

ABSTRAK

ANALISA PERSEBARAN RESERVOIR MENGGUNAKAN HASIL INVERSI LAMBDA-MU-RHO PADA FORMASI BATURAJA DAN TALANGAKAR BAWAH LAPANGAN "GRW" SUB CEKUNGAN JAMBI SUMATERA SELATAN

Oleh :

Muhammad Maxrivan Pratama Monoarfa
115200040

Analisa persebaran reservoir merupakan salah satu tahap penting dalam eksplorasi hidrokarbon. Tujuannya adalah untuk mendapatkan reservoir yang baik berdasarkan karakteristik litologi dan kandungan fluida di reservoir. Penelitian ini dilakukan di Lapangan "GRW", Sub Cekungan Jambi dengan menggunakan metode inversi simultan dan parameter elastik berupa Lambda-Rho dan Mu-Rho.

Inversi simultan dapat menghasilkan lebih banyak parameter fisik batuan seperti impedansi P, impedansi S, dan densitas, yang kemudian ditransformasikan menjadi parameter Lambda-Mu Rho (LMR). Lambda-Rho digunakan untuk mengidentifikasi jenis fluida dalam reservoir, sementara Mu-Rho membantu dalam penentuan litologi secara lebih rinci. Selanjutnya, semua parameter yang diperoleh dianalisis untuk menentukan distribusi reservoir hidrokarbon dan mengidentifikasi area prospek berikutnya.

Hasil inversi *P-impedance*, *S-Impedance* dan model densitas mampu menunjukkan respon nilai tinggi pada formasi baturaja dengan nilai P-impedansi 35000-44000 ft/s*g/cc, untuk S-Impedance 20000-26000 ft/s*g/cc, Untuk density 2.5-2.7 g/cc sedangkan formasi talangakar bawah memiliki rentang P-impedansi 20000-25000 ft/s*g/cc, untuk S-Impedance 9000-12000 ft/s*g/cc, Untuk density 2.1-2.45 g/cc, pada hasil inversi simultan sangat sulit untuk membedakan zona yang terisi reservoir hidrokarbon dan yang tidak terisi reservoir hidrokarbon. Hasil transformasi parameter LMR menunjukkan bahwa zona reservoir karbonat *porous* yang mengandung hidrokarbon memiliki nilai rigiditas tinggi sebesar 25 GPa*g/cc – 40 GPa*g/cc dan inkompresibilitas cukup tinggi sebesar 20 GPa*g/cc – 50 GPa*g/cc yang diinterpretasikan sebagai gas pada batuan karbonat, dan zona reservoir batupasir *porous* yang mengandung hidrokarbon memiliki nilai rigiditas cukup rendah sebesar 15 GPa*g/cc – 22 GPa*g/cc dan inkompresibilitas rendah sebesar 20 GPa*g/cc – 24 GPa*g/cc yang diinterpretasikan sebagai gas pada batuan batupasir

Kata Kunci : Inversi Simultan, Lambda-mu-rho, Reservoir, Sub Cekungan Jambi

ABSTRACT

RESERVOIR DISTRIBUTION ANALYSIS USING LAMBDA-MU-RHO INVERSION RESULTS IN THE BATURAJA AND TALANGAKAR FORMATION BELOW THE "GRW" FIELD OF THE JAMBI SUB BASIN, SOUTH SUMATRA

**Muhammad Maxrivan Pratama Monoarfa
115200040**

Reservoir distribution analysis is an important stage in hydrocarbon exploration. The goal is to obtain a good reservoir based on the lithological characteristics and fluid content in the reservoir. This research was conducted in the "GRW" Field, Sub Jambi Basin, using simultaneous inversion and elastic parameters such as Lambda-Rho and Mu-Rho.

Simultaneous inversion can produce more physical rock parameters like P-impedance, S-impedance, and density, which are then transformed into Lambda-Mu Rho (LMR) parameters. Lambda-Rho is used to identify the type of fluid in the reservoir, while Mu-Rho helps in more detailed lithology determination. Subsequently, all the parameters obtained are analyzed to determine the hydrocarbon reservoir distribution and identify the next prospective areas.

The results of the P-impedance, S-impedance, and density model inversion show high values in the Baturaja formation, with P-impedance values ranging from 35,000 to 44,000 ft/sg/cc, S-impedance from 20,000 to 26,000 ft/sg/cc, and density from 2.5 to 2.7 g/cc. In contrast, the Lower Talangakar formation has P-impedance values ranging from 20,000 to 25,000 ft/sg/cc, S-impedance from 9,000 to 12,000 ft/sg/cc, and density from 2.1 to 2.45 g/cc. The simultaneous inversion results show it is very difficult to distinguish zones filled with hydrocarbon reservoirs from those without hydrocarbon reservoirs. The transformation of the LMR parameters indicates that porous carbonate reservoir zones containing hydrocarbons have high rigidity values ranging from 25 GPag/cc to 40 GPag/cc and relatively high incompressibility values ranging from 20 GPag/cc to 50 GPag/cc, which are interpreted as gas in carbonate rocks. Meanwhile, porous sandstone reservoir zones containing hydrocarbons exhibit relatively low rigidity values of 15 GPag/cc to 22 GPag/cc and low incompressibility values of 20 GPag/cc to 24 GPag/cc, interpreted as gas in sandstone rocks.

Keywords: *Simultan inversion, Lambda-Mu-rho, Reservoir, Sub Jambi Basin*