

SARI

Daerah penelitian berada pada Lapangan “ARL” yang berada di Formasi Talangakar, Cekungan Sumatera Selatan. Lapangan ini memiliki 4 sumur yang difokuskan pada Formasi Talangakar pada reservoir *Sand A*, *Sand B*, dan *Sand C*. Tujuan dari penelitian ini yaitu mengidentifikasi zona prospek hidrokarbon dengan melihat nilai dari parameter petrofisika.

Metode penelitian yang digunakan adalah secara deskriptif, analitis, dengan cara melakukan analisis kualitatif dan kuantitatif pada data sumur bor. Analisis kualitatif berhubungan dengan kondisi geologi yang dimulai dengan melakukan interpretasi jenis litologi, fasies, dan lingkungan pengendapan yang divalidasi oleh data *core*, *completion log*, dan *lithologic log*. Sedangkan analisis kuantitatif bertujuan untuk mengetahui nilai dari setiap parameter petrofisika meliputi porositas, *volume shale*, dan saturasi air. Analisis ini divalidasi menggunakan data *Core*, RCAL, SCAL, dan DST.

Litologi yang terdapat pada lapangan ini yaitu perselingan batugamping, perselingan batupasir dan batuserpih, batupasir, dan sisipan batubara. Fasies pada lapangan ini berupa *tidal fluvial channel*, *mud flat*, *mixed flat*, *sand flat*, *sand bar*, dan *salt marsh* yang berada pada lingkungan pengendapan *tide-dominated estuary*. Target reservoir terbagi menjadi 3 yaitu *Sand A*, *Sand B*, dan *Sand C* dengan karakteristik reservoir *Sand A* memiliki nilai *net reservoir* 5-14 ft, *volume shale* 30-40%, porositas 11-35%, dan saturasi air 79-88% dengan fasies *mixed flat*. *Sand B* memiliki *net reservoir* 8-16,5 ft, *volume shale* 3-39%, porositas 15-26%, dan saturasi air 31-79% dengan fasies *sand bar*. *Sand C* memiliki *net reservoir* 20,5-44 ft, *volume shale* 8-19%, porositas 21-27%, dan saturasi air 63-76% dengan fasies *tidal fluvial channel*. Zona prospek yang ada pada Lapangan “ARL” berada pada *Sand C* dengan *net reservoir* paling tebal (20,5-44 ft), nilai *volume shale* terendah (3-39%), nilai porositas tertinggi (21-27%), dan nilai saturasi air terendah (63-76%). Hal ini dikarenakan fasies *tidal fluvial channel* berada pada zona yang memiliki energi pengendapan tinggi yaitu sungai yang menyebabkan terendapkannya material-material sedimen yang berbutir kasar sehingga litologi yang terendapkan juga berupa *clean sand*.

Kata Kunci: Formasi Talangakar, Cekungan Sumatera Selatan, Zona Prospek Hidrokarbon, Analisis Petrofisika, Asosiasi Fasies

ABSTRACT

The research area is in the "ARL" Field in the Talangakar Formation, South Sumatra Basin. This field has four wells focused on the Talangakar Formation in the Sand A, Sand B, and Sand C reservoirs. This research aims to identify hydrocarbon zones by looking at the values of petrophysical parameters.

The research method used is descriptive-analytical, which involves qualitative and quantitative analysis of drilled well data. The qualitative analysis relates to geological conditions, which begin with interpreting the type of lithology, facies, and depositional environment, validated by core data, completion logs, and lithologic logs. Meanwhile, the quantitative analysis aims to determine the value of each petrophysical parameter, including porosity, shale volume, and water saturation. This analysis was validated using Core, RCAL, SCAL, and DST.

The lithologies found in this field are limestone intercalations, sandstone and shale interbeds, and sandstone and coal intercalations. The facies in this field are tidal fluvial channels, mud flat, mixed flat, sand flat, sand bar, and salt marsh, which are located in a tide-dominated estuary depositional environment. The reservoir targets are divided into 3, namely Sand A, Sand B, and Sand C, with the characteristics of the Sand A reservoir having a net reservoir value of 5-14 ft, shale volume of 30-40%, porosity of 11-35%, and water saturation of 79-88% at mixed flat facies. Sand B has a net reservoir of 8-16.5 ft, shale volume of 3-39%, porosity of 15-26%, and water saturation of 31-79% at sand bar facies. Sand C has a net reservoir of 20.5-44 ft, shale volume of 8-19%, porosity of 21-27%, and water saturation of 63-76% at tidal fluvial channel facies. The prospect zone in the "ARL" Field is at Sand C with the thickest net reservoir (20.5-44 ft), the lowest shale volume value (3-39%), the highest porosity value (21-27%), and the lowest water saturation (63-76%). This is because the tidal fluvial channel facies are in a zone with high depositional energy, namely rivers, which cause the deposition of coarse-grained sedimentary materials so that the deposited lithology is also clean sand.

Keywords: *Talangakar Formation, South Sumatera Basin, Hydrocarbon Prospect Zones, Petrophysical Analysis, Facies Analysis.*