

KARAKTERISASI POROSITAS KARBONAT BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA PADA DELTA MAHAKAM, CEKUNGAN KUTAI**Adrian Rahman Aprianto^{1*}, Ildrem Syafri¹, Reza Mohammad Ganjar Gani¹,****Yusi Firmansyah¹, Hidayat Mukmin², Haris Kurniawan Hidayat²**¹Program Studi Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran²Pertamina Hulu Mahakam*Korespondensi: adrian16003@mail.unpad.ac.id**ABSTRAK**

Dalam dunia produksi Migas salah satu hal penting setelah eksplorasi lapangan adalah pengembangan lapangan melalui POD (*Planning of Development*). Salah satu caranya adalah dengan melakukan perencanaan daerah pengembangan reservoir dari lapangan yang ada, melalui karakterisasi porositasnya, khususnya batuan karbonat. Lokasi Penelitian terletak di wilayah blok Delta Mahakam, Cekungan Kutai dan dilakukan pada 3 Lapangan (*Hessonite*, *Beryl*, dan *Spinel-Nord*) representatif dari Tren axis lapangan migas dari Delta Mahakam. Penelitian ini menggunakan data petrofisika untuk mengetahui karakteristik Porositas Karbonat menggunakan perangkat lunak Geolog 8, data *Mud*, *Drilling Info*, *Core Plug*, dan *Side Wall Core* untuk mendukung identifikasi Karakteristik Karbonat dan diagenesanya. Metode yang dilakukan dalam penelitian ini meliputi analisis fasies dan lingkungan pengendapan dan analisis petrofisika yaitu analisis Kualitatif, dan Kuantitatif. Berdasarkan analisis petrofisika pada lapangan *Hessonite* didapatkan untuk pendekatan kualitatifnya terdapat batuan karbonat (*Tight*) yang memiliki kenampakan Karakteristik Porositas Sekunder pada Sumur ADR-1 dan ADR-2, memiliki Litologi umumnya yaitu *Calcareous Siliciclastic*, dengan Fasiesnya yaitu *Mixed Facies*, keterdapatan lingkungan pengendapan di Lingkungan *Lacustrine*. Pada Lapangan *Beryl* didapatkan untuk pendekatan kualitatifnya terdapat batuan karbonat (*Tight*) yang memiliki kenampakan Karakteristik Porositas Sekunder pada Sumur ADR-3, ADR-4 dan ADR-5, sedangkan pendekatan Kuantitatif didapatkan hasil Porositas *Bulk* 17% dan Porositas Sekunder 7%, memiliki Litologi umumnya yaitu *Limestone-Dolomitic Limestone*, dengan Fasiesnya yaitu *Mixed Facies*, keterdapatan lingkungan pengendapan di Lingkungan Laut (*Patchy Reef*). Pada Lapangan *Spinel-Nord* didapatkan untuk pendekatan kualitatifnya terdapat batuan karbonat (*Tight*) yang memiliki kenampakan Karakteristik Porositas Sekunder pada Sumur ADR-6, ADR-7 dan ADR-8, sedangkan pendekatan Kuantitatif didapatkan hasil Porositas *Bulk* 14% dan Porositas Sekunder 4-5%, memiliki Litologi umumnya yaitu *Dolomitic Limestone*, dengan Fasiesnya yaitu *Mixed - Carbonate Facies*, keterdapatan lingkungan pengendapan di Lingkungan Laut (*Patchy Reef*).

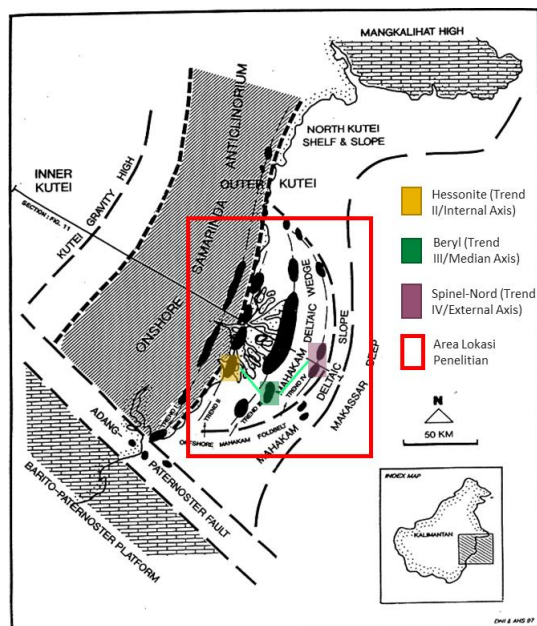
Kata Kunci : Petrofisika, Mahakam, Porositas Bulk, Porositas Sekunder, Fasies.**ABSTRACT**

In the world of oil and gas production, one of the essential things after field exploration is field development through POD (*Planning of Development*). One of the plans is to plan the reservoir development area from the existing field, a thorough characterization of its porosity, especially carbonate rocks. The research location is located in the Mahakam Delta block area, the Kutai Basin and was carried out in 3 fields (*Hessonite*, *Beryl*, and *Spinel-Nord*) representative of the Trending axis of oil and gas fields from the Mahakam Delta. This study uses petrophysical data to determine the porosity characteristics of carbonate using Geolog 8 software, Mud data, Drilling Info, Core Plug, and Side Well Core to support the identification of Carbonate Characteristics and its diagenesis. The method used in this research includes analysis of facies and depositional environment and petrophysical analysis, namely qualitative and quantitative analysis. Based on the petrophysical review on the Hessonite field, it was found that for the qualitative approach there were carbonate rocks (*Tight*) which indicated Secondary Porosity Characteristics in the ADR-1 and ADR-2 wells, which had a lithology, namely *Calcareous Siliciclastic*, with its facies is *Mixed Facies*, the presence of depositional environments in the *Lacustrine Environment*. In the Beryl Field, for the qualitative approach, there were carbonate rocks (*Tight*), which have the characteristics of Secondary Porosity in ADR-3, ADR-4, and ADR-5 Wells, while the Quantitative approach results in 17% of Bulk Porosity and 7% of Secondary Porosity. Generally, the Lithology were *Limestone-Dolomitic Limestone*, with the facies of *Mixed Facies*, the depositional environment in the Marine Environment (*Patchy Reef*). In the Spinel-Nord Field, it is found that for the qualitative approach, there were carbonate rocks (*Tight*), which have the characteristics of Secondary Porosity in ADR-6, ADR-7, and ADR-8 Wells. In contrast, the Quantitative approach results in 14% of Bulk Porosity and 4-5% of Secondary Porosity, has a lithology was *Dolomitic Limestone*, with the facies of *Mixed - Carbonate Facies*, the depositional environment in the Marine Environment (*Patchy Reef*).

Keywords : Petrophysics, Mahakam, Bulk Porosity, Secondary Porosity, Facies.

1. PENDAHULUAN

Zona Cekungan Kutai yang merupakan zona dengan memiliki salah satu cekungan endapan tersier terbesar dan terdalam di Indonesia (IAGI, 2000) dengan luas $\pm 60.000 \text{ Km}^2$ dan ketebalan sedimen mencapai $\pm 14 \text{ Km}$.



Gambar 1. Fisiografi daerah penelitian berdasarkan Axis-Axis Lapangan di Delta Mahakam (Satyana, 1999)

Lokasi penelitian berada di Cekungan Kutai, blok Delta Mahakam (**Gambar 1**). Delta Mahakam sendiri sudah aktif produksi migas sejak 125 tahun lalu sampai dengan sekarang. Pada penelitian ini membahas mengenai Karakteristik Porositas karbonat, yang meliputi diagenesa, persebaran dan Porositas Karbonat di Delta Mahakam, menggunakan Analisa Petrofisika dan Lingkungan Pengendapannya. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik dari Karbonat di Delta Mahakam berdasarkan Porositasnya.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional

Secara regional, Cekungan Kutai merupakan sistem cekungan intra kraton yang pembentukannya terjadi selama Neogen ketika terjadi proses penurunan cekungan dan sedimentasi yang bersifat transgresif, dan dilanjutkan bersifat regresif di Miosen tengah (Barber, 1985). Pola-pola ini menjadikan pembentukan delta berjalan efektif sebagai pembentuk perangkap minyak bumi maupun batu bara. Cekungan Kutai Terletak di tepi bagian timur paparan Sunda yang dihasilkan sebagai akibat dari gaya ekstensi di bagian selatan Lempeng Eurasia (Allen & Chambers, 1998).

Terdapat 5 (tujuh) even tektonik yang mempengaruhi perkembangan struktur dan juga stratigrafi di Cekungan Kutai (Bachtar, dkk. 2013), yaitu:

1. Pre Rift (Basement)

Punggungan Kalimantan Tengah tersusun dari spillites, ultrabasa dan serpentinite (ophiolite) dan rijang radiolaria yang berumur Jura – Kapur awal, serta turbidit dari Grup Rajang/Embalan dan Formasi Mentareng. Pegunungan Schwaner mengandung banyak batuan granitik dan tonalit berupa batholiths dari Periode Kapur (Williams dkk. 1988; Amiruddin, 1989).

2. Syn Rift

Kala Eosen tengah menunjukkan irisan syn-rift dan sangat mirip diseluruh Pulau Kalimantan. Fitur yang paling umum adalah adanya konglomerat basal sebagai batas cekungan barat dan batuan beku sebagai batas timur. Pada periode ini tersusun dari Lapisan Boh dan Lapisan Keham Halo yang terterobos oleh batuan beku (Satyana, 1999).

3. Post Rift

Periode ini berlangsung pada Kala Eosen akhir hingga Oligosen awal. Pengaruh laut terhadap meningkatnya suplai sedimen terdekat. Pasir aluvial dan konglomerat menyekat interval sedimen delta dengan seams batubara, cross bedded channel sand, carbonaceous shale, dan foraminiferal wackestone pada miosen atas. Di sepanjang hulu Sungai Mahakam, sedimen dari lapisan Batupasir Keham Halo melintas dari bagian basal konglomerat-batupasir fluviatil berukuran kasar, dengan struktur saluran berskala meter, berubah menjadi batupasir zona tidal dengan interkalasi Nummulites foraminiferal packstones (Anggota Batu Gamping Ritan) Kala Eosen atas. Kemudian pada bagian atas dan secara lateral setara dengan litologi ini adalah litium dan arenit kuarsa, serpih, batulanau dan konglomerat. Litologi yang menyusun periode ini adalah Lapisan Atan yang tersusun dari batulempung dan sisipan batugamping (Satyana, 1999)..

4. Penurunan Dasar Cekungan (Basin Subsidence)

Periode ini terjadi pada Kala Oligosen akhir hingga Miosen tengah. Periode ini diisi oleh litologi konglomerat, batupasir, breksi vulkanik, dan batulanau dari Formasi Marah; batulempung dari Formasi Pamaluan; batugamping dari Formasi Maruat; batupasir sisipan batugamping dan batulanau dari Formasi Pulau Balang; perselingan batupasir sisipan batugamping, batulempung, dan batulanau dari Formasi Pulau Balang; dan batupasir Formasi Mentawir yang menjari dengan batulanau Formasi Gelingseh (Satyana, 1999).

5. Perubahan Topografi Cekungan (Inversion)

Miosen tengah adalah waktu yang penting dalam evolusi Cekungan Kutai. Setelah periode sedimentasi laut dalam signifikan terbentuk di

Eosen akhir dan Oligosen, perubahan besar dalam topografi cekungan terjadi. Inversi ini menyebabkan penurunan muka air laut ditandai dengan adanya pola progradasi endapan delta (Moss and Chambers, 1999). Akhirnya pada kala Miosen Tengah-Miosen Akhir, terjadi pengendapan Kelompok Kampung Baru yang berhubungan dengan proses terjadinya pengangkatan Tinggian Meratus yang diakibatkan oleh tumbukan antara Dataran Banggai-Sula dan Lempeng Asia Tenggara yang menyebabkan ruang akomodasi, sehingga dimulailah fase delta progradasi secara besar-besaran yang masih berlanjut sampai saat ini.

2.2. Asosiasi Fasies Delta Mahakam

Menurut hasil penelitian Wilson (2005) pada lingkungan Delta Mahakam, terdapat 3 Jenis Fasies utama berdasarkan persentase material non karbonat/siliklastik dalam batuan pada lingkungan Delta yaitu:

- a) **Facies Siliciclastic**
Komponen non – carbonate / Siliciclastic sebesar > 95%
- b) **Facies Carbonate-Siliciclastic (Mixed Facies)**
Komponen non – carbonate / Siliciclastic sebesar 35 – 95%
- c) **Facies Carbonate**
Komponen non – carbonate / Siliciclastic sebesar 6 – 35%

2.3. Porositas Karbonat

Untuk Porositas di Batuan karbonat, berdasarkan Harbaugh (1967) Porositas batuan karbonat dapat dibagi menjadi 3 yaitu :

- a) **Porositas Primer**, porositas yang terjadi pada saat pengendapan batuan :
 - **Framework Porosity**
 - **Mud Porosity**
 - **Sand Porosity**
 - **Cementation**
- b) **Porositas sekunder**, porositas yang terjadi pada saat setelah pengendapan batuan :
 - **Solution**
 - **Multiple Generation**
 - **Fractures, Bedding Planes, & Unconformity**
- c) **Porositas Dolomit Sukrose**, porositas yang terjadi pada saat terubahnya mineral kalsit menjadi dolomit dikarenakan penyerapan unsur magnesium oleh karbonat, yang memiliki tingkat penyusutan yang lebih tinggi daripada kalsit, maka memiliki porositas dan permeabilitas yang lebih besar.

2.4. Analisis Petrofisika

Petrofisika adalah studi mengenai sifat fisik dari sebuah batuan. Dari data log yang ada diinterpretasi baik secara kualitatif maupun kuantitatif, kemudian petrophysicist akan mengkalkulasi volume shale, porositas, permeabilitas, saturasi air dan elemen petrofisika lainnya. Pengukuran tersebut untuk penentuan zona produktif dan kedalamanannya, properti petrofisika dan kandungan fluidanya serta perhitungan estimasi cadangan hidrokarbon (Asquith, dkk 1982).

a) Analisis Kualitatif

Analisis ini merupakan bagian dari analisis dalam menentukan sifat petrofisika batuan reservoir menggunakan data log. Analisis ini terdiri dari beberapa kegiatan yaitu penentuan batuan reservoir dan zona hidrokarbon.

b) Analisis Kuantitatif

Seperti halnya pada analisa kualitatif, analisa kuantitatif merupakan analisa log yang memperhitungkan besaran angkanya dengan memperhatikan skala ukuran gridnya sesuai kedalaman yang didapat. Dari data-data yang dihasilkan diatas dengan bantuan grafik (chart-book), dengan rumus-rumus mana yang berlaku maka dapat menentukan jumlah volume kandungan lempung (Vsh) dan nilai porositas ($\emptyset$).

- **Perhitungan porositas melalui log densitas dan log sonik (Dewan, 1983) :**

$$\emptyset = \frac{P_{ma} - P_b}{P_b - P_f}$$

pada formasi *clean sand*

$$\emptyset = \frac{P_{ma} - P_b}{P_b - P_f} - (\frac{V_{sh}}{1 - V_{sh}}) \frac{P_{sh} - P_b}{P_b - P_f}$$

pada formasi *shaly sand*

Keterangan :

- ΦDc = porositas densitas terkoreksi (%)
- P_{ma} = densitas matriks (2,65 untuk batupasir) (gr/cc)
- P_b = densitas bulk (gr/cc)
- P_f = densitas fluida (gr/cc)
- P_{sh} = densitas shale (gr/cc)
- V_{sh} = Volume shale
- ΦD = porositas sonic terkoreksi (%)

- **Perhitungan Secondary Porosity (William C. L., 2010)**

$$\text{Bulk Porosity} = \text{Primary Porosity} + \text{Secondary Porosity}$$

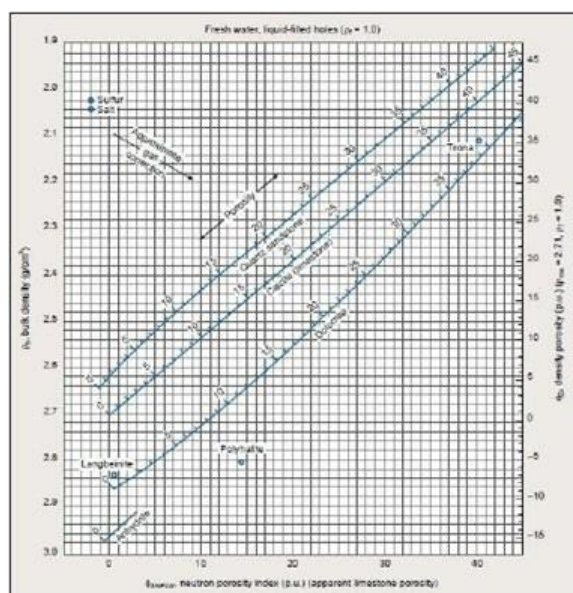
Pada perhitungan Bulk Porosity adalah hasil penjumlahan Primary dengan Secondary Porosity, dengan diketahuinya Bulk Porosity melalui data log

Densitas, sedangkan Primary Porosity didapat melalui data log Sonik yang menjelaskan bahwa untuk melakukan perhitungan Secondary Porosity adalah dengan mengambil selisih antara Bulk Porosity dengan Primary Porosity.

3. METODE PENELITIAN

Pada penelitian ini dilakukan menggunakan perangkat lunak *Geolog 8* untuk menganalisis data petrofisika, mud log, drilling info dan Cutting, untuk mengetahui secara kualitatif kenampakan dari batuan karbonat pada beberapa sumur yang ada. Untuk mengetahui persebaran karbonat melalui grafik perbandingan antara Burial Depth dan Density Log tiap beberapa sumur di lapangan – lapangan Delta Mahakam. Pada analisis kuantitatif, data yang digunakan adalah perhitungan V_{shale} sebagai koreksi untuk perhitungan porositas karbonat (Tight/tidak memiliki porositas), lalu untuk perhitungan porositas dengan dibantu oleh Log Sonik untuk melakukan perhitungannya guna mengetahui besaran porositas karbonat. Lingkungan pengendapan didapatkan dengan mengetahui Fasies dari karbonat dan kandungan matriksnya.

Crossplot RHOB-NPHI data (**Gambar 2**) dan RT-RHOB Overlay Log digunakan sebagai analisa kualitatif yang bertujuan untuk mengidentifikasi litologi melalui deskripsi matriks karbonat berdasarkan Schlumberger Book Chart (2000) pada batuan karbonat untuk mengoptimalkan kontribusi data batuan dan untuk mengetahui adanya indikasi porositas sekunder pada batuan karbonatnya.



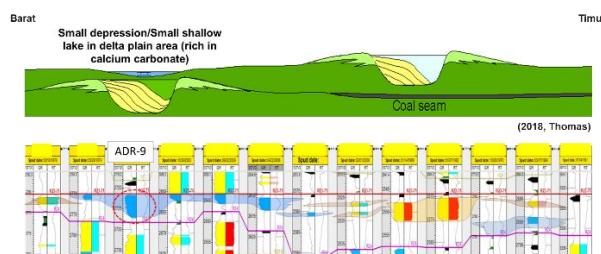
Gambar 2. Kenampakan Crossplot Log Density (RHOB) dan Log Neutron (NPHI) untuk menentukan litologi berdasarkan kandungan matriks kuarsa, Kalsit dan Dolomit (Schlumberger Chartbook, 2000)

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Keterdapatan Karbonat pada Lapangan

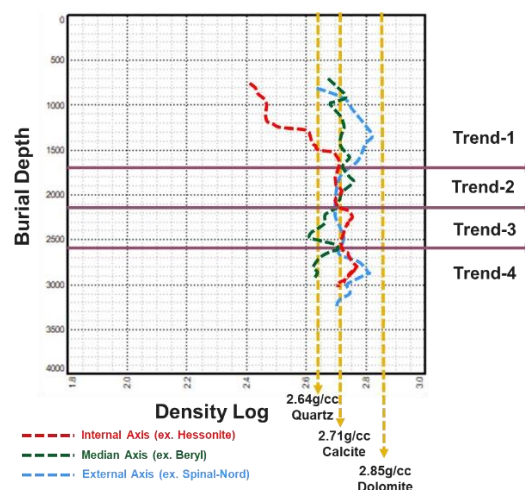
Hessonite (Delta Plain)

Pada lapangan Hessonite, khususnya di sumur ADR-9 terdapat keterbentukan karbonat yang cukup tebal tertera pada korelasi sumur pada **Gambar 3**, menjelaskan bahwa keterbentukan karbonat di daerah tersebut berada di fasies Lacustrine Carbonate, dikarenakan adanya depresi dari channel yang mengakibatkan penurunan dan terbentuk sedikit genangan lokal dan membentuk pertumbuhan karbonat lingkungan darat yaitu fasies lacustrine limestone.



Gambar 3. Ilustrasi Korelasi Sumur di Lapangan Hessonite (ADR-9)

4.2 Analisis Perkembangan Geologi dengan Tren Variasi Nilai Densitas Tertinggi



Gambar 4. Grafik Tren Variasi Nilai Densitas Tertinggi pada keterdapatan Data Karbonat (Tight) pada Internal - Median - External Axis Delta Mahakam

Pada grafik diatas pada pola densitas tertinggi dari tiap-tiap lapangan berdasarkan Density log dan kedalamannya terlihat beberapa variasi dari masing masing kedalaman pada lapangan di Delta Mahakam. Oleh karena itu penulis membaginya menjadi 4 Tren utama dalam variasi Density log pada tiap Axis di Delta Mahakam.

a) Tren 1 :

Pada kedalaman 500 – 1700 mMD terdapat variasi Pola Densitas yang cukup menggambarkan daerah pengendapan dari tiap-tiap axis di Delta Maha kam :

Internal Axis (Lapangan Hessonite) terlihat pola densitas pada kedalaman tersebut memiliki karbonat yang masih banyak memiliki kandungan Silisiklastiknya pada lapangan tersebut, dan dapat disimpulkan bahwa daerah lingkungan pengendapan dari karbonat tersebut berada di lingkungan darat atau

fluvial yang masih banyak terjadi pengaruh sedimentasi.

Median Axis (Berly) terlihat pola densitas pada kedalaman tersebut, karbonatnya memiliki kandungan sudah mulai didominasi oleh matriks kalsitik, bisa dilihat bahwa sudah memiliki lingkungan pengendapan yang berbeda dari lapangan Hessonite yaitu mulai masuk ke lingkungan laut dengan adanya kehadiran matriks kalsitik.

External Axis (Spinel-Nord) terlihat pola densitas pada kedalaman tersebut, karbonatnya memiliki kandungan sudah dominan kalsitik sampai dolomitik, yang bisa disimpulkan bahwa untuk lingkungan pengendapannya sudah masuk ke lingkungan laut dengan adanya perubahan mineral kalsit menjadi dolomit akibat dolomitisasi.

b) Tren 2 :

Pada kedalaman 1700 – 2200 mMD terdapat variasi Pola Densitas yang cukup menggambarkan pola matriks karbonatnya yang sama yaitu kalsitik dari tiap-tiap axis di Delta Mahakam.

c) Tren 3 dan 4 :

Pada kedalaman 2200 – 3000 mMD terdapat variasi Pola Densitas yang cukup menggambarkan pola matriks karbonatnya beragam yaitu kuarsa sampai dolomitik dari tiap-tiap axis di Delta Mahakam. Namun pada tren 4 terdapat kesamaan pola matriks karbonat di lapangan Hessonite dengan Spinel-Nord, dapat diinterpretasi bahwa adanya kesamaan matriks namun beda dalam lingkungan pengendapan, daerah Hessonite di lingkungan darat sedangkan Spinel-Nord di daerah mendekati shelf margin. Dan terdapat pengaruh sedimentasi pada kedalaman ini yang menyebabkan adanya anomali tren densitas, dalam pertumbuhan karbonatnya yang terganggu dengan adanya sedimen influks.

4.3. Analisis Petrofisika dan Penentuan Litologinya

a) Lapangan Hessonite

Tabel 1. Data Petrofisika Sumur pada Lapangan Hessonite beserta Litologi dan kenampakan Porositas Sekunder

Sumur	Indikasi Karbonat (mSS)	Porositas Sekunder (RT-RHOB Overlay)	Litologi (RHOB-NPHI Crossplot)	Fasies Karbonat (Wilson, 2005)
ADR-1	2134	Ada	Calcareous Siliciclastic	Mixed Facies
ADR-1	2736 & 2746	Ada	Calcareous Siliciclastic (Low Porosity) & Calcareous	Mixed Facies

Pada Lapangan Hessonite berdasarkan Tabel 1, Porositas Sekunder terdeteksi pada Sumur ADR-1, untuk perhitungannya tidak dapat dikarenakan tidak adanya data log sonik yang dapat membantu perhitungannya. Untuk litologinya berdasarkan Crossplot log RHOB – NPHI didominasi oleh litologi Calcareous Siliciclastic dan Fasiesnya didominasi oleh Mixed Facies.

Penentuan Lingkungan pengendapan berdasarkan hasil studi literatur dan data Kualitatif didapatkan bahwa karbonat pada lapangan tersebut terdapat pada lingkungan pengendapan Lacustrine.

b) Lapangan Beryl

Tabel 2. Data Petrofisika Sumur pada Lapangan Beryl beserta Litologi dan kenampakan Porositas Sekunder

Sumur	Indikasi Karbonat (mSS)	Porositas Sekunder (RT-RHOB Overlay)	Litologi (RHOB-NPHI Crossplot)	Porositas	Fasies Karbonat (Wilson, 2005)
ADR-3	1405 & 1410	Ada	Limestone & Dolomitic Limestone	Porositas Bulk (17%) & Porositas Sekunder (7%)	Mixed Facies
ADR-4	1355 & 1370	Ada	Limestone & Dolomite	-	Mixed Facies
ADR-5	1353, 1355, & 1363	Ada	Dolomite, Limestone, & Dolomite	-	Mixed Facies

Pada Lapangan Beryl berdasarkan Tabel 2, Porositas Sekunder terdeteksi pada semua sumur, untuk perhitungannya pada sumur ADR-3 didapatkan Porositas Bulk sebesar 17% dan Porositas Sekunder sebesar 7%. Untuk litologinya berdasarkan Crossplot log RHOB – NPHI didominasi oleh litologi Limestone – Dolomitic Limestone dan Fasiesnya didominasi oleh Mixed Facies.

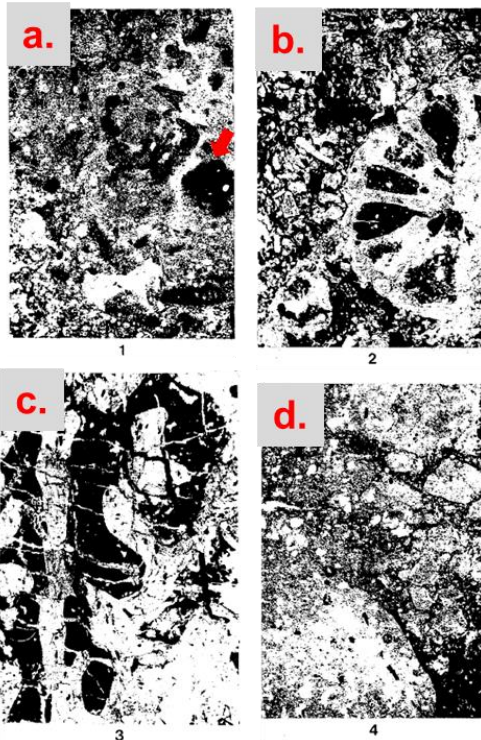
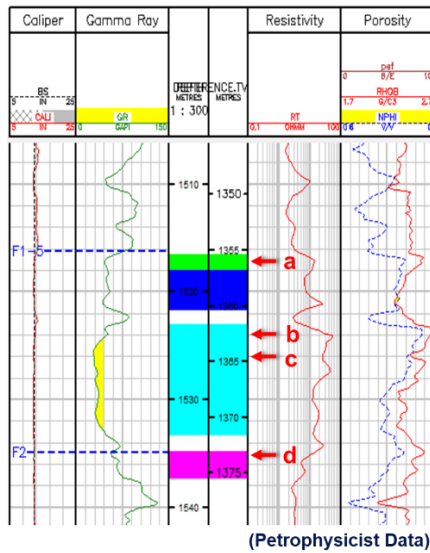


Fig. 1 - ADR-4 : 1517,10 m
NL x 35
(667-16932-78)

Dolomiticrite, slightly argillaceous and silty with Coralline Algae fragments (*Lithophyllum* sp. and *Lithoporella* ?)
Rare Corals and Coprolites (see red arrow)
Some vug porosity.

Fig. 2 - ADR-4 : 1524,30 m
NL x 14
(667-16935-78)

Dolomiticrite (wackestone/packstone) with abundant calcitic Coral fragments and Coralline Algae (see arrow).

Fig. 3 - ADR-4 : 1526,2 m
NL x 35
(667-16936-78)

Dolomiticrite (packstone/boundstone) with large calcitic Coral fragment.
Network of closed fractures cemented by drusy mosaic calcite.
Collapse fractures in vadose zone ?

Fig. 4 - ADR-4 : 1535,10 m
NL x 14
(667-16940-78)

Monogenic collapse breccia (slightly sandy to silty) with dolomitic elements. Argillaceous material between the elements.
[Brecciation by dissolution of evaporitic levels]

Gambar 5 dan 6. Kenampakan Sidewall Core pada Sumur ADR-4 beserta kedalaman pengambilan sampelnya dan Hasil Deskripsi Sayatan Tipis (Sidewall Core) dari Sumur ADR-4

Hasil Deskripsi Sayatan Tipis (Sidewall Core) dari Sumur ADR-4 (**Gambar 6**) seperti berikut:

- Foto Sayatan pertama menjelaskan keterdapatan Dolomiticrite yang memiliki keterdapatan fosil fragmen Coral Alga dan juga terdapat Porositas Sekunder yaitu Vuggy (ditunjukkan oleh anak panah berwarna merah)
- Foto Sayatan kedua menjelaskan keterdapatan Dolomiticrite yang memiliki litologi Wackstone/Packstone (Dunham, 1962) dikarenakan terdapatnya Fosil Coral dan Algae yang cukup banyak.
- Foto Sayatan ketiga menjelaskan keterdapatan Dolomiticrite yang memiliki litologi Packstone/Boundstone (Dunham, 1962) dikarenakan terdapatnya Calcitic Coral fragment yang cukup besar dan ada terdapat fracture yang mengindikasikan adanya Porositas Sekunder.
- Foto Sayatan keempat menjelaskan keterdapatan Breksiasi yang memiliki matriks dolomit (Breksiasi yang mengalami dissolution dikarenakan evaporitic level)

Dapat disimpulkan bahwa dari hasil Sidewall Core (**Gambar 6**) pada sumur ADR-4 untuk lingkungan pengendapan dan tipe porositasnya adalah:

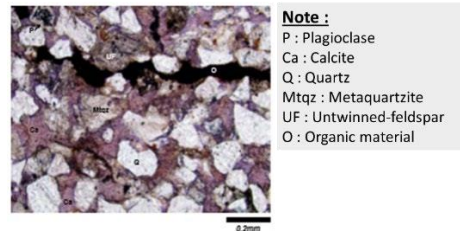
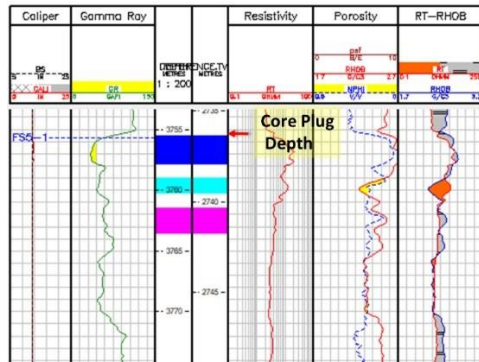
- Lingkungan Pengendapan terdapat pada daerah lingkungan laut, khususnya di Patchy Reef dikarenakan keterdapatan karbonat pada data log tidak cukup tebal sebagai Reef dan adanya Fosil-fosil coral hadir didalamnya.
- Tipe Porositas pada karbonat ini banyak didominasi oleh Porositas Sekunder dengan hadirnya Vuggy, Fracture, dan Dissolution.

c) Lapangan Spinel - Nord

Tabel 3. Data Petrofisika Sumur pada Lapangan Spinel - Nord beserta Litologi dan kenampakan Porositas Sekunder

Sumur	Indikasi Karbonat (mSS)	Porositas Sekunder (RT-RHOB Overlay)	Litologi (RHOB-NPHI Crossplot)	Porositas	Fasies Karbonat (Wilson, 2005)
ADR-6	2736 & 2742	Tidak	Dolomitic Limestone	-	Mixed Facies
ADR-7	2383	Ada	Dolomitic Limestone	Porositas Bulk (14%) & Porositas Sekunder (4-5%)	Mixed Facies
ADR-8	2043	Tidak	Dolomitic Limestone	-	Carbonate Facies

Pada Lapangan Spinel - Nord berdasarkan **Tabel 3**, Porositas Sekunder terdeteksi pada sumur ADR-7 untuk perhitungannya didapatkan Porositas Bulk sebesar 14% dan Porositas Sekunder sebesar 4-5%. Untuk litologinya berdasarkan Crossplot log RHOB – NPHI didominasi oleh litologi Dolomitic Limestone dan Fasiesnya didominasi oleh Mixed Facies dan Carbonate Facies.



PETROGRAPHIC DATA SHEET (250 counts, Vol. %)
CORE PLUG DEPTH : 3755.43m

LITHOLOGY : Calcareous sandstone		CLASSIFICATION : Sublitharenite	
Mean grain size	Fine sand		
Sorting	Moderate		
Structure	Massive		
Roundness	Angular-subrounded		
Grain contacts	Point		
WHOLE ROCK CONSTITUENTS (Vol. %)			
GRAINS	62.4	CEMENT & REPLACEMENTS	46.4
Quartz	43.2	Pyrite	2.0
Untwinned-feldspar	2.4	Overgrowths	0.4
Plagioclase	0.8	Calcite	38.4
Lithic fragments	4.0	Dolomite	5.6
Chert	2.8	Kaolinite	Trace
Shale	Trace		
Metaquartzite	1.2		
Heavy minerals	Trace		
Bioclasts	1.6		
Organic material	0.4		
Other grains	Trace		
MATRIX		VISIBLE POROSITY	
Detrital clay	0.8	Secondary	0.4
		Intragranular	Trace

Gambar 7 dan 8. Kenampakan Core Plug dan Deksripsinya pada sumur ADR-6, diambil pada kedalaman 3755,43 mmD

Pada keterangan core plug (**Gambar 7 dan 8**) ini menjelaskan bahwa pada sumur ADR-6 terdapat pada lingkungan laut dikarenakan terdapat bioclast sebesar 1.6 pada grain sedimennya, dan terdapat mineral kalsit yang cukup banyak sebesar 38.4 pada matriks atau semennya.

Penentuan Lingkungan pengendapan berdasarkan hasil studi literatur dan data Kualitatif didapatkan bahwa karbonat pada lapangan tersebut terdapat pada lingkungan pengendapan Marine (Patchy Reef).

5. KESIMPULAN

Keterdapatan karbonat berdasarkan litologinya di Mahakam khususnya untuk Internal, Median dan External axis memiliki lingkungan pengendapan yang berbeda

sebagai berikut :

- Internal: Lingkungan pengendapan Lacustrine
- Median: Lingkungan pengendapan Marine (Patchy Reef)
- External: Lingkungan pengendapan Marine (Patchy Reef)

Tipe facies Delta berdasarkan Wilson, 2005, pada penelitian ini didapatkan hasil sebagai berikut :

- Internal : Mixed Facies
- Median : Mixed Facies
- External : Mixed - Carbonate Facies

Pada Metode pendekatan Kualitatif berdasarkan Variasi Tren dari keterdapatan karbonat di Internal, Median, Eksternal Axis, terdapat 4 trend yang berbeda berdasarkan kedalamannya :

- Trend 1:
 - Kedalaman 500 – 1700 mMD
 - Pola Tren Log Densitas terpengaruh lingkungan pengendapan
- Trend 2:
 - Kedalaman 1700 – 2200 mMD
 - Pola Tren Log Densitas terlihat sama yang menunjukkan Matrix Kalsitik
- Trend 3 dan 4:
 - Kedalaman 2200 – 3000 mMD
 - Pola Tren Log Densitas terlihat beragam dari Kuarsa sampai Dolomitik
 - Pada Trend ini terdapat variasi tren Log Densitas yang diinterpretasikan bahwa adanya pengaruh dari kejadian sedimentasi pada kedalaman tersebut dari darat yang mengganggu pertumbuhan dari karbonatnya.

Pada pendekatan kuantitatif hanya beberapa sumur yang memiliki log sonic untuk melakukan perhitungan porositas. Hasil dari beberapa sumur sebagai berikut :

- Median Axis :
 - Lapangan Berly di sumur ADR-3 memiliki Bulk Porosity sebesar 17 % dan Secondary porosity sebesar 7 %
- External Axis :
 - Lapangan Spinel-Nord di sumur ADR-7 memiliki Bulk Porosity sebesar 14 % dan Secondary porosity sebesar 4 – 5 %

6. UCAPAN TERIMA KASIH

Segala puji bagi Allah yang telah memberikan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian ini. Terima kasih penulis ucapkan kepada pihak Pertamina Hulu Mahakam, terutama Pak Hidayat Mukmin sebagai pembimbing teknis, yang telah memberikan akses data dan fasilitas.

DAFTAR PUSTAKA

- Allen & Chambers, 1998. "Regional Geology and Stratigraphy of the Kutei Basin" Sedimentation in the Modern and Miocene Mahakam Delta. IPA (2006)
- Asquith, G., & Krygowski, D. 2004. "Basic Relationships of Well Log Interpretation" In Basic Well Log Analysis, AAPG Methods in Exploration (Series 16). AAPG : Tulsa, Oklahoma
- Chambers, J.L.C. and Daley, T. 1995. "A tectonic model for the onshore Kutai Basin, East Kalimantan, based on an integrated geological and geophysical interpretation". Indonesian Petroleum Association, Proceedings 24th Annual Convention : Jakarta (1995) I, 111-130
- Darman, H., Handoyo, K. 2013. "Deltaic" Reservoir Characteristics of Giant Fields of the Kutei and Baram Basins, Borneo". Indonesia : AAPG
- Dewan, J.. (1983). "Essentials of Modern Open-hole Log Interpretation". Penn Well Publishing Company : Tulsa, Oklahoma.
- Dunham, R. J. (1962). "Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture : Classification of Carbonate Rocks (ed. W.E.Ham) (Mem. Am.A)". Tulsa, USA.
- Harbaugh, J.W. 1967. Chapter 7 "CARBONATE OIL RESERVOIR ROCKS". Stanford University : USA
- Mora, S., Gardini, M., Kusumanegara, Y., Wiweko, A.. 2003. "Modern, Ancient Deltaic Deposits and Petroleum System of Mahakam Area", IPA Field Trip Guidebook
- Saller, A. 2006. "Sequence Stratigraphy and Growth of Shelfal Carbonates in A Deltaic Province, Kutai Basin, Offshore East Kalimantan, Indonesia". SPEM (Society for Sedimentary Geology) : Australia
- Satyana, A.H., D. Nugroho, I. Surantoko. 1999. "Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutei, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia: major dissimilarities in adjoining basins". Journal of Asian Earth Sciences 17
- William C. L. 2010. "Working Guide to Reservoir Engineering". Gulf Professional Publishing : Houston, USA
- Wilson, M.E.J. 2005. "Development Of Equatorial Delta-Front Patch Reefs During The Neogene, Borneo". SPEM (Society for Sedimentary Geology) : Durham
- Wilson, J. L. (1975). "Carbonate Facies in Geologic History". Springer-Verlag : Berlin, Germany
- Yoga, T., Wuryanto, A. 2019. Fieldtrip Pertamina Hulu Mahakam "Sedimentology and Reservoir Architecture of Modern and Ancient Mahakam". Pertamina Hulu Mahakam : Balikpapan, Indonesia