

Pemetaan distribusi porositas dengan kontrol impedansi akustik menggunakan metode sequential gaussian simulation (SGS) : studi kasus formasi Baturaja, Lapangan Krisna, Cekungan Sunda = Porosity distribution mapping controlled with acoustic impedance used Sequential Gaussian Simulation (SGS) method : a study case at Baturaja formation, Krisna Field, Sunda Basin

Hairunnisa, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20349870&lokasi=lokal>

Abstrak

Lapangan Krisna terletak di bagian barat blok South East Sumatra (SES), Cekungan Sunda. Produksi minyak utama Lapangan Krisna B dan C berasal dari batugamping Formasi Baturaja Unit Baturaja Bawah yaitu LBR. LBR berasosiasi dengan fasies reef, shallow marine deposit, foreslope deposit, dan open marine. Prediksi porositas dari inversi impedansi akustik menjadi tantangan karena tidak mudah untuk memprediksi porositas area porous dan tight dengan resolusi seismik pada puncak buildup LBR berada di bawah tuning thickness. Feasibility analysis menunjukkan impedansi akustik dapat memisahkan litologi batugamping (carbonate) dan batuserpih (shale), dengan nilai impedansi akustik (IA) untuk good reservoir pada LBR adalah 22500-32500 gr/cm³.ft/s, IA < 22500 gr/cm³.ft/s adalah shale, dan IA > 32500 gr/cm³.ft/s adalah tight carbonate. Nilai impedansi akustik rendah berkorelasi dengan nilai porositas sumur yang tinggi. Pemodelan porositas menggunakan metode Sequential Gaussian Simulation (SGS) dengan impedansi akustik sebagai variabel sekunder kriging. Model porositas dengan keterpengaruhannya impedansi akustik 60% menunjukkan korelasi terbaik sebesar 0.73 dengan porositas sumur. Porositas tertinggi berkorelasi dengan asosiasi fasies reef. Peta sebaran porositas LBR nantinya dapat dipakai untuk identifikasi prospek sumur pengembangan lainnya di Lapangan Krisna B dan C.

.....Krisna Field is located in the western part of South East Sumatra (SES), Sunda Basin. Main oil production in Krisna B and C Field is from lower baturaja (LBR) formation. LBR interpreted as reef facies association, shallow marine deposit facies association, foreslope deposit facies association and open marine facies association. Porosity prediction from acoustic impedance inversion is challenge since there is not easy to predict the porous and tight zone with resolution of seismic in the crest of LBR buildup is below tuning thickness. Feasibility analysis showed that acoustic impedance could distinguish limestone carbonate from shale, with good reservoir acoustic impedance (AI) value 22500-32500gr/cm³.ft/s, AI < 22500gr/cm³.ft/s for shale, and AI > 32500gr/cm³.ft/s for tight carbonate. Low acoustic impedance value is correlated with high porosity value from the wells. Porosity modeling used Sequential Gaussian Simulation (SGS) method with acoustic impedance as kriging secondary variable. Porosity model with 60% AI has the best correlation about 0.73 with porosity from wells. The highest porosity is correlated with reef facies association. LBR porosity distribution could be used for infill prospect in Krisna B and C Field.