

SARI

Lapangan Air Hitam, yang berada di sub cekungan Palembang Selatan, cekungan Sumatera Selatan merupakan lapangan yang sudah berproduksi dan sedang dalam proses pengembangan. Formasi utama penghasil hidrokarbon pada lapangan ini adalah Formasi Talangakar dan Formasi Lahat. Dari interpretasi data seismik, struktur yang ada di lapangan ini berupa antiklin yaitu struktur A, B, C, D, E, F, dan G, dimana struktur A sampai E sudah dilakukan pemboran dan berproduksi. Batu pasir MT, A3 dan B merupakan interval-interval pada Formasi Talangakar yang menghasilkan hidrokarbon, dengan produksi terbesar dihasilkan oleh batu pasir A3. Dari data produksi terlihat adanya perbedaan jumlah produksi walaupun berada pada interval dan struktur yang sama, sehingga bisa dikatakan bahwa interval-interval tersebut tidak terhubung satu sama lain diantara struktur yang ada. Berangkat dari permasalahan tersebut maka perlu dilakukan pemodelan geologi bawah permukaan untuk dapat memahami penyebaran properti reservoir pada lapangan ini. Penelitian ini menggunakan 20 data sumur termasuk data analisa petrofisika setiap sumurnya, marker geologi, data seismik serta data produksi. Penentuan horizon serta sesar dilakukan untuk membuat kerangka batas penyebaran properti yang akan dilakukan. Dari hasil analisa data sumur, fasies pengendapan yang terjadi di area penelitian merupakan lingkungan delta dominasi arus pasang surut dengan fasies berupa *tidal delta channel*, *tidal bar*, *tidal flat* serta *prodelta shale*. Hasil pemodelan 3 dimensi menunjukkan bahwa penyebaran properti reservoir berhubungan erat dengan model fasies pengendapan.

ABSTRACT

Air Hitam field are the oil and gas developed field and located at South Palembang Sub-Basin, South Sumatera Basin. The main Formation produced hydrocarbon in this field are Talangakar Formation and Lahat Formation. Seismic Interpretation show that anticlines are the main structure found at this location. Several anticline have been interpret before i.e. A, B, C, D, E, F, and G structure where A-E structure have been drilled and proven. Most Hydrocarbon are produce at interval MT, A3 and B sand from Talangakar Formation, where A3 produced most hydrocarbon than the other. The problem occur at this field from production data that is those interval aren't connected each other within different structure. Geological modelling need to be done to gain more understanding about the reservoir properti distribution. The study use 20 well with petrophysics analysis for each well, geological well marker, seismic and production data. Horizon and fault pick have been done to make boundary for property distributing. Result from electrofacies analysis using log data give conclusion that depositional facies in this area are tidal delta channel, tidal bar, tidal flat and prodelta. 3D modelling of reservoir properties clearly show strong relation between petrophysics parameter distribution with facies model