



## **Potensi Batuan Induk Hidrokarbon di Cekungan Mesozoikum Embaluh Utara, Daerah Kalimantan Utara dan Kalimantan Timur** *Hydrocarbon Source Rock Potential on North Embaluh Mesozoic Basin, North Kalimantan and East Kalimantan*

M. Fajar Sodik dan Moh. Heri Hermiyanto Z

Pusat Survei Geologi, Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jl. Diponegoro No. 57 Bandung 40122  
email : [sayaherizajuli@gmail.com](mailto:sayaherizajuli@gmail.com)

Naskah diterima : 28 Januari 2021, Revisi terakhir : 19 Maret 2021 Disetujui : 29 Maret 2021, Online : 29 Maret 2021

DOI: <http://dx.doi.org/10.33332/jgsm.geologi.22.1.33-43p>

**Abstrak**-Cekungan Embaluh Utara merupakan cekungan Mesozoikum yang berada di wilayah Kalimantan Utara. Cekungan ini mempunyai sangat sedikit data terutama tentang potensi hidrokarbon. Beberapa analisis laboratorium yang digunakan dalam penelitian ini adalah TOC dan *Rock Eval Pyrolysis*. Berdasarkan hasil analisis TOC dan *Rock-Eval* Pirolisis (REP) serta pengeplotan pada diagram S<sub>2</sub> vs TOC dan HI vs Tmax seluruh percontoh juga menunjukkan batuan memiliki kualitas kerogen Tipe II/III, Tipe III, dan Tipe IV. Kematangan batuan induk berada pada kisaran belum matang sampai lewat matang. Secara garis besar serpih Formasi Mentarang dan Formasi Sebakung memiliki potensi sebagai batuan induk di Cekungan Embaluh Utara.

**Katakunci:** Kalimantan Utara, Embaluh Utara, Formasi Mentarang, tipe kerogen, hidrokarbon.

**Abstract**-The North Embaluh Basin is a Mesozoic basin in the North Kalimantan region. This basin has very little data, especially regarding the potential for hydrocarbons. Some of the laboratory analyzes used in this research are TOC and *Rock-Eval Pyrolysis* analysis. Based on the results of the TOC and *Rock Eval Pyrolysis* (REP) analysis and plotting on the S<sub>2</sub> vs TOC and HI vs Tmax diagrams all samples also show that the rocks have kerogen qualities of Type II / III, Type III, and Type IV. Source rock maturity range from immature to post mature. Generally, the shale of Mentarang and Sebakung Formations has potential for petroleum source rock in the North Embaluh Basin.

**Keyword:** North Kalimantan, North Embaluh, Mentarang Formation, kerogen type, hydrocarbon.

**PENDAHULUAN**

**Latar Belakang**

Penelitian tentang sistem petroleum Mesozoikum Cekungan Embaluh Utara didasarkan pada kebijakan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) yang salah satunya mengarah kemampuan pasokan energi melalui peningkatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas. Peningkatan eksplorasi dengan pencarian cadangan minyak dan gas bumi di wilayah timur Indonesia difokuskan pada batuan yang berumur lebih tua yaitu, umur Mesozoikum dibandingkan lapangan minyak dan gas bumi di wilayah barat Indonesia yang merupakan cekungan Kenozoikum.

Salah satu cekungan yang berumur Mesozoikum di wilayah barat Indonesia adalah Cekungan Embaluh Utara yang berada di Kalimantan Utara. Cekungan Embaluh Utara diharapkan bisa menjadi kandidat Indonesia seperti cekungan yang berada di sebelah timur, yaitu Cekungan Tarakan. Cekungan Embaluh Utara merupakan cekungan yang berumur Mesozoikum yang masih jarang diteliti sebagai cekungan minyak dan gas bumi.

**Lokasi Penelitian**

Lokasi penelitian sistem petroleum Mesozoikum ini dilakukan di Cekungan Embaluh Utara, merupakan cekungan termasuk ke dalam *Central Range* Kalimantan. Secara administratif, daerah penelitian ini terletak di dua wilayah provinsi yaitu Provinsi Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara (Gambar 1). Dalam peta cekungan sedimen (Badan Geologi, 2009), ditandai indek 45 (Gambar 3), yang artinya berupa cekungan berumur Mesozoikum pada *passive margin* dengan sistem deltaik atau tidal.



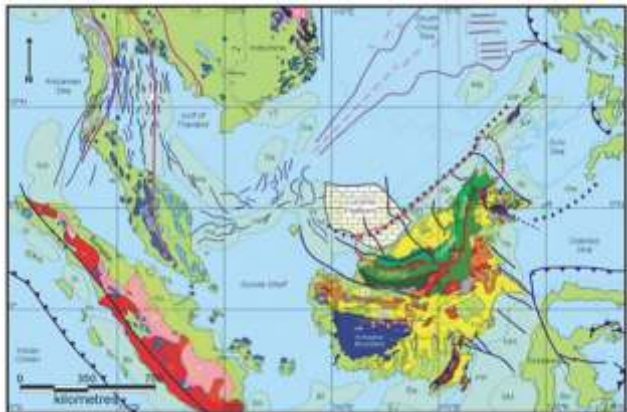
**Gambar 1.** Lokasi penelitian sistem petroleum Mesozoikum yang terletak di Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara.

**GEOLOGI REGIONAL**

**Fisiografi**

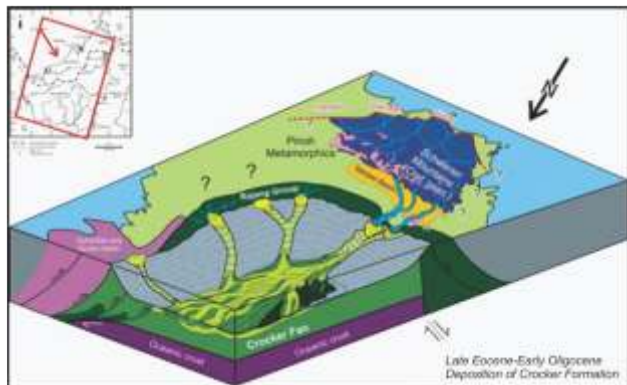
Pulau Kalimantan terletak di bagian tenggara Lempeng Eurasia, dibatasi cekungan *oceanic marginal South China Sea* di bagian utara, *Philippine Belt* dan lempeng *Philippine Sea* di timur serta sistem busur Banda dan Sunda di selatan (Gambar 2). Di bagian barat, pulau ini dikelilingi Paparan Sunda dan berujung kerak kontinen Paleozoikum dan Mesozoikum Semenanjung Malaka. Kalimantan dikelilingi batas-batas lempeng dan sistem busur aktif sejak Kenozoikum di utara, timur, dan selatan, dan wilayah paparan yang masih dalam tahap eksplorasi untuk mendapatkan *terrane boundary* di bagian barat (Fuller dkk., 1991).

Pulau Kalimantan terdiri atas rejim tektonik berpola jurus timur-barat. Di utara didominasi kompleks akresi Crocker-Rajang-Embaluh Kapur dan Eosen hingga Miosen. Komplek tersebut tersusun atas endapan turbidit yang berasal dari rombakan busur gunungapi Schwaner dan yang lebih muda terendapkan dalam cekungan paralik hingga palung laut dalam (Gambar 3). Sedimen terimbrikasi, terdeformasi, dan termetamorfosis ringan selama subduksi Kapur dan Paleogen kemudian terintrusi Oligo- Miosen Sintang Group paska subduksi.



Sumber: BPPKA, Pertamina, (1997).

**Gambar 2.** Posisi Pulau Kalimantan pada tataan geologi regional.



Sumber: BPPKA, Pertamina, (1997).

**Gambar 3.** Blok diagram dari Crocker-Rajang-Embaluh Kapur.

## METODOLOGI

Penelitian tentang studi pendahuluan potensi batuan induk di daerah penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode pengambilan percontoh, pengamatan dan pengukuran stratigrafi di lapangan dan hasil analisis laboratorium. Analisis laboratorium yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisis *Total Organic Carbon* (TOC) dan *Rock Eval Pyrolysis* (REP). Analisis TOC dan REP dilakukan terhadap 41 batuan metasedimen yang berasal dari batuan Mesozoikum yang berada di daerah penelitian.

## HASIL DAN PEMBAHASAN

### Analisis TOC dan REP

Percontoh batuan yang di analisis TOC berjumlah 41 percontoh, sementara itu yang dianalisis REP berjumlah 25 percontoh batuan, terdiri atas meta-serpih, meta-batulempung dan serpih (Tabel 1 dan 2).

### Stratigrafi

Penelitian ini difokuskan pada batuan yang berumur Mesozoikum yang dianggap mempunyai potensi hidrokarbon baik konvensional maupun

nonkonvensional. Cekungan Embaluh merupakan cekungan Mesozoikum yang dialasi oleh Formasi Telen dan Formasi Bengara. Formasi Telen yang berumur Jura Akhir sampai Kapur awal ini terdiri atas perselingan batusabak yang berwarna hitam dan merah, rijang yang berwarna merah dan kelabu dan batupasir malih, sebagian besar sudah terkoyakkan dan terbreksikan. Formasi ini berumur Jura Akhir sampai Kapur (Heryanto dkk., 1995).

Formasi Bengara yang terdiri atas perselingan batulempung, batulanau dan serpih sangat kasar dengan sisipan tuf, yang umumnya terkersikkan dan setempat termalihkan, berstruktur perairan sejajar-bergelombang dan tikas seruling. Formasi ini adalah batuan alas yang berumur Mesozoikum, dan merupakan endapan turbidit distal di laut dalam. Cekungan ini ditutupi secara tidak selaras oleh Formasi Malinau dan Formasi Sembakung (Heryanto dkk., 1995). Menurut Heryanto dkk. (1995) stratigrafi daerah penelitian dari yang tertua, tersusun oleh Formasi Lurah, kemudian secara menjari diendapkan Formasi Mentarang yang berumur Kapur. Formasi Longbawan merupakan batuan berumur Kapur Akhir di daerah ini. Selanjutnya secara tidak selaras diendapkan Formasi Malinau dan Sembakung yang berumur Eosen Tengah dan Akhir (Gambar 4).

**Tabel 1.** Hasil analisis TOC terhadap percontoh batuan Mesozoikum di daerah Penelitian (Hermiyanto dan Sodiq, 2017)

TOC and Pyrolysis Data Company : PSG				
No.	Sample Depth	Sample Type	General Lithology Description	TOC (%)
1	17F507B	OC	Meta-shale (7) , gray-dark gray,hard, massive, Non Calc	0.17
2	17F525	OC	Shale, brownish grey, very hard, very massive, oxidated, Non Calc.	0.45
3	17F527A	OC	Shale, grey, very hard, very massive, oxidated, Non Calc.	0.31
4	17F528A	OC	Meta-shale (7), dark grey-black, very hard, very massive, oxidated, Non Calc.	0.38
5	17F530B	OC	Meta-shale (7) , black, very hard, very massive, oxidated, Calcareous.	0.59
6	17F534	OC	Shale, black, very hard, very massive, oxidated, Calcareous.	1.45
7	17F537	OC	Meta-shale (7) , grey, very hard, very massive, oxidated, Calcareous.	0.45
8	17F539C	OC	Siltstone-sandstone laminated, dark grey, very hard, oxidated, Non Calc.	0.25
9	17M906	OC	Meta-shale (7) , black, very hard, very massive, quartz veins are present, oxidated, Non Calc.	0.22
10	17F504A	OC	Siltstone, grey, hard, massive, oxidated, Non Calc.	0.29
11	17F504E	OC	Siltstone, dark grey, very hard, massive, oxidated, Calcareous.	0.17
12	17F505A1	OC	Shale, dark grey-black, hard, massive, oxidated, Non Calc.	0.63
13	17F506C	OC	Shale, grey-dark grey,hard, massive, oxidated, Non Calc	0.38
14	17F506H	OC	Shale, dark grey,hard, massive, oxidated, Non Calc	0.32
15	17F507G	OC	Shale, grey, soft, brittle, , oxidated, Non Calc.	1.49

Remarks :

TOC : Total Organic Carbon  
OC : Outcrop

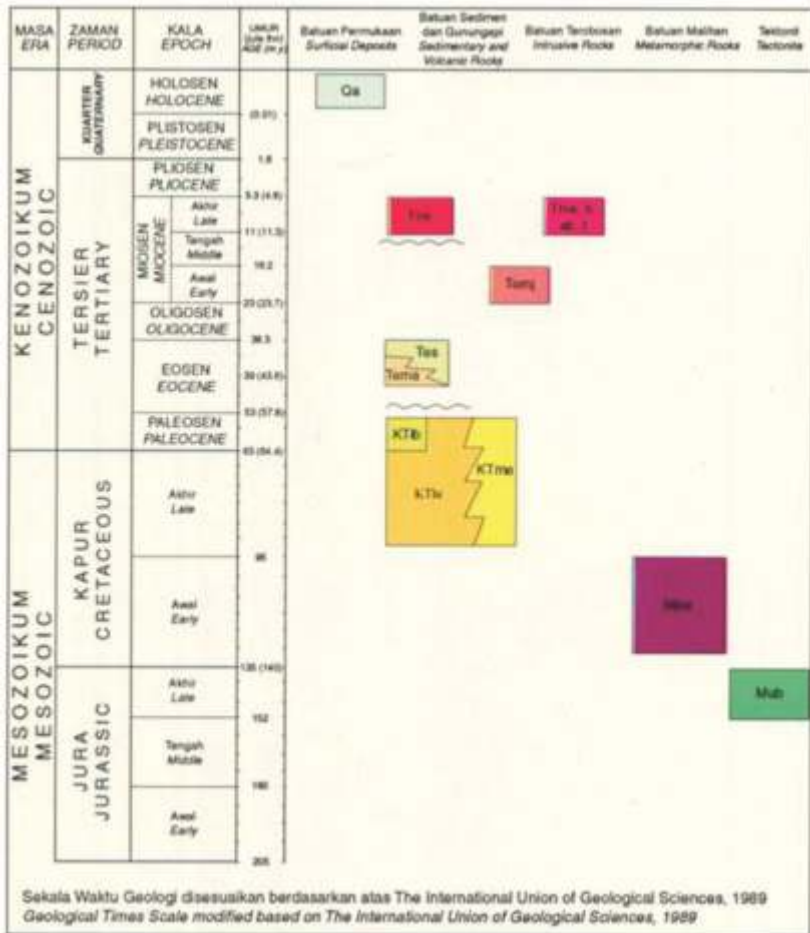
 Nilai TOC dengan kategori jelek (<0,5 %)
   
 Nilai TOC dengan kategori sedang (0,5 – 1%)
   
 Nilai TOC dengan kategori baik (1 – 2%)



**Tabel 2.** Hasil analisis TOC dan REP dari batuan Mesozoikum di lokasi penelitian (Hermiyanto dan Sodiq, 2017).

Data Analisis TOC and Pyrolysis Perumahan/Indonesi (PS)													
No.	Kode Percontohan	Jenis Percontohan	Deskripsi Lithologi	TOC (%)	S1	S2	S3	PI	Tmax (°C)	PI	HC	H	OK
1	FS 58	OC	Mata serpih (T), abu-abu karang, masif, non karbonatan, teroksidasi	0,08	0,02	0,02	0,04	0,22	346	0,27	0,01	121	188
2	FS 54 A	OC	Mata serpih (T), hitam, masif, non karbonatan, teroksidasi	0,42	0,02	0,12	0,27	0,14	348	0,21	0,01	37	25
3	FS 57 C	OC	Mata serpih (T), hitam, masif, non karbonatan, teroksidasi	0,17	0,02	0,09	0,38	0,11	352	0,16	0,01	94	209
4	FS 58 B	OC	Mata serpih (T), hitam, masif, non karbonatan, teroksidasi	0,43	0,06	0,24	0,09	0,28	359	0,14	0,02	98	238
5	FS 58 B	OC	Mata serpih (T), hitam, masif, non karbonatan, teroksidasi	0,12	0,02	0,08	0,08	0,13	360	0,27	0,01	67	97
6	FS 60	OC	Mata serpih (T), hitam, masif, non karbonatan, teroksidasi	0,12	0,02	0,07	0,11	0,09	355	0,21	0,01	60	91
7	FS 62 A	OC	Mata serpih (T), hitam karang, masif, non karbonatan, teroksidasi	0,09	0,01	0,06	0,23	0,07	344	0,14	0,01	233	304
8	FS 63 B	OC	Mata serpih (T), hitam, menyempit, non karbonatan	0,28	0,02	0,09	0,08	0,13	352	0,26	0,01	90	96
9	FS 65	OC	Mata serpih (T), hitam, menyempit, non karbonatan, terkapit lump hitam	0,07	0,02	0,06	0,11	0,10	356	0,20	0,01	12	24
10	FS 63 B	OC	Mata serpih (T), hitam, menyempit, non karbonatan	0,04	0,02	0,06	0,17	0,08	350	0,22	0,01	9	27
11	FS 67 B	OC	Mata serpih (T), hitam, menyempit, non karbonatan	0,24	0,02	0,07	0,27	0,09	348	0,22	0,01	29	29
12	FS 67 D	OC	Mata serpih (T), hitam, menyempit, non karbonatan	0,02	0,02	0,08	0,08	0,11	354	0,27	0,01	23	26
13	FS 67 G	OC	Mata serpih (T), hitam, menyempit, non karbonatan	0,03	0,02	0,08	0,06	0,10	336	0,20	0,01	27	31
14	FS 67 H	OC	Mata serpih (T), abu-abu, menyempit, non karbonatan	0,26	0,02	0,06	0,25	0,08	400	0,21	0,01	10	63
15	FS 67 A	OC	Mata serpih (T), hitam, menyempit, non karbonatan, teroksidasi	0,28	0,02	0,12	0,17	0,13	316	0,22	0,01	40	62
16	FS 68 A	OC	Mata serpih (T), hitam karang, menyempit, non karbonatan, teroksidasi	0,04	0,02	0,12	0,16	0,16	427	0,22	0,01	336	423
17	FS 72 B	OC	Mata serpih (T), abu-abu, masif, non karbonatan	0,21	0,02	0,12	0,08	0,12	356	0,22	0,01	12	24
18	FS 72 D	OC	Mata serpih (T), abu-abu, masif, non karbonatan	0,27	0,02	0,12	0,12	0,13	352	0,20	0,01	44	64
19	FS 91 A	OC	Mata karang, merah kehitaman, masif, non karbonatan, teroksidasi	0,04	0,02	0,11	0,08	0,14	359	0,21	0,01	113	142
20	FS 91 A	OC	Mata serpih (T), abu-abu karang, masif, karbonatan	0,30	0,02	0,12	0,16	0,13	356	0,21	0,01	11	46
21	FS 97	OC	Mata serpih (T), abu-abu karang, menyempit, non karbonatan	0,01	0,02	0,11	0,25	0,14	326	0,21	0,01	19	41
22	FS 98 A	OC	Mata serpih (T), abu-abu karang, menyempit, non karbonatan	0,17	0,02	0,10	0,12	0,12	359	0,17	0,01	39	36
23	FS 99	OC	Mata serpih (T), abu-abu karang, menyempit, non karbonatan	0,03	0,02	0,11	0,08	0,14	359	0,21	0,01	96	119
24	MS 24 C	OC	Mata karang, masif, karbonatan, teroksidasi	0,04	0,04	0,14	0,02	0,10	342	0,22	0,01	197	24
25	MS 21 A	OC	Mata serpih (T), abu-abu karang, menyempit, karbonatan	0,21	0,02	0,14	0,08	0,10	358	0,22	0,01	40	0

Nilai TOC dengan kategori jelek (< 0,5%)  
 Nilai TOC dengan kategori sedang (0,5 – 1%)



Sekala Waktu Geologi disesuaikan berdasarkan atas The International Union of Geological Sciences, 1989 Geological Times Scale modified based on The International Union of Geological Sciences, 1989

Sumber: Heryanto, dkk., (1995)

**Gambar 4.** Korelasi stratigrafi daerah penelitian.

## Kelompok Embaluh

Kelompok Embaluh terbagi menjadi tiga formasi, yaitu Formasi Mentarang, Formasi Lurah dan Formasi Longbawan (Heryanto dkk., 1995). Formasi Mentarang tersingkap bagus di daerah Malinau, yaitu di Sungai Mentarang. Formasi Lurah dapat dijumpai di daerah Malinau juga, di Sungai Menabur dan Sungai Binuang (Gambar 5). Sementara itu, Formasi Long Bawan tidak dapat di temukan karena kondisi medan dan transportasi yang sangat terbatas.

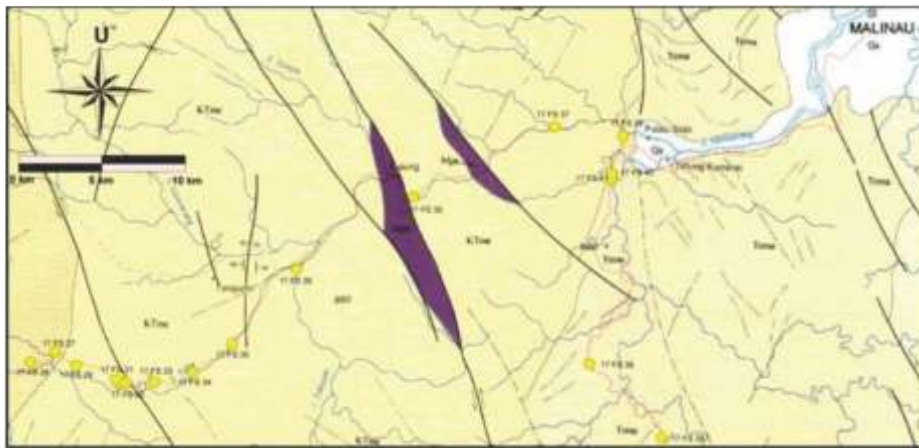
### 1. Formasi Mentarang

Formasi Mentarang tersusun oleh serpih, batupasir dan perselingan antara batupasir dan serpih (Gambar 6). Kondisi batuan di daerah penelitian sudah mengalami proses metasedimen. Karakter fisik

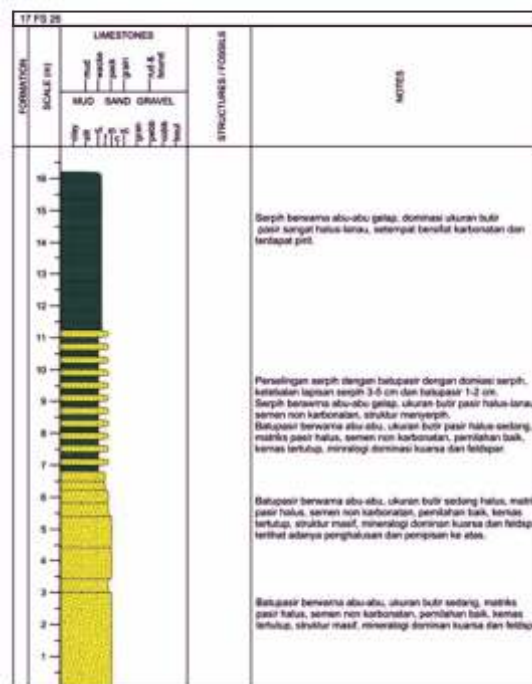
batuan ini masih menunjukkan struktur sedimen yang merupakan struktur sedimen yang asli pada saat terendapkan. Formasi Mentarang berumur Kapur Akhir - Paleosen (Heryanto dkk., 1995).

Batupasir halus berwarna abu-abu, ukuran butir pasir sedang - kasar, keras, komposisi kuarsa, feldspar, pirit, mika, semakin ke atas semakin tipis dan berukuran lebih halus, di bagian atas ditemukan struktur gradasi. Ketebalan 7,6 m.

Serpih umumnya berwarna abu-abu sampai abu-abu gelap, keras sekali, menyerpih, bersisipan dengan batupasir halus berlaminasi sejajar, komposisi kuarsa, karbonan, di beberapa tempat mengalami struktur lipatan mikro, ketebalan serpih sekitar 16 m, memiliki kedudukan lapisan N 260 E /79.



Gambar 5. Lokasi titik pengamatan di daerah Malinau.



Gambar 6. Kolom stratigrafi Formasi Mentarang di daerah Malinau.

## 2. Formasi Lurah

Menurut Heryanto dkk. (1995), Formasi Lurah berumur Kapur Akhir - Paleosen ditemukan di lokasi penelitian. Formasi ini ditemukan di sungai Menabur pada lokasi FS 27 dan FS 28 (Gambar 5). Formasi ini tersusun oleh perselingan batupasir dengan serpih yang didominasi oleh lapisan batupasir yang sangat keras. Serpih ditemukan kurang berkembang pada formasi ini, hanya merupakan sisipan tipis di antara perlapisan batupasir (Gambar 7).

Singkapan berupa perlapisan batupasir halus, sisipan serpih, batupasir pejal. Ketebalan lan singkapan sekitar 15 m. Batupasir halus berwarna abu-abu, ukuran butir pasir halus, agak lunak, setempat disisipi oleh lempung, mengandung pirit, mika dan fosil amonit berupa cetaknya (*mould*), nodul batupasir halus sekali, berwarna abu-abu kemerahan, keras oksidasi kuat, ukuran 5 - 40 cm. Serpih umumnya berwarna abu-abu sampai abu-abu gelap, dengan kekerasan sedang. Batupasir pejal, warna coklat kekuningan, ukuran butir pasir sedang – kasar, setempat dijumpai karbon berupa fragmen dan lapisan karbon, fragmen-fragmen batupasir halus dengan ketebalan 30 - 40 cm berwarna coklat kemerahan, keras oksida besi. Batupasir juga mengalami struktur sesar chevron (*chevron fault*) (Gambar 8).

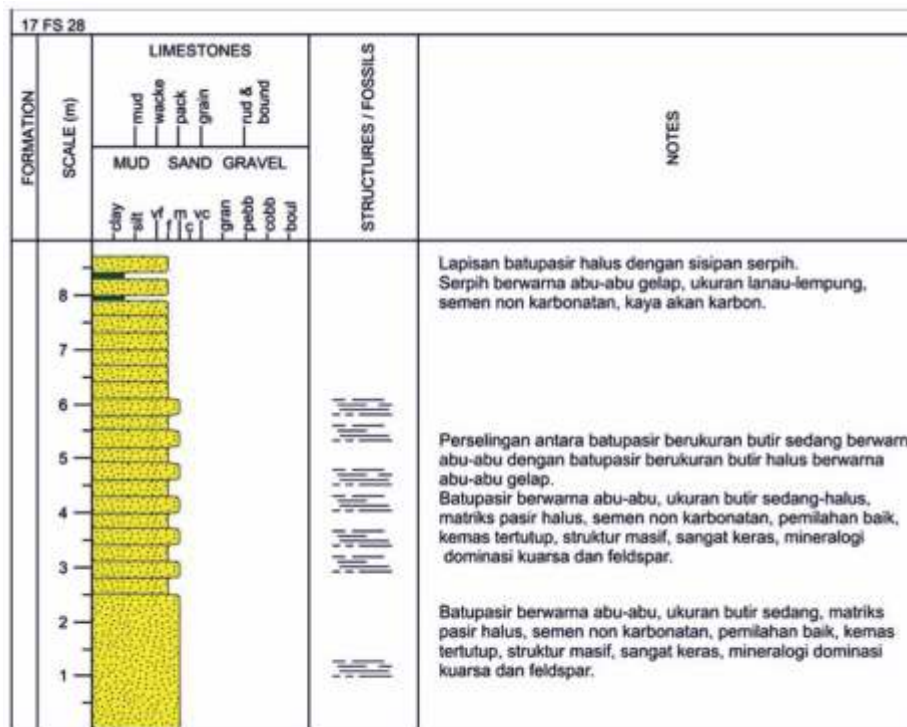
## 3. Formasi Bengara

Formasi Bengara berumur Kapur Akhir - Paleosen (Heryanto dkk., 1995) yang tersusun oleh perselingan batulempung, batulanau dan serpih sangat kasar dengan sisipan tuf, yang umumnya terkarsikkan dan setempat termalihkan, berstruktur perairan sejajar-bergelombang dan tikas seruling. Formasi Bengara dijumpai di daerah Sekatak, Tanjung Selor Kalimantan Utara (Gambar 9). Formasi ini merupakan batuan alas berumur Mesozoikum, merupakan endapan turbidit distal di laut dalam (Gambar 10).

## 4. Formasi Telen

Terdiri atas perselingan batusabak yang berwarna hitam dan merah, rijang yang berwarna merah dan kelabu dan batupasir malih, sebagian besar sudah terkoyakkan dan terbreksikan. Formasi ini berumur Jura Akhir sampai Kapur.

Berdasarkan pengamatan terhadap rijang merah dan kelabu ditemukan fosil radiolaria yang cukup melimpah. Singkapan berupa perselingan rijang merah dan kelabu. Rijang berwarna merah keras, silikaan, mengandung fosil radiolaria. Rijang kelabu berwarna kelabu, keras monomineral, *concoidal*, silika, radiolaria.

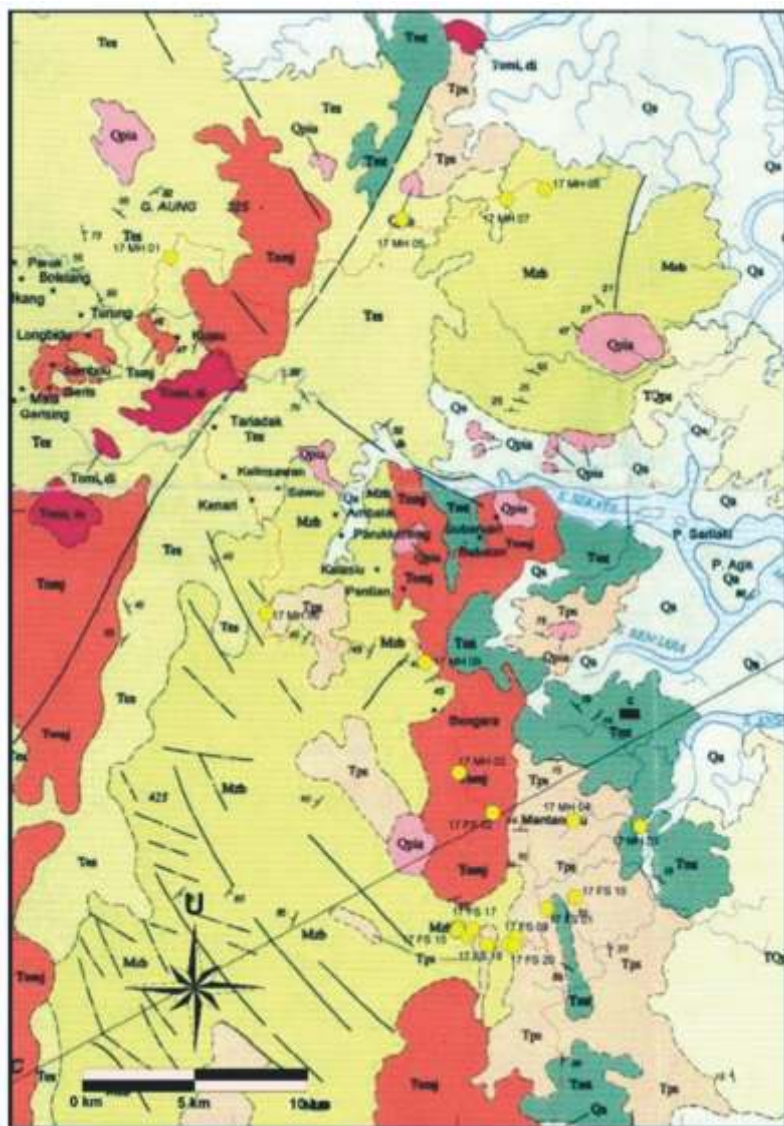


Gambar 7. Kolom stratigrafi Formasi Lurah di Sungai Menabur, Malinau.

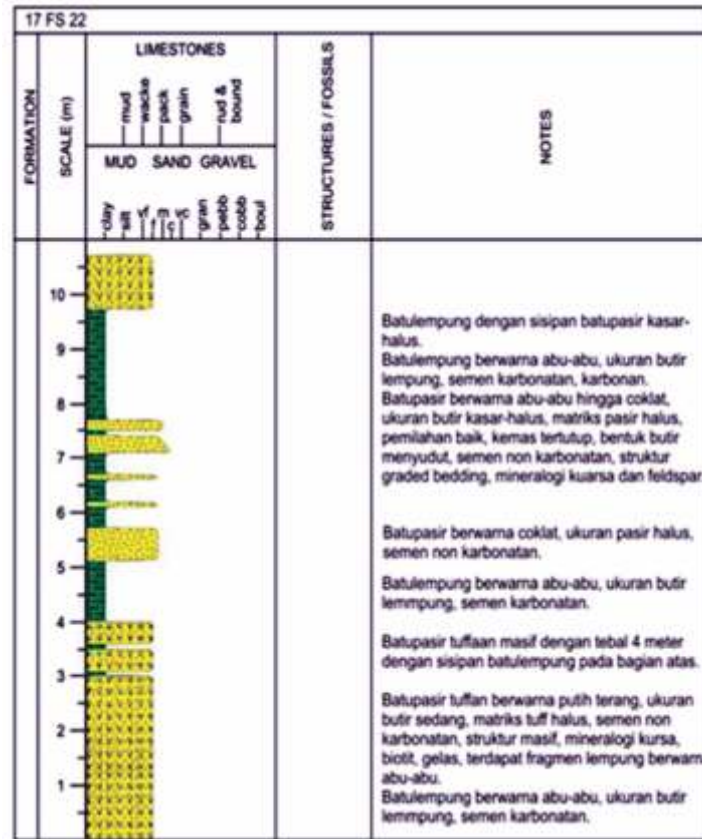




**Gambar 8.** Kenampakan sesar chevron yang menunjukkan beberapa pasangan sesar pada Formasi Lurah (FS 27 dan FS 28).



**Gambar 9.** Lokasi Formasi Bengara di daerah Sekatak (MH 07 dan MH 08).



Gambar 10. Kolom stratigrafi Formasi Bengara di daerah Bengara.

## POTENSI HIDROKARBON

### Potensi Batuan Induk Secara Kuantitas

Secara kuantitas, potensi batuan sebagai batuan induk memiliki kandungan karbon organik dengan kisaran nilai 0.03 - 1.49 wt%. Nilai ini diperoleh dari analisis TOC (Tabel 1 dan 2). Kisaran nilai tersebut termasuk dalam kategori *poor-good* (Peters & Cassa, 1994). Sementara itu, ada dua percontoh yang mempunyai nilai 1,45% (17 FS 34) dan 1,49% (FS07G) merupakan serpih Formasi Mentarang dan percontoh yang termasuk dalam kategori *fair* antara lain FS65, FS65B, FS87 (Tabel 1) (serpih Formasi Mentarang). Percontoh dengan nilai TOC rendah atau kategori *poor* didominasi oleh batuan yang telah termetakan.

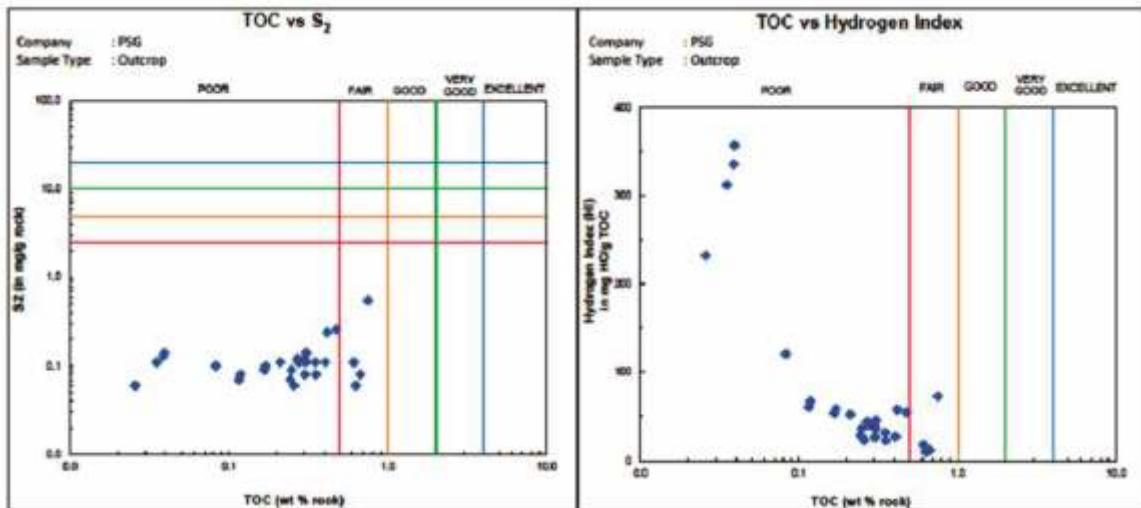
Tabel 1 dan 2 menunjukkan nilai S1 yang merupakan hidrokarbon bebas dalam percontoh batuan memiliki kisaran 0.01-0.16 mgHC/g batuan yang termasuk dalam kategori *poor* (Peters & Cassa, 1994). Nilai S2 pada percontoh batuan memiliki kisaran 0.06 - 0.55 mgHC/g batuan, sehingga seluruh percontoh termasuk dalam kategori *poor* berdasarkan kuantitas hidrokarbon dalam kerogen (Peters & Cassa, 1994) yang ditunjukkan pada Gambar 11. Berdasarkan plot

TOC dan S2 menunjukkan bahwa batuan sedimen dari Kelompok Embaluh termasuk dalam kategori *poor* sampai *fair* (Gambar 11).

### Potensi Batuan Induk Secara Kualitas

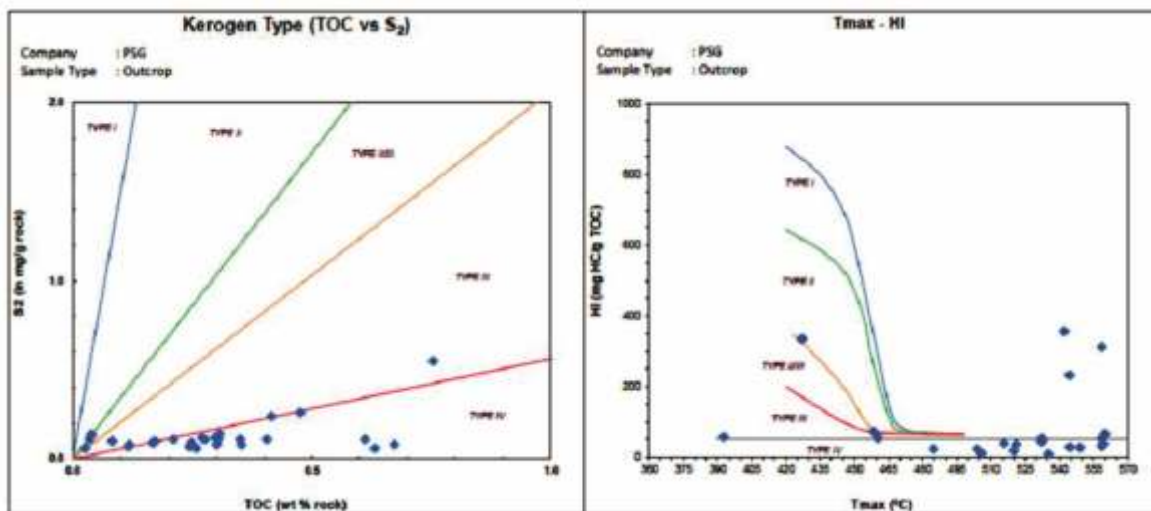
Potensi batuan induk secara kualitas diketahui berdasarkan nilai HI (*Hydrogen Index*) dan pengeplotan nilai pada diagram (Gambar 12). Nilai *Hydrogen Index* (HI) dan *Oxygen Index* (OI) dari batuan sedimen halus Mesozoikum terbagi menjadi tiga kategori yaitu <100, 100 -300 dan >300. Nilai HI >300 ditunjukkan oleh percontoh 17FS68B, 17FS85A dan 17MH24C. Percontoh batuan sedimen halus 17FS54 dan 17FS62 mempunyai nilai HI 121 dan 233 (Gambar 11), yaitu memiliki kualitas kerogen Tipe II/III, Tipe III dan Tipe IV. Tipe II/III terdapat pada percontoh FS62A yang berupa meta-serpih dari Formasi Mentarang. Penentuan kualitas ini harus dikorelasikan dengan kuantitas hidrokarbon yang terkandung dalam batuan untuk mengetahui ada atau tidaknya minyak maupun gas yang dihasilkan oleh batuan sebagai batuan induk. Dari hasil pengeplotan pada diagram S2 vs TOC dan HI vs Tmax seluruh percontoh juga menunjukkan batuan memiliki kualitas kerogen Tipe II/III, Tipe III, dan Tipe IV.





Sumber: Peter & Cassa, (1994)

Gambar 11. Hasil plot antara TOC versus S<sub>2</sub> dan TOC dengan *Hydrogen Index*.



Gambar 12. Plot TOC versus S<sub>2</sub> dan Tmaks versus HI yang menunjukkan tipe kerogen - batuan Mesozoikum.

Menurut Waples (1985), kerogen Tipe I terutama berasal dari ganggang lakustrin dan mempunyai kapasitas yang tinggi untuk menghasilkan minyak (*oil*). Kerogen Tipe I umumnya tersusun atas maseral liptinit seperti alginit. Kebanyakan kerogen Tipe II ditemukan di endapan sedimen laut di bawah kondisi reduksi. Tipe ini mempunyai kapasitas untuk membentuk minyak (*oil*) dan sedikit gas. Kerogen Tipe II terdiri atas resinit, kutinit dan liptinit, sedangkan kerogen Tipe III terdiri atas material organik darat yang kekurangan unsur lemak dan lilin. Tipe ini umumnya menghasilkan gas. Vitritinit merupakan maseral yang dominan sebagai penyusun kerogen Tipe III. Kerogen Tipe IV merupakan kerogen yang mengandung material rombakan dari berbagai sumber dan di bawah kondisi oksidasi yang tinggi. Kekayaan material organik pada serpih tidak hanya

diendapkan pada lingkungan laut tetapi juga darat, bahkan lingkungan transisi, tetapi yang paling banyak adalah lingkungan fasies lakustrin (Zhang dkk., 2012; Zou dkk., 2011 dalam Ju dkk., 2014). Sebagai contoh di Amerika Utara sumber gas serpih 1/3 berasal dari serpih yang diendapkan pada lingkungan laut, sedangkan 2/3 dari lingkungan transisi dan darat termasuk lakustrin (Zhang dkk., 2012). Kerogen Tipe ini tidak akan menghasilkan hidrokarbon. Maseral inertinit adalah penyusun dari kerogen Tipe IV ini. jenis maseral dibagi menjadi 3 grup maseral (Taylor dkk., 1998), yaitu :

- a. Vitritinit, yaitu hasil dari pematubaraan material humik yang berasal dari lignin dan selulosa sel kulit tumbuhan. Vitritinit mempunyai karakter tinggi akan fraksi aromatik dan oksigen. Maseral yang termasuk ke dalam grup ini adalah telinit, colinit, dan vitrodetrinit.

- b. Liptinit/eksinit, yaitu berasal dari sisa tumbuhan yang kaya akan hidrogen, bukan dari material-material humik, seperti sporopollenin, resin, lilin, dan lemak. Liptinit mempunyai karakter tinggi akan fraksi parafin dan fraksi hidrogen. Sebagai contoh maseral grup ini adalah sporinit, cutinit, resinit, alginin, liptodetrinit.
- c. Inertinit mempunyai karakter tinggi kandungan karbonnya tetapi rendah fraksi hidrogen dan bertambah level aromatikanya. Sebagian besar maseral inertinit diturunkan dari tumbuhan-tumbuhan yang sama dengan vitrinit dan liptinit, akan tetapi berbeda dalam transformasinya. Misalnya sel dinding dari kayu dapat ditransformasikan menjadi telinit dengan proses humifikasi dan gelifikasi. Maseral yang tergolong ke dalam grup inertinit adalah mikrinit, makrinit, semifusinit, fusinit, sklerotinit dan inertodetrinit.

Menurut McCarthy dkk., (2011), kandungan material organik dikendalikan oleh produktivitas biologis, mineralogi dan kandungan oksigen dari air dan pengendapannya.

#### Tingkat Kematangan Termal

Telah dilakukan analisis pirolisis terhadap dua puluh lima percontoh batuan untuk mengetahui besar nilai Tmax sebagai indikasi kematangan termal. Berdasarkan nilai Tmaks dari beberapa percontoh hasil analisis REP menunjukkan bahwa sebagian besar percontoh batuan sedimen halus Mesozoikum memperlihatkan kategori yang sudah matang dengan nilai Tmaks >500°C. Sebagian kecil menunjukkan kategori yang belum matang (<435°C). Percontoh tersebut memiliki nilai Tmax dengan kisaran 345°C-560°C. Nilai ini menunjukkan percontoh memiliki

tingkat kematangan dari belum matang hingga *overmature* (Peters & Cassa, 1994). Potensi batuan yang bisa diharapkan sebagai batuan induk di Cekungan Embaluh Utara adalah serpih Formasi Mentarang yang mempunyai kandungan material organik yang sedang – baik sebagai batuan yang memiliki kekayaan material organik. Kematangannya juga sudah menunjukkan hasil yang cukup matang. Berdasarkan nilai S2 yang mencapai 0,24 maka potensi serpih dari Formasi Mentarang mempunyai potensi yang sedang.

#### KESIMPULAN

Percontoh batuan Mesozoikum di daerah penelitian memiliki kisaran nilai TOC 0.03 - 1,49 wt%, nilai ini termasuk dalam kategori *poor-good*. Nilai S1 berkisar antara 0.01 - 0.16 mgHC/g batuan dan termasuk ke dalam kategori *poor* untuk kuantitas hidrokarbon bebas pada batuan. Nilai S2 menunjukkan kuantitas hidrokarbon dalam kerogen pada percontoh berkisar 0.06 - 0.24 mgHC/g batuan yang juga termasuk kategori *poor*. Potensi batuan induk secara kualitas pada percontoh batuan termasuk dalam kategori kerogen Tipe II/III, Tipe III dan Tipe IV.

Kematangan termal percontoh batuan berdasarkan nilai Tmax berada pada tingkat matang hingga *overmature*. Secara garis besar serpih Formasi Mentarang memiliki potensi sebagai batuan induk di Cekungan Embaluh Utara.

#### UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada Dewan Redaksi Pusat Survei Geologi yang telah menerima artikel ini dan menerbitkannya. Ucapan terimakasih juga kami sampaikan kepada Azmi yang telah membantu dalam pengambilan data ini.

#### ACUAN

- BPPKA, Pertamina, 1997. *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods and Application, Volume XI, Kutai Basin*. Pertamina, 134 p.
- Badan Geologi, 2009. *Peta Cekungan Sedimen Indonesia*. Kementerian Energi dan Sumberdaya Mineral, Bandung.
- Fuller, M., Haston, R., Lin, J.L., Richter, B., Schmidtke, E dan Almasco, J. 1991. Tertiary Paleomagnetism of Region Around the South China Sea. *Journal of SE Asian Earth Science*, 6: 161-184.
- Hermiyanto, H. dan Sodik, F., 2017. Penelitian Sistem Petroleum Pra-Tersier Cekungan Embaluh Utara, Kalimantan Utara. Laporan internal Pusat Survei Geologi, tidak terbit.
- Heryanto, R, Supriatna, S dan Abidin, H.Z., 1995. *Peta Geologi Skala 1: 250.000 Lembar Malinau, Kalimantan*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Ju, Y.W., Wang, G., Bu, H., Li, Q., dan Yan, Z., 2014. China Organic Rich Shale Geologic Features and Special Shale Gas Production Issues. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 6: 196-207.

- 
- Mc. Carthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., and Stankiewicz., 2011. *Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation, Oilfield Review Summer, 23 no.2*. Schlumberger, Cambridge, Massachusetts, USA.
- Peters, K.E. and Cassa, M.E., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. In. Magoon, L.B, and Dow, W.G. (Eds.). *The Petroleum System: From Source to Trip*. AAPG Memoir, 60: 93-119.
- Taylor, G.H., Teichmuller. M., Davis.A., Diessel. C.F.K., Littke. R., and Robert. P., 1998. *Organic Petrology*. Borntraeger D.C Glick, Berlin, Stuttgart.
- Waples, D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Brown and Ruth Labotaries, Inc. Denver, Colorado.
- Zhang, D.W., Li, Y.X., Zhang, J.C., Qiao, D.W., Jiang, W.L., and Zhang, J.F., 2012. *National Survey and Assesment of Shale Gas Resources Potential in China*. Geologic Publishing House in Chinese, Beijing.
-