



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - RF184838

ANALISIS PARAMETER PETROFISIKA LAPISAN *THIN LAMINATED RESERVOIR* MENGGUNAKAN METODE *LAMINATED SHALLY SAND ANALYSIS (LSSA)*

FRANKSTEIN ARPHAN
NRP. 0341154000011

Dosen Pembimbing :
Wien Lestari, ST., MT
NIP. 19811002 201212 2003

Dr. Widya Utama, DEA
NIP. 19611024 198803 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK SIPIL PERENCANAAN DAN KEBUMIHAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA 2020



TUGAS AKHIR - RF184838

ANALISIS PARAMETER PETROFISIKA LAPISAN *THIN LAMINATED RESERVOIR* MENGGUNAKAN METODE *LAMINATED SHALLY SAND ANALYSIS (LSSA)*

FRANKSTEIN ARPHAN
NRP. 0341154000011

Dosen Pembimbing :
Wien Lestari, ST., MT
NIP. 19811002 201212 2003

Dr. Widya Utama, DEA
NIP. 19611024 198803 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK SIPIL PERENCANAAN DAN KEBUMIHAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA 2020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



UNDERGRADUATE THESIS - RF184838

**LAMINATED SHALLY SAND ANALYSIS (LSSA) APPLIED FOR THE
THIN LAMINATION RESERVOIR TO CALCULATE THIN BED
RESERVOIR'S PETROPHYSICAL PARAMETER**

**FRANKSTEIN ARPHAN
NRP. 0341154000011**

**SUPERVISOR :
Wien Lestari, ST., MT
NIP. 19811002 201212 2003**

**Dr. Widya Utama, DEA
NIP. 19611024 198803 1001**

**GEOPHYSICAL ENGINEERING DEPARTMENT
FACULTY OF CIVIL, PLANNING AND GEO ENGINEERING
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA 2020**

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



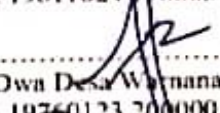

LEMBAR PENGESAHAN

Tugas akhir ini diajukan oleh

NAMA : Frankstein Arphan
NRP : 03411540000011
Departemen : Teknik Geofisika
Judul Tugas Akhir : Analisis Parameter Petrofisika Lapisan *Thin Laminated Reservoir* Menggunakan Metode *Laminated Shally Sand Analysis (LSSA)*

Telah berhasil dipertahankan di hadapan tim penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Departemen Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Sipil, Perencanaan dan Kebumihan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Surabaya, 9 Januari 2020

1. 
.....
Wien Lestari, ST., MT
NIP. 19811002 201212 2003 (Pembimbing I)
2. 
.....
Dr. Widya Utami, DEA.
NIP. 19611024 198803 1001 (Pembimbing II)
3. 
.....
Dr. Dwa Desa Wernana
NIP. 19760123 200000 1001 (Penguji I)
4. 
.....
Moh. Singgih Purwanto, S.Si., MT
NIP. 19800916 200912 1002 (Penguji II)



“Halaman ini sengaja dikosongkan”

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "Analisis Parameter Petrofisika Lapisan *Thin Laminated Reservoir* Menggunakan Metode *Laminated Shallow Sand Analysis (LSSA)*" adalah benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 8 Januari 2020



Frankstein Arphan
NRP 0341154000011

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Analisis Parameter Petrofisika Lapisan *Thin Laminated Reservoir* Menggunakan Metode *Laminated Shally Sand Analysis (LSSA)*

Nama Mahasiswa : Frankstein Arphan
NRP : 0341154000011
Departemen : Teknik Geofisika
Pembimbing I : Wien Lestari, ST., MT
Pembimbing II : Dr. Widya Utama, DEA

ABSTRAK

Thin bed reservoir merupakan reservoir minyak dan gas yang terletak pada lapisan laminasi serpih dan pasir tipis yang memiliki ketebalan 0.08- 2 ft. Tingginya kandungan mineral lempung disertai dengan distribusi mineral lempung yang inheren mempengaruhi respon nilai gamma ray yang tinggi dan resistivitas yang rendah. Hal ini menyebabkan zona *Thin Bed Reservoir* seringkali diidentifikasi sebagai zona tidak berprospek. Sementara, 30 - 40% cadangan hidrokarbon berada pada lapisan *thin bed* yang masih belum dimanfaatkan secara maksimal. Melihat permasalahan dan pentingnya pemanfaatan *thin bed*, digunakan metode *Laminated Shaly Sand Analysis* yang bertujuan untuk mendeteksi lapisan laminasi *thin bed* sehingga didapatkan nilai porositas, volume serpih, dan saturasi air. Metode LSSA memanfaatkan pemecahan log resistivitas menjadi log resistivitas vertikal yang dilanjutkan perhitungan nilai porositas menggunakan respon nilai gamma ray terhadap porositas menggunakan metode *Thomas Steiber*. Parameter saturasi didapatkan dengan menghitung parameter Q_v dan parameter fisis reservoir dihitung menggunakan *Monte Carlo Uncertainty Probabilistic* untuk memberikan komparasi parameter fisis lapisan *thin bed reservoir* pada persebaran minimum, median dan maksimum. Didapatkan bahwa *Laminated Shally Sand Analysis* mampu meningkatkan nilai ketebalan net pay hingga 40.35%, meningkatkan angka porositas, mereduksi nilai shale volume, dan saturasi air pada lapisan *thin bed reservoir* pada kedalaman 2521.45-2543.45 ft untuk sumur SSK dan 4011.383-4023.883 ft untuk sumur KMR. Selain itu, perbedaan hasil *Laminated Shally Sand Analysis* yang didapatkan pada kedua sumur didasarkan pada perbedaan nilai anisotropi yang memerlukan parameter *shale volume* dan distribusi *shale* sebagai penentu indikasi lapisan *thin bed*.

Kata Kunci: *Laminated, Laminated Shally Sand Analysis, Thin Bed Reservoir*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Laminated Shally Sand Analysis (LSSA) Applied for The Thin Lamination Reservoir to Calculate Thin Bed Reservoir's Petrophysical Parameter

Student Name : Frankstein Arphan
NRP : 0341154000011
Department : Geophysical Engineering
Supervisor I : Wien Lestari, ST., MT
Supervisor II : Dr. Widya Utama, DEA

ABSTRACT

Thin bed reservoir is an oil and gas reservoir which is located in a layer of shale and thin sand which has a thickness of 0.08-2 ft. The high content of clay minerals and the distribution of clay minerals influence the response of high gamma ray values and low resistivity. This causes the Thin Bed Reservoir zone is identified as a non-prospective zone. Meanwhile, 30-40% of hydrocarbon reserves are in the thin bed layer which is still not fully utilized. Seeing the problems and importance of the use of thin beds, the Laminated Shaly Sand Analysis method is used which aims to detect thin bed laminate layers to obtain porosity, shale volume, and water saturation values. The LSSA method utilizes the separation of resistivity log into a vertical resistivity log followed by the calculation of the porosity value using the gamma ray response value to the porosity using the Thomas Steiber method. Saturation parameters are obtained by calculating Q_v parameters and physical reservoir parameters are calculated using Monte Carlo Uncertainty Probabilistic to provide a comparison of physical parameters of the thin bed reservoir layer at minimum, median and maximum distribution. It was found that Laminated Sand Analysis was able to increase thickness of net pay up to 40.35%, increase the value of porosity, reduce the value of shale volume, and air saturation of thin bed reservoir at the depth of 2521.45-2543.45 ft for Well SSK and 4011.383-4023.883 ft for Well KMR. In addition, differences in the results of Laminated Shally Sand Analysis between two wells are based on anisotropic values differences which require shale volume parameters and shale distribution to determine thin bed potential.

Kata Kunci: *Laminated, Laminated Shally Sand Analysis, Thin Bed Reservoir*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Segala puji untuk Tuhan Yang Maha Esa karena atas rahmat dan karunia-Nya, laporan Tugas Akhir ini bisa diselesaikan dengan baik.

Penelitian Tugas Akhir ini meliputi analisis parameter petrofisika menggunakan metode LSSA. Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan teirma kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Ibu, Ayah serta keluarga atas dukungan yang sangat besar selama penulis menjalani Tugas Akhir ini.
2. Ibu Wien Lestari, ST., MT. dan Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku pembimbing di perguruan tinggi yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahan kepada penulis
3. Seluruh jajaran Dosen, Staf, dan Karyawan Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS.
4. Bapak Adi Gunawan, ST., dan Bapak Ahmad Najhal serta seluruh anggota tim dalam Pertamina Hulu Energi yang telah memberikan ilmu kepada penulis selama masa pengerjaan di Pertamina Hulu Energi.
5. Teman-teman yang sedang menjalani Tugas Akhir bersama dengan penulis yang telah membantu dan memberikan semangat kepada penulis selama masa Tugas Akhir.
6. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu oleh penulis

Terima kasih atas doa dan dukungannya. Semoga Allah membalas semua kebaikan yang telah diberikan. Penulis menyadari masih banyak terdapat kekurangan dalam penulisan Laporan Tugas Akhir ini. Untuk itu, saran dan kritik sangat penulis harapkan untuk memperbaiki penulisan. Semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca.

Surabaya 9 Januari 2020

Frankstein Arphan
0341154000011

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN JUDUL	iii
LEMBAR PENGESAHAN	v
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	1
1.3 Batasan Masalah	1
1.4 Tujuan Penelitian	2
1.5 Manfaat Penelitian	2
1.6 Luaran	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 <i>Thin Bed Reservoir</i>	3
2.2 Petrofisika	4
2.2.1 <i>Mud log</i>	4
2.2.2 <i>Gamma Ray Log</i>	5
2.2.3 <i>Log Resistivitas</i>	5
2.2.4 <i>Neutron Log</i>	6
2.2.5 <i>Density Log</i>	7
2.2.6 <i>Image Log</i>	8
2.3 <i>Laminated Shally Sand Analysis</i>	8
2.3.1 <i>Tensor Resistivity Model</i>	9
2.3.1.1 <i>Menghitung Nilai Rv Menggunakan Deep Resistivity dan GR</i>	11

2.3.2 <i>Thomas- Steiber Model</i>	11
2.3.3 <i>Q_v Calculation</i>	12
2.3.4 <i>Waxman Smith Water Saturation</i>	12
2.3.5 <i>Monte Carlo Uncertainty Probablistic</i>	13
2.4 Penelitian Terdahulu.....	13
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	17
3.1 Alat dan Bahan	17
3.2 Alur Kerja.....	17
3.3 Prosedur Penelitian.....	18
3.3.1 <i>Analisis Tensor Resistivitas</i>	19
3.3.2 <i>Analisis Thomas-Steiber</i>	20
3.3.3 <i>Analisis Q_v</i>	21
3.3.4 <i>Analisis Saturasi Air Waxman Smith</i>	21
3.3.5 <i>Analisis Monte Carlo</i>	22
BAB IV HASIL	23
4.1 Sumur SSK.....	23
4.1.1 <i>Analisis Tensor Resistivitas</i>	23
4.1.2 <i>Analisis Thomas-Steiber</i>	24
4.1.3 <i>Analisis Q_v dan Waxman Smith</i>	25
4.1.4 <i>Validasi Log Image dan Mud Log</i>	26
4.1.5 <i>Analisis Monte Carlo</i>	28
4.2 Sumur KMR	29
4.2.1 <i>Analisis Tensor Resistivitas</i>	29
4.2.2 <i>Analisis Thomas-Steiber</i>	30
4.2.3 <i>Analisis Q_v dan Waxman Smith</i>	32
4.2.4 <i>Validasi Log Image dan Mud Log</i>	33
4.2.5 <i>Analisis Monte Carlo</i>	34
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	39

5.1 Kesimpulan.....	39
5.2 Saran.....	39
DAFTAR PUSTAKA	vii
BIOGRAFI PENULIS.....	ix

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Lingkungan pengendapan thin bed reservoir (Passey, 2006)	3
Gambar 2.2 Komparasi antara pemrosesan static (kiri) dan dinamik (kanan).....	8
Gambar 2.3 Model resistivitas pada <i>thin lamination</i> (Carvalho, 2008).....	9
Gambar 2.4 medan listrik yang dihasilkan dari alat dengan (a) arah transmitter-receiver vertikal (b) arah transmitter-receiver horisontal (Carvalho,2010).....	10
Gambar 2.5 Persebaran sifat serpih dengan model Thomas-Steiber	12
Gambar 2.6 Persebaran Thomas Steiber	14
Gambar 2.7 Track 6 menunjukkan perbedaan komparasi nilai saturasi air setelah penggunaan metode LSSA	14
Gambar 2.8 Perbandingan hasil akhir parameter petrofisika ke 3 metode	15
Gambar 3.1 <i>Research Flowchart</i>	18
Gambar 3.2 Contoh Perhitungan Hasil Koreksi Lingkungan	19
Gambar 3.3 Contoh Seperasi Log Resistivitas Vertikal	20
Gambar 3.4 Thomas Steiber Plot dalam Penentuan Tipe Persebaran <i>Shale</i>	21
Gambar 3.5 Nilai Persebaran Acak Parameter Monte Carlo	22
Gambar 4.1 Analisis Tensor Sumur SSK	23
Gambar 4.2 Analisis Thomas Steiber shale volume vs effective porosity sumur SSK	24
Gambar 4.3 Analisis <i>Thomas Steiber gamma ray vs RHOB</i> sumur SSK	24
Gambar 4.4 Analisis Parameter <i>Picket Plot</i> sumur SSK	25
Gambar 4.5 Analisis litologi hasil kalkulasi sumur SSK	26
Gambar 4.6 Validasi <i>Log Image</i> sumur SSK	27
Gambar 4.7 Validasi <i>Mud Log</i> sumur SSK	27
Gambar 4.8 Cutoff Parameter SW.....	28
Gambar 4.9 Cutoff Parameter Porositas	29
Gambar 4.10 Cutoff Parameter <i>Vshale</i>	29
Gambar 4.11 Analisis Tensor Sumur KMR	30
Gambar 4.12 Analisis <i>Thomas Steiber shale volume vs effective porosity</i> sumur SSK	31
Gambar 4.13 Analisis <i>Thomas Steiber gamma ray vs RHOB</i> sumur SSK	31
Gambar 4.14 Analisis Parameter <i>Picket Plot</i> sumur KMR	32
Gambar 4.15 Analisis litologi hasil kalkulasi sumur KMR.....	33
Gambar 4.16 Validasi <i>Mud Log</i> sumur KMR	34
Gambar 4.17 Cutoff Parameter SW.....	35
Gambar 4.18 Cutoff Parameter Porositas	35
Gambar 4.19 Cutoff Parameter <i>Vshale</i>	35
Gambar 4.20 Perbandingan nilai anistropi sumur SSK (kiri) dan KMR (kanan) ...	36

Gambar 4.21 Perbandingan kalkulasi litologi sumur SSK (atas) dan KMR (bawah)
..... 37

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>Thin Bed</i> berdasarkan lingkungan pengendapannya (Passey, 2006)	3
Tabel 3.1 Daftar Alat yang Digunakan untuk Penelitian.....	17
Tabel 3.2 Daftar Kelengkapan Data Sumur.....	17
Tabel 3.3 Daftar Kelengkapan Data Log.....	17
Tabel 4.1 Parameter Nilai Resistivitas Shale.....	23
Tabel 4.2 Parameter Koreksi Thomas Steiber	25
Tabel 4.3 Parameter <i>Picket Plot</i>	25
Tabel 4.4 Parameter Perhitungan Saturasi.....	26
Tabel 4.5 Hasil parameter petrofisika sumur SSK setelah analisis <i>Monte Carlo</i> ...	28
Tabel 4.6 Parameter Nilai Resistivitas Shale.....	30
Tabel 4.7 Parameter Koreksi Thomas Steiber	32
Tabel 4.8 Parameter <i>Picket Plot</i>	32
Tabel 4.9 Parameter Perhitungan Saturasi.....	33
Tabel 4.10 Hasil parameter petrofisika sumur KMR setelah analisis <i>Monte Carlo</i>	34

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Identifikasi fluida adalah faktor penting dalam evaluasi formasi dan menjadi parameter utama dalam penentuan pengembangan suatu lapangan minyak dan gas. Alat logging konvensional memiliki resolusi vertikal bernilai 1-4 ft sedangkan lapisan *thin bed* memiliki ketebalan 1 inch - 2 ft. Dikarenakan keterbatasan resolusi alat log konvensional, lapisan tipis ini tidak dapat terekam dalam pengukuran. Kompleksitas dari tingginya kandungan mineral clay pada lapisan laminasi *thin bed* disertai dengan distribusi mineral clay yang inheren juga mempengaruhi respon data log yang berupa nilai gamma ray yang tinggi dan resistivitas yang rendah. Hal ini menyebabkan zona laminasi tipis tersebut teridentifikasi sebagai zona non reservoir dikarenakan nilai saturasi air dan volume serpih yang tinggi.

Laminated Shaly Sand Analysis (LSSA) merupakan salah satu metode untuk mendeteksi dan mendapatkan parameter porositas, volume clay, dan saturasi air lapisan *thin bed reservoir*. Metode LSSA memanfaatkan pemecahan log resistivitas menjadi log resistivitas vertikal yang dilanjutkan perhitungan nilai porositas menggunakan respon nilai gamma ray terhadap porositas sebagai indikasi fraksi batuan shale dan batuan pasir. Parameter saturasi didapatkan dengan menghitung parameter Q_v dan parameter fisis reservoir dihitung menggunakan *Monte Carlo Uncertainty Probabilistic* untuk memberikan komparasi parameter fisis lapisan thin bed reservoir pada persebaran minimum, median dan maksimum.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas maka dapat Rumusan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana menghitung parameter petrofisika pada lapisan *thin bed reservoir*?
2. Bagaimana efek dari penggunaan metode *Laminated Shally Sand Analysis* pada lapisan *thin bed reservoir*?
3. Bagaimana melakukan validasi dari metode *Laminated Shally Sand Analysis*?

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah:

1. Batasan masalah dalam penelitian ini adalah penelitian ini hanya akan melakukan analisa data menggunakan *Laminated Shaly Sand Analysis* untuk mendeteksi lapisan thin bed reservoir.

2. Proses validasi metode dilakukan dengan menggunakan data *Log Image* pada sumur SESBK yang terdapat pada interval 1005-2932 ft dan *mud log*.
3. Picket Plot yang didapatkan dari persamaan Archie digunakan sebagai pendekatan untuk menghitung saturasi air pada batuan dikarenakan belum tersedianya analisa *core*.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Mengaplikasikan metode *Laminated Shally Sand Analysis* untuk mendapatkan karakterisasi parameter petrofisika lapisan *thin bed reservoir*.
2. Menganalisis pengaruh metode *Laminated Shally Sand Analysis* pada 2 kondisi sumur dalam mendeteksi lapisan *thin bed reservoir*.
3. Menganalisis parameter petrofisika lapisan *thin bed reservoir* setelah penggunaan metode *Laminated Shally Sand Analysis*.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang diharapkan dalam penelitian ini adalah:

1. Menjadi acuan rangka pengerjaan dalam penyelesaian *laminated thin bed reservoir*.
2. Memberikan pemahaman mengenai pengaruh metode *Laminated Shally Sand Analysis* dalam penyelesaian *Thin Bed Reservoir*.
3. Membantu pengembangan potensi lapisan siliklastik laminasi dengan menjadikan data coding pemecahan resistivitas sebagai data *openshare*.

1.6 Luaran

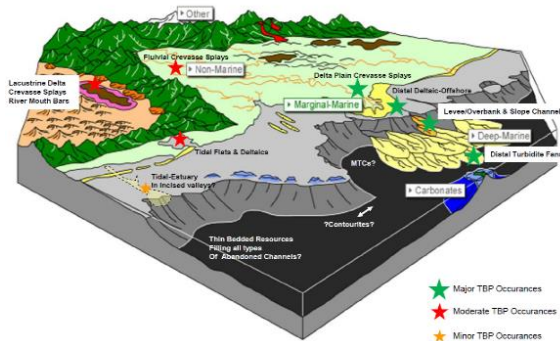
Luaran yang diharapkan dalam penelitian ini adalah:

1. Mendapatkan parameter petrofisika lapisan *Thin Bed Reservoir*.
2. Sebagai studi pengaruh metode *Laminated Shally Sand Analysis* dalam menyelesaikan *Thin Bed Reservoir*. Dibuat menjadi data ilmiah dalam bentuk *paper*.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Thin Bed Reservoir*

Thin bed merupakan lapisan dengan ketebalan berkisar dari 1 inch (2.5 cm) hingga 2 ft. Nilai sebesar 2 ft merupakan nilai *cutoff* dari parameter *thin bed* dikarenakan nilai tersebut menyerupai resolusi vertikal dari log porositas dan merupakan nilai resolusi tertinggi dari resolusi log resistivitas (Passey, 2006). *Thin bed* didapatkan pada lingkungan siliklastik yang memiliki kecenderungan terbentuk di lereng dengan kemiringan yang rendah, daerah turbidit, muara sungai (pertemuan sungai dengan laut), dan danau.



Gambar 2.1 Lingkungan pengendapan *thin bed* reservoir (Passey, 2006)

Pengendapan *thin bed* didominasi oleh kenaikan dan penurunan muka air laut yang menyebabkan lapisan dominan berupa *shale* dan pasir yang saling bertumpang tindih dan membentuk perlapisan berupa *shally sand*. Tabel 2.1 menunjukkan lingkungan pengendapan yang memungkinkan untuk terjadinya pengendapan *thin bed*.

Tabel 2.1 *Thin Bed* berdasarkan lingkungan pengendapannya (Passey, 2006)

Lingkungan pengendapan	Daerah cenderung membentuk <i>thin bed</i>	Daerah cenderung tidak membentuk <i>thin bed</i>
Laut dalam	<i>Overbank/levee deposits</i>	<i>Channel axis</i>
	<i>Distributary lobe</i>	<i>Debrites (sandy or muddy)</i>
	<i>Channel margin</i>	
	<i>Hemipelagic</i>	

Pantai/shoreface	<i>Lower shoreface</i>	<i>Foreshore</i>
	<i>Distal lower shoreface</i>	<i>Upper shoreface</i>
Delta	<i>Delta front</i>	<i>Stream mouth bar</i>
	<i>Prodelta</i>	
Tidal/estuarine	<i>Sandy tidal channel</i>	<i>Subtidal</i>
	<i>Intertidal sand flats</i>	
Sungai	<i>Point bars (meandering stream)</i>	<i>Braided stream</i>
	<i>Levees</i>	<i>Channel sands</i>
	<i>Terminal splay (overbank)</i>	<i>Channel lag deposits</i>
		<i>Fluvial bars</i>
		<i>Alluvial fans</i>
Aeolian	<i>Interdune</i>	<i>Cross-bedded dunes</i>
	<i>Wind-rippled deposits</i>	

2.2 Petrofisika

Petrofisika adalah suatu cabang ilmu dari geofisika yang mempelajari tentang sifat fisik dari suatu batuan. Analisis petrofisika digunakan untuk karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir pada analisis petrofisika dilakukan dengan mempelajari litologi, porositas, saturasi air, dan permeabilitas lapisan batuan di bawah permukaan (Maulana, 2016). Penentuan litologi melalui identifikasi log gamma ray bertujuan untuk membedakan antara lapisan permeabel dan tidak. Log densitas dan log neutron dapat digunakan untuk menghitung porositas lapisan batuan, dan log resistivitas digunakan untuk mencari nilai saturasi air lapisan batuan. (Asquith, 2004).

2.2.1 Mud log

Mud log merupakan analisis lumpur langsung dari lumpur yang bersikulasi dalam lubang pemboran untuk menentukan batuan yang mengandung hidrokarbon dibawah permukaan bumi. Instrumen yang digunakan mampu mendeteksi keberadaan hidrokarbon dalam lumpur yang kembali ke permukaan menggunakan analisis gas kromatografi dan analisa potongan bebatuan yang dikenal juga sebagai *rock cuttings*.

American Petroleum Institute telah mempublikasikan standar format *mud log*. Format tersebut memiliki tajuk dibagian atas bersama dengan nama operator, nama sumur, lokasi, elevasi, dan informasi lainnya. Pada bagian kiri terdapat

drilling-time log yang direkam oleh laju penetrasinya (rate of penetration). Dibagian kanan menunjukkan jumlah minyak dan gas yang terdeteksi pada lumpur pengeboran dan potongan batuan sumur, sebuah kurva menunjukkan gas total yang terdapat pada lumpur pengeboran dan diukur menggunakan detektor gas. Analisa kimia menggunakan gas kromatografi dimana gas kromatografi mengukur persentase dari metana (C1), etana (C2), propane (C3), Butana (C4), dan Pentana (C5). Batang hitam menunjukkan bahwa *mud logger* melihat noda minyak pada potongan batuan sumurnya dan disebut dengan istilah *oil show*.

2.2.2 Gamma Ray Log

Gamma ray log merupakan log yang mengukur nilai radioaktif pada formasi sehingga digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan korelasi antar sumur. Daerah bebas *shale* pada batu pasir dan karbonat memiliki konsentrasi radioaktif yang rendah sehingga memberikan nilai *Gamma Ray* yang juga rendah (Asquith dan Gibson, 2004). Apabila kandungan *shale* meningkat, respon *gamma ray* juga akan meningkat dikarenakan tingginya kandungan radioaktif pada *shale*.

Dengan menghitung nilai Thorium, Potasium, Uranium pada formasi, GR log mampu memberikan perhitungan nilai kandungan *shale* suatu formasi dengan persamaan 1 (Asquith dan Gibson, 2004).

$$IGR = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \quad (1)$$

Dimana IGR adalah gamma ray index yang merupakan fungsi dari GR log yaitu pembacaan gamma ray pada formasi. Dengan GR min yang merupakan minimum gamma ray (clean sand) serta parameter GR max yaitu nilai pada kondisi shale.

Nilai Indeks Gamma Ray (IGR) menjadi acuan untuk menghitung volume serpih (*shale*). Untuk estimasi linear, nilai IGR sebanding dengan nilai volume serpih (Asquith dan Gibson, 2004). Penggunaan metode linear pada perhitungan gamma ray akan menghasilkan nilai shale volume yang lebih rendah dibandingkan metode lainnya.

2.2.3 Log Resistivitas

Log resistivitas adalah salah satu log konvensional yang sering digunakan dalam logging sumur. Log jenis ini mengukur besar tahanan jenis dari suatu lapisan secara vertikal. Umumnya log resistivitas digunakan untuk menentukan

zona hidrokarbon dengan formasi berisi air, mengindikasikan zona permeable dan menentukan besar porositas. Dari ketiga fungsi di atas, yang paling penting digunakan ialah untuk menentukan zona hidrokarbon dengan membandingkan zona formasi penuh air. Hal ini disebabkan karena matriks atau butiran dari batuan serta hidrokarbon bersifat non-konduktif, kemampuan batuan untuk menghantarkan listrik hampir seluruhnya dikarenakan adanya air dalam pori batuan.

Apabila saturasi hidrokarbon meningkat, maka resistivitas formasi meningkat. Sebaliknya, jika saturasi air meningkat, maka resistivitas formasi menurun. Dengan mengetahui parameter a, m, n , dan R_w , nilai saturasi air dapat dihitung menggunakan persamaan archie yang dirumuskan:

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{1/n} \quad (2)$$

Dimana S_w adalah saturasi air yang merupakan fungsi dari a yaitu tortuosity factor, m yaitu cementation exponent, n yaitu saturation exponent, ϕ yang berupa porositas, R_w sebagai resistivitas formasi terisi air (ohmmeter) dan R_t yang merupakan resistivitas formasi (ohmmeter).

2.2.4 Neutron Log

Log Neutron merupakan jenis log yang digunakan untuk mengukur porositas berdasarkan konsentrasi hidrogen dalam formasi. Dalam formasi yang bebas dari shale dimana porositas dari formasi diisi oleh air atau minyak, log neutron mengukur porositas yang terisi cairan (PHIN atau NPHI). Log ini bekerja dengan memancarkan atom neutron dari alat ke formasi. Pada saat neutron masuk ke dalam formasi, neutron tersebut bertubrukan dengan nukleus formasi dan kehilangan sebagian energinya (Asquith dan Gibson, 2004).

Jika kehilangan sepenuhnya maka neutron terserap oleh nukleus dan memancarkan gelombang Gamma yang terdeteksi oleh receiver alat. Neutron kehilangan energi sepenuhnya jika bertubrukan dengan atom hidrogen dikarenakan massanya yang sama dengan neutron. Oleh karena itu, kehilangan energi yang terukur didominasi oleh adanya hidrogen (Asquith dan Gibson, 2004). Konsentrasi hidrogen biasanya terdapat di dalam pori-pori batuan yang terisi cairan. Oleh karena itu besar energi yang hilang dapat dikorelasikan dengan porositas dari formasi tersebut.

Kurva log neutron memiliki satuan terhadap litologi yang spesifik (umumnya batupasir, batugamping atau dolomit, tergantung dari kondisi geologi lingkungan tempat pengukuran). Masing-masing satuan litologi mempunyai kondisi

tertentu. Jika formasi didominasi oleh batugamping maka porositas semu sama dengan besar porositas sebenarnya (true porosity). Namun, jika litologi dari formasi berupa batupasir atau dolomit maka nilai porositas semu-nya harus dikorksi terlebih dahulu menjadi porositas sebenarnya dengan menggunakan grafik (Asquith dan Gibson, 2004).

Umumnya neutron log dikombinasikan dengan log porositas lain dalam interpretasi porositas dalam formasi. Contohnya ialah kombinasi log neutron-densitas digunakan untuk mendeteksi gas dalam formasi dan quick-look litologi formasi. Penggunaan kombinasi neutron log dan densitas log mampu memberikan perhitungan porositas yang dirumuskan sebagai berikut:

$$\emptyset = \left(\frac{\emptyset Neu^2 + \emptyset Den^2}{2} \right)^{1/2} \quad (3)$$

Dimana $\emptyset Den$ adalah Porositas dari nilai densitas yang merupakan fungsi dari $\emptyset Neu$ yang merupakan Porositas dari nilai neutron dengan $\emptyset Den$ yang berupa Porositas dari nilai densitas.

2.2.5 Density Log

Log densitas adalah jenis log yang mengukur berat jenis dari suatu batuan. Densitas diukur dalam gram per sentimeter kubik (g/cm^3). Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matrix batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Log densitas umumnya digunakan untuk mengidentifikasi mineral evaporit, mengukur densitas hidrokarbon dan mengevaluasi reservoir *shaly sand* dan litologi kompleks. Log densitas umumnya memiliki daya capai yang dangkal, oleh karena itu dalam pengukurannya ditempelkan pada sisi dinding lubang bor untuk mendapatkan respon formasi yang akurat.

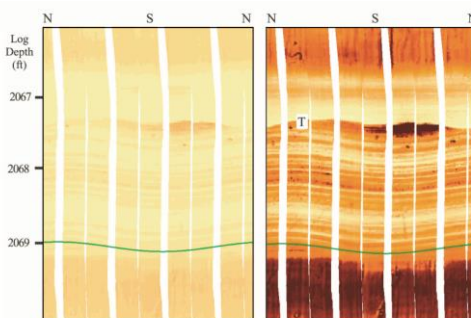
$$\emptyset Den = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (4)$$

Dimana $\emptyset Den$ yang merupakan Porositas dari nilai densitas yang merupakan fungsi dari ρ_{ma} yang merupakan *Matrix density*, ρ_b yaitu *formation bulk density*, dan ρ_{fl} yang merupakan *fluid density*.

Prinsip kerja log density adalah dengan emisi sumber radioaktif biasanya menggunakan Cobalt-60 atau Cesium-137. Semakin padat batuan semakin sulit sinar radioaktif tersebut teremisi dan semakin sedikit emisi radioaktif yang terhitung oleh penerima (counter). Untuk menghitung porositas, digunakan persamaan berikut:

2.2.6 Image Log

Image Log adalah gambar elektronik dari batuan dan cairan yang ditemui oleh sumur bor. Gambar ini diambil oleh perangkat listrik dan akustik yang dipasang ke dalam sumur. Image log memiliki resolusi vertikal dan lateral yang tinggi, serta dapat mereka memberikan informasi penting tentang arah dip, *fracture*, ketidakselarasan, arah *paleocurrent*, porositas vuggy, dan fitur geologi lainnya.



Gambar 2.2 Komparasi antara pemrosesan static (kiri) dan dinamik (kanan)

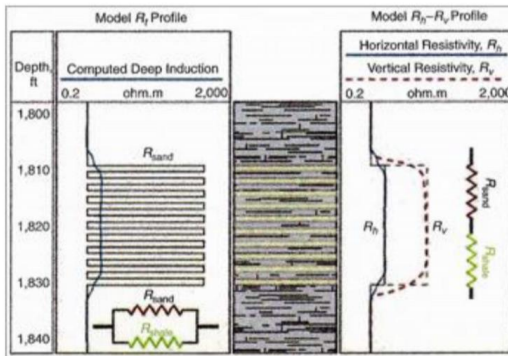
Tersedia dua jenis *image log* yaitu statis dan dinamis (Gambar 9.9). Gambar statis adalah yang memiliki satu pengaturan kontras yang diterapkan pada keseluruhan sumur. Gambar statis dapat dikalibrasi dalam ohm-m ke perangkat seperti LLS (Shallow Latero-log). Gambar dinamis, yang memiliki kontras variabel memberikan peningkatan tampilan fitur seperti vugs, fractures, dan batas bed. Gambar dinamis juga mampu memunculkan fitur-fitur halus pada batuan yang memiliki resistivitas sangat rendah, seperti serpih, dan resistivitas sangat tinggi, seperti karbonat dan batuan kristal.

2.3 Laminated Shally Sand Analysis

Laminated Shally Sand Analysis mengasumsikan model multilayer pada lapisan *shale* dan *sand*. Analisis ini didasarkan pada distribusi volume shale Thomas Steiber dan model tensor resistivitas (Thomas dan Steiber,1975). Volume shale, porositas, dan saturasi air merupakan parameter yang digunakan dalam menghitung layer dari lapisan pasir. Volume shale merupakan parameter utama yang mengontrol perhitungan porositas dan saturasi.

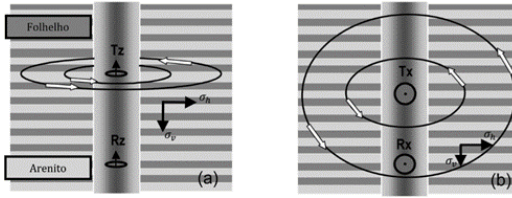
2.3.1 Tensor Resistivity Model

Alat log resistivitas konvensional umumnya terdiri dari *coil transmitter* dan *receiver* yang tegak lurus terhadap perlapisan dan menghasilkan resistivitas horizontal. Pengukuran menggunakan alat resistivitas konvensional ini didominasi oleh lapisan konduktif dikarenakan pengukuran yang mengarah horizontal ke formasi. Laminasi dari lapisan shale bersifat konduktif yang apabila dikomparasikan dengan lapisan resistive pada batuan pasir menyebabkan pengukuran mengindikasikan sebagai zona non prospek. Zona ini biasanya tidak dilanjutkan untuk fase tes ataupun diabaikan. Ketebalan dari setiap lapisan *thin bed reservoir* sendiri jauh melampaui resolusi vertikal alat pengukuran yang menyebabkan alat pengukuran akan mengambil nilai rata-rata resistivitas dan porositas pada layer tersebut. Hal ini menyebabkan nilai yang didapat tidak merepresentasikan nilai dari perlapisan laminasi tersebut.



Gambar 2.3 Model resistivitas pada *thin lamination* (Carvalho, 2008)

3D induction log merupakan alat yang mampu memberikan pengukuran pada kedua arah yaitu horizontal dan vertikal. Alat ini membantu menyelesaikan permasalahan anisotropi yang berasosiasi dengan *thin lamination reservoir*. Dengan menggunakan data R_v - R_h , potensi hidrokarbon dapat dianalisis dengan mudah dan efektif. Alat ini mengukur 3×3 tensor respon medan magnet dalam lingkungan lubang bor. Alat ini terdiri dari 3 *transmitter* dan 3 *receiver orthogonal* yang memiliki arah x, y, z. *transmitter* dan *receiver* merupakan *coil*. Pada setiap titik pengukuran *logging*, *receiver* mengukur 3×3 tensor medan magnet (H) yang kemudian dikonversi menjadi resistivitas.



Gambar 2.4 Medan listrik yang dihasilkan dari alat dengan (a) arah transmitter receiver vertikal (b) arah transmitter-receiver horisontal (Carvalho,2010)

Untuk mendapatkan nilai resistivitas vertikal, dapat digunakan rumus Klein (Minh, C, 2007):

$$\sigma_h = V_{shale} \times \sigma_{shale} + V_{sand} \times \sigma_{sand} \quad (5)$$

$$R_v = V_{shale} \times R_{shale} + V_{sand} \times R_{sand} \quad (6)$$

$$V_{shale} + V_{sand} = 1 \quad (7)$$

Dimana σ_h adalah konduktivitas horisontal yang merupakan fungsi dari σ_{shale} yang berupa konduktivitas lapisan shale, σ_{sand} yaitu konduktivitas lapisan batu pasir, R_v yang berupa resistivitas vertikal, R_{shale} yang berupa resistivitas lapisan shale, dan R_{sand} yang berupa resistivitas lapisan batu pasir.

Apabila resistivitas lapisan shale diketahui, maka rumus (5-7) dapat dikonversi menjadi:

$$R_{sand} = R_h \times \frac{(R_v - R_{shale})}{(R_h - R_{shale})} \quad (8)$$

$$F_{sand} = \frac{(R_v - R_{shale})}{(R_{sand} - R_{shale})} \quad (9)$$

$$R_{sand} = 1 - F_{shale} \quad (10)$$

$$R_v = F_{sh_lam} \times R_{shv} + V_{sand} \times R_{sand} \quad (11)$$

$$\frac{1}{R_h} = \frac{F_{sand}}{R_{sand}} + \frac{F_{sh_lam}}{R_{shh}} \quad (12)$$

$$1 = R_{sand} - F_{sh_lam} \quad (13)$$

Dimana R_v adalah resistivitas vertikal yang merupakan fungsi dari R_h yaitu resistivitas horisontal, R_{sand} yaitu resistivitas lapisan batupasir, R_{shh} yang merupakan resistivitas lapisan shale horisontal, R_{shv} yang merupakan

resistivitas lapisan shale vertikal, F_{sh_lam} yaitu volume fraksi laminasi shale dalam fasies pasir, dan F_{sand} yaitu volume fraksi lapisan batu pasir.

Dalam kondisi sebenarnya, lapisan *shale* sendiri dapat mempunyai anisotropi resistivitas yang meningkat dengan adanya kompaksi. (Omar, 2013). Maka dari itu, dibutuhkan parameter baru yakni resistivitas lapisan *shale* horisontal (R_{shh}) dan resistivitas lapisan *shale* vertikal (R_{shv}). Kedua parameter tersebut dapat dimasukkan ke dalam persamaan di atas menjadi persamaan Clavaud (Minh, C, 2007)

2.3.1.1 Menghitung Nilai R_v Menggunakan Deep Resistivity dan GR

Apabila didapatkan adanya keterbatasan data 3D induction tool, nilai R_v dapat didapatkan menggunakan algoritma (lampiran 1). Dimana persamaan 14 dan 15 digunakan untuk mendapatkan volume shale dan sand dari GR log. Setelah itu digunakan persamaan 16 dan 17 untuk menghitung nilai resistivitas vertikal. Window length yang sesuai dibutuhkan untuk menghasilkan data output yang lebih halus (Fernando,1990).

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (14)$$

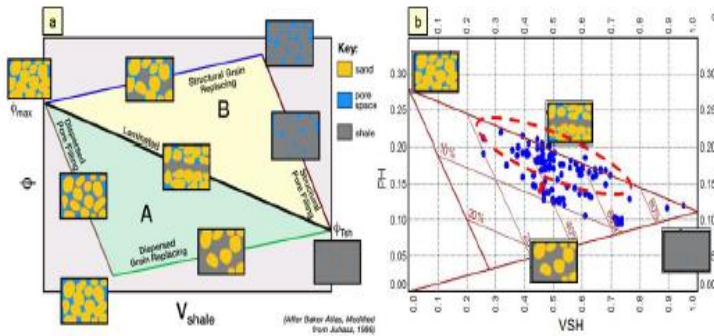
$$V_s = 1 - V_{sh} \quad (15)$$

$$\frac{1}{R_h} = \frac{V_s}{R_s} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (16)$$

$$R_v = V_s \cdot R_s + V_{sh} \cdot R_{sh} \quad (17)$$

2.3.2 Thomas- Steiber Model

Thomas dan Steiber (1975) memberikan gambaran bahwa porositas dapat mempengaruhi kandungan volume shale suatu batuan berdasarkan konfigurasi tipikal persebaran batuan pasir tersebut. Pendekatan ini akan bermanfaat untuk mengidentifikasi tipe batuan *shale* pada daerah resistivitas rendah menggunakan data volume serpih dan porositas.



Gambar 2.5 Persebaran sifat serpih dengan model Thomas-Steiber

2.3.3 Q_v Calculation

Cation exchange capacity pada suatu formasi adalah parameter penting yang digunakan untuk melakukan koreksi pengukuran resistivitas dengan tujuan koreksi perhitungan saturasi air. Meskipun kebanyakan mineral bersifat resistif, mineral lempung memiliki kemampuan untuk bertindak sebagai *carrier charge*. Hal ini mengakibatkan formasi yang memiliki kandungan lempung tinggi akan lebih resistif dibandingkan dengan sistem kuarsa murni. Koreksi dari perhitungan saturasi air dapat dilakukan dengan menghitung nilai CEC. Rentang nilai CEC pada mineral lempung sendiri adalah 1-10 meq/100 g untuk kaolinite, 25 meq/100 g untuk illite, dan 80 meq/100 untuk smectite (Ramirez, 1990). Berikut adalah persamaan yang digunakan untuk menghitung parameter Q_v

$$Q_v = \frac{1}{R_w * B} * \left(\frac{a * \Phi_i^{-m} * R_w}{R_t} - 1 \right) \quad (18)$$

2.3.4 Waxman Smith Water Saturation

Waxman-Smith menurunkan persamaan untuk mencari S_w dalam formasi *shaly-sand* berdasarkan model yang menghubungkan konduktivitas formasi yang jenuh air dengan konduktivitas air serta kandungan shale yang ada pada suatu formasi (Waxman & Smith, 1968).

$$S_w^n = \frac{F \tau^* * R_w}{R_t * \left(1 + \frac{R_w B Q_v}{S_w} \right)} \quad (19)$$

Pada persamaan diatas F^* dan Sw merujuk kepada rongga pori yang saling berhubungan; B adalah konstanta yang sangat bergantung pada nilai Rw ; Qv adalah konstanta yang dapat ditentukan dengan mengkalikan volume clay dengan nilai CEC (Waxman & Smith, 1968)

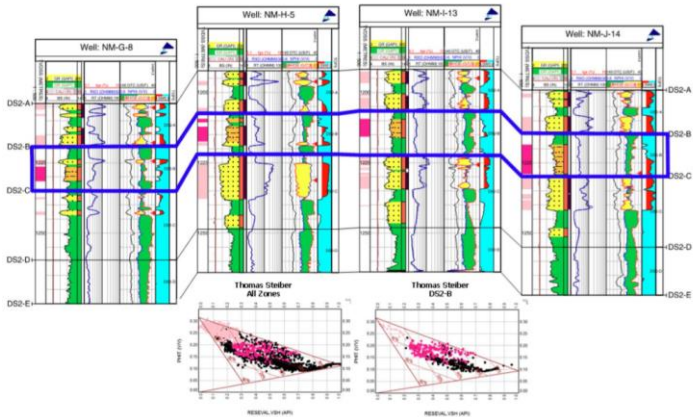
2.3.5 Monte Carlo Uncertainty Probablistic

Simulasi Monte Carlo didefinisikan sebagai semua teknik sampling statistik yang digunakan untuk memperkirakan solusi terhadap masalah-masalah kuantitatif. Dalam simulasi Monte Carlo sebuah model dibangun berdasarkan sistem yang sebenarnya. Setiap variabel dalam model tersebut memiliki nilai yang memiliki probabilitas yang berbeda, yang ditunjukkan oleh distribusi probabilitas atau biasa disebut dengan *probability distribution* dari setiap variabel. Metode Monte Carlo mensimulasikan sistem tersebut berulang-ulang kali, ratusan bahkan sampai ribuan kali tergantung sistem yang ditinjau, dengan cara memilih sebuah nilai random untuk setiap variabel dari distribusi probabilitasnya. Hasil yang didapatkan dari simulasi tersebut adalah sebuah distribusi probabilitas dari nilai sebuah sistem secara keseluruhan. Dasar simulasi Monte Carlo adalah percobaan pada unsur peluang (atau bersifat probabilistik) dengan menggunakan pengambilan sampel secara acak.

$$\begin{aligned}
 \sigma_{sec}^2 &= \int_0^1 \dots \int_0^1 \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f(x_i) \right]^2 dx_1 \dots dx_N - I^2 \\
 &= \frac{1}{N} \int_0^1 f^2(x) dx - \frac{1}{N} I^2 \\
 &= \sigma_{prim}^2 / N.
 \end{aligned}
 \tag{20}$$

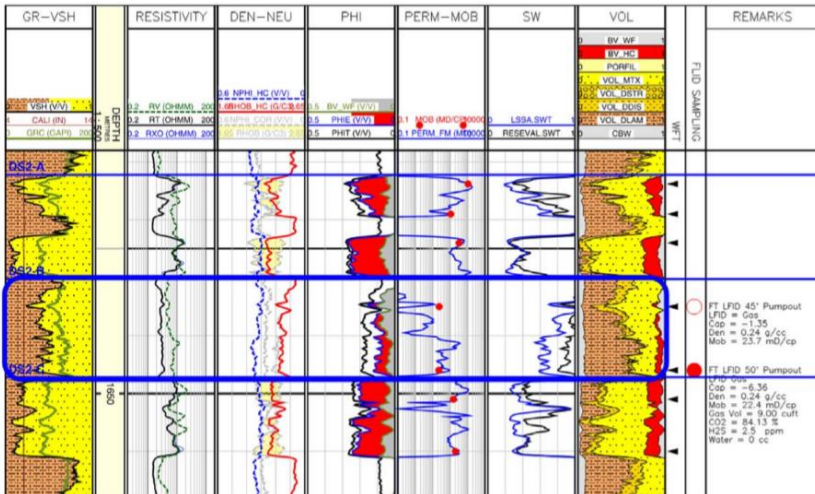
2.4 Penelitian Terdahulu

Penelitian terdahulu dilakukan oleh Fadjarianto di tahun 2018 dengan menggunakan metode *Laminated Shally Sand Analysis* dan *Laminated Reservoir Analysis* dalam pemaksimalan lapisan *thin bed reservoir*. Pada penelitian ini, metode *Laminated Shally Sand Analysis* dilakukan pada satu buah sumur Well J-14 yang dikorelasikan. Pada gambar 2.6, analisis *Thomas Steiber* mendapatkan data yang memiliki persebaran berupa laminasi.

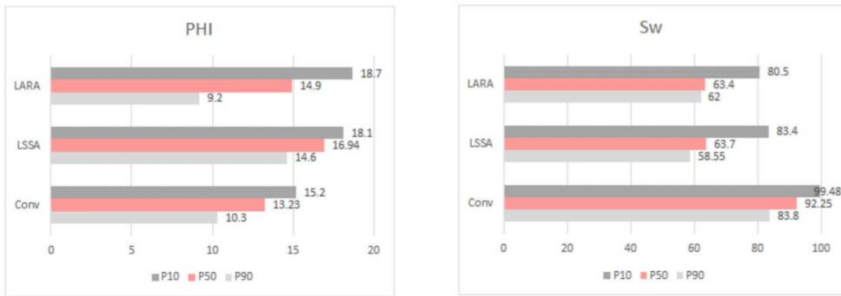


Gambar 2.6 Persebaran Thomas Steiber

Hasil perhitungan saturasi air juga menunjukkan adanya perbedaan dimana metode LSSA mampu memberikan nilai saturasi air yang lebih kecil dibandingkan dengan metode konvensional dan dilakukan komparasi akhir parameter petrofisika antara metode LSSA dengan metode LARA.



Gambar 2.7 Track 6 menunjukan perbedaan komparasi nilai saturasi air setelah penggunaan metode LSSA



Gambar 2.8 Perbandingan hasil akhir parameter petrofisika ke 3 metode

Penelitian ini menjadi dasar penggunaan metode LSSA. Pembeda dengan penelitian terdahulu adalah parameter resistivitas yang digunakan. Pada penelitian ini alat resistivitas yang digunakan adalah 3D Induction Tool yang sudah memiliki nilai resistivitas vertikal dan horizontal, sedangkan penelitian yang penulis buat melakukan pemecahan log resistivitas vertikal menggunakan data gamma ray sebagai data masukan LSSA.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Alat dan Bahan

Dalam penelitian ini, alat yang digunakan adalah sebagai berikut :

Tabel 3.1 Daftar Alat yang Digunakan untuk Penelitian

No.	Nama Alat	Jumlah
1.	Laptop	1
2.	Ms. Excel	1
3.	Ms. Word	1
4.	Ms. Power Point	1
5.	Matlab	1
6.	Techlog	1
7.	Interactive Petrophysics 3.5	1

Sedangkan kelengkapan data yang dimiliki sebagai berikut:

Tabel 3.2 Daftar Kelengkapan Data Sumur

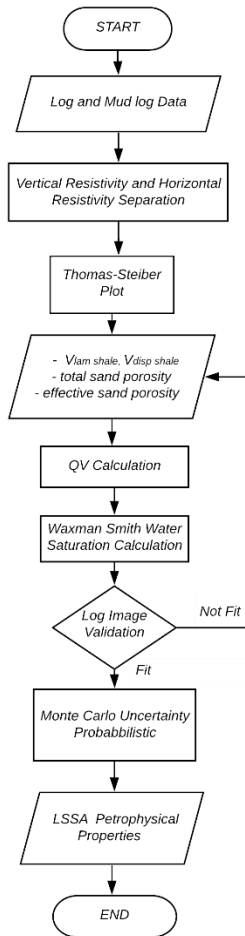
No	Well Name	Well Report	Mud log	Comp Log	Well Type	Digital Log	Log Image	SWC	Well Test	Remarks
							XRFMI	RCAL	RFT	
1	SESBK-1	x	v	v	Vertical	v	v (1005.25-2932.5 FT)	x	x	2017
2	KLMR-1	v	v	v	Vertical	v	x	v (266-574.5 FT)	v (625-937 FT)	1995

Tabel 3.3 Daftar Kelengkapan Data Log

No	Well Name	BS	Caliper	SP	GR	Resistivity			Density	DRHO	Neutron	Sonic	PEF	Remarks
						LLD	LLS	MSFL						
1	SESBK-1	x	v	v	Vertical	v	v	v	v	v	v	x	v	HLB
2	KLMR-1	v	v	v	Vertical	v	v	v	v	v	v	v	v	Petrocorp

3.2 Alur Kerja

Alur penelitian yang akan dilakukan adalah sebagai berikut:

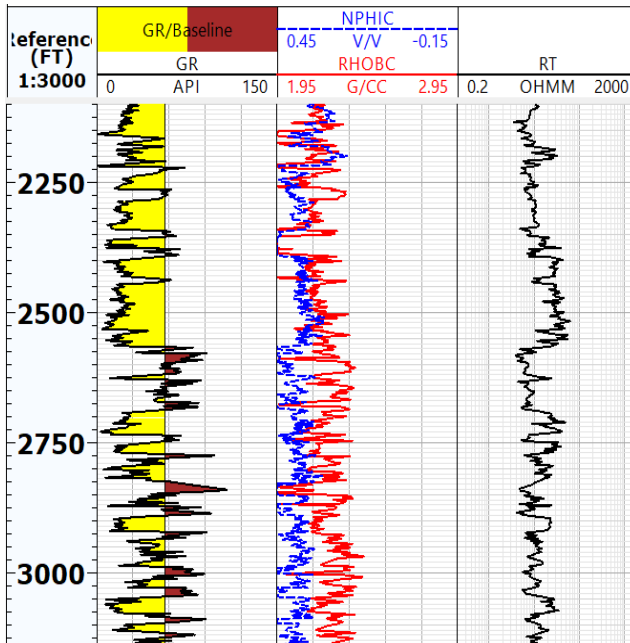


Gambar 3.1 *Research Flowchart*

3.3 Prosedur Penelitian

Penelitian ini diawali dengan mengumpulkan dan mengategorikan data-seperti pada tabel 3.2 dan 3.3 yang didapatkan berdasarkan jenis dan waktu pengukuran. Selain itu, data *report* sumur dipelajari untuk mengetahui kondisi dan latar belakang sumur. Setelah itu, data yang didapatkan kemudian dilakukan koreksi lingkungan. Hasil dari koreksi lingkungan tersebut kemudian dilakukan *splicing* untuk menggabungkan data-data yang terpisah menjadi 1 file .las.

Setelah itu kurva log NPHI, RHOB, dan Gamma Ray dilakukan koreksi lingkungan berdasarkan kondisi formasi, jenis lumur pengeboran, jenis casing, dan lainnya. Data kemudian digunakan sebagai basis untuk melakukan analisis LSSA seperti pada gambar 3.2.

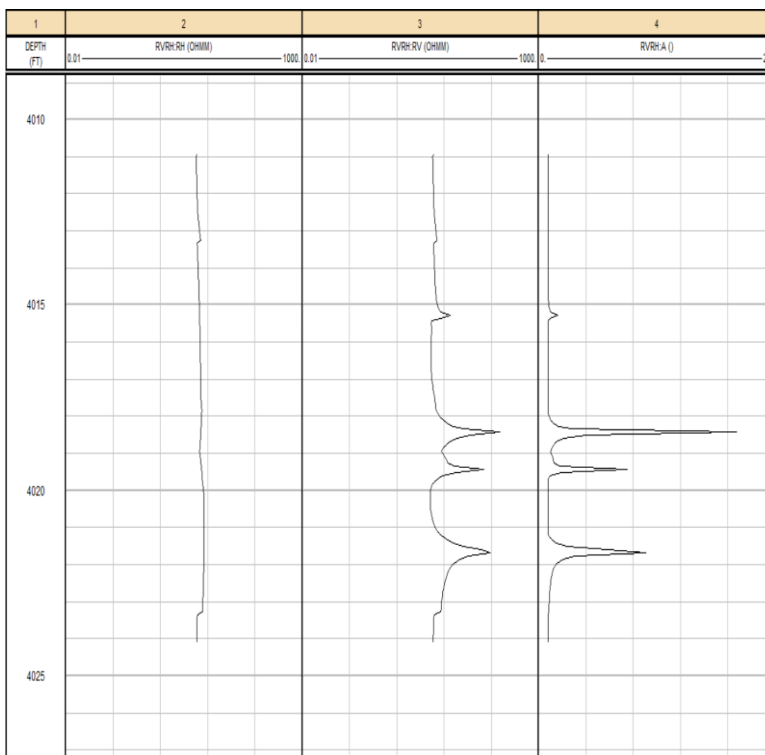


Gambar 3.2 Contoh Perhitungan Hasil Koreksi Lingkungan

3.3.1 Analisis Tensor Resistivitas

Resistivitas horizontal merupakan data hasil pengukuran pada log konvensional. Model Klein digunakan untuk mendapatkan nilai resistivitas vertikal dengan data resistivitas horizontal dan log Gamma Ray. Selanjutnya dilakukan identifikasi potensi daerah laminasi pasir-serpih dengan melihat log litologi, Gamma Ray dan perbedaan resistivitas horizontal dengan vertikalnya. Dimana nilai gamma ray menjadi indikasi volume shale yang mempengaruhi nilai resistivitas batuan pasir seperti pada gambar 3.3.

Hasil resistivitas vertikal menjadi indikasi zona laminasi *sand-shale* apabila nilai R_v lebih besar dari R_h . Selain itu, nilai anisotropi juga menunjukkan adanya pengaruh dari perbedaan antara resistivitas vertikal dan horizontal yang menjadi indikasi adanya lapisan laminasi.



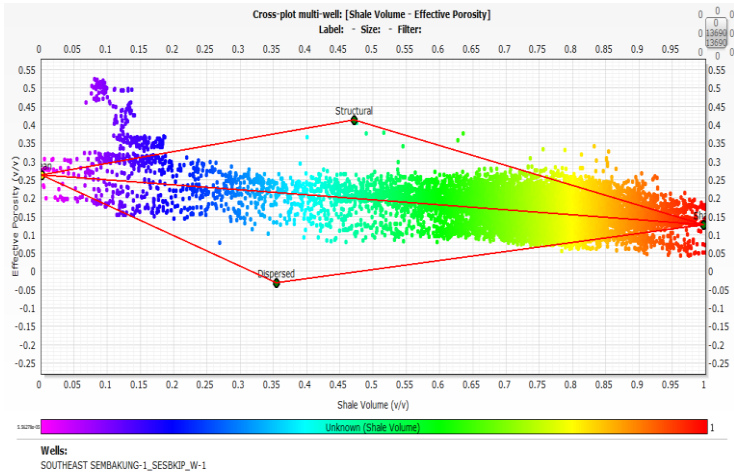
Gambar 3.3 Contoh Seperasi Log Resistivitas Vertikal

3.3.2 Analisis Thomas-Steiber

Analisis Thomas Steiber dilakukan dengan cara melakukan *cross plot* antara data porositas efektif yang terkalkulasi dengan data volume serpih (*shale*). Pada penelitian ini, Analisis Thomas Steiber dilakukan dengan cara melakukan *cross plot* Thomas-Steiber antara log porositas efektif vs shale volume serta RHOB vs Gamma Ray. Kedua *crossplot* tersebut memiliki prinsip yang sama, dimana porositas dihitung menggunakan log NPHI dan RHOB serta volume serpih dihitung menggunakan log Gamma Ray. *Cross plot* ini menentukan titik *clean sand*, titik lapisan *shale*, titik dimana kandungan serpih mengisi ruang antara butiran *sand* (*Dispersed shale point*), dan titik dimana kandungan serpih mengisi matriks batuan (*Structural shale point*) seperti pada gambar 3.4.

Crossplot RHOB vs Gamma Ray digunakan untuk mengetahui nilai Gamma Ray terhadap distribusi tipe *shale*. Nilai Gamma Ray yang mendekati garis regresi *laminated shale* digunakan untuk mendapatkan nilai volume

laminated shale. Titik – titik tersebut dihubungkan membentuk zona tipe lapisan serpih. Data-data yang memotong ataupun dekat dengan garis antara titik *clean sand* dengan titik serpih akan mendapatkan volume laminasi serpih. Volume laminasi *shale* ini digunakan untuk menghitung porositas total dan efektif yang terkoreksi.



Gambar 3.4 Thomas Steiber Plot dalam Penentuan Tipe Persebaran *Shale*

3.3.3 Analisis Q_v

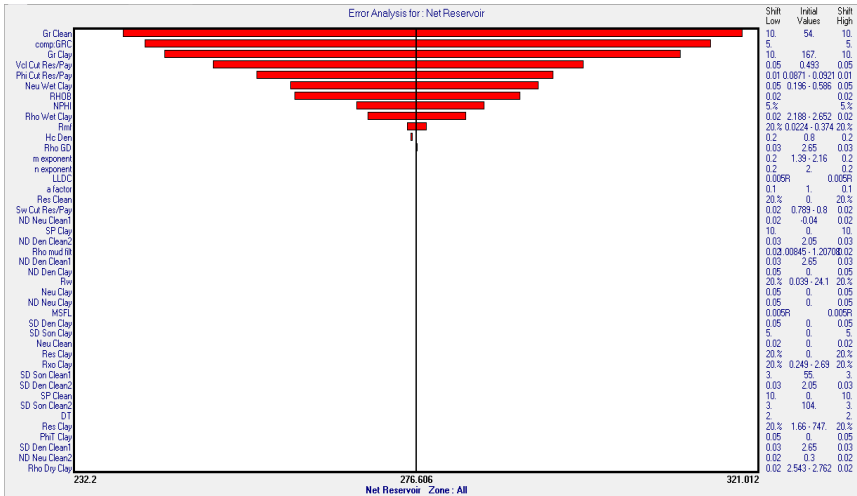
Nilai Q_v dihitung menggunakan parameter saturasi air dari Pickett Plot, resistivitas, dan suhu formasi. Suhu formasi dan resistivitas formasi terisi air digunakan untuk mengetahui konstanta B berdasarkan grafik Waxman B. Setelah mendapatkan konstanta B, nilai Q_v dapat dihitung. Hasil nilai Q_v digunakan untuk mereduksi nilai saturasi air menggunakan metode Waxman-Smith.

3.3.4 Analisis Saturasi Air Waxman Smith

Kalkulasi saturasi air dilakukan dengan menggunakan metode *Waxman-Smith*. Untuk melakukan perhitungan saturasi air, dilakukan penentuan parameter saturasi berdasarkan Pickett Plot. Pickett Plot menggunakan parameter porositas efektif dan $\log \text{deep resistivity}$ untuk mengetahui zona saturasi air kecil hingga tersaturasi air penuh. Hasil dari Pickett Plot ini adalah parameter a , m , n , dan R_w . Metode saturasi air *Waxman Smith* menggunakan nilai R_w , nilai Q_v pada laminasi dan nilai resistivitas lapisan pasir sebenarnya dari analisis R_v - R_h . parameter Q_v dan resistivitas pasir mereduksi nilai saturasi air sehingga mendekati saturasi air lapisan pasir pada laminasi.

3.3.5 Analisis Monte Carlo

Analisa Monte Carlo dilakukan untuk mendapatkan peluang terbesar dan terkecil dengan menggunakan parameter random input dengan persebaran nilai error parameter input. Dilakukan iterasi sebanyak 2000 kali pada setiap proses monte carlo dengan nilai standard deviasi dan nilai masukan variable bernilai acak untuk parameter volume serpih, porositas, dan saturasi.



Gambar 3.5 Nilai Persebaran Acak Parameter Monte Carlo

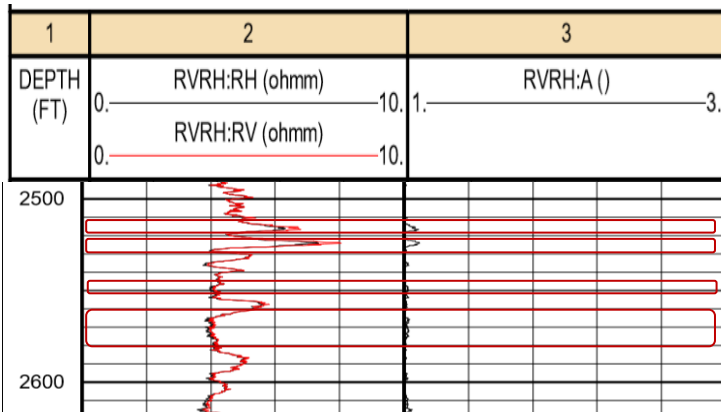
BAB IV HASIL

4.1 Sumur SSK

Pada sumur SSK didapatkan adanya potensi thin bed reservoir pada kedalaman 2521.45-2543.45 ft.

4.1.1 Analisis Tensor Resistivitas

Pemecahan resistivitas menjadi resistivitas vertikal dilakukan pada kedalaman 2521.45 – 2543.45 ft, dimana pada zona ini terlihat indikasi perbedaan nilai resistivitas horizontal dan vertikal hasil perhitungan. Indikasi ini terlihat pada gambar 4.1 terdapat rentang nilai anisotropi yang menandakan adanya perbedaan rentang horizontal dan vertikal.



Gambar 4.1 Analisis Tensor Sumur SSK

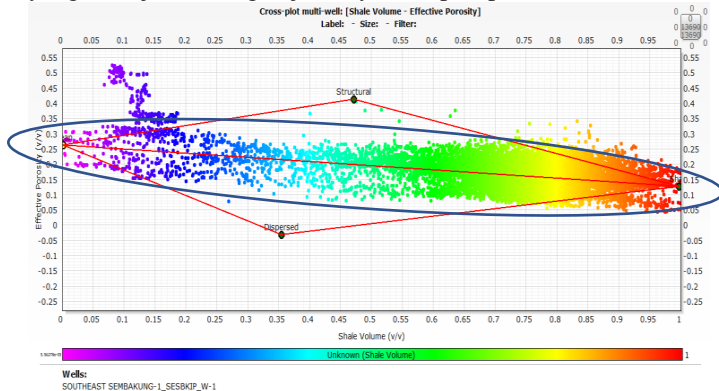
Perbedaan ini menunjukkan adanya pengaruh dari perbedaan antara resistivitas vertikal dan horizontal yang menjadi indikasi adanya lapisan laminasi. Dari nilai resistivitas didapatkan nilai *shale vertical* dan horizontal seperti pada tabel 4.1.

Tabel 4.1 Parameter Nilai Resistivitas Shale

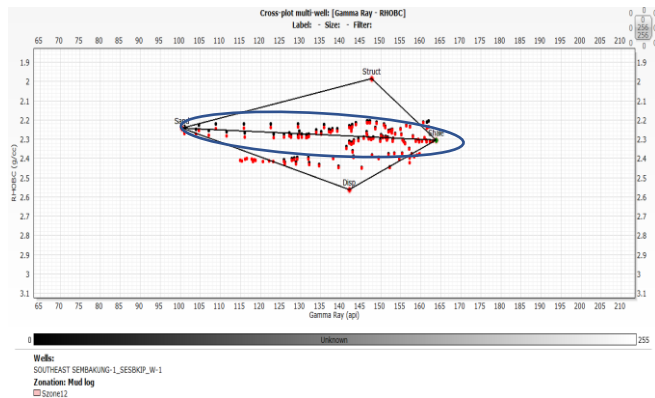
<i>Shale Vertical Resistivity</i>	<i>Shale Horizontal Resistivity</i>
4.071	3.987

4.1.2 Analisis Thomas-Steiber

Analisis Thomas Steiber dilakukan menggunakan *cross plot* Thomas-Steiber antara log porositas efektif vs *shale volume* serta RHOB vs Gamma Ray. *Cross plot* pada gambar 4.2 dan 4.3 yang menunjukkan adanya persebaran laminasi yang ditunjukkan dengan jatuhnya titik plot pada daerah laminasi.



Gambar 4.2 Analisis Thomas Steiber shale volume vs effective porosity sumur SSK



Gambar 4.3 Analisis Thomas Steiber gamma ray vs RHOB sumur SSK

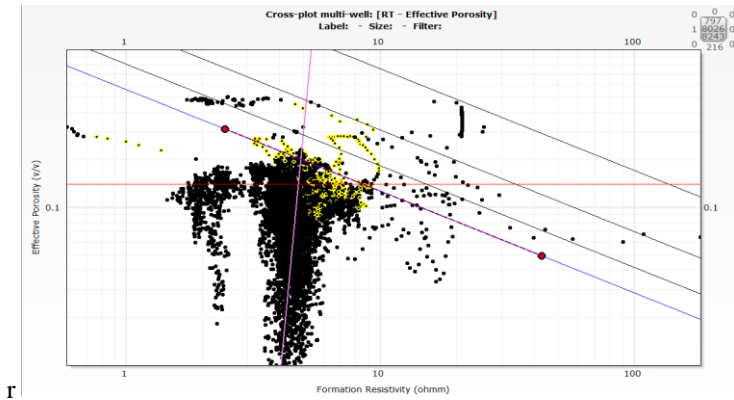
Dari *cross plot* ini juga didapatkan parameter *gamma ray*, *bulk density*, dan *neutron porosity* yang telah terkoreksi seperti pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Parameter Koreksi Thomas Steiber

Clean Sand Gamma Ray	Shale Gamma Ray	Shale Bulk Density	Shale Grain	Shale Neutron Porosity	Sand Grain	Clean Sand porosity
			Density		Density	
98.5567	144.292	2.34371	2.65	0.362484	2.65	0.2231251

4.1.3 Analisis Q_v dan Waxman Smith

Untuk melakukan perhitungan saturasi air, dilakukan penentuan parameter saturasi berdasarkan Pickett Plot pada gambar 4.4. Hasil dari Pickett Plot ini adalah parameter a, m, n, dan R_w yang ditunjukkan pada tabel 4.3.



Gambar 4.4 Analisis Parameter *Picket Plot* sumur SSK

Tabel 4.3 Parameter *Picket Plot*

a	1.000
m	1.5461
n	2
R_w	0.37104

Parameter ini digunakan sebagai perhitungan saturasi air *Waxman Smith* menggunakan nilai R_w , nilai Q_v pada laminasi dan nilai resistivitas lapisan pasir sebenarnya dari analisis R_v - R_h . Parameter Q_v dan resistivitas pasir

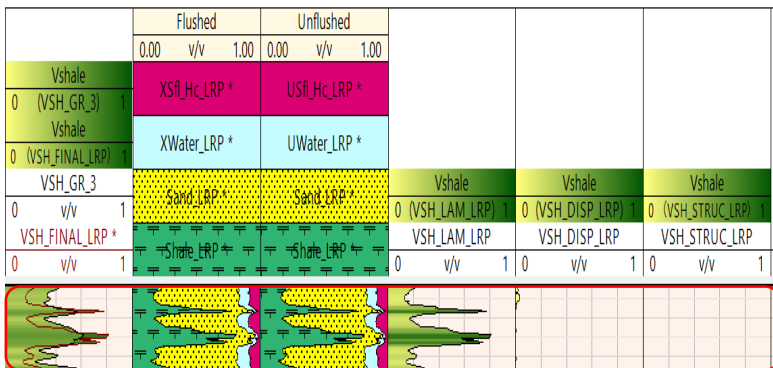
mereduksi nilai saturasi air sehingga mendekati saturasi air lapisan pasir pada laminasi yang merupakan parameter pada tabel 4.4.

Tabel 4.4 Parameter Perhitungan Saturasi

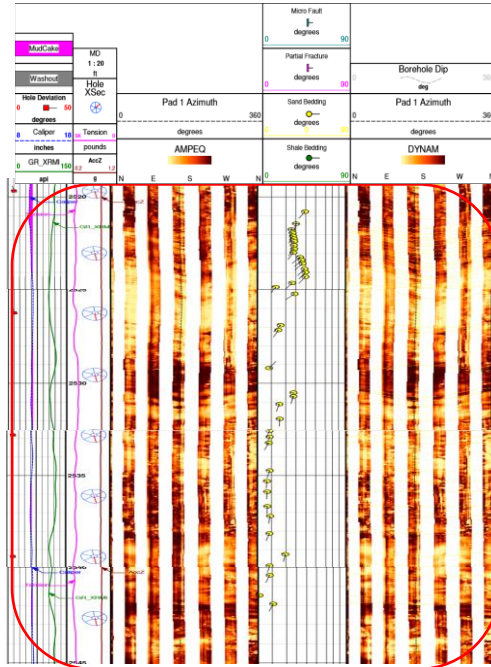
Resistivity Mode	Waxman Smith
Mud Filtrate Resistivity	0.308 ohm.m
Temperature	148.6686 degF
WSQV (1/L)	0.190634
Maximum sand resistivity	7.291 ohm.m
Saturation Model	Laminated

4.1.4 Validasi Log Image dan Mud Log

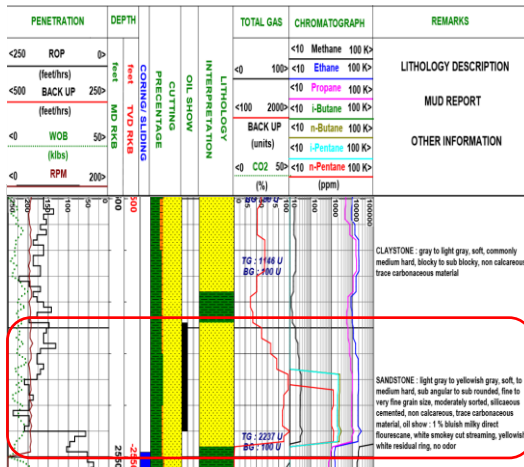
Output model litologi yang didapatkan pada gambar 4.5 didapatkan berupa dominasi laminasi serpih dengan adanya sedikit kandungan serpih yang berbentuk dispersed. Litologi ini divalidasi terhadap *log image* yang menunjukkan 2521.45-2543.45 ft sebagai zona thin bed reservoir dikarenakan kontras *log image* yang berseling menunjukkan perbedaan kontras mikroresistivitas antara shale dan sand seperti pada gambar 4.6. Selain itu validasi terhadap mud log juga dilakukan. Dimana zona tersebut terdapat penurunan dan kenaikan *rate of penetration* pengeboran beserta adanya *oil show* seperti pada gambar 4.7.



Gambar 4.5 Analisis litologi hasil kalkulasi sumur SSK



Gambar 4.6 Validasi Log Image sumur SSK



Gambar 4.7 Validasi Mud Log sumur SSK

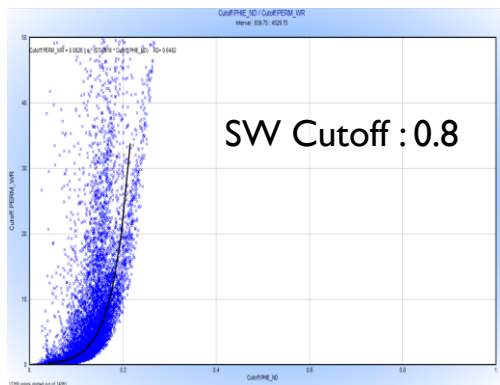
4.1.5 Analisis Monte Carlo

Output model monte carlo yang didapatkan pada tabel 4.5 menunjukkan potensi thin bed yang mampu menghasilkan total net pay hingga 18.3 ft dengan nilai median p50 parameter petrofisika shale volume bernilai 0.23, porositas bernilai 0.21 dan saturasi air bernilai 0.54.

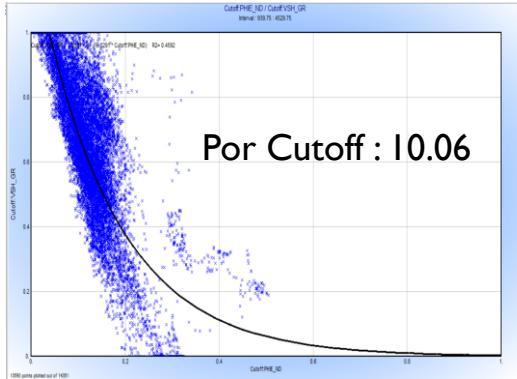
Tabel 4.5 Hasil parameter petrofisika sumur SSK setelah analisis *Monte Carlo*

SS1	SS1	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
NON LSSA	NON LSSA	13.751	0.448	0.142	0.767
LSSA	LSSA P10	4.8	0.1981	0.1668	0.4955
	LSSA P50	13	0.2346	0.2101	0.5189
	LSSA P90	18.3	0.2346	0.2487	0.5411

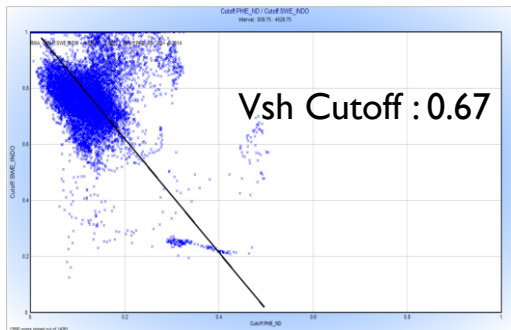
Parameter yang didapatkan berdasarkan nilai cutoff yang bernilai 0.8 untuk nilai saturasi air, 10.06 untuk nilai porositas dan 0.67 untuk volume shale. Parameter ini didapatkan setelah dilakukan plot antara masing masing parameter petrofisika dengan permeabilitas 1md seperti pada gambar 4.8,4.9 dan 4.10.



Gambar 4.8 Cutoff Parameter SW



Gambar 4.9 Cutoff Parameter Porositas



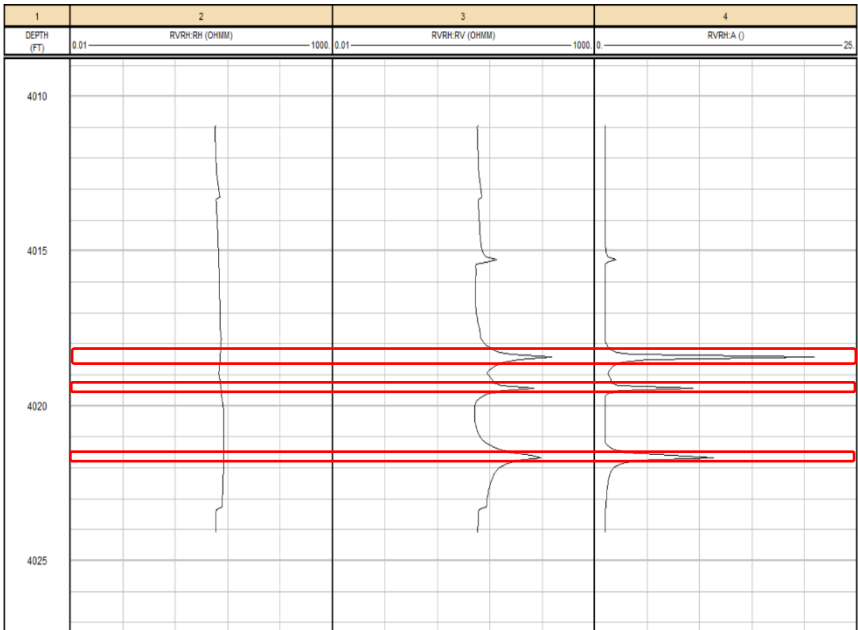
Gambar 4.10 Cutoff Parameter Vshale

4.2 Sumur KMR

Pada sumur KMR didapatkan adanya potensi *thin bed reservoir* pada kedalaman 4011.383 – 4023.883 ft.

4.2.1 Analisis Tensor Resistivitas

Pemecahan resistivitas menjadi resistivitas vertikal dilakukan pada kedalaman 4011.383 – 4023.883 ft, dimana pada zona ini terlihat indikasi perbedaan nilai resistivitas horizontal dan vertikal hasil perhitungan yang cukup besar hingga bernilai 20 pada skala anisotropi. Indikasi ini terlihat pada rentang nilai anisotropi yang cukup besar didapatkan menandakan adanya perbedaan rentang horizontal dan vertikal pada gambar 4.11.



Gambar 4.11 Analisis Tensor Sumur KMR

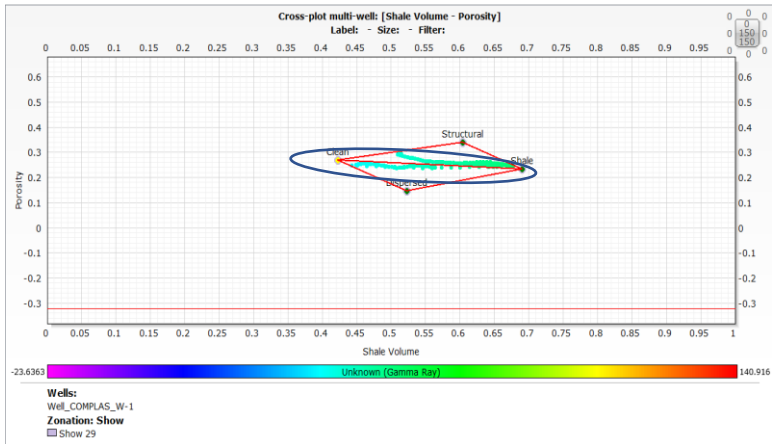
Perbedaan ini menunjukkan adanya pengaruh dari perbedaan antara resistivitas vertikal dan horizontal yang menjadi indikasi adanya lapisan laminasi. Dari nilai resistivitas didapatkan nilai *shale vertical* dan horizontal seperti pada tabel 4.6.

Tabel 4.6 Parameter Nilai Resistivitas Shale

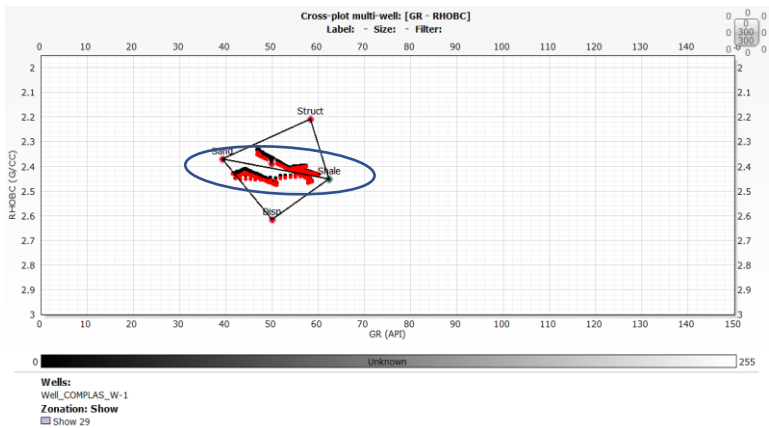
<i>Shale Vertical Resistivity</i>	<i>Shale Horizontal Resistivity</i>
5.5214	6.4748

4.2.2 Analisis Thomas-Steiber

Analisis Thomas Steiber dilakukan menggunakan *cross plot* Thomas-Steiber antara log porositas efektif vs *shale volume* serta RHOB vs Gamma Ray. *Cross plot* pada gambar 4.12 dan 4.13 juga menunjukkan adanya persebaran laminasi yang ditunjukkan dengan jatuhnya titik plot pada daerah laminasi.



Gambar 4.12 Analisis *Thomas Steiber* shale volume vs effective porosity sumur SSK



Gambar 4.13 Analisis *Thomas Steiber* gamma ray vs RHOB sumur SSK

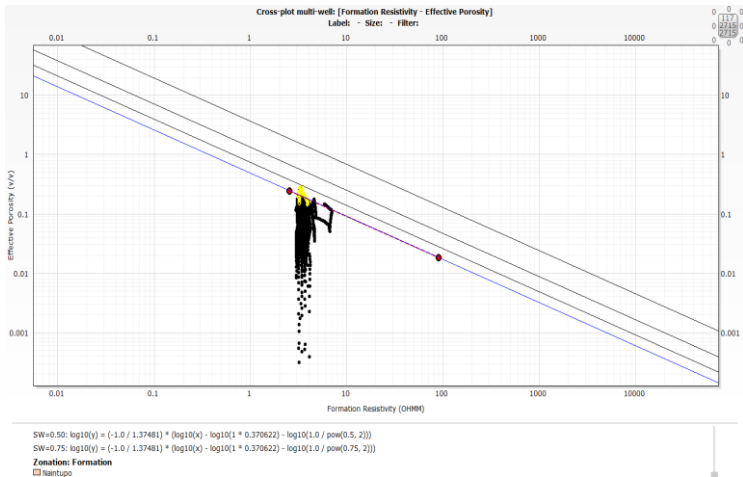
Dari *cross plot* ini juga didapatkan parameter *gamma ray*, *bulk density*, dan *neutron porosity* yang telah terkoreksi seperti pada tabel 4.7

Tabel 4.7 Parameter Koreksi Thomas Steiber

Clean Sand Gamma Ray	Shale Gamma Ray	Shale Bulk Density	Shale Grain	Shale Neutron Porosity	Sand Grain Density	Clean Sand porosity
			Density			
39.3782	62.3057	2.45346	2.65	0.362953	2.65	0.171179

4.2.3 Analisis Qv dan Waxman Smith

Untuk melakukan perhitungan saturasi air, dilakukan penentuan parameter saturasi berdasarkan Pickett Plot pada gambar 4.0.14. Hasil dari Pickett Plot ini adalah parameter a, m, n, dan Rw yang ditunjukkan pada tabel 4.8.



Gambar 4.14 Analisis Parameter *Picket Plot* sumur KMR

Tabel 4.8 Parameter *Picket Plot*

a	1.000
m	1.37481
n	2
Rw	0.37602

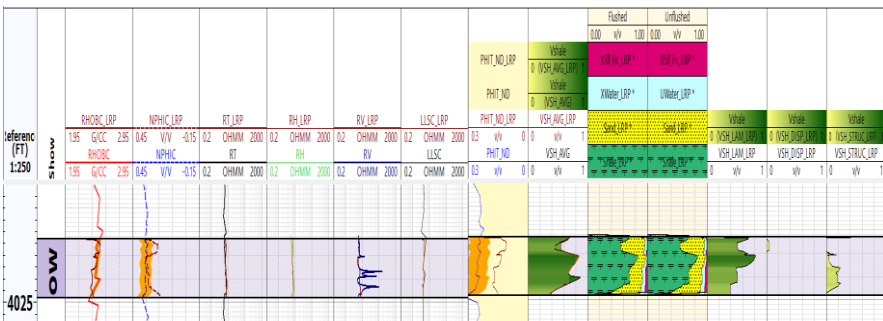
Parameter ini digunakan sebagai perhitungan saturasi air *Waxman Smith* menggunakan nilai R_w , nilai Q_v pada laminasi dan nilai resistivitas lapisan pasir sebenarnya dari analisis R_v - R_h . Parameter Q_v dan resistivitas pasir mereduksi nilai saturasi air sehingga mendekati saturasi air lapisan pasir pada laminasi yang merupakan parameter pada tabel 4.9.

Tabel 4.9 Parameter Perhitungan Saturasi

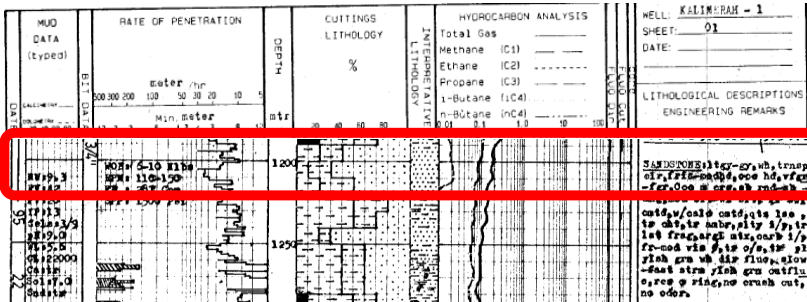
Resistivity Mode	Waxman Smith
Mud Filtrate Resistivity	0.131 ohm.m
Temperature	79 degF
WSQV (1/L)	0.1
Maximum sand resistivity	8.7122 ohm.m
Saturation Model	Laminated

4.2.4 Validasi Log Image dan Mud Log

Output model litologi yang didapatkan pada gambar 4.15 didapatkan berupa dominasi laminasi serpih dengan adanya sedikit kandungan serpih yang berbentuk *dispersed* dan *structural*. Litologi ini divalidasi terhadap *mud log* yang menunjukkan 2521.45-2543.45 ft sebagai zona thin bed reservoir dikarenakan terdapat penurunan dan kenaikan *rate of penetration* pengeboran beserta adanya *oil show* seperti pada gambar 4.16.



Gambar 4.15 Analisis litologi hasil kalkulasi sumur KMR



Gambar 4.16 Validasi Mud Log sumur KMR

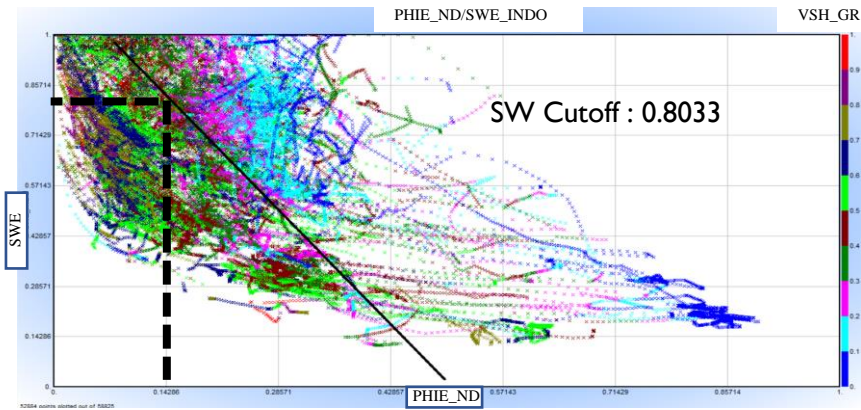
4.2.5 Analisis Monte Carlo

Output model monte carlo yang didapatkan pada tabel 4.10 menunjukkan potensi thin bed yang mampu menghasilkan total net pay hingga 2.1 ft dengan nilai median p50 parameter petrofisika shale volume bernilai 0.487, porositas bernilai 0.17 dan saturasi air bernilai 0.63.

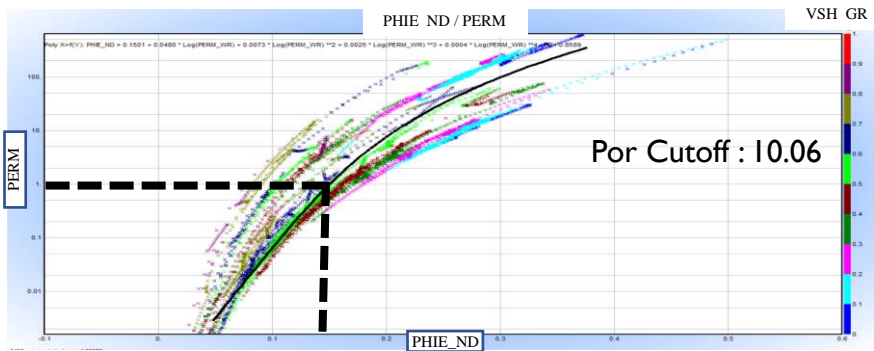
Tabel 4.10 Hasil parameter petrofisika sumur KMR setelah analisis Monte Carlo

SS1	SS1	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
NON LSSA	NON LSSA	0.287	0.512	0.166	0.664
LSSA	LSSA P10	1.3	0.4568	0.1626	0.6088
	LSSA P50	1.7	0.487	0.1773	0.6342
	LSSA P90	2.1	0.5161	0.1944	0.6587

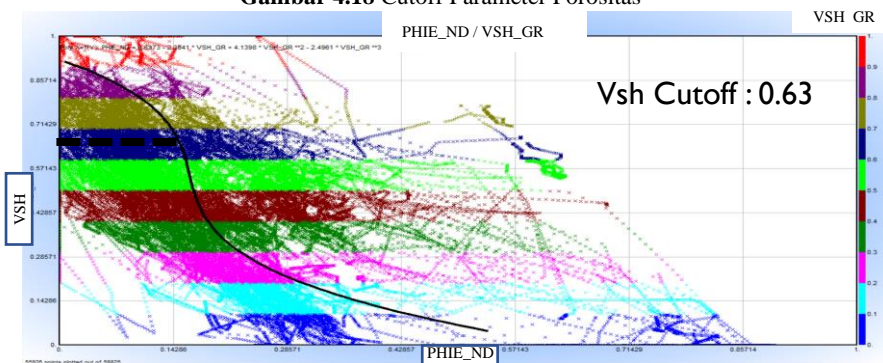
Parameter yang didapatkan berdasarkan nilai cutoff yang bernilai 0.8 untuk nilai saturasi air, 10.06 untuk nilai porositas dan 0.63 untuk volume shale. Parameter ini didapatkan setelah dilakukan plot antara masing-masing parameter petrofisika dengan permeabilitas 1md seperti pada gambar 4.17, 4.18 dan 4.19.



Gambar 4.17 Cutoff Parameter SW



Gambar 4.18 Cutoff Parameter Porositas



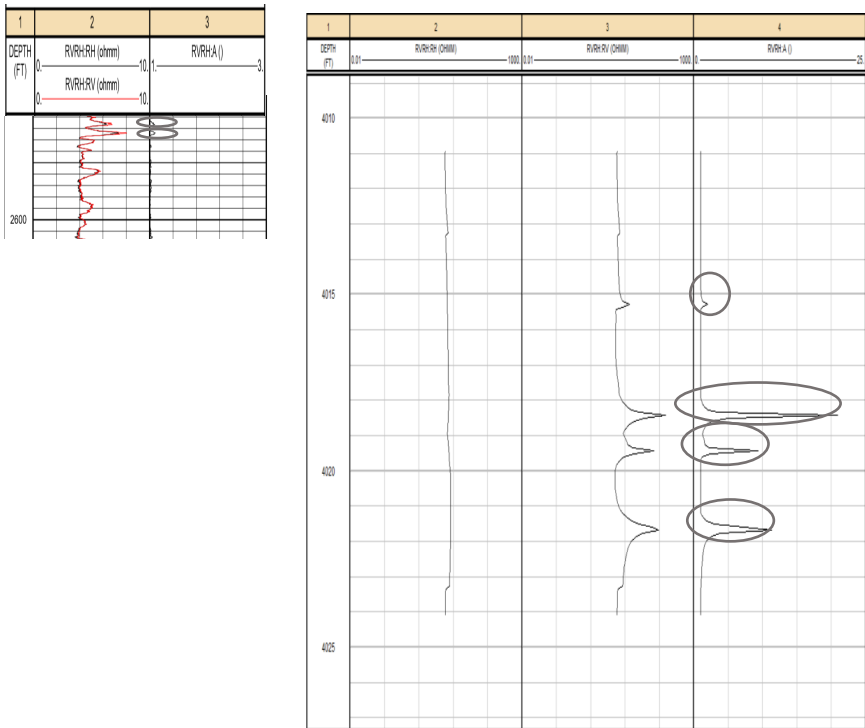
Gambar 4.19 Cutoff Parameter Vshale

4.3 Komparasi ke 2 Sumur

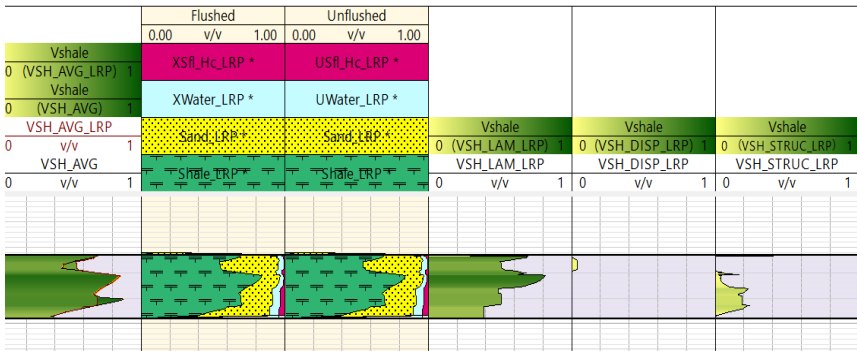
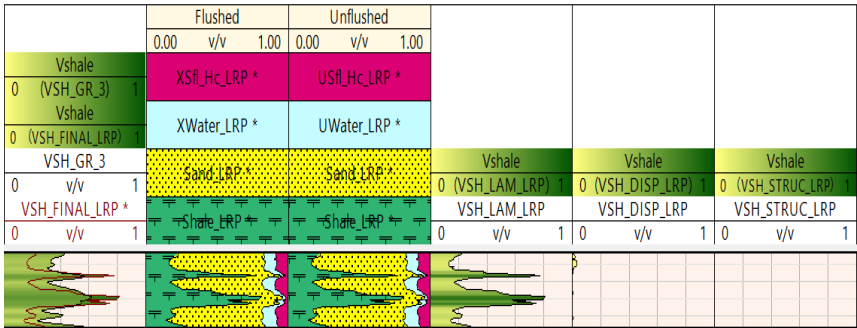
Berdasarkan hasil analisis ke 2 sumur yang telah diterapkan metode Laminated Shally Sand Analysis, didapatkan bahwa sumur SSK memiliki nilai

anisotropi yang lebih kecil dibandingkan sumur KMR seperti pada gambar 4.20. Diketahui bahwa nilai anisotropi bias menjadi indikasi adanya lapisan *thin bed reservoir*.

Namun, hasil kalkulasi litologi menunjukkan bahwa sumur SSK yang memiliki nilai anisotropi lebih rendah mendapatkan litologi *thin bed reservoir* yang lebih berlaminasi seperti pada gambar 4.21. Oleh karena itu, nilai anisotropi yang tinggi bukan merupakan parameter langsung indikasi *thin bed reservoir* dikarenakan tingginya nilai anisotropi pada lapisan *shale*, parameter *shale volume* dan distribusi *shale* diperlukan sebagai pendukung indikasi potensi lapisan *thin bed*.



Gambar 4.20 Perbandingan nilai anisotropi sumur SSK (kiri) dan KMR (kanan)



Gambar 4.21 Perbandingan kalkulasi litologi sumur SSK (atas) dan KMR (bawah)

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa;

1. Laminated Shally Sand Analysis mampu mendapatkan tipe persebaran shale, porositas, resistivitas vertikal dan saturasi air lapisan *thin bed reservoir* pada ke 2 sumur.
2. Sumur SSK dan KMR memiliki zona *thin bed reservoir* pada kedalaman 2521.45-2543.45 ft dan 4011.383-4023.883 ft.
3. *Laminated Shally Sand Analysis* mampu meningkatkan nilai ketebalan *net pay* hingga 40.35%, meningkatkan angka porositas, mereduksi nilai shale volume, dan saturasi air pada lapisan *Thin Bed Reservoir*.
4. Nilai anisotropi tinggi bukan merupakan parameter langsung indikasi thin bed reservoir dikarenakan tingginya nilai anisotropi pada lapisan *shale* itu sendiri, parameter *shale volume* dan distribusi *shale* diperlukan sebagai pendukung indikasi potensi lapisan *thin bed*.

5.2 Saran

1. Dilakukan analisis metode Laminated Reservoir Analysis menggunakan dekonvolusi *log image* untuk mendapatkan perbandingan komparasi hasil.
2. Dilakukan analisis filter konvolusi pada perhitungan R_v sebagai pembandingan nilai R_v yang didapatkan.
3. Dilakukan analisis skala anisotropi pada sumur KMR untuk mengetahui penyebab nilai anisotropi yang besar.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, Omar. 2013. Comparing Hydrocarbon Volume Between LSA (Laminated Sand Analysis) and Standard Techniques in Low Resistivity Sandstone Reservoirs. King Fahd University of Petroleum and Minerals : Saudi Arabia
- Anderson, B., Barber, T., Leveridge, R., Bastia, R., Saxena, K. R., Tyagi, A. K., Clavaud, J.-B., Coffin, B., Das, M., Hayden, R., Klimentos, T., Minh, C. C. & Williams, S. 2008. Triaxial induction—A new angle for an old measurement. pp. 64-84.
- Angel, Fernando. 2017. Using high resolution horizontal resistivity measurements to estimate resistivity anisotropy, and thus indicate the presence of thin beds in hydrocarbon reservoirs. Norwegian University of Science and Technology : Norway.
- Asquith, George, Daniel Kyrgowski. 2004. Basic Well Log Analysis. AAPG : Oklahoma.
- Baillie, K., James-Romano J. 2010. Identifying and Quantifying Thin-Bedded Pay (Part B):The Use of Dynamic Data to Evaluate Productivity Potential in Gas Reservoirs. SPE.
- Bateman, R.M. 2012. Open Hole Log Analysis and Formation Evaluation, second edition, Chap. 28, P 498-499, Richardson, Texas, USA : Society of Petroleum Engineer
- Brandsen, H. 2016. Shale and Clay Part II. NTNU Lecture Notes: Petrophysics, Interpretation of Well Data, Advanced Course.
- Carvalho, Paulo Roberto de, Santos, Walleson G.D.S., Regis, Cicero R.T., 2010, Fundamentals of Coaxial and Coplanar Coil Arrays in Induction Tools, Revista Brasileira de Geofísica, 28(1), 19-36, Sao Paulo, Brasil.
- Coates, G. R., Xiao, L. & Prammer, M. G. 1999. NMR logging: principles and applications, Haliburton Energy Services.
- Fadjarijanto, A., Rachmadi, A. dan A.S. Setiawan. 2018. Three Petrophysics Techniques Applied for Thin Lamination Reservoir : The Impact Towards Significant Reserve Addition. Malaysia : Halliburton
- Glover, Dr. Paul. 2016. Petrophysics Msc Course Notes. Indian Institute of Technology : Kharagpur.
- Lalande, Severine. 2002. Characterization of Thin-Bedded Reservoir In The Gulf Of Mexico: An Integrated Approach. Texas A&M University
- Raymond, Martin S.2006.Oil And Gas Production In Nontechnical Language. PenWell Corporation: USA.

- Minh, Canh Cao. 2011. Nuclear-Magnetic-Resonance Petrophysics in Thin Sand/Shale Lamination. SPE Annual Technical Conference and Exhibition : Texas,USA.
- Olsen, Susanne Gryte. 2016. Improved Petrophysical Evaluation of a Thinly Bedded Oil and Gas Bearing Reservoir, Using Triaxial Resistivity and Nuclear Magnetic Resonance Well Logging Measurements. NTNU.
- Passey, Q. R. 2006. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon Pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs, AAPG Archie series ,no. 1, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.
- Ramirez, M.O. 1990, Cation Exchange Capacity Data Derived from Well Logs, hal. 12.
- Ruhoverts, V. 1990. A Log Analysis Technique for Evaluating Laminated Reservoir. The Log Analyst, 31 (05). SPWLA-1990-v31n5a2.
- Thomas, E.C dan Steiber, S.J. 1975. The Distribution of Shale in Sandstones and its Effect upon Porosity. Dipresentasikan di SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 Juni. SPWLA-1975-T.
- Tyagi, A.K., Bastia, R. dan Das, M. 2008. Identification and Evaluation of the Thin Bedded Reservoir Potential in East Coast Deep Water Basins of India. Dipresentasikan di 7th International Conference and Exposition on Petroleum Geophysics, SPG, Hyderabad. P-317.

BIOGRAFI PENULIS



Frankstein Arphan atau biasa dipanggil frank lahir di Jakarta, 9 September 1997. Penulis sebelumnya menempuh pendidikan di SMAK 3 BPK Penabur Jakarta (2012-2015). Hingga pada tahun 2015 penulis masuk di Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya .

Selama menempuh Pendidikan S1, penulis sangat tertarik pada bidang *petrophysics* yang membuatnya sangat tertarik dalam perlombaan dan penelitian mengenai *Thin Bed Reservoir* maupun *Artificial Neural Network pada data Well Logging*. Penulis aktif dalam berbagai kegiatan perlombaan internasional dan menjadi juara sebanyak 15 perlombaan internasional di berbagai belahan dunia diantara lain juara II *Shell Innovation Challenge*, juara II *Baker Hughes General Electric Symposium*, juara I *Paper and Poster competition Petroleum Gas University of Ploiesti Romania*, juara I *paper competition University of Petroleum and Energy Studies India*, juara III *paper competition Pandit Deendayal Petroleum University India*, juara II *fracture fluid design competition China University of Petroleum*, Juara III *well Log interpretation competition* dan juga perlombaan non akademis yaitu *Nutrifood Leadership Award 2019*.

Dikarenakan ketertarikan yang tinggi dalam bidang minyak and gas, penulis juga melakukan berbagai pelatihan software terkait dunia minyak dan gas yaitu *Techlog Software Training from Schlumberger*, *Reservoir Modelling on EOR Field using Petrel RE from Schlumberger*, *Petrel for Geophysics Software Training from Schlumberger*, *Seiseth Software Training from PT. Paradigm Geophysical Indonesia*, *Petrophysics using Geolog Software Training from PT. Paradigm Geophysical Indonesia*.

Selain itu penulis banyak mengambil peran dalam dunia kerja. Pengalaman lain yang penulis dapatkan yaitu sebagai *Petrophysicist Intern* di PT. Pertamina EP pada Bulan Januari- Februari 2019 dengan tema *Thin Bed Reservoir Analysis using Laminated Shally Sand Analysis*, sebagai *Petrophysicist Intern* di PT. Medco Energi Geothermal pada bulan Juli-Agustus 2018, sebagai *Geotechnical Engineer Intern* di PT. Medco Power Indonesia pada bulan April-Juli 2019 dan mengambil tugas akhir di PT. Pertamina Hulu Energi pada bulan Agustus-November 2019.

Apabila ingin berdiskusi lebih lanjut dapat menghubungi penulis melalui alamat email franksteinarphan97@gmail.com. Sekian dan terimakasih.