

INTISARI

ANALISIS PETROFISIKA, *ROCK TYPING*, DAN PEMODELAN SEISMIK 3D UNTUK KARAKTERISASI RESERVOIR BATUGAMPING FORMASI BATURAJA PADA LAPANGAN “NT” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Rolando Alvianto

20/459234/PA/19895

Kebutuhan energi yang semakin tinggi seiring meningkatnya populasi manusia menjadi salah satu alasan untuk meningkatkan eksplorasi hidrokarbon. Salah satu upaya untuk meningkatkan produksi hidrokarbon yaitu dengan karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir adalah proses penggambaran karakteristik fisik reservoir yaitu sifat-sifat petrofisika dan fluida reservoir dengan menggunakan semua data yang tersedia. Masing-masing reservoir memiliki keunikan tersendiri seperti reservoir batugamping. Lapangan NT berada pada Cekungan Sumatera Selatan dengan Formasi Baturaja yang didominasi oleh batugamping sebagai reservoir hidrokarbon utama. Dalam karakterisasi reservoir dapat dilakukan dengan analisis petrofisika dan *rock typing* serta dimodelkan secara 3D dengan menggunakan metode inversi *model based*. Analisis petrofisika yang dilakukan menghasilkan bahwa reservoir Lapangan NT memiliki rata-rata porositas sebesar 28,6–29,6 %, volume serpih sebesar 18,1–28,4%, saturasi air sebesar 4,1–13,1%, dan permeabilitas sebesar 428,1–849 mD. Analisis *rock typing* yang dilakukan menghasilkan 4 kelas *rocktype*, yaitu yaitu sangat baik, baik, cukup, dan kurang. Hasil pemodelan 3D seismik menunjukkan nilai porositas tinggi, nilai volume serpih rendah, saturasi air rendah, permeabilitas tinggi berada pada tinggian timur area Lapangan NT dan di kedalaman yang lebih dangkal serta berdekatan dengan top horizon Formasi Baturaja.

Kata kunci: karakterisasi reservoir, petrofisika, *rocktyping*, inversi seismik, pemodelan 3D

ABSTRACT

PETROPHYSICAL ANALYSIS, ROCK TYPING, AND 3D SEISMIC MODELING FOR CHARACTERIZATION OF LIMESTONE RESERVOIR OF BATURAJA FORMATION IN THE "NT" FIELD, SOUTH SUMATERA BASIN

Rolando Alvianto

20/459234/PA/19895

The increasing global energy demand, driven by population growth, necessitates enhanced hydrocarbon exploration. One crucial approach to advancing hydrocarbon production is reservoir characterization. This process involves describing the physical properties of a reservoir—specifically, its petrophysical attributes and fluid characteristics—by integrating all available data. Each reservoir possesses unique features, particularly carbonate reservoirs. The NT Field is located in the South Sumatra Basin, where the Baturaja Formation, predominantly composed of limestone, serves as the primary hydrocarbon reservoir. Reservoir characterization can be conducted through petrophysical analysis and rock typing, followed by 3D modeling using the model-based inversion method. Petrophysical analysis of the NT Field reservoir reveals an average porosity of 28.6–29.6%, a shale volume of 18.1–28.4%, a water saturation range of 4.1–13.1%, and permeability values between 428.1–849 mD. Rock typing analysis classifies the reservoir into four categories: very good, good, moderate, and poor. The results of 3D seismic modeling indicate that areas with high porosity, low shale volume, low water saturation, and high permeability are concentrated in the eastern uplift of the NT Field, at shallower depths, and in proximity to the top horizon of the Baturaja Formation.

Keywords: reservoir characterization, petrophysics, rocktyping, seismic inversion, 3D modeling