

Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Serpih Warukin di Tampang Tumbang Anjir, Kabupaten Gunung Mas Propinsi Kalimantan Tengah

Listriyanto¹, Sari Wulandari Hafsari², Lia Yunita³

^{1, 2, 3} Staf Pengajar Prodi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Proklamasi 45 Yogyakarta
Corresponding author. Email : listriyanto@up45.ac.id

Abstrak

Identifikasi interval batuan yang mungkin berpotensi sebagai batuan induk merupakan langkah awal eksplorasi yang penting, oleh sebab itu perlu dilakukan penelitian tentang potensi batuan sedimen yang mengandung bahan organik dengan kadar tertentu, yang oleh panas dan waktu dapat menghasilkan hidrokarbon dalam bentuk minyak atau gas secara tepat. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi fasies dan potensi batuan induk hidrokarbon Formasi Warukin di Tampang Tumbang Anjir, Cekungan Barito.

Analisis geokimia guna mengetahui potensi dan kualitas batuan induk dilakukan pada serpih penyusun Formasi Warukin. Hasil analisis potensi dan kualitas Batuan Induk menunjukkan kandungan TOC 17,97% termasuk “sangat baik”. Rock-Eval menunjukkan bahwa serpih berpotensi “sedang” sebagai batuan induk hidrokarbon ($S_2 = 67,87$ mg/g). Angka Tmax 405 menunjukkan tingkat pematangan hidrokarbon belum tercapai. Nilai HI yang relatif tinggi mencerminkan bahwa batuan ini jika mencapai kematangan akan cenderung menghasilkan minyak dan gas. Nilai HI antara 378 mgHC/g umumnya berasal dari kerogen tipe II yang secara dominan mengandung unsur organisme laut dan darat.

Kata kunci : fasies, batuan induk, potensi, kualitas, dan kematangan

Abstract

Identification of rock intervals that may have as a source rock potential is the important first step in exploration, therefore it is necessary to conducted research on the sedimentary rock containing organic matter which with a certain level of heat and time can produce hydrocarbons in the form of oil or gas. The objective of this study is to identify facies and hydrocarbon source rock potential of Warukin Formation on TaTampang Tumbang Anjir, Barito Basin.

Geochemical analysis in order to determine the potential and quality of source rock was performed sample of Warukin shale. The analysis of potential and source rock quality showed TOC content 17,97 % indicating “very good” quality. Rock-Eval analysis show that the shale is lean as hydrocarbon source rock ($S_2=67,87$ mg/g). Tmax 405 indicate hydrocarbon maturation level has not been reached. relatively low values HI reflects that this rock will tend to produce oil and gas if it reaches maturation level. The values of HI between 378 mgHC/g are generally derived from type II kerogen which predominantly contain terrestrial and marine organism.

Keywords: facies, source rock, potential, quality, and maturity

I. Pendahuluan

Di Cekungan Barito, menurut beberapa peneliti seperti diuraikan oleh Kleibacker (2015) menyebutkan bahwa

Di Cekungan Barito, menurut Studi sebelumnya telah menyimpulkan bahwa sebanyak 80 miliar barel minyak dan lebih dari 100 TCF gas telah dihasilkan dari cekungan Barito, Kalimantan bagian tenggara, namun sampai saat ini hanya Lapangan Tanjung dan satelit dengan sekitar 200 MMBOE EUR telah ditemukan di Cekungan (Kusuma dan Darin, 1989).

Penelitian geologi terintegrasi telah mengidentifikasi yang sebelumnya tidak dikenali kulmina-si regional di KKKS Palangkaraya pada jalur migrasi langsung dari Cekungan Barito yang *proven* dan Cekungan Kutai bagian atas, disebut

sebagai Tinggian Barito Barat. Migrasi minyak sekunder jarak jauh (~ 100 km) dari Miosen Akhir sampai Plio-Pleistosen; Hidrokarbon termogenik telah diambil sampelnya di kepala sumur Hulu Mangkutup, baik skim minyak maupun dari pengumpulan gas. Analisis microseep juga dilakukan di wilayah kerja tersebut dengan indikasi positif adanya hidrokarbon termogenik di PSC Palangkaraya. (Kleibacker, 2015).

Dari uraian tersebut di atas menimbulkan suatu pertanyaan, apakah serpih Formasi Warukin di TTA memiliki potensi sebagai batuan induk hidrokarbon.

Selain Formasi Tanjung, Formasi Warukin di Cekungan Barito berdasarkan beberapa data sumur dan singkapan telah dipercaya sebagai batuan induk potensial, Batuan Induk Warukin

Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Serpih Warukin di Tampang Tumbang Anjir Kabupaten Gunung Mas, Propinsi Kalimantan Tengah

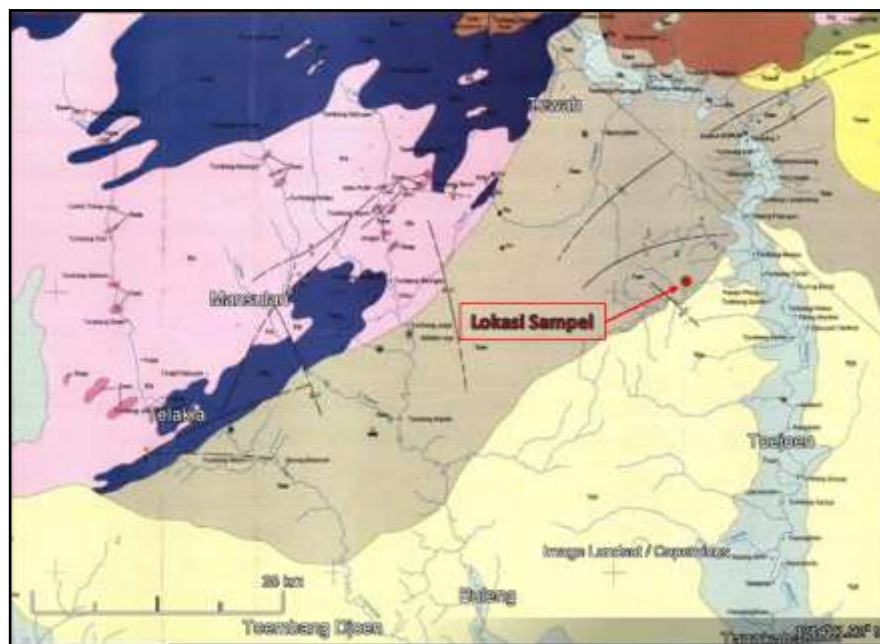
yang mengandung batubara dari berbagai sumur dan singkapan memiliki hingga TOC 60% dan Indeks Hidrogen 300-500 (Klusuma dan Darin, 1989).

Kualitas suatu batuan sebagai batuan induk hidrokarbon sangat ditentukan oleh fasies pengendapannya. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengidentifikasi fasies dan potensi batuan induk hidrokarbon Formasi Warukin di Tampang Tumbang Anjir (TTA), sekitar 90 km ke arah Utara dari Kota Palangkaraya (Gambar 1), lokasi

ini terhadap Peta Geologi Lembar Tewah (P3G, 1996) dapat dilihat pada Gambar 2. Secara stratigrafis, Formasi Warukin (Tmw) diendapkan selaras di atas Formasi Montalat (Tomm) dan ditutupi oleh Formasi Dahor (TQd). Formasi Warukin ini terdiri Batupasir, batupasir tufan. Batupasir gampingan, batulanau dan batulempung. Di beberapa tempat terdapat konglomerat berlapis silang-siur dan sisipan batugamping. Lapisan batubara dengan ketebalan antara 0.3 sampai 2 meter terdapat di dalam lapisan batupasir.



Gambar 1. Lokasi pengambilan sampel di Tampang Tumbang Anjir pada koordinat $1^{\circ} 06.344'$ Lintang Selatan; $113^{\circ} 53.200'$ Bujur Timur (Google Earth, 2021)



Gambar 2. Lokasi sampel pada Formasi Warukin (Tmw) di Tampang Tumbang Anjir pada Peta Geologi Lembar Tewah (P3G, 1996)

II. Metodologi

Dalam penelitian ini metode yang digunakan adalah analisis lapangan dan laboratorium. Analisis lapangan dilakukan untuk pengamatan profil dari singkapan untuk menginterpretasikan fasies pengendapannya, kemudian mengambil sampel sebagai persiapan analisis laboratorium yang terdiri kandungan total karbon organik (TOC), dilakukan untuk sampel dengan nilai $TOC > 0,50\%$ yang kemudian diikuti oleh Rock-Eval Pirolisis, dan kematangan.

1.1. Preparasi sampel

Preparasi dimaksudkan untuk memperoleh sampel bersih dengan mencuci menggunakan air dingin dan digerus hingga diperoleh ukuran fragmen sebesar kacang polong untuk persiapan kerogen atau ditumbuk halus untuk analisis kimia.

1.2. TOC

Kandungan karbon organik total dengan menghaluskan sampel, penanganan dilakukan secara hati-hati untuk melepaskan sebagian mineral karbonat menggunakan asam klorida hangat, dan menganalisis residu kandungan karbon dengan Leco Carbon Sulfur Determinator. Hal ini berlaku untuk parameter batuan induk bahwa sampel kurang dari 0,5% berat TOC tidak dapat menghasilkan hidrokarbon yang cukup secara komersial dan karena itu dianggap sebagai *non-source*; sampel antara 0,5 dan 1% berat TOC dinilai sedang; sampel 1,0 dan 2% berat dinilai dianggap baik, sementara sampel lebih dari 2 sampai 4% dianggap sebagai sangat baik, dan bila lebih dari 4% berat dinilai istimewa (Peters & Cassa, 1994).

1.3. Rock Eval Pirolisis

Pirolisis *rock-eval* dilakukan pada sampel batuan dimaksudkan untuk membedakan jenis bahan organik dan untuk mengevaluasi potensi batuan. Data dari hidrokarbon dinyatakan sebagai mg/g dengan parameter dasar sebagai berikut:

- S1 mewakili kuantitas minyak (hidrokarbons bebas) yang hadir pada batuan dan kira-kira analog dengan bitumen yang dapat diekstraksi dengan menggunakan pelarut.

- S2 merupakan jumlah hidrokarbon yang terbentuk oleh kerogen dalam sampel selama pirolisis antara suhu 300°C dan 600°C.
- S3 adalah karbon dioksida yang dikeluarkan dari kerogen selama pirolisis.
- T_{max} , adalah temperatur puncak S_2 dalam satuan°C.

1.4. Pantulan Vitritinit

Analisa ini berdasarkan pada kemampuan daya pantul cahaya vitritinit. Kerogen yang telah matang akan membawa perubahan pada vitritinit dan hal ini akan diiringi dengan kemampuan partikel tersebut untuk memantulkan cahaya yang jatuh padanya. Kemampuan daya pantul ini merupakan fungsi temperature, artinya dengan perubahan waktu pemanasan dan temperatur menyebabkan warna vitritinit berubah di bawah sinar pantul.

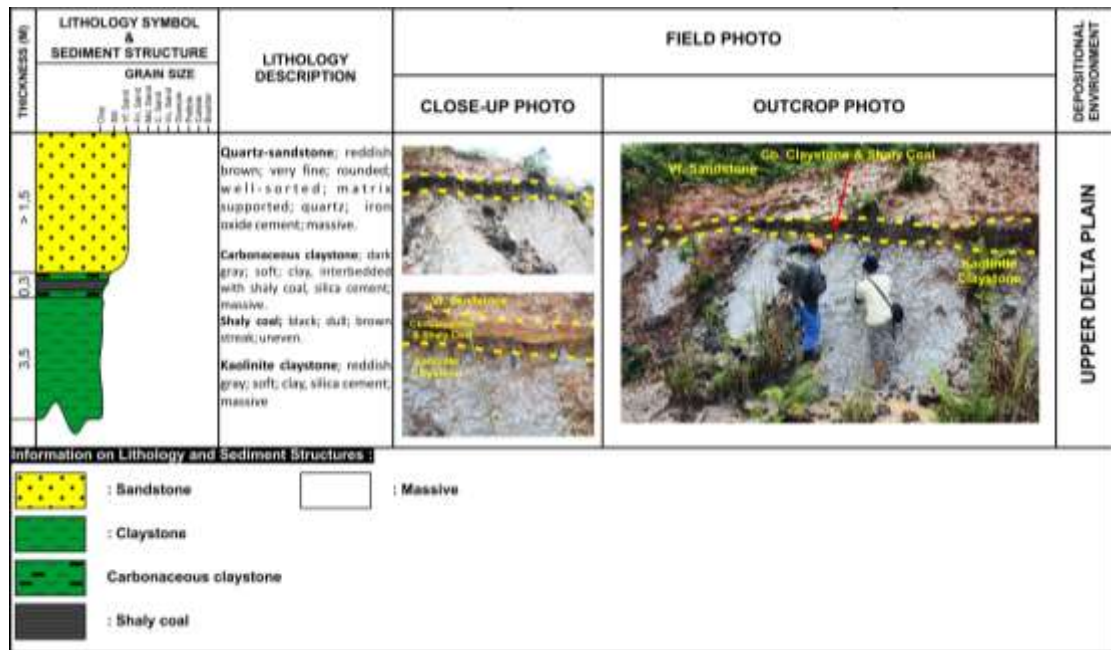
Contoh batuan diletakkan di atas kaca preparat dan direkatkan dengan *epoxyresin*. Kemudian digosokkan dengan kertas korondum kasar sampai halus dan terakhir dengan menggunakan alumina. Selanjutnya contoh batuan tersebut diuji dalam minyak immersi (indeks bias=1,516) dengan menggunakan mikroskop dan suatu *micro photomultiplier* dan *digital voltmeter attachment*. Kemudian dilakukan kalibrasi terhadap vitritinit berdasarkan suatu standart yang terbuat dari gelas.

III. Hasil dan Pembahasan

3.1. Fasies Pengendapan

Berdasarkan profil singkapan di Tampang Tumbang Anjir (Gambar 3) menunjukkan bahwa Formasi Warukin yang tersingkap di lokasi ini tersusun oleh perselang-selingan batupasir dan serpih yang menunjukkan suatu pola penipisan ke atas. Ciri batupasir pada profil ini adalah: berwarna coklat kemerahan, pasir sangat halus, membulat, terpilah baik, didukung oleh matrik kuarsa, semen oksida besi. Struktur massif, tebal lebih dari 1,5 meter. Batulempung kaya karbon, abu-abu gelap, tebal 30 cm, perselingan dengan batubara; kaolinit, abu-abu kemerahan, mengandung silika, massif, tebal 1,5 meter.

**Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Serpih Warukin di Tampang Tumbang Anjir
Kabupaten Gunung Mas, Propinsi Kalimantan Tengah**



Gambar 3. Profil singkapan Formasi Warukin di Tampang Tumbang Anjir

Keberadaan struktur lentikular pada batupasir menunjukkan pengendapan terjadi pada daerah *tidal flat* karena pengaruh pasang surut (Dalrymple, 1992). keberadaan mineral mika pada batupasir menunjukkan proses sedimentasi terjadi pada kondisi kecepatan tinggi (Selley, 1985) yang biasa dijumpai pada lingkungan delta. Diketemukannya material karbonan menunjukkan adanya pengaruh asal darat pada pengendapan formasi ini. Dari penjelasan tersebut dapat disimpulkan bahwa pengendapan Formasi Warukin di lokasi ini terjadi pada daerah transisi, kemungkinan lingkungan delta yang dipengaruhi oleh proses darat (*fluvial dominated delta*). Hadirnya sisipan batuan berbutir halus (serpih) penyusun formasi ini menunjukkan proses pengendapan terjadi pada lingkungan delta plain bagian atas, yaitu *upper delta plain*. Kesimpulan itu juga diperkuat dengan dijumpainya mineral penunjuk lingkungan transisi yaitu kaolinit.

3.2. Analisis TOC

Potensi batuan diperoleh dari analisis TOC dan Rock-Eval Pirolisis. Tabel 1 adalah ringkasan analisis geokimia pada. Sampel terdiri serpih abu-abu gelap, TOC yaitu 17,97%, memiliki kuantitas sangat baik untuk menghasilkan hidrokarbon.

Sampel dengan kandungan TOC > 0,5% secara umum telah dapat diterima bahwa mempunyai potensi yang cukup untuk menghasilkan minyak bumi secara komersial, oleh karena itu dapat

ditetapkan sebagai batuan induk. Sampel dengan kandungan TOC > 1.0% mempunyai nilai yang cukup atau sedang sebagai batuan sumber, sedangkan untuk TOC antara 1.0% - 2.0% merupakan nilai di atas rata-rata (kaya) sebagai batuan induk Tabel 1. Berdasarkan hasil analisis di atas, sampel serpih di lokasi ini mempunyai nilai TOC sangat baik.

3.3. Analisis Pirolisis

Data yang diperoleh dari pirolisis Rock-eval diinterpretasikan dengan cara berikut (Tissot dan Welte, 1984; Rad, 1984; Espitalie *et al.*, 1985; Bordenave, 1993):

- ❖ S1 data tidak digunakan, kecuali pada nilai S1 tinggi yang terkait dengan nilai S2 rendah sehingga ditafsirkan sebagai adanya migrasi hidrokarbon.
- ❖ nilai S2 adalah indikator kualitas batuan :
 - misik < 2,5 kg / ton
 - Sedang 2,5 - 5 kg / ton
 - Baik S2 > 5 kg / ton
- ❖ Tingkat kematangan (T_{max}) bahan organik didefinisikan dengan :
 - tidak matang < 435°C
 - matang 435°C - 470°C
 - lewat matang > 470°C
- ❖ *Production Index* (PI) digunakan untuk sampel dengan kekayaan yang sedang atau baik, terkait dengan nilai T_{max} sebagai berikut:

T_{max}	PI	Kematangan
< 435°C	<0.1	Belum matang
>435°C	0.1-0.2	Awal matang
	>0.2	Telah terkontaminasi

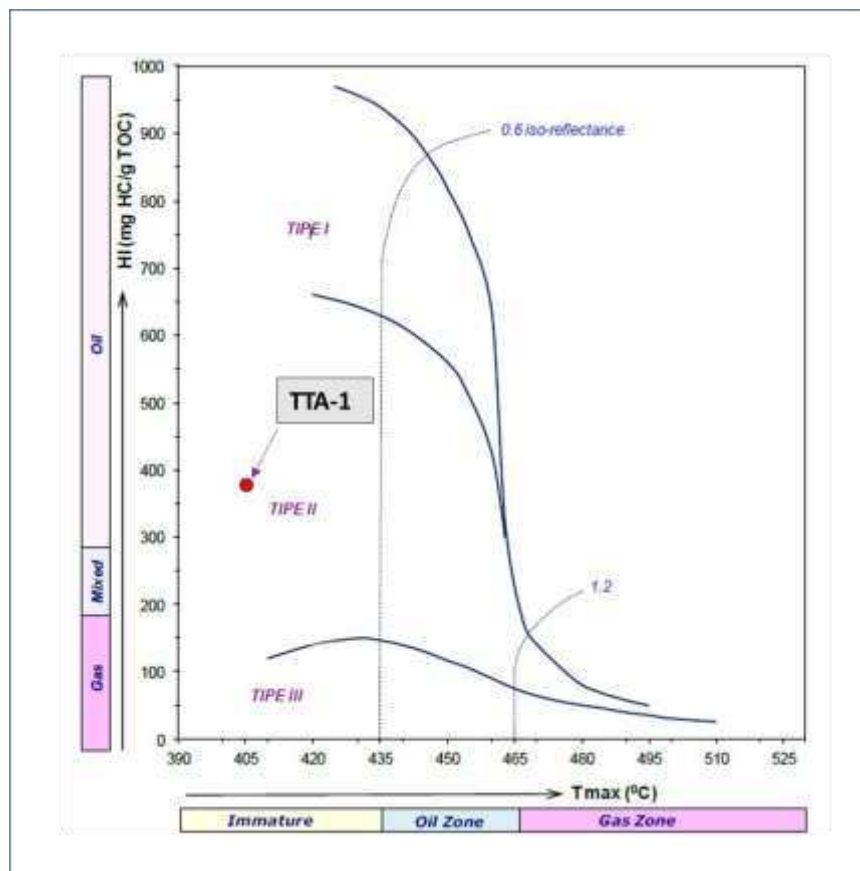
- ❖ Kualitas batuan induk (*hydrocarbon prone*) juga dapat dideterminasi menggunakan *hydrogen index* (HI) sebagai berikut :

Source Quality	HI (mgHC/g TOC)
Oil-prone	>300
Gas-oil prone	200 – 300
Gas prone	110 – 200
Non –source	<100

Diagram rinci untuk menafsirkan hasil analisis pirolisis dapat dilihat pada Tabel 1 dan Gambar 4. Hasil analisis pirolisis *rock-eval* menunjukkan bahwa sampel TTA-1 dengan nilai S_1 11,13 mg/g, sedangkan kandungan kerogen (S_2) 67,875 mg/g batuan, merupakan nilai-nilai yang dikategorikan “baik” sebagai batuan potensial untuk menghasilkan hidrokarbon ketika mencapai tahap tingkat kematangan termal, sehingga cenderung menunjukkan potensi sebagai batuan induk hidrokarbon

Tabel 1. Pirolisis *Rock-Eval* Formasi Warukin di Tampang Tumbang Anjir

Sample ID	Lithology	TOC (wt. %)	mg/g				Tmax (°C)	Oil Production Index (OPI)	Hidrogen Index	Oxygen Index
			S1	S2	S3	Potential Yield				
TTA-1		17,97	11,13	67,87	10,70	79,00	405	0,14	378	60
S ₁ = Free Hydrocarbon			S ₂ = Pyrolysable Hydrocarbon				Oxygen Index=(S ₁ /TOC)x100			
Oil Production Index=Transformation Ratio=S ₁ (S ₁ +S ₂)					Tmax=Temperature of maximum S ₂			Hydrogen Index=(S ₂ /TOC)x100		
Pyrolysis by Rock Eval 6; TOC by Leco Analyzer										



Gambar 4. Tipe Kerogen Cross Plot Tmax-HI Menunjukkan Kerogen Tipe II

Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Serpih Warukin di Tampang Tumbang Anjir Kabupaten Gunung Mas, Propinsi Kalimantan Tengah

3.4. Pantulan Vitritinit

Dalam Penelitian ini Preparasi dan pengukuran dilakukan dengan *Australian Standard* 2856 (1986) and ASTM (2009), dari sampel diperoleh hasil pengukuran sebagai berikut :

Standard Deviation (%)	: 0,01
Maximum Reflectance (%)	: 0,34
Minimum Reflectance (%)	: 0,30
Mean Reflectance (%)	: 0,32

Parameter yang digunakan untuk menentukan tingkat kematangan berdasarkan pantulan vitritinit ditunjukkan pada Tabel 2.

Pantulan vitritinit yang dihasilkan menunjukkan bahwa harga rata-rata adalah 0,32%. Data tersebut menunjukkan bahwa batuan induk pada Formasi Warukin di lokasi ini belum bisa menggenerasikan hidrokarbon.

Tabel 2. Kisaran kematangan Hidrokarbon berdasarkan angka pantulan Vitritinit (Peters & Cassa, 1994)

Ro (%)	Stage of Thermal Maturity for Oil
0,2 - 0,6	Immature
0,6 - 0,65	Early mature
0,65 - 0,9	Peak mature
0,9 - 1,35	Late mature
> 1,35	Post Mature

3.5. Tipe Kerogen

Secara individu sampel TTA-1 memiliki nilai HI 378 mg HC/g TOC, data tersebut menunjukkan bahwa sampel memiliki kemampuan untuk menghasilkan hidrokarbon. Dari *cross-plot* (Gambar 4) memberikan gambaran ternyata kerogen pada sampel ini termasuk tipe II yang memiliki kecenderungan membentuk minyak dan gas.

3.6. Kematangan Termal

Sampel menunjukkan nilai S2 yang dapat dianggap memenuhi syarat membentuk hidrokarbon, Tmax dianggap dapat diandalkan untuk menyimpulkan kematangan termal, tetapi sampel memiliki nilai Tmax <435°C, kondisi ini cenderung menunjukkan tingkat sedimen yang belum matang. Pemeriksaan mikroskopis menunjukkan bahwa sampel memiliki nilai Ro rata-rata 0,32% yang mengindikasikan belum mencapai tahap kematangan termal (Robert, 1988, dalam Bordenave, 1993). Nilai PI dominan 0,14 (Tabel 1) menunjukkan awal tingkat kematangan termal, tetapi nilai-nilai PI tidak dapat diandalkan untuk menentukan tingkat kematangan dari sudut pandang analisis geokimia, nilai PI tinggi dalam sampel bahan organik Ro rendah tidak mencerminkan tingkat kematangan.

IV. Kesimpulan

- Formasi Warukin yang tersingkap di lokasi penelitian diendapkan pada lingkungan *upper delta lain*.
- Potensi batuan induk, hasil analisis TOC dan Rock Eval menunjukkan bahwa sampel Formasi Warukin dari daerah penelitian di TTA sampel TTA-1 tidak berpotensi.
- Tingkat Kematangan Termal sedimen dari Formasi Warukin yang dianalisis tingkat belum matang, Ro rata-rata sampel 0,32%.
- Tipe Bahan Organik, batuan sedimen mengandung hidrogen yang umumnya mencerminkan bahwa kerogen terkandung adalah Tipe II dengan kapasitas cenderung menghasilkan minyak dan gas.

V. Daftar Pustaka

- Bordenave, M. L. (ed.), 1993. *Applied Petroleum Geochemistry*. Editions Technip, France, 524pp.
- Dalrymple, R. W., 1992, *Tidal depositional System*, in Walker, R.G., and NP James, Facies Model, Rrespons to Sea Level Change, Geol. Association, Canada.
- Dalrymple, R.W., and Davis, R.A., 2012 *Principles of Tidal Sedimentology*, Springer Science+Business Media B.V

- Kusuma. I, Darin. T., 1989, *The Hydrocarbon Potential of the Lower Tanjung Formation, Barito Basin, S.E. Kalimantan.*, Proceeding Indonesia Petroleum Association, Eighteenth Annual Con-vention, October 1989.
- Peters, K.E., 1986. *Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis.* American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 70, p.318-329.
- Satyana. A., 1995, *Paleogene Uncoformities in The Barito Basin, Southeast Kalimantan: A Concept for The Solution pf The “Barito Dilemma” and Key to The Search for Paleogene Structures.* Proceeding Indonesia Petroleum Association, Twenty Fourth Annual Convention, October 1995.
- Selley, R.C., 1985, *Ancient Sedimentary Environments, Third Edition.* Cornell University Press, New York
- Sumartadipura. A.S., Margono. U., 1996. *Geological Map of Tewah Quadrangle, Kalimantan*, 1:250.000, Geological Research and Development Center.
- Tissot, B.P. dan Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*, Edisi Kedua, Springer-Verlag, Berlin, 699 h.
- Waples, D.W., 1985. Organic Geochemistry for Exploration Geologist. *International Human Resources Development Corp., Boston*, 232 h.