

## SARI

Subcekungan South Aman berada di Cekungan Sumatera Tengah memiliki batuan induk Formasi Pematang yang telah dipercaya sebagai sumber dari cadangan hidrokarbon. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk ekuivalen Formasi Pematang di daerah penelitian, sejarah kematangan batuan induk, dan persebaran kematangannya serta arah migrasi hidrokarbon yang telah terbentuk. Penelitian ini menggunakan data geokimia, data log, data pemboran, dan lintasan seismik 2D dari empat sumur, yaitu sumur MS-1, MS-2, MS-3, dan MS-4. Metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu *crossplot*, pemodelan cekungan 1D (*burial history*) dan pemodelan cekungan 2D. Analisis yang dilakukan berupa: analisis kuantitas material organik, kualitas material organik, kematangan material organik, batas kematangan, persentase litologi, ketidakselarasan, dan analisis biomarker. Hasil penelitian menunjukkan batuan induk pada daerah penelitian adalah batuan induk sikuen 30.0, 36.0, dan 38.0 yang memiliki kuantitas material organik tergolong *good-very good* (Nilai TOC 1,23-3,77 wt-%) dan kualitas material organik termasuk dalam kerogen tipe II, II/III, dan III. Tingkat kematangan batuan induk terdiri dari 5 tingkat, yaitu fase awal minyak, puncak minyak, akhir minyak, *wet gas*, hingga *dry gas*. Batuan induk mulai memasuki jendela minyak pada 30,06 juta tahun yang lalu pada kedalaman 1440 meter. Sebaran kematangan batuan induk relatif horizontal pada Subcekungan South Aman, kematangan batuan induk sedikit berkurang ketika mendekati tepi cekungan. Batuan induk telah memiliki nilai rasio transformasi yang tinggi sehingga hidrokarbon pada batuan induk sebagian besar telah mengalami ekspulsi dan migrasi primer serta sekunder menuju reservoir dengan migrasi potensial ke arah timur, timur laut, barat daya, dan barat subcekungan.

**Kata kunci:** Geokimia batuan induk, Pemodelan Cekungan, Subcekungan South Aman, Formasi Pematang.

## ABSTRACT

*South Aman Sub-basin is located in Central Sumatera Basin and has the source rock of the Pematang Formation which has been trusted as a source of hydrocarbon reserves. This study aims to investigate the geochemical characteristics of source rock equivalent to the Pematang Formation in the study area, source rock maturity history, distribution of maturity, and migration direction of the hydrocarbons that have been formed. This study uses geochemical data, well logs, drilling data, and 2D seismic data from four wells, which are MS-1, MS-2, MS-3, and MS-4. The method being used in this study includes cross-plot, 1D basin modeling (burial history), and 2D basin modeling. The analysis that has been carried out: quantity of organic material, quality of organic material, maturity of organic material, maturity limit, lithology percentage, unconformity, and biomarkers analysis. The results showed that the source rocks in the study area were sequences 30.0, 36.0, and 38.0 which have good to very good organic material quantity (TOC values 1,23-3,77 wt-%) and have the organic material quality of kerogen type II, II/III, and III. The maturity level of the source rock consists of 6 levels: early oil phase, peak oil, late oil, wet gas, and dry gas. Source rock began to enter the oil window 30,06 Ma at a depth of 1440 m. The distribution of source rock maturity is relatively horizontal in the South Aman sub-basin, the maturity slightly decreases near the edge of the basin. The source rock has a high transformation ratio value, so the hydrocarbons in the source rock mostly have had expulsion, primary and secondary migration towards the reservoir with potential migration to the east, northeast, southwest, and west of the subbasin.*

**Keywords:** *Source rock geochemistry, Basin Modeling, South Aman Subbasin, Pematang Formation.*