

**KARAKTERISTIK RESERVOIR BATUPASIR FORMASI F
BERDASARKAN DATA CORE DAN WELL LOG DI LAPANGAN "CS"
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

Astry Wulandary^{1*}, Undang Mardiana¹, Febriwan Mohamad¹, Agung Budiman²

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

²PT. Chevron Pacific Indonesia

*Korespondensi : Astry16002@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Lapangan "CS" terletak pada Cekungan Sumatera Tengah, reservoir minyak pada lapangan "CS" didominasi oleh lapisan batupasir Formasi F yang diendapkan pada fase transgresif selama Miosen Awal, memiliki ciri menghalus keatas pada bagian atas formasi (A) dan *blocky* dibagian bawah (B). Untuk memahaminya secara lebih dalam, maka diperlukan pengetahuan mengenai kedua karakteristik reservoir pada formasi tersebut, baik dari aspek pengendapan batuan maupun petrofisika. Data yang digunakan dalam penelitian ini terbagi menjadi 2 data, yaitu data primer berupa *core* konvensional dan *Routine Core Analysis (RCA)*, sedangkan data sekunder berupa 20 *log* sumur yang tersebar pada daerah telitian. Pendekatan deskriptif-kualitatif digunakan untuk mengetahui karakter fisik, fasies pengendapan dan distribusi lateralnya pada sumur, sedangkan metode analisis kuantitatif dilakukan untuk mengetahui properti batuan dalam penentuan kualitasnya sebagai *reservoir* minyak. Deskripsi *core* dan *log* sumur menunjukkan bahwa Reservoir A merupakan batupasir dengan struktur bioturbasi, dicirikan dengan pola *bell shape* dan diinterpretasikan sebagai *tidal sand flat facies*. Reservoir B didominasi oleh batupasir berstruktur masif, dengan bentukan *blocky shape* dan diinterpretasikan sebagai *tidal sand bar facies*. Kedua fasies tersebut secara umum diendapkan pada lingkungan *estuarine*. Reservoir A memiliki kandungan *Vshale* = 0.31 - 0.57, porositas efektif (PHIE) = 22 - 29%, permeabilitas = 149 – 551 mD dan *net thickness* berkisar 23,2 ft, dikategorikan sebagai reservoir baik. Reservoir B memiliki kandungan *vshale* = 0.12 - 0.54, porositas efektif (PHIE) = 22 - 27%, permeabilitas = 255 – 1258 mD dan *net thickness* berkisar 71,9 ft, dikategorikan sebagai reservoir sangat baik. Berdasarkan nilai properti batuan dari analisis petrofisika tersebut, maka disimpulkan bahwa kualitas Reservoir B (*tidal sand bar facies*) lebih baik daripada Reservoir A (*tidal sand flat facies*).

Kata Kunci : Cekungan Sumatera Tengah, Formasi F, Fasies, Karakteristik Reservoir

ABSTRACT

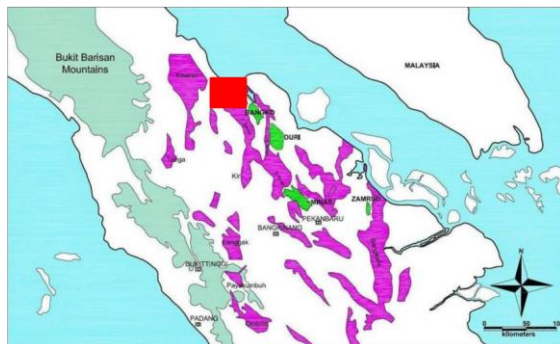
"CS" oilfield located in the Central Sumatra Basin, oil Reservoir in the "CS" field formed by the sandstone, deposited in the transgressive phase during the Early Miocene, Fining upward at the top of the formation and blocky at the bottom of the formation. It is necessary to understand the reservoir characteristics in the formation, both from the deposition process and petrophysics. The data used in this study is divided into 2 data, namely primary data consisting of conventional cores and Routine Core Analysis (RCA), while secondary data in the form of 20 log wells distributed in the study area. Descriptive-qualitative is used to study physical characteristics, deposition facies and, lateral distribution of wells, while quantitative analysis methods are carried out to determine the properties of rocks quality as oil reservoirs. Core description and well log show that reservoir A is sandstone with bioturbation Sandstone, characterized by bell-shaped electrofacies and interpreted as Tidal Flat Facies. Reservoir B is dominated by massive sandstones, with blocky shape electrofacies, interpreted as Tidal Sand Bar

facies. Both facies are deposited in the estuarine environment. Reservoir A has $V_{shale} = 0.31$ to 0.57 , porosity effective ($PHIE$) = $22-29\%$, permeability = $149-551$ mD and net thickness around 23.2 ft, categorized as a good reservoir. Reservoir B has $V_{shale} = 0.12$ to 0.54 , porosity effective ($PHIE$) = $22-27\%$, permeability = 255 mD to 1258 mD and net thickness range of 71.9 ft, categorized as a very good reservoir. Based on the rock properties from petrophysical analysis, it was concluded that the quality of Reservoir B (Tidal Sand Bar) is better than Reservoir A (Tidal Sand Flat).

Keywords : Central Sumatera Basin; F Formation; Facies; Reservoir Characterization

1. PENDAHULUAN

Kelompok Beta telah diketahui secara luas sebagai reservoir terproduktif yang ada di Cekungan Sumatera Tengah. Kelompok ini terdiri dari Formasi D, Formasi E, Formasi F, Formasi G, dan Formasi H. Lokasi penelitian ialah Lapangan "CS" yang terletak dibagian Utara Cekungan Sumatera Tengah (**Gambar 1**).



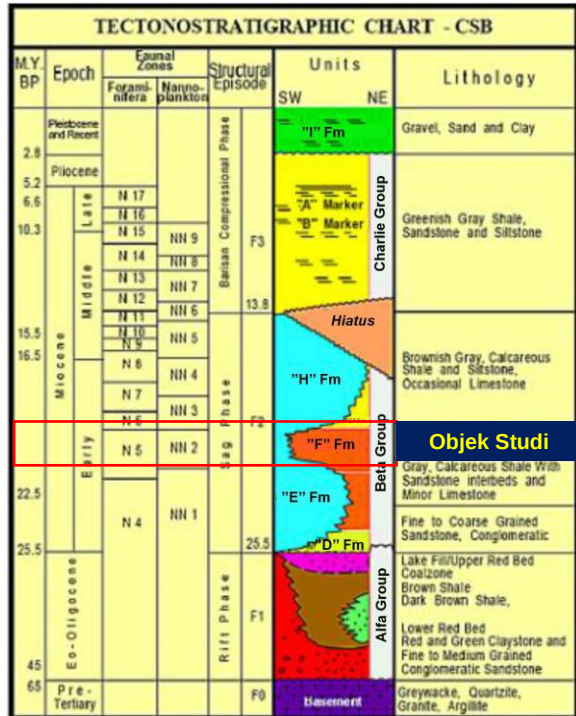
Gambar 1. Tatanan geologi regional Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1996). Lokasi penelitian ditandai oleh kotak merah.

Reservoir minyak pada lapangan "CS" didominasi oleh lapisan batupasir Formasi F yang memiliki ciri menghalus keatas pada bagian atas dan *blocky* dibagian bawah formasi. Perbedaan ciri fisik kedua reservoir pada formasi tersebut, menarik untuk diteliti lebih lanjut baik dari aspek pengendapan batuan maupun petrofisika, sehingga diperoleh pengetahuan yang lebih komprehensif.

2. GEOLOGI REGIONAL CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

Cekungan Sumatera Tengah terletak di antara Cekungan Sumatera Utara dan Cekungan Sumatera Selatan (Heidrick dan Aulia, 1993). Secara tektonik merupakan cekungan belakang busur produk dari interaksi antara lempeng Hindia - Australia dengan lempeng Eurasia di bagian barat daya pulau Sumatera. Pembentukan cekungan berlangsung sejak zaman Kapur – Tersier Awal sedangkan proses sedimentasi dan pengisian cekungan dimulai sejak Tersier Awal. Stratigrafi regional pada Cekungan Sumatera Tengah dibagi menjadi lima unit stratigrafi (Eubank & Makki, 1981) yakni: batuan dasar, Kelompok Alfa, Kelompok Beta, Kelompok Charlie dan Formasi I (**Gambar 2**).

Objek penelitian berada pada Formasi F yang termasuk dalam Kelompok B. Formasi F tersusun oleh batupasir massif berukuran sedang - kasar dengan sedikit interkalasi serpih, batubara dan batugamping. Formasi ini berumur N6 - N7 (Miosen Awal), diendapkan pada lingkungan air payau dan laut terbuka saat transgresif. Ketebalan seluruh formasi ini mencapai 400 m.



Gambar 2. Tektonostratigrafi regional Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1996).

3. METODOLOGI

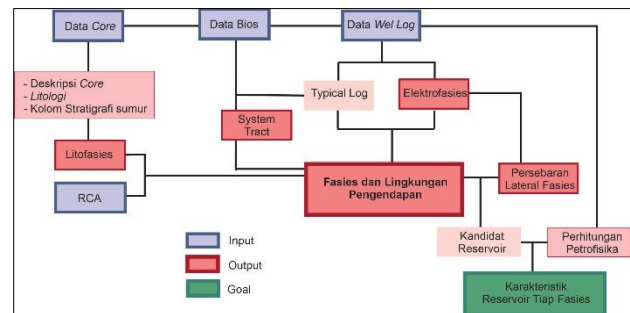
Metodologi penelitian menggunakan pendekatan deskriptif - kualitatif untuk mengetahui karakter fisik, fasies pengendapan dan distribusi lateralnya pada sumur, sedangkan metode analisis kuantitatif dilakukan untuk mengetahui properti batuan dalam penentuan kualitasnya sebagai reservoir minyak (**Gambar 3**).

Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi:

a. Data Primer : *core* konvensional pada tiga interval kedalaman (Core-01 : 2530' – 2550', Core-02 : 3229' – 3249', Core-03: 3460' – 3480') yang mewakili bagian atas dan bawah formasi. *Routine Core Analysis* (RCA) yang berisikan data porositas efektif, porositas total, permeabilitas, densitas butir dan saturasi minyak pada kedalaman

tertentu dari ketiga sampel interval *core* konvensional. Data biostratigrafi Formasi F yang digunakan untuk mengetahui *event* dan fasies pengendapan dari reservoir yang diteliti. Ketiga data primer ini hanya tersedia pada sumur CS-01.

b. Data Sekunder : 20 *log* sumur yang tersebar di area penelitian digunakan untuk membantu mengetahui persebaran lateral kedua reservoir dan perhitungan petrofisika batuan. Terdiri dari: kurva *gamma ray*, *resistivity*, *density* dan *neutron*.



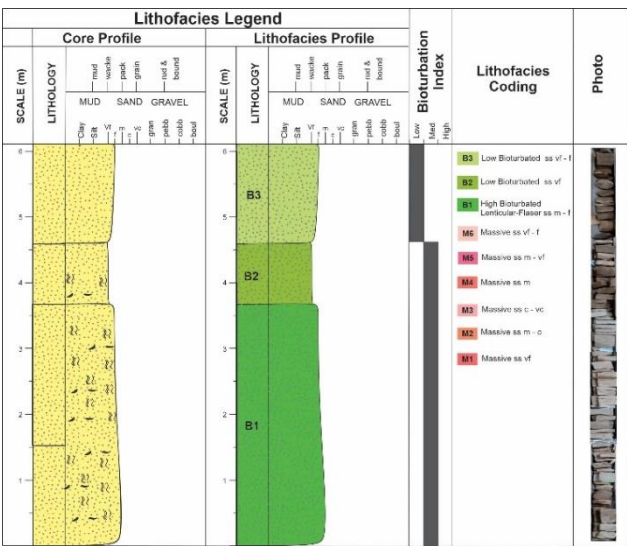
Gambar 3. Diagram Alir Penelitian

4. KARAKTERISTIK RESERVOIR FORMASI F DILAPANGAN "CS"

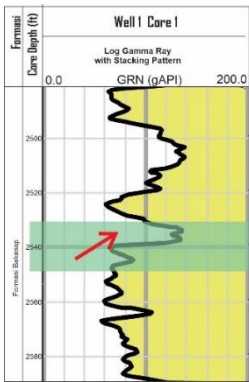
Reservoir Formasi F yang menjadi objek penelitian dibagi menjadi 2 bagian yakni, bagian atas (A) yang diwakili oleh *core-01* dan bagian bawah (B) yang diwakili *core-03*.

A. FASIES RESERVOIR A

Reservoir A merupakan batupasir dengan struktur bioturbasi (*bioturbated sandstone*), memiliki ukuran butir pasir halus – sedang, menghalus keatas dicirikan dengan pola *bell shape* pada *log gamma ray* (**Gambar 5**), memiliki tingkat bioturbasi yang semakin rendah pada bagian atas. Pada bagian bawah struktur bioturbasi berasosiasi dengan struktur *lenticular* dan *flaser* (**Gambar 4**).

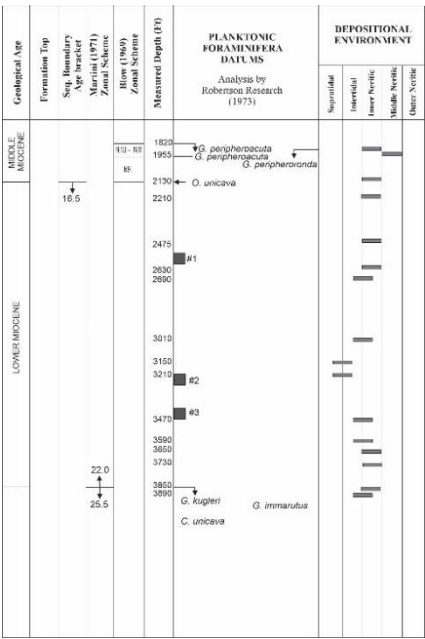


Gambar 4. Deskripsi litofasies pada *core-01* (Reservoir A) yang terdiri dari litofasies B1 : *high bioturbated lenticular flaser sandstone*, B2 : *low bioturbated sandstone*, B3 : *low bioturbated sandstone*.



Gambar 5. Log type pada Reservoir A yang memiliki pola log gamma ray berupa *bell shape*. Interval *core-01* ditandai oleh kotak berwarna hijau.

Reservoir ini diendapkan pada lingkungan *intertidal - inner neritic* pada fase transgresif (**Gambar 6**). Mengacu pada model vertikal pembagian fasies lingkungan tidal oleh Dalrymple, 2012, maka Reservoir A diinterpretasikan sebagai *tidal sand flat facies* (**Gambar 9**).

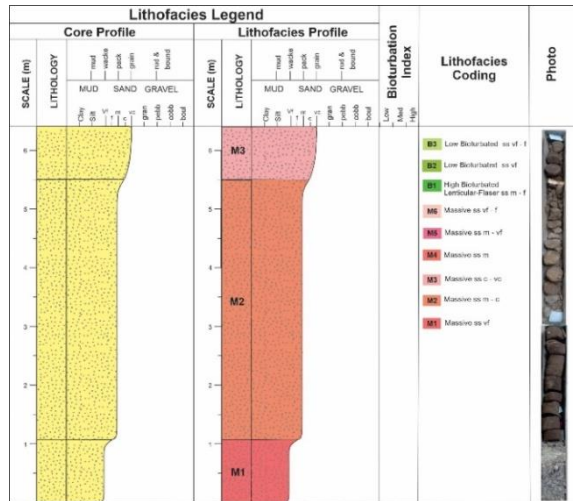


Gambar 6. Kolom biostratigrafi Formasi F pada sumur CS-01.)

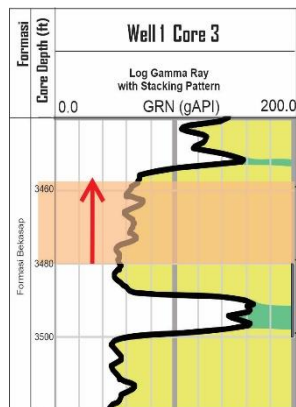
B. FASIES RESERVOIR B

Reservoir B merupakan batupasir dengan struktur masif (*massive sandstone*), memiliki ukuran butir pasir halus – sangat kasar pada kedalaman tertentu dijumpai adanya *pebbles* (**Gambar 7**), dicirikan dengan pola *blocky shape* pada log gamma ray yang mengindikasikan adanya *multiple story* (*Amalgamated*) (**Gambar 8**).

Interval *core-03* ditandai oleh kotak berwarna oranye. Data biostratigrafi pada *core-03* (Reservoir B) menunjukkan reservoir tersebut diendapkan pada lingkungan *upper intertidal – lower inner neritic* (**Gambar 6**). Berdasarkan model vertikal pembagian fasies lingkungan tidal oleh Dalrymple, 2012, maka Reservoir B diinterpretasikan sebagai *tidal sand bar facies* (**Gambar 9**).



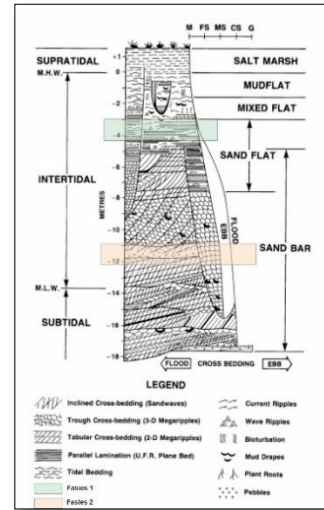
Gambar 7. Deskripsi litofasies pada *core-03* (Reservoir B) yang terdiri dari litofasies *massive sandstone*.



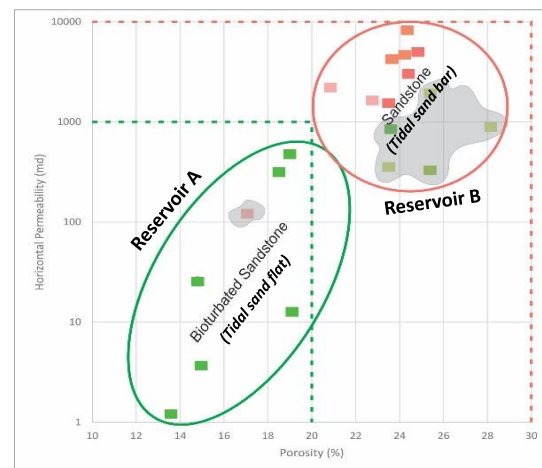
Gambar 8. Log type pada Reservoir B yang memiliki pola log gamma ray berupa *blocky shape*.

Data porositas dan permeabilitas dari RCA secara lebih lanjut digunakan untuk memvalidasi pembagian fasies hasil pengamatan deskriptif *core* dan log sumur. *Crossplot* dari data tersebut menunjukkan dua *trend* data yang saling terpisah dan terbagi menjadi 2 zonasi. Zonasi-1 (berwarna hijau) didominasi oleh *bioturbated sandstone* dari fasies *tidal sand flat* pada Reservoir A. Sedangkan zonasi-2 (berwarna merah muda) didominasi oleh *massive sandstone* dari fasies *tidal sand bar*

pada reservoir B (**Gambar 10**). Secara umum fasies *tidal sand bar* (Reservoir B) memiliki porositas dan permeabilitas yang lebih baik dari fasies *tidal sand flat* (Reservoir A).



Gambar 9. Urutan stratigrafi *tidalite* sekuen (Dalrymple, 2012). Kotak hijau (Reservoir A), kotak merah muda (Reservoir B).



Gambar 10. *Crossplot* porositas vs permeabilitas dari data RCA sebagai proses validasi pembagian fasies secara kuantitatif.

C. PROPERTI RESERVOIR

Perhitungan petrofisika dilakukan pada 20 sumur dengan menggunakan sumur CS-01 sebagai *keywell*, karena hanya sumur ini yang memiliki data RCA. Dalam penerapannya, penulis menggunakan beberapa pendekatan metode, hal ini dilakukan untuk mendapatkan nilai properti reservoir yang mendekati nilai pada data RCA. Properti reservoir yang dihitung dalam studi ini meliputi:

- Volume Shale (*Vshale*)

Volume shale (Vshale) dihitung dengan menggunakan nilai *gamma ray* dari persamaan (Asquith dkk, 1982), yakni:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

- Porositas Efektif

Perhitungan porositas efektif dilakukan menggunakan persamaan (Asquith dkk, 1982), yakni:

$$PHIE = PHIT - (V_{sh} * PHISH)$$

- Permeabilitas

Persamaan Tixier pada akhirnya digunakan dalam menghitung permeabilitas, setelah sebelumnya telah dilakukan pengujian menggunakan beberapa persamaan lainnya yaitu persamaan Wyllie and Rose (1950) dan Timur (1968). Penulis memutuskan menggunakan persamaan Tixier dikarenakan nilainya menunjukan variasi yang paling bersesuaian dengan nilai RCA. Adapun persamaan Tixier sebagai berikut:

$$Perm = \left(250 \times \left(\frac{\phi^2}{S_{wir}} \right) \right)^2$$

Dari pendekatan - pendekatan diatas diperoleh nilai properti pada masing-masing Reservoir yang dirangkum pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Hasil perhitungan dan perbandingan nilai properti Reservoir A (*tidal sand flat facies*) vs Reservoir B (*tidal sand bar facies*)

FORMATION			BEKASAP	
FACIES			TIDAL SAND FLAT	TIDAL SAND BAR
RANGE	WELL DATA	VSHALE	0.31 - 0.57	0.12 - 0.54
		PHIE	22% - 29%	22% - 27%
		PERM	149 md - 551 md	255 md - 1258 md
	RCA	PHIE	19.05% - 25.4%	23.25% - 24.35%
		PERM	329.6 – 890.25 md	3190.25 – 6476.25 md
AVERAGE	THICKNESS	NET SAND	23.25 ft	71.9 ft
		GROSS SAND	48.75 ft	90.6 ft
Quality Reservoir			Good	Very Good

Hasil perhitungan petrofisika pada masing-masing properti Reservoir A dan Reservoir B (**Tabel 1**) menunjukkan bahwa:

- *Tidal sand bar facies* (Reservoir B) memiliki nilai *vshale* yang lebih rendah (0.12 – 0.54) dibandingkan *tidal sand flat facies* pada Reservoir A (0.31 - 0.57).
- *Tidal sand flat facies* pada Reservoir A memiliki nilai porositas efektif (22 – 29%) yang lebih baik dibandingkan *tidal sand bar facies* pada Reservoir B (22 – 27%), namun Reservoir A memiliki permeabilitas yang lebih buruk (149 – 551 mD) daripada Reservoir B (255 – 1258 mD).
- *Tidal sand bar facies* (Reservoir B) memiliki *net thickness* yang jauh lebih tebal dari *tidal sand flat facies* pada Reservoir A

Berdasarkan poin-poin diatas, maka dapat diketahui bahwa Reservoir B (*tidal sand bar facies*) memiliki properti dan kualitas reservoir yang lebih baik daripada Reservoir A (*tidal sand flat*).

5. KESIMPULAN

- Reservoir A dan B memiliki karakter fisik yang berbeda. Reservoir A merupakan batupasir dengan struktur bioturbasi (*bioturbated sandstone*), memiliki ukuran butir pasir halus – sedang, menghalus keatas dan dicirikan dengan pola *bell shape* pada log *gamma ray*. Sedangkan Reservoir B merupakan batupasir dengan struktur masif (*massive sandstone*), memiliki ukuran butir pasir halus – sangat kasar dan dicirikan dengan pola *blocky shape* pada log *gamma ray*.
- Reservoir A diinterpretasikan sebagai *tidal sand flat facies* dan Reservoir B sebagai *tidal bar facies* yang diendapkan pada lingkungan *estuarine*.
- Reservoir B (*tidal sand bar facies*) memiliki properti dan kualitas reservoir yang lebih baik dibandingkan Reservoir A (*tidal sand flat facies*)

UCAPAN TERIMA KASIH

Puji dan Syukur Kepada Allah SWT yang telah memberikan kelancaran kepada penulis menyelesaikan penelitian ini. Ucapan terimakasih juga penulis sampaikan kepada PT. Chevron Pacific Indonesia – Rumbai yang telah memberikan kesempatan kepada penulis dalam penelitian ini. Terimakasih kepada dosen pembimbing yang telah membimbing selama ini. Terimakasih pula kepada kedua orang tua, keluarga, sahabat-sahabat terdekat, kerabat kuliah HMG yang telah kebersamai dan memberikan dukungan selama ini.

DAFTAR PUSTAKA

Boggs, Sam, J. R. (1995). Principles of Sedimentology and Stratigraphy. University of Oregon, Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey.

- Dalrymple, R. W., 2012. Principles of Tidal Sedimentology, Springer Dordrecht Heidelberg, London, New York
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). Basic Relationships of Well Log Interpretation. In Basic Well Log Analysis, AAPG Methods in Exploration (Series 16). Tulsa, Oklahoma: AAPG.
- Walker, R. G., & James, N. P. (1992). Facies Model: Response to Sea Level Change. Geological Association of Canada
- Wentworth, C. K. (1992). A Scale of Grade and Class Terms for Clastic Sediments. Journal of Geology, XXX, 377–392.
- Heidrick, T. L., & Aulia, K. 1993. A structural and tectonic model of the coastal plains block, Central Sumatra Basin, Indonesia. Proceeding Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention. Jakarta.