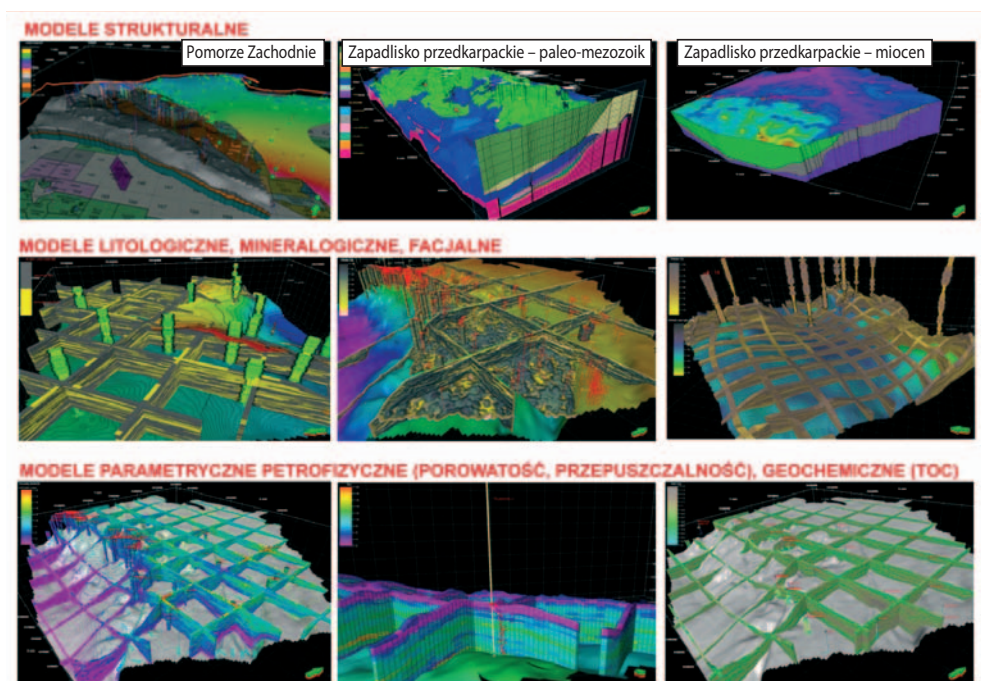
nadkładu), termicznych (przewodność i pojemność cieplna, emisja ciepła radiogenicznego związana z zawartością minerałów ilastych), geomechanicznych, charakterystyki przepływu płynów złożowych, ewolucji pola ciśnień geostaticznych i porowych w trakcie sedymentacji poszczególnych formacji geologicznych i ich pogrążania. Znaczna złożoność i wzajemne zależności modelowanych procesów geologicznych sprawiają, że podstawowe znaczenie w aspekcie jakości predykcji ma wykorzystanie możliwie szerokiego zestawu danych charakteryzujących obszar badań poprzez zastosowanie geostatystycznych metod ich integracji do postaci cyfrowych strukturalnych, facjalnych i parametrycznych modeli 3D (rys. 7.3.1).



Rys. 7.3.1. Model geologiczny obszaru badań – integracja dostępnych danych geologicznych, geofizycznych, sedymentologicznych – model paleozoicznego systemu naftowego na obszarze Pomorza Zachodniego [Leśniak i in. 2011; Sowiżdżał, Słoczyński, Stadtmüller 2012]

Regionalna skala tego typu opracowań determinuje odmienne podejście do kwestii charakteru integrowanych danych, metod ich integracji i oczekiwanej detaliczności modelu 3D. Priorytetowo traktowane są wszelkie informacje o charakterze regionalnym odnoszące się do budowy strukturalnej oraz sedymentologii pełnego profilu osadów wypełniających basen sedymentacyjny, ze szczególnym uwzględnieniem poziomów macierzystych, zbiornikowych i uszczelniających. Jednocześnie w możliwie szerokim zakresie wykorzystywane są wyniki pomiarów laboratoryjnych oraz interpretacji profilowań geofizyki otworowej: w aspekcie granic sekwencji osadowych oraz odtworzenia właściwości litologicznych, mi-

neralogenicznych, petrofizycznych, geochemicznych, geomechanicznych i innych formacji skalnych. Dane sejsmiczne 3D wykorzystywane są w celu podniesienia precyzji modelu w części obszaru poddawanej dynamicznemu modelowaniu systemów naftowych. Detalizacja, w postaci jednego lub kilku szczegółowych modeli geologicznych 3D obrazujących obecne uwarunkowania sedymentologiczno-mineralogiczne oraz przestrzenne zróżnicowanie parametrów petrofizycznych, geochemicznych, złożowych, geomechanicznych i innych, pozwala na urealnienie prognozowanej ze znacznie większą niepewnością dynamiki i skutków ewolucji strukturalno-parametrycznej basenu i przebiegu procesów naftowych w skali milionów lat.

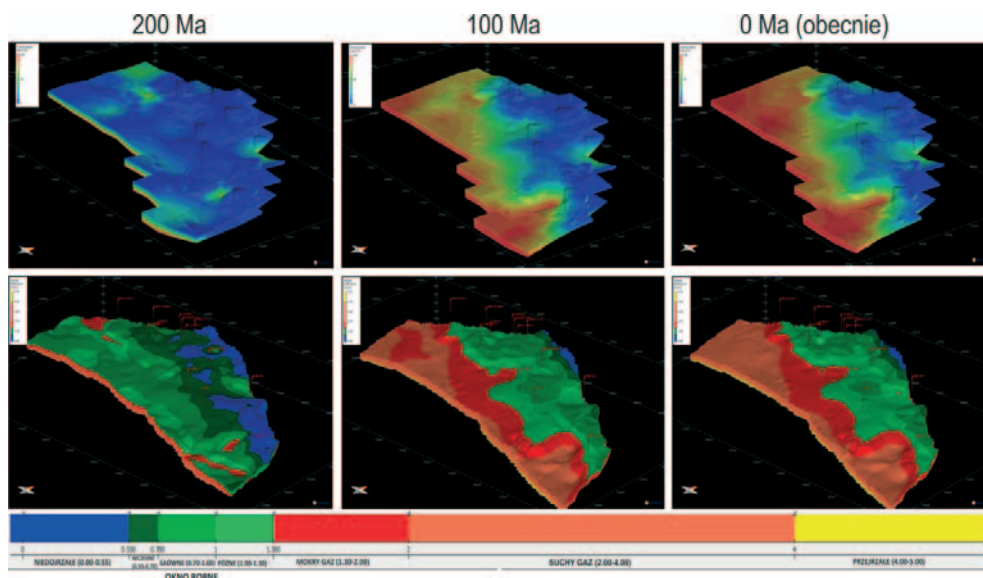


Rys. 7.3.2. Przykładowe modele strukturalne (na górze), litologiczne, mineralogiczne i facjalne (pośrodku) oraz petrofizyczne i geochemiczne (na dole) konstruowane dla dynamicznych symulacji systemów naftowych [Słoczyński i in. 2010; Leśniak i in. 2011; Sowiżdżał, Słoczyński, Stadtmüller 2012] w obszarach Pomorza Zachodniego i zapadliska przedkarpackiego dla utworów paleozoiku i mezozoiku oraz miocenińskiego basenu sedymentacyjnego

W efekcie przeprowadzonej symulacji systemów naftowych, dla każdego z etapów czasowych ewolucji basenu (od kilkunastu do kilkudziesięciu), uzyskuje się przestrzenne

rozkłady szeregu cech fizycznych obszaru badań, spośród których najistotniejszymi dla poszukiwań węglowodorów są: stopień przeobrażenia termicznego skał macierzystych, okno generowania węglowodorów, ilość wygenerowanych węglowodorów, czas generacji, potencjalne drogi migracji i strefy możliwych akumulacji węglowodorów, zawartość gazu wolnego i zaadsorbowanego w macierzystej formacji łupkowej.

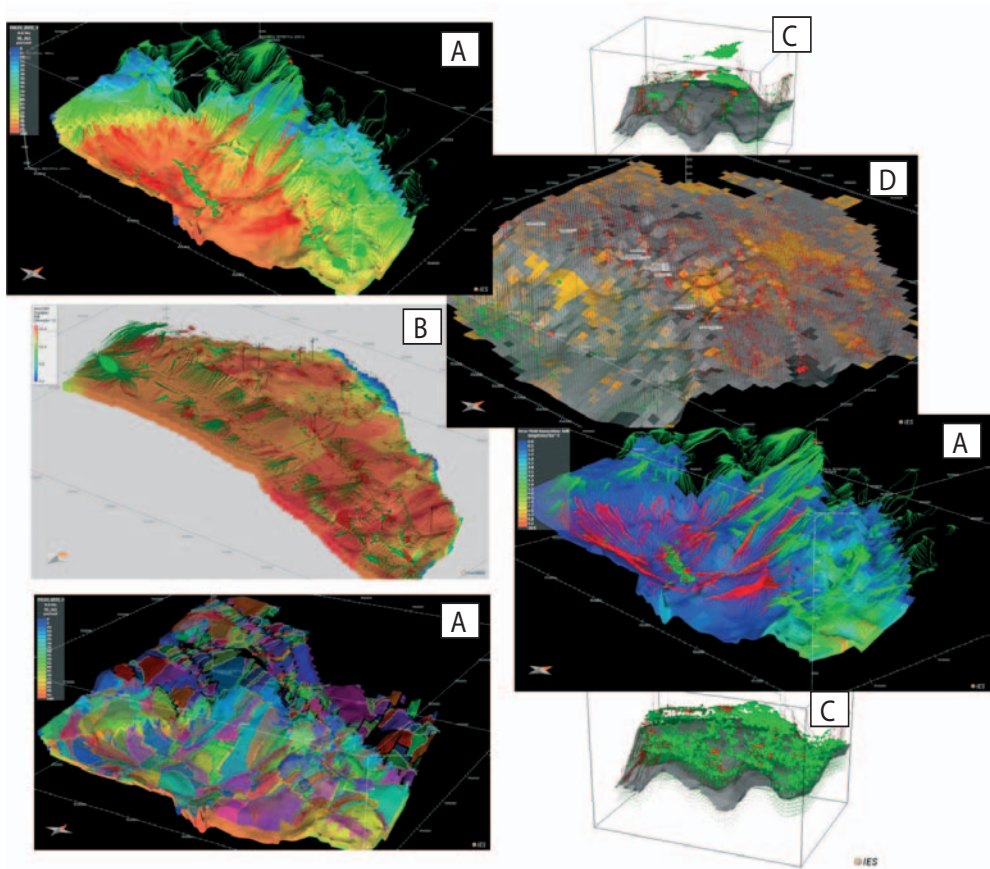
Analiza ewolucji parametrów, takich jak stopień transformacji substancji organicznej czy okno generowania węglowodorów, pozwala umiejscowić na skali czasu geologicznego początek generowania węglowodorów oraz oceniać stan systemu naftowego w trakcie generacji oraz migracji ropy naftowej i gazu ziemnego (rys. 7.3.3).



Rys. 7.3.3. Ewolucja przeobrażenia substancji organicznej w skali czasu geologicznego (odpowiednio 200 mln, 100 mln lat temu i współcześnie): powyżej – transformacja kerogenu [%]; poniżej – ewolucja okna generowania węglowodorów. Model koncepcyjny dolnopaleozoicznego systemu naftowego w rejonie Pomorza Zachodniego [Leśniak i in. 2011; Sowizdział, Słoczyński, Stadtmüller 2012]

Istnienie potencjalnych dróg migracji, uformowanie pułapek oraz wystarczające uszczelnienie poziomów zbiornikowych decydują o warunkach do zachowania złóż. Przebieg i skala procesów ekspulsji i adsorpcji w poziomie macierzystym determinuje jego potencjał jako niekonwencjonalnego złoża węglowodorów w skałach łupkowych.

Interpretacja wyników dynamicznego modelu systemu naftowego pozwala na wyciąganie wniosków odnośnie do możliwości istnienia systemów naftowych, ich dynamiki i skutków w postaci akumulacji węglowodorów konwencjonalnych i niekonwencjonalnych [Hantschel, Kauerauf 2009; Wygrala 2011] (rys. 7.3.4).



Rys. 7.3.4. Prognoza dróg migracji (zielone (ropa) i czerwone (gaz) wstęgi) i rozmieszczenia prognozowanych akumulacji węglowodorów (zielone i czerwone skupiska) na tle map nasycenia formacji macierzystej węglowodorami, stref drenażu, stopnia transformacji substancji organicznej – wyniki wybranych opracowań Zakładu Geologii i Geochemii, INiG [Słoczyński i in. 2009; Słoczyński i in. 2010; Leśniak i in. 2011; Sowizdżał, Słoczyński, Stadtmüller 2012]. A – obszar zapadliska przedkarpackiego – utwory paleozoiku; B – obszar Pomorza Zachodniego – utwory paleozoiku; C – obiekt anonimowy; D – obszar zapadliska przedkarpackiego – mioceniński basen sedymentacyjny

Wyniki modelowania systemów naftowych, choć obarczone istotnymi czynnikami ryzyka, pozwalają na testowanie wielu niezależnych hipotez geologicznych, przyczyniając się do zrozumienia analizowanego basenu sedymentacyjnego.

Zależność pomiędzy przedstawioną powyżej metodą modelowania systemów naftowych a geostatystycznym modelowaniem ośrodka geologicznego jest dwójakiego rodzaju: regionalny, statyczny model analizowanego obszaru stanowi osnowę dynamicznego modelu systemów naftowych, z drugiej zaś strony, bazując na wynikach tego typu opracowań basenowych oraz skonstruowanych w skali lokalnej szczegółowych modelach geostatystycznych, uzyskuje się efekt synergii znacznie poszerzający możliwości interpretacyjne.

Podsumowując, przedstawione powyżej przykłady odnoszą się do najczęstszych zastosowań wyników geostatystycznego modelowania złożowego, realizowanego w ramach szerszych, interdyscyplinarnych projektów badawczych. Metody przedstawione w niniejszej monografii znajdują też zastosowanie w rozwiązywaniu zagadnień specjalistycznych, takich jak np. modelowanie szczelinowości poziomów zbiornikowych uwzględniające orientację i parametry systemów szczelin [Sowiżdżał, Stadtmüller 2010a; Aszkenazy i in. 2012].

8. Dyskusja wyników i wnioski metodyczne

Przeprowadzone studium metod analizy geostatystycznej w aspekcie optymalizacji odtwarzania przestrzennej charakterystyki zbiornikowej złóż węglowodorów, w ramach którego omówiono szereg metod, narzędzi geostatystycznych oraz zaprezentowano przykłady ich zastosowania, zobowiązuje do podjęcia próby usystematyzowania szerokiego spektrum możliwości metodycznych.

Refleksji podlegały wybrane, istotne zdaniem autora, kwestie wymagające podejmowania określonych decyzji w procesie konstrukcji przestrzennych, geostatystycznych modeli złożowych, odnoszące się zarówno do ogólnych, jak i szczegółowych aspektów szeroko rozumianej metodyki. Formułowane wnioski i zalecenia częściowo sygnalizowano w poszczególnych rozdziałach niniejszej monografii w kontekście omawianych tam zagadnień, natomiast poniżej przedstawione zostały w bardziej usystematyzowanej formie, która w zamierzeniu autora ma na celu uwzględnienie całokształtu szeroko rozumianych uwarunkowań. Dyskusji poddano następujące zagadnienia metodyczne:

- 1) Celowość stosowania metody geostatystycznego modelowania złożowego, zakres stosowalności metody w kontekście innych sposobów jakościowego i ilościowego opisu poziomów zbiornikowych i złóż węglowodorów.
- 2) Schemat postępowania w procesie analizy danych wejściowych, poprzedzającym interpolację przestrzenną.
- 3) Wybór algorytmów interpolacji przestrzennej (deterministycznych i stochastycznych); warianty ich aplikacji. Zasadność stosowania danych sejsmicznych w procesach interpolacji przestrzennej w formie parametrów sterujących dystrybucją wartości modelowanych właściwości ośrodka geologicznego; metodyczne możliwości maksymalizacji korzyści płynących z implementacji danych sejsmicznych w procesie geostatystycznego modelowania złożowego.
- 4) Ocena jakości wyników w kontekście doboru optymalnej metodyki, redukcji błędów predykcji oraz definiowania ryzyka geologicznego towarzyszącego decyzjom podejmowanym na bazie modelu złoża.
- 5) Dalsze kierunki rozwoju przestrzennego modelowania facjalnego i parametrycznego.

8.1. Czynniki warunkujące dobór metodyki analiz geostatystycznych

Podstawowe znaczenie, porządkujące dyskusję na wstępnym jej etapie, ma wskazanie czynników implikujących konieczność poszukiwania odmiennych schematów postępowania w trakcie implementacji geostatystycznych metod prognozowania cech fizycznych ośrodka geologicznego. Czynniki te, wymienione w kolejności uznanej przez autora za adekwatną do ich wagi w całokształcie uwarunkowań, to:

- cel, przeznaczenie konstruowanego modelu złoża lub obszaru poszukiwawczego;
- dostępność, zróżnicowanie, reprezentatywność zestawu danych i ich wiarygodność (jakość);
- typ formacji geologicznej podlegającej analizie.

Na tym etapie rozważań powyższe stwierdzenie pozostawia wrażenie arbitralności, jednakże na kolejnych stronach autor postara się wykazać, iż wrażenie to jest nieuzasadnione.

Gwoli ścisłości należy dodać, iż pewną rolę, zwłaszcza w praktyce przemysłowej, odgrywają też kwestie takie jak:

- czas, w którym oczekiwane jest uzyskanie wyniku pozwalającego podjąć określonego charakteru decyzje;
- zasoby ludzkie (kompetencje i interdyscyplinarność zespołu);
- dostęp do infrastruktury informatycznej.

Elementy te w wielu przypadkach mogą rzutować na wybór toku postępowania, jednak z punktu widzenia rozważań nad możliwościami metodycznymi nie stanowią obiektywnych ograniczeń.

Cel (czynnik najczęściej wagi nadrzędnej)

Pierwszoplanowym kryterium, na podstawie którego rozpatrywane powinny być alternatywne sposoby postępowania, jest cel podejmowania trudu geostatystycznego modelowania ośrodka geologicznego. Przeznaczenie modelu złoża w ramach planowanych prac poszukiwawczych czy też zarządzania złożem w pewnym stopniu definiuje oczekiwania stawiane względem zastosowanej metodyki. Z kolei oczekiwania te powinny uwzględniać możliwą do uzyskania dokładność, będącą w znacznym stopniu pochodną dostępności, różnorodności i jakości danych geologicznych, geofizycznych (sejsmicznych i pomierzonych w otworach wiertniczych), petrofizycznych i innych.

Przeznaczenie geostatystycznego modelu złoża w znacznym stopniu określa jego charakter, a więc zasięg terytorialny i miąższość modelowanego profilu geologicznego, co

z kolei wyznacza pionową rozdzielczość odwzorowania. Opracowanie geostatystycznego modelu pojedynczego obiektu złożowego na potrzeby analizy zasobowej lub też symulacji złożowych wymaga odmiennego podejścia niż konstrukcja modelu regionalnego, którego przeznaczeniem jest analiza trendów zmienności określonych parametrów w aspekcie interpretacji basenu sedymentacyjnego czy też budowy dynamicznego modelu systemów naftowych. W pierwszym przypadku oczekiwana jest wysoka precyzja modelu, gdyż na jego podstawie (często w połączeniu z wynikami modelowania dynamicznego) opracowywane są plany zagospodarowania i eksploatacji złoża (np. lokalizacja otworów produkcyjnych i zatłaczających, projektowanie infrastruktury powierzchniowej o określonych parametrach), których realizacja wymagać będzie znacznych nakładów finansowych.

Analiza potencjału węglowodorowego realizowana w skali mezoregionalnej lub basenu sedymentacyjnego nie stanowi najczęściej podstawy do tworzenia rozbudowanych programów rozpoznania wiertniczego, a raczej jest wykorzystywana do wskazania stref do szczegółowego rozpoznania, np. zaprojektowania zdjęcia sejsmicznego, wykonania jednego lub kilku odwiertów poszukiwawczych, w związku z czym niższy stopień szczegółowości tego typu opracowań oraz ukierunkowanie na odtworzenie wzajemnych współzależności określonych parametrów w skali makro wymagają odmiennej filozofii spojrzenia na zagadnienie doboru metod i narzędzi analizy geostatystycznej.

Kwestia celu, dla którego realizowany jest proces konstrukcji modelu złoża, może więc dotyczyć zróżnicowania skali i detaliczności modelu oraz oczekiwanej precyzji przestrzennego prognozowania geologicznego (co wspomniano powyżej), jak też rodzajów modelowanych parametrów formacji geologicznych. W przypadku modeli pojedynczych obiektów złożowych, dedykowanych zagadnieniom oceny zasobów oraz prognostycznym symulacjom procesu szczyptywania złoża dla zróżnicowanych schematów jego eksploatacji, typowy zestaw prognozowanych właściwości poziomu zbiornikowego niezbędnych do prowadzenia dalszych prac obejmuje: porowatość, przepuszczalność, nasycenie mediami złożowymi oraz parametr N/G. Często modelowanie powyższych parametrów poprzedzone jest opracowaniem modelu facjalnego, w którego osnowie konstruowane są rozkłady porowatości i przepuszczalności.

Dla opracowań realizowanych w skali regionalnej rodzaje prognozowanych parametrów są częściowo odmienne, gdyż celem jest wychwycenie trendów zmienności określonych cech formacji geologicznych. Większa waga przywiązywana jest do odtworzenia zmian środowiska sedymentacyjnego poprzez parametry takie jak objętość minerałów ilastych (zailenie, V_{sh}), zmienność litologiczna pełnego profilu osadów (pod kątem oceny istnienia warstw uszczelniających potencjalnie poziomy zbiornikowe). Podstawowego znaczenia nabierają też kwestie zawartości substancji organicznej w poziomach macierzystych i stopnia jej przeobrażenia (determinowanego w znacznej mierze historią pograżania osadów w skali czasu geologicznego).

Spośród właściwości petrofizycznych, których modelowanie jest typowym elementem analizy złóż, w skali basenów sedymentacyjnych prognozowany jest zazwyczaj jedynie trend zmian porowatości określonych formacji geologicznych. Parametry takie jak przepuszczalność, nasycenie i N/G najczęściej nie są rozpatrywane w tego typu opracowaniach, gdyż ich zmienność ma charakter lokalny, trudny lub niemożliwy do uchwycenia w modelu basenu sedymentacyjnego.

Z obydwoma aspektami spojrzenia na zagadnienie celu konstrukcji geostatystycznego modelu złoża wiąże się ściśle drugi z istotnych czynników, przez którego pryzmat należy rozpatrywać problem optymalizacji metodyki analizy geostatystycznej w procesach modelowania złożowego, a więc kwestia dostępności danych.

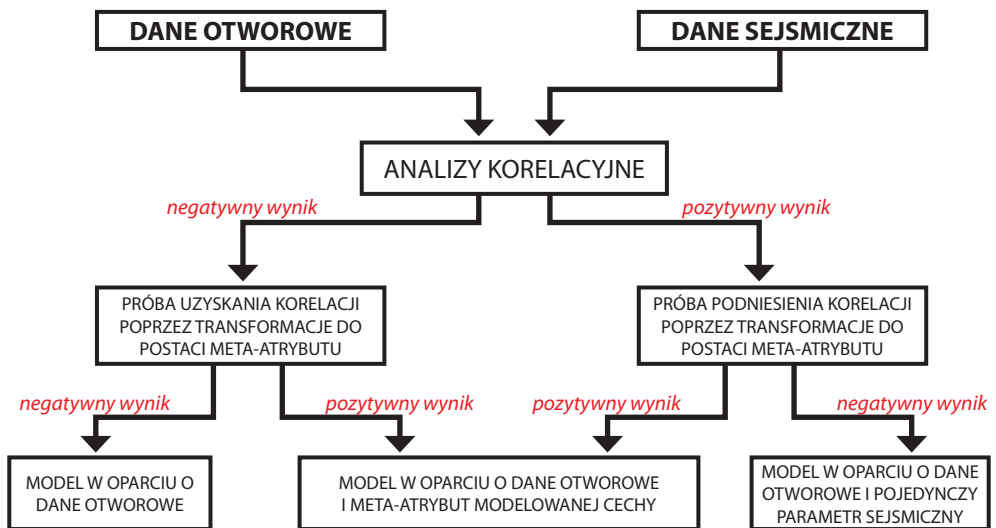
Dostępność i reprezentatywność danych

Spektrum dostępnych danych geologicznych, zarówno w sensie ich rodzajów, ilości, różnorodności, reprezentatywności, jakości, jak i stopnia przetworzenia, należy traktować jako drugie pod względem istotności kryterium optymalizacji metodyki geostatystycznego modelowania złożowego.

Zestaw danych może obejmować wyniki pomiarów laboratoryjnych (petrofizyczne, geochemiczne, mineralogiczne, geomechaniczne), analizy sedymentologiczne, interpretacje profilowań geofizyki otworowej, dane sejsmiczne 2D i 3D (w postaci interpretacji strukturalnej oraz wyników przekształceń pola falowego za pomocą procedur inwersyjnych czy też obliczeń zróżnicowanego zestawu atrybutów trasy sejsmicznej), wyniki opróbowania i testów otworowych i inne. Z punktu widzenia zespołu konstruującego model złoża lub obszaru prospekcji naftowej najbardziej pożądana byłaby dostępność pełnej gamy danych otworowych i sejsmicznych, jednakże z różnych względów (często opacznie rozumianej ekonomii) najczęściej kompletność informacji geologicznej jest ograniczona. W praktyce zestaw danych dla każdego z obiektów geologicznych cechuje swego rodzaju niepowtarzalność. Istotą owej unikalności jest określona kompozycja ilości, różnorodności i jakości danych, która w znacznym stopniu determinuje paletę możliwych konfiguracji procedur i narzędzi analizy geostatystycznej oraz interpolacji przestrzennej, w tym wariantów metodycznych stosowania algorytmów wykorzystujących dane podstawowe (*primary data*) reprezentowane przez różnego rodzaju informacje otworowe i dane pośrednie (*secondary data*), którymi są najczęściej dane sejsmiczne.

Przykład może stanowić chociażby zestaw danych, którego elementem są wyniki inwersji sejsmicznej dla bloku danych 3D – powstają więc następujące (wybrane) kwestie, których rozważenie będzie istotnie rzutować na możliwości zastosowania określonych, bardziej lub mniej rozbudowanych, schematów postępowania: 1) istotność korelacji pomiędzy danymi otworowymi i sejsmicznymi; 2) w przypadku istnienia takich zależności – celowość uzupełnienia analizy anizotropii zmienności modelowanych cech ośrodka

geologicznego o wnioski płynące z analogicznych analiz wykonywanych dla wybranych parametrów sejsmicznych (na co wpływ będzie mieć także ilość i rozmieszczenie danych otworowych determinujących jednoznaczność oceny anizotropii); 3) sposób implementacji danych sejsmicznych w procesie interpolacji przestrzennej; 4) celowość zastosowania metod wielowymiarowych transformacji danych sejsmicznych do postaci meta-atrybutów modelowanych parametrów petrofizycznych (rys. 8.1.1).



Rys. 8.1.1. Schemat zastosowania procedur oceny celowości wykorzystania danych sejsmicznych w procesie konstrukcji geostatystycznych modeli złożowych

Dostępność interpretacji sedymentologicznej poziomu zbiornikowego wymaga udzielenia odpowiedzi na pytanie, czy konstrukcja przestrzennych rozkładów porowatości i przepuszczalności w osnowie litofacjalnej przyczyni się do podniesienia ich jakości.

Z powyższych przykładów wynika, że kontekst dostępności i charakteru danych nie może zostać nieuwzględniony w rozważaniach ukierunkowanych na dobór optymalnego zestawu procedur geostatystycznego modelowania złożowego dla danego obiektu geologicznego.

Charakter modelowanej formacji geologicznej

Trzecie spośród najistotniejszych zdaniem autora kryteriów determinujących konieczność poszukiwania zróżnicowanych wariantów metodycznych, a więc charakter formacji geologicznej podlegającej modelowaniu, tym odróżnia się od wymienionych powyżej, że

jego określenie wymaga dokonania wstępnych analiz i interpretacji cząstkowych. Wpływ charakteru sedimentologicznego i innych cech formacji złożowej należy traktować dwojako: jeżeli rozważane są konwencjonalne poziomy zbiornikowe (piaskowce, mułowce, wapienie, dolomity, wykształcone w różnych facjach) – ogólne aspekty metodyczne nie podlegają znaczącemu zróżnicowaniu i w większym stopniu wynikać będą z uwarunkowań determinowanych celem zadania i dostępnością danych. Specyfika modelowanego poziomu zbiornikowego wpływa natomiast zasadniczo na szczegółowe kwestie metodyczne (np. konieczność separacji trendów w procesie modelowania wariogramów, sposoby wykorzystania istniejących współzależności typu: impedancja akustyczna–facja–porowatość–przepuszczalność). Sukces w postaci zastosowania właściwych metod geostatystycznych w znacznym stopniu uzależniony jest od zrozumienia charakteru zmienności i wzajemnych współzależności prognozowanych parametrów formacji geologicznej.

Natomiast gdy przedmiotem analiz jest strefa nasycona węglowodorami typu niekonwencjonalnego w piaskowcach zamkniętych lub formacji łupkowej należy się liczyć (opierając się na dotychczasowych doświadczeniach krajowych oraz danych literaturowych) z koniecznością stosowania bardziej wyrafinowanych metod i narzędzi analizy geostatystycznej, w szczególności detalicznych analiz korelacyjnych wielowymiarowych zestawów danych. Przyczyna tego stanu rzeczy wynika ze znacznie większej skali trudności opisu przestrzennej zmienności tego typu formacji, które charakteryzują się mniejszym kontrastem właściwości petrofizycznych oraz sprężystych. Istotne znaczenie, dodatkowo uzasadniające konieczność sięgania po bardziej zaawansowane metody geostatystyczne, ma też oczekiwana precyzja modelu, na podstawie którego projektowane są trajektorie odwiertów – w zdecydowanej większości horyzontalnych. Z formacjami niekonwencjonalnymi wiąże się też szerszy zestaw prognozowanych cech fizycznych ośrodka geologicznego, obejmujący (oprócz standardowych parametrów) także właściwości geochemiczne, geomechaniczne, detaliczną mineralogię i sedimentologię oraz naturalną szczelinowatość skał. Część z nich wymaga posługiwania się odmiennymi rodzajami danych (np. profilowania obrazu ścian otworów wiertniczych w procesie identyfikacji i określania orientacji naturalnych systemów szczelin) oraz narzędzi ich analizy i integracji do postaci spójnych, przestrzennych modeli złożowych.

Podsumowując powyższe: należy podkreślić, iż omówione powyżej czynniki wyznaczają kierunki poszukiwań optymalnego toku postępowania. Istotne znaczenie ma też fakt, iż pomiędzy ww. kryteriami istnieje szereg wzajemnych współzależności (zadanie definiowane powinno być z uwzględnieniem dostępu do danych oraz charakteru formacji geologicznej).

Przytoczone uwagi mają charakter uniwersalny i odnosić się mogą zarówno do przedstawionych rozważań metodycznych, związanych z metodą geostatystycznego modelowania złożowego, jak też wszelkich innych, alternatywnych sposobów opisu poziomów zbiornikowych ropy naftowej i gazu ziemnego.

8.2. Synteza sekwencji postępowania w aspekcie wyboru optymalnych wariantów metodycznych

Celowość stosowania metody geostatystycznego modelowania złożowego i zakres jej stosowalności

Zagadnienie to rozważone zostało w kontekście alternatywnych sposobów opisu formacji geologicznych oraz podstawowych charakterystycznych cech tychże metod.

Oprócz najszerszej obecnie wykorzystywanej metody geostatystycznego modelowania złożowego zadania opisu przestrzennej zmienności poziomów zbiornikowych rozwiązywane są za pomocą algorytmów tzw. wagowania odwrotnością odległości (ang. *inverse distance weighting*) oraz metod bezpośrednich transformacji danych sejsmicznych do postaci prognozowanych parametrów ośrodka geologicznego.

Podstawową cechą charakterystyczną metody geostatystycznego modelowania złożowego jest wykorzystywanie modelu wariogramu jako funkcji opisującej przestrzenną zmienność analizowanego parametru formacji geologicznej.

Metody bazujące na algorytmach, których wagi równania estymatora są odwrotnie proporcjonalne do odległości pomiędzy lokalizacją, dla której wykonywana jest estymacja, a poszczególnymi punktami o znanych wartościach zmiennej estymowanej, nie uwzględniają geologicznego charakteru zmienności estymowanych parametrów, czyli – w zdecydowanej większości przypadków – anizotropii zmienności właściwości charakteryzujących ośrodek geologiczny.

Z powyższego wynika, że przewaga metod bazujących na ilościowym opisie anizotropii w rozwiązywaniu zagadnień geologicznych jest ewidentna; zastosowanie metody geostatystycznej prowadzić będzie do uzyskania bardziej wiarygodnych wyników. Dodatkowo algorytmy typu kriging czy też sekwencyjna symulacja Gaussa (najczęściej wykorzystywane w metodzie geostatystycznego modelowania złożowego) rozwinięte zostały do postaci k-krigingu i kosymulacji, umożliwiających jednoczesną implementację dwóch niezależnych bloków danych w procesie obliczania rozkładów przestrzennych.

Stosowanie metod wagowania estymatora odwrotnością odległości uzasadniać mogą sytuacje, w których brak jest możliwości wyznaczenia jednoznacznych kierunków najmniejszej i największej zmienności badanej cechy poziomu zbiornikowego, np. w przypadku bardzo niskiej dostępności danych lub ich niewystarczającej reprezentatywności w skali zasięgu obszaru podlegającego analizie. Innym przykładem wystarczalności zastosowania omawianych metod są prace, których podstawowym celem jest wyznaczenie ogólnych, regionalnych trendów zmienności określonych parametrów formacji geologicznej oraz zakresów ich zmienności. W sytuacjach takich, szczególnie w obliczu ograniczonej do-

stępności i reprezentatywności danych, modelowanie wariogramów i zastosowanie algorytmów wykorzystujących parametry wariogramów powoduje występowanie czynnika arbitralności odnośnie do kierunku zmian obserwowanych w obrębie badanego ośrodka geologicznego.

Zupełnie odmienną grupę metod charakteryzowania formacji geologicznych, wykorzystywanych głównie na obszarach, dla których dostępne są dane sejsmiki 3D, są techniki wielowymiarowych transformacji wybranych parametrów sejsmicznych (atrybutów trasy sejsmicznej i wyników zastosowania procedur inwersyjnych) do postaci prognozowanych cech poziomów zbiornikowych (najczęściej porowatości i/lub litologii). Istota tych metod polega na wyznaczeniu operatora, który przekształca zestaw parametrów sejsmicznych wykazujących zróżnicowany stopień korelacji z prognozowanym parametrem poziomu zbiornikowego do postaci funkcji możliwie najbardziej przybliżającej zmienność tegoż parametru. Najczęściej stosowanymi technikami tego typu transformacji są różne wersje równań regresji wielorakiej, metody sieci neuronowych oraz analizy głównych składowych. Zaletą tych metod jest krótszy czas, w jakim możliwe jest uzyskanie wyników oraz znacznie niższe koszty oprogramowania pozwalającego na realizację tego typu zadań. Z kolei wadą wyników uzyskiwanych za ich pomocą jest fakt niehonorowania wartości opisywanego parametru w lokalizacjach, dla których znane są jego wartości (np. profile otworów wiertniczych) oraz zakres zmienności opisywanej zmiennej, mający niejednokrotnie charakter przeczący prawom fizyki (np. porowatość mniejsza niż 0). Istotne ograniczenie stanowi też możliwość do uzyskania pionowa rozdzielczość modelu, analogiczna do rozdzielczości danych sejsmicznych (metody te omówione zostały w rozdziale 4.4, jako wariant rozbudowy metodyki geostatystycznego modelowania złożowego). Tak więc techniki transformacji wielowymiarowego zestawu danych do postaci prognozowanego parametru poziomu zbiornikowego dostarczają wyniku przybliżającego jego przestrzenną zmienność, w tym lokalizację stref o podwyższonych lub obniżonych wartościach, natomiast zakres zmienności wartości obarczony jest dość znaczną niepewnością, szczególnie w przypadku ograniczonej ilości i reprezentatywności danych zmiennej objaśnianej. Metody te mogą stanowić alternatywę względem metody geostatystycznego modelowania złożowego w sytuacjach, gdy konieczne jest szybkie uzyskanie przybliżonego wyniku oraz wskazanie najbardziej perspektywicznych stref w obrębie obszaru badań.

Znacznie większa złożoność metody geostatystycznej, obejmującej szereg następujących po sobie analiz cząstkowych i procedur obliczeniowych, wymaga większego nakładu pracy, a jednocześnie stwarza zagrożenie popełnienia większej liczby błędów, które mogą skutkować wypaczeniem wyniku finalnego. Niemniej jednak, nawet w obliczu tych ograniczeń, stosowanie technik geostatystycznych stanowi obecnie najbardziej zaawansowaną metodę konstrukcji numerycznych modeli złóż węglowodorów oraz poziomów zbiornikowych

i poza nielicznymi, specyficznymi przypadkami ich wykorzystanie owocuje uzyskaniem najbardziej wiarygodnych wyników.

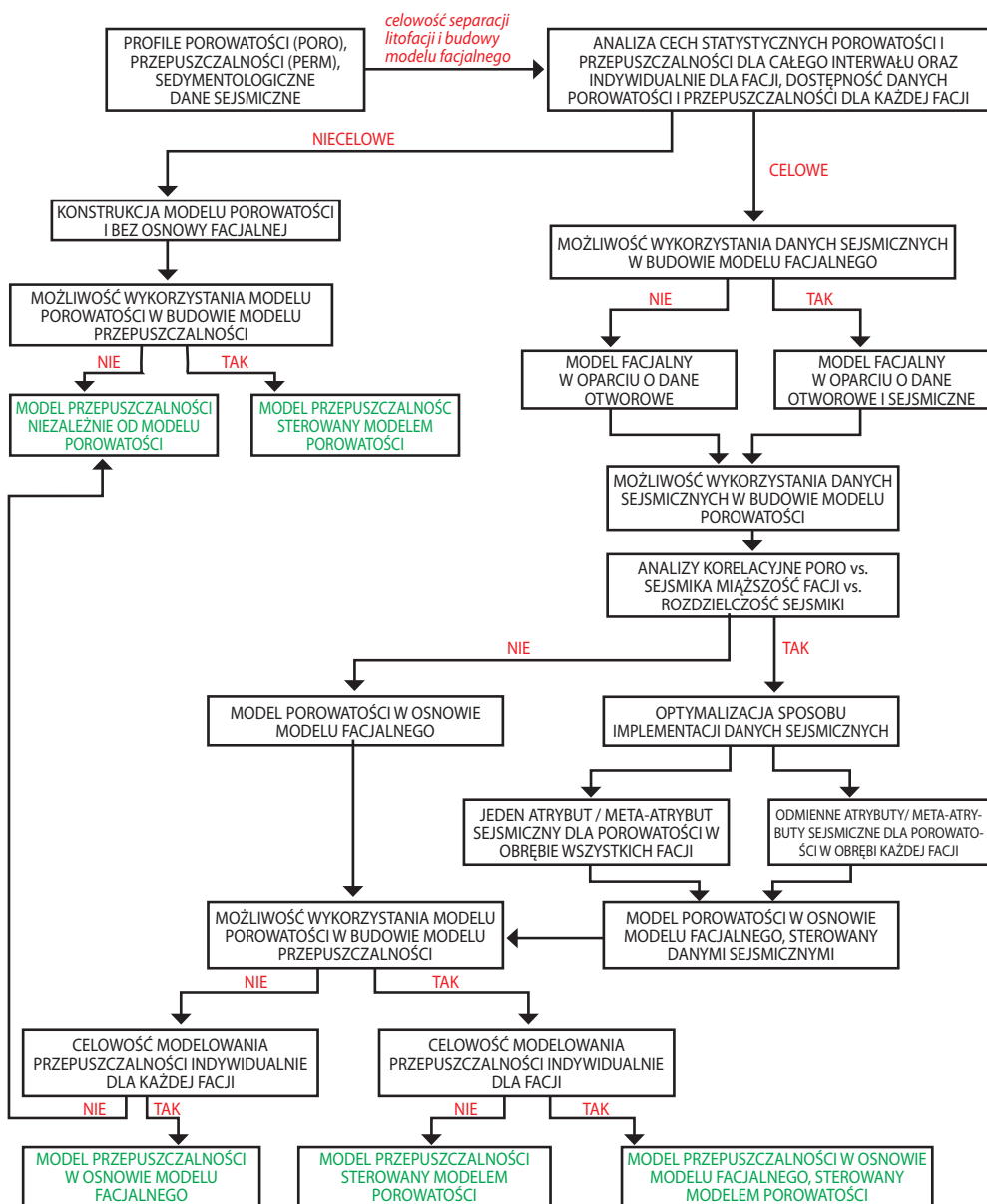
Schemat postępowania w procesie analizy danych wejściowych, poprzedzającym interpolację przestrzenną

Niezwykle istotnym elementem prezentowanej metody modelowania złóż i poziomów zbiornikowych jest geostatystyczna analiza zestawu danych wejściowych. Etap ten poprzedza interpolację przestrzenną, a więc proces prowadzący do uzyskania finalnego wyniku, jakim są przestrzenne rozkłady modelowanych parametrów formacji geologicznych, jednakże kluczowe decyzje – z punktu widzenia wyboru toku postępowania i stosowania odpowiednich narzędzi geostatystycznych, algorytmów obliczeniowych i ich wariantów – podejmowane są na etapie analizy danych.

Jedną z pierwszych decyzji, jakie należy podjąć, dotyczy oceny potencjalnych korzyści i ewentualnych trudności związanych z całościowym traktowaniem modelowanego interwału lub też dokonania jego podziału odpowiadającego zróżnicowaniu litologicznemu bądź facjalnemu. W tym kontekście wykorzystywane są elementy analizy charakteru statystycznego otworowych danych wejściowych. Stopień zróżnicowania statystycznego parametrów takich jak porowatość czy przepuszczalność (wartości średnie, minimalne i maksymalne, wariancja, kształt histogramu) pomiędzy interwałami występowania poszczególnych wydzieleni facjalnych (czynnik charakteru formacji geologicznej) określa celowość separacji populacji danych względem ich przynależności facjalnej oraz kontynuowania procedur analizy geostatystycznej, modelowania facjalnego oraz parametrycznego (ilościowego) indywidualnie dla każdego z typów facjalnych.

Kwestię tę należy także rozważyć przez pryzmat dostępności danych, oceniając, czy modelowanie wariogramów, konstrukcja modelu facjalnego, a następnie modelowanie parametrów petrofizycznych indywidualnie w obrębie każdej z facji nie będą obciążone większym błędem predykcji niż bezpośrednio odtworzenie przestrzennej zmienności parametrów poziomu zbiornikowego pomijające element zróżnicowania facjalnego. Wnioski płynące z analizy powyższych aspektów muszą też uwzględniać przeznaczenie konstruowanego modelu złoża lub obszaru, w szczególności, czy model facjalny jest celem samym w sobie, czy też jego konstrukcja stanowić będzie etap pośredni prowadzący do podniesienia jakości obrazowania zmienności parametrów petrofizycznych poziomu zbiornikowego (rys. 8.2.1).

Analizy korelacyjne, prowadzone na podstawie danych otworowych oraz danych sejsmicznych (w różnych postaciach) ekstrahowanych w profilach otworów wiertniczych, stanowią podstawę rozważenia możliwości wykorzystania ewentualnych zależności pomiędzy tymi grupami danych w procesach analizy anizotropii oraz interpolacji przestrzennej modelowanych właściwości formacji geologicznych (rys. 8.1.1).



Rys. 8.2.1. Schemat postępowania w aspekcie oceny celowości budowy modelu facjalnego jako etapu poprzedzającego konstrukcje modeli porowatości i przepuszczalności; w zależności od wyników poszczególnych etapów analizy danych (specyfiki poziomu zbiornikowego) istnieje kilka (tutaj pięć) optymalnych toków postępowania prowadzących do wyniku finalnego (tutaj – modelu przepuszczalności)

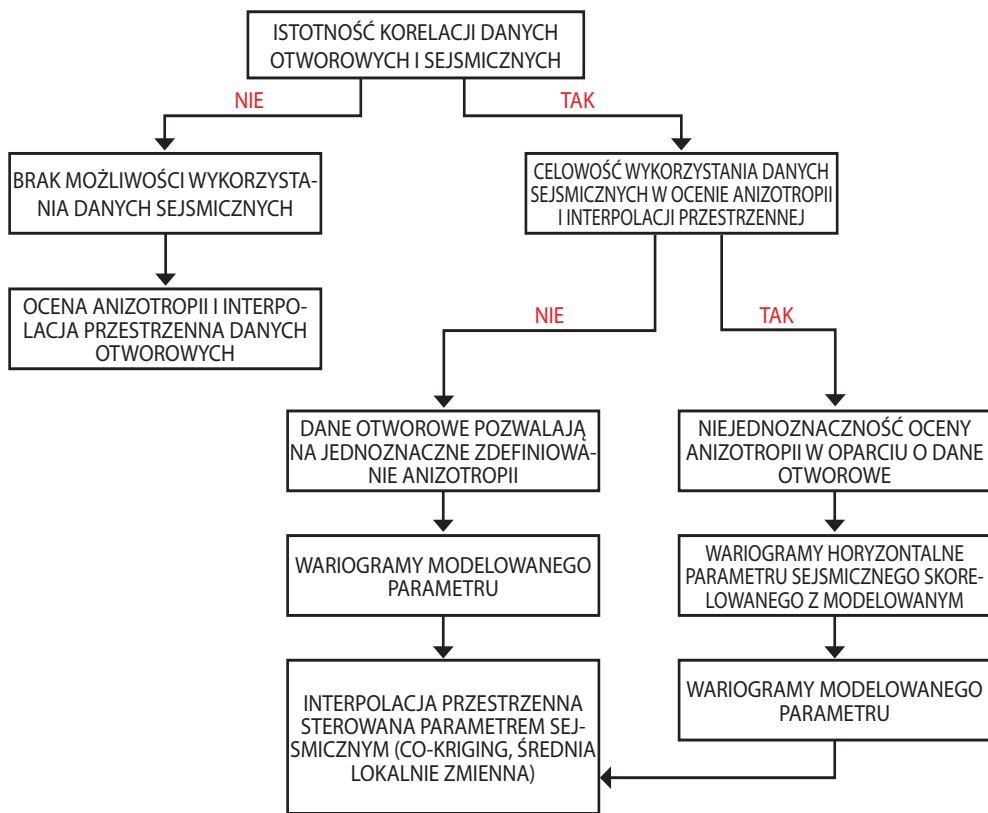
Zależności te badane są zarówno dla całych interwałów modelowanych poziomów zbiornikowych, jak i indywidualnie dla poszczególnych wydzieleni facjalnych – wyższe wartości współczynników korelacji pomiędzy odpowiednimi parametrami petrofizycznymi i sejsmicznymi, rozpatrywanymi osobno dla każdego z wydzieleni facjalnych, stanowią dodatkową, względem wymienionych powyżej, przesłankę skłaniającą do podjęcia trudu konstrukcji modelu facjalnego.

Istotność związków korelacyjnych (będąca pochodną wartości współczynników korelacji i ilości danych, na których podstawie wartości te zostały wyznaczone) w znacznym stopniu determinuje tok postępowania. Zakładając dostępność danych sejsmiki 3D oraz istnienie korzystnych, z metodycznego punktu widzenia, współzależności pomiędzy danymi petrofizycznymi i sejsmicznymi, optymalny tok postępowania powinien być następujący:

- przeprowadzenie analizy anizotropii zmienności parametru sejsmicznego skorelowanego z porowatością;
- wykorzystanie jej wyników w procesie modelowania wariogramów porowatości;
- wykorzystanie parametru skorelowanego z porowatością jako danych drugorzędnych w procesie obliczania przestrzennego rozkładu porowatości z zastosowaniem wariantu kokrigingu algorytmu estymacyjnego lub symulacyjnego;
- wykorzystanie wyników modelowania wariogramów porowatości w analogicznym procesie prowadzonym dla przepuszczalności;
- aplikacja w formie kokrigingu modelu porowatości w procesie obliczania rozkładu przepuszczalności.

Kolejnym istotnym ogniwem analiz wykonywanych na zestawie danych przed interpolacją przestrzenną jest analiza anizotropii, realizowana poprzez modelowanie wariogramów, którego wynik definiuje sposób przestrzennej interpolacji wartości poprzez zastosowane algorytmy obliczeniowe. W miarę możliwości w procesie tym powinny być wykorzystywane dane sejsmiczne, jednak należy zwracać szczególną uwagę na istotność korelacji modelowanego parametru z wykorzystywanym parametrem sejsmicznym. W tym kontekście istotne znaczenie ma też ilość i reprezentatywność danych otworowych – o ile jest ona zadowalająca i pozwala na stosunkowo jednoznaczne zdefiniowanie kierunku anizotropii oraz zasięgów stref oddziaływania wariogramów horyzontalnych, korzystniejsze może się okazać porzucenie na analizie tej grupy danych, zwłaszcza gdy współczynnik korelacji danych otworowych i sejsmicznych nie jest wysoki (rys. 8.2.2).

W przypadku analizy obszaru cechującego się niskim stopniem rozpoznania wiertniczego oraz brakiem danych sejsmicznych należy rozważyć ewentualność roboczego powiększenia obszaru badań i przeprowadzenia analizy anizotropii zmienności właściwości zbiornikowych w skali mezoregionalnej, na podstawie większej ilości danych otworowych, a następnie zaaplikowanie wyników tych analiz dla docelowego obszaru badań.



Rys. 8.2.2. Schemat postępowania w aspekcie oceny anizotropii na podstawie danych otworowych i sejsmicznych

Podsumowując ten wątek, można stwierdzić, iż analiza geostatystyczna prowadzona na podstawie zestawu danych wejściowych stanowi podstawę dla właściwego zrozumienia charakteru modelowanego poziomu zbiornikowego, zaś jej wyniki w decydującym stopniu określają możliwe do zastosowania warianty metodyczne.

Wybór algorytmów interpolacji przestrzennej; warianty ich aplikacji; zasadność stosowania danych sejsmicznych; metodyczne możliwości maksymalizacji korzyści płynących z implementacji danych sejsmicznych w procesie geostatystycznego modelowania złożowego

Etap interpolacji przestrzennej poddanych odpowiedniemu przygotowaniu danych geologicznych i geofizycznych wymaga rozważenia szeregu dostępnych wariantów me-

todycznych. Charakterystykę algorytmów deterministycznych i stochastycznych przedstawiono w rozdziale 4.1. Specyfika ich działania oraz wyniki uzyskiwane za ich pomocą predestynują wymienione grupy algorytmów do odmiennych zadań oraz uwarunkowań dostępności danych.

Generalnie algorytmy deterministyczne częściej znajdują zastosowanie w zadaniach kartowania trendów zmienności określonych cech formacji geologicznych w skali regionalnej. Innym zastosowaniem krigingu jest konstrukcja przestrzennych rozkładów parametrów petrofizycznych na potrzeby obliczeń wolumetrycznych, lecz tylko w przypadkach, gdy oczekiwane jest podanie globalnej wartości zasobów złoża, bez wnikania w skalę niepewności tegoż oszacowania.

Z kolei w przypadku konstruowania modelu złoża na potrzeby ilościowej analizy niepewności wyników obliczeń wolumetrycznych czy też z myślą o jego wykorzystaniu w procesie symulacji procesu eksploatacji złoża (modelowania dynamicznego) stosowane są algorytmy stochastyczne, pozwalające analizować zróżnicowanie jednakowo prawdopodobnych realizacji procesów obliczeniowych.

Innym aspektem, który powinien być rozważany w kontekście wyboru metody interpolacyjnej, jest stopień heterogeniczności i charakter zmienności modelowanego parametru. Generalnie wzrost stopnia heterogeniczności parametrów petrofizycznych zwiększa celowość stosowania metod stochastycznych. Istotnym kryterium doboru korzystniejszych metod interpolacyjnych jest też stopień dostępności danych otworowych; algorytmy symulacyjne cieszą się większą popularnością w przypadku obiektów złożowych lub poszukiwawczych o niskim lub średnim stopniu rozpoznania wiertniczego, a więc i wyższym poziomie niepewności, natomiast stosowanie krigingu zalecane jest w przypadku wysokiej dostępności danych otworowych [m.in.: Deutsch 2002; Doyen 2007; Property... 2007; Advanced... 2009].

Jedno z szerzej opisywanych w niniejszej publikacji zagadnień dotyczy jednoczesnego stosowania danych sejsmicznych obok profili otworowych w procesie geostatystycznego modelowania złożowego. Wnioski, jakie należy w tej kwestii sformułować, są następujące: w większości przypadków aplikacja skorelowanych z modelowanymi parametrami danych sejsmicznych w formie kokrigingu algorytmów deterministycznych i stochastycznych istotnie podnosi jakość obrazowania przestrzennej zmienności parametrów petrofizycznych (ilościowych). Dotyczy to przede wszystkim tych stref obszaru poddawanego analizie, które oddalone są od otworów wiertniczych na odległości większe niż zasięg strefy oddziaływania wariogramów horyzontalnych. W odniesieniu do parametrów jakościowych (zróżnicowanie facjalne lub litologiczne) zasadność aplikacji danych sejsmicznych należy natomiast każdorazowo poddawać ocenie. W określonych okolicznościach (przykłady podano w rozdziale 4.2) lepsze rezultaty uzyskuje się, wykorzystując wyłącznie dane otworowe oraz odpowiednio sterując procesem interpolacyjnym, tak aby jego wynik

odpowiadał istniejącej, ugruntowanej koncepcji wykształcenia litofacjalnego. Warunkiem umożliwiającym ten sposób rozwiązania modelu facjalnego są: bardzo dobre rozpoznanie sedymentologiczne obszaru badań oraz istnienie stabilnego trendu zmienności litofacjalnej, skutkujące niskim prawdopodobieństwem nieoczekiwanych zmian w strefach międzyotworowych w stosunku do obserwacji i interpretacji poczynionych w profilach otworów wiertniczych.

Celowość zastosowania danych sejsmicznych w procesach modelowania facjalnego wzrasta wraz ze wzrostem zmienności facjalnej lub litologicznej poziomu zbiornikowego oraz jest odwrotnie proporcjonalna do stopnia rozpoznania charakteru tej zmienności.

Wariantem metodycznym aplikacji danych sejsmicznych w procesach interpolacji przestrzennej jest ich uprzednie przetworzenie do postaci meta-atrybutów. Oceniając zasadność tego typu rozbudowy schematu postępowania, należy się kierować skalą wzrostu wartości współczynnika korelacji danych otworowych i sejsmicznych, jaka wynika z transformacji zestawu parametrów sejsmicznych do postaci meta-atrybutów określonych parametrów ośrodka geologicznego w stosunku do analogicznych wartości uzyskiwanych dla pojedynczych parametrów sejsmicznych.

Implementując dane sejsmiczne w formie kokrigingu, warto też rozważyć alternatywne sposoby wyrażenia mocy związków korelacyjnych pomiędzy danymi podstawowymi i drugorzędymi. Najczęściej stosowane jest operowanie stałą wartością współczynnika korelacji, co zakłada niezmienną zależność pomiędzy tymi rodzajami danych. W niektórych przypadkach założenie takie jest nieuzasadnione, dlatego też relacje pomiędzy danymi otworowymi i sejsmicznymi należy także analizować indywidualnie dla każdego z otworów i w razie potrzeby definiować charakter tych zależności za pomocą map czy nawet rozkładów przestrzennych współczynnika korelacji. W przypadkach gdy dane drugorzędne stanowią regionalne trendy modelowanego parametru, stosowanie kokrigingu można zastępować poprzez traktowanie trendu regionalnego jako średniej lokalnie zmiennej, jednakże z racji braku kontroli nad efektem zastosowania takiego wariantu (którą w przypadku kokrigingu zapewnia możliwość sterowania wartościami współczynnika korelacji) zdecydowanie korzystniejsze jest posługiwanie się kokrigingiem.

Generalnie zagadnienie doboru algorytmu interpolacji przestrzennej oraz optymalnych wariantów jego stosowania, uwzględniającego wykorzystanie danych sejsmicznych lub trendów regionalnych, powinno być rozpatrywane z uwzględnieniem wyników etapu poprzedzającego interpolację przestrzenną, tj. analizy danych wejściowych oraz rezultatów zastosowania procedur walidacyjnych, stosowanych w dalszej kolejności. Całościowe spojrzenie na założenia, proces obliczeniowy oraz jakość uzyskiwanych wyników należy traktować jako podstawę do optymalizacji założeń i rekurencji odpowiednich procedur obliczeniowych.

Ocena jakości wyników w kontekście doboru optymalnej metodyki, redukcji błędów predykcji oraz definiowania ryzyka geologicznego towarzyszącego decyzjom podejmowanym na bazie modelu złoża

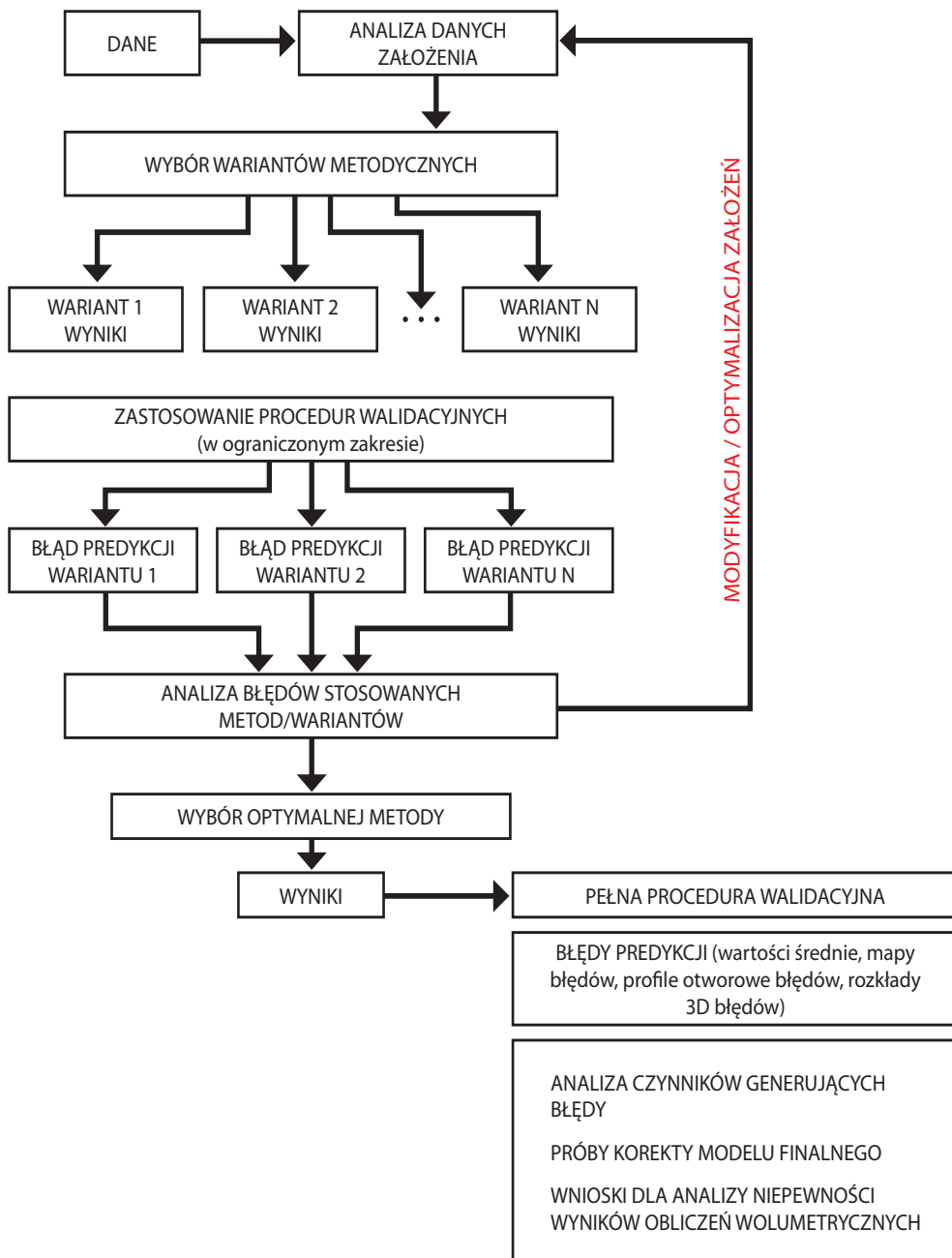
Niezbędnym elementem poważnie traktowanych projektów przestrzennego modelowania poziomów zbiornikowych i złóż węglowodorów powinna być refleksja nad jakością uzyskiwanych wyników, wyrażana poprzez wartości błędów predykcji odpowiednich parametrów oraz analizy wpływu tychże niedokładności na niepewność (ryzyko) wyników objętościowych obliczeń zasobów złóż (zagadnienia te omówiono w rozdziałach 5 i 6). Warty podkreślenia jest fakt, iż za pomocą procedur walidacyjnych testowany jest nie tyle obliczony rozkład przestrzenny danego parametru, ile model matematyczny, będący efektem przyłożenia szerokiego spektrum wzajemnie powiązanych analiz geostatystycznych do unikalnego zestawu danych. Procedura walidacyjna jest więc testem mocy predykcyjnej modelu, na podstawie którego optymalizowany powinien być tok postępowania i wybór najkorzystniejszych wariantów metodycznych.

Rozpatrując alternatywne warianty metodyczne poprzez walidację uzyskiwanych wyników, należy zatem koncentrować uwagę na znaczeniu przyjmowanych założeń (rys. 8.2.3). Poszukując optymalnych rozwiązań metodycznych, kwestie przestrzennego zróżnicowania wartości błędu predykcji, w zależności od kontekstu i oczekiwanej głębi analizy jego przyczyn, można rozważać w aspektach m.in.: rozdzielczości danych sejsmicznych w odniesieniu do rozdzielczości modelu finalnego, odległości od otworów wiertniczych, przestrzennej zmienności stosunku sygnału do szumu danych sejsmicznych.

Właściwe zastosowanie procedur walidacyjnych umożliwia nie tylko wybór optymalnego toku postępowania oraz określenie wartości i zmienności błędów predykcji, jakie towarzyszą zastosowanej metodzie, ale także może służyć rozpoznaniu przyczyn ich powstawania, ocenie wpływu poszczególnych czynników generujących błędy i może stanowić podstawę do planowania odpowiednich programów akwizycji poszczególnych rodzajów danych i podejmowania prób wprowadzania korekt finalnego modelu złoża. Z kolei analizę niepewności wyników obliczeń objętościowych oraz studium wrażliwości modelu niepewności należy wykonywać we wszelkich opracowaniach realizowanych w skali złoża. Jej wyniki, pozwalające ocenić wpływ niedokładności prognoz wybranych elementów modelu złoża na wielkość zasobów węglowodorów, wyznaczają priorytety dla wszelkich zamierzeń optymalizacyjnych.

Dalsze kierunki rozwoju przestrzennego modelowania facjalnego i parametrycznego

Od pewnego już czasu zagadnienia modelowania złóż i poziomów zbiornikowych węglowodorów w formie geostatystycznych modeli 3D stanowią samodzielną, szybko rozwijającą się dziedzinę nauk geologicznych, w szczególności geologii naftowej.



Rys. 8.2.3. Schemat stosowania procedur walidacyjnych w procesach optymalizacji metodyki modelowania geostatystycznego oraz oceny błędów predykcji

Postęp prac nad zagadnieniami teoretycznymi, wprowadzanie licznych alternatywnych rozwiązań metodycznych, jak i gwałtowne upowszechnienie stosowania metod geostatystycznego modelowania złożowego, jakie zachodziło na przestrzeni około 30 lat, są imponujące. Jednocześnie rozwój dziedzin, których wyniki są przedmiotem integracji w ramach geostatystycznych modeli złożowych, takich jak przetwarzanie danych sejsmicznych, metody ilościowej interpretacji sejsmicznej, techniki pomiarowe i interpretacyjne danych geofizyki otworowej, pomiary laboratoryjne, przy jednoczesnym stałym wzroście możliwości obliczeniowych sprzętu komputerowego, pozwalają z optymizmem patrzeć na przyszłość tej dyscypliny i pokusić się o prognozę najbardziej prawdopodobnych kierunków jej ewolucji.

Obecnie i prawdopodobnie także w najbliższej przyszłości główny nacisk położony będzie na *sferę integracji danych otworowych i sejsmicznych poprzez tworzenie detalicznych, fizycznych modeli ośrodka skalnego i płynów nasycających przestrzeń porową*, w literaturze anglojęzycznej określanym mianem *rock physics*. W zagadnieniach tych szeroko wykorzystywane są narzędzia analizy geostatystycznej, w szczególności wielowymiarowe analizy korelacyjne. Z jednej strony sprzyja temu niebywały wzrost precyzji oznaczeń laboratoryjnych, pozwalających śledzić zjawiska występujące w skali mikro- i nanometrów, z drugiej zaś prace nad poprawą pionowej rozdzielczości danych sejsmicznych, zarówno od strony ich akwizycji, jak i przetwarzania. Z punktu widzenia wiarygodności i precyzji geostatystycznych modeli ośrodka geologicznego szczególnego znaczenia nabiera zwłaszcza kwestia dostępności wysokorozdzielczych danych sejsmicznych.

Osiągnięte już obecnie sukcesy w tej dziedzinie, także przez krajowe ośrodki badawcze [Jędrzejowska-Tyczkowska, Żukowska, Irlik 2012], oraz zaangażowanie wiodących ośrodków naukowych i przemysłowych (CGG Veritas, GeoTrace) pozwalają przypuszczać, że rozwój tego segmentu będzie skutkować możliwością tworzenia ilościowych modeli dla ośrodków cienkwarstwowych oraz charakteryzujących się nieznacznym kontrastem właściwości petrofizycznych i sprężystych.

Prawdopodobnie kontynuowany będzie obserwowany w ostatnich latach rozwój technik inwersyjnych na danych sejsmicznych przed składaniem (*pre-stack*), których efektem jest zestaw parametrów elastycznych pozwalających podnosić jakość predykcji zróżnicowania litologicznego, facjalnego i porowatości, a także prognozować charakter nasycenia formacji mediami złożowymi. Przy założeniu wzrostu rozdzielczości danych sejsmicznych wyniki zastosowania procedur inwersyjnych powinny odgrywać coraz większą, choć i obecnie docenianą rolę w procesach geostatystycznego modelowania złóż i poziomów zbiornikowych.

Uświadomionym, lecz ciągle nierozwiązanym problemem pozostaje w tym kontekście *efekt skali pomiarów*, którego konsekwencją jest konieczność akceptacji utraty części informacji o bardzo wysokiej rozdzielczości w procesach ich integracji z danymi sejsmicznymi. Efekt ten będzie występować także w przyszłości, lecz należy oczekiwać rozwiązań w zakresie optymalizacji metod integracji danych uzyskanych za pomocą różnych technik

pomiarowych, ukierunkowanych na minimalizację utraty precyzji informacji zawartych w danych wysokorozdzielczych, przy jednoczesnym zachowaniu relacji obserwowanych w skali mikro czy wręcz nano, pomiędzy odpowiednimi parametrami formacji geologicznych.

Istotnym elementem modelowania złożowego, wymagającym kompleksowego podejścia, są kwestie *oceny błędów predykcji kluczowych parametrów złóż* (w sensie wartości oraz ich przestrzennej dystrybucji) i ich konsekwencji dla komercyjnych efektów działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Zdaniem autora istnieje potrzeba poszukiwań zintegrowanych narzędzi (geostatystycznych oraz programistycznych) pozwalających, w sposób ograniczający arbitralność, oceniać całokształt niepewności, jaką obarczone są integrowane w ramach modelu złoża wyniki dostarczane przez odpowiednie dyscypliny (sejsmika, geofizyka otworowa, pomiary laboratoryjne, testy otworowe).

Konsekwencją poszukiwań złóż węglowodorów w formacjach niekonwencjonalnych jest konieczność czynienia prognoz szerszego zestawu parametrów je charakteryzujących. Dotyczy to głównie właściwości geochemicznych i geomechanicznych, w związku z czym należy się spodziewać kontynuacji obserwowanego w ostatnich latach postępu w zakresie optymalizacji schematów postępowania dedykowanych zagadnieniom formacji niekonwencjonalnych, które w sposób adekwatny uwzględniać będą specyfikę prognozowanych parametrów oraz zróżnicowanie uwarunkowań geologicznych.

Jednym z trendów obserwowanych na przestrzeni ostatnich lat, który prawdopodobnie będzie kontynuowany, jest zastosowanie dotychczasowych osiągnięć w dziedzinie geostatystycznego modelowania złożowego do rozwiązywania problemów wysoko specjalistycznych. Zagadnieniem takim jest np. *modelowanie poziomów zbiornikowych charakteryzujących się obecnością naturalnej szczelinowatości*. Pomimo dostępności narzędzi pozwalających określać orientację i gęstość zeszczelinowania w profilach otworów wiertniczych oraz metod interpolacji tych obserwacji z wykorzystaniem danych sejsmicznych znacznej poprawy jakości uzyskiwanych wyników należy się spodziewać w efekcie doskonalenia metod przekształcania informacji sejsmicznej do postaci tzw. wskaźników zeszczelinowania.

Na gruncie krajowym należałoby oczekiwać podjęcia prób wykorzystania stosowanej na świecie technologii określanej terminem geosteering – polegającej na korygowaniu trajektorii odwiertów horyzontalnych w trakcie ich wiercenia na podstawie pozyskiwanych podczas tego procesu danych geologicznych i geofizycznych (m.in.: profilowania geofizyczne typu MWD, LWD, profilowanie płuczki wiertniczej (*mud logging*)). Dane te podlegają natychmiastowej interpretacji i stanowią podstawę aktualizacji modelu złoża realizowanej w czasie trwania wiercenia i pozwalającej dokonywać zmian trajektorii otworu. Realizacja tego typu zadań wymaga oczywiście odpowiedniej organizacji oraz udziału zespołu specjalistów z zakresu wielu dyscyplin.

Podsumowanie

Reasumując przedstawione w monografii analizy oraz przeprowadzoną na ich podstawie dyskusję wyników i sformułowane wnioski metodyczne, za najistotniejsze aspekty metodyki odtwarzania cech ośrodka geologicznego należy uznać:

- 1) wyraźną celowość stosowania metod geostatystycznych w obliczu istotnego zróżnicowania zadań, uwarunkowań dostępności i różnorodności danych oraz specyfiki modelowanych formacji geologicznych – geostatystyczne modele złożowe w pewnym stopniu upraszczają rzeczywistość, jednakże pozwalają na obserwowanie, analizowanie i interpretowanie złożonych zależności na poziomie bardziej zaawansowanym niż poprzez niezależną interpretację poszczególnych rodzajów danych;
- 2) konieczność rozbudowywania standardowych sposobów integracji danych, a w szczególności danych otworowych i sejsmicznych, poprzez odpowiednie przekształcenia grup integrowanych parametrów oraz stosowanie kilkietapowych procedur integracyjnych;
- 3) potrzebę walidacji uzyskiwanych wyników, której efekty stanowią kryterium porównawcze pozwalające optymalizować stosowane warianty metodyczne, wyznaczać i uwzględniać w analizie ryzyka błąd predykcji, a także podejmować próby korekty wyników finalnych.

Pomimo wyróżnienia określonych schematów metodycznych dla wybranych grup zadań geologicznych i wykazania ich istotnej praktycznej użyteczności nieunikniona jest konieczność indywidualnego spojrzenia i podejścia do danego obiektu. Zaproponowane schematy postępowania wskazują więc kierunki i sposoby poszukiwania optymalnego wariantu metodycznego, jednakże w obliczu zróżnicowania uwarunkowań cechujących każdy z obiektów geologicznych uzyskanie optymalnego rezultatu może wymagać stosowania rozwiązań niekonwencjonalnych, niedających się sklasyfikować za pomocą schematów.

Literatura

- [1] Aflaka J. O. i in., 2001: *Improving the Virtual Reservoir*. „Oilfield Review”, Spring.
- [2] Aszkenazy J., Sowizdzał K., Stadtmüller M., 2012: *Metodyczne aspekty modelowania porowo-szczelinowych złóż węglowodorów*. Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2012, Zakopane, 17–20.09.2012. Prace Naukowe INiG Nr 182. Kraków.
- [3] Bjørlykke K. i in., 2010: *Petroleum Geoscience. From Sedimentary Environments to Rock Physics*. Springer-Verlag Berlin, Heidelberg.
- [4] Bryant I., Malinverno A. i in., 2002: *Understanding Uncertainty*. „Oilfield Review”, Autumn.
- [5] Caamano E. i in., 1994: *Integrated Reservoir Interpretation*. „Oilfield Review”, July.
- [6] Caers J., 2005: *Petroleum Geostatistics*. SPE.
- [7] Chiles J. P., Delfiner P., 1999: *Geostatistics. Modeling Spatial Uncertainty*. John Wiley & Sons.
- [8] Corvie P. i in., 1992: *Reservoir Characterization Using Expert Knowledge, Data and Statistics*. „Oilfield Review”, January.
- [9] Deutsch C. V., 2002: *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University Press.
- [10] Deutsch C. V., Journel A. G., 1998: *GSLIB Geostatistical Software Library and User's Guide*. Second Edition.
- [11] Doyen P. M., 1988: *Porosity from seismic data: A geostatistical approach*. „Geophysics”, vol. 53, no. 10, October.
- [12] Doyen P. M., 2007: *Seismic Reservoir Characterization. An Earth Modeling Perspective*. EAGE Publications.
- [13] Dubrule O., 2003: *Geostatistics for seismic Data Integration in Earth Models – 2003 Distinguished Instructor Short Course*. SEG, EAGE.
- [14] Grana D., Dvorkin J., 2011: *The link between seismic inversion, rock physics and geostatistical simulations in seismic reservoir characterization studies*. „The Leading Edge”, January.
- [15] Gringarten E., 2002: *Uncertainty Assessment in 3D Reservoir Modeling: an Integrated Approach*. Earth Decision Sciences.

-
- [16] Hampson D. P. i in., 2001: *Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data.* „Geophysics”, vol. 66, no. 1.
- [17] Hantschel T., Kauerauf A. I., 2009: *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling.* Springer.
- [18] Isaaks E. H., Srivastava R. M., 1989: *An Introduction to Applied Geostatistics.* Oxford University Press.
- [19] Jaworowski K., Mikołajewski Z., 2007: *Oil- and gas-bearing sediments of the Main Dolomite (Ca₂) in the Międzychód region: a depositional model and the problem of the boundary between the second and third depositional sequences in the Polish Zechstein Basin.* „Przegląd Geologiczny”, vol. 55, str. 1017–1024.
- [20] Jędrzejowska-Tyczkowska H., 2003: *Sejsmicznie konsistentne estymatory złoża węglowodorów.* Prace INiG Nr 123, Kraków.
- [21] Jędrzejowska-Tyczkowska H., Bartoń R., Leginowicz A., 2006: *Integrated studies of the fractures induced anisotropy of Devonian carbonates in the south eastern Poland.* 12th International Workshop on Seismic Attributes – Beijing 22–27 October 2006.
- [22] Jędrzejowska-Tyczkowska H., Bartoń R., Żukowska K., 2006: *Meta-atrybuty sejsmiczne – koncepcja i zastosowania praktyczne.* Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2006, Zakopane, 18–21.09.2006, Prace INiG Nr 137, Kraków.
- [23] Jędrzejowska-Tyczkowska H., Davis T. L., 2012: *Wanted and unwanted effects of surface seismic data resolution improvements.* „First Break”, vol. 30, September.
- [24] Jędrzejowska-Tyczkowska H., Malaga M., Wolnowski T., Żuławiński K., 2000: *Sejsmicznie konsistentne estymatory złoża węglowodorów.* Projekt nr 9T12A031114. INiG, Kraków.
- [25] Jędrzejowska-Tyczkowska H., Misiarz P., Żukowska K., Żuławiński K., Bartoń R., Leginowicz A., Irlík I., 2005: *Analiza efektywności zróżnicowanych zbiornikowych atrybutów sejsmicznych typu przestrzennego w procesie tworzenia geostatystycznych modeli złóż w kolektorach węglanowych.* Dokumentacja INiG (praca niepublikowana). Kraków.
- [26] Jędrzejowska-Tyczkowska H., Żukowska K., Irlík I., 2012: *Sposób zwiększenia dokładności i głębokości rozpoznania ośrodka geologicznego na drodze modyfikacji charakterystyki spektralnej rejestrowanych drgań sejsmicznych.* Zgłoszenie patentowe nr 394446.
- [27] Karnkowski P., 1993a: *Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Karpaty i zapadlisko przedkarpackie.* Kraków.
- [28] Karnkowski P., 1993b: *Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Niż Polski.* Kraków.
- [29] Kiersnowski H., Buniak A., Kuberska M., Srokowska-Okońska A., 2010: *Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski.* „Przegląd Geologiczny”, vol. 58, nr 4.
-

- [30] Kokesz Z., 2010: *Sporządzanie map izoliniowych procedurą krigingu zwyczajnego – korzyści i ograniczenia*. Zeszyty Naukowe IGSMiE, PAN, nr 79.
- [31] Krige D. G., 1951: *A statistical approach to some basic mine valuation problems on the Witwaterland*. „Journal of the Chemical, Metallurgical and Mining Society of South Africa”, vol. 52.
- [32] Leśniak G., Sowizdzał K., Stadtmüller M., Such P., Włodarczyk M., Darlak B., 2009: *Wykonanie cyfrowego modelu geologicznego złoża Brońsko wraz z badaniami uzupełniającymi z odwiertu Kokorzyn-2*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [33] Leśniak G., Sowizdzał K., Włodarczyk M., Darlak B., Such P., Stadtmüller M., Ziemiain K., Kyś M., 2010a: *Ocena właściwości zbiornikowych utworów czerwonego spągowca w rejonie Pniewy–Rokietnica–Gołęczewo–Pławce*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [34] Leśniak G., Sowizdzał K., Włodarczyk M., Darlak B., Such P., Stadtmüller M., Ziemiain K., Kyś M., 2010b: *Diagenеза i rozwój facjalny utworów czerwonego spągowca w rejonie Czarna Wieś–Parzęczewo*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [35] Leśniak G., Such P., Słota-Valim M., Matyasik I., Słoczyński T., Stadtmüller M., 2011: *Możliwość występowania złóż w utworach paleozoiku (karbon, dewon) na Pomorzu Zachodnim*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [36] Lia O., Omre H. i in., 1997: *Uncertainty in reservoir production forecasts*. AAPG Bull., vol. 81, no. 5.
- [37] Lubaś J., Sowizdzał K., Stadtmüller M., Szuflika S., 2010: *Możliwości wspomaganie wydobywania ropy naftowej i geologicznego składowania CO₂ na złożu Nosówka*. Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2010, Zakopane, 20–23.09.2010. Prace INiG Nr 170, Kraków.
- [38] Łętkowski P., Szott W., 2012: *Możliwość wspomaganie wydobywania ropy ze złoża Nosówka poprzez zatłaczanie CO₂ do złoża*. Biuletyn PIG nr 448, s. 107–116.
- [39] Matyasik I., Słoczyński T., Sowizdzał K., Stadtmüller M., Madej K., Słyś M., 2010: *Możliwości generowania i akumulacji węglowodorów w utworach paleozoicznych na obszarze pomiędzy Mielcem, Dębicą a Rzeszowem*. III Konferencja Naukowo-Techniczna „Ropa i gaz – złoża konwencjonalne i niekonwencjonalne”, Czarna k. Ustrzyk Dolnych, 11–14.04.2010.
- [40] Małaga M., Solarski T., Wolnowski T., 2006: *Modelowanie geostatystyczne dolomitu głównego w rejonie Międzychód–Sieraków*. Prace INiG Nr 137, Kraków.
- [41] Matheron G., 1963: *Traite de Geostatistique Appliquee*. „Memoires de Bureau de Recherches Geologiques at Minieres”, vol. 14: Editions Technip, Paris, 1962–1963.

- [42] Matheron G., 1971: *The Theory of Regionalized Variables and its Applications*: Les Cahiers du Centre de Morphologie Mathematique de Fontainebleau, nr 5, Ecole Nationale Superieure' des Mines de Paris.
- [43] Michelena R., Gringarten E., 2009: *An introduction to this special section: Reservoir modeling constrained by seismic.* „The Leading Edge”, December.
- [44] Michelena R. J. i in., 2009: *Constraining 3D facies modeling by seismic-derived facies probabilities: Example from tight-gas Jonah Field.* „The Leading Edge”, December.
- [45] Michelena R. J. i in., 2011: *Facies probabilities from multidimensional crossplots of seismic attributes: Application to tight gas Mamm Creek Field, Piceance Basin, Colorado.* „The Leading Edge”, January.
- [46] Mucha J., 1994: *Metody geostatystyczne w dokumentowaniu złóż.* Kraków.
- [47] Nair K. N., Kolbjørnsen O., Skorstad A., 2012: *Seismic inversion and its applications in reservoir characterization.* „First Break”, vol. 30, March.
- [48] Namysłowska-Wilczyńska B., 2006: *Geostatystyka. Teoria i zastosowania.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
- [49] Osorio Peralta V., 2009: *Water Saturation modeling using the improved Kriging algorithm in Petrel 2009.1.* Petrel Corner, February.
- [50] Remy N., Boucher A., Wu J., 2009: *Applied Geostatistics with SGeMS. A user's guide.* Cambridge University Press.
- [51] Robinson A., Griffiths P., Price S., Herge J., Muggeridge A., 2008: *The Future of Geological Modelling in Hydrocarbon Development.* The Geological Society Special Publications, no. 309, London.
- [52] Ruckheim J. i in., 2006: *Technical and Economic Challenge of Mature Gas Fields: The giant Altmark Field, Germany.* „Journal of Petroleum Technology”, January.
- [53] Sayers C., Chopra A., 2009: *Introduction to this special section – Rock physics.* „The Leading Edge”, January.
- [54] Schulke J. S. i in., 2005: *Volume-Based Rock Property Predictions and Quantifying Uncertainty.* SEG/Houston 2005 Annual Meeting.
- [55] Singh Sunil K. i in., 2008: *Mapping fracture corridors in naturally fractured reservoirs: an example from Middle East carbonates.* „First Break”, vol. 26, May.
- [56] Słoczyński T., Bieleń W., Leśniak G., Matyasik I., Sowiżdżał K., Stadtmüller M., Such P., Zapała M., Skalski L., 2009: *Możliwości generowania i akumulacji węglowodorów w paleozoicznych utworach podłoża miocenu na obszarze pomiędzy Mielcem a Rzeszowem ze szczególnym uwzględnieniem form erozyjnych.* Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [57] Słoczyński T., Sowiżdżał K., Stadtmüller M., Leśniak G., Matyasik I., Zapała M., 2010: *Bilans węglowodorowy utworów miocenu zapadliska przedkarpackiego dla*

- oszacowania potencjalnych zasobów pozostałych do odkrycia (od granicy państwa do Tarnowa). Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [58] Słowakiewicz M., Mikołajewski Z., 2009: *Sequence stratigraphy of the Upper Permian Zechstein Main Dolomite carbonates in Western Poland: a new approach*. Jour. Petrol. Geology, vol. 32, s. 215–234.
- [59] Smith Lindsay I., 2002: *A tutorial on Principal Component Analysis*, http://www.cs.otago.ac.nz/cosc453/student_tutorials/principal_components.pdf, dostęp: czerwiec 2012.
- [60] Sokołowski A., 2011a: *Analizy wielowymiarowe*. Materiały kursowe, StatSoft Polska. Kraków, 3–4.02.2011.
- [61] Sokołowski A., 2011b: *Wybrane metody analiz wielowymiarowych*. Materiały kursowe Statsoft Polska, Kraków.
- [62] Souche L. i in., 2012: *A dual representation of multiscale fracture network modelling: application to a giant UAE carbonate field*. „First Break”, May.
- [63] Sowizdżał K., 2009: *Analiza niepewności wyników obliczeń zasobów złóż węglowodorów metodą objętościową, w oparciu o statyczny, przestrzenny model złoża*. „Nafta-Gaz”, nr 12.
- [64] Sowizdżał K., 2010: *Metodyka walidacji wyników modelowania złożowego*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków, 2010.
- [65] Sowizdżał K., 2012a: *Geostatystyczne, facjalne i parametryczne modelowanie 3D w odniesieniu do niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego [w:] Rzeczpospolita łupkowa. Studium wiedzy o gazie z formacji łupkowych*. Prace Naukowe INiG Nr 183.
- [66] Sowizdżał K., 2012b: *Metoda walidacji przestrzennego, statycznego modelu złoża węglowodorów*. Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2012, Zakopane, 17–20.09.2012. Prace Naukowe INiG Nr 182, Kraków.
- [67] Sowizdżał K., Słoczyński T., Stadtmüller M., 2012: *Dynamiczne, przestrzenne (4D) modelowanie systemów naftowych jako narzędzie prospekcji naftowej i oceny zasobów konwencjonalnych i niekonwencjonalnych [w:] Rzeczpospolita łupkowa. Studium wiedzy o gazie z formacji łupkowych*. Prace Naukowe INiG Nr 183.
- [68] Sowizdżał K., Stadtmüller M., 2010a: *Metodyka konstrukcji przestrzennych modeli szczelinowości poziomów zbiornikowych*. „Nafta-Gaz”, nr 3.
- [69] Sowizdżał K., Stadtmüller M., 2010b: *Stacyjny model złoża jako przestrzeń integracji danych geologiczno-geofizycznych*. Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2010, Zakopane, 20–23.09.2010. Prace INiG Nr 170, Kraków.
- [70] Sowizdżał K., Stadtmüller M., Leśniak G., 2009: *Petrofizyczno-facjalny model 3D złoża Paproć*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.

- [71] Sowizdzał K., Stadtmüller M., Leśniak G., Darlak B., 2009: *Modele geologiczne utworów miocenu i jury w rejonie Łękawica–Chotowa wraz z oceną perspektywiczności*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [72] Sowizdzał K., Stadtmüller M., Leśniak G., Such P., Ziemianin K., 2011: *Konstrukcja przestrzennego, statycznego modelu obszaru złożowego LMG*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [73] Stright L. i in., 2009: *Revisiting the use of seismic attributes as soft data for subseismic facies prediction: Proportions versus probabilities*. „The Leading Edge”, December.
- [74] Such P., 2000: *Studium badań przestrzeni porowej skał dla potrzeb geologii naftowej*. Prace Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, Kraków.
- [75] Such P., Leśniak G., Darlak B., Włodarczyk M., Kyś M., 2002: *Analiza systemu transportu płynów złożowych przez skały zbiornikowe złóż Brońsko, Wielichowo, Ruchoćce*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [76] Such P., Leśniak G., Słota M., 2010: *Ilościowa charakterystyka porowatości i przepuszczalności utworów czerwonego spągowca potencjalnie zawierających gaz zamknięty*. „Przegląd Geologiczny”, vol. 58, nr 4.
- [77] Szott W., 2005: *Symulacje złożowe – ich rola i znaczenie w nowoczesnym, zintegrowanym zarządzaniu złożami naftowymi*. Referat wygłoszony 20.01.2005 z okazji 60-lecia Instytutu Nafty i Gazu. „Nafta-Gaz”, nr 5.
- [78] Szott W., 2010: *Zastosowanie symulacji komputerowych do modelowania pracy podziemnych magazynów gazu w Polsce*. „Nafta-Gaz”, nr 5.
- [79] Szott W., Sowizdzał K., Stadtmüller M., 2010: *Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z programem ich monitorowania. Zadanie 1.1.15 – Opracowanie szczegółowych statycznych modeli ośrodka geologicznego składowisk*. Dokumentacja INiG (praca niepublikowana), Kraków.
- [80] Tadeusiewicz R., 1993: *Sieci neuronowe*. Akademicka Oficyna Wydawnicza, Warszawa.
- [81] Tuttle C. i in., 2009: *A seismically constrained reservoir modeling workflow: Case study*. „The Leading Edge”, December.
- [82] Wagner R., Dyjaczynski K., Papiernik B., Peryt T. M., Protas A., 2000: *Mapa paleogeograficzna dolomitu głównego (Ca₂) w Polsce* [w:] Kotarba M. J. (red.): *Bilans i potencjał węglowodorowy dolomitu głównego basenu permskiego Polski*. Archiwum WGGiOŚ, AGH, Kraków.
- [83] Wygrala B., 2011: *Unconventional gas exploration and petroleum systems modeling*. Polish Shale Gas Forum, Warsaw 27th of January 2011.
- [84] Xu W., Tran T. T., Srivastava R. M., Journel A. G., 1992: *Integrating seismic data in reservoir modeling: the collocated cokriging alternative*. SPE 24742.
- [85] Zakrevsky K. E., 2011: *Geological 3D Modelling*. EAGE Publications.

Inne wykorzystywane materiały

- [86] *Advanced Property Modeling Course*, 2009, Schlumberger.
- [87] *Fracture modeling course*, 2009, Schlumberger.
- [88] <http://geoportal.pgi.gov.pl/portal/page/portal/cbdg/dane/geofizyka>, dostęp: czerwiec 2012.
- [89] *Opracowanie badań sejsmicznych 3D. Temat: Międzychód–Sieraków 3D. Reprocessing i reinterpretacja*, 2009, Geofizyka Toruń.
- [90] *Principal Component Analysis (PCA) & Petrel*, 2010, Schlumberger.
- [91] *Property Modeling Course*, 2007, Schlumberger.
- [92] *Process Manager and Uncertainty Analysis Course*, 2007, Schlumberger.

