

## Summary

Evaluation of unconventional reservoirs, e.g., shale formations, is a challenging task requiring adaptation of exploration strategies leading to profitable exploitation. Mapping the distribution of rock properties (such as organic richness, brittleness, fracture-induced anisotropy) is crucial to characterize such reservoirs. Usually, they are derived from well-log data and laboratory measurements on core samples, which provides only spatially-limited information at the well locations. 3D seismic data offers the opportunity to obtain volumetric rock property models; however, seismic quantitative interpretation is highly unappreciated in the unconventional shale reservoirs studies.

This thesis attempts to answer whether quantitative seismic interpretation can be a tool to improve characterization and, consequently, exploit unconventional shale gas reservoirs. The study area is located in the Baltic Basin in Northern Poland. Lower Paleozoic shales deposited in the Baltic Basin constitute a potential unconventional resource play, where hydrocarbon production was not commenced despite the intensive exploration. It can be partially attributed to the problematic geological conditions: deep burial (3 km depth) and small thickness (maximum of 25 m) of the most perspective formations (Jantar and Sasino units), high content of clay minerals (up to 50%), low porosity and weak azimuthal anisotropy signature.

In this study, advanced techniques of quantitative seismic interpretation were applied to high-end pre-stack wide-azimuth 3D seismic data (Opalino-3D seismic survey) to demonstrate its ability to derive selected rock properties of the Lower Paleozoic shales. Investigated properties were chosen to fulfill a few requirements for the profitable exploitation of the shale gas reservoirs. First of all, the information about fractures (their density and orientation) and the determination of the reservoir's collective geomechanical response (brittleness) is necessary to point out the areas most susceptible to hydraulic fracturing. Secondly, the estimation of organic richness (Total Organic Carbon content) and formation porosity can help in assessing hydrocarbon productivity.

The following methods were evaluated in the thesis. The fractures' density and direction were estimated from the azimuthal anisotropy parameters obtained from the amplitude vs. azimuth analysis, which were carefully validated with the available calibration data (e.g., fracture interpretation from borehole image logs). The brittleness was predicted by integrating borehole and seismic data with a machine learning algorithm (Proximal Support Vector Machine). The input elastic property volumes were provided by either deterministic or stochastic (geostatistical) seismic pre-stack inversion. Geostatistical inversion was found to deliver superior results, portraying the thin shale beds and their lateral changes. Finally, the novel method of

geostatistical amplitude vs. angle inversion was introduced to invert seismic reflection data directly to rock property volumes, assuming a simple shale model (consisting of stiff matrix - brittleness, organic matter - TOC, and porosity).

All of the applied methods allowed to expand the knowledge on the distribution of the Lower Paleozoic shales' selected rock properties in the studied area located in the Baltic Basin. Simultaneously, it has been demonstrated that the advanced quantitative seismic interpretation techniques are indispensable for the evaluation of the unconventional shale reservoirs and should be applied whenever possible. Such an approach, in which geological and geophysical data are integrated, is a basis for successful exploration.

## ***Streszczenie w języku polskim***

Ocena niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, np. łupków gazonośnych, jest trudnym zadaniem, wymagającym dostosowania strategii poszukiwań prowadzących do opłacalnej eksploatacji. Informacja o właściwościach skał (takich jak zawartość materii organicznej, kruchość czy anizotropia wywołana szczelinami) ma kluczowe znaczenie dla scharakteryzowania tego typu złóż i zazwyczaj uzyskiwana jest z danych otworowych i pomiarów laboratoryjnych na próbkach rdzenia wiertniczego. Jest to jednak informacja punktowa, ograniczona do położenia danego otworu wiertniczego. Pomimo, iż wykorzystanie danych sejsmicznych 3D pozwala na estymację przestrzennego rozkładu właściwości skał, wkład badań sejsmicznych, a szczególnie interpretacji ilościowej, jest często niedoceniany w badaniach złóż niekonwencjonalnych.

Niniejsza praca jest próbą odpowiedzi na pytanie, czy ilościowa interpretacja sejsmiczna może być narzędziem ułatwiającym charakteryzację i udostępnianie niekonwencjonalnych złóż gazu łupkowego. Obszar badań znajduje się w północnej Polsce i obejmuje część basenu bałtyckiego, w którym zdeponowane zostały dolnopaleozoiczne (sylurskie i ordowickie) skały łupkowe, stanowiące potencjalne źródło gazu i ropy łupkowej. Mimo intensywnych poszukiwań, nie doszło do fazy wydobywania węglowodorów. Można to częściowo przypisać skomplikowanym warunkom geologicznym: głębokiemu pograżeniu (ok. 3 km) i niewielkiej miąższości (maksymalnie 25 m) najbardziej perspektywicznych formacji (Jantar i Sasino), dużej zawartości minerałów ilastych (do 50%), niskiej porowatości i niewielkiej anizotropii azymutalnej.

W pracy zastosowano zaawansowane metody ilościowej interpretacji sejsmicznej do analizy wysokiej jakości danych sejsmicznych 3D (zdjęcie sejsmiczne Opalino-3D), aby zademonstrować ich przydatność do wyznaczenia wybranych właściwości skał łupkowych dolnego paleozoiku. Badane właściwości zostały dobrane pod kątem ich znaczenia dla opłacalnej eksploatacji złóż gazu łupkowego. Parametry istniejących szczelin (ich gęstość i orientacja) oraz określenie uogólnionej odpowiedzi geomechanicznej górotworu (w formie parametru kruchości, ang. *brittleness*) są niezbędne do wskazania obszarów najbardziej podatnych na pękanie w procesie szczelinowania hydraulicznego. Dla oceny produktywności węglowodorów, istotne są z kolei oszacowanie zawartości materii organicznej (ang. *Total Organic Carbon*; TOC) oraz porowatości.

W pracy wykorzystano następujące metody interpretacji sejsmicznej. Gęstość i kierunek szczelin oszacowano na podstawie parametrów anizotropii azymutalnej uzyskanych z analizy zmiany amplitudy z azymutem (AVAz). Wyniki zostały dokładnie zweryfikowane przy użyciu dostępnych danych kalibracyjnych (np. interpretacji spękań z analizy obrazu ściany otworu z sondy XRMI, ang. *X-tended*

*Range MicroImager*). Kruchość przewidywano poprzez integrację danych z otworów wiertniczych i danych sejsmicznych z wykorzystaniem algorytmu uczenia maszynowego (metoda wektorów nośnych, ang. *Proximal Support Vector Machine*). Wejściowe modele rozkładu właściwości sprężystych zostały wyznaczone z wykorzystaniem deterministycznej lub stochastycznej (geostatystycznej) inwersji sejsmicznej przed składaniem. Stwierdzono, że inwersja geostatystyczna dostarcza modele o wysokiej rozdzielczości, rozróżniając cienkie pokłady łupków. Opracowano także nową metodę inwersji geostatystycznej, w której parametrami modelu nie są własności sprężyste, lecz bezpośrednio własności skał. Założono w tym celu prosty model skały łupkowej, składający się ze sztywnej matrycy - parametr kruchości, materii organicznej - TOC i porowatości).

Wszystkie zastosowane w pracy metody pozwoliły na poszerzenie wiedzy na temat rozmieszczenia wybranych właściwości skalnych łupków dolnego paleozoiku w badanym fragmencie basenu bałtyckiego. Jednocześnie wykazano, że zaawansowane techniki ilościowej interpretacji sejsmicznej są niezbędne w procesie ewaluacji niekonwencjonalnych złóż gazu łupkowego i powinny być stosowane wszędzie tam, gdzie jest to możliwe. Takie podejście, w którym w procesie interpretacji ilościowej zintegrowane zostają dane geologiczne i geofizyczne, jest podstawą udanych poszukiwań i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów.