

# Geokimia Batuan Induk Formasi Mamberamo dan Makats Di Cekungan Papua Utara

*by* David Mamengko

---

**Submission date:** 05-Apr-2023 10:51AM (UTC+0900)

**Submission ID:** 2056166785

**File name:** tuan\_Induk\_Formasi\_Mamberamo\_dan\_Makats\_Cekungan\_Papua\_Utara.pdf (491.56K)

**Word count:** 2518

**Character count:** 15583

E-34  
GEOKIMIA BATUAN INDUK FORMASI MAMBERAMO DAN MAKATS  
DI CEKUNGAN PAPUA UTARA

David V Mameagko<sup>1\*)</sup>, Iman H Setiowidjaja<sup>2)</sup>, Budiasto Toha<sup>3)</sup>, D Henden Amajaya<sup>4)</sup>

<sup>1)</sup>Teknik Geologi Universitas Negeri Papua, Manokwari-Papua Barat  
<sup>2)</sup>PPPTMGB "Lemigas", Jakarta

<sup>3)</sup>Teknik Geologi Universitas Gadjah Mada, Jogjakarta  
\*Corresponding author: mameagko@gmail.com

ABSTRAK

Cekungan Papua Utara merupakan cekungan depan besar yang terletak di pantai utara Pulau Papua. Formasi Mamberamo dan Formasi Makats merupakan beberapa kandidat batuan induk berumur Tersier di cekungan tersebut. Studi ini bertujuan mengevaluasi potensi dan tingkat kematangan beberapa kandidat batuan induk Formasi Mamberamo dan Formasi Makats di Cekungan Papua Utara dengan menggunakan pendekatan geokimia terhadap beberapa sampel batuan yang representatif. Hasil studi geokimia menunjukkan bahwa kedua kandidat batuan induk tersebut terindikasi kaya akan material organik yang cenderung menghasilkan hidrokarbon gas dan minyak khususnya dari batuan induk Formasi Makats. Simulasi 2D basin modeling mengindikasikan bahwa batuan induk Makats telah terbentuk sejak 3,35 Ma dan bermigrasi sejak 0,17 Ma dengan kecenderungan arah selatan-utara. Batuan induk Mamberamo terindikasi telah membentuk hidrokarbon sejak 2,252 Ma di point pengendapan dan dan belum mengalami migrasi. Reservoir yang berpotensi terisi lebih dahulu adalah reservoir terdekat dengan tipe perangkap kombinasi. Sumberdaya hidrokarbon yang telah terbentuk pada batuan induk Makats diperkirakan sekitar 24.487,38 BCFO dan 635.889,54 MMBO.

PENDAHULUAN

Cekungan Papua Utara merupakan cekungan depan besar yang terletak di pantai utara Pulau Papua (Gambar 1.a). Cekungan ini merupakan cekungan *fosier* dengan aktivitas eksplorasi yang masih sangat terbatas. Sejak tahun 1950an, kegiatan eksplorasi telah dilakukan dengan sumur eksplorasi sekitar dua belas sumur. Lima sumur dinyatakan kering, dan sumur lainnya gas, satu sumur ditemukan gas dan minyak dan empat sumur ditanggalkan karena memiliki basis *overpressure* (McAdoo, 1999). Selain itu dijumpai indikasi keberadaan minyak dan gas di beberapa tempat seperti rembesan minyak di Sungai Teor, Apirwato dan selatua punggawa Pegunungan Sidoera.

Sejarah eksplorasi dan bukti keberadaan rembesan minyak dan gas di Cekungan Papua Utara menjadi dasar untuk dilakukan studi geokimia batuan induk (*source rock*) guna mencari gambaran tentang potensi dan tingkat kematangan serta gambaran atau model perkembangan pembentukan batuan induk, migrasi dan akumulasi hidrokarbon di Cekungan Papua Utara. Studi ini dilakukan dengan menggunakan data analisis geokimia beberapa sampel batuan dan data geologi regional serta dikombinasikan dengan interpretasi beberapa data simulasi 2D dan sumur yang representatif untuk membangun Simulasi 2D *basin modeling*.

GEOLOGI REGIONAL

Cekungan Papua Utara merupakan suatu depresi struktural yang dalam dan terisi oleh sekum pengendapan Neogen dan Kuarter yang tebal dan secara tektonik merupakan cekungan depan besar hasil pergeseran konvergen Lempeng Benua Australia dan Lempeng Samudera Pasifik atau Lempeng Mikro Carolina (Gambar 1b). Sepanjang Ploceus - sekarang di bagian tengah cekungan dilalui patahan besar (*major left-lateral strike slip fault*) yang dikenal sebagai Zona Patahan Yapen.

Stratigrafi daerah penelitian dari tua ke muda adalah Batuan dasar yang masam oleh batuan metamorfik dan batuan beku basa (Sholl, 1985; Lonigas, 2005; Nations, 2007) (Gambar 2). Di atas Batuan dasar diendapkan Formasi Arawewa yang terdiri batugamping beroligan dengan batuan vulkanik dan batuan dasar yang telah terdeformasi pada Oligosen Bawah - Mioosen Tengah. Formasi Daranas diendapkan pada Awal Oligosen Akhir sampai Mioosen Tengah dan tercutan oleh batuan karbonat seperti batugamping terumbu masif yang terdiri dari *sifos*, *bryozoa* sebagai lingkungan laut dangkal. Formasi Makats diendapkan di atas Formasi Daranas secara selaras pada Mioosen Tengah - Mioosen Akhir. Pada Awal Mioosen terjadi pengangkatan dan erosi pada bagian selatan tepian cekungan yang menghasilkan *tafite* klastik masif sebagai penyusun Formasi Makats. Batuan penyusun formasi ini terdiri dari lapisan konglomerat yang tebal, *brecciated (greywacke-sub-greywacke)*, *brecciated* dan *serph*. Secara lokal

formasi ini didapatkan juga batuan karbonat di sekitar tanggul antar cekungan atau *perio-high*. (Gambar 2). Formasi Mamberano secara tidak sengaja didapatkan di atas Formasi Makuta sekitar Plo-Pleistosen. Formasi Mamberano terdiri dari beberapa anggota yang didapatkan pada lingkungan fluvial, deltaik hingga biala.

#### HASIL ANALISIS GEOKIMIA PERMUKAAN

Analisa geokimia terdiri dari analisa *Total Organic Content* (TOC), *Pyrolytic Rock Eval* (REP), *Pertanian Vitritik (Ro)*. Analisa TOC menggunakan delapan belas sampel sedangkan analisa REP dan Ro menggunakan enam sampel yang memiliki TOC lebih dari 0.4% (Tabel 1).

Hasil analisa TOC adalah berkisar antara 0.2% hingga 39.25% dengan potensial hidrokarbon *poor - excellent*. Hasil analisa REP menunjukkan nilai  $S1 < 0.5$  dan  $S2 < 2.5$  kecuali sampel G70.1 (Formasi Makuta) memiliki nilai  $S1 = 0.53$  (*fair*) namun  $S2 = 1.54$  (*poor*) (Peter dan Caza, 1994) (Tabel 1). Analisa Ro adalah  $< 0.6\%$  kecuali sampel F62.5 dan F109/105 Ro  $> 0.6$  (Tabel 1).

#### POTENSI DAN TINGKAT KEMATANGAN BATUAN INDIK

Potensi hidrokarbon diinterpretasi berdasarkan pengplotan nilai REP pada diagram  $S2$  vs TOC;  $S2$  vs HI; HI vs Tmax dan HI vs CI menunjukkan kerogen tipe III sebagai *gas prone* dengan kualitas batuan induk *poor* kecuali nilai TOC sampel G70.1 (Formasi Makuta) (Gambar 3).

Tingkat kematangan termal relatif berdasarkan pengplotan hasil analisa REP yaitu nilai HI dan Tmax pada diagram HI vs Tmax (Gambar 3c) batuan sampel tersebut adalah *immature*. Pada pembacaan Tmax, semua sampel menunjukkan tingkat kematangan yang relatif *immature*. Selain itu, nilai PI (*Production Index*) pada sampel Formasi Mamberano menunjukkan variasi antara 0.12 - 0.33 (*immature* dan menghasilkan *oil*) sedangkan Formasi Makuta sekitar 0.26 (*marginal oil*) (Waples, 1984) (Tabel 1). Sedangkan, berdasarkan metode potensial vitritik (Ro) dan pembacaan Tmax maka tingkat kematangan termalnya adalah *immature* dan *maure* (Tabel 1 dan Gambar 3). Nilai Ro dari Formasi Mamberano menunjukkan nilai Ro antara 0.38 - 0.8 (*immature - mature*), Formasi Makuta adalah *berne*.

Berdasarkan pemetaan Ro, tingkat kematangan Formasi Mamberano diinterpretasi sebagai *peak mature* (Ro  $0.75 - 0.8$ ) (Tabel 1), sedangkan berdasarkan nilai Tmax menunjukkan tingkat kematangan yang *immature*. Perbedaan nilai tingkat kematangan termal hasil analisa Ro dan Tmax (REP) tersebut dapat saja terjadi. Hal itu dikarenakan nilai S2 dari analisa REP yang menunjukkan angka kurang dari 0.2 mg HC/g

cederang menghasilkan nilai Tmax yang tidak akurat dan sebaiknya tidak digunakan dalam analisis (Peter, 1986). Selain itu, adalah faktor oksidasi dan pelapukan pada sampel batuan tidak permukaan (*outcrop*) dimana oksidasi dan pelapukan akan sangat berpengaruh terhadap kualitas dari sampel batuan tersebut. Hal ini ditunjukkan juga dengan adanya kenampakan oksidasi pada vitritik-vitritik pada sampel-sampel tersebut. Oksidasi tersebut ditandai dengan bentuk vitritik yang sudah tidak ideal lagi. Sampel yang menunjukkan bentuk yang tidak ideal sebagai akibat dari proses pelapukan dan oksidasi adalah sampel pada Satuan Serpili (Formasi Makuta) (G 70.1). Satuan Persebaran Serpili-Bataputih (Formasi Mamberano) (F 96.1, F 111.1). Hal tersebut disebabkan dengan nilai pembacaan Ro yang *beran*. Namun banyak ahli geokimia lebih percaya dan memilih menggunakan data potensial vitritik (VRo) dibandingkan data dari pembacaan Tmax (REP) terhadap pemetaan tingkat kematangan termal.

Dengan demikian maka tingkat kematangan termal batuan induk dari kedua formasi tersebut ditentukan dengan menggunakan nilai persentase Ro dan juga nilai pembacaan Tmax (REP). Tingkat kematangan termal batuan induk Formasi Mamberano dapat dikategorikan sebagai *immature - peak mature* terhadap pembentukan minyak (*oil window*) sedangkan Satuan Serpili (Formasi Makuta) dikategorikan sebagai *immature*. Hal tersebut disebabkan tanpa mempertimbangkan tipe kerogen dari batuan induk tiap formasi. Namun bila pemetaan tingkat kematangan tersebut mempertimbangkan tipe kerogen dari batuan induk maka batuan induk Formasi Mamberano dengan kerogen tipe III adalah *immature - early mature* terhadap pembentukan gas sedangkan Formasi Makuta dengan kerogen tipe III adalah *immature* terhadap pembentukan gas.

#### PENODELAN CEKUNGAN 2D

Hasil analisa geokimia dari sampel permukaan (*outcrop*) pada Formasi Mamberano dan Makuta menjadikan dasar untuk dilakukan pendekatan dengan metode penodelan cekungan 2D guna memprediksi dan mengetahui atau menggambaran tentang sejarah pembentakan, migrasi dan akumulasi hidrokarbon pada batuan induk Formasi Makuta dan Mamberano. Penodelan cekungan 2D ini menggunakan beberapa data seismik, data sumur, data geokimia dan data geologi regional.

Pemampang minyak korpusit A-A yang digunakan pada penodelan berasal dari beberapa pemampang seismik dari pola struktur waktu (s) yang dikontrol oleh sumur Otas-1 dan Iroan-1 serta *Pseudowell-1*. (Gambar 4). Dua pemetaan Vitritik pada sumur Otas-1 dan Iroan-1 digunakan sebagai patokan atau referensi kalibrasi terhadap kalibrasi

kemungkinan hasil pemodelan atau model kematangan dan model *petro heat flow* yang selanjutnya digunakan untuk evaluasi dalam pemodelan cekungan 2D di daerah penelitian.

Pemampang A-A' merupakan konstruksi tiap horizon atau formasi dalam skala waktu (*t*) dan menunjukkan sejarah kematangan, pembentukan, migrasi hidrokarbon (Gambar 4).

Sejarah kematangan ditunjukkan pertama kali ketika hidrokarbon dihasilkan dalam setiap *stage*. *Stage* kematangan awal minyak (0,6% Ro) dapat dilihat sebagai *Top oil window* dan *gas generation* (0,8% Ro) sebagai *top gas window* (Gambar 4a). *Top oil window* atau *stage* kematangan awal minyak (0,6% Ro) pada pemampang A-A' memiliki relatif variasi kedalaman antara 3000 -3200 (t).

#### Sejarah Kematangan dan Pembentukan Hidrokarbon

Pembentukan hidrokarbon pada Formasi Makats dimulai pada 3,35 Ma (*early mature of hydrocarbon generation stage*) dengan nilai %Ro adalah 0,6%. Tingkat kematangan pertengahan pembenturan hidrokarbon (*mid mature of hydrocarbon generation*) (0,8% Ro) dimulai pada 1,7 Ma. Tingkat kematangan akhir pembenturan (*late mature of hydrocarbon generation*) (1,2% Ro) dimulai pada 0,125 Ma (Gambar 4b). Pembentukan hidrokarbon pada Formasi Mamberano dimulai pada 2,252 Ma sebagai tahapan kematangan awal pembenturan hidrokarbon (*gas*) (*early mature stage*) tingkat kematangan pertengahan pembenturan hidrokarbon (*mid mature of hydrocarbon generation*) (0,8% Ro) dimulai pada 1,175 Ma (Gambar 4c). Formasi ini tidak mencapai tingkat kematangan akhir pembenturan hidrokarbon (*late mature of hydrocarbon generation*) (1,2% Ro).

#### Sejarah Migrasi Hidrokarbon

Migrasi hidrokarbon pada Formasi Makats dimulai sekitar 1,7 Ma (Gambar 4d) dengan arah pergerakan hidrokarbon relatif vertikal dan lateral. Arah migrasi pada formasi ini adalah mengikuti *slur* (*path way*) dari patahan dengan kecenderungan arah ke selatan-utara.

Pada situasi ini, batuan induk pada Formasi Mamberano telah mengalami kematangan dan pembenturan hidrokarbon namun tidak terlihat adanya proses migrasi hidrokarbon. Hal tersebut disebabkan karena skala yang digunakan dalam simulasi pemodelan tidak dapat ditampilkan atau digambarkan.

Reservoir yang terdapat adalah reservoir yang terdapat dengan zona pembenturan hidrokarbon pada Formasi Makats. Dimana sistem perangkap yang berkembang di daerah ini adalah cekungan stratigrafi

dan struktural (kombinasi) berupa *onlaping* dan *step*.

Perbedaan waktu pembenturan dan migrasi hidrokarbon di atas dipengaruhi oleh temperatur dan waktu (Ungerer *et al.* 1984). Peningkatan temperatur sangat berhubungan dengan peningkatan kedalaman pembenturan dimana kedalaman pembenturan batuan induk sebenarnya (*actual*) sangat dipengaruhi juga oleh gradien geotermal lokal dan tipe kerogen serta sejarah pembenturan ( *burial history*). Proses Pembenturan dan komposisi dalam suatu cekungan membutuhkan waktu dalam skala jutaan tahun (Ungerer *et al.* 1984). Hal inilah yang menjadi satu penyebab terjadinya perbedaan waktu dalam pembenturan dan migrasi ataupun ekspansi hidrokarbon di daerah penelitian.

Berdasarkan interpretasi ilmiah berupa peta korur struktur waktu dan peta iso-antara pada Formasi Makats dan Mamberano maka produksi sumberdaya hidrokarbon yang telah terbentuk pada batuan induk Makats adalah sekitar 24.487,38 BCFU dan 63.889,54 MMBO (Gambar 5).

Hal tersebut didukung oleh analisis bawah permukaan dan pemodelan cekungan 2D yang menunjukkan bahwa kedalaman, ketebalan, kejadian tektonik (pengangkatan dan erasional) berpengaruh terhadap sejarah pembenturan dan tingkat kematangan awal. Berdasarkan analisis geologi bawah permukaan dan pemodelan pada pemampang A-A' menunjukkan tingkat kematangan termal terjadi pada kedalaman lebih dari 3.200 TWT (s). Dengan demikian maka dapat disimpulkan bahwa Formasi Makats dan Formasi Mamberano memiliki potensi batuan induk yang menghasilkan hidrokarbon (gas dan minyak), dimana batuan induk Formasi Makats memiliki potensi untuk menghasilkan minyak dan gas sedangkan Formasi Mamberano memiliki potensi sebagai penghasil gas dan batuan mampu menghasilan minyak.

#### UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih ditujukan kepada Divisi Eksplorasi "Lontar" Jakarta khususnya Bidang Geokimia, Geologi dan geofisika yang telah memberi akses penggunaan Laboratorium dan workstation serta Teknik Geologi UGM Jakarta dalam dukungan penyediaan peralatan ini. Selain itu, ucapan terima kasih ditujukan kepada PT Natia Petroleum yang telah membantu dalam pengumpulan data di lapangan.

#### KESIMPULAN

1. Secara keseluruhan, satuan ini memiliki karakteristik geokimia sebagai berikut: kandungan organik (TOC) antara *poor* (<0,5%) - *excellent* (>4%), Nilai HI antara 23,88 - 95,84, tipe kerogen III, nilai %Ro antara 0,33 -

0.8 (*immature-mature*), PI (*Production Index*) 0.08 - 0.33.

2. Formasi Makats memiliki karakteristik geokimia sebagai berikut: nilai TOC 4.81% (*excellent*), HI sekitar 32.01, tipe kerogen III, nilai %Ro tidak terkalculasi (*barren*) karena mengalami oksidasi dan pelapukan, nilai PI (*Production Index*) 0.26.
3. Hasil analisis bawah permukaan dan pemodelan dengan menggunakan data seismik 2D menunjukkan bahwa, Formasi Makats dan Formasi Mamberamo merupakan formasi yang berpotensi sebagai batuan induk dan dapat menghasilkan hidrokarbon pada kematangan tertentu. Awal pembentukan hidrokarbon Formasi Makats sekitar 3.35 M.a. dan Formasi Mamberamo pada 2.252 M.a. Tingkat kematangan akhir pembentukan hidrokarbon (1.2% Ro) Formasi Makats pada 0.125 Ma sedangkan Formasi Mamberamo tidak mencapai tingkat kematangan ini.

Catatan: Hasil pemodelan ini masih bersifat sementara (*provisional result*) dikarenakan data seismik 2D yang digunakan dalam pemodelan memiliki kualitas yang sangat jelek. Penambahan data seismik 2D atau 3D akan sangat menyempurnakan hasil pemodelan dalam penelitian ini.

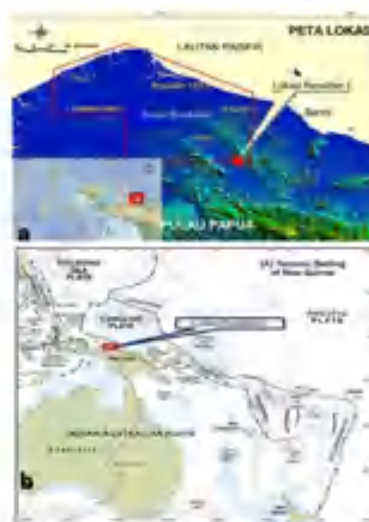
#### REFERENSI

- Hill, K. C., and Hall, R., 2003. *Mezote-Cenozoic Evolution of Australia's New Guinea Margin in a West Pacific Context*, Geological Society Spec. Publication 22<sup>nd</sup> Geological Society American Special Pap, p. 265-289.
- Lemigas., 2005. *Petroleum Geology of Indonesia's Sedimentary Basin*, Jakarta, Indonesia, 393p.
- McAdoo, R. L., and Haebig, J. C., 1999. *Tectonic Element of The North Irian Basin*, Indonesia. Petroleum Assosiation, Proceedings of Twenty Seventh Annual Convention and Exhibition, Jakarta, p. G150-67.
- Nations Petroleum, 2007. *Regional Geology of North Papua and Possibility for Hydrocarbons occurrence*, Jakarta, Indonesia. (*unpublished*).
- Peters, K.E., and Cassa, M. R., 1994. *Applied Source Rock Geochemistry*. In *The Petroleum System From Source to Trap*, ed. L. B. Magoon and W.G. Dow, AAPG Memoir 60, Tulsa, p. 93-120.
- Shell, Mamberamo, B. V., 1985. *Hydrocarbon Source Rock Evaluation Study Apauwar-I*, Jakarta, 17p. (*unpublished*).

- Ungerer, P., Bessis, E., Chenet, P. Y., Durand, B., Nogaret, E., Chiarelli, A., Oudin, J. L., Perrin, J. E., 1984. *Geological Geochemical Model in Oil Exploration: Principles and Practical Examples*, in Demaison, G. and Murriss, R. J., *Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation*, AAPG Memoir 35, AAPG, Tulsa, p. 53-78.
- Waples, D. W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation, Boston, 232p.

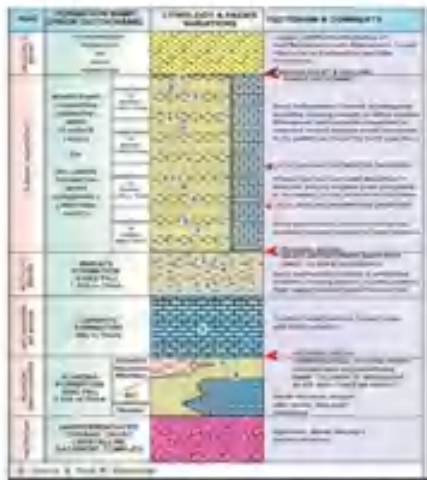
bel 1. Hasil Analisis Geokimia TOC, REP dan Ro serta interpretasi potensial Hidrokarbon

No	Nama	Ro	Maturitas (Ro)												Ro	Potensial	Potensial		
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				12	
100		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
101		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
102		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
103		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
104		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
105		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
106		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
107		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
108		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

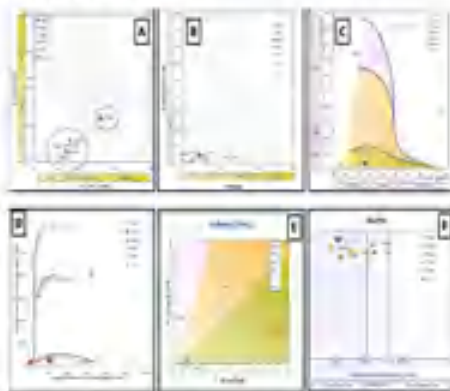


Gambar 1. a) Peta lokasi Cekungan Papua Utara, b) Peta lokasi penelitian terdiri dari lokasi pemetaan geologi permukaan dan area pemetaan bawah permukaan dan pemodelan cekungan (poligon

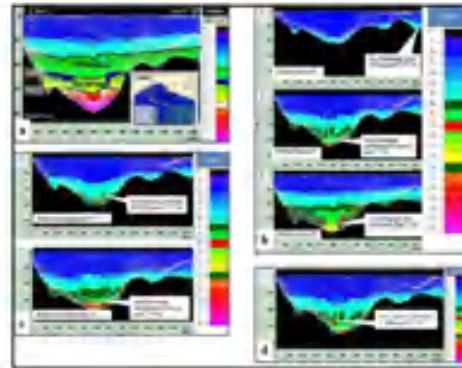
besar). c) Peta Tektonik Regional Papua (*New Guinea*) (Hill dan Hall, 2003).



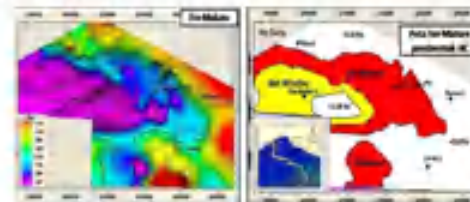
Gambar 2. Stratigrafi Regional Daerah Penelitian (Lenigas, 2005)



Gambar 3 Diagram Diagram Total Organik Carbon vs  $S_2$ , menunjukkan potensi hidrokarbon seluruh sampel adalah *poor* kecuali pada sampel G70.1 adalah *excellent* dengan nilai TOC-nya yang *excellent*.



Gambar 4. Penampang Pemodelan 2D. a). Penampang Pemodelan 2D dengan tingkat kematangan 0 Ma menunjukkan bahwa Formasi Mamberamo berada pada zona *oil window* ( $R_o = 0.6 - 0.8$ ), Formasi Makats pada zona *oil* dan *gas window* ( $R_o = 0.6 - 1.2$ ); b). Awal Pembentukan hidrokarbon Formasi Makats 3.89 Ma; c). Awal pembentukan hidrokarbon Formasi Mamberamo pada 2.252 Ma; d). Awal migrasi Formasi Makats pada 0.17 Ma.



Gambar 5. Peta kontur struktur dan Iso Mature Pembentukan HC Formasi Makats.

# Paper2

## ORIGINALITY REPORT

6%

SIMILARITY INDEX

6%

INTERNET SOURCES

3%

PUBLICATIONS

2%

STUDENT PAPERS

## PRIMARY SOURCES

1

[etd.repository.ugm.ac.id](http://etd.repository.ugm.ac.id)

Internet Source

3%

2

Submitted to iGroup

Student Paper

2%

3

[pt.scribd.com](http://pt.scribd.com)

Internet Source

1%

4

[psdg.geologi.esdm.go.id](http://psdg.geologi.esdm.go.id)

Internet Source

<1%

5

Zlatka Milakovska, Maya Stefanova, Georgi Vladislavov, Stefan P. Marinov. "Geochemical features of altered carbonaceous mudstones from Troyanovo-3 mine borehole (Maritsa Iztok lignite field, Bulgaria)", International Journal of Coal Geology, 2022

Publication

<1%

Exclude quotes Off

Exclude matches Off

Exclude bibliography On