

## ABSTRAK

### ANALISA METODE SEISMIK INVERSI AI DAN SEISMIK MULTIATRIBUT UNTUK MEMPREDIKSI PERSEBARAN POROSITAS PADA RESERVOIR KARBONAT, FORMASI BATURAJA DI LAPANGAN “GF”, CEKUNGAN SUNDA

Oleh :

**Hendra Kurniawan Putra**

115.100.081

Lapangan “GF” merupakan lapangan minyak dan gas bumi yang terletak di Cekungan Sunda. Zona reservoir yang menjadi target dalam penelitian ini berada pada Formasi Baturaja. Penelitian ini akan membahas prediksi persebaran porositas reservoir karbonat pada Formasi Baturaja dengan menerapkan analisa metode seismik inversi Impedansi Akustik (*AI*) dan seismik multiatribut diharapkan mampu memetakan zona-zona persebaran porositas reservoir karbonat pada Formasi Baturaja di lapangan “GF” Cekungan Sunda.

Metode yang digunakan adalah metode seismik inversi *AI Linear Programming (LP) Sparse-Spike* dan Seismik Multiatribut *Regression*. Metode seismik *AI LP Sparse-Spike* dilakukan untuk memodelkan sebaran *P-impedance*, sedangkan metode multiatribut digunakan untuk memprediksi log porositas sehingga diperoleh jumlah atribut yang akan digunakan dalam proses Multiatribut *Regression* dalam memodelkan sebaran porositas.

Hasil analisa seismik *AI LP Sparse-spike* memiliki nilai korelasi yang cukup baik pada interval Upper Baturaja Formation (UBRF) sampai Top Talangakar Formation (TAF) dengan korelasi antara sintetik dan tras seismik sebesar 0.998125. Transformasi multiatribut *Regression* menghasilkan korelasi yang cukup baik dengan menggunakan 8 atribut yaitu sebesar 0.705733. Hasil akhir dari analisa seismik inversi *AI* dan multiatribut adalah dalam bentuk peta zonasi *P-impedance* dan peta zonasi porositas yang menunjukkan zona persebaran porositas reservoir karbonat. Dari peta *P-impedance* dan peta *porosity*, memperlihatkan bahwa daerah karbonat pada formasi baturaja lapangan “GF” memiliki 2 zonasi impedansi dan porositas yang berbeda yaitu zona pertama reservoir karbonat memiliki porositas total sebesar 25-30% berasosiasi dengan *AI* rendah yaitu 10.000-20.000 ft/s.g/cc yang tersebar pada bagian NE dan SW area, dan zona kedua reservoir karbonat memiliki porositas total sebesar 15-25% berasosiasi dengan *AI* tinggi yaitu 20.000-30.000 ft/s.g/cc yang tersebar pada bagian SE area.

**Kata kunci** : Formasi Baturaja, Inversi Impedansi Akustik, Multiatribut, Porositas.

## **ABSTRACT**

### **ANALYSIS OF SEISMIC ACOUSTIC IMPEDANCE AND SEISMIC MULTIATTRIBUTE METHOD TO PREDICT OF CARBONAT RESERVOIR POROSITY DISTRIBUTION IN BATURAJA FORMATION “GF” FIELD, SUNDA BASIN**

**Hendra Kurniawan Putra**  
115.100.081

“GF” field is an oil and gas field located in Sunda Basin. The main reservoir zone to be objective in this research is Baturaja Formation. This research will be discussed about the prediction of porosity distribution, especially carbonat reservoir of Baturaja Formation by applied seismic acoustic impedance (AI) inversion analysis and seismic mutiattribute analysis expected to map the distribution of porosity zones in carbonat reservoir Baturaja Formation “GF” field.

The method used is seismic AI Linear Programming (LP) Sparse-Spike Inversion and multiattribute by applied of Regression. AI LP Sparse-Spike Inversion method performed to build the distribution of P-Impedance model, while multiattribute method is used to predict porosity log to earn total number of the attribute that are used in the Regression process to build the distribution of Porosity model.

The result of Seismic AI LP Sparse-spike Inversion has fairly good correlation value at interval window from Upper Baturaja Formation (UBRF) until Top Talangakar Formation (TAF) with the correlation beetwen synthetic and seismic trace is 0.998125. Transformation of the multiattribute Regression analysis has fairly good correlation using 8 attributes that is equal to 0. 705733. The finall results of this analysis is AI zone in P-Impedance map and porosity zone in porosity map which show zonation of carbonat porosity distribution. “GF” fields in baturaja formation has 2 zones p-impedance and porosity in the map: the 1<sup>st</sup> zone of carbonat reservoir are classified as total porosity 25-30% associated with lower p-impedance 10.000-20.000 ft/s.g/cc on NE and SW area, and 2<sup>nd</sup> zone of carbonat reservoir were classified as total porosity 15-25% associated with higher p-impedance 20.000-30.000 ft/s.g/cc on SE area.

**Keywords** : Baturaja Formation, Acoustic Impedance Inversion, Multiattribute, Porosity.