

ABSTRAK

Lokasi penelitian terletak di daerah operasional PT. Pertamina Region 2 Zona 7 yang termasuk ke dalam Cekungan Jawa Barat Utara. Daerah telitian dianalisa dengan fokus Formasi Talangakar (*Source rock*) yang dimaksudkan untuk mengidentifikasi potensi batuan induk daerah penelitian dan mempelajari keadaan geologi daerah penelitian untuk mengetahui kematangan batuan induk dan potensi hidrokarbon dengan menganalisa karakterisasi batuan induk untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk, tingkat kematangan dan fase hidrokarbon yang dianalisis dengan perangkat lunak Petromod 1D.

Analisis ini dilakukan dengan metode kuantitatif dan kualitatif menggunakan data geokimia dan sumur yaitu TOC, *Rock Eval Pyrolysis*, *Vitrinite Reflectance* (%Ro), *Hydrogen Index* (HI), *Potential Yield* (PY), data biostratigrafi, data BHT, dan data *mudlog*. Analisis ini dilakukan pada tujuh sumur yaitu AA-001, AB-001, AC-001, AD-001, AE-001, AF-001, dan AG-001 yang mana diolah menggunakan perangkat lunak Petromod 1D untuk menghasilkan pemodelan sejarah penimbunan (*burial history*) dan nilai *Transformation Ratio* (TR).

Hasil analisis kuantitas dan kualitas dari tujuh sumur menunjukkan nilai TOC dengan rentang 0,5 - 6,7 Wt% dalam kategori kurang – istimewa dan masuk dalam tipe kerogen II/III hingga III. Analisis sejarah penimbunan fase *main oil* pada tujuh sumur menunjukkan rentang antara 3-7 juta tahun yang lalu dengan fase *main oil* yang terjadi hanya terdapat pada sumur AA-001 yaitu pada 1,85 juta tahun yang lalu. Dari tujuh sumur yang dianalisa, enam diantaranya sudah matang tetapi hanya dua dari sumur yang sudah matang mengalami ekspulsi yaitu sumur AA-001 dengan nilai 24,56% dan AG-001 dengan nilai 11,29%.

Kata Kunci : Geokimia, Formasi Talangakar, *Burial History*, *Transformation Ratio*

ABSTRACT

The research location is in the operational area of PT. Pertamina Region 2 Zone 7, which is part of the North West Java Basin. The studied area was analyzed with a focus on the Talangakar Formation (Source rock), intended to identify the potential of the source rock in the research area and to study the geological conditions of the research area to determine the maturity of the source rock and hydrocarbon potential. This was done by analyzing the characteristics of the source rock to determine its geochemical characteristics, maturity level, and hydrocarbon phase, which were analyzed using Petromod 1D software.

This analysis was carried out using quantitative and qualitative methods using geochemical and well data, namely TOC, Rock Eval Pyrolysis, Vitrinite Reflectance (%Ro), Hydrogen Index (HI), Potential Yield (PY), biostratigraphic data, BHT data, and mudlog data. This analysis was performed on seven wells, namely AA-001, AB-001, AC-001, AD-001, AE-001, AF-001, and AG-001, which were processed using Petromod 1D software to generate burial history modeling and Transformation Ratio (TR) values.

The quantitative and qualitative analysis results from the seven wells show TOC values ranging from 0.5 - 6.7 Wt% in the fair to excellent category and falling into kerogen types II/III to III. The burial history analysis of the main oil phase in the seven wells shows a range between 3-7 million years ago, with the main oil phase only occurring in well AA-001 at 1.85 million years ago. Of the seven wells analyzed, six were already mature, but only two of the mature wells experienced expulsion, namely well AA-001 with a value of 24.56% and AG-001 with a value of 11.29%.

Keywords: *Geochemistry, Talangakar Formation, Burial History, Transformation Ratio*