

Pemodelan distribusi fasies batupasir dan prediksi volume cadangan hidrokarbon pada lapisan P studi kasus : lapangan SF, formasi Gumai, Sub Cekungan Jambi = Facies distribution modeling and hydrocarbon volume prediction of P sandstone case study : SF field Gumai formation Jambi sub basin

Shafa Rahmi, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20414161&lokasi=lokal>

Abstrak

Lapangan SF adalah salah satu lapangan yang berada di Sub-Cekungan Jambi. Lapangan ini terbukti menghasilkan minyak dan gas di dalam reservoir batupasir Formasi Air Benakat dan Formasi Gumai. Lapangan ini ditinggalkan selama 20 tahun dikarenakan tekanan reservoir yang rendah, jumlah gas yang tinggi, masalah distribusi fluida reservoir serta masalah mekanikal lainnya. Hal inilah yang menjadi faktor bahwa lapangan ini perlu langkah interpretasi bawah permukaan lebih lanjut untuk mendapatkan reservoir baru yang prospektif dan dapat mengoptimalkan produksi.

Studi ini dilakukan pemodelan penyebaran fasies, parameter petrofisika dan perhitungan cadangan hidrokarbon untuk mengetahui arah perkembangan reservoir yang baik pada lapangan ini. Dari hasil penelitian menunjukkan adanya endapan sedimen sand tidal bar yang memiliki karakter reservoir yang baik dengan porositas rata-rata sebesar 21-24 %. Endapan sand tidal bar terakumulasi di bagian barat daya lapangan. Selain itu, dari hasil perhitungan cadangan diprediksi lapangan ini masih menyimpan 18 MMSTB minyak dan 2 BCF gas.

.....SF field is located in Jambi Sub-Basin. This field proven to produce oil and gas in sand reservoir of Air Benakat Formation and Gumai Formation. Twenty years this field was suspended due to low reservoir pressure, high gas oil ratio, reservoir fluid distribution and mechanical problems. Therefore, this field needs more interpretation to get new reservoir and can optimalization the production. This study will focus only in P Interval, Gumai Formation that indicates potential for further drilling to develop.

The aim of this study is to delineate facies and petrophysics distribution, and also to calculate reserves for indicating good reservoir direction in this field. The result of this study indicates there is sediment of sand tidal bar and this facies accumulates in the south-west of SF field. Sand tidal bar has a porosity value from 21%-24%. In addition, from the volume calculation of hydrocarbon this field is predicted still have 18 MMSTB of oil and 2 BCF of gas.