



**PERBEDAAN DIAGENESA DAN SIFAT FISIK BATUAN RESERVOIR
BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA PADA STRUKTUR A DAN B FORMASI
MALACCA CEKUNGAN SUMATERA UTARA**

**Andre Windo Sinaga^{1*}, Ildrem Syafri¹, Febriwan Mohammad¹, Farouqi Al-Ayubie²,
Dhanny Triamindo²**

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

²Pertamina Hulu Rokan Regional 1

Email Korespondensi : andresinaga11052001@gmail.com

ABSTRAK

Daerah penelitian merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi yang berada di Cekungan Sumatera Utara, tepatnya di Formasi Malacca dan Formasi Peutu. Daerah penelitian ini memiliki jenis *reservoir* karbonat dimana di Indonesia merupakan salah satu prospek hidrokarbon yang menjanjikan. Tujuan penelitian ini untuk menganalisis fasies dan lingkungan pengendapan daerah penelitian serta mengetahui hubungan diagenesa karbonat daerah penelitian terhadap perhitungan petrofisika. Interval karbonat daerah penelitian berumur Miosen Awal-Miosen Tengah. Berdasarkan hasil analisis litofasies, sumur-sumur penelitian memiliki litofasies *mudstone-packstone* dan *wackstone-packstone* yang diendapkan pada lingkungan *Back-Reef* dan *Open Sea Shelf*. Berdasarkan perhitungan petrofisika, kualitas *reservoir* dibagi menjadi dua yaitu *porous zone* (*reservoir* di Formasi Malacca) dan *tight zone* (*reservoir* di Formasi Peutu). Secara hipotetis, kualitas *reservoir* karbonat umumnya dipengaruhi oleh tahapan diagenetik setelah pertumbuhan karbonat namun beberapa kasus menunjukkan hal ini disebabkan oleh perubahan fasies. Pemahaman tentang proses dan produk diagenesis karbonat sangat penting untuk eksplorasi hidrokarbon dan pengembangan lapangan lebih lanjut dalam studi *reservoir* karbonat.

Kata kunci: Cekungan Sumatra Utara, Formasi Malacca, Formasi Peutu, litofasies, karakteristik *reservoir*, *reservoir* karbonat, kualitas *reservoir* karbonat, diagenesa

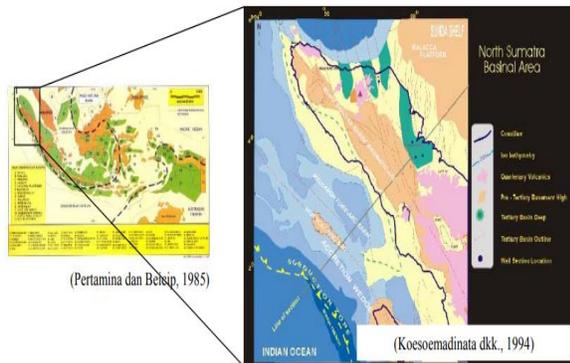
ABSTRACT

The research area is one of the oil and gas fields in the North Sumatra Basin, specifically in the Malacca Formation and Peutu Formation. This research area has a type of carbonate reservoir which in Indonesia is one of the promising hydrocarbon prospects. The aim of this research is to analyze the facies and depositional environment of the research area and determine the relationship between carbonate diagenesis of the research area and petrophysical calculations. The carbonate interval in the study area is Early Miocene-Middle Miocene. Based on the results of lithofacies analysis, the research wells have mudstone-packstone and wackstone-packstone lithofacies which were deposited in the Back-Reef and Open Sea Shelf environments. Based on petrophysical calculations, reservoir quality is divided into two, namely porous zone (reservoir in the Malacca Formation) and tight zone (reservoir in the Peutu Formation). Hypothetically, the quality of carbonate reservoirs is generally influenced by the diagenetic stages following carbonate growth but in some cases this is caused by facies changes. Understanding the processes and products of carbonate diagenesis is essential for hydrocarbon exploration and further field development in carbonate reservoir studies.

Key words: North Sumatra Basin, Malacca Formation, Peutu Formation, lithofacies, reservoir characteristics, carbonate reservoir, carbonate reservoir quality, diagenesis

PENDAHULUAN

Cekungan Sumatera Utara merupakan cekungan belakang busur yang luasnya mencapai 60.000 km², baik di lepas pantai maupun di darat. Cekungan Sumatera Utara merupakan salah satu cekungan sedimen paling produktif di Indonesia, yang telah berproduksi selama lebih dari satu abad. Menurut Meckel (2012), cekungan ini merupakan cekungan penghasil hidrokarbon terbesar ketiga di Indonesia setelah Cekungan Sumatera Tengah dan Kutai (terlihat pada **Gambar 1**).



Gambar 1 Peta Cekungan Sumatra Utara (Koesoemadinata dkk., 1994)

Sehubungan dengan kondisi diatas penulis melakukan penelitian terkait petrofisika di lokasi diatas. Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari tentang sifat-sifat fisik batuan berdasarkan pengukuran geofisika (Prasetio, 2021). Hasil interpretasi petrofisika dapat digunakan untuk mengetahui kualitas *reservoir*, jenis fluida, porositas, permeabilitas dan saturasi air. Metode geofisika yang banyak digunakan dalam eksplorasi migas salah satunya adalah *logging*. Salah satu penerapan identifikasi *reservoir* yaitu pada batuan karbonat.

Dengan dilakukannya metode tersebut, maka dapat diketahui sifat fisik batuan *reservoir*.

TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Regional

Cekungan Sumatera Utara dibatasi oleh Pegunungan Bukit Barisan di bagian barat, Paparan Malaka di bagian timur, Lengkungan Asahan di bagian selatan, Laut Andaman di bagian utara. Struktur geologi lepas pantai Sumatera Utara dikategorikan menjadi tiga berdasarkan peristiwa tektoniknya, yaitu: fase ekstensi awal, fase tektonik *wrenching*, dan tektonik kompresional. Ketiga peristiwa tektonik tersebut (Davies, 1948) memicu peristiwa lain seperti patahan *basement*, inversi, pengangkatan Bukit Barisan, *detached structure*, dan pembentukan *Rayeu Hinge* (Pertamina BPPKA, 1995). Menurut Barber (2005), evolusi Cekungan Sumatera Utara dapat dibagi menjadi beberapa tahap, seperti:

1. *Pra-Rift* (Eosen Akhir)
2. Tahap *Syn-rift* atau pembentukan horst dan graben (Oligosen Awal-Akhir)
3. Transgresi *post-rift*
4. Regresi *post-rift*

Klasifikasi Batuan Karbonat

Dunham membuat klasifikasi batugamping berdasarkan tekstur deposisi batugamping, yaitu tekstur yang terbentuk pada waktu pengendapan batugamping, meliputi ukuran butir dan susunan butir (sortasi). Dunham mengklasifikasikan batugamping menjadi 5 macam, yaitu

mudstone, wackestone, packestone, grainstone, dan boundstone.

Depositional texture recognizable					Depositional texture not recognizable
Original components not bound together during deposition				Original components were bound together	
Contains mud (clay and fine silt-size carbonate)		Lacks mud and is grain supported			
Mud-supported		Grain-supported			
Less than 10% grains	More than 10% grains				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline

Gambar 2 Klasifikasi Batuan Karbonat Menurut Dunham (1962)

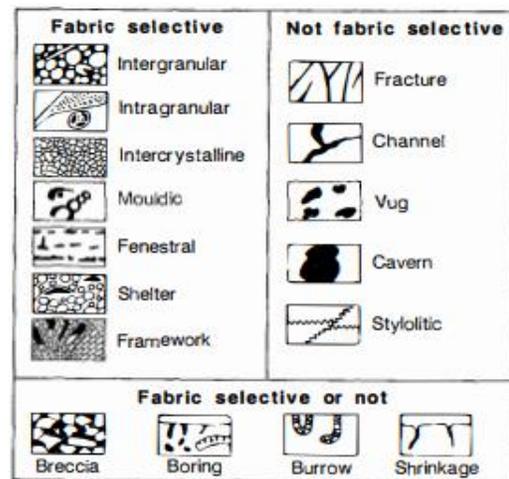
Sedangkan batuan karbonat yang tidak menunjukkan tekstur deposisi disebut *crystalline carbonate*. Fabrik (*supportation*) *grainsupported* (butiran yang satu dengan yang lain saling mendukung) dan *mudsupported* (butiran mengambang di dalam matrik lumpur karbonat) digunakan untuk membedakan antara *wackestone* dan *packestone* (terlihat pada **Gambar 2**).

Porositas Karbonat

- Porositas pada batuan karbonat, sepenuhnya dikontrol oleh kemas batuan yang disebut sebagai *fabric selective* dan dibagi menjadi: (terlihat pada Gambar 4)
 - Interparticle*
 - Intraparticle*
 - Intercrystalline*
 - Mouldic*
 - Fenestral*
 - Shelter*
 - Growth framework*.

- Porositas batuan karbonat tersebut tidak dipengaruhi atau dikontrol oleh kemas (*fabric*) batuan, disebut sebagai *not fabric selective*, yaitu porositas: (terlihat pada Gambar 4)
 - Fracture*
 - Channel*
 - Vug*
 - Cavern*

- Porositas batuan karbonat yang dapat bersifat sebagai kedua-duanya, disebut sebagai *fabric selective or not* (terlihat pada Gambar 3). Tipe porositas ini antara lain :
 - Breccia*
 - Boring*
 - Burrow*
 - Shrinkage*



Gambar 3 Jenis – jenis porositas oleh Choquette & Pray (1970)

Diagenesa Batuan Karbonat

Enam proses utama yang terdapat dalam proses diagenesis, yaitu: pelarutan, sementasi, neomorfisme, dolomitasi,

mikritasi mikrobial dan kompaksi. Proses ini dipengaruhi oleh beberapa factor seperti tekanan, tempertaur, stabilitas mineral, kondisi kesetimbangan, waktu dan control struktur (Tucker & Wright, 1990 dalam Boggs, 1992). Berikut enam proses diagenesis:

1. Mikritasi Mikrobial
2. Pelarutan
3. Sementasi
4. Neomorfisme
5. Dolomitasi
6. Kompaksi

Analisis Petrofisika

Petrofisika merupakan studi yang mempelajari sifat fisik dari sebuah batuan, analisis petrofisika mempunyai peran penting dalam mengetahui zona produktif, kedalaman *reservoir*, ketebelan zona *reservoir*, jenis fluida yang terkandung di dalam *reservoir*, dan mengestimasi cadangan hidrokarbon (Asquith, 1982). Analisis petrofisika diawali dengan pengambilan data bawah permukaan melalui proses *well logging* pada lubang pengeboran. Diperlukan beberapa parameter sifat fisik batuan yang dikalkulasi dalam melakukan analisis petrofisika guna mengetahui kualitas *reservoir*, diantaranya adalah *volume shale*, porositas, permeabilitas, dan saturasi air.

a. Analisis Kualitatif

Analisis ini digunakan untuk menentukan sifat petrofisika batuan reservoir menggunakan data log seperti penentuan batuan reservoir, jenis fluida.

b. Analisis Kuantitatif

Analisis ini digunakan untuk menentukan parameter petrofisika

seperti porositas, permeabilitas dan saturasi air dengan rumus-rumus tertentu dan data log.

Koesoemadinata (1980) mengelompokkan kualitas dari porositas *reservoir* menjadi beberapa bagian seperti dalam Tabel 1 berikut:

Tabel 1 Nilai kualitas porositas reservoir (Koesoemadinata, 1980)

Nilai Porositas	Skala
0 – 5 %	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10%	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15%	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20%	Baik (<i>good</i>)
20 – 25%	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>25%	Istimewa (<i>excellent</i>)

Perhitungan Porositas

$$\phi = \frac{VP}{VB} \times 100\%$$

Pers.....2.1

Keterangan :

Vp : Volume Pori (m³)

Vb : *Volume Bulk* (m³)

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

Pers.....2.2

Keterangan :

ϕD : Porositas Total *Density*

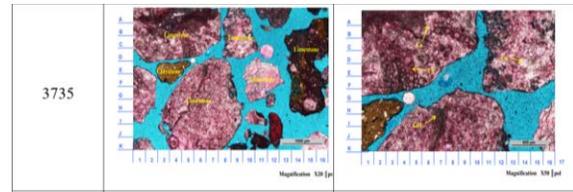
ρ_{ma} : Matriks *Density*

ρ_b : Kepadatan Formasi *Density*

Perbedaan Diagenesa Batuan Karbonat berdasarkan Perhitungan Petrofisika

1. Analisis Petrografi Sumur A2 (kedalaman 3735 ft)

Kehadiran klas *wackestone* hingga *packstone* pada kedalaman interval ini melimpah, disertai sedikit batulempung, batu dolo, batulempung berlanau/berpasir, sideritisasi batulempung dan batulempung berkarbon. Batu kapur, lumpur didukung hingga didukung butiran diklasifikasikan sebagai *wackestone* hingga *packstone*. Di sana merupakan keanekaragaman butiran kerangka yang teridentifikasi sebagai karang, alga merah, bentik kecil dan besar foraminifera, dan foraminifera planktik minor. Matriksnya tersusun dari lumpur kapur yang ada sebagian telah direkristalisasi menjadi pseudospar. Kalsit dan pirit mengisi pori intrapartikel. Kalsit telah menyemen karang aragonit. Kadang-kadang pirit menggantikan matriks. Pori-pori yang terlihat kecil dan pori-porinya bertipe *vuggy* dan intrapartikel. Porositas dan jaringan pori pada gambar SEM dengan perbesaran rendah ini terlihat buruk. Bioklas dicatat termasuk mungkin foraminifera planktik. Lumpur kapur (LM) direkristalisasi menjadi mikrit dan sebagian menjadi blok kalsit (Ca). Batu kapur didukung oleh lumpur dan berstruktur masif. Pada perbesaran tinggi terlihat bahwa lumpur kapur telah digantikan oleh pirit (Py) dan kalsit. **Pembubaran butiran tidak stabil parsial sehingga menghasilkan pori *vuggy* (Vug)** (terlihat pada Gambar 8).



Gambar 6. Litologi Kedalaman 3735 ft

2. Analisis Petrografi Sumur C1

Berdasarkan analisis petrografi pada sumur C1 pada kedalaman 3130 - 3132 ftMD diinterpretasikan bahwa litologi yang dominan yaotu batulempung dengan ukuran butir 0.01-0.12 mm, memiliki tekstur kebulatan butir angular-subangular. Sumur C1 mengalami pergantian mineral seperti mineral pirit, dolomit, dan kalsit serta mengalami proses sementasi oleh lempung. Berdasarkan analisis XRD, kuarsa berasosiasi dengan mineral lempung (kaolinit, *illite*, klorit, dan *smectite*) serta mineral karbonat (dolomit, *siderite* dan kalsit) dan juga dengan pirit (terlihat pada Tabel 2).

Tabel 2.2 Data Petrografi Sumur C1

Lithology	Depth (ftMD)	Grain Size Range (mm)	Structure	Texture	Main Composition	Classification (Mudr. 2011)
Claystone	3130-3132	0.01-0.12		Angular subangular grain roughness	Diatom clays associated with minor sp, calc, mic, py, and pyrit sp.	Claystone
Lithology	Depth (ftMD)	Cementation	Replacement	Dissolution		
Claystone	3130-3132	Indeterminate clays	Ferrous oxide, pyrite, dolomite, and calcite	Very poor		
XRD analysis						
Mainly quartz, associated with clay minerals (illite, chlorite, kaolinite, lesser illite-smectite and smectite), carbonate minerals (siderite, dolomite, and trace of calcite), and pyrite						

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan interpretasi yang telah dilakukan sebelumnya, maka dapat disimpulkan beberapa hal, yaitu:

1. Pada Formasi Malacca yang terdiri atas tiga sumur *offshore* yaitu sumur A1, A2 dan B1 memiliki litologi batu gamping, memiliki litofasies *wackstone-packstone* serta memiliki lingkungan pengendapan *Back-Reef* sedangkan Formasi Peutu yang terdiri dari dua sumur *onshore* yaitu sumur C1 dan D1 memiliki litologi batu gamping dan batupasir, memiliki litofasies *mudstone-packstone* dan *wackstone-packstone* serta memiliki lingkungan pengendapan *Open Sea Shelf*.
2. *Reservoir* Formasi Malacca diklasifikasikan sebagai *porous zone* karena memiliki nilai porositas lebih tinggi daripada reservoir Formasi Peutu yang disebut *tight zone*. Formasi Malacca (*Porous zone*) mengalami fase *dissolution* secara dominan yang mengakibatkan terbentuknya porositas sekunder sedangkan Formasi Peutu (*tight zone*) mengalami sementasi yang dominan sehingga memproduksi semen yang melimpah dan akan menutupi pori-pori batuan sehingga mengurangi porositas batuan. Proses diagenesis pada daerah penelitian berpengaruh terhadap parameter petrofisika karena perbedaan siklus pengendapan karbonat sebagai akibat kenaikan permukaan air laut serta perbedaan jenis-jenis mineralogi yang terbentuk pada saat diendapkan.
3. *Reservoir* pada Formasi Malacca dikatakan reservoir berkualitas sangat

baik sedangkan *reservoir* Formasi Peutu dikatakan reservoir berkualitas buruk berdasarkan Koesoemadinata (1980).

UCAPAN TERIMAKASIH

Segala puji syukur Tuhan Yesus Kristus telah memberikan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian ini. Terimakasih penulis ucapkan kepada pihak Pertamina Hulu Rokan Regional 1 terutama kepada Bapak Farouqi dan Bapak Dhanny sebagai Pembimbing Teknis yang telah memberikan ilmu, akses data dan fasilitas serta kepada Prof. Ildrem dan Bapak Febriwan sebagai dosen pembimbing di kampus yang telah membimbing dalam menyelesaikan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G. B., Krygowski, D., & Gibson, C. R. 2004. *Basic well log analysis*. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists
- Barber, A.J., Crow, M.J. and Milsom, J.S. (Eds), 2005. *Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evolution*, Geological Society of London Memoirs, 31.
- Choquette and Pray, 1970. *Geologic Nomenclature and Classifications of Porosity Sedimentary Carbonates*. Tulsa: AAPG Bulletin.
- Davies, P.R., 1984, *Tertiary structural evolution and related hydrocarbon occurrences, North Sumatra Basin*. Proceedings 13th Indonesian Petroleum Association Annual Convention, 13 (1), 19- 49.

Indonesian Petroleum Association,
Jakarta, Indonesia.

Dunham, Robert J. 1962. *Classification of Carbonate Rocks According to Deposition Textures*. AAPG Memoir 1.

Kendall. 2003. *Carbonate and Relatives Change in Sea Level*. Mar. Geol. 44

Koesoemadinata, R.P., 1980, Geologi Minyak dan Gas Bumi Jilid 1 Edisi ke II, Institut Teknologi Bandung, Bandung.

Longman, M. W., 1980. *Carbonate Diagenetic Texture From Nearsurface Diagenetic Environment*. Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 64:561-487.

Meckel, L.D., 2012, Exploring a 19th Century Basin in the 21st Century: *Seeing the North Sumatra Basin with New Eyes*, Proceedings 36th AAPG International Conference and Exhibition, Singapore.