

## INTISARI

### PEMODELAN DISTRIBUSI POROSITAS *RESERVOIR* BERDASAR ANALISIS PETROFISIKA DAN PEMODELAN GEOSTATISTIKA PROPERTI *RESERVOIR* DI LAPANGAN BLACKLOTUS, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Lapangan Blacklotus merupakan lapangan minyak tua di cekungan Sumatra Selatan yang saat ini sedang mengalami penurunan produksi. Tahap optimasi produksi merupakan tahap yang sangat bergantung kepada kualitas deskripsi model *reservoir*. Model *reservoir* sederhana sering kali tidak mendeskripsikan keadaan dan sifat *reservoir*, sehingga perlu dilakukan pemodelan dengan pendekatan geostatistika. Diawali dengan pemodelan struktur lapangan daerah penelitian untuk mengetahui kerangka 3D struktur *reservoir* yang meliputi sesar dan semua lapisan yang berpotensi mengandung hidrokarbon.

Perhitungan petrofisika secara sumuran dilakukan untuk mengetahui karakter properti reservoir yang meliputi *volume shale*, porositas efektif, saturasi air dan permeabilitas. Hasil perhitungan secara sumuran kemudian disebarakan keseluruh daerah penelitian dengan menggunakan pemodelan geostatistika yang berdasarkan pada *variogram*. Pemodelan yang dilakukan berupa pemodelan statik dengan properti *reservoir* yang disebarakan berupa *volume shale* dan porositas efektif.

Pemodelan distribusi porositas efektif *reservoir* yang dilakukan dengan *sequensial Gaussian simulation* memberikan hasil yang lebih relevan dalam menggambarkan keadaan reservoir dan memetakan persebaran porositas efektif. Simulasi ini dikontrol oleh *trend* peta *fasies* dan model *variogram* dari properti-properti *reservoir* pada tiap – tiap lapisannya. Hasil dari pemodelan distribusi properti *reservoir* yang telah disebarakan pada kerangka struktur 3D memberikan hasil persebaran yang baik pada lapisan A3 dan D3 yang berada pada formasi Batu Raja dan Talang Akar bagian bawah. Hasil persebaran tersebut digunakan untuk

menghitung cadangan hidrokarbon dan menentukan sumur pengembangan di lapangan penelitian.

Kata kunci: *variogram*, geostatistika, *trend facies*, *sequensial Gaussian simulation*, porositas efektif.

## ABSTRACT

### ***MODELING OF RESERVOIR POROSITY DISTRIBUTION BASED ON PETROPHYSICAL ANALYSIS AND GEOSTATISTICAL RESERVOIR PROPERTY MODELING IN BLACKLOTUS FIELD, SOUTH SUMATRA BASIN***

Field Blacklotus is old oil field in South Sumatra basin which is currently experiencing a decline in production. Production optimization stage is a stage that is very dependent on the quality of the reservoir model description. Simple reservoir model often does not describe the circumstances and nature of the reservoir, so that needs to be done geostatistical modeling approach. Beginning with the regional field structure modeling study to determine the 3D structure of the reservoir framework that includes *faults* and layers that potentially contain hydrocarbons.

Petrophysical calculations performed to determine the character of the property that includes the volume of shale reservoir, effective porosity, water saturation and permeability. The calculation result is pitting then spread throughout the study area using geostatistical modeling is based on the variogram. Modeling undertaken in the form of static modeling with reservoir properties are distributed in the form of shale volume and effective porosity.

Modeling effective reservoir porosity distribution is done by sequential Gaussian simulation results more relevant in describing the state of the reservoir and map the distribution of effective porosity. This simulation is controlled by the trend facies maps and variogram models of property- reservoir property on each - each layer. The results of modeling the distribution of reservoir properties that have been distributed in the framework of the 3D structure provide good distribution results in a layer A3 and D3 located at Batu Raja and Talang Akar formation. The results are used to calculate the distribution of hydrocarbon reserves and determine the development wells in the field of research.

Keywords : variogram, geostatistic, trend facies, sequensial Gaussian simulation,  
effective porosity.