

Karakter Geokimia Formasi Ainim Pada Lapangan MOD, Cekungan Bintuni, Papua Barat

Geochemical Characteristics of the Ainim Formation in the MOD Field, Bintuni Basin, West Papua

Warto Utomo

Prodi D3 Perminyakan, Institut Teknologi Petroleum Balongan, Indramayu, Indonesia, 45216

Email : warto.utomo89@gmail.com

Diterima (6 Februari 2026), Direvisi (18 April 2026)

Abstract. *Geomorphologically, the Bintuni Basin can be divided into three main zones: the offshore area of Bintuni Bay, the northern onshore region covering Steenkool, Tembuni, Mogoi, and Wasian, and the southern onshore region including Kasuri and Babo. This basin plays a significant role in hydrocarbon production, particularly from the Bintuni Bay area. The MOD Field is located in the onshore part of the Bintuni Basin, West Papua. It was initially discovered in 1941 by Nederlandsche Nieuw Guinee Petroleum Maatschappij (NNGPM) and is currently operated by KSO Petro Papua Mogoi Wasian. This study aims to evaluate the characteristics, potential, and quality of the Late Permian to Early Triassic source rock of the Ainim Formation, as well as to determine its level of thermal maturity in the MOD Field. The methodology involves source rock evaluation and geochemical analysis. The results indicate that the Ainim Formation contains abundant organic matter, as reflected by high Total Organic Carbon (TOC) and Pyrolysis Yield (PY) values. The relatively low Hydrogen Index (HI) suggests the dominance of Type III kerogen. Based on vitrinite reflectance (Ro) and Spore Color Index (SCI) data, the source rock has reached a mature stage. However, the relatively low Tmax values indicate an anomaly, as they are inconsistent with the maturity interpretation derived from Ro and SCI parameters.*

Keywords: *source rocks, kerogen, maturity.*

Abstrak. Secara geomorfologi, Cekungan Bintuni dibagi menjadi tiga zona utama, yaitu wilayah lepas pantai di Teluk Bintuni, daratan bagian utara yang mencakup Steenkool, Tembuni, Mogoi, dan Wasian, serta daratan bagian selatan mencakup Kasuri dan Babo. Kawasan ini memiliki peranan penting dalam kontribusi produksi hidrokarbon, terutama dari area Teluk Bintuni. Lapangan MOD terletak pada wilayah daratan di Cekungan Bintuni, Papua Barat, yang pertama kali ditemukan pada tahun 1941 oleh Nederlandsche Nieuw Guinee Petroleum Maatschappij (NNGPM), dan saat ini berada di bawah pengelolaan KSO Petro Papua Mogoi Wasian. Penelitian ini difokuskan pada analisis karakteristik, potensi/kualitas, serta kualitas batuan induk Formasi Ainim yang berumur Permian Akhir hingga Trias Awal, termasuk penentuan tingkat kematangan termalnya di Lapangan MOD. Pendekatan yang digunakan mencakup evaluasi geokimia dan kajian batuan induk. Hasil analisis menunjukkan bahwa Formasi Ainim memiliki kandungan bahan organik yang melimpah, sebagaimana tercermin dari nilai Total Organic Carbon (TOC) dan Pyrolysis Yield (PY). Nilai Hydrogen Index (HI) yang relatif rendah mengindikasikan dominasi kerogen tipe III. Mengacu pada parameter reflektansi vitrinit (Ro) dan Spore Color Index (SCI), batuan induk ini telah mencapai tahap kematangan termal. Namun, nilai Tmax yang rendah memperlihatkan adanya ketidaksesuaian (anomali) karena tidak mendukung hasil yang diperoleh dari parameter Ro dan SCI.

Kata kunci: batuan induk, kerogen, kematangan.

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Produksi minyak dan gas bumi yang cukup besar dihasilkan oleh Cekungan Bintuni, dengan kontribusi utama berasal dari kawasan Teluk Bintuni serta wilayah darat (*onshore*) di bagian selatan cekungan. Adapun area penelitian berada di Lapangan MOD, yang termasuk dalam

wilayah *onshore* bagian utara cekungan tersebut (Gambar 1). Berdasarkan Utomo dkk, 2015 bahwa Lapangan MOD di Cekungan Bintuni, yang ditemukan oleh NNGPM pada tahun 1941 dengan produksi kumulatif sekitar 7,9 juta barel minyak (MMBO). Reservoir utama berupa batugamping Formasi Kais berumur Miosen Tengah, yang umumnya bersifat ketat (*tight*) namun berkembang rekahan (*fracture*) sebagai pengontrol utama aliran fluida. Batuan penutup (*seal*) berupa serpih Formasi Steenkool berumur Pliosen. Hidrokarbon di lapangan ini berasal dari sedimen laut berumur Permian–Kapur yang termasuk dalam Formasi Ainim, Grup Jass/Kembelangan. Pada tahun 1992, pengeboran sumur MOD-1 oleh British Gas berhasil menemukan akumulasi gas yang signifikan pada interval Pra-Tersier [13].

Berdasarkan Hendro dkk. (2016), dilakukan studi reservoir batugamping Formasi Kais Atas (Miosen Atas) di area Lapangan MOD, Cekungan Bintuni. Batugamping Formasi Kais dibagi menjadi tiga satuan utama, yaitu [6]:

- *Lower Kais – Porous Limestone* dengan ketebalan sekitar 80 m,
- *Middle Wasian Limestone* dengan ketebalan sekitar 45 m yang berasosiasi dengan Serpih Sekau, dan
- *Upper Mogoi Limestone* dengan ketebalan sekitar 70 m.

Berdasarkan Idris (2000), Blok Timoforo terletak di Kepala Burung Papua, di sebelah utara Lapangan MOD. Pada area ini, batupasir Formasi Ainim yang dijumpai pada sumur MOD-1 serta batugamping Formasi Kais di Lapangan MOD telah terbukti sebagai batuan reservoir yang produktif. Formasi Ainim berumur Permian memiliki potensi batuan induk (*source rock*) yang sangat baik, khususnya dalam menghasilkan hidrokarbon [11].

Berdasarkan Ananda dkk, 2025 menyatakan bahwa Formasi Ainim mempunyai prospek batuan induk yang lebih baik dibandingkan Formasi Aifat. Kandungan batulempung, serpih, dan batubara dengan TOC tinggi serta dominasi kerogen tipe II dan III mendukung pembentukan minyak dan gas. Sebagian besar sampel serpih telah mencapai kondisi peak oil window sehingga mendukung terbentuknya minyak dan kondensat [4].

Mengacu pada kompilasi penelitian dari tahun 1986 hingga 2025 (Chevallier dan Bordenave tahun 1986, Robinson tahun 1987, Livsey dkk., tahun 1992, Perkins dan Livsey tahun 1993, Putri, Syarifah dan Utomo tahun 2022, Ananda, dkk, tahun 2025 dan Sabra dan Soleh tahun 2025) menunjukkan bahwa, batuan induk di Cekungan Bintuni secara umum diinterpretasikan berasal dari sedimen Pra-Tersier hingga Tersier, khususnya Formasi Ainim, Aifat, dan Tipuma. Formasi Ainim menjadi fokus utama karena memiliki potensi hidrokarbon yang baik, ditunjukkan oleh kandungan material organik tinggi (TOC hingga 88%) dan nilai Hydrogen Index (HI) yang berkisar antara rendah hingga tinggi ($\pm 25\text{--}300$ mgHC/g). Karakter litologi satuan ini didominasi oleh batulempung karbonan dan batubara, yang menunjukkan pengendapan dalam sistem fluvial dengan perkembangan menuju lingkungan deltaik maupun lakustrin, dengan tipe kerogen campuran II/III yang mampu menghasilkan minyak dan gas. Selain itu, tingkat kematangan termal batuan induk bervariasi dari *immature* hingga *postmature*, dengan sebagian besar berada pada jendela pembentukan minyak (*oil window*) [1,2,4,5,9,10,12].

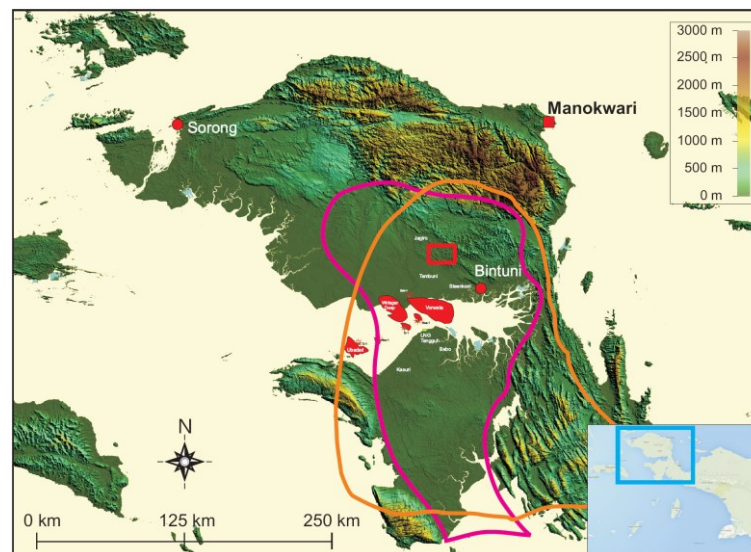
Objektif Penelitian

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan karakterisasi batuan induk Formasi Ainim berumur Permian Akhir–Trias Awal di Lapangan MOD melalui evaluasi aspek geokimia, yang

meliputi potensi pembentukan hidrokarbon, kualitas batuan induk, serta tingkat kematangan termalnya.

Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di Lapangan MOD yang berlokasi di Kabupaten Teluk Bintuni, Provinsi Papua Barat. Secara administratif, wilayah penelitian meliputi Kecamatan Tembuni, Meyado, Tuhiba, dan Moskona Selatan. Peta lokasi penelitian disusun berdasarkan data *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM) Indonesia yang dikombinasikan dengan informasi geologi dari Chevallier dan Bordenave (1986) dalam Patra Nusa Data (2006), serta Yudanto dan Pasaribu (2012) [2,4,14].



Gambar 1. Peta lokasi penelitian menggambarkan posisi Lapangan MOD di wilayah Cekungan Bintuni, Papua Barat. Batas area penelitian diidentifikasi dengan poligon berwarna merah, sedangkan delineasi Cekungan Bintuni ditunjukkan oleh poligon berwarna merah keunguan dan jingga.

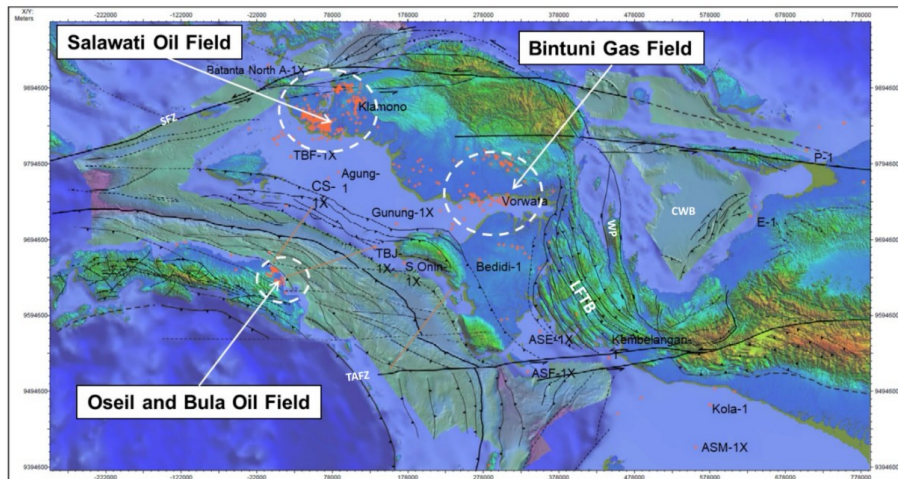
TINJAUAN PUSTAKA

Regional Geologi

Berdasarkan Sapiie dkk, 2025 bahwa berbagai faktor seperti gaya tektonik, kekuatan litosfer, ketebalan sedimen, struktur awal, dan sifat reologi kerak memengaruhi deformasi pada *fold-thrust belt*. Terdapat dua tipe utama, yaitu *thick-skinned* yang melibatkan batuan *basement* dan menghasilkan deformasi lebih dalam, serta *thin-skinned* yang hanya memengaruhi lapisan sedimen dangkal. Perbedaan mekanisme deformasi antara kedua tipe tersebut memiliki implikasi penting terhadap eksplorasi hidrokarbon. *Fold-thrust belt* tipe *thick-skinned* cenderung memiliki reservoir hidrokarbon yang lebih dalam, sedangkan tipe *thin-skinned* lebih mendukung terbentuknya jebakan struktural dangkal [3].

Sabuk Lipatan-Sesar Naik Lengguru (*Lengguru Fold-Thrust Belt/LFTB*) yang berada/berlokasi di Semenanjung Kepala Burung, Papua Barat, Indonesia, merupakan wilayah yang relatif belum banyak diteliti namun berpotensi sebagai daerah hidrokarbon yang prospektif. LFTB dibatasi di bagian barat oleh sabuk metamorf Wandamen, di selatan oleh sesar geser mendatar Tarera-Aiduna, serta di timur oleh lapangan gas raksasa di Cekungan Bintuni (Gambar

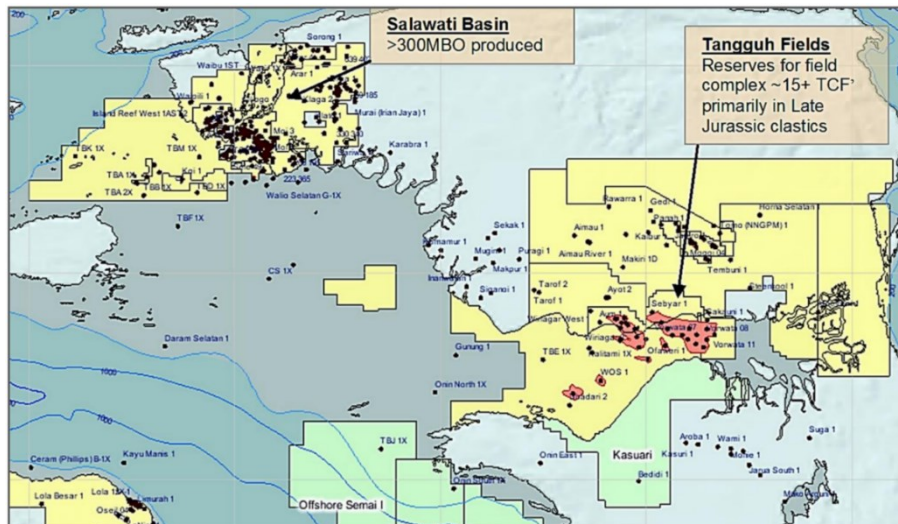
2). Kompleksitas geologi dan keterpencilan wilayah ini menjadi kendala utama dalam kegiatan eksplorasi sebelumnya. Namun, perkembangan terbaru dalam pemahaman geologi dan teknologi telah meningkatkan kembali minat terhadap potensi hidrokarbon di wilayah ini. LFTB dicirikan oleh struktur lipatan dan sesar naik yang kompleks akibat tektonik tumbukan. Zona ini terdiri atas lembaran sesar naik yang saling bertumpuk dan antiklin, dengan potensi reservoir hidrokarbon pada batupasir berumur Jura serta satuan sedimen lainnya [3].



Gambar 2. Tatanan tektonik Papua Bagian Barat dan Lokasi Jalur Lipatan-Sesar Naik Lengguru (LFTB) yang menunjukkan sesar-sesar utama serta lapangan minyak dan gas di wilayah tersebut. *SFZ*= Sorong Fault Zone, *TAFZ*= Tarera Aiduna Fault Zone, *CWB*= Cendrawasih Bay, *WP*= Wandamen Peninsula (Sapiie dkk, 2025).

Di Papua Barat menurut van Gorsel, 2026, bahwa hidrokarbon komersial sejauh ini hanya ditemukan di wilayah Kepala Burung (*Birds Head*), baik di daratan (*onshore*) maupun lepas pantai (*offshore*). Terdapat empat sistem atau target geologi yang telah terbukti mengandung migas (*proven play*) di Papua Barat, namun hanya dua yang pertama yang sudah memproduksi secara aktif, Gambar 3 [7]:

- Karbonat Miosen Akhir: lapangan migas skala kecil di Cekungan Bintuni dan Salawati
- Batupasir Jura Tengah: lapangan gas raksasa yang terutama berada di lepas pantai Cekungan Bintuni (Tangguh)
- Batupasir *deep marine slope* dan *fan* Paleosen di Wiriagar Deep
- Klastik Plio-Pleistosen: gas biogenik di Waropen dan Ramu



Gambar 3. Peta *Birds Head-Bintuni Bay*, dengan lokasi sumur dan lapangan gas besar di Teluk Bintuni (poligon merah) van Gorsel, 2026.

ERA	PERIOD	EPOCH	BIRD'S HEAD		BIRD'S NECK	BIRD'S BODY	TECTONIC	
			SALAWATI	BINTUNI	LENGURU	CENTRAL RANGE		
Cenozoic	Quaternary	Recent, or Holocene	Sele				COLLISIONAL EVENT	
		Pleistocene	Klasaman	Steenkool	Steenkool	Buru		
	Tertiary	Neogene	Pliocene	Klasafet	Klasafet	Klasafet		PASSIVE CONTINENTAL MARGIN
			5.3					
			Miocene	Kais Sirga *	Kais Sirga *	Kais	Yawee Adi / Sirga	
		Paleogene	23.1					
			Oligocene					
			36.5					
			Eocene	Faunmai	Faunmai	Imskin	Faunmai	
57.8								
Paleocene	Waripi	Waripi		Waripi				
66.4								
Mesozoic	Cretaceous	Jass	Jass	Ekmal Sandstone Pinya Mudstone Worwaga Sandstone Kogai	Ekmal Sandstone Pinya Mudstone Worwaga Sandstone Kogai	BREAKUP EVENT		
	Jurassic		Unstuffed Kemum			MAIN RIFT		
	208							
	Triassic							
Paleozoic	Carboniferous	24.9	Tipuma	Tipuma	Tipuma	Tipuma	EARLY RIFT	
		296	Aifam Group	Aifam Ainim		Aiduna		
		320		Aifat Aimau				
	Mississippian	360					PRE-GONDWANA	
		Devonian				Modio		
	Silurian	498	Kemum	Kemum				
	438							
	Ordovician	603	Ligu Metamorphic	Ligu Metamorphic				
	Cambrian	270				Tuaba		
	Pre Cambrian					Kariem		
					Awigatoh			
2500								
Author			Sapie et al. (2017)					

Gambar 4. Stratigrafi regional Papua Barat menunjukkan bahwa LFTB termasuk dalam nomenklatur stratigrafi *Bird's Neck*, yang sedikit berbeda dibandingkan dengan *Bird's Head* dan *Bird's Body*. Tanda bintang hitam menunjukkan reservoir produksi, yaitu dari umur Jura Tengah dan Miosen. Daerah penelitian berada di kolom Bintuni (Sapiie dkk, 2025).

Regional Stratigrafi

Mengacu pada Sapiie dkk, 2025 menunjukkan bahwa secara umum, tatanan tektonik Papua Barat dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu *Birds Body* atau Papua bagian timur, dan *Birds Head* atau Papua bagian barat. Kedua pola struktur ini dipisahkan oleh Sabuk Lipatan-Sesar Naik Lengguru (*Lengguru Fold-Thrust Belt/LFTB*), yang memiliki arah struktur NNW–SSE.

berbeda dengan pola umum NW–SE pada wilayah Birds Body dan Birds Head. Gambar 4 memperlihatkan perbandingan nomenklatur stratigrafi regional di wilayah Papua Barat. Ketiga zona tersebut memiliki penamaan formasi yang sedikit berbeda (*head*, *neck*, dan *body*), namun secara umum masih dapat dikorelasikan berdasarkan sistem pengendapan dan fasies litologinya [3].

Analisis dan interpretasi data geokimia dalam penelitian ini mengacu pada jurnal “*Applied Source Geochemistry*” oleh Kenneth E. Petters dan Mary Rose Cassa tahun 1994 (Petter dan Cassa, 1994). Analisis dan interpretasi meliputi kualitas atau potensi, tipe kerogen dan kematangan, dengan Tabel 1 dan Gambar 5 dalam kategori interpretasi sebagai berikut: [8].

Tabel 1. Parameter interpretasi kualitas atau potensi batuan induk (kiri), parameter interpretasi kematangan batuan induk (kanan) dalam Peters dan Cassa, 1994:95.

% TOC	Kategori
0 – 0,5	Poor
0,5 – 1	Fair
1 – 2	Good
2 – 4	Very good
>4	Excellent

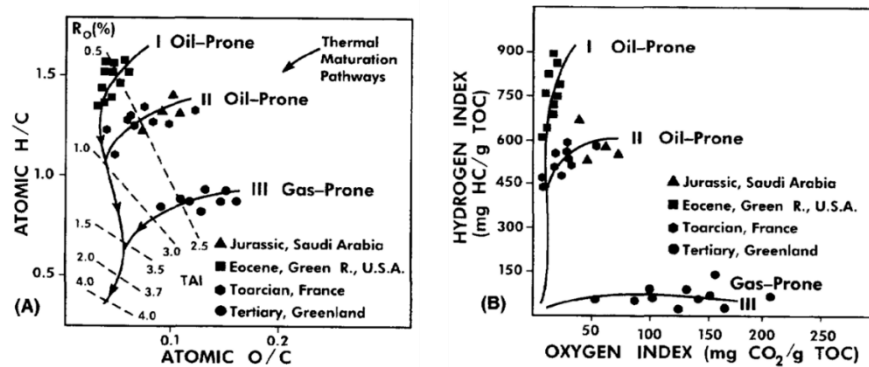
PY	Kategori
0 – 2	Poor
2 – 5	Fair
5 – 10	Good
10 – 1000	Very good

S1	Kategori
0 – 0,5	Poor
0,5 – 1	Fair
1 – 2	Good
2 – 4	Very good
>4	Excellent

Level Kematangan	Tmax (degC)	PI (S1/(S1+S2))
Immature	<435	<0.10
Mature		
Early	435-445	0.10-0.15
Peak	445-450	0.25-0.40
Late	450-470	>0.40
Postmature	>470	—

Level Kematangan	Ro (%)	Tmax (degC)
Immature	0,2-0,6	<435
Mature		
Early	0,6-0,65	435-445
Peak	0,65-0,9	445-450
Late	0,9-1,35	450-470
Postmature	>1,35	>470

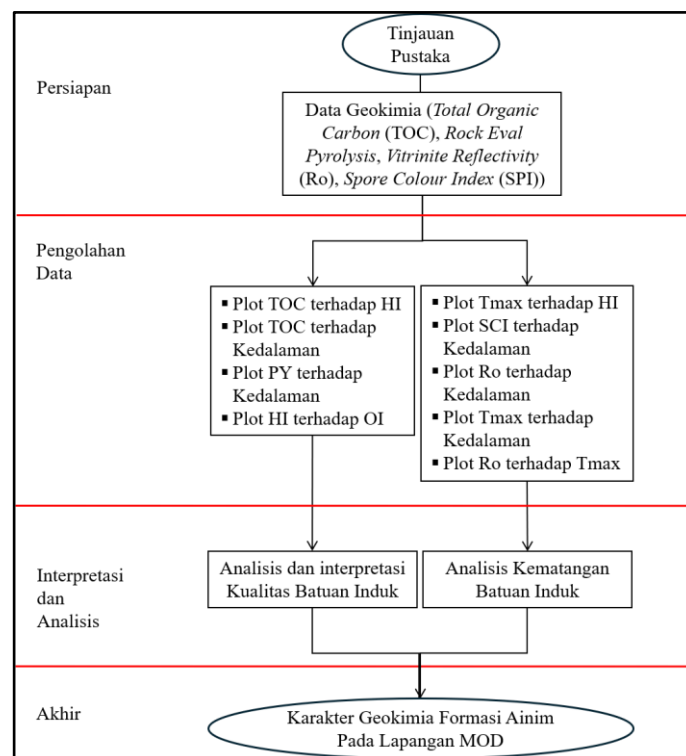
Level Kematangan	SCI	Produk
Immature	<3,5	
Mature		
Early	3,5-5	low gravity oil (28-35°API)
Peak/Mid	5-7	med gravity oil (35-42°API)
Late	7-8,5	light oil (>42°API), condensate
Postmature	>8,5	condensate, wet gas, dry gas



Gambar 5. (A) Diagram atom H/C versus O/C atau van Krevelen berdasarkan analisis unsur kerogen dan (B) Diagram HI versus OI berdasarkan pirolisis Rock-Eval batuan utuh dapat digunakan untuk menggambarkan jenis materi organik dalam batuan sumber, Dimodifikasi dari Peters dan Cassa, 1994:95.

METODE PENELITIAN

Data sumur yang akan digunakan dalam penelitian ini (paper ini) menggunakan 1 sumur eksplorasi yang berada di Lapangan MOD, yaitu Sumur MOD-1. Data sumur yang digunakan meliputi data geokimia dan laporan akhir pemboran (*final well report*). Data geokimia yang digunakan adalah data *Total Organic Carbon* (TOC), data *Rock Eval Pyrolysis* meliputi S1, S2, S3, *Hydrocarbon Index* (HI), *Oxygen Index* (OI), *Production Index* (PI), *Potential Yield* (PY), Tmax, data *Vitrinite Reflectivity* (Ro), data *Spore Colour Index* (SPI). Tahapan penelitian ditunjukkan dalam diagram alir pada Gambar 6



Gambar 6. Diagram alir metodologi penelitian.

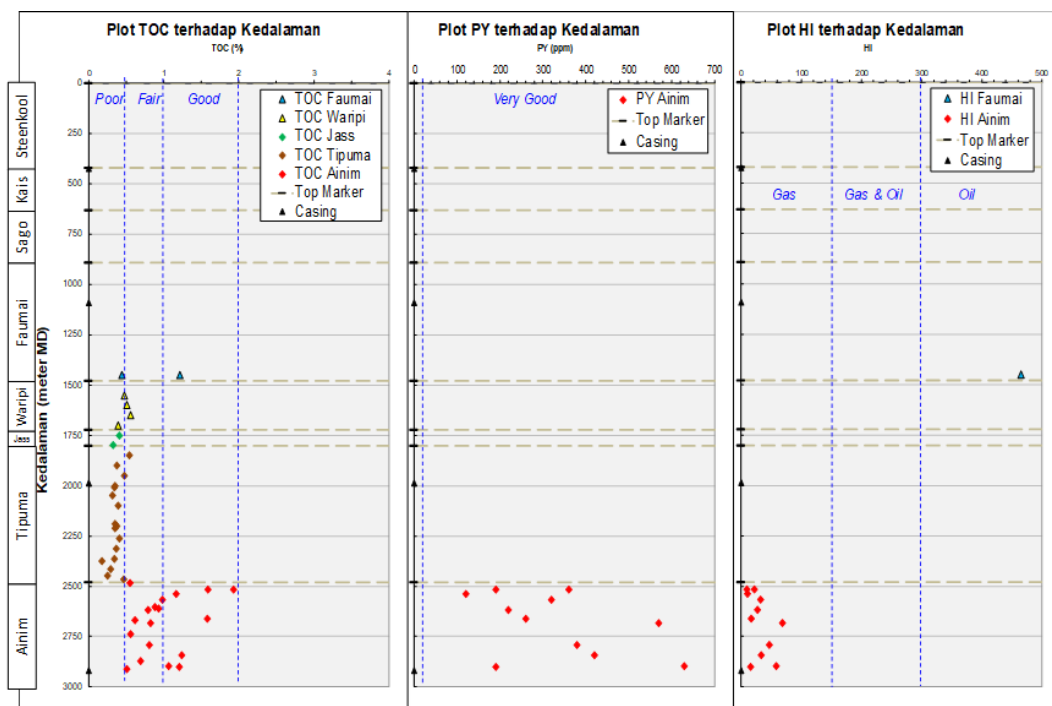
HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur eksplorasi MOD-1 dibor oleh British Gas Exploration & Production Ltd. sebagai operator, tajak dimulai 11 Juni 1996 dan selesai tanggal 24 Agustus 1996 dengan total kedalaman 2917 m (dari program usulan 3.500 m). Status terakhir dari sumur tersebut yaitu *suspended gas well* sebagai sumur indikasi gas. Tiga uji kandungan lapisan (UKL) telah dilakukan di sumur tersebut.

Karakter Geokimia Batuan Induk Formasi Ainim

1. Potensi/Kualitas Batuan Induk

Karakter dan potensi/kualitas batuan induk dapat diketahui dari interpretasi plot TOC, PY dan HI terhadap kedalaman, plot TOC terhadap HI serta plot HI terhadap OI. Gambar 7 menunjukkan tiga plot antara TOC, PY dan HI terhadap kedalaman pada Sumur MOD-1, dimana potensi batuan induk Permian Akhir – Trias Awal Formasi Ainim secara keseluruhan diinterpretasikan dengan kualitas dari sedang sampai dengan baik dan dengan kerogen tipe III. Plot TOC terhadap HI pada Gambar 8 memperlihatkan induk dari Formasi Ainim yang berumur Permian Akhir hingga Trias Awal di Lapangan MOD memiliki harga HI yang rendah cenderung menghasilkan gas (*gas prone*).

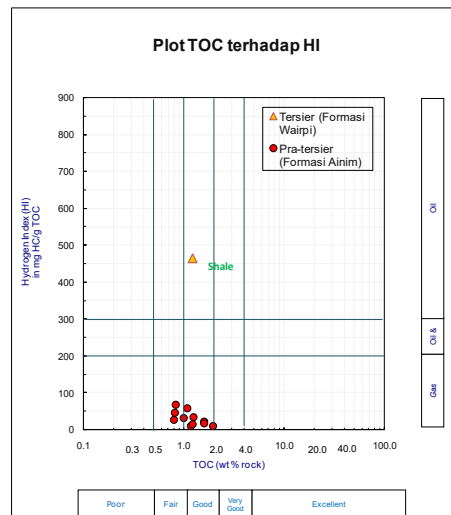


Gambar 7. Grafik plot hubungan antara TOC terhadap kedalaman (kiri), PY terhadap kedalaman (tengah) dan HI terhadap kedalaman (kanan) pada Sumur MOD-1.

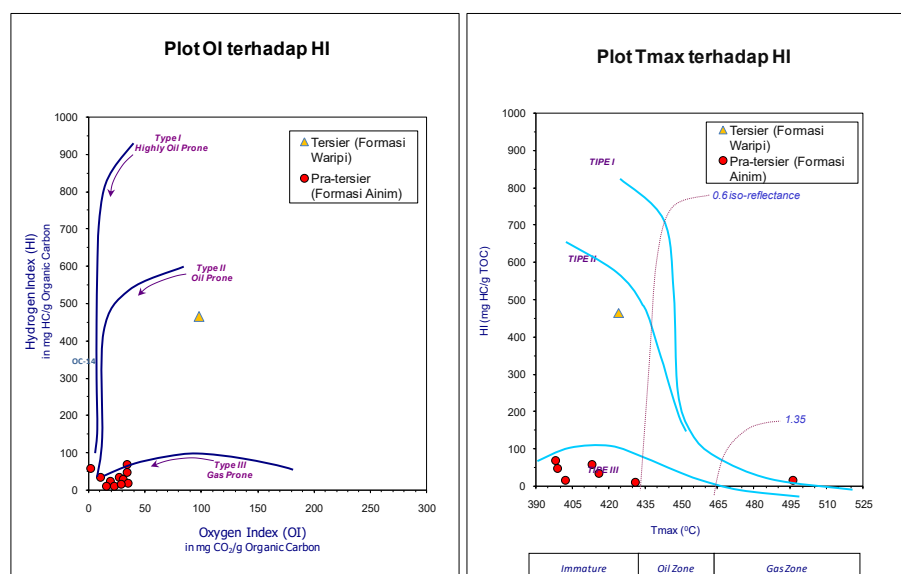
2. Tipe Kerogen

Gambar 6 menerangkan plot hubungan antara nilai HI terhadap OI pada diagram van Krevelen dari contoh (*sample*) batuan induk dari Formasi Ainim yang berumur Permian Akhir hingga Trias Awal di Lapangan MOD memiliki asal kerogen tipe III. Selanjutnya, Gambar 9, menunjukkan plot hubungan antara Tmax terhadap HI diinterpretasikan sebagai kerogen tipe III.

Berdasarkan analisis di sub bahasan sebelumnya bahwa Formasi Ainim terendapkan pada saat sikuen 1 *syn-rift* dengan lingkungan pengendapan delta (*delta front-delta plain*). Kerogen tipe III berkaitan dengan sumber berupa tumbuhan tingkat tinggi, dan sangat mungkin dijumpai pada lingkungan pengendapan delta / transisi dimana Formasi Ainim terendapkan kala sikuen 1 *syn-rif*.



Gambar 8. Grafik hubungan antara TOC dan HI digunakan untuk mengevaluasi potensi atau kualitas batuan induk pada Sumur MOD-1. Hasil analisis TOC memperlihatkan bahwa interval Permian Akhir–Trias Awal Formasi Ainim memiliki kandungan karbon organik total berkategori sedang hingga baik, yang mengindikasikan dominasi potensi generasi hidrokarbon berupa gas (*gas-prone*).

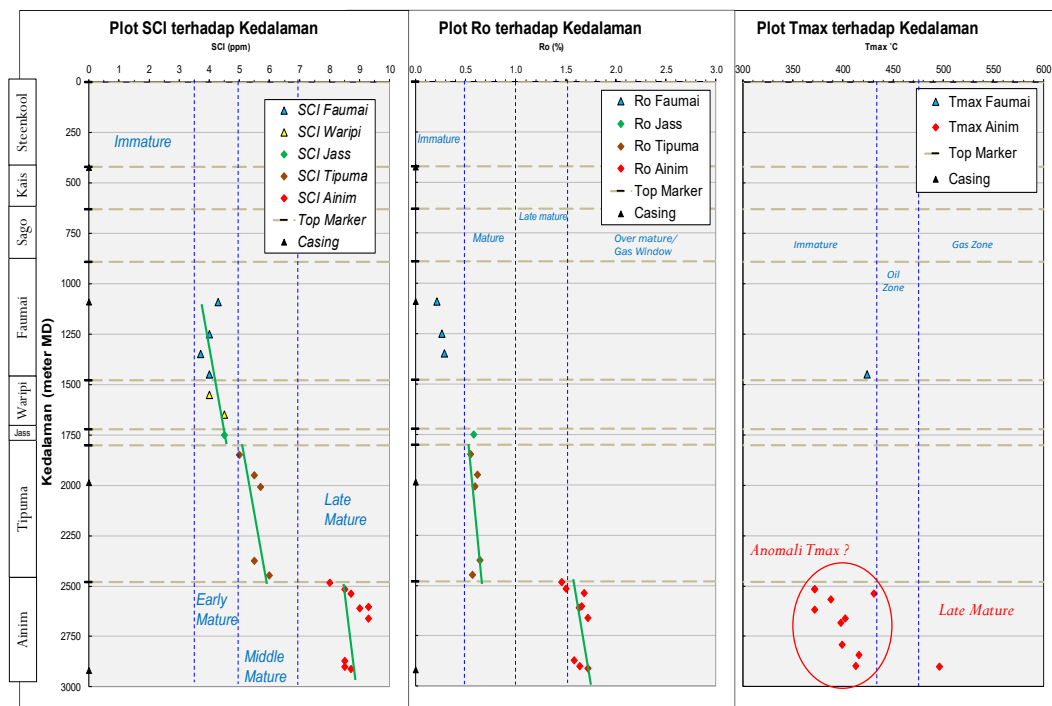


Gambar 9. Karakteristik tipe kerogen pada sampel batuan induk Sumur MOD-1 ditentukan melalui hubungan antara nilai OI dan HI (kiri) serta Tmax dan HI (kanan). Berdasarkan kedua diagram tersebut, batuan Formasi Ainim berumur Permian Akhir hingga Trias Awal diinterpretasikan memiliki kerogen tipe III.

3. Tingkat Kematangan

Kematangan diperoleh dengan menganalisis plot SCI, Ro dan Tmax terhadap kedalaman (Gambar 10). SCI merupakan analisis terhadap spora/polen, Ro diperoleh dari analisis *vitrinite reflectance* dan Tmax diperoleh dari analisis *rock eval pyrolysis*. Ketiga analisis tersebut berdiri sendiri yang berarti obyek yang dianalisis adalah berbeda dengan tujuan yang sama yaitu untuk mendapatkan kematangan suatu batuan.

Berdasarkan data SCI dan Ro, batuan induk dari Formasi Ainim yang berumur Permian Akhir hingga Trias Awal di Lapangan MOD menunjukkan sudah matang (*late mature/gas window*). Namun, nilai Tmax yang rendah memperlihatkan adanya ketidaksesuaian (anomali) karena tidak mendukung hasil yang diperoleh dari parameter Ro dan SCI. Anomali Tmax berkaitan dengan proses katagenesis. Anomali Tmax berkaitan dengan simulasi katagenesis di permukaan, dimana kinetik batuan semakin tua (Formasi Ainim, Permian Akhir – Trias Awal) akan semakin rendah. Artinya, dengan panas (Tmax) yang relatif rendah sudah terjadi proses pembentukan hidrokarbon (katagenesis). Hal ini dibuktikan dengan Tmax yang rendah sudah muncul S2 pada saat analisis *rock eval pyrolysis*, dimana S2 adalah produk dari katagenesis hidrokarbon.



Gambar 10. Penilaian tingkat kematangan termal batuan induk pada Sumur MOD-1 dilakukan melalui analisis tiga parameter geokimia yang ditampilkan dalam grafik hubungan SCI terhadap kedalaman (kiri), reflektansi vitrinit (Ro) terhadap kedalaman (tengah), serta Tmax terhadap kedalaman (kanan). Ketiga grafik tersebut menjadi dasar dalam menginterpretasikan tingkat kematangan batuan induk.

KESIMPULAN

Potensi dan kualitas batuan induk dari Formasi Ainim yang berumur Permian Akhir hingga Trias Awal di Lapangan MOD secara keseluruhan berkisar dari sedang sampai dengan baik. Hasil evaluasi geokimia menunjukkan bahwa batuan induk Formasi Ainim memiliki kandungan material organik yang tinggi. Kondisi tersebut diindikasikan oleh parameter *Total Organic Carbon* (TOC), *Potential Yield* (PY), dan *Hydrogen Index* (HI), yang mencerminkan karakter batuan induk dengan kekayaan bahan organik yang baik. Kandungan TOC dari sampel Formasi Ainim yang dianalisis umumnya menunjukkan kisaran dari sedang (0,51%-0,98%) sampai baik (1%-1.9%). Data *pyrolysis potential yield* ($PY = S1+S2$) menunjukkan nilai yang tinggi ($120 \leq PY \leq 630$ mg/g) yang mengindikasikan batuan induk Formasi Ainim dikategorikan sebagai batuan yang sangat potensial atau sumber penghasil hidrokarbon. Identifikasi tipe kerogen dilakukan melalui interpretasi hubungan antara HI dan kedalaman, TOC dan HI, serta Tmax dan HI. Hasil analisis dari ketiga plot tersebut menunjukkan bahwa material organik penyusun batuan induk diklasifikasikan sebagai kerogen tipe III (*gas prone*).

Berdasarkan integrasi parameter geokimia berupa *spore colour index* (SCI), reflektansi vitrinit (Ro), dan Tmax, batuan induk Formasi Ainim berumur Permian Akhir–Trias Awal di Lapangan MOD diinterpretasikan telah mencapai tingkat kematangan termal. Peningkatan nilai SCI dari 6 menjadi 8–9 menunjukkan perkembangan kematangan batuan induk, sedangkan nilai Ro yang berkisar antara 1,46–1,72% mengindikasikan kondisi *late mature* hingga *over mature*. Di sisi lain, nilai Tmax yang relatif rendah tidak mendukung hasil yang ditunjukkan oleh kedua parameter tersebut. Perbedaan ini mengindikasikan adanya anomali pada parameter Tmax sehingga interpretasi kematangan termal lebih representatif apabila mengacu pada parameter SCI dan Ro.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyampaikan apresiasi dan terima kasih kepada Tim Redaksi atas terpilihnya makalah ini untuk dipublikasikan. Ucapan terima kasih juga ditujukan kepada PT Pertamina EP serta Manajemen KSO Petro Papua Mogoi Wasian yang telah memberikan izin untuk mempublikasikan paper ini.

REFERENSI

- [1] A. R. Livsey, N. Duxbury, dan F. Richards, “The Geochemistry of Tertiary and Pre-tertiary Source Rocks and Associated Oils in Eastern Indonesia”, in *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), Twenty First Annual Convention*, pp. 499–520, Oktober 1992.
- [2] B. Chevallier, dan M. L. Bordenave, “Contribution of Geochemistry to the Exploration in Bintuni Basin, Irian Jaya,” in *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), Fifteenth Annual Convention*, pp. 439–460, Oktober 1986.

- [3] B. Sapiie, J. Syafriady, M. Hadiana, I. Gunawan, A. Rudyawan, “A New Approach In Exploring Hydrocarbon Prospect Of Lengguru Foldthrust-Belt, Papua, Indonesia”, in *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), Forty-Eighth Annual Convention*, pp. 1-16, 2024
- [4] D. Ananda, Jamaluddin, W. Utomo, J. Wiyono, B.M. Ulfah, Amiruddin, N. Manik, A. Suprayitno, "Source Rock Evaluation in the 'Idea' Field, Bintuni Basin, West Papua: A Geochemical Approach," *Jurnal Geoelebes*, vol. 9, no. 1, pp. 87–99, Apr. 2025.
- [5] E. V. Yudanto dan D. Pasaribu, “Structural Evolution of Ubadari Field, Birds Head, Papua”, in *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), Thirty-Sixth Annual Convention*, Paper G-187, pp. 1–1, September 2012.
- [6] H. N. Hendro, D. Andi K., B. D. H. Sasmita, Suwondo, S. H. W. Sapto, A. Bachtiar, W. Utomo, Fatchur Z., N. Witasta, dan Y. Wijaya, “Facies Model of Upper Kais Member; a Case Study of the Miocene Carbonates Reservoir in Bintuni Basin, West Papua”, in *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 40th Annual Convention*, IPA16-644-G, 13 p. Mei 2016.
- [7] J. T. Van Gorsel, *Bibliography of the Geology of Indonesia (incl. North Borneo, Timor Leste, PNG East New Guinea) (Edition 8.0, Volume 1)*, 2026.
- [8] K. E. Peters, dan M. R. Cassa, “Applied Source Rock Geochemistry”, in: *L. B. Magoon and W. G. Dow (eds.), The Petroleum System-From Source to Trap.. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, pp. 93-120, 1994.
- [9] K. M. Robinson, “An Overview of Source Rocks and Oils in Indonesia”, in *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), Sixteenth Annual Convention*, pp. 97–122, Oktober 1987.
- [10] R. F. S. Putri, I. Syarifah, dan W. Utomo, "Integrasi Post Mortem Sumur dengan Basin Modeling di Lapangan 'Amigos', Cekungan Bintuni," *SNTEM*, vol. 2, pp. 64–75, Nov. 2022.
- [11] R. Idris, “An Overview: Geological and Economic Prospects in Timoforo Block, Irian Jaya”, in *AAPG International Conference & Exhibition*, p. (abstract only), Oktober 2000.
- [12] T. W. Perkins dan A. R. Livsey, “Geology of The Jurassic Gas Discoveries in Bintuni Basin Bay Western Irian Jaya”, in *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), Twenty Second Annual Convention*, pp. 793–830, Oktober 1992.
- [13] W. Utomo, M. Bagus K., D. W., I. P., Y. W., Fatchur Z., N. W., “The Geology of the Mogoi Wasian Fields, Bintuni Basin, West Papua”, in *Proceedings Joint Convention HAGI-IAGI-IAFMI-IATMI*, JCB2015-174, 5p., Oktober 2015.
- [14] W. Utomo, “Potensi Permian Akhir - Trias Awal Formasi Ainim Sebagai Batuan Induk Pada Lapangan Ran, Cekungan Bintuni, Papua Barat”, *Tesis Master: Universitas Gadjah Mada*, 2016.