

**EVALUASI GEOKIMIA BATUAN INDUK PADA AREA TANJUNG CEKUNGAN  
BARITO, KALIMANTAN SELATAN**

**Cyntia Adrian Lestari<sup>1</sup>, Reza Mohammad Ganjar Gani<sup>1</sup>, Yusi Firmansyah<sup>1</sup>,  
Yoseph Robby Apranda<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

<sup>2</sup>PT Pertamina Hulu Indonesia

\*Korespondensi: [cyntia20001@mail.unpad.ac.id](mailto:cyntia20001@mail.unpad.ac.id)

**ABSTRAK**

Lokasi penelitian merupakan Area Tanjung yang terletak di Cekungan Barito, Kalimantan Selatan. Terdapat sampel batuan induk yang berasal dari empat sumur penelitian, yakni sumur CAM, CAH, CAB, dan CAS. Penelitian ini meliputi evaluasi geokimia untuk menentukan karakteristik batuan induk berdasarkan kuantitas, kualitas, dan kematangan material organiknya. Hasil penelitian menunjukkan bahwa Formasi Tanjung dan Formasi Warukin pada seluruh sumur memiliki kuantitas yang baik dengan kemampuan menghasilkan hidrokarbon gas (kerogen tipe III), maupun campuran minyak dan gas (kerogen tipe II). Kemudian, Formasi Tanjung pada sumur CAS dan Formasi Warukin pada sumur CAB telah mencapai tingkat kematangan puncak, sedangkan sumur CAM dan CAH belum mencapai kematangan. Namun, Formasi Warukin memiliki nilai *Total Organic Carbon* (TOC) yang sangat tinggi (>10 wt%) sehingga dominasi hidrokarbon yang dihasilkan pada formasi ini adalah batubara. Dengan demikian, disimpulkan bahwa batuan sumber minyak dan gas bumi pada daerah penelitian adalah Formasi Tanjung.

**Kata Kunci:** Cekungan Barito, Batuan Induk, Geokimia, Material Organik

**ABSTRACT**

*The research is located in the the Tanjung Area, Barito Basin, South Kalimantan. There are source rock samples from four research wells, namely CAM, CAH, CAB, and CAS wells. This research includes geochemical evaluation to determine the characteristics of the source rock based on the quantity, quality, and maturity of the organic material. The results show that the Tanjung Formation and Warukin Formation in all wells have good quantity with the ability to produce gas hydrocarbons (kerogen type III), as well as a mixture of oil and gas (kerogen type II). Futhermore, the Tanjung Formation in the CAS well and the Warukin Formation in the CAB well have reached the peak maturity level, while the CAM and CAH wells have not reached maturity. However, the Warukin Formation has a very high Total Organic Carbon (TOC) value (>10 wt%) so that the dominant hydrocarbon produced in this formation is coal. Therefore, it is concluded that the source rock of oil and gas in the research area is the Tanjung Formation.*

**Keywords:** Barito Basin, Source Rock, Geochemistry, Organic Matter

## PENDAHULUAN

Pada saat ini, Terdapat sekitar 60 cekungan sedimen Tersier yang berpotensi menjadi tempat terbentuknya hidrokarbon. Namun, hanya sekitar 16 cekungan yang sudah terbukti menghasilkan minyak dan gas bumi secara komersial, diantaranya Cekungan Barito (Darman & Yuliong, 2021). Cekungan Barito menyimpan potensi besar sebagai *petroleum system* dengan distribusi lateral dan vertikal batuan induk Paleogen yang dikontrol secara tektonik. Batuan induk Paleogen tersebut adalah Formasi Tanjung yang terdiri dari batubara dan serpih (Satyana, 2008).

Penelitian mengenai batuan induk dapat dilakukan dengan cara analisis geokimia. Metode ini bertujuan untuk menilai karakteristik batuan induk mulai dari jumlah kandungan, tipe, dan tingkat kematangan material organik yang terkandung dalam batuan (Peters, 2005). Karakteristik batuan induk dapat digunakan untuk menelusuri asal-usul minyak dan gas yang telah terbentuk sepanjang evolusi cekungan sedimen (Tissot & Welte, 1984).

## GEOLOGI REGIONAL

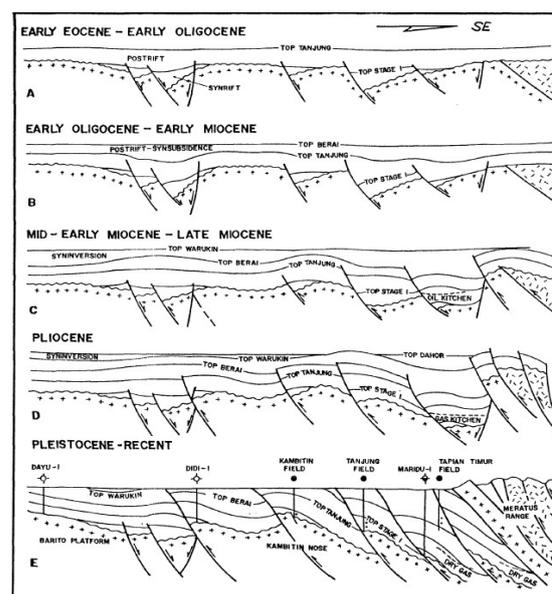
### Fisiografi

Cekungan Barito adalah cekungan sedimen Tersier di Indonesia. Pada bagian utara terdapat Sesar Adang atau *Barito-Kutei Cross Fault* yang membatasi antara Cekungan Barito dan Cekungan Kutai (Kusuma dan Darin, 1989). Selain itu, cekungan ini juga berbatasan dengan Pegunungan Meratus di bagian timur dan Pegunungan Schwaner di bagian barat sebagai bagian dari Sundaland (Witts *et al.*, 2012).

### Kerangka Tektonik

Menurut Satyana dan Silitonga (1994), Evolusi Cekungan Barito terjadi selama periode Paleogen sampai Neogen dipengaruhi oleh perubahan besar dalam rezim tektonik regional akibat interaksi lempeng Eurasia, Indo-Australia, dan berbagai mikro lempeng di sekitarnya.

Pada saat Paleogen (*Paleocene-Oligocene*), Cekungan Barito mengalami ekstensional membentuk yang memicu penurunan kerak secara cepat sehingga membentuk akomodasi ruang besar untuk sedimentasi. Memasuki Neogen (*Miocene-Pliocene*), cekungan ini mengalami perubahan signifikan, terjadi kompresional atau inversi tektonik.



Gambar 1. Evolusi Struktur Cekungan Barito (Satyana & Silitonga, 1994)

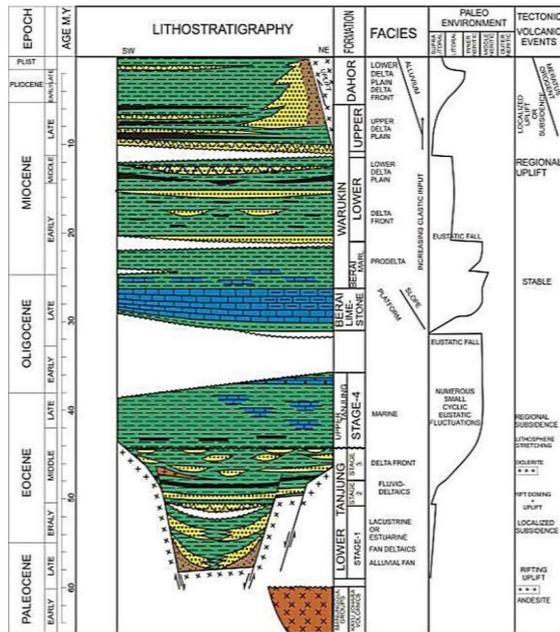
### Kerangka Stratigrafi

Menurut Kusuma dan Darin (1989), batuan dasar (*basement*) Cekungan Barito terdiri dari batuan pra Tersier berupa batuan beku granitik dan andesitik serta batuan malihan. Di atas batuan dasar, diendapkan batuan sedimen Tersier sebagai berikut:

1. Formasi Tanjung  
Formasi Tanjung berumur *Paleocene* hingga *Middle Eocene*, terdiri dari endapan batupasir kasar, batulempung, serpih karbonatan, dan batubara.
2. Formasi Berai  
Formasi Berai berkembang pada *Late Eocene* hingga *Oligocene*, terdiri atas endapan batugamping dan serpih karbonatan yang diendapkan pada *platform* karbonat laut dangkal.
3. Formasi Warukin  
Formasi Warukin terendapkan selama *Early-Late Miocene*, terdiri atas

endapan batupasir, batulempung, dan batubara.

- Formasi Dahor  
Memasuki *Pliocene*, Formasi Dahor mulai terbentuk menghasilkan endapan kasar yang terdiri dari batupasir kasar, lempung, dan konglomerat serta hasik sedimentasi molasa dari sumber yang terangkai di Pegunungan Meratus.



Gambar 2. Kerangka Stratigrafi Cekungan Barito (Kusuma & Darin, 1989)

**Petroleum System**

*Petroleum system* yang berkembang di Cekungan Barito merupakan hasil interaksi kompleks antara stratigrafi, tektonik, dan lingkungan pengendapan dari *Paleocene* hingga *Pliocene*. Secara umum, *petroleum system* di Cekungan Barito diklasifikasikan sebagai *clastic-dominated petroleum system* dengan sumber utama hidrokarbon berasal dari material organik batubara dan serpih (Kusuma & Darin, 1989).

Penelitian berfokus pada batuan induk dimana Cekungan Barito memiliki Formasi Tanjung dan Formasi Warukin sebagai batuan induk potensial karena keduanya menunjukkan nilai *Total Organic Carbon* (TOC) yang tinggi dengan dominasi kerogen tipe II dan III yang mampu menghasilkan minyak dan gas termogenik (Satyana & Purwaningsih, 2003).

**METODE PENELITIAN**

Metode penelitian adalah evaluasi geokimia batuan induk meliputi kuantitas, kualitas, dan kematangan. Data penelitian diambil dari data sekunder pada empat sumur (CAM, CAH, CAB, dan CAS) menggunakan metode analisis geokimia seperti *Rock Eval Pyrolysis* terdiri dari *Total Organic Carbon* (TOC), *Potential Yield* (PY [S1+S2]), *Hydrogen Index* (HI), dan *Temperature Maximum* (Tmax), serta *Vitrinite Reflectance* (Ro).

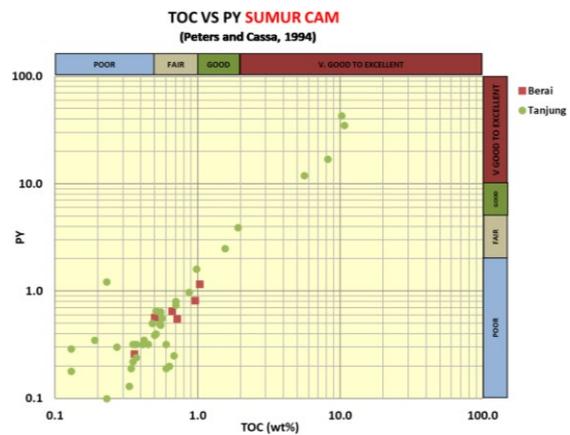
Seluruh formasi pada setiap sumur ditampilkan pada diagram *crossplot* dengan simbol warna data Formasi Tanjung (hijau), Formasi Berai (merah), Formasi Warukin (biru) dan Formasi Dahor (kuning). Seluruh sumur dianalisis secara kuantitatif dan kualitatif untuk menjelaskan potensi hidrokarbon pada daerah penelitian.

**HASIL PENELITIAN**

**Kuantitas Batuan Induk**

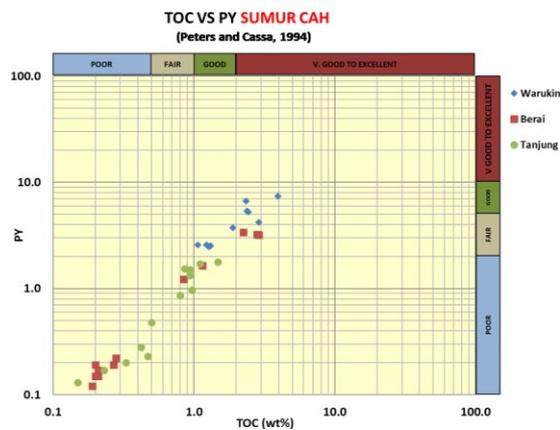
Parameter yang digunakan adalah *Total Organic Carbon* (TOC) dan *Potential Yield* (PY) yang merupakan pertambahan dari nilai S1 dan S2. *Crossplot* TOC vs PY modifikasi Peters dan Cassa (1994) digunakan untuk menentukan jumlah maksimum hidrokarbon yang dihasilkan oleh suatu batuan.

Sumur CAM terdiri dari Formasi Tanjung yang memiliki nilai TOC 0.08-59.54 wt% dan PY 0.04-239.83 mgHC/g (*poor-excellent*) dan Formasi Berai dengan nilai TOC sebesar 0.11-1.03 wt% dan PY 0.00-1.18 mgHC/g (*poor – fair*).



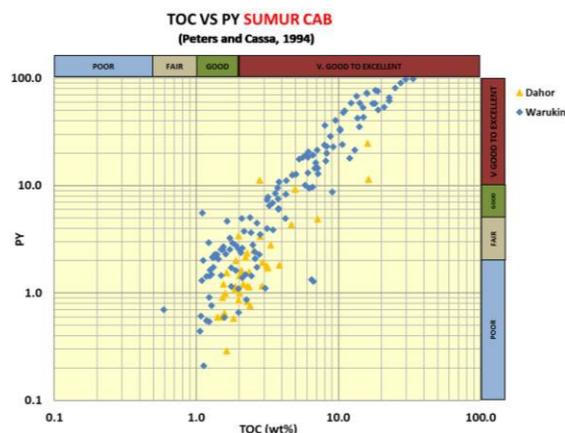
Gambar 3. TOC vs PY Sumur CAM

Sumur CAH terdiri dari Formasi Tanjung yang memiliki nilai TOC 0.15-1.48 wt% dan PY 0.07-1.78 mgHC/g (*poor-good*), Formasi Berai dengan nilai TOC 0.19-290 wt% dan PY 0.12-3.40 mgHC/g (*poor-very good*), serta Formasi Warukin dengan nilai TOC 1.07-3.95 wt% dan PY 2.47-7.39 mgHC/g (*good – very good*).



Gambar 4. TOC vs PY Sumur CAH

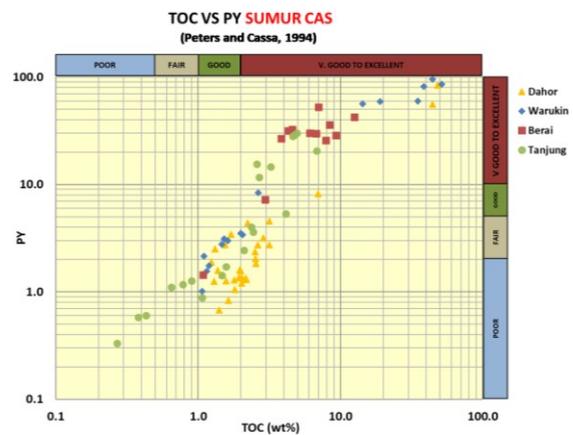
Sumur CAB terdiri dari Formasi Warukin yang memiliki nilai TOC 0.40-77.14 wt% dan PY 0.70-2.70 mgHC/g (*good-excellent*) dan Formasi Dahor dengan nilai TOC 0.13-16.30 wt% dan PY 0.29-24.69 mgHC/g (*good – very good*).



Gambar 5. TOC vs PY Sumur CAB

Sumur CAS terdiri dari Formasi Tanjung yang memiliki nilai TOC 0.10-18.89 wt% dan PY 0.33-145.83 mgHC/g (*poor-excellent*), Formasi Berai dengan nilai TOC 0.32-61.49 wt% dan PY 1.44-157.84 mgHC/g (*excellent dominance*), Formasi Warukin dengan nilai TOC 0.06-70.56 wt% dan PY 1.01-352.63 mgHC/g (*good-*

*excellent*), dan Formasi Dahor dengan nilai TOC 0.26-48.15 wt% dan PY 0.68-83.99 mgHC/g (*good – very good*).

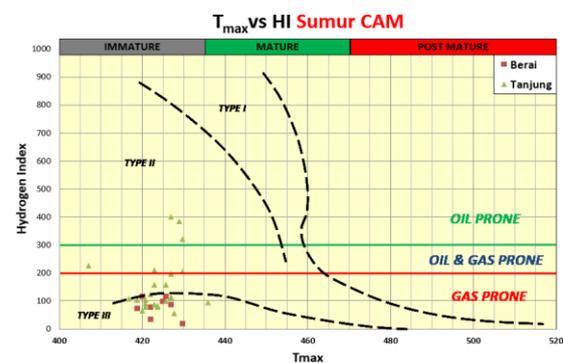


Gambar 6. TOC vs PY Sumur CAS

### Kualitas Batuan Induk

Parameter yang digunakan adalah *Temperature Maximum* (Tmax) dan *Hydrogen Index* (HI). *Crossplot* Tmax vs HI modifikasi diagram Van Kervelen (1961) dapat menentukan tipe kerogen yang mampu menjelaskan asal material organik dan jenis hidrokarbon yang dihasilkan oleh suatu batuan induk.

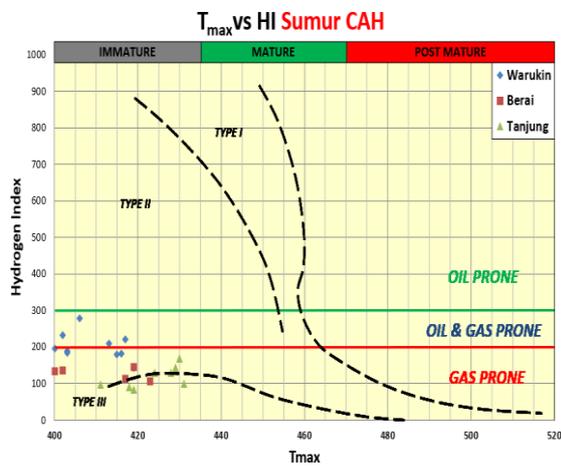
Sumur CAM terdapat Formasi Tanjung yang memiliki nilai Tmax 407-436°C dan HI 39-398 mgHC/g (kerogen tipe II dan III) dan Formasi Berai memiliki nilai Tmax 418-429°C dan HI 18-114 mgHC/g (kerogen tipe III).



Gambar 7. Tmax vs HI Sumur CAM

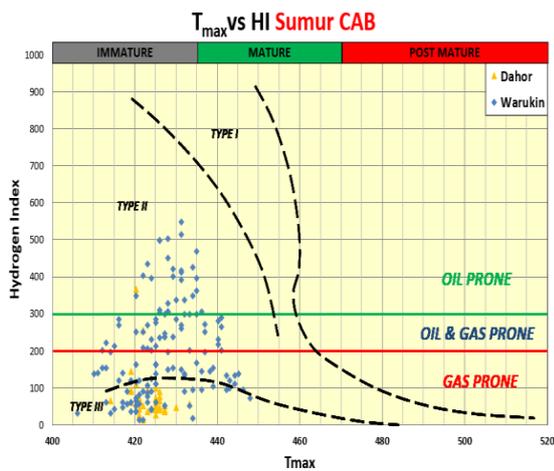
Sumur CAH memiliki Formasi Tanjung dengan nilai Tmax 411-431°C dan HI 23-167 mgHC/g serta Formasi Berai dengan nilai Tmax 400-423°C dan HI 56-144 mgHC/g yang berarti kedua formasi tersebut termasuk kerogen tipe III.

Kemudian, Formasi Warukin memiliki nilai Tmax 400-419°C dan HI 142-278 mgHC/g (kerogen tipe II dan III).



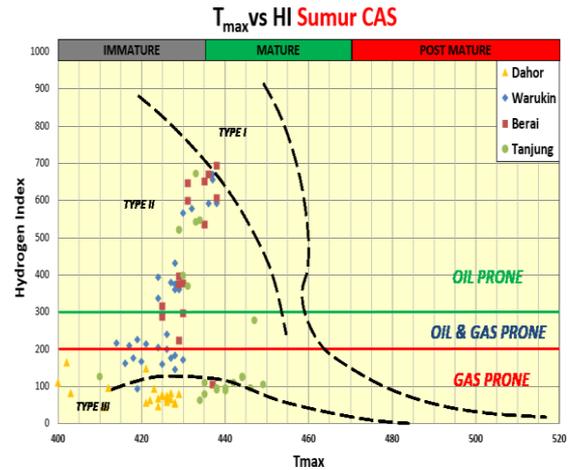
Gambar 8. Tmax vs HI Sumur CAH

Sumur CAB terdapat Formasi Warukin yang memiliki nilai Tmax 407-448°C dan HI 13-550 mgHC/g (kerogen tipe II dan III) dan Formasi Dahor memiliki nilai Tmax 414-430°C dan HI 15-366 mgHC/g (kerogen tipe III).



Gambar 9. Tmax vs HI Sumur CAB

Sumur CAS terdiri dari Formasi Tanjung yang memiliki nilai Tmax 410-449°C dan HI 62-672 mgHC/g (kerogen tipe II dan III), Formasi Berai dengan nilai Tmax 425-438°C dan HI 105-694 mgHC/g (dominasi kerogen tipe II), Formasi Warukin memiliki nilai Tmax 380-438°C dan HI 92-670 mgHC/g (kerogen tipe II dan III), serta Formasi Dahor dengan nilai Tmax 380-428°C dan HI 43-184 mgHC/g (kerogen tipe III).

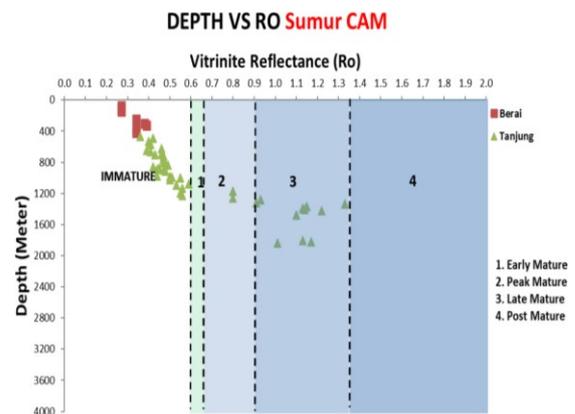


Gambar 10. Tmax vs HI Sumur CAS

### Kematangan Batuan Induk

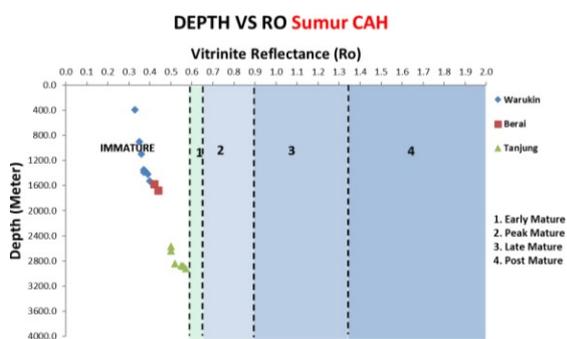
Parameter yang digunakan adalah kedalaman atau *depth* (m) dan *vitrinite reflectance* (Ro). *Crossplot Depth vs Ro* modifikasi Peters dan Cassa (1994) mampu menjelaskan fase kematangan berdasarkan nilai Ro yang telah mengalami pemanasan secara alamiah, semakin dalam suatu batuan maka semakin tinggi pula suhunya, sehingga nilai Ro mengalami peningkatan.

Sumur CAM menunjukkan bahwa Formasi Tanjung pada kedalaman 1172 m mulai memasuki fase *peak mature - late mature* dengan nilai Ro 0.8-1.33%. Namun, data yang ditampilkan tidak linear sehingga perlu dianalisis lebih lanjut. Formasi Berai berada pada kondisi *immature* karena memiliki nilai Ro < 0.6%.



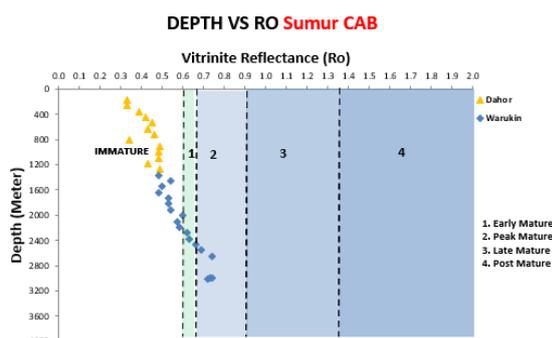
Gambar 11. Depth vs Ro Sumur CAM

Sumur CAH menunjukkan bahwa seluruh formasi berada pada kondisi belum matang (*immature*) karena memiliki nilai Ro < 0.6%.



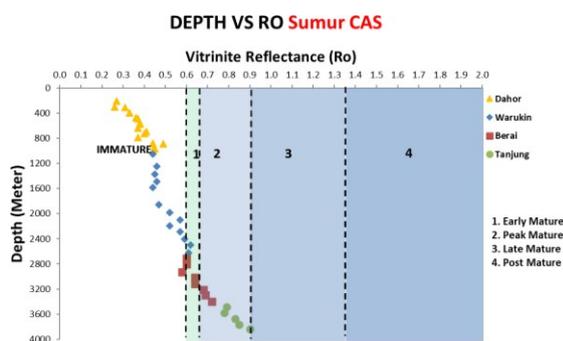
Gambar 12. Depth vs Ro Sumur CAH

Sumur CAB menunjukkan bahwa Formasi Warukin pada kedalaman 2006 m mulai memasuki fase *early mature - peak mature* dengan nilai Ro 0.60-0.74%, sedangkan Formasi Dahor berada pada kondisi *immature* karena memiliki nilai Ro < 0.6%.



Gambar 13. Depth vs Ro Sumur CAB

Sumur CAS menunjukkan bahwa Formasi Tanjung berada pada fase *peak mature* dengan nilai Ro 0.78-0.90%, Formasi Beral pada fase *early mature - peak mature* dengan nilai Ro 0.58-0.72%, Formasi Warukin dengan nilai Ro 0.44-0.62% didominasi oleh fase *immature* tetapi sudah mulai memasuki fase *early mature* pada 2499 m, dan Formasi Dahor pada fase *immature* dengan Ro < 0.6%.



Gambar 14. Depth vs Ro Sumur CAS

## KESIMPULAN

Hasil evaluasi geokimia batuan induk pada keempat sumur dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Kuantitas batuan induk menunjukkan bahwa Formasi Tanjung dan Formasi Warukin pada seluruh sumur memiliki nilai TOC tinggi sehingga masuk ke dalam klasifikasi *poor-excellent* yang berarti mampu menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah banyak. Akan tetapi, Formasi Warukin memiliki dominasi nilai TOC sangat tinggi (>10%) yang menjadi indikasi jenis hidrokarbon berupa batubara.
2. Kualitas batuan induk menunjukkan bahwa sumur CAM dan CAH didominasi oleh kerogen tipe III yang menjadi indikasi *gas prone*, sedangkan sumur CAB dan CAS didominasi oleh kerogen II dan III sebagai *gas prone* dan *mixed prone*.
3. Kematangan batuan induk menunjukkan hanya dua sumur yang mengalami kematangan yaitu sumur CAB pada Formasi Warukin dan sumur CAS pada Formasi Tanjung. Hal ini dipengaruhi oleh kedalaman setiap formasi.
4. Berdasarkan kuantitas, kualitas, dan kematangan, Formasi Tanjung adalah batuan induk penghasil minyak dan gas bumi di daerah penelitian dan telah mencapai kematangan termal pada sumur CAS.

## UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT Pertamina Hulu Indonesia yang telah memberikan izin pengolahan data sehingga penelitian dapat terselesaikan dengan baik.

## DAFTAR PUSTAKA

- Brooks, J., & Welte, D. H. (1984). *Advances in petroleum geochemistry*.  
 Darman, H., & Yuliong, D. B. A. (2021). *Sedimentary basins of Indonesia*:

- Outline and thickness variation understanding. Berita Sedimentologi*, 45(1), 39–51.
- Killops, S. D., & Killops, V. J. (2013). *Introduction to organic geochemistry*. John Wiley & Sons.
- Kusuma, I., & Darin, T. (1989). *The hydrocarbon potential of the Lower Tanjung Formation, Barito Basin, SE Kalimantan*.
- Peters, K. E. (2005). *An overview of petroleum system concepts and its application in basin and petroleum system modeling*. AAPG Bulletin, 89(12), 1559–1581.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry In: Magoon LB & Dow WG. *The Petroleum System from Source to Trap, AAPG Memoir*, 60, 93-117.
- Satyana, A. H., Armandita, C., & Tarigan, R. L. (2008). *Collision and post-collision tectonics in Indonesia: Roles for basin formation and petroleum systems*.
- Satyana, A. H., & Purwaningsih, M. E. (2003). *Geochemistry of the East Java Basin: new observations on oil grouping, genetic gas types and trends of hydrocarbon habitats*.
- Satyana, A. H., & Silitonga, P. D. (1994). *Tectonic reversal in East Barito Basin, South Kalimantan: consideration of the types of inversion structures and petroleum system significance*.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). Kerogen: composition and classification. *Petroleum formation and occurrence*, 131-159.
- Waples, D.W. (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation. Boston. 232 h.
- Witts, D., Hall, R., Nichols, G., & Morley, R. (2012). A new depositional and provenance model for the Tanjung Formation, Barito Basin, SE Kalimantan, Indonesia. *Journal of Asian Earth Sciences*, 56, 77-104.