

SARI

Eksplorasi minyak dan gas bumi di Cekungan Tarakan, Kalimantan Timur termasuk salah satu eksplorasi tertua di Indonesia. Cekungan Tarakan dibagi menjadi 4 sub cekungan yaitu Sub Cekungan Muara, Sub Cekungan Berau, Sub Cekungan Tarakan, dan Sub Cekungan Tidung. Sub Cekungan Berau yang berada di sebelah selatan Cekungan Tarakan memiliki potensi tinggi dalam kegiatan eksplorasi hidrokarbon. Perubahan pola sedimentasi laut dalam (Formasi Birang) menjadi sistem delta pada cekungan ini perlu dilakukan studi ilmiah lebih lanjut. Salah satu cara mengetahui potensi hidrokarbon dibawah permukaan bumi adalah studi analisis batuan induk, studi ini dilakukan untuk mengetahui jumlah hidrokarbon yang terperangkap pada daerah tersebut. Oleh karena itu penelitian ini bertujuan untuk 1) Variasi litologi Formasi Birang, 2) Fasies pengendapan Formasi Birang, 3) Sejarah penimbunan, 4) Kapasitas hidrokarbon. Dalam penelitian ini menggunakan metode deskriptif dan analitis. Metode ini merupakan suatu metode yang berfungsi untuk mendeskripsikan atau memberi gambaran terhadap objek yang diteliti melalui data yang telah terkumpul. Variasi litologi, fasies pengendapan, dan kapasitas batuan sumber dianalisa menggunakan perangkat lunak Petrel 2017. Data yang digunakan meliputi data *wireline log*, *sidewall core*, *mudlog*, data biostratigrafi, dan data seismik. Kemudian sejarah kematangan batuan dianalisis menggunakan perangkat lunak Petromod 1D.

Dari hasil analisis data sumur didapatkan variasi litologi Formasi Birang berupa batulempung, batupasir, dan batugamping. Formasi Birang terdapat dua fasies pengendapan yakni pada bagian TS1 - FS1 yang berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal didapatkan fasies pengendapan berupa *basin plain*, kemudian pada bagian FS1 - TS2 yang berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Tengah didapatkan fasies pengendapan berupa *lobe*. Dari hasil analisis batuan sumber Formasi Birang berpotensi menjadi batuan induk yang telah menunjukkan fase awal kematangan (*early oil*) yang terjadi pada Pleistosen (0.44 jtl), kedalaman 2330 meter. Dengan volume batuan sumber $2,769227 \times 10^5 \text{ mile}^3$, dan volume oil 15,40 MMBO/ mile^3 .

Kata kunci : Batuan Induk, Formasi Birang, Lingkungan Pengendapan, Sejarah kematangan, Subcekungan Berau

Oil and gas exploration in the Tarakan Basin, East Kalimantan is one of the oldest explorations in Indonesia. The Tarakan Basin is divided into 4 sub-basins, namely the Muara Sub-Basin, the Berau Sub-Basin, the Tarakan Sub-Basin, and the Tidung Sub-Basin. The Berau Sub Basin which is to the south of the Tarakan Basin has high potential for hydrocarbon exploration activities. The change in deep sea sedimentation patterns (Birang Formation) to a delta system in this basin requires further scientific study. One way to find out the potential for hydrocarbons below the earth's surface is a source rock analysis study. This study is carried out to determine the amount of hydrocarbons trapped in the area. Therefore, this research aims to 1) Lithological variations of the Birang Formation, 2) Depositional facies of the Birang Formation, 3) Burial history, 4) Hydrocarbon capacity. This research uses descriptive and analytical methods. This method is a method that functions to describe or provide an overview of the object being studied through the data that has been collected. Variations in lithology, depositional facies, and source rock capacity were analyzed using Petrel 2017 software. The data used included wireline log data, sidewall core, mudlog, biostratigraphic data, and seismic data. Then the rock maturity history was analyzed using Petromod 1D software.

From the results of well data analysis, it was found that variations in the lithology of the Birang Formation were mudstone, sandstone and limestone. The Birang Formation has two depositional facies, namely in the TS1 - FS1 section which is Late Oligocene to Early Miocene, the depositional facies is found in the form of a plain basin, then in the FS1 - TS2 section, which is Late Oligocene to Middle Miocene, the depositional facies is found in the form of lobes. From the results of the source rock analysis, the Birang Formation has the potential to be a source rock that has shown an early phase of maturity (*early oil*) that occurred in the Pleistocene (0.44 mya), a depth of 2330 meters. With a source rock volume of $2.769227 \times 10^5 \text{ mile}^3$, and an oil volume of 15.40 MMBO/ mile^3 .

Keywords: Source Rock, Birang Formation, Depositional Environment, Maturation History, Berau Subbasin