

**“KARAKTERISASI BATUAN INDUK BATUBARAAN SEBAGAI PENGHASIL
MIGAS DI INDONESIA BAGIAN BARAT”**

Jasmin Jyalita

18/434735/PTK/12298

Dr. Ir. Donatus Hendra Amijaya, S.T., M.T., IPM.*

Dr. Ir. Ferian Anggara, S.T., M.Eng., IPM.*

*Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada

SARI

Indonesia bagian barat merupakan lokasi sebagian besar cekungan hidrokarbon yang produktif di Indonesia berada. Dalam sistem perminyakannya, salah satu batuan induk penghasil minyak dan gas bumi diendapkan pada lingkungan delta paralik dengan kandungan karbon organik yang tinggi, sehingga dapat dikategorikan sebagai batuan induk batubaraan. Penelitian ini difokuskan pada karakteristik geokimia dari 35 sampel batubara dan serpih batubaraan dari beberapa singkapan batuan dan mewakili Cekungan Sumatera Tengah, Sumatera Selatan, Jawa Tengah Selatan, Barito, dan Kutai, dengan tambahan 74 data dari penelitian sebelumnya. Kajian geologi regional, analisis TOC, dan *Rock-eval Pyrolysis* dilakukan untuk mengungkap karakteristik geokimia dan batasan nilai kelayakan litologi tersebut sebagai batuan induk hidrokarbon. Sampel batubara dan serpih karbon yang dianalisis diendapkan pada Miosen-Pliosen Awal (Petani, Talang Akar, Muara Enim, Warukin, dan Balikpapan Fm.) dan Eosen (Nanggulan Fm.). Hasil analisis TOC menunjukkan nilai 0,26-89,74 wt%, menunjukkan potensi batuan induk sangat baik-buruk. Analisis REP menunjukkan kerogen tipe II/III dan III (tidak termasuk sampel dari Nanggulan Fm.), dengan hidrokarbon yang didominasi gas. Indeks Hidrogen berkisar antara 3-314 mg/gC dan menunjukkan kemungkinan kuantitas rendah-sedang dari hidrokarbon yang dapat dihasilkan oleh batuan induk, dengan nilai HI efektif pada 250-350 mgHC/gTOC dan Tmax $\pm 439-442^{\circ}\text{C}$. Meskipun potensi batuan induk secara keseluruhan cukup baik, Tmax sampel menunjukkan tingkat kematangan yang buruk, dimana hanya Formasi Talang Akar yang menunjukkan kematangan yang baik. Dengan melakukan *cross-plot* Tmax vs. Indeks Bitumen, diketahui bahwa awal pembentukan minyak dari kandidat batuan induk di Indonesia Barat (terutama batubara dan serpih karbon Formasi Talang Akar Bawah dan Atas) berada pada nilai BI 10 mgHC/gTOC dan Tmax $\pm 413-420^{\circ}\text{C}$, sedangkan batas pembentukan gas (ekspulsi minyak) dapat ditarik pada BI 18-55 mgHC/gTOC dan Tmax $\pm 440-444^{\circ}\text{C}$.

Kata kunci: Indonesia Barat, Batuan induk batubaraan, Karakteristik geokimia, TOC, *Rock-eval Pyrolysis*

**“KARAKTERISASI BATUAN INDUK BATUBARAAN SEBAGAI PENGHASIL
MIGAS DI INDONESIA BAGIAN BARAT”**

Jasmin Jyalita

18/434735/PTK/12298

Dr. Ir. Donatus Hendra Amijaya, S.T., M.T., IPM.*

Dr. Ir. Ferian Anggara, S.T., M.Eng., IPM.*

*Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada

ABSTRACT

Western Indonesia is where most of the prolific hydrocarbon basins in Indonesia situated. In its petroleum system, one of the source rock that produces oil and gas was deposited in a paralic-deltaic environment with a high organic carbon content, resulting in it to be categorized as coaly source rock. This study focused on geochemical characteristics of 35 coal and coaly shale samples from several rock outcrops and well representing the Central Sumatra, South Sumatra, South Central Java, Barito, and Kutai Basin, with 74 additional data from previous studies. Regional geological studies, TOC analysis, and Rock-eval Pyrolysis were carried out to reveal the geochemical characteristics and limits of the feasibility value of these lithology as a hydrocarbon source rock. The analyzed coal and carbonaceous shale samples were deposited in Miocene-Early Pliocene (Petani, Talang Akar, Muara Enim, Warukin, and Balikpapan Fm.) and Eocene (Nanggulan Fm.). The TOC analysis results showed a value of 0.26-89.74 wt%, indicating poor-excellent source rock potential. Further rock-eval pyrolysis mostly exhibits kerogen type II-III and III (excluding samples from Nanggulan Fm.), with gas-dominated hydrocarbon. Hydrogen Index ranging from 3-314 mg/gC indicates possible low-moderate quantity of hydrocarbon that can be generated by the source rocks, with effective HI values at 250-350 mgHC/gTOC and $T_{max} \pm 439-442^{\circ}\text{C}$. Despite the overall fair-good source rock potential, T_{max} of the samples indicates a very poor maturity level, with only Talang Akar as the mature candidate. By cross-plotting T_{max} vs. Bitumen Index, it is revealed that the initiation of oil formation from source rock candidates in Western Indonesia (mainly coal and carbon shale of the Lower and Upper Talang Akar Formation) is at BI values of 10 mgHC/gTOC and $T_{max} \pm 413-420^{\circ}\text{C}$, while the gas generation limit (oil expulsion) can be drawn at BI 18-55 mgHC/gTOC and $T_{max} \pm 440-444^{\circ}\text{C}$.

Keywords: *Western Indonesia, Coaly Source Rock, Geochemical Characteristics, TOC, Rock-eval Pyrolysis*