

ANALISIS KARAKTERISTIK GEOKIMIA BATUAN INDUK POTENSIAL PADA *SYN-RIFT DEPOSITION* DI CEKUNGAN SUMATERA UTARA

Albertus Bayu Aditya^{1*}, Edy Sunardi¹, Nisa Nurul Ilmi¹, Farouqi Al' Ayubie²

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung ²PT Pertamina Hulu Rokan

*Korespondensi: albertus20001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Studi geokimia minyak dan gas bumi memegang peranan penting untuk mengetahui potensi minyak dan gas bumi di suatu cekungan. Studi analisis karakteristik geokimia untuk mengetahui potensi batuan induk di Cekungan Sumatera Utara ini difokuskan pada *syn-rift deposition*. Sampel batuan induk diambil dari total lima sumur, yaitu AD-1, AD-2, ABY-1, AD-3, AD-4, dan AD-5 serta dua formasi yaitu Formasi Bampo dan Formasi Parapat. Penelitian ini meliputi karakterisasi batuan induk meliputi kuantitas, kualitas, kematangan, dan kematangan material organik. Berdasarkan analisis geokimia, batuan induk yang dikategorikan sebagai batuan induk efektif untuk *syn-rift* di Cekungan Sumatera Utara adalah Formasi Parapat dan batuan induk potensial adalah Formasi Bampo. Formasi Parapat memiliki kuantitas buruk-baik (TOC 0,49-1,79%), dengan kerogen tipe II-III (menghasilkan minyak dan gas), dan tipe III (menghasilkan gas), dan tingkat kematangan belum matang-matang. Formasi Bampo memiliki kuantitas cukup baik (TOC 0,53-1,49%), dengan kerogen tipe III (menghasilkan gas), dan tingkat kematangan belum matang.

Kata kunci: Cekungan Sumatera Utara, Batuan Induk, Evaluasi Batuan Induk, Geokimia, Syn-Rift Deposition

ABSTRACT

Geochemical study of oil and gas plays an important role to determine the potential of oil and gas in a basin. This geochemical characteristics analysis study to determine the potential of source rock in the North Sumatra Basin is focused on syn-rift deposition. Source rock samples were taken from a total of five wells, namely AD-1, AD-2, ABY-1, AD-3, AD-4, and AD-5 and two formations namely Bampo Formation and Parapat Formation. This research includes the characterization of source rock including quantity, quality, maturity, and maturity of organic material. Based on geochemical analysis, the source rock categorized as an effective source rock for syn-rift in the North Sumatra Basin is the Parapat Formation and the potential source rock is the Bampo Formation. Parapat Formation has poor-good quantity (TOC 0.49-1.79%), with kerogen type II-III (producing oil and gas), and type III (producing gas), and immature maturity level. The Bampo Formation has fair-good quantity (TOC 0.53-1.49%), with kerogen type III (producing gas), and immature maturity level.

Keyword: North Sumatra Basin, Source Rocks, Source Rock Evaluation, Geochemistry, Syn-Rift Deposition

1. PENDAHULUAN

Indonesia menghadapi tantangan dalam memenuhi kebutuhan energinya yang terus meningkat, dengan konsumsi minyak bumi pada tahun 2022 mencapai

1.016,8 MBOE (*Million Barrels of Oil Equivalent*), meningkat 4,18% dibandingkan dengan tahun 2021 (KESDM, 2022). Tingginya ketergantungan terhadap impor minyak bumi mendorong pencarian induk energi

baru di dalam negeri. Cekungan Sumatera Utara (*North Sumatera Basin/ NSB*) muncul sebagai salah satu wilayah dengan potensi hidrokarbon yang signifikan di Indonesia. Cekungan Sumatera Utara memiliki luas sekitar 60.000 km² dan telah menghasilkan cadangan gas alam yang signifikan sebesar 25 triliun kaki kubik (4,5 miliar barel setara minyak) dan 1,5 BBOE cadangan minyak dan kondensat (Meckel, 2012). Cekungan Sumatra Utara diharapkan dapat mengurangi ketergantungan Indonesia pada impor.

Meskipun telah dieksplorasi secara ekstensif, Cekungan Sumatera Utara masih menyimpan potensi hidrokarbon yang signifikan yang belum dieksplorasi secara menyeluruh. Badan Pengelola Migas Aceh (BPMA) mengidentifikasi dua area utama di Cekungan Sumatera Utara yang memiliki potensi hidrokarbon yang menjanjikan, yaitu batuan sedimen Pra-Tersier dan Area Lepas Pantai (Rosid, M., & Sukmonohadi., 2021), terutama pada pengendapan syn-rift, yaitu pada Formasi Bampo dan Formasi Parapat. Analisis geokimia akan menjadi kunci untuk memahami karakteristik senyawa organik sehingga dapat menentukan asal, migrasi, dan akumulasi hidrokarbon di daerah penelitian, sehingga potensi hidrokarbon di Cekungan Sumatera Utara dapat dioptimalkan secara efektif.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional

Cekungan Sumatera Utara terletak di bagian utara Pulau Sumatera, membentang dari Aceh di bagian barat hingga Langkat di bagian timur. Secara geografis, cekungan ini terletak di antara koordinat 4° LU - 1° 30 LU dan 102° 18' 27" BT - 104° 18' 27" BT. Cekungan Sumatera Utara terletak pada daerah tektonik aktif yang dipengaruhi oleh penunjaman Lempeng Indo-Australia, Sesar Besar Sumatera, dan Celah Tersier (Darman, 2011). Cekungan ini

diklasifikasikan sebagai cekungan busur belakang (Barber, 2005). Cekungan Sumatera Utara terletak di bagian barat Sundaland, meliputi wilayah daratan dan lepas pantai dengan luas sekitar 60.000 km², cekungan ini memanjang dari Provinsi Aceh di bagian barat hingga Provinsi Sumatera Utara di bagian timur (Davies, 1984). Cekungan Sumatera Utara memiliki wilayah yang luas, meliputi daratan dan lepas pantai, dan membentang di tiga negara yaitu Indonesia, Thailand, dan Malaysia. Menurut Barber, dkk. (2005), evolusi Cekungan Sumatera Utara dapat dibagi menjadi beberapa tahap, yaitu *Pre-Rift* (Eosen Akhir), *Syn-rift* (Oligosen Awal-Akhir), *Post-rift* transgresi (Oligosen Akhir-Miosen Tengah), dan *Post-rift* regresi (Miosen Tengah-Pleistosen). Dua pola struktur utama mendominasi cekungan ini yaitu berarah utara-selatan (Pra-Miosen) dan barat laut-tenggara (Miosen hingga Pasca-Miosen) (Mulhadiono dan Sutomo, 1984). Formasi yang berpotensi sebagai batuan induk pada *syn-rift deposition* adalah Formasi Bampo dan Parapat.

2.2 Stratigrafi Regional

Pengendapan dan proses sedimentasi pada Cekungan Sumatera Utara terjadi dimulai sejak Zaman Tersier. Kelompok Peusangan merupakan batuan sedimen tertua di Cekungan Sumatera Utara dan menjadi bukti awal pembentukan cekungan ini. (Sastromihardjo, 1988). Berdasarkan kolom stratigrafi, Cekungan Sumatera Utara memiliki beberapa formasi dari tua hingga muda, sebagai berikut (Syarifuddin, 2018).

1. Formasi Tampur-Meucapli
2. Formasi Bruksah-Parapat
3. Formasi Bampo
4. Formasi Belumai
5. Formasi Peutu
6. Formasi Malacca
7. Formasi Baong
8. Formasi Keutapang
9. Formasi Seurula
10. Formasi Julu Rayeu

2.3 Evaluasi Batuan Induk

Batuan induk adalah batuan sedimen yang kaya akan bahan organik dan berpotensi menghasilkan hidrokarbon (Waples, 1985). Tujuan dilakukannya evaluasi batuan induk adalah untuk memfokuskan kegiatan eksplorasi pada area yang lebih potensial, meningkatkan peluang penemuan cadangan minyak dan gas bumi baru, serta membuat keputusan yang lebih tepat dalam pengembangan lapangan minyak dan gas bumi. Batuan induk terbagi menjadi tiga kategori, yaitu batuan induk efektif, batuan induk potensial, dan batuan induk yang mungkin (Waples, 1985). Aspek-aspek yang perlu dicapai dalam mengevaluasi batuan induk antara lain adalah kuantitas material organik, kualitas material organik, dan kematangan material organik (Peters & Cassa, 1994).

2.3.1 Kuantitas Material Organik

Kuantitas material organik adalah pengukuran jumlah bahan organik yang terkandung dalam batuan induk yang dinyatakan sebagai total karbon organik (TOC). TOC adalah persentase berat karbon organik dalam batuan kering. Nilai TOC diukur dengan alat LECO (Peters, 1986; Peters, et al., 2005). Klasifikasi nilai TOC untuk menentukan kuantitas batuan induk didasarkan pada klasifikasi Peters dan Cassa (1994). (Tabel 1.).

Tabel 1. Parameter kuantitas batuan induk menggunakan analisis geokimia (Peters dan Cassa, 1994)

Implikasi Batuan Induk	TOC (wt%)	S1 (mg/g batuan)	S2 (mg/g batuan)
Buruk	<0.5	<0.5	<2.5
Cukup	0.5-1	0.5-1	2.5-5
Baik	1-2	1-2	5-10
Sangat Baik	2-4	2-4	10-20
Luar Biasa	>4	>4	>20

2.3.2 Kualitas Material Organik

Kualitas material organik dalam batuan induk berpengaruh pada tipe kerogen dan produk utama yang dihasilkan, yaitu minyak bumi, gas alam, atau kombinasi keduanya. Tipe kerogen diklasifikasikan berdasarkan konsentrasi lima unsur primer: karbon, hidrogen, oksigen, nitrogen, dan sulfur (Peters, et al., 2005). Berdasarkan klasifikasi Peters, et al., 2005, tipe kerogen diklasifikasikan menjadi 4 tipe yaitu kerogen tipe I, II, III, dan IV (Table 2.)

Tabel 2. Tipe kerogen berdasarkan parameter *rock-eva pyrolisis* (Peters dan Cassa, 1994)

Tipe Kerogen	HI	H/C	Produk
I	>600	>1.5	Minyak
II	300-600	1.2-1.5	Minyak
II/III	200-300	1.0-1.2	Minyak/Gas
III	50-200	0.7-1.0	Gas
IV	<50	<0.7	Tidak Ada

2.3.3 Kematangan Material Organik

Kematangan material organik adalah proses perubahan kimia pada material organik yang disebabkan antara lain karena adanya pembebanan sehingga terjadi kenaikan temperatur dalam skala waktu geologi (Miles, 1989). Hal ini dapat diketahui melalui analisis vitrinit, jenis maseral utama batubara yang tersebar luas pada sedimen. Vitrinit berperan penting sebagai indikator kematangan karena reflektansinya (Ro%) meningkat seiring dengan bertambahnya kematangan dan kedalaman. Faktor lain yang menentukan kematangan material organik adalah suhu dan waktu. Semakin dalam suatu lapisan sedimen terkubur, maka semakin tinggi suhu yang dialaminya (Tabel 3.).

Tabel 3. Parameter Kematangan Material Organik (Peters & Cassa, 1994)

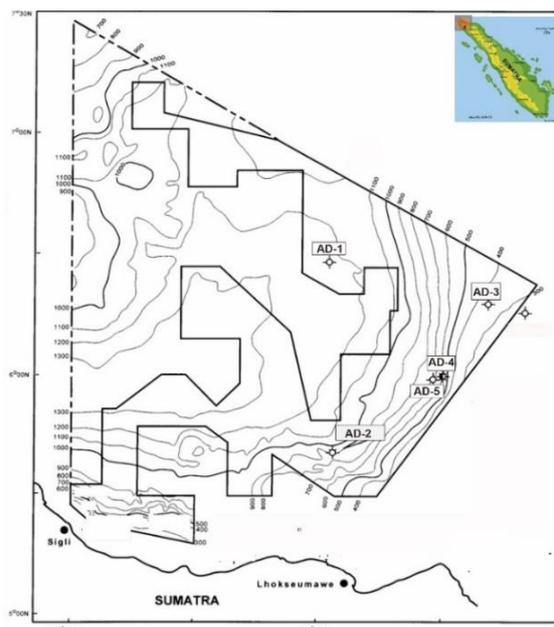
Tingkat Kematangan Termal	Ro (%)	Tmaks (°C)
Belum Matang	0.20-0.60	<435
Awal	0.60-0.65	435-445
Matang Puncak	0.65-0.90	445-450
Akhir	0.90-1.35	450-470
Terlalu matang	>1.35	>470

3. METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini meliputi analisis geokimia batuan induk pada delapan sumur penelitian dengan metode *Rock Eval Pyrolysis* (REP) menggunakan data *Total Organic Carbon* (TOC), *Hydrogen Index* (HI), *Temperature Maximum* (Tmax), dan *Reflektan Vitrinit* (Ro) untuk mengetahui karakteristik batuan induk, meliputi analisis kuantitas dengan menggunakan diagram *Depth vs TOC* (Peters dan Cassa, 1994), analisis kualitas dengan menggunakan diagram HI vs Tmax (Peters dan Cassa, 1994), dan analisis kematangan material organik dengan menggunakan diagram kedalaman vs %Ro (K. E. Peters dan Cassa, 1994). E. Peters dan Cassa, 1994).

4. RESULTS AND DISCUSSION

Analisis geokimia dilakukan pada batuan induk di Cekungan Sumatera Utara, termasuk sumur AD-1, AD-2, AD-3, AD-4, AD-5 pada beberapa formasi yang spesifik di Cekungan Sumatera Utara, termasuk Bampo dan Parapat. Peta yang digunakan untuk studi ini memberikan representasi lokasi penelitian dari lima sumur. Lokasi setiap sumur digambarkan dengan tepat pada peta ini, sehingga memudahkan identifikasi dan referensi (Gambar 1).



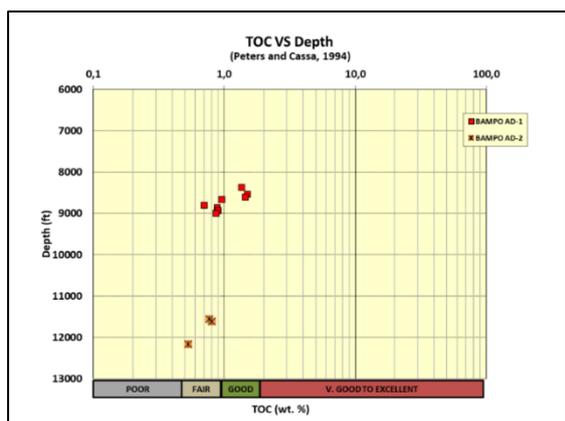
Gambar 1. Peta Sebaran Sumur Penelitian AD-1, AD-2, AD-3, AD-4, dan AD-5 di Cekungan Sumatera Utara

4.1 Kuantitas Material Organik

Kuantitas material organik dalam penelitian ini berdasarkan Peters & Cassa, (1994) dalam Peters dkk. (2005) ditentukan dari data *rock-eval pyrolysis* (REP) berupa nilai *Total Organic Carbon* (TOC). Analisis kuantitas menggunakan diagram *Depth vs TOC* (Peters & Cassa, 1994).

a. Formasi Bampo

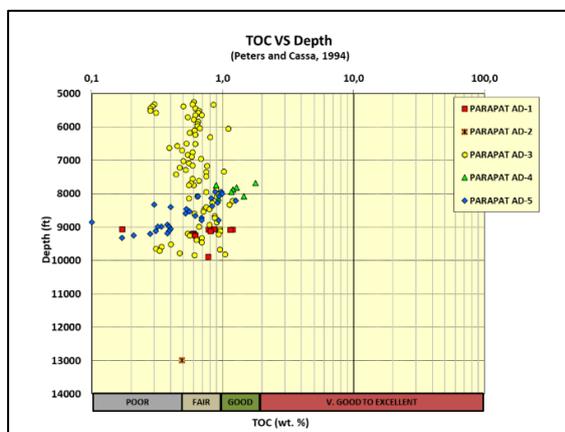
Analisis ini menggunakan data dari dua sumur (Tabel 4.). Berdasarkan hasil analisis, nilai TOC pada Formasi Bampo adalah 0,53-1,49% (Gambar 2.). Sebaran sampel dari semua sumur cenderung menunjukkan nilai TOC yang berada pada kisaran cukup-baik. Hal ini mengindikasikan bahwa Formasi Bampo memiliki potensi yang cukup baik untuk menghasilkan hidrokarbon dan jumlah material organik yang cukup untuk proses pembangkitan hidrokarbon, namun belum optimal.



Gambar 2. Diagram TOC vs *Depth* (Peters dan Cassa, 1994) Formasi Bampo

b. Formasi Parapat

Analisis ini menggunakan data dari lima sumur (Tabel 4.). Berdasarkan hasil analisis, nilai TOC pada Formasi Parapat adalah 0,49-1,79% (Gambar 3.). Sebaran sampel menunjukkan nilai TOC yang berada pada rentang buruk-baik. Hal ini mengindikasikan bahwa Formasi Parapat memiliki potensi yang cukup untuk menjadi induk hidrokarbon, namun tidak terlalu tinggi. Namun terdapat beberapa sampel pada sumur AD-1, AD-2, AD-3, dan AD-5 yang tergolong poor dengan nilai TOC sebesar 0.08-0.49%, hal ini diindikasikan bahwa sampel-sampel tersebut mengalami biodegradasi oleh mikroorganisme yang dapat menguraikan kerogen dan faktor temperatur yang tinggi sehingga dapat mempercepat proses oksidasi.



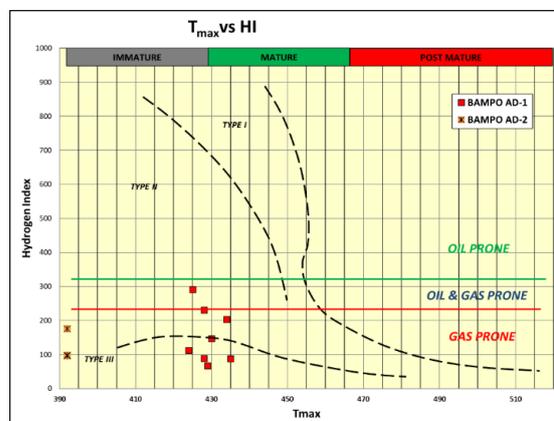
Gambar 3. Diagram TOC vs *Depth* (Peters dan Cassa, 1994) Formasi Parapat

4.2 Kualitas Material Organik

Kualitas material organik pada penelitian ini berdasarkan HI (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984) ditentukan dari data *rock-eval pyrolysis* (REP) yang berupa nilai *Hydrogen Index* (HI) dan T_{max} . Analisis ini digunakan untuk menentukan tipe kerogen dari material organik.

a. Formasi Bampo

Analisis ini menggunakan data dari dua sumur (Tabel 4.). Berdasarkan hasil analisis dapat diketahui bahwa semua sumur pada Formasi Bampo mengandung kerogen tipe III (Gambar 4.). Kerogen tipe III mengindikasikan kandungan hidrogen yang rendah dan cenderung menghasilkan gas. Namun, terdapat dua sampel dari sumur AD-1 yang termasuk dalam kerogen tipe II-III. Kerogen tipe II-III adalah kerogen yang cenderung menghasilkan minyak dan gas atau menghasilkan minyak dan gas.

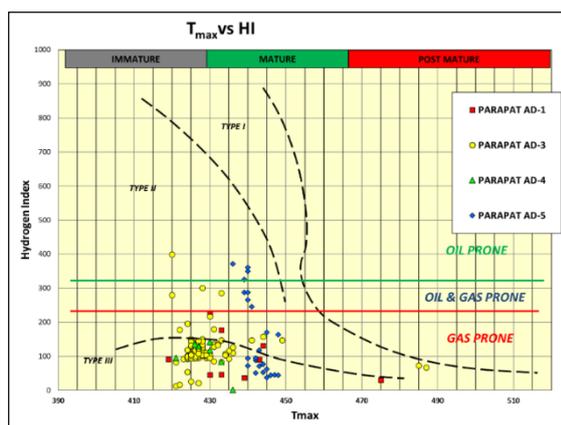


Gambar 4. Diagram T_{max} vs HI (Peters & Cassa, 1994) Formasi Bampo

b. Formasi Parapat

Analisis ini menggunakan data dari empat sumur (Tabel 4.). Berdasarkan hasil analisis, dapat dilihat bahwa semua sumur di Formasi Parapat didominasi oleh sampel yang mengandung kerogen tipe III (Gambar 5.). Kerogen tipe III mengindikasikan kandungan hidrogen yang rendah dan

cenderung menghasilkan gas. Berdasarkan sebaran pada sampel sumur AD-5, ada kemungkinan bahwa formasi ini mengandung kerogen tipe II yang cenderung *oil prone* atau menghasilkan minyak dan beberapa sampel dari sumur AD-3 dan AD-5 mengandung kerogen tipe II-III yang cenderung *oil & gas prone* atau menghasilkan migas.



Gambar 5. Diagram Tmax vs HI (Peters & Cassa, 1994) Formasi Parapat

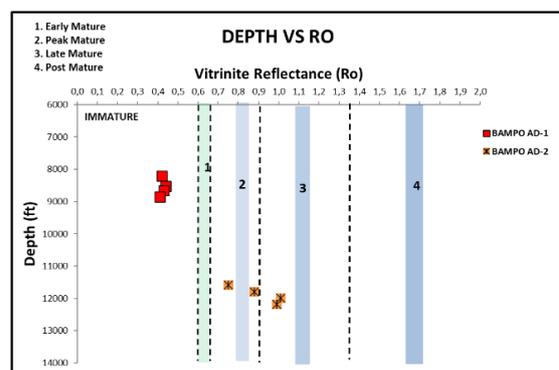
4.3 Kematangan Material Organik

Kualitas material organik pada penelitian ini berdasarkan HI (Peters dan Cassa, 1994) ditentukan dari data hasil *rock-eval pyrolysis* (REP) berupa nilai *Hydrogen Index* (HI) dan Tmax. Pada tahap *immature*, material organik belum mulai menghasilkan hidrokarbon yang signifikan karena belum mencapai kematangan termal yang cukup. Hidrokarbon akan dihasilkan pada tahap *early mature* (Peters dan Cassa, 1994). Analisis menggunakan diagram *Depth vs %Ro* (K. E. Peters dan Cassa, 1994).

a. Formasi Bampo

Analisis ini menggunakan data dari dua umur (Tabel 4.). Berdasarkan hasil analisis kematangan dari data %Ro, dapat dilihat bahwa dua sumur pada Formasi Bampo menunjukkan kematangan yang berbeda, yaitu Sumur AD-1 tingkat kematangan *immature* nilai Ro 0.41-0.43% dan Sumur AD-2 tingkat kematangan *peak*

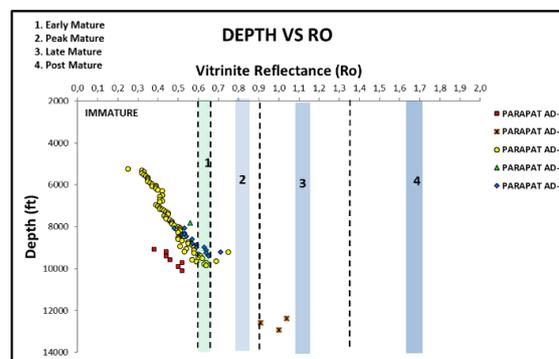
mature dan *late mature* dengan nilai Ro 0.75-1.01% (Gambar 6.). Formasi Baong pada interval sumur ini memiliki peningkatan nilai Ro yang cepat dan tidak stabil, hal ini dikarenakan adanya kontaminan yang mempengaruhi data pirolisis dan karena tingginya indeks oksigen pirolisis.



Gambar 6. Diagram *Depth vs %Ro* (K. E. Peters dan Cassa, 1994) Formasi Bampo

b. Formasi Parapat

Analisis ini menggunakan data dari dua sumur (Tabel 4.). Berdasarkan hasil analisis kematangan dari data %Ro, dapat dilihat bahwa empat sumur pada Formasi Parapat menunjukkan kematangan *immature* dengan nilai Ro 0,21-0,60%. Beberapa sampel dari sumur AD-4 dan AD-5 menunjukkan kematangan *early mature* dan *peak mature* dengan nilai Ro 0.60-0.75%, dan sumur AD-2 menunjukkan kematangan *post mature* dengan nilai Ro 0.91-1.01% (Gambar 7.). Kemungkinan besar sampel AD-2 terkontaminasi.



Gambar 7. Diagram *Depth vs %Ro* (K. E. Peters dan Cassa, 1994) Formasi Parapat

Tabel 4. Hasil Analisis Evaluasi Batuan Induk

Formasi	Sumur	Kuantitas			Kualitas			Kematangan		
		TOC VS Depth			HI VS Tmax			%Ro VS Depth		
		TOC (%)	Depth (ft)	TOC vs Depth	HI	Tmax (°C)	Tmax vs HI	Depth (ft)	Ro (%)	Depth vs Ro
Bampo	AD-1	0,7-1,49	8366-8990	Fair-Good	67-291	424-435	II-III & III	8202-8858	0,41-0,43	Immature
	AD-2	0,53-0,80	11553-12169	Fair	96-176	394-424	III	11591-12936	0,75-1,01	Peak-Late Mature
Parapat	AD-1	0,17-1,19	9055-9882	Poor-Good	30-224	419-475	III	9063-10105	0,38-0,52	Immature
	AD-2	0,49	12992	Poor	(-)	(-)	(-)	12379-12936	0,75-1,01	Peak-Late Mature
	AD-3	0,15-1,19	5249-9843	Poor-Good	13-399	420-487	II, II-III & III	5249-9843	0,25-0,75	Immature-Late Mature
	AD-4	0,89-1,79	7677-8136	Fair-Good	1-142	421-436	III	7808	0,56	Immature
	AD-5	0,08-1,26	7940-9449	Poor-Good	11-371	327-448	II, II-III & III	8071-9383	0,48-0,71	Immature-Late Mature

5. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis evaluasi batuan induk yang meninjau aspek kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik pada lima sumur dan dua formasi dari *syn-rift deposition* di Cekungan Sumatera Utara, maka dilakukan kalsifikasi batuan induk berdasarkan Waples (1985), yaitu ditinjau dari kandungan TOC, jenis kerogen, dan kematangan. Disimpulkan bahwa batuan induk yang efektif adalah Formasi Parapat, dan batuan induk yang potensial adalah Formasi Bampo. Hasil evaluasi batuan induk menunjukkan bahwa masing-masing formasi memiliki karakteristik sebagai berikut; Formasi Bampo memiliki kuantitas cukup-baik (TOC 0,53-1,49%), dengan kerogen tipe III (gas), dan tingkat kematangan belum matang; Formasi Parapat memiliki kuantitas kurang-baik (TOC 0,49-1,79%), dengan kerogen tipe II-III (migas), dan tipe III (gas), dan tingkat kematangan belum matang-matang.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Faruqi Al' Ayubie, selaku pembimbing teknis di PT Pertamina Hulu Rokan atas arahan dan bimbingannya selama penelitian ini berlangsung serta memberikan masukan dan wawasan kepada penulis.

DAFTAR PUSTAKA

- Barber, A. J., & Sutan A. M. (2005). The Sumatera back-arc basin: A tectonic and magmatic synthesis. *Geological Society of London, Special Publications*, 246(1), 1-23.
- Darman, M. (2011). Seismic Expression of Some Geological Features of Andaman-Offshore West Sumatra Subduction zone. *Ikatan Ahli Geologi Indonesia*, 20, 18-25.
- Davies, R. M. (1984). The geology and hydrocarbon resources of North Sumatera. *In Indonesian Petroleum Association 13th Annual Convention Proceedings* (pp. 357-390). Indonesian Petroleum Association.
- ESDM. (2022). Statistik Energi dan Ketahanan Energi 2022. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Hutapea, B., & Sukmonohadi. (2016). Facies Karbonat Formasi Peutu Lapangan ADM, Cekungan Sumatera Utara: Pendekatan Petrografi dan Geokimia. *Jurnal Geologi Indonesia*, 11(2), 111-122.

- Meckel, T. (2012). Petroleum systems of North Sumatera Basin, Indonesia. *In AAPG Memoir 97* (pp. 1-26). AAPG.
- Miles, J. A. (1989). *Illustrated Glossary of Petroleum Geochemistry*. Oxford Univ Press, 137pp
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). *Applied petroleum geochemistry*. Tulsa, Oklahoma: *AAPG Publications*.
- Mulhadiono, D., & Sutomo, K. (1984). Pola Struktur Utama Cekungan Sumatera Utara. *In Seminar Nasional Geologi, Bandung, Indonesia*.
- Rosid, M., & Sukmonohadi., (2021). Potensi Hidrokarbon Cekungan Sumatera Utara. *In Seminar Nasional dan Kongres IV HAGI* (pp. 215-222).
- Syarifuddin, Ismail. Ariyanto, Pipin. (2018). Tectono-stratigraphy of Block A Area, North Sumatera Basin: The Impact of Local Tectonics and Eustasy to Accomodation Space of the Tertiary Interval. *Indonesia Petroleum Association, Proceedings 42nd Annual Convection*. Jakarta
- Waples, H. W. (1985). Geochemistry of petroleum formation. *In: Petroleum Exploration and Production* (pp. 3-22). AAPG Publications.