



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - RF184838

**INTEGRASI METODE *LAMINATED SAND SHALE ANALYSIS* DAN
DIPMETER UNTUK ANALISA POROSITAS, SATURASI AIR DAN
ARAH LAPISAN RESERVOIR SUMUR EKSPLOKASI DI LAPANGAN
MIGAS “B”**

GREGORIO ADRI PRAWIRA
NRP. 0341154000020

DOSEN PEMBIMBING 1 :
Wien Lestari, ST., MT
NIP. 19811002 201212 2003

DOSEN PEMBIMBING 2 :
Dr. Widya Utama, DEA
NIP. 19611024 198803 1 001

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



TUGAS AKHIR - RF184838

**INTEGRASI METODE LAMINATED SAND SHALE ANALYSIS DAN
DIPMETER UNTUK ANALISA POROSITAS, SATURASI AIR DAN
ARAH LAPISAN RESERVOIR SUMUR EKSPLORASI DI LAPANGAN
MIGAS “B”**

**GREGORIO ADRI PRAWIRA
NRP. 0341154000020**

**DOSEN PEMBIMBING 1 :
Wien Lestari, ST., MT
NIP. 19811002 201212 2003**

**DOSEN PEMBIMBING 2 :
Dr. Widya Utama, DEA
NIP. 19611024 198803 1 001**

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

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



UNDERGRADUATE THESIS - RF184838

**INTEGRATED LAMINATED SAND SHALE ANALYSIS AND
DIPMETER METHOD FOR POROSITY, WATER SATURATION
AND RESERVOIR DIRECTION OF EXPLORATION WELLS IN OIL
AND GAS FIELD “B”**

GREGORIO ADRI PRAWIRA
NRP. 0341154000020

Supervisor 1 :
Wien Lestari, ST., MT
NIP. 19811002 201212 2003

Supervisor 2 :
Dr. Widya Utama, DEA
NIP. 19760123 200003 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 : Gregorio Adri Prawira
NRP : 0341154000020
Departemen : Teknik Geofisika
Judul Tugas Akhir : Integrasi Metode *Laminated Sand Shale Analysis*
dan Dipmeter untuk Analisa Porositas, Saturasi Air
dan Arah Lapisan *Reservoir* Sumur Eksplorasi di
Lapangan Migas "B"

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 (Pembimbing I)
NIP. 19811002 201212 2 003
2.
Dr. Widya Utama, DEA (Pembimbing II)
NIP. 19611024 198803 1 001
3.
Dr. Dwa Desa Warnana (Penguji I)
NIP. 19760123 200003 1 001
4.
Moh. Singih Purwanto, S.Si., MT (Penguji II)
NIP. 19800916 200912 1 002

Mengetahui,

Kepala Laboratorium Petrofisika

Departemen Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Sipil, Perencanaan dan Kebumihan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya



Wien Lestari, S.T., M.T.
NIP. 19811002 201212 2 003

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan "Integrasi Metode *Laminated Sand Shale Analysis* dan Dipmeter untuk Analisa Porositas, Saturasi Air dan Arah Lapisan Reservoir Sumur Eksplorasi di Lapangan Migas 'B'" 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.

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

Surabaya, 9 Januari 2020



Gregorio Adri Prawira
NRP 0341154000020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Integrasi Metode Laminated Sand Shale Analysis dan Dipmeter untuk Analisa Porositas, Saturasi Air dan Arah Lapisan Reservoir Sumur Eksplorasi di Lapangan Migas “B”

Nama : Gregorio Adri Prawira
NRP : 0341154000020
Departemen : Teknik Geofisika
Dosen Pembimbing 1 : Wien Lestari, ST., MT
Dosen Pembimbing 2 : Dr. Widya Utama, DEA

ABSTRAK

Thin bed reservoir adalah jenis *reservoir* yang memiliki laminasi lapisan pasir-serpih dengan ketebalan 0.5 ft dan arah perlapisan tertentu. Alat logging umumnya mempunyai resolusi 0.7-2 ft sehingga lapisan pasir tersebut tidak terdeteksi mengakibatkan nilai porositas terlalu rendah dan saturasi air lebih tinggi dari nilai sebenarnya. Oleh karena itu digunakan metode *Laminated Sand Shale Analysis* untuk mendeteksi porositas dan saturasi air lapisan pasir serta analisa dipmeter untuk mengetahui arah perlapisan *thin bed reservoir*. Penelitian dilakukan dengan analisis resistivitas vertikal-horisontal untuk mengetahui indikasi laminasi tipis pasir-serpih dan output-nya resistivitas pasir sebenarnya. Setelah itu dilakukan analisis Thomas-Steiber untuk mendapatkan volume laminasi serpih dan porositas *clean sand*. Kalkulasi saturasi air menggunakan metode Waxman-Smith yang dipengaruhi nilai Q_v dan resistivitas pasir sebenarnya. Arah perlapisan diketahui dengan korelasi log respon mikroresistivitas kaki 1, 2, 3, 4 dan log azimuth kaki 1 dipmeter di zona indikasi laminasi. Korelasi tersebut menghasilkan azimuth lapisan dan dip. Hasil analisis LSSA menunjukkan sumur BGD, LGD dan NBD terdeteksi *thin bed reservoir* di kedalaman 2290 ft, 4250 ft, dan 4498-4516 ft. Metode LSSA juga terbukti dapat meningkatkan nilai porositas dan menurunkan nilai saturasi air di laminasi pasir-serpih. Hasil analisis juga menunjukkan bahwa besar separasi $R_v > R_h$ tidak menentukan besar volume laminasi serpih. Hasil analisis dipmeter menunjukkan bahwa arah *reservoir* dominan Timur – Timur Laut dengan *dip* semakin dalam semakin miring namun setiap zona terdapat tren dip mendatar ke bawah. Ketidakteraturan pada hasil interpretasi arah perlapisan dan *dip* dapat disebabkan karena persebaran *structural shale*.

Kata Kunci: Dipmeter, Laminated, Resistivitas, Thin Bed Reservoir

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Integrated Laminated Sand Shale Analysis And Dipmeter Method for Porosity, Water Saturation and Reservoir Direction of Exploration Wells in Oil and Gas Field “B”

Name : Gregorio Adri Prawira
Student ID : 0341154000020
Department : Geophysical Engineering
Supervisor 1 : Wien Lestari, ST., MT
Supervisor 2 : Dr. Widya Utama, DEA

ABSTRACT

Thin bed reservoir is a type of reservoir that has a sand-shale laminated layer with a thickness of 0.5 ft and a certain layer direction. Logging equipment generally has a 0.7-2 ft resolution so that the sand layer cannot be detected, resulted in lower porosity value and higher water saturation value than the actual value. Therefore, the Laminated Sand Shale Analysis method is used to detect porosity and water saturation of sand layer and dipmeter analysis to determine the direction of thin bed reservoir layer. This study was conducted with vertical-horizontal resistivity analysis to indicate thin sand-shale lamination and the actual sand resistivity output. After that, Thomas-Steiber analysis is carried out to obtain laminated shale volume and clean sand porosity. The water saturation calculation uses Waxman-Smith method which is affected by Q_v value and the actual sand resistivity. The direction of the laminated layer is known by correlating microresistivity response log pad 1, 2, 3, 4 and azimuth log of pad 1 dipmeter in the indicated laminated zone. These correlations produce azimuth of laminated layers and dip. LSSA analysis detected thin bed reservoir in BGD, LGD and NBD wells in depth 2290 ft, 4250 ft, and 4498-4516 ft. LSSA method has been proven to increase porosity and decrease water saturation in laminated sand-shale. The analysis also shows that value of $R_v > R_h$ separation does not determine the volume size of laminated shale. The dipmeter analysis show that the dominant azimuth of thin bed reservoir is East-North East with dip is more tilted at deeper zone, but each zone has a flattened downward dip. Irregularities in the bed azimuth and dip interpretation can be caused by the structural shale distribution.

Keyword: Dipmeter, Laminated Sand, Resistivity, 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 porositas, saturasi air dan arah perlapisan menggunakan metode LSSA dan dipmeter untuk lapangan Migas. 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

Gregorio Adri Prawira
0341154000020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	v
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
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 Target Luaran.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 Thin Bed.....	3
2.2 Petrofisika	4
2.2.1 Gamma Ray Log	4
2.2.3 Log Resistivitas	5
2.2.4 Log Neutron Porosity	5
2.2.5 Log <i>Density</i>	6
2.3 Laminated Sand Shale Analysis.....	6
2.3.1 Resistivitas Vertikal-Horisontal	6
2.3.2 Analisis Thomas – Steiber.....	8
2.3.3 Cation Exchange Capacity	9

2.3.4	Saturasi Air Metode Waxman-Smith.....	10
2.4	Dipmeter	11
2.5	Penelitian Terdahulu.....	13
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....		15
3.1	Alat dan Bahan	15
3.2	Alur Kerja	17
3.3	Prosedur Penelitian	18
3.3.1	Kalkulasi Awal	18
3.3.2	Analisis Rv-Rh	18
3.3.3	Analisis Thomas-Steiber	18
3.3.4	Pickett Plot	19
3.3.5	Kalkulasi Qv.....	19
3.3.6	Kalkulasi saturasi air laminasi <i>sand-shale</i>	19
3.3.7	Analisis Dipmeter.....	20
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....		21
4.1	Sumur BGD	21
4.1.1	Analisis Rv-Rh	21
4.1.2	Hasil Kalkulasi Awal.....	21
4.1.3	Hasil Analisis Thomas-Steiber dan Saturasi Air Laminasi.....	22
4.1.4	Hasil Analisis Dipmeter Log	25
4.2	Sumur LGD	28
4.2.1	Analisis Rv-Rh	28
4.2.2	Hasil Kalkulasi Awal dan Volume Serpih.....	28
4.2.3	Hasil Analisis Thomas-Steiber dan Saturasi Air Laminasi.....	29
4.2.4	Hasil Analisis Dipmeter	33
4.3	Sumur NBD	35
4.3.1	Analisis Rv-Rh	35
4.3.2	Hasil Kalkulasi Awal dan Volume Serpih.....	36
4.3.3	Hasil Analisis Thomas-Steiber dan Kalkulasi Saturasi Air	36

4.3.4	Hasil Dipmeter	40
4.4	Komparasi Hasil 3 Sumur.....	40
4.5	Analisis Arah dan <i>Dip</i> Lapisan	42
4.6	Analisis Arah dan Dip Lapisan dengan Paramter Petrofisikanya	43
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		47
5.1	Kesimpulan	47
5.2	Saran	47
DAFTAR PUSTAKA		xxiii
BIOGRAFI PENULIS		xxv

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Representasi medan listrik dari alat dengan (a) arah <i>transmitter-receiver</i> vertikal (b) arah <i>transmitter-receiver</i> horisontal (Carvalho,2010)	7
Gambar 2.2 Distribusi tipe serpih dalam lapisan.....	9
Gambar 2.3 Persebaran sifat serpih dengan model Thomas-Steiber	9
Gambar 2.4 Chart B Waxman (Ramirez, 1990)	10
Gambar 2.5 Ilustrasi Korelasi Data Alat Dipmeter (Okitsu, 1976)	11
Gambar 2.6 Ilustrasi Lapisan dan Respon Alat Dipmeter (Okitsu, 1976)	12
Gambar 2.7 Plot <i>Well Log</i> menggunakan jenis Rv-Rh (Omar, 2013)	13
Gambar 2.1 Hasil perhitungan resistivitas pasir dan shale, fraksi volume pasir dan shale, saturasi air di pasir dan shale, saturasi air total (Omar,2013) ...	14
Gambar 3.1 Jenis log yang disediakan	16
Gambar 3.2 Contoh <i>Sidewall Core</i> dari sumur.....	16
Gambar 3.3 Alur Kerja Penelitian	17
Gambar 4.1 Log resistivitas Vertikal-Horisontal Zona B	21
Gambar 4.2 hasil kalkulasi volume serpih di zona target sumur BGD.....	22
Gambar 4.3 Thomas Steiber Plot pada Zona B	23
Gambar 4.4 Pickett Plot di sumur BGD zona B	24
Gambar 4.5 Hasil metode LSSA dan <i>cutoff</i> parameter <i>reservoir</i>	24
Gambar 4.6 Data litologi sumur BGD pada kedalaman 2300 ft.....	25
Gambar 4.7 Korelasi data Dipmeter Log Kedalaman 2308 ft Sumur BGD	26
Gambar 4.8 Hasil Interpretasi Dipmeter Log	27
Gambar 4.9 (a) Arah azimuth kemiringan zona B (b) Dominasi <i>dip</i> zona B	27
Gambar 4.10 Kurva Log dengan log resistivitas Zona G sumur LGD	28
Gambar 4.11 Hasil Kalkulasi parameter Zona B	29
Gambar 4.12 Hasil <i>cross plot</i> thomas-steiber zona B sumur LGD	30
Gambar 4.13 Pickett Plot zona B sumur LGD	31
Gambar 4.14 Hasil kalkulasi porositas efektif dan saturasi air dengan metode LSSA di zona B sumur LGD	32
Gambar 4.15 Data litologi pada kedalaman 4230-4270 ft sumur LGD.....	32
Gambar 4.16 Korelasi data Dipmeter Log Kedalaman 4260 ft Sumur LGD	33
Gambar 4.17 Hasil dipmeter pada sumur LGD.....	34
Gambar 4.18 (a) Arah azimuth kemiringan zona B sumur LGD (b) Dominasi <i>dip</i> zona B sumur LGD.....	34
Gambar 4.19 Hasil Resistivitas Vertikal – Resistivitas Horisontal sumur NBD....	35
Gambar 4.20 Hasil volume serpih Sumur NBD	36
Gambar 4.21 Hasil <i>cross plot</i> thomas-steiber zona A sumur NBD	37
Gambar 4.22 Pickett Plot pada Sumur NBD	38
Gambar 4.23 Hasil porositas dan saturasi air di sumur NBD	39

Gambar 4.24 Litologi dari <i>mudlog</i> sumur NBD.....	39
Gambar 4.25 Data dipmeter sumur NBD	40
Gambar 4.26 Hasil (a) sumur BGD (b) sumur LGD (c) sumur NBD.....	41
Gambar 4.27 Korelasi dipmeter pada setiap sumur.....	42
Gambar 4.28 Hasil parameter petrofisika dan dipmeter (a) sumur BGD (b) sumur LGD (c) sumur NBD	44

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Thin Bed berdasarkan lingkungan pengendapannya (Passey, 2006).....	3
Tabel 3.1 Kelengkapan jenis log	15

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Identifikasi hidrokarbon adalah faktor penting dalam evaluasi formasi dalam penentuan pengembangan suatu lapangan minyak dan gas. Salah satu tipe *reservoir* hidrokarbon memiliki jenis laminasi serpih dan pasir atau *thin bed* reservoir. Jenis *reservoir* ini memiliki kecenderungan arah perlapisan tertentu. Selain itu, lapisan serpih (*shale*) berbentuk laminasi terhadap lapisan pasir yang tipis mempengaruhi respon data log yang berupa nilai *Gamma Ray* yang tinggi dan resistivitas rendah. Umumnya alat *logging* konvensional memiliki resolusi vertikal bernilai 0.7-1 ft sedangkan lapisan *thin bed* memiliki ketebalan 0.5 ft. Umumnya pada kasus *thin bed reservoir*, lapisan tipis tidak dapat terekam dalam pengukuran *logging* konvensional.

Pada daerah laminasi *shaly-sand*, nilai konduktivitas listrik daerah tersebut menunjukkan nilai yang lebih tinggi sehingga didapatkan nilai resistivitas yang rendah. Hal ini menyebabkan zona laminasi tipis tersebut teridentifikasi sebagai zona *non reservoir* yang tidak diperkirakan sebagai potensi minyak dan gas sehingga menyebabkan kesalahan interpretasi dalam kalkulasi saturasi air. Padahal lapisan ini memiliki potensi untuk menambah persediaan cadangan minyak dan gas sehingga diperlukan data log lainnya untuk menyelesaikan persoalan *thin bed*. Selain itu untuk mengetahui arah perlapisan daerah tersebut, dibutuhkan analisa data log sumur yang menunjukkan batas lapisan pada 4 sisi lubang bor. Salah satu log yang menunjukkan hal tersebut ialah log dipmeter.

Digunakan analisa data log menggunakan metode *Laminated Sand Shale Analysis* (LSSA) dan dipmeter yang bertujuan untuk mendapatkan data dengan resolusi tinggi dan arah perlapisan tersebut sehingga mampu menginterpretasi lapisan *thin bed*. Semua data yang didapat akan dilakukan pengolahan sehingga didapatkan nilai porositas, saturasi air yang lebih akurat serta arah dan *dip* zona potensi *reservoir* tersebut dapat diketahui.

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana hasil nilai porositas dan saturasi air dari sumur menggunakan metode LSSA?
2. Bagaimana arah dan *dip* lapisan yang terbaca?

1.3 Batasan Masalah

1. Pengolahan dilakukan pada sumur LGD, BGD, dan NBD
2. Parameter saturasi air menggunakan penurunan rumus metode Archie

3. Metode LSSA sampai mendapatkan nilai porositas dan saturasi terbaru yang akan digunakan untuk analisa kuantitatif.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Melakukan analisis metode *Laminated Sand Shale Analysis* untuk mendapatkan nilai porositas dan saturasi air yang akurat.
2. Melakukan analisis dipmeter untuk mendapatkan arah lapisan dan *dip* dari laminasi yang terdeteksi dari metode LSSA.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini untuk mahasiswa adalah untuk memberikan pemahaman akan metode *Laminated Sand Shale Analysis* dalam sumur dan kerja dipmeter dalam *logging*.

1.6 Target Luaran

Target Luaran dari penelitian ini adalah sebagai berikut;

1. Sebagai studi penyelesaian masalah *Thin Bed Reservoir* di Indonesia dikarenakan belum adanya penelitian terintegrasi mengenai penyelesaian masalah ini di lapangan migas Indonesia. Dapat dibuat menjadi publikasi ilmiah.
2. Sebagai acuan pengolahan metode LSSA dan dipmeter studi kasus di Indonesia yang dapat dikembangkan ke penelitian yang lebih mendalam.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Thin Bed

Lapisan geologi *Thin bed* merupakan lapisan laminasi *shale* dan *sand* dengan ketebalan tipis 0,30 - 30,48 cm (Passey, 2006). Distribusi *clay* yang bervariasi dan tingginya kandungan *clay* dalam laminasi *sand-shale* mempengaruhi respon data log yang berupa nilai gamma ray yang tinggi dan resistivitas yang rendah. Jika pada laminasi ini terdapat potensi hidrokarbon, secara petrofisika laminasi ini tidak terdeteksi sebagai potensi hidrokarbon dikarenakan parameter petrofisikanya yang tidak ‘terlihat’ sebagai lapisan batupasir, sedangkan 30-40% cadangan hidrokarbon berada pada lapisan *thin bed reservoir* yang masih belum dimanfaatkan secara maksimal (Tyagi et al.2008).

Daerah *thin bed* dapat terbentuk pada lingkungan siliklastik. Lingkungan seperti ini cenderung terbentuk di lereng dengan kemiringan yang rendah, daerah turbidit, muara sungai ataupun danau. Tabel 2.1 menunjukkan lingkungan pengendapan yang memungkinkan untuk terjadinya kondisi *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 cabang ilmu dari geofisika yang mempelajari tentang sifat fisik dari suatu batuan. Analisis petrofisika berguna dalam melakukan karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir ini meliputi penelitian porositas, saturasi air, dan permeabilitas lapisan batuan di bawah permukaan. Penentuan litologi melalui dapat dilakukan dengan cara identifikasi respon lapisan terhadap log gamma ray yang berfungsi untuk membedakan antara lapisan permeabel dan tidak. Porositas dan saturasi air dapat dianalisa menggunakan log densitas, Neutron log dan resistivitas (Asquith, 2004).

2.2.1 Gamma Ray Log

Gamma ray log merupakan jenis 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 sebagai berikut (Asquith dan Gibson, 2004):

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

Nilai Indeks Gamma Ray (IGR) menjadi acuan untuk menghitung Volume serpih (*shale*). Untuk estimasi linear, nilai $IGR = \text{Volume serpih}$ (Asquith dan Gibson, 2004).

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 (Asquith dan Gibson, 2004) :

- Menentukan zona hidrokarbon dengan formasi berisi air
- Mengindikasikan zona permeabel
- Menentukan besar porositas

Dari ketiga fungsi di atas, yang paling penting digunakan ialah untuk menentukan zona hidrokarbon dengan 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. Dari nilai resistivitas tersebut, dapat dihitung nilai saturasi air.

2.2.4 Log Neutron Porosity

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 (absorbs) 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.

2.2.5 Log Density

Log densitas adalah jenis log yang mengukur berat jenis dari suatu bautan. 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;

- a. Mengidentifikasi mineral evaporit
- b. Mengukur densitas hidrokarbon
- c. Mengevaluasi *reservoir shaly sand* dan litologi kompleks.

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

$$\emptyset Den = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2)$$

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

2.3 Laminated Sand Shale Analysis

Laminated Sand Shale Analysis atau LSSA adalah salah satu metode untuk mendeteksi lapisan laminasi *sand-shale* yang umumnya tidak terdeteksi jika menggunakan metode deterministik biasa. Metode ini memanfaatkan analisis distribusi jenis *shale* pada lapisan berdasarkan Thomas-Steiber (1975) untuk mendeteksi lapisan *shale* berjenis laminasi. Selain itu metode ini juga memanfaatkan sifat anisotropi resistivitas (resistivitas vertikal-horisontal) pada laminasi *sand-shale* untuk mendeteksi laminasi tersebut.

2.3.1 Resistivitas Vertikal-Horisontal

Analisis resistivitas vertikal dan horisontal digunakan untuk kasus anisotropi listrik pada formasi laminasi *shaly-sand* yang tipis. Anisotropi elektrik

dapat didefinisikan atas adanya perubahan nilai resistivitas pada arah tertentu. Resistivitas horisontal dan vertikal dari medium yang bersifat anisotropik.

Alat log resistivitas konvensional umumnya terdiri dari *coil transmitter* dan *receiver* yang tegak lurus terhadap perlapisan dan menghasilkan resistivitas horisontal. Untuk mendapatkan nilai resistivitas vertikal, dapat digunakan rumus Klein (Minh, C., dkk, 2007):

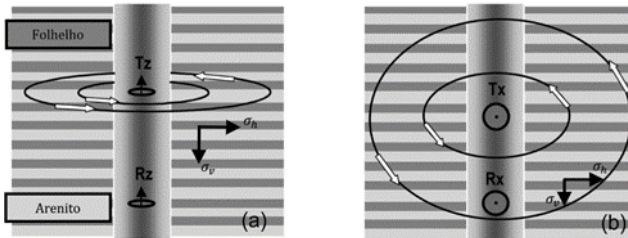
$$\sigma_h = V_{shale} \times \sigma_{shale} + V_{sand} \times \sigma_{sand} \quad (4)$$

$$R_v = V_{shale} \times R_{shale} + V_{sand} \times R_{sand} \quad (5)$$

$$V_{shale} + V_{sand} = 1 \quad (6)$$

Dengan keterangan sebagai berikut; σ_h merupakan konduktivitas horisontal; σ_{shale} merupakan konduktivitas lapisan *shale* ; σ_{sand} merupakan konduktivitas lapisan batupasir; R_v merupakan resistivitas vertikal; R_{shale} merupakan resistivitas lapisan *shale*; dan R_{sand} merupakan resistivitas lapisan batupasir

Resistivitas vertikal dapat diukur dengan alat log resistivitas khusus disebut *Triaxial Induction tool*. Alat ini mengukur 3x3 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 3x3 tensor medan magnet (H) yang kemudian dikonversi menjadi resistivitas.



Gambar 2.1 Representasi medan listrik dari alat dengan (a) arah *transmitter-receiver* vertikal (b) arah *transmitter-receiver* horisontal (Carvalho,2010)

Apabila resistivitas lapisan *shale* diketahui, maka rumus sebelumnya dapat dikonversi menjadi :

$$R_{sand} = R_h \times \frac{(R_v - R_{shale})}{(R_h - R_{shale})} \quad (7)$$

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

$$R_{sand} = 1 - F_{shale} \quad (9)$$

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., dkk, 2007):

$$R_v = F_{sh_lam} \times R_{shv} + V_{sand} \times R_{sand} \quad (10)$$

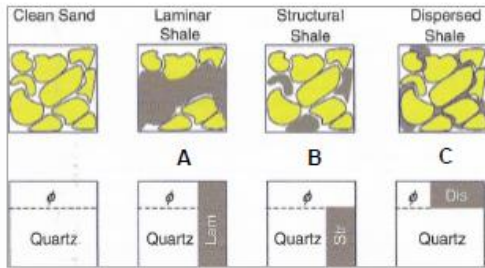
$$\frac{1}{R_h} = \frac{F_{sand}}{R_{sand}} + \frac{F_{sh_lam}}{R_{shh}} \quad (11)$$

$$1 = R_{sand} - F_{sh_lam} \quad (12)$$

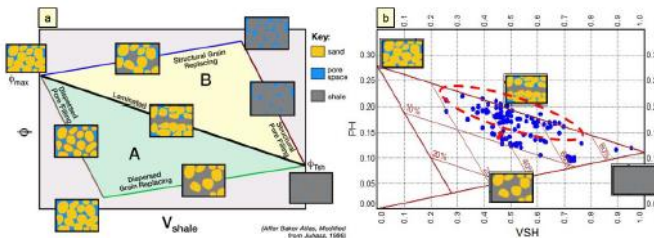
Dengan keterangan sebagai berikut; R_v merupakan resistivitas vertikal; R_h merupakan resistivitas horisontal; R_{sand} merupakan resistivitas lapisan batupasir; R_{shh} merupakan resistivitas lapisan *shale* horisontal; R_{shv} merupakan resistivitas lapisan *shale* vertikal; F_{sh_lam} merupakan volume fraksi laminasi *shale* dalam pasir; F_{sand} merupakan volume fraksi lapisan batupasir

2.3.2 Analisis Thomas – Steiber

Berdasarkan Thomas dan Steiber (1975), terdapat tiga jenis distribusi mineral *clay* pada daerah siliklastik, yakni *structural shale*, *dispersed shale*, dan *laminated shale*. Tiga distribusi tersebut memiliki nilai porositas dan volume *shale* yang berbeda-beda. Pendekatan ini digunakan untuk mengidentifikasi tipe batuan *shale* berdasarkan parameter volume serpih (*shale*) dan porositas. *Output* dari analisis ini ialah porositas lapisan pasir yang tidak terdapat lapisan serpih (*celan sand*).



Gambar 2.2 Distribusi tipe serpih dalam lapisan



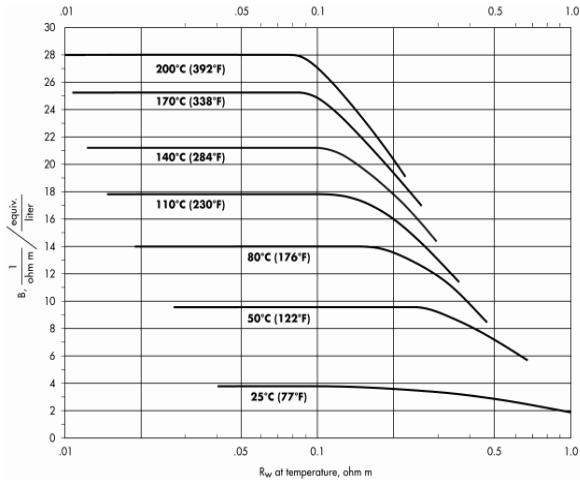
Gambar 2.3 Persebaran sifat serpih dengan model Thomas-Steiber

2.3.3 Cation Exchange Capacity

Cation Exchange Capacity adalah kemampuan suatu permukaan lapisan tanah untuk mempunyai atau menampung kation. Kation dapat ditampung umumnya dikarenakan adanya lempung. Besar kation yang dapat ditampung oleh lempung dipengaruhi oleh mineral lempung yang terkandung pada lapisan. Semakin banyak kationnya maka semakin besar nilai CEC (Ramirez, 1990). Besar nilai CEC pada mineral *clay* tertentu ialah (Ramirez, 1990) :

- Kaolinit sebesar 1-10 meq/100g,
- Illit sebesar 25 meq/100g
- Smektit sebesar 80 meq/100g

Pada dunia petrofisika, nilai CEC didefinisikan dengan parameter Q_v . Parameter Q_v adalah nilai *cation exchange capacity* dibagi total volume pori. Hal tersebut mengindikasikan nilai *cation exchange capacity* dari lempung.



Gambar 2.4 Chart B Waxman (Ramirez, 1990)

Nilai Q_v dapat dikalkulasi dengan rumus sebagai berikut (Ramirez, 1990) :

$$Q_v = \frac{1}{R_w * B} * \left(\frac{a * \Phi^{1-m} * R_w}{R_t} - 1 \right) \quad (13)$$

Dengan keterangan sebagai berikut; R_w merupakan Resistivitas formasi tersaturasi air; Q_v merupakan nilai CEC per volume; B merupakan konstanta B Waxman; a merupakan faktor turtoisitas; m merupakan faktor sementasi; R_t merupakan nilai resistivitas sebenarnya. Nilai konstanta B dapat diketahui dengan Waxman B chart dengan memasukkan resistivitas formasi air (R_w) pada suhu tertentu (T).

2.3.4 Saturasi Air Metode Waxman-Smith

Salah satu metode untuk mengukur saturasi air adalah dengan metode Waxman – Smith. Metode ini sensitif terhadap keberadaan lapisan serpih yang dipengaruhi oleh jenis mineral *clay*-nya. Persamaan metode ini berdasarkan model saturasi air yang menghubungkan konduktifitas air formasi (R_w) dengan kandungan serpih dalam suatu formasi (Waxman & Smith, 1968)

$$S_w^n = \frac{F_r * R_w}{R_s * \left(1 + \frac{R_w B Q_v}{S_w} \right)} \quad (14)$$

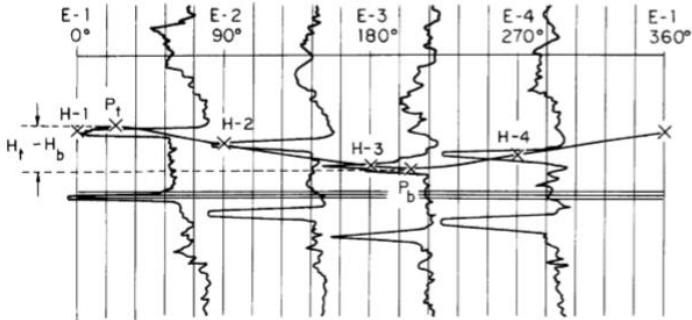
Dengan keterangan sebagai berikut; S_w merupakan nilai saturasi air; F_r merupakan parameter faktor formasi ; B merupakan konstanta B Waxman; R_w

merupakan nilai resistivitas formasi terisi air; dan Q_v merupakan nilai *Cation Exchange Capacity* per volume.

Metode Waxman-Smith memanfaatkan parameter *Cation Exchange Capacity* untuk mengurangi efek tipe mineral *clay*. Nilai CEC ini mereduksi nilai saturasi air sehingga dapat mengurangi efek saturasi air terlalu besar karena besar kandungan serpih dalam lapisan pasir.

2.4 Dipmeter

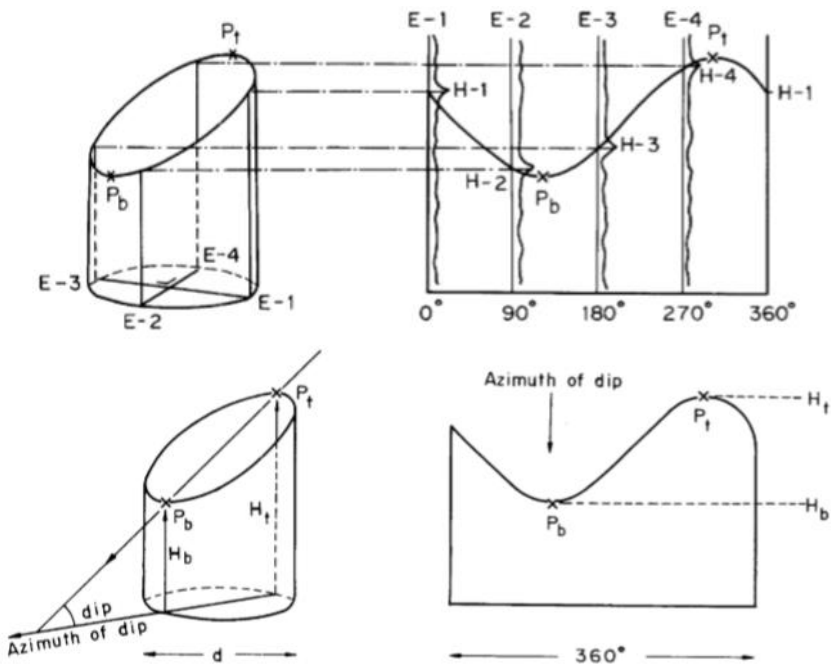
Dipmeter adalah alat logging yang digunakan untuk mengetahui kemiringan dan arah kemiringan dari suatu lapisan. Alat ini menggunakan 4 “kaki” untuk mendeteksi respon resistivitas dari suatu lapisan. Respon resistivitas tersebut kemudian dikonversi menjadi simbol *tadpole* berdasarkan per interval kedalaman. (Crain, 2003)



Gambar 2.5 Ilustrasi Korelasi Data Alat Dipmeter (Okitsu, 1976)

Berdasarkan Okitsu (1976), ketika suatu lapisan dengan *dip* dan *azimuth* tertentu dibor, maka secara visual akan membentuk permukaan elips seperti pada Gambar 2.7. Permukaan elips tersebut dideteksi dengan respon mikroresistivitas dari setiap kaki alat dipmeter yang dimasukkan pada lubang bor tersebut. Relasi antara titik tertinggi, terendah respon dari salah satu kaki dengan diameter lubang bor adalah sebagai berikut;

$$\tan(dip) = \frac{H_t - H_b}{d} \quad (15)$$



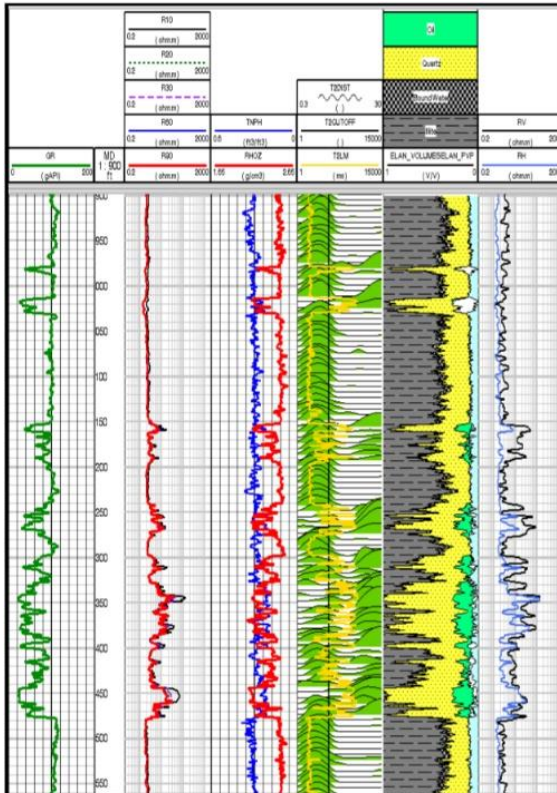
Gambar 2.6 Ilustrasi Lapisan dan Respon Alat Dipmeter (Okitsu, 1976)

Pada alat dipmeter, terdapat 4 kaki pada setiap 90° . Setiap kaki tersebut terdapat *receiver* yang mendeteksi respon mikroresistivitas lapisan. Interpretasi log dipmeter ini dilakukan dengan korelasi respon log pada setiap kaki sehingga dapat membentuk sinusoidal. Kemudian menentukan titik tertinggi dan terendah pada korelasi tersebut untuk mengetahui *dip*-nya. Azimuth dapat diketahui dengan mengetahui posisi terendah tersebut terhadap azimuth kaki referensi, umumnya merupakan arah kaki 1 (Okitsu, 1976).

Hasil log dipmeter ialah *dip* dan arah *dipping* dari suatu lapisan. Arah tersebut dapat digunakan untuk mengetahui arah pengendapan dari suatu lapisan ataupun formasi. Hal ini berguna untuk analisis sejarah geologi daerah sekitar sumur. Selain itu, dipmeter juga dapat mendeteksi struktur geologi. Apabila terdapat struktur antiklin, maka *dip* dapat semakin besar perlahan. Sedangkan jika terdapat patahan, maka *dip* dapat semakin besar sampai kedalaman tertentu, kemudian menjadi kecil lagi dengan arah *dip* yang berbeda (Chattopadhyay, 2006).

2.5 Penelitian Terdahulu

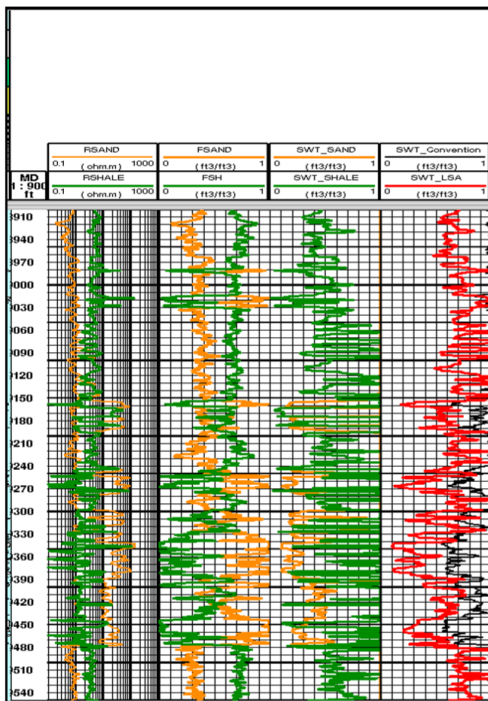
Salah satu metode analisis *thin bed* ialah dengan analisis Rv-Rh dan log NMR. Pada penelitian pendahuluan ini, akan ditampilkan hasil analisis Rv-Rh yang termasuk dalam metode LSA (*Laminated Sand Analysis*) pada daerah dengan jenis sistem geologi *complex fluvio deltaic sandstone system* pada masa Cretaceous dan daerah *reservoir* siliklastik dengan formasinya terbentuk dalam lingkungan pengendapan turbidit, dilakukan oleh Omar Abdullah Ba-Wazir pada tahun 2013.



Gambar 2.7 Plot Well Log menggunakan jenis Rv-Rh (Omar, 2013)

Anisotropi lapisan *shale* tipis berpengaruh dalam mengestimasi nilai resistivitas tiap komponen. Anisotropi resistivitas terbesar berada di zona *thin bed*. Resistivitas vertikal (Rv) dan resistivitas horisontal (Rh) yang dihasilkan dari log *triaxial induction* dapat meningkatkan resistivitas pasir sebenarnya (*R_{sand}*) dan resistivitas *shale* (*R_{shale}*) untuk mendapatkan nilai saturasi air dalam laminasi yang akurat (Abdullah Ba-Wazir, 2013). Oleh karena itu peneliti

melakukan perbandingan nilai saturasi air di lapisan jika menggunakan resistivitas konvensional dan resistivitas vertikal dan horisontal.



Gambar 2.1 Hasil perhitungan resistivitas pasir dan shale, fraksi volume pasir dan shale, saturasi air di pasir dan shale, saturasi air total (Omar,2013)

Tabel 2.3 Perbandingan nilai saturasi air pada lapisan

	Analisis konvensional	Analisis Rv-Rh
<SWUI>	0.78	0.63

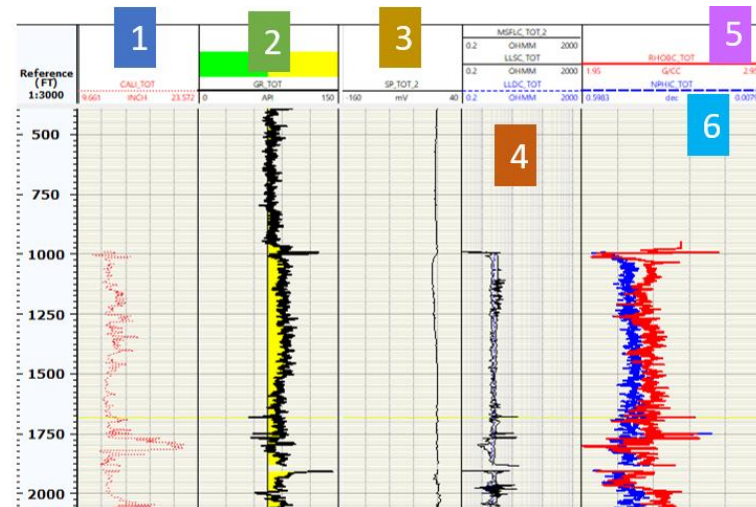
BAB III METODOLOGI PENELITIAN

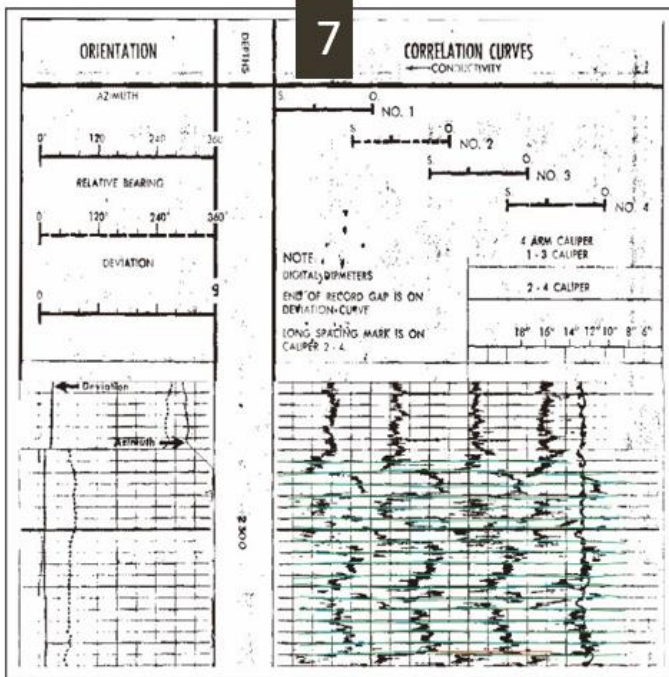
3.1 Alat dan Bahan

Dalam penelitian ini, jenis log yang digunakan adalah sebagai berikut :

Tabel 3.1 Kelengkapan jenis log

Nama Sumur	Caliper (1)	GR (2)	SP (3)	Resistivitas (4)		Density (5)	Neutron (6)	Dipmeter (7)	Remark
				shallow	deep				
BGD	V	V	V	V	V	V	V	V	File dipmeter dalam bentuk gambar
LGD	V	V	V	V	V	V	V	V	File dipmeter dalam bentuk gambar
NBD	V	V	V	V	V	V	V	V	File dipmeter dalam bentuk gambar





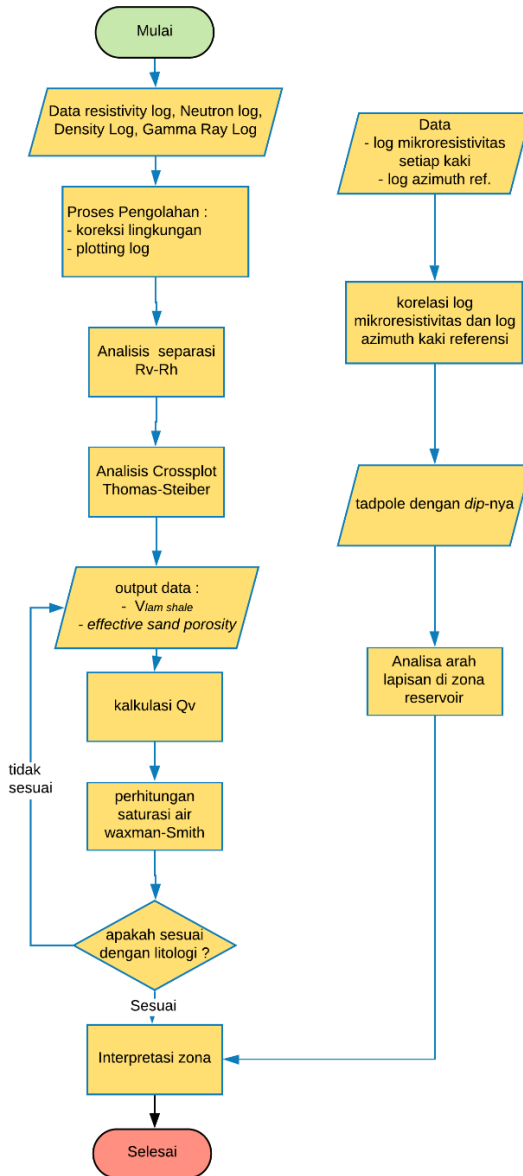
Gambar 3.1 Jenis log yang disediakan



Gambar 3.2 Contoh *Sidewall Core* dari sumur

3.2 Alur Kerja

Alur penelitian yang akan dilakukan adalah sebagai berikut :



Gambar 3.3 Alur Kerja Penelitian

3.3 Prosedur Penelitian

Langkah kerja dalam penelitian kali ini dapat dijelaskan dalam beberapa tahapan. Penjelasan setiap tahapan ditemukan di bawah ini.

3.3.1 Kalkulasi Awal

Penelitian ini diawali dengan mengumpulkan dan mengkategorikan data-data yang didapatkan dari perusahaan berdasarkan jenis dan waktu pengukuran, dengan kata lain membuat database data sehingga lebih mudah diakses. Selain itu, data *report* sumur dipelajari untuk mengetahui kondisi sumur. Setelah itu kurva log NPHI, RHOB, dan Gamma Ray dilakukan koreksi lingkungan berdasarkan kondisi formasi, jenis *mud* yang digunakan, jenis *casing* yang digunakan dalam sumur, dan lainnya.

Log Gamma Ray yang sudah terkoreksi tersebut kemudian digunakan untuk kalkulasi volume serpih. Log ini digunakan disebabkan karena log Gamma Ray tidak sensitif terhadap kandungan gas (sehingga tidak terkena anomali akibat kandungan gas yang berlebih) dan log yang mempunyai resolusi yang cukup baik dibandingkan dengan log NPHI atau RHOB. Kalkulasi volume serpih menggunakan metode linear karena tidak data umur *core* yang cukup akurat.

3.3.2 Analisis Rv-Rh

Data resistivitas yang didapatkan adalah data resistivitas horisontal. Data resistivitas vertikal didapatkan dengan menghitung berdasarkan persamaan dan model Klein dengan data resistivitas horisontal dan log Gamma Ray. Hasil nilai resistivitas vertikal tersebut dalam bentuk kurva log dan dibandingkan dengan kurva log resistivitas horisontal. Selanjutnya dilakukan identifikasi potensi daerah laminasi pasir-serpih dengan melihat log litologi, Gamma Ray dan perbedaan resistivitas horisontal dengan vertikalnya. Jika ada daerah dimana Rv lebih besar dari Rh maka daerah tersebut terdapat indikasi zona laminasi *sand-shale*.

Setelah itu, pada daerah potensi tersebut dilakukan perhitungan resistivitas pasir sebenarnya berdasarkan kurva log resistivitas horisontal dan resistivitas vertikal. Hasil resistivitas pasir tersebut kemudian digunakan untuk perhitungan saturasi air.

3.3.3 Analisis Thomas-Steiber

Pada penelitian ini, Analisis Thomas Steiber dilakukan dengan cara melakukan *cross plot* Thomas-Steiber antara log NPHI vs RHOB serta RHOB vs Gamma Ray. Kedua *crossplot* tersebut memiliki prinsip yang sama dengan *crossplot* Thomas-Steiber menggunakan porositas vs volume serpih, 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*). 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.

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*. *Crossplot* NPHI vs RHOB menghasilkan nilai Neutron Porosity dan Bulk Density dari titik *clean sand* dan lapisan serpih serta *laminated shale* yang kemudian digunakan untuk mengkalkulasi porositas total dan efektif.

3.3.4 Pickett Plot

Setelah itu dilakukan penentuan parameter saturasi berdasarkan Pickett Plot. Pickett Plot menggunakan parameter porositas efektif dan log *deep resistivity* untuk mengetahui zona saturasi air kecil hingga tersaturasi air penuh. Hasil dari Pickett Plot ini adalah parameter R_w .

3.3.5 Kalkulasi Q_v

Nilai Q_v sangat penting dalam membedakan kandungan mineral *clay* pada zona laminasi sehingga dapat menghilangkan efek *shale* dalam perhitungan saturasi air. Nilai Q_v dihitung menggunakan parameter saturasi air dari Pickett Plot, resistivitas sebenarnya 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.

3.3.6 Kalkulasi saturasi air laminasi *sand-shale*

Kalkulasi saturasi air dilakukan dengan menggunakan metode Waxman-Smith. Metode ini 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.

3.3.7 Analisis Dipmeter

Data yang digunakan berupa kurva log mikroresistivitas dari setiap kaki alat dipmeter dan arah azimuth kaki 1. Data tersebut dikorelasikan berdasarkan metode Okitsu dimana *peak* mikroresistivitas pada setiap kaki dengan interval tertentu dikorelasikan. Korelasi tersebut membentuk sinusoidal. Dalam korelasi tersebut, posisi respon yang paling bawah menunjukkan arah lapisan. Arah antara kaki yang memiliki posisi respon yang paling bawah dengan kaki 1 (kaki referensi) menunjukkan arah lapisan. Besar *dip* diketahui dengan menghitung sudut antara titik tertinggi dengan titik terendah pada korelasi menggunakan Persamaan (15).

Pada Tugas Akhir ini dilakukan korelasi dengan interval sebesar 2 ft pada zona yang terindikasi memiliki laminasi pasir-serpih berdasarkan analisis R_v - R_h . Setiap log dari dipmeter dikorelasikan sesuai dengan metode di atas. Hasil korelasi direpresentasikan dalam bentuk *tadpole* pada posisi horisontal tertentu yang menunjukkan *dip* lapisan. Dari zona tersebut, setiap *tadpole* diakumulasi dan ditentukan *dip* dan arah kemiringan dominasinya.

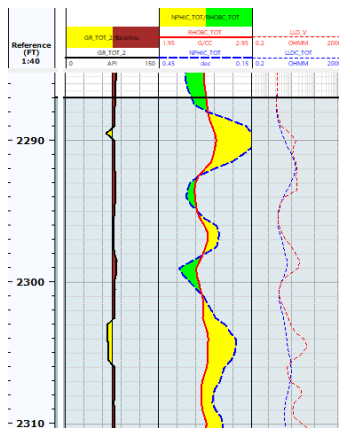
BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Sumur BGD

4.1.1 Analisis Rv-Rh

Analisis Rv-Rh dimulai dengan membuat resistivitas vertikal berdasarkan model Klein. Hasil resistivitas bertikal adalah sebagai berikut;



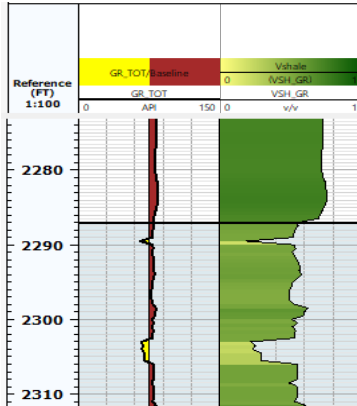
Gambar 4.1 Log resistivital Vertikal-Horisontal Zona B

Dari Gambar 4.1 terlihat adanya separasi resistivitas vertikal dengan horisontal pada kedalaman 2288 - 2324 ft yang dibuktikan dengan nilai anisotropi resistivitas yang tinggi. Separasi di sini adalah seaparasi dimana resistivitas vertikal paling tinggi sebesar 71.5403 ohmmeter dan resistivitas horisontal hanya sebesar 5.4163 ohmmeter di kedalaman 2301 ft. Hal ini mengindikasikan bahwa pada kedalaman 2300 ft dan sekitarnya terdapat laminasi *sand-shale*.

Analisis potensi hidrokarbon berdasarkan gas kromatografi menggunakan data log gas dan litologi dari *mudlog*.

4.1.2 Hasil Kalkulasi Awal

Zona yang terindikasi adanya laminasi pasir-serpih dari analisis Rv-Rh dinamakan Zona B BGD. Zona B ini kemudian dilakukan perhitungan volume serpih berdasarkan log Gamma Ray. Hasil volume serpih dari log tersebut adalah sebagai berikut;

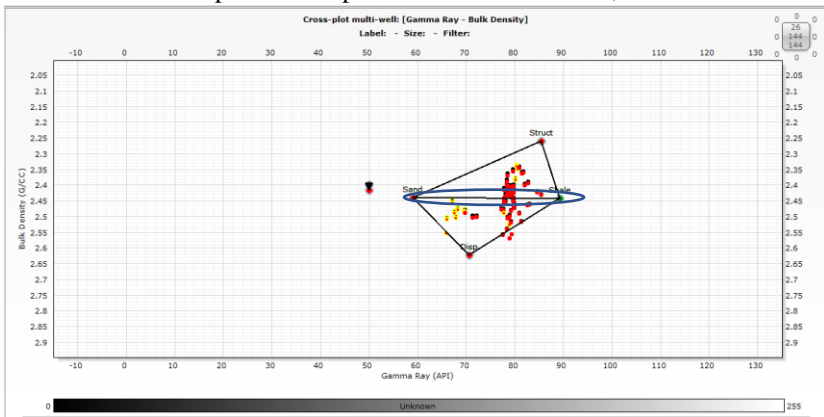


Gambar 4.2 hasil kalkulasi volume serpih di zona target sumur BGD

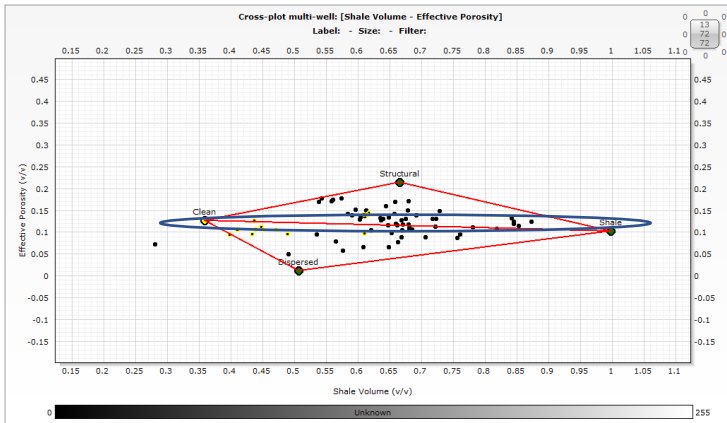
Hasil kalkulasi volume serpih ditunjukkan pada Gambar 4.3. Pada zona B kedalaman 2288 - 2325 ft memiliki volume serpih rata-rata 40 – 65%. Namun dari lapisan ini masih belum diketahui volume serpih yang berjenis laminasinya. Hal tersebut kemudian dianalisis menggunakan metode Thomas-Steiber.

4.1.3 Hasil Analisis Thomas-Steiber dan Saturasi Air Laminasi

Berikut merupakan hasil plot Thomas-Steiber Plot;



(a)



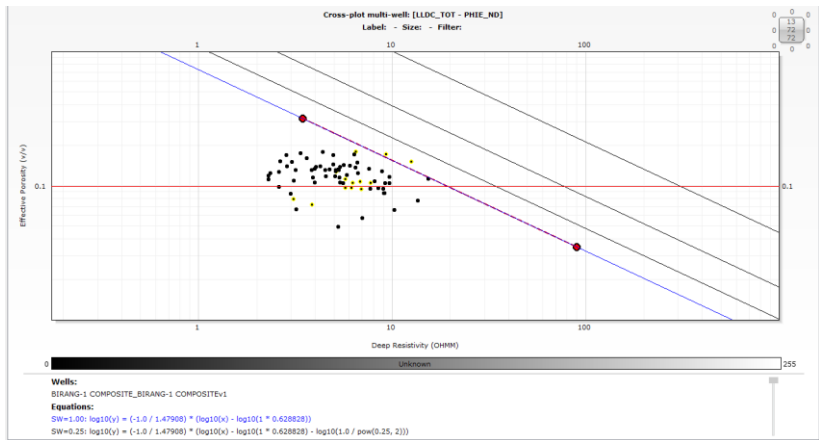
(b)

Gambar 4.3 Thomas Steiber Plot pada Zona B

Berdasarkan Thomas-Steiber plot di atas, pada zona B menunjukkan bahwa distribusi nilai *laminated shale* lebih sedikit dibandingkan *structural* maupun *dispersed shale*. Selain itu terlihat bahwa data dominasi mengarah ke *shale*. Hal ini menunjukkan bahwa zona ini, laminasi *shale* mendekati ke daerah lapisan *claystone*. Gambar 4.5 menghasilkan parameter sebagai berikut; nilai Gamma Ray pada lapisan pasir saja (*clean sand*) sebesar 59.0909 API; nilai Gamma Ray *shale* 89.357 API; *bulk density* lapisan *shale* sebesar 2.44326 G/C3 ; *grain density* lapisan *shale* sebesar 2.61 G/C3; neutron porosity lapisan *shale* sebesar 0.33243 V/V. *grain density* lapisan pasir sebesar 2.65 G/C3; dan porositas pasir dari Thomas-Steiber sebesar 13.9531%.

Pada sumur ini terdapat zona target hidrokarbon yakni zona B pada kedalaman data 2300 ft. Dilakukan penentuan untuk parameter saturasi air menggunakan Pickett Plot;

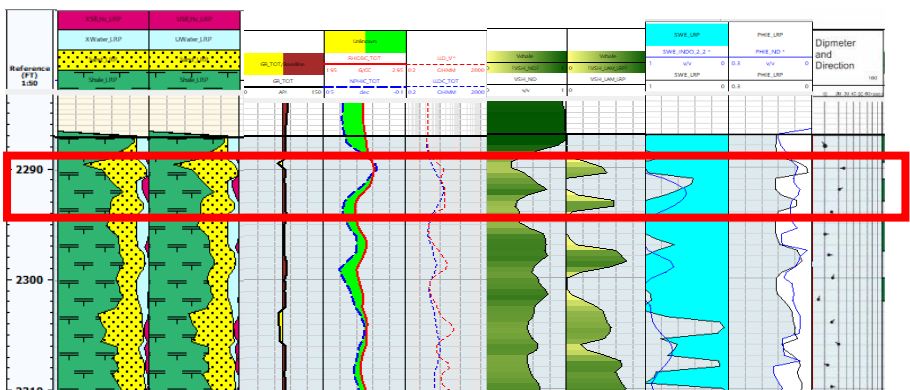
Berikut merupakan hasil Pickett Plot pada sumur BGD.



Gambar 4.4 Pickett Plot di sumur BGD zona B

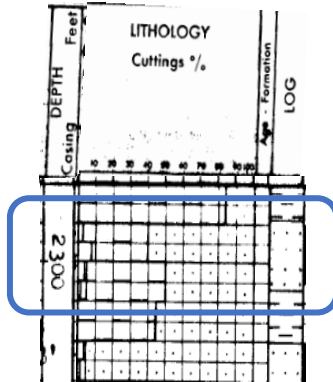
Gambar 4.2 menunjukkan zona dimana saturasi air 25 % (garis regresi paling atas), 50% (garis regresi di bawahnya), 75% (garis regresi kedua paling bawah) dan 100% (garis regresi paling bawah). Berdasarkan dari regresi tersebut, diketahui nilai parameter saturasi air. Distribusi data dari grafik di atas tidak terlalu jelas namun masih menunjukkan tren horisontal. Dari tren tersebut diambil regresi pada perbedaan nilai porositas yang paling sedikit (perbedaan vertikal paling kecil), menunjukkan semakin ke kanan maka saturasi semakin kecil. Penarikan regresi pada daerah tersebut lapisan *shale* masuk pada zona saturasi penuh. Zona B mempunyai resistivitas air formasi (R_w) sebesar 0.6288 ohmmeter.

Hasil kalkulasi saturasi air terbaru sebagai berikut;



Gambar 4.5 Hasil metode LSSA dan *cutoff* parameter *reservoir*

Dari hasil Thomas-Steiber diketahui volume serpih yang berlaminasi dengan lapisan pasir terlihat pada Gambar 4.6. Volume laminasi serpih pada zona ini sebesar 0-95%. Gambar di atas juga menunjukkan bahwa semakin dalam, volume laminasi serpih semakin besar. Hal ini cocok dengan litologi dari *mudlog* yang menunjukkan bahwa pada kedalaman 2304 ft ke bawah terdapat lapisan serpih. Selain itu, lapisan pasir pada kedalaman ini juga diapit dengan dua lapisan serpih. Hal ini dapat menjadi penyebab adanya laminasi pada lapisan pasir. Selain itu pada *mudlog*, kedalaman 2300 ft terindikasi potensi hidrokarbon gas.

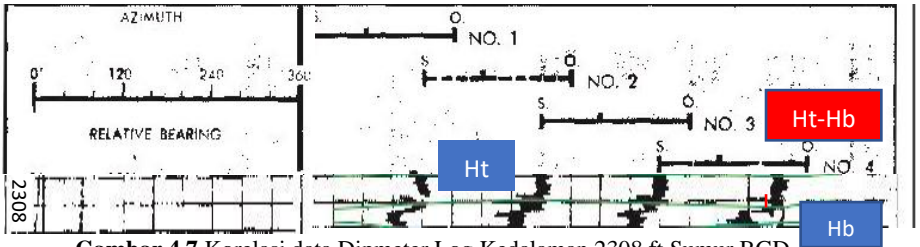


Gambar 4.6 Data litologi sumur BGD pada kedalaman 2300 ft

Dari metode LSSA, diketahui bahwa pada zona B terdapat zona *reservoir* dan ketebalan total 1.5 ft dengan volume serpih sebesar 52%, porositas efektif dengan metode LSSA mencapai 13.1%, saturasi air sebesar 48.1%. Jika dibandingkan dengan hasil perhitungan volume serpih, porositas dan saturasi air tanpa menggunakan metode LSSA (kurva biru pada log porositas dan saturasi air), porositas tanpa menggunakan LSSA menghasilkan nilai yang lebih kecil dibandingkan dengan hasil menggunakan metode LSSA. Hal tersebut terutama pada lokasi dimana volume serpih laminasi juga tinggi. Nilai saturasi air tanpa menggunakan metode LSSA secara umum lebih besar daripada hasil menggunakan metode LSSA. Hal ini membuktikan bahwa metode LSSA dapat menghasilkan nilai yang lebih optimis dengan mendeteksi lapisan pasir dalam laminasi tersebut.

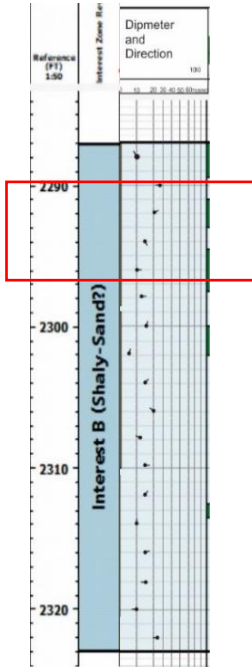
4.1.4 Hasil Analisis Dipmeter Log

Berikut merupakan korelasi dipmeter log pada bagian zona B;



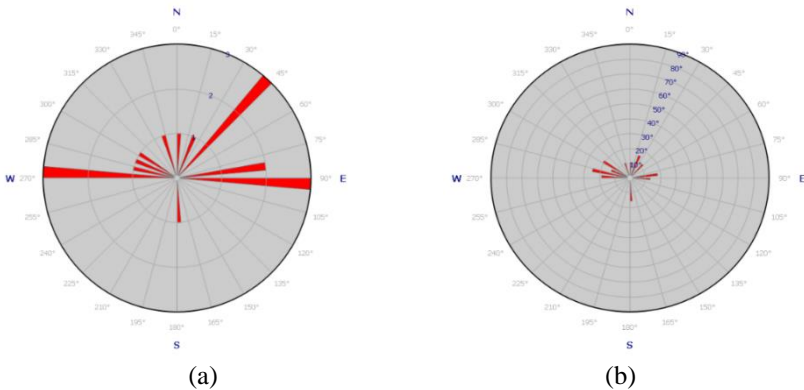
Gambar 4.7 Korelasi data Dipmeter Log Kedalaman 2308 ft Sumur BGD

Contoh korelasi pada Gambar 4.7 menunjukkan korelasi pada kedalaman 2308 ft berbentuk sinusoidal dengan posisi korelasi paling tinggi berada di kaki 2 dan titik paling rendah berada di kaki 4. Beda tinggi kaki 2 dan 4 sebesar 0.24 ft, sedangkan diameter lubang bor pada kedalaman tersebut sebesar 13 inci atau 1.0833 inci. Berdasarkan Persamaan (15), diketahui *dip* sebesar 12.99° . Selain itu, posisi rendah menunjukkan bahwa arah lapisan mengarah ke kaki 4. Posisi kaki 4 berada di 90° kiri dari kaki 1. Sedangkan azimuth kaki 1 menunjukkan berada di arah $N 10^\circ E$. Oleh karena itu arah lapisan berada di $N 280^\circ E$ atau Barat-Barat Laut. Hasil korelasi direpresentasikan dalam bentuk *tadpole* kemudian diintegrasikan dalam log seperti pada Gambar 4.8.



Gambar 4.8 Hasil Interpretasi Dipmeter Log

dari pada zona B terdapat 18 *tadpole* representasi dari arah azimuth dan *dipping* itu sendiri. Data tersebut kemudian dikumpulkan dalam Diagram Rose sebagai berikut;



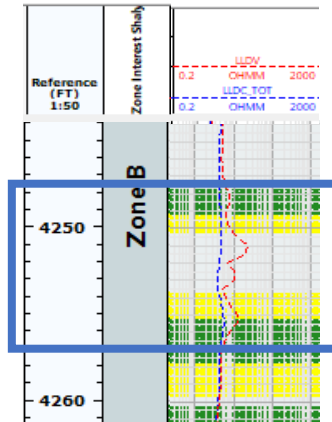
Gambar 4.9 (a) Arah azimuth kemiringan zona B (b) Dominasi *dip* zona B

Pada Gambar 4.9, diketahui bahwa zona laminasi pasir-serpih mempunyai azimuth dominasi Barat-Barat Laut sampai Timur Laut-Timur dan *dip* rata-rata sekitar 15°.

4.2 Sumur LGD

4.2.1 Analisis Rv-Rh

Berikut hasil resistivitas vertikal,

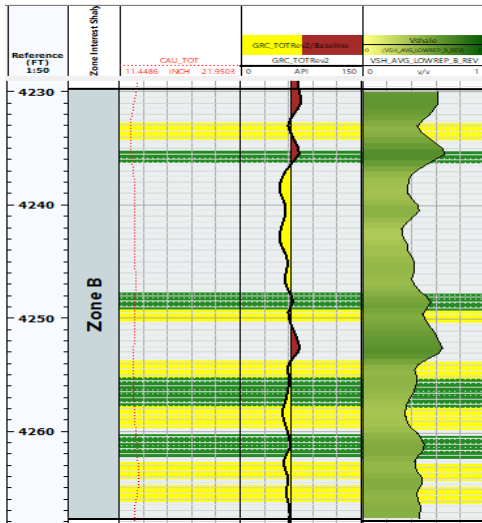


Gambar 4.10 Kurva Log dengan log resistivitas Zona G sumur LGD

Dari Gambar 4.10 terlihat adanya separasi resistivitas vertikal lebih besar dari horisontal pada kedalaman 4250-4255 ft. Hal ini dibuktikan dengan anisotropi resistivitas yang tinggi. Dari gambar di atas, diketahui bahwa resistivitas vertikal paling tinggi sebesar 20 ohmmeter dan resistivitas horisontal hanya sebesar 5-6 ohmmeter. Hal ini mengindikasikan bahwa pada kedalaman 4250-4255 ft dan sekitarnya terdapat laminasi *sand-shale*. Hal ini didukung dengan adanya lapisan *interbedded* dari litologi log dari *mudlog* dan deskripsi *core* sampel.

4.2.2 Hasil Kalkulasi Awal dan Volume Serpih

Hasil analisa Rv-Rh mendeteksi adanya laminasi di kedalaman sekitar 4250 ft. Kedalaman tersebut kemudian dicari nilai volume serpihnya.

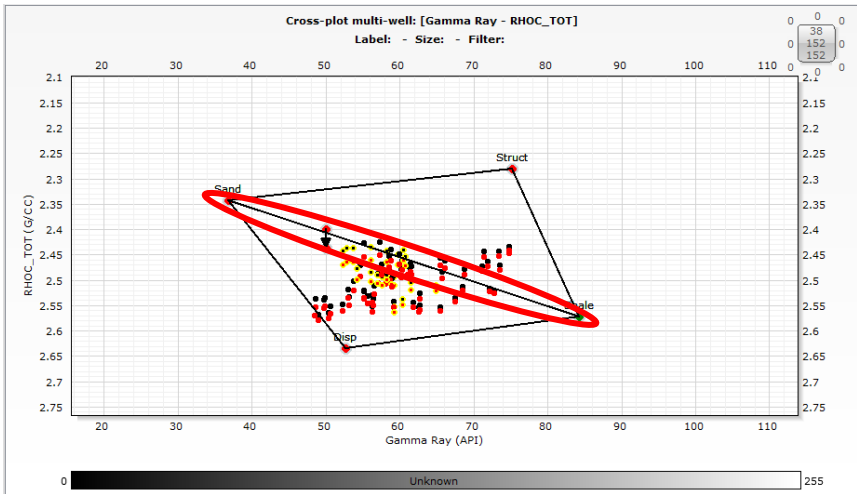


Gambar 4.11 Hasil Kalkulasi parameter Zona B

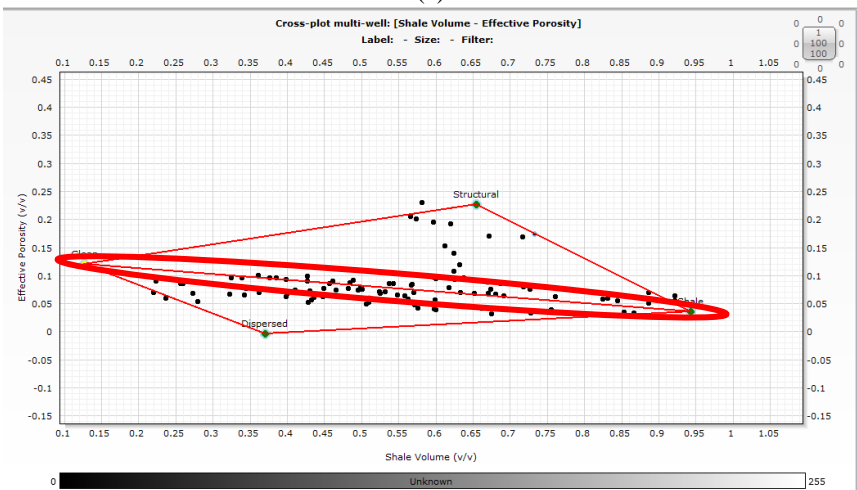
Hasil kalkulasi volume serpih porositas dan saturasi air ditunjukkan pada Gambar 4.12. Pada zona B volume serpih pada daerah pasir sekitar 20 – 60%, Dari hasil pada zona B, diketahui zona *reservoir* dengan tipe gas produktif. Pada zona ini dilakukan metode LSSA.

4.2.3 Hasil Analisis Thomas-Steiber dan Saturasi Air Laminasi

Berikut merupakan hasil *crossplot* Thomas-Steiber pada zona B sumur LGD.



(a)



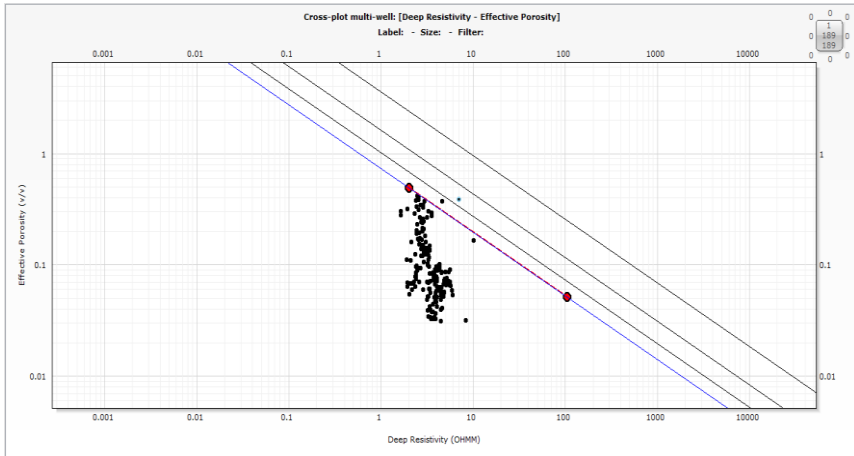
(b)

Gambar 4.12 Hasil *cross plot* thomas-steiber zona B sumur LGD

Berdasarkan Thomas-Steiber plot di atas menunjukkan bahwa persebaran laminasi pada zona B sumur LGD cukup banyak, hal ini didukung dengan litologi yang berjenis laminasi pasir-serpih. Berdasarkan persebaran Gamma Ray, *laminated shale* mempunyai nilai Gamma Ray 50 – 75 API, persebaran ini dapat membuat besar volume serpihnya 10-80%. Parameter yang dihasilkan dari *Crossplot* Thomas-Steiber di atas sebagai berikut; nilai Gamma Ray pada lapisan pasir saja (*clean sand*) sebesar 36.8046 API; nilai Gamma Ray

shale 84.2189 API; *bulk density* lapisan shale sebesar 2.572 G/C3 ; *grain density* lapisan shale sebesar 2.61 G/C3; neutron porosity lapisan shale sebesar 0.393891V/V; *grain density* lapisan pasir sebesar 2.65 G/C3; dan porositas pasir sebenarnya sebesar 0.188907 V/V atau 18.891%.

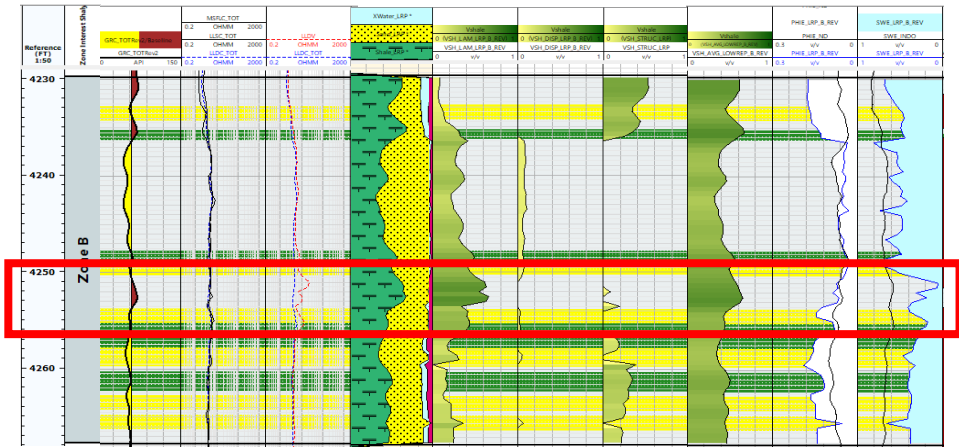
Berikut hasil parameter saturasi air zona B. Pickett Plot untuk mengetahui parameter saturasi air sumur LGD adalah sebagai berikut;



Gambar 4.13 Pickett Plot zona B sumur LGD

Pickett Plot menunjukkan zona dimana saturasi air 25 % (garis regresi paling atas), 50% (garis regresi di bawahnya), 75% (garis regresi kedua paling bawah) dan 100% (garis regresi paling bawah). Selain itu, gambar di atas menunjukkan penarikan regresi saturasi air memotong antara tren data yang masih horisontal dan tren vertikal. Tren vertikal pada zona ini mencakup sedikit data namun menunjukkan bahwa pada posisi tersebut saturasi air sudah mulai berkurang. Hasil Pickett Plot di atas mendapatkan parameter resistivitas air formasi (R_w) sebesar 0.33329 ohmmeter.

Setelah itu dilakukan saturasi air menggunakan metode Waxman-Smith sehingga menghasilkan kurva sebagai berikut;



Gambar 4.14 Hasil kalkulasi porositas efektif dan saturasi air dengan metode LSSA di zona B sumur LGD

Dari hasil Thomas-Steiber plot diketahui distribusi volume serpih terlihat pada Gambar 4.14. Volume serpih berjenis laminasi terbesar berada di kedalaman 4253 ft sebesar 55%. Hasil volume serpih ini didukung dengan litologi dari *mudlog* yang menunjukkan bahwa kedalaman 4253 ft berada di antara peralihan pasir-serpih. Data *mudlog* menunjukkan bahwa peralihan pasir-serpih pada zona ini mempunyai ketebalan sekitar 1 ft.



Gambar 4.15 Data litologi pada kedalaman 4230-4270 ft sumur LGD

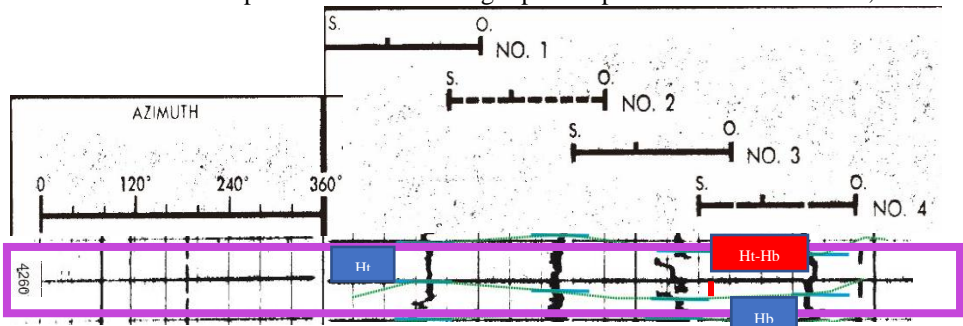
Hasil kalkulasi saturasi dengan model Waxman-Smith menghasilkan nilai saturasi air sebesar di bawah 60%. Dari hasil ini dilakukan *cutoff* nilai

parameter saturasi dan porositas dan volume serpih untuk menentukan zona *reservoir*.

Dari ini diketahui bahwa pada zona B terdapat zona *reservoir* dengan tipe gas produktif (dari *mudlog*) dan ketebalan total 8.5 ft dengan volume serpih sebesar 43.7%, porositas efektif dengan metode LSSA mencapai 15.8%, saturasi air sebesar 38.4%. Sama seperti sumur BGD, hasil nilai porositas dan saturasi air metode LSSA lebih optimis dibandingkan dengan nilai porositas dan saturasi air tanpa menggunakan metode LSSA (kurva hitam dari log porositas dan saturasi air).

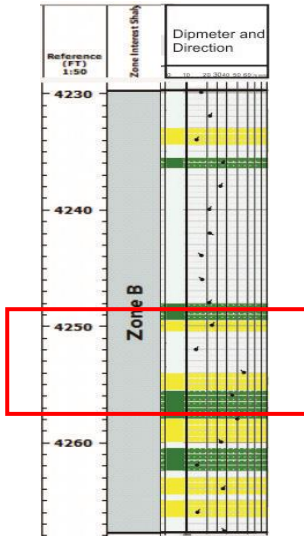
4.2.4 Hasil Analisis Dipmeter

Berikut merupakan hasil korelasi log dipmeter pada zona B sumur LGD;

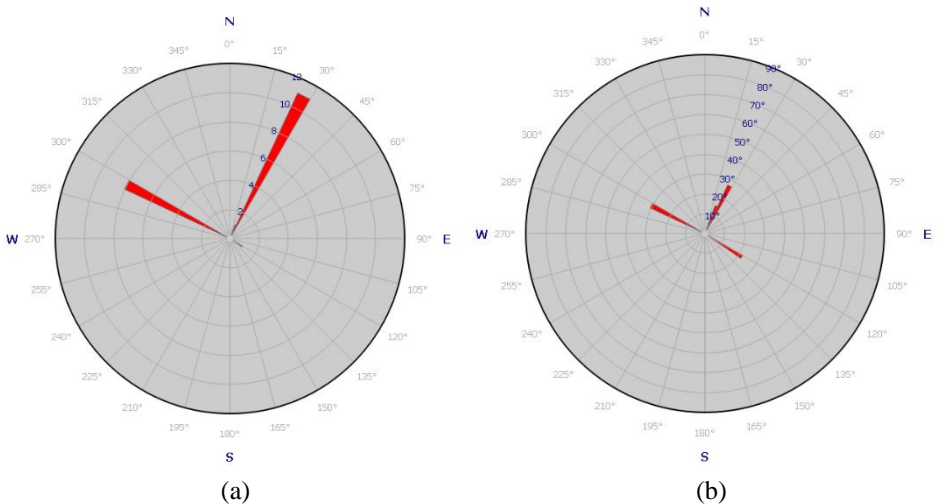


Gambar 4.16 Korelasi data Dipmeter Log Kedalaman 4260 ft Sumur LGD

Gambar 4.16 menunjukkan korelasi dipmeter berbentuk sinusoidal. Dari Gambar di atas, diketahui bahwa titik paling atas berada di kaki 1 sedangkan titik paling bawah terdapat di kaki 3. Beda tinggi antara kaki 1 dan 3 sebesar 0.5 ft dan diameter lubang bor sebesar 10 inci atau 0.833 ft. Berdasarkan Persamaan (15) diketahui bahwa *dip* pada kedalaman 4260 ft sebesar 30.9° . Titik terendah berada di kaki 3 menunjukkan bahwa arah lapisan sesuai dengan azimuth kaki 3. Kaki 1 memiliki azimuth N 170° E, sedangkan kaki 3 berada 180° dari kaki 1. Oleh karena itu, arah lapisan berada di N 350° E atau Timur Laut. Hasil korelasi tersebut direpresentasikan dalam bentuk *tadpole*. *Tadpole* yang dihasilkan dari korelasi dengan interval tersebut didapatkan 21 data *tadpole*.



Gambar 4.17 Hasil dipmeter pada sumur LGD



Gambar 4.18 (a) Arah azimuth kemiringan zona B sumur LGD (b) Dominasi *dip* zona B sumur LGD

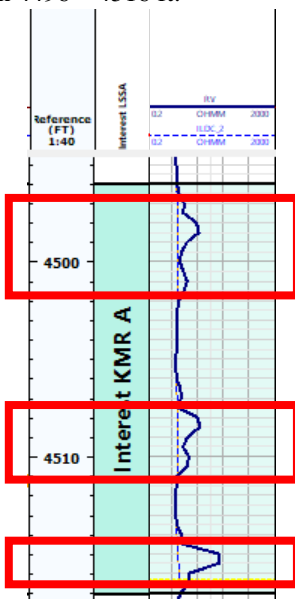
Berdasarkan Gambar 4.18, diketahui bahwa pada zona B sumur LGD (kedalaman 4230 – 4270 ft) mempunyai arah fasies Barat-Barat Laut dan Utara-Timur Laut dengan *dip* rata-rata sebesar 27°. Pada Gambar 4.18 menunjukkan

bahwa pada kedalaman 4230 – 4250 ft memiliki *dip* yang relative datar yakni sekitar 5-15° dengan arah fasies berubah secara berkala dari Barat-Barat Laut dengan Utara-Timur Laut. Namun pada kedalaman 4252 – 4270 ft memiliki *dip* yang relatif lebih tinggi dan variatif dibandingkan kedalaman diatasnya. Hal ini dapat disebabkan karena adanya struktur tertentu pada kedalaman tersebut.

4.3 Sumur NBD

4.3.1 Analisis Rv-Rh

Berikut merupakan hasil resistivitas vertikal dengan log resistivitas horisontal pada kedalaman 4496 – 4516 ft.

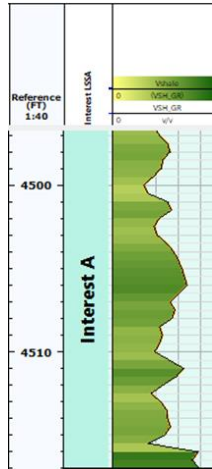


Gambar 4.19 Hasil Resistivitas Vertikal – Resistivitas Horisontal sumur NBD

Gambar 4.19 menunjukkan bahwa adanya perbedaan dimana nilai Rv lebih besar daripada nilai Rh pada kedalaman 4498-4502 ft, 4508-4512 ft dan 4515-4516 ft. Dari perbedaan diatas, diketahui bahwa nilai resistivitas vertikal terbesar memiliki nilai 36.1704 ohmmeter sedangkan resistivitas horisontal pada kedalaman yang sama sebesar 2.0309 ohmmeter. Ketiga anisotropi di atas menunjukkan indikasi adanya laminasi tipis pasir-serpilh. Berdasarkan hasil deskripsi *core*, pada kedalaman 4498 – 4510 ft merupakan *shaly claystone* sedangkan pada kedalaman 4510 – 4515 ft diidentifikasi sebagai *shaly sandstone*.

4.3.2 Hasil Kalkulasi Awal dan Volume Serpilh

Dari hasil indikasi di atas, kedalaman 4498-4516 ft disebut sebagai zona A. Zona A tersebut kemudian dilakukan perhitungan volume serpilh menggunakan log Gamma Ray.

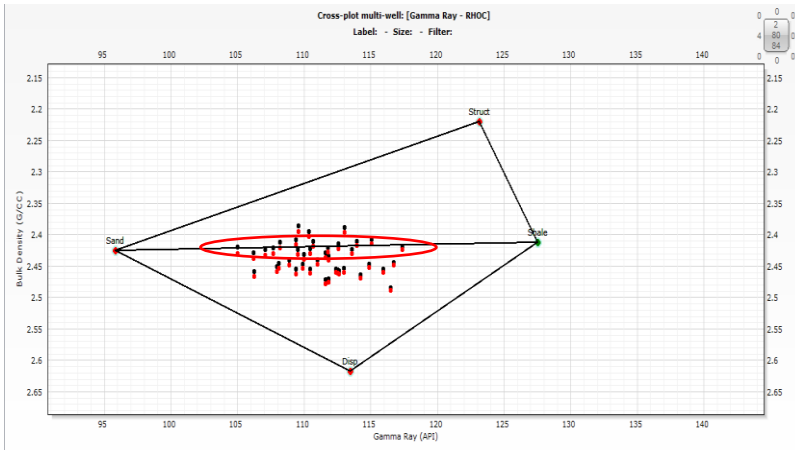


Gambar 4.20 Hasil volume serpilh Sumur NBD

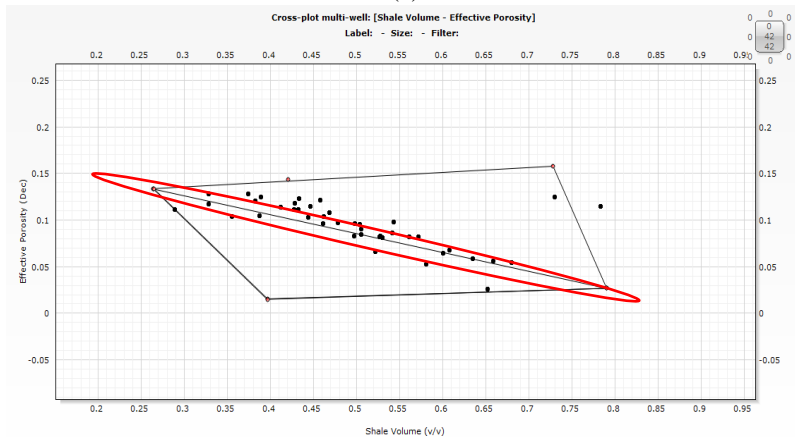
Gambar 4.20 menunjukkan hasil volume serpilh tanpa pembagian distribusi serpilh. Hasil volume serpilh di atas sebesar 15-85% namun belum dapat diketahui besar volume laminasi serpilh-nya.

4.3.3 Hasil Analisis Thomas-Steiber dan Kalkulasi Saturasi Air

Untuk volume laminasi serpilh dan porositas efektif lapisan pasirnya, dilakukan analisis Thomas-Steiber. Hasil analisis tersebut adalah sebagai berikut;



(a)



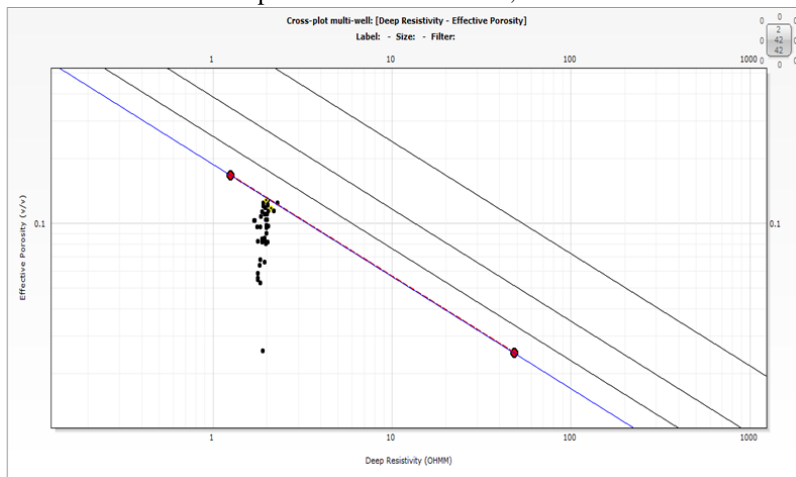
(b)

Gambar 4.21 Hasil *cross plot* thomas-steiber zona A sumur NBD

Berdasarkan Thomas-Steiber plot di atas menunjukkan bahwa secara umum zona A ini mengandung banyak serpih sehingga menghasilkan nilai Gamma Ray yang besar yakni > 90 API. Hal ini didukung dengan kondisi litologi dominan merupakan *shaly claystone*. *Crossplot* di atas juga menunjukkan persebaran laminasi pada zona A sumur NBD sedikit. Persebaran serpih dominan merupakan *structural shale*, namun sedikit *dispersed shale*. Berdasarkan persebaran Gamma Ray, *laminated shale* mempunyai nilai Gamma Ray 100-116 API. Hal ini dapat menyebabkan nilai volume serpih pada tipe laminasi cukup besar.

Parameter yang dihasilkan dari *crossplot* Thomas-Steiber di atas sebagai berikut; nilai Gamma Ray pada lapisan pasir saja (*clean sand*) sebesar 95.8251 API; nilai Gamma Ray shale 127.531 API; *bulk density* lapisan *shale* sebesar 2.41205 G/C3 ; *grain density* lapisan *shale* sebesar 2.61 G/C3; *neutron porosity* lapisan *shale* sebesar 0.4251 V/V; *grain density* lapisan pasir sebesar 2.65 G/C3; dan porositas pasir sebenarnya sebesar 0.13842 V/V atau 13.84%.

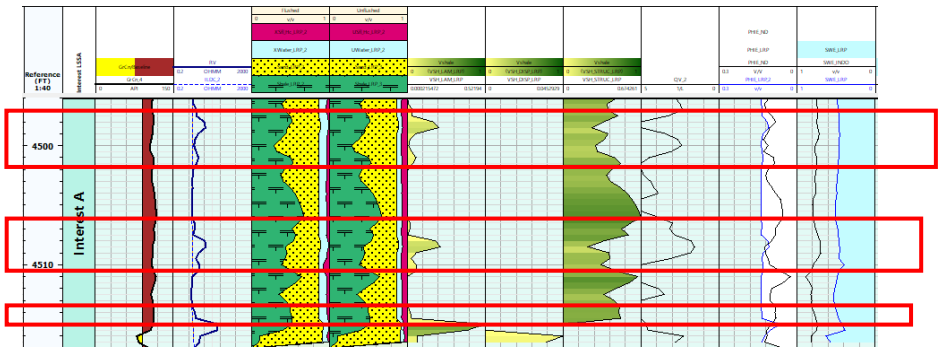
Zona A tersebut kemudian dicari parameter saturasi air menggunakan Pickett Plot. Berikut merupakan hasil Pickett Plot;



Gambar 4.22 Pickett Plot pada Sumur NBD

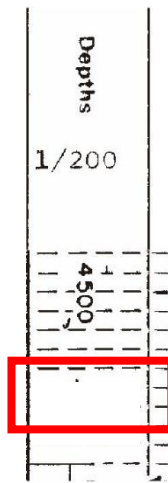
Gambar 4.20 menunjukkan bahwa distribusi data di zona A sumur LGD mempunyai tren vertikal. Namun di posisi paling atas terdapat data yang berada di samping kanan tren data keseluruhan. Hal ini menunjukkan perubahan tren menuju arah vertikal. Oleh karena itu penarikan regresi berada di antara tren horisontal dan vertikal tersebut yang menunjukkan bahwa saturasi air mulai berkurang. Hasil Pickett Plot menghasilkan parameter sebagai berikut; resistivitas air formasi (R_w) sebesar 0.17467 ohmmeter.

Setelah itu dilakukan kalkulasi saturasi air menggunakan metode Waxman-Smith sehingga menghasilkan parameter sebagai berikut;



Gambar 4.23 Hasil porositas dan saturasi air di sumur NBD

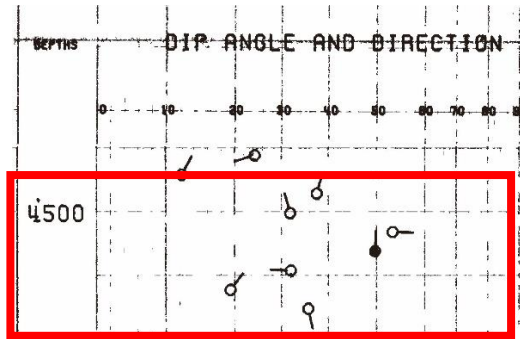
Hasil analisis Thomas-Steiber menunjukkan distribusi volume serpih yang terlihat di Gambar 4.23. Dari gambar tersebut diketahui bahwa volume laminasi serpih besar bertepatan dengan posisi kedalaman perbedaan nilai R_v - R_h tersebut. Dominasi nilai volume laminasi serpih sebesar 42%. Jika dibandingkan dengan data litologi, kedalaman 4498-4510 merupakan *shaly claystone* dan 4510-4515 ft merupakan *shaly sandstone*. Laminasi kedalaman 4515 ft sesuai dengan kondisi litologi pada kedalaman tersebut. Di Zona A sumur NBD diketahui zona *reservoir* dengan parameter volume serpih sebesar 41.8%, porositas sebesar 13.8% dan saturasi air sebesar 51.4%. Pada sumur NBD terlihat bahwa porositas hasil metode LSSA lebih besar dari porositas tanpa metode LSSA dan saturasi air hasil metode LSSA jauh lebih kecil dari saturasi air tanpa metode LSSA.



Gambar 4.24 Litologi dari *mudlog* sumur NBD

4.3.4 Hasil Dipmeter

Data dipmeter yang terdapat pada sumur NBD bukan merupakan data kurva log, namun sudah langsung dalam bentuk *tadpole* yang menyatakan arah lapisan. Oleh karena itu, korelasi log pada setiap kaki serta azimuth kaki 1 tidak perlu dilakukan. *Tadpole* tersebut kemudian diakumulasi dalam diagram Rose.

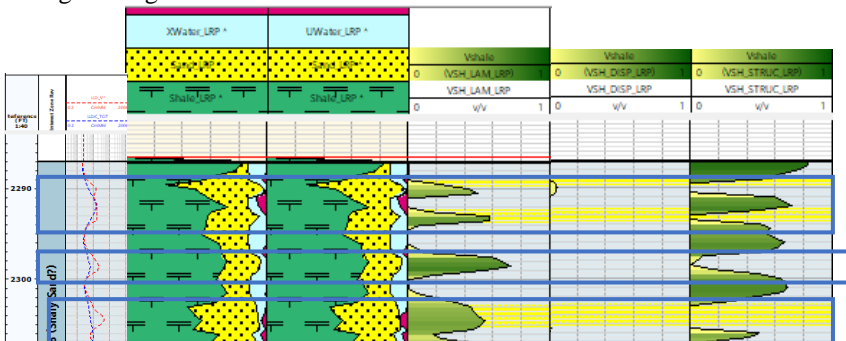


Gambar 4.15 Data dipmeter sumur NBD

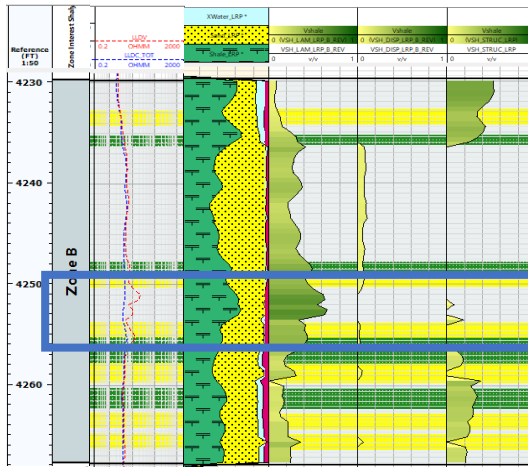
Log dipmeter tersebut menunjukkan bahwa pada kedalaman 4480 – 4520 ft mempunyai dominasi arah Timur Laut dengan *dip* sebesar 30°.

4.4 Komparasi Hasil 3 Sumur

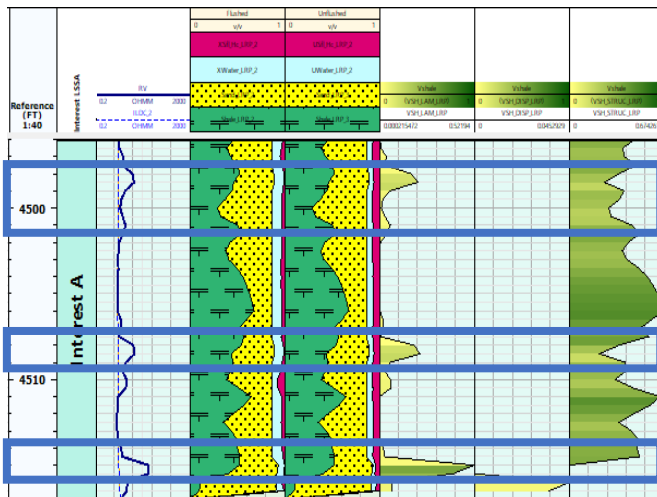
Berikut adalah hasil log Rv-Rh dan hasil analisis Thomas-Steiber dari masing-masing sumur.



(a)



(b)



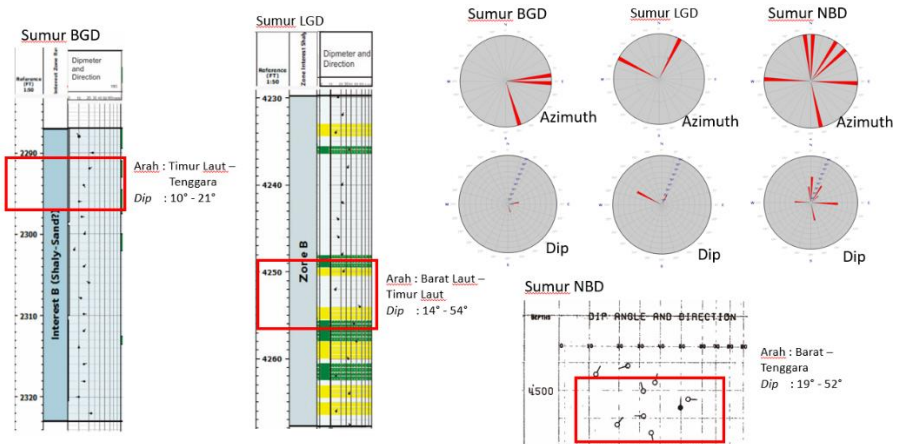
(c)

Gambar 4.26 Hasil (a) sumur BGD (b) sumur LGD (c) sumur NBD

Dari hasil masing-masing sumur dapat terlihat bahwa jika adanya kondisi kurva log R_v lebih besar dari R_h maka pada kedalaman yang sama volume laminasi serpih menjadi lebih besar. Hal ini membuktikan bahwa kurva log resistivitas dimana R_v lebih besar dari R_h ($R_v > R_h$) dapat menunjukkan adanya laminasi pasir-serpih.

Sumur BGD dan NBD mempunyai indikasi laminasi serpih pada kedalaman yang berbeda-beda. Pada sumur BGD, separasi Rv-Rh pada kedalaman 2290 ft dengan 2300 ft kurang lebih sama besar tapi nilai volume laminasi serpih pada kedalaman 2300 ft lebih besar dari volume pada kedalaman 2290 ft. Di sumur yang sama, separasi Rv-Rh pada kedalaman 2300 ft lebih kecil dari separasi Rv-Rh pada kedalaman 2304 ft namun volume laminasi serpih pada kedalaman 2300 ft lebih besar dari volume pada kedalaman 2304 ft. Sedangkan pada sumur NBD, separasi Rv-Rh di kedalaman 4498 ft sama besar dengan separasi Rv-Rh di kedalaman 4508 ft namun terlihat bahwa nilai volume laminasi serpih di kedalaman 4508 ft sedikit lebih besar dari volume pada kedalaman 4498 ft. Dari kedua sumur tersebut diketahui bahwa besar separasi antara Rv-Rh tidak menentukan besar nilai volume laminasi serpih.

4.5 Analisis Arah dan Dip Lapisan



Gambar 4.27 Korelasi dipmeter pada setiap sumur

Arah dan *dip* dari zona pada setiap sumur telah dianalisis dan diketahui. Secara umum, arah perlapisan pada zona mengarah ke Barat -Timur Laut dan memiliki *dip* 5°-52°. Pada setiap zona memiliki daerah laminasi yang terdeteksi arah dan *dip*-nya. Berikut hasil arah dan *dip* pada daerah laminasi setiap sumur.

Sumur BGD memiliki zona laminasi pasir-serpih pada kedalaman 2294 – 2296 ft. Pada kedalaman ini terdeteksi 4 *tadpole* yang memiliki arah Timur Laut-Tenggara dan 10 - 20.94°. *Dip* pada perlapisan di sumur ini dari 20.94° namun semakin dalam, *dip* lapisan semakin kecil menjadi 10°. Hal ini

menunjukkan bahwa pada laminasi pasir-serpih di sumur BGD semakin dalam semakin datar dengan arah konsisten ke arah Timur.

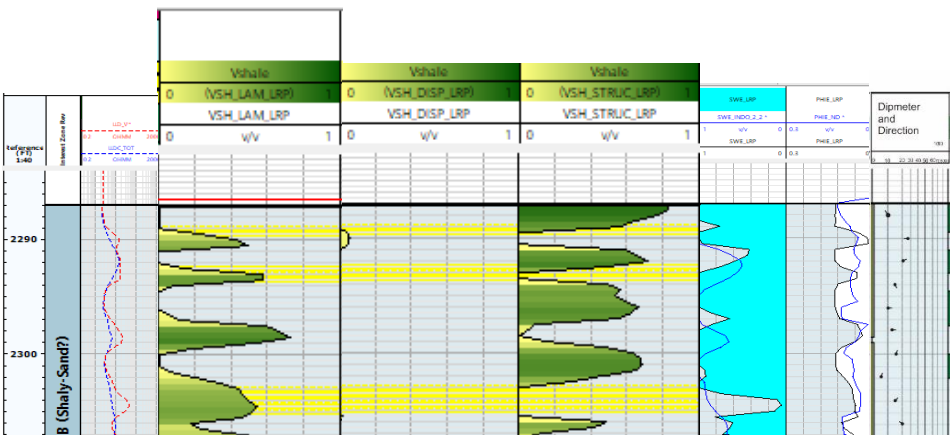
Sumur LGD memiliki zona laminasi 4249 – 4256 ft. Pada kedalaman ini memiliki arah Barat Laut – Timur Laut dan *dip* 12.99° - 52°. Kedalaman 4249 – 4252 ft mempunyai arah Timur Laut dan *dip* 12.99° - 25°, sedangkan pada kedalaman 4254 – 4256 ft memiliki arah Barat Laut dan *dip* 45°-55°. Perubahan arah dan kemiringan yang drastis dapat disebabkan karena adanya struktur geologi.

Sumur NBD memiliki zona laminasi pada kedalaman 4498 – 4516 ft. Pada kedalaman ini mempunyai arah Barat – Timur dengan *dip* 19° - 52°. Pada gambar 4.25 terlihat bahwa pada kedalaman 4502 ft per lapisan semakin dalam, semakin mendatar dengan arah dominan Timur. Perbedaan tren *dip* pada kedalaman 4498 – 4500 ft dapat disebabkan karena perbedaan lapisan atau struktur geologi.

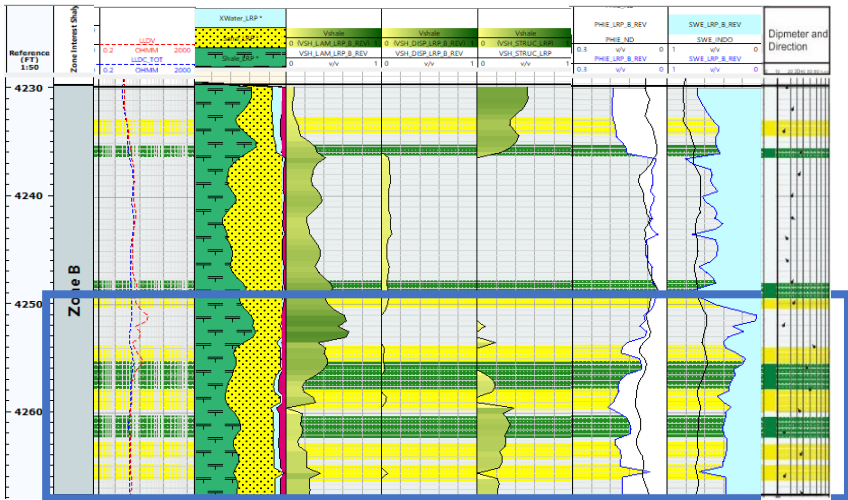
Oleh karena itu, zona *reservoir* berjenis *thin bed* pada lapangan migas ini memiliki arah dominan Barat Laut – Timur dengan *dip* semakin dalam maka semakin miring, dengan adanya indikasi struktur geologi.

4.6 Analisis Arah dan Dip Lapisan dengan Paramter Petrofisikanya

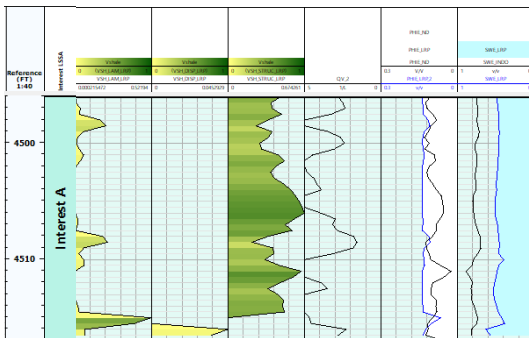
Berikut merupakan hasil arah lapisan dan *dip* dari masing-masing sumur dengan parameter petrofisika-nya.



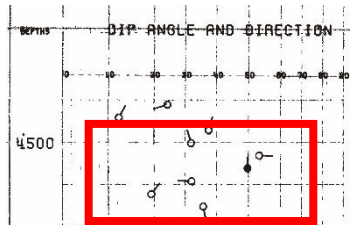
(a)



(b)



(c)



Gambar 4.28 Hasil parameter petrofisika dan dipmeter (a) sumur BGD (b) sumur LGD (c) sumur NBD

Sumur NBD di kedalaman 4498 ft – 4515 ft menunjukkan arah lapisan yang cenderung tidak beraturan dan tren *dip* yang mendatar semakin dalam, dengan *dip* paling datar 19° dan yang paling miring sebesar 52° . Range nilai *dip* tersebut sangat jauh. Berdasarkan distribusi volume serpih Thomas-Steiber, zona ini juga terdapat volume *structural shale* yang tersebar di kedalaman yang sama. Jika melihat sumur LGD, pada kedalaman 4252 – 4268 ft juga terlihat arah lapisan yang cenderung tidak terlalu beraturan walaupun masih terlihat arah dominannya. *Dip* pada kedalaman ini mendatar dengan yang paling datar sebesar 15° dan yang paling miring sebesar 54° . Berdasarkan dengan distribusi serpih

Thomas-Steiber, pada kedalaman ini juga terdapat persebaran *structural shale* namun volumenya lebih kecil daripada sumur NBD.

Dari karakteristik yang ditemukan, diduga bahwa interpretasi arah dan *dip* dapat dipengaruhi oleh distribusi *structural shale*. Hal ini dapat disebabkan karena jenis *structural shale* adalah serpih yang mengisi fragmen. Serpih tersebut berada di antara komponen lain (matriks, pori, semen, dan lainnya) dan tidak menghasilkan perbedaan lapisan yang jelas. Hal tersebut dapat ‘mengaburkan’ pembacaan perlapisan yang jelas sehingga interpretasi arah lapisan pada suatu titik kedalaman bisa berbeda jauh dari titik sebelumnya.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa;

1. Pada ketiga sumur terdeteksi *thin bed reservoir*. Sumur LGD terdeteksi pada kedalaman 4250 ft, sumur BGD terdeteksi pada kedalaman 2290 ft dan sumur NBD terdeteksi pada kedalaman 4498 – 4516 ft.
2. Dari komparasi dengan nilai parameter petrofisika tanpa menggunakan metode LSSA, diketahui bahwa metode LSSA dapat meningkatkan nilai porositas dan menurunkan nilai saturasi air di daerah laminasi pasir-serpih.
3. Diketahui bahwa besar perbedaan nilai resistivitas vertikal (R_v)- horisontal (R_h) dimana nilai R_v lebih besar dari R_h belum menentukan besar volume laminasi serpih.
4. Lapangan migas” B” mempunyai zona *reservoir thin bed* yang arah dominan Timur-Timur Laut dengan zona yang semakin dalam mempunyai *dip* yang semakin miring, namun karakteristik khas *dip* pada setiap zona yakni mendatar ke dalam.
5. Ketidakteraturan arah perlapisan dan *dip*-nya dapat disebabkan karena adanya persebaran *structural shale*.

5.2 Saran

1. Dapat digunakan metode kalkulasi lain untuk menghasilkan nilai resistivitas vertikal, seperti konvolusi filter rata-rata terhadap log *deep resistivity*. Hasil log resistivitas vertikal tersebut dibandingkan dengan log resistivitas vertikal hasil dari penelitian ini.
2. Analisis dipmeter dapat diperdalam dengan mengecilkan interval korelasi dan analisis struktur berdasarkan pola arah dan tren *dip*.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah Ba-Wazir, O, (2013), Comparing Hydrocarbon Volume Between LSA (Laminated Sand Analysis) and Standard Techniques in Low Resistivity Sandstones Reservoirs, King Fahd University of Petroleum & Minerals, Dhahran, Saudi Arabia.
- Asquith, G. B., dan Gibson, C. R. (Ed.), (2004), Basic well log analysis (AAPG methods in exploration series, 2nd ed), American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 244.
- Angel, F. (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, Norwegia.
- 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.
- Crain (n.d.), Crain's Petrophysical Handbook - Water Saturation. Diambil 13 Desember 2018, dari <https://www.spec2000.net/14-swdw.htm>.
- Crain (n.d.), Crain's Petrophysical Handbook - Dipmeter Patterns In Structural Analysis. Diambil 9 September 2019, dari <https://www.spec2000.net/20-struct5.htm>.
- Chattopadhyay, T. dan Ghosh, D.K. (n.d.), Structural Interpretation of Dipmeter Log – A Case Study from Baramura Field of Tripura, hal. 5.
- Minh, C.C, Clavaud, J.B., Sundararaman, P., Froment, S., Caroli, E., Billon, O., Davis, G., and Fairbairn, R., (2007), Graphical Analysis of Laminated Sand-Shale Formation in the Presence of Anisotropic Shales, SPWLA 48th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, United States, 3-6 Juni 2007.
- Okitsu, F. (1976), QUICK INTERPRETATION OF THE HIGH RESOLUTION DIPMETER (HDT), Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, Diambil dari <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-1976-I>.
- Onovughe, E. dan Sofolabo, A. (2016), Saturation Modelling: Using The Waxman- Smits Model/Equation In Saturation Determination In Dispersed Shaly Sands, Vol.3, No.6, hal. 8.
- Raymond, M., dan Leffler, W. L., (2006), Oil and Gas Production in Nontechnical Language, PennWell Books, 288.
- Tyagi, A. K., Bastia, R., dan Das, D. M. (2008), Identification and Evaluation of the Thin Bedded Reservoir Potential in the East Coast Deep Water Basins of India, Dipresentasikan pada 7th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, India.
- Whittaker, A. H., (1987), Mud Logging, 31 dalam Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BIOGRAFI PENULIS



Gregorio Adri Prawira lahir di Jakarta, 9 Januari 1997. Penulis telah lulus masa Sekolah Menengah Atas di SMA Gonzaga, Jakarta pada tahun 2015. Penulis meneruskan masa sekolahnya di Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Selama masa penelitiannya di ITS, penulis mengikuti organisasi mahasiswa seperti HMTG, HMGI, dan UKAFO serta berbagai pengalaman kerja dalam bentuk Kerja Praktek di Medco Cahaya Geothermal untuk mengolah data logging sumur dalam kasus lapangan geothermal dan Magang di

Medco Hidro Indonesia untuk menganalisis potensi longsor di daerah pembangkit listriknya. Dari organisasi yang telah diikuti, penulis mempelajari berbagai softskill seperti disiplin dan kerjasama dalam organisasi.