

## INTISARI

### **ANALISIS PETROFISIKA DAN ATRIBUT SEISMIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOIR PADA LAPANGAN "AMN", FORMASI TALANG AKAR, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN**

M. Alghiffari Ayman  
19/445610/PA/19434

Lapangan AMN merupakan lapangan yang berada pada Cekungan Sumatra Selatan dimana terdapat Formasi Talang Akar yang telah terbukti merupakan salah satu reservoir hidrokarbon utama di Cekungan Sumatra Selatan, dengan batuan penyusun didominasi oleh perselingan batupasir dan batulempung. Untuk mengetahui kedalaman dan arah persebaran reservoir di Formasi Talang Akar, dilakukan analisis petrofisika dan interpretasi seismik. Analisis petrofisika dilakukan dengan menggunakan metode deterministik untuk memperoleh informasi kedalaman reservoir. Digunakan data dari 3 buah sumur, yaitu AMN-31, AMN-32, dan AMN-33, yang terdiri dari data log, *mud log*, dan laporan pengeboran, yang dianalisis menggunakan petrofisika untuk menghasilkan properti fisika batuan seperti kandungan serpih, porositas efektif, dan saturasi air, serta menentukan lokasi kedalaman reservoir. Interpretasi seismik dilakukan menggunakan data seismik 3D *Post-Stack Time Migration*, dan data log sumur dengan menggunakan metode inversi impedansi akustik berbasis model dan penerapan atribut *RMS Amplitude*. Hasil dari inversi impedansi akustik dan atribut seismik *dioverlay* terhadap peta struktur waktu yang *dislice* 50 ms di bawah *top horizon*, sehingga menghasilkan peta persebaran reservoir secara lateral. Hasil analisis petrofisika menunjukkan bahwa parameter fisika di zona reservoir Lapangan AMN Formasi Talang Akar berada pada kedalaman yang bervariasi antara 1172,8 m hingga 1201,5 m, dengan nilai rata-rata kandungan serpih sebesar 30%, saturasi air bernilai 70%, dan nilai porositas efektif sebesar 15%. Hasil interpretasi seismik menunjukkan adanya persebaran reservoir batupasir relatif mengarah Barat hingga Selatan area penelitian, ditunjukkan dengan interval nilai amplitudo antara 6.000 hingga 9.000, dan nilai impedansi akustik 6.400 hingga 7.200 (m/s)(g/cc). Hasil penelitian menunjukkan bahwa integrasi antara analisis petrofisika menggunakan metode deterministik dan inversi impedansi akustik berbasis model serta atribut *RMS Amplitude*, mampu menghasilkan informasi persebaran reservoir, baik secara vertikal maupun lateral.

**Kata kunci:** analisis petrofisika, interpretasi seismik, metode deterministik, inversi impedansi akustik berbasis model, atribut *rms amplitude*.

## ABSTRACT

### **PETROPHYSICAL ANALYSIS AND SEISMIC ATTRIBUTE FOR RESERVOIR CHARACTERIZATION IN "AMN" FIELD, TALANG AKAR FORMATION, SOUTH SUMATRA BASIN**

M. Alghiffari Ayman  
19/445610/PA/19434

The AMN field is located in the South Sumatra Basin where the Talang Akar Formation is proven to be one of the main hydrocarbon reservoirs in the South Sumatra Basin, with the dominant lithology comprising interbedded sandstone and shale. Petrophysical analysis and seismic interpretation were conducted to determine the depth and distribution of the reservoirs in the Talang Akar Formation. Petrophysical analysis was performed using deterministic methods to obtain reservoir depth information. Data from three wells, namely AMN-31, AMN-32, dan AMN-33, including log data, mud logs, and drilling reports, were analyzed using petrophysics to derive rock properties such as shale content, effective porosity, water saturation, and determine the depth location of the reservoirs. Seismic interpretation was carried out using 3D Post-Stack Time Migration seismic data and well log data, employing model-based acoustic impedance inversion and RMS Amplitude attribute application. The results of acoustic impedance inversion and seismic attribute were overlaid on a time structure map sliced at 50 ms below the top horizon, resulting in a lateral reservoir distribution map. Petrophysical analysis indicated that the physical parameters in the AMN Field's Talang Akar Formation reservoir zone varied in depth ranging from 1172.8 m to 1201.5 m, with an average shale content of 30%, water saturation of 70%, and effective porosity value of 15%. Seismic interpretation revealed the lateral distribution of sandstone reservoirs predominantly trending west to south in the study area, indicated by amplitude values ranging from 6,000 to 9,000 and acoustic impedance values from 6,400 to 7,200 (m/s)(g/cc). The study demonstrated that the integration of petrophysical analysis using deterministic methods, model-based acoustic impedance inversion, and RMS Amplitude attribute was capable of providing reservoir distribution information both vertically and laterally.

**Keywords:** petrophysical analysis, seismic interpretation, deterministic method, acoustic impedance model based inversion, rms amplitude attribute.