

## ABSTRAK

Cekungan Sumatra Selatan merupakan peringkat kedua untuk produksi hidrokarbon di Indonesia setelah Cekungan Kutai dihitung dari total produksinya (Syamsuddin, *et al.*, 2009). Pada Cekungan Sumatra Selatan, yang menjadi sumber dominan hidrokarbon komersil adalah Formasi Talang Akar (Ginger & Fielding, 2005), namun Cekungan Sumatra Selatan dengan sebagian besar lapangan tua memiliki laju produksi rendah dilihat dari *recovery factor* yang rendah (Sugiantoro, 2014). Pada Cekungan Sumatra Selatan, akumulasi produksi minyak adalah 2.3 BBO (Billion Barrel Oil) dari nilai cadangan awal yaitu 3.1 BBO (Ginger & Fielding, 2005). Optimalisasi produksi dapat dilakukan dengan berbagai cara sehingga dapat menunjang kegiatan eksplorasi maupun produksi cadangan hidrokarbon. Kajian analisis fasies dan pengendapan bawah permukaan dapat dijadikan salah satu acuan untuk menentukan reservoir mana yang memiliki potensi untuk dilanjutkan pengembangannya. Metode yang digunakan dalam pemodelan fasies menggunakan metode kombinasi antara *Truncated Gaussian Simulation* (TGS) *with Trend* dan *Sequential Indicator Simulation* (SIS) dan pemodelan dilakukan pada 3 zona reservoir. Analisis fasies dan lingkungan pengendapan daerah penelitian terbentuk pada lingkungan *tide dominate*-estuari dengan asosiasi fasies (Desjardins, *et al.*, 2012) *Tidal Sand Bar*, *Tidal Sand Flat*, *Sand-Sheet*, *Tidal Mixed Flat* dan *Tidal Mud Flat*. Hasil pemodelan menunjukkan persebaran reservoir relatif timurlaut-baratdaya dengan endapan yang berpotensi sebagai batuan reservoir dan dikembangkan adalah endapan pada asosiasi fasies *Tidal Sand Bar*

Kata Kunci: *Formasi Talang Akar, Pemodelan Fasies, Sand-sheet, Tidal Sand Bar, Tidal Sand Flat*

## ABSTRACT

*The South Sumatra Basin is ranked second for hydrocarbon production in Indonesia after the Kutai Basin is calculated from its total production (Syamsuddin, et al., 2009). In the South Sumatra Basin, the dominant source of commercial hydrocarbons is the Talang Akar Formation (Ginger & Fielding, 2005), but the South Sumatra Basin with mostly old fields has a low production rate seen from a low recovery factor (Sugiantoro, 2014). In the South Sumatra Basin, accumulated oil production is 2.3 BBO (Billion Barrels of Oil) from the initial reserve value of 3.1 BBO (Ginger & Fielding, 2005). Production optimization can be done in various ways to support the exploration and production of hydrocarbon reserves. Facies and subsurface deposition analysis studies can be used as a reference to determine which reservoirs have the potential to continue their development. The method used in facies modeling uses a combination method of Truncated Gaussian Simulation (TGS) with Trend and Sequential Indicator Simulation (SIS) and modeling is carried out in 3 reservoir zones. Facies analysis and depositional environment in the study area were formed a tide dominate-estuary environment with facies associations (Desjardins, et al., 2012) Tidal Sand Bar, Tidal Sand Flat, Sand-Sheet, Tidal Mixed Flat and Tidal Mud Flat. The modeling results show that the distribution of reservoirs is relatively northeast-southwest with deposits that have the potential as reservoir rocks and are deposited in the Tidal Sand Bar facies association.*

**Keywords:** *Talang Akar Formation, Facies Modelling, Sand-sheet, Tidal Sand Bar, Tidal Sand Flat*