

Karakterisasi reservoir karbonat berbasis tipe pori menggunakan pemodelan rockphysics pada lapangan "RF" cekungan Sumatera Utara = Pore type-based carbonate reservoir characterization using rockphysics modeling of "RF" field North Sumatera basin.

Harahap, Ryan Faisal, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20508620&lokasi=lokal>

Abstrak

Heterogenitas dan kompleksitas menjadi alasan utama reservoir karbonat menawarkan tantangan tersendiri dalam proses karakterisasinya dibandingkan dengan reservoir silisiklastik. Reservoir ini dapat memiliki tipe pori yang bervariasi yang dapat mempengaruhi perubahan nilai V_p hingga sebesar 40%. Variasi tipe pori bergantung pada lingkungan pengendapan dan proses diagenesa dimana tipe pori ini sangat berkorelasi dengan permeabilitas. Differential Effective Medium (DEM) diimplementasikan untuk memodelkan modulus elastis medium efektif dengan mempertimbangkan efek dari kompleksitas pori batuan.

Kompleksitas pori ini dalam pemodelan diklasifikasikan menjadi tiga tipe pori geofisika, yaitu stiff pore, interparticle pore, dan microcrack. Model rockphysics hasil pemodelan kemudian digunakan untuk menghitung nilai V_s . Hasil inversi tipe pori menunjukkan bahwa daerah penelitian didominasi oleh interparticle dan microcrack. Hasil dari pemodelan 1D kemudian disebar ke volume seismik untuk mengetahui distribusi spasial tipe pori. Hasil analisis sensitifitas menunjukkan bahwa impedansi akustik, impedansi shear, dan porositas memiliki korelasi yang baik dengan tipe pori. Oleh karena itu Probabilistik Neural Network digunakan untuk menyebarkan tipe pori ke seismik dengan data training berupa impedansi akustik, impedansi shear, dan porositas. Hasil training dengan nilai korelasi 0.92 kemudian diaplikasikan ke seismik. Hasil ini kemudian digunakan untuk interpretasi zona dengan permeabilitas paling baik.

<hr>

Heterogeneity and Complexity are the main reasons why carbonate reservoirs offer a great challenge for its characterization compared to silisiclastic reservoirs. Carbonate reservoirs are known for its variable pore type and this variability can affect the V_p value up to 40%. Pore type can vary depending on its depositional environment and diagenetic processes and these pore types are highly correlated with permeability.

Differential Effective Medium is used to model the elastic modulus of effective medium that takes into account the effect of complexity of rock pore type. This complexity, in modelling, is divided into three geophysical pore types, which are stiff pore, interparticle pore, and microcrack. The resulting rockphysics model is then used to calculate the value of V_s . Pore type inversion shows that the dominant pore types in this study area are interparticle and microcrack. The results of 1D modelling are then distributed to seismic volume to map the spatial distribution of pore type. Sensitivity analysis shows that acoustic impedance, shear impedance, and porosity have a good correlation with pore type. Therefore, Probabilistic Neural Network is used to distribute 1D pore type to seismic volume by using acoustic impedance, shear impedance, and porosity as a training data. The training result, with correlation coefficient of 0.92, is then applied to the seismic volume. The resulting volume is then used to interpret the zones with best permeability.