

ANALISIS RESERVOAR LAPISAN TIPIS MENGUNAKAN METODA KONVOLUSI DAN SPEKTRAL DEKOMPOSISI

TESIS

Diajukan sebagai syarat untuk menyelesaikan studi
dan mendapatkan gelar Magister Sains

Oleh:

**Yuly Supriyadi
6305210321**



**UNIVERSITAS INDONESIA
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Program Pascasarjana Fisika Kekhususan Geofisika Reservoir
Jakarta, Indonesia**

2008

LEMBAR PENGESAHAN

Nama : **Yuly Supriyadi**
NPM : **6305210321**
Program Studi : **Magister Fisika**
Kekhususan : **Geofisika Reservoir**
Judul Tesis : **Analisis Reservoir Lapisan Tipis Menggunakan
Metoda Konvolusi dan Spektral Dekomposisi**
Tanggal Lulus : **13 Juni 2008**

Telah berhasil dipertahankan di hadapan dewan penguji dan diterima sebagai persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Fisika pada Program Magister Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Dewan Penguji:

Dr. Abdul Haris

Pembimbing

Dr. Suprajitno Munadi

Dr. Adriansyah

Dr. Ricky Adi Wibowo

Penguji

Penguji

Penguji

Program Studi Magister Fisika, FMIPA UI
Ketua,

Dr. Dedi Suyanto

NIP.130 935 271

KATA PENGANTAR

Puji syukur ke hadirat Allah SWT yang atas rahmat dan waktu yang diberikan-Nya hingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini. Tesis dikerjakan sebagai tugas akhir guna memenuhi syarat memperoleh gelar Magister di bidang Sains pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Program Pascasarjana Kekhususan Geofisika Reservoir Universitas Indonesia.

Dalam penyusunan tesis ini, penulis banyak mendapatkan bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena itu penulis ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Dr. Dedi Suyanto, selaku Ketua Program Pascasarjana Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.
2. Dr. Abdul Haris, selaku pembimbing yang telah membantu, mengoreksi dan memberikan arahan pada saat tesis dikerjakan.
3. Dr. Suprajitno Munadi, selaku Ketua Peminatan Geofisika Reservoir Program Pasca Sarjana UI dimana penulis banyak mendapatkan inspirasi dari teori-teori yang pernah diajarkan dan juga dari buku-buku beliau yang penulis pakai sebagai referensi.
4. Dr. Muhammad Yunus Daud, selaku dosen mata kuliah seminar dimana penulis pernah mendapatkan banyak masukan mengenai tata cara ataupun kaidah-kaidah dalam penulisan tesis.
5. Para penguji tesis, staff pengajar dan karyawan Program Studi Kekhususan Geofisika Reservoir UI yang tidak sempat penulis sebutkan namanya satu persatu.
6. Rekan-rekan mahasiswa dan alumni yang telah banyak memberikan masukan pada saat tesis dikerjakan.
7. Istri dan anak-anak yang selalu ada untuk memberikan dorongan moril pada saat kelelahan datang.
8. Orang tua tercinta yang tidak pernah luput memberikan restunya.
9. Serta pihak-pihak lain yang mendukung dan membantu hingga tesis selesai.

Penulis menyadari bahwa tesis ini masih jauh dari sempurna baik dari sisi kaidah-kaidah penulisan yang benar maupun dari sisi isi materi dikarenakan keterbatasan waktu, informasi dan teknologi. Oleh karena itu masukan ataupun saran yang membangun sangat diharapkan untuk perbaikan tulisan ke depannya.

Harapan saya, semoga tulisan ini dapat bermanfaat terutamanya bagi perkembangan ilmu geosifika reservoir di Indonesia dan bisa menjadi landasan bagi mereka yang ingin melakukan studi yang sama ataupun mengembangkan gagasan yang sudah ada.

Jakarta, 20 Mei 2008

Yuly Supriyadi



SARI

Analisis petrofisika konvensional seringkali kurang akurat dalam menentukan ataupun menghitung jumlah cadangan hidrokarbon pada lapisan-lapisan tipis (thin beds) dari suatu lapangan minyak atau gas bumi. Hal ini disebabkan karena log standar yang dipakai dalam melakukan suatu evaluasi formasi mempunyai resolusi yang secara vertikal sangat rendah. Untuk mengatasi ini, maka dicoba suatu metoda dimana log standar tersebut akan dikombinasi dengan data dari resistivity image yang mempunyai resolusi tinggi sehingga parameter reservoir yang dipakai untuk menghitung cadangan dapat dihitung dengan lebih baik.

Teknik pemodelan reservoir lapisan tipis dalam penelitian ini menggunakan metoda konvolusi satu dimensi untuk menyelaraskan model lapisan tipis dengan kurva standar hasil pengukuran di lapangan. Kurva log dengan resolusi standar dan hasil resistivity image dipakai untuk membuat model lapisan tipis dengan tingkat resolusi yang lebih tinggi. Model atau kurva yang dihasilkan lalu dipakai dalam evaluasi petrofisika tingkat lanjut untuk menghitung ketebalan zona hidrokarbon (netpay), porositas, saturasi dan permeabilitas untuk setiap sumur pemboran.

Dengan mengaplikasikan metoda spektral dekomposisi pada data seismic, akan diprediksi ketebalan lapisan tipis pada zona kajian. Kemudian dikombinasikan dengan hasil interpretasi petrofisika akan dipetakan distribusi dari lapisan tipis pada zona tersebut. Dari data-data ini diharapkan perhitungan cadangan (reserve) bisa menjadi lebih akurat sehingga bisa menambah jumlah cadangan nasional dari yang sekarang ini ada.

ABSTRACT

The conventional petrophysical analysis often underestimates in determining the hydrocarbon in place for thinly bedded reservoirs of an oil and gas field. It is because the standard logs measurement which is used to perform a formation evaluation has a very low vertical resolution. For this reason, an effort is taken by introducing the new method where the standard log curves will be combined with the high resolution resistivity image to improve the reservoir parameters.

The thin bed reservoir modeling technique in this study uses the 1D convolution method to match the thinly layers from resistivity image to the standard log responses. The low resolution log curve and the resistivity image are convolved to generate a high resolution thin bed model. The result then is used in an advance petrophysical evaluation to calculate netpay, porosity, water saturation and permeability within the wellbore.

By applying the spectral decomposition method on a seismic 3D cube, the thickness of the interest zone can be estimated. Combined with the petrophysical interpretation data, the thin bed layer is mapped. From all these processes, the hidrocarbon reserve can be calculated more accurate to gain the existing national reserve.

DAFTAR ISI

| | Halaman |
|--------------------------------------------------------|---------|
| KATA PENGANTAR | i |
| ABSTRACT | iii |
| SARI | iv |
| DAFTAR ISI | v |
| DAFTAR GAMBAR | viii |
| DAFTAR TABEL | x |
| DAFTAR DIAGRAM | xi |
| | |
| I. PENDAHULUAN | 1 |
| 1.1. Latar Belakang | 1 |
| 1.2. Permasalahan | 1 |
| 1.3. Tujuan Penelitian | 2 |
| 1.4. Metoda Penelitian | 3 |
| 1.5. Sistematika Pembahasan | 3 |
| | |
| II. TEORI DASAR | 4 |
| 2.1. Reservoir Lapisan Tipis | 4 |
| 2.2. Konvolusi Satu Dimensi | 5 |
| 2.3. Metoda SHARP | 6 |
| 2.4. Teori Spektral Dekomposisi | 9 |
| 2.4.1. Deret Fourier | 10 |
| 2.4.2. Discrete Fourier Transform (DFT) | 12 |
| 2.4.3. Aliasing | 13 |
| 2.4.4. Fast Fourier Transform (FFT) | 14 |
| 2.4.5. Transformasi Fourier Pada Window Yang Berbeda . | 14 |
| 2.4.6. Model Lapisan Yang Membaji | 15 |

| | | |
|--------|--------------------------------------------------------|----|
| III. | PENGOLAHAN DATA PETROFISIKA | 18 |
| 3.1. | Data Yang Digunakan | 18 |
| 3.2. | Perangkat Keras dan Perangkat Lunak Yang Digunakan ... | 19 |
| 3.3. | Input Data yang Dibutuhkan | 19 |
| 3.3.1. | Data Kedalaman Formasi | 19 |
| 3.3.2. | Data log | 20 |
| 3.3.3. | Data Core | 21 |
| 3.3.4. | Data Penunjang Lainnya | 22 |
| 3.4. | Persiapan Input Data | 22 |
| 3.4.1. | Persiapan SRES Data | 22 |
| 3.4.2. | Penyelarasan Kedalaman | 23 |
| 3.4.3. | Validasi Kandungan Hidrokarbon | 24 |
| 3.4.4. | Proses Merlin | 27 |
| 3.5. | Interpretasi Petrofisika | 28 |
| 3.5.1. | Tinjauan Konsep ELAN | 28 |
| 3.5.2. | Pemilihan Mineral dan Fluida | 29 |
| 3.5.3. | Kalibrasi Konduktivitas | 31 |
| 3.5.4. | Estimasi Harga Rw | 31 |
| 3.6. | Pemodelan Lapisan Tipis | 33 |
| 3.6.1. | Parameter dari Log Standar | 34 |
| 3.6.2. | Pembuatan Log Gradasi | 35 |
| 3.6.3. | Pendefinisian Lithofacies | 36 |
| 3.6.4. | Pembuatan Model Awal | 38 |
| 3.6.5. | Optimisasi dan Finalisasi | 39 |
| 3.6.6. | Pemodelan Invasi | 40 |
| 3.6.7. | Hasil Akhir Evaluasi Petrofisika | 42 |

| | | |
|--------|------------------------------------------------------------|----|
| IV. | APLIKASI SPEKTRAL DEKOMPOSISI | 45 |
| 4.1. | Estimasi Ketebalan Formasi Dengan Spektral Dekomposisi | 45 |
| 4.1.1. | Interpretasi Seismik | 47 |
| 4.1.2. | Eksekusi Spektral Dekomposisi | 48 |
| 4.1.3. | Ekstraksi Frekuensi Tuning | 50 |
| 4.1.4. | Analisis Ketebalan Formasi Terhadap Frekuensi Tuning | 50 |
| 4.1.5. | Pemetaan Ketebalan Formasi | 51 |
| 4.2. | Ekstraksi Data Ketebalan Ke Data Sumur | 52 |
| V. | ANALISIS DAN PEMBAHASAN | 54 |
| 5.1. | Analisis Ketebalan Dan Arah Reservoir | 54 |
| 5.2. | Pembuatan Peta Ketebalan Zona Hidrokarbon | 57 |
| 5.3. | Overlay Peta Ketebalan Dengan Peta Struktur | 59 |
| 5.4. | Perhitungan Cadangan Hidrokarbon | 60 |
| 5.4.1. | Perhitungan Cadangan di Tiap Sumur | 61 |
| 5.4.2. | Perhitungan Cadangan Suatu Lapangan | 62 |
| 5.5. | Analisis Kandungan Hidrokarbon | 62 |
| VI. | KESIMPULAN | 64 |
| | REFERENSI | 65 |
| | LAMPIRAN | 67 |

DAFTAR GAMBAR

| | | Halaman |
|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| Gambar 2.1. | Fungsi kontinu $x(t)$ dengan perioda T | 10 |
| Gambar 2.2. | Fungsi diskrit $x(t)$ dengan perioda T | 12 |
| Gambar 2.3 | Spektrum hasil DFT yang memiliki simetri di $N/2$ | 13 |
| Gambar 2.4. | Tranformasi untuk lebar window yang panjang dan model konvolusinya | 14 |
| Gambar 2.5. | Transformasi untuk lebar window yang pendek dan model konvolusinya | 15 |
| Gambar 2.6. | Model Lapisan Membaji dan hasil FFT dengan irisan vertikalnya | 16 |
| Gambar 2.7. | Model Lapisan Membaji dan dan hasil FFT dengan irisan horizontalnya | 16 |
| Gambar 2.8. | Model Lapisan Membaji yang telah difilter dengan frekuensi dan amplitudo pertamanya | 17 |
| Gambar 3.1. | Lokasi Daerah Kajian | 18 |
| Gambar 3.2. | Penampang log sumur W# yang memperlihatkan korelasi SRES dengan kandungan fluida bebas | 25 |
| Gambar 3.3. | Penampang log sumur W#2 yang memperlihatkan korelasi SRES dengan kandungan fluida bebas | 26 |
| Gambar 3.4. | Profil sumur W#2ST yang memperlihatkan kurva induksi hasil proses MERLIN | 27 |
| Gambar 3.5. | Log header beserta model mineral dan fluida dari proses ELAN | 30 |
| Gambar 3.6. | BFV dari proses ELAN danCMR untuk sumur W#1 ... | 32 |
| Gambar 3.7. | BFV dari proses ELAN danCMR untuk sumur W#2 ... | 33 |
| Gambar 3.8. | Squared log dari SRES untuk sumur W#2 | 35 |
| Gambar 3.9. | Model lithofacies untuk sumur W#2 | 37 |

| | | |
|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gambar 3.10. | Model parameter awal untuk sumur W#2 | 38 |
| Gambar 3.11. | Model setelah dilakukan optimisasi dan finalisasi | 40 |
| Gambar 3.12. | Hasil kalkulasi volume fluida tanpa memasukkan unsur invasi | 41 |
| Gambar 3.13. | Hasil kalkulasi volume fluida dengan mema-sukkan unsur invasi yang berasal dari TCMR | 42 |
| Gambar 3.14. | Hasil Akhir Evaluasi Petrofisika Lapisan tipis | 43 |
| Gambar 4.1. | Interpretasi horizon pada penampang seismik 3D | 47 |
| Gambar 4.2. | Setting window waktu spektral dekomposisi | 49 |
| Gambar 4.3. | Hasil proses spektral dekomposisi | 49 |
| Gambar 4.4. | Interpretasi pada kubus spektral dekomposisi | 50 |
| Gambar 4.5. | Plot korelasi antara ketebalan reservoir batu pasir versus atribut frekuensi tuning di 7 titik sumur | 51 |
| Gambar 4.6. | Peta ketebalan formasi dari LPM | 52 |
| Gambar 5.1. | Kontur Waktu Zona Kajian | 55 |
| Gambar 5.2. | Peta Ketebalan Fungsi Waktu | 56 |
| Gambar 5.3 | Peta Ekstraksi Amplitudo | 57 |
| Gambar 5.4. | Peta Ketebalan Zona Hidrokarbon | 58 |
| Gambar 5.5. | Overlay Peta Ketebalan Zona Hidrokarbon dengan Peta Struktur Kedalaman | 59 |

DAFTAR TABEL

| | Halaman |
|------------------------------------------------------------|---------|
| Tabel 3.1. Data top formasi zona kajian | 20 |
| Tabel 3.2. Data log yang digunakan | 21 |
| Tabel 3.3. Kombinasi data untuk tiap lapisan | 21 |
| Tabel 3.4. Persentase Volume Kering Mineral..... | 22 |
| Tabel 3.5. Data Densitas Fluida | 22 |
| Tabel 3.6. Komponen Mineral sumur W#4ST | 29 |
| Tabel 3.7. Salinitas Sumur W#7 | 31 |
| Tabel 3.8. SRES cutoff untuk penentuan lithofacies | 36 |
| Tabel 3.9. Harga cutoff untuk RT, RHOB, NPHI dan GR | 38 |
| Tabel 3.10. Hasil Akhir Evaluasi Petrofisika | 44 |
| Tabel 5.1. Hasil Perhitungan HCPV Untuk Setiap Sumur | 61 |

DAFTAR DIAGRAM

| | Halaman |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| Diagram 2.1. Diagram Alir Analisis Model Lapisan tipis | 8 |
| Diagram 4.1. Diagram Alir Proses Esitimasi Ketebalan Formasi Dengan Spektral Dekomposisi | 46 |



BAB I

PENDAHULUAN

1. 1. Latar Belakang

Beberapa tahun belakangan, pembicaraan mengenai reservoir lapisan tipis (*thin bed*) dan hasil evaluasinya sudah banyak dipublikasikan. Kebanyakan dari publikasi itu menggambarkan beragam cara dan teori bagaimana melakukan evaluasi formasi pada reservoir lapisan tipis sehingga kalkulasi cadangan hidrokarbon (*hydrocarbon reserve*) menjadi lebih akurat. Disamping itu terdapat juga publikasi lainnya yang mengetengahkan pendapat para ahli mengenai potensi dari reservoir lapisan tipis itu sendiri. Beberapa pendapat mengatakan bahwa cadangan dan potensi hidrokarbon pada reservoir lapisan tipis sangat rendah dan tidak ekonomis untuk diproduksi.

Mengapa penulis tertarik untuk membahas dan melakukan studi petrofisika terhadap reservoir lapisan tipis? Alasan utama adalah karena sebetulnya potensi reservoir lapisan tipis ini ke depannya cukup menjanjikan. Hanya karena keterbatasan teknologi dan adanya pemikiran bahwa reservoir jenis ini kurang ekonomis untuk diproduksi makanya analisa terhadap reservoir lapisan tipis kurang banyak dilakukan. Alasan lainnya adalah karena hampir semua lapangan yang ada di Indonesia mempunyai karakteristik lapisan tipis. Bayangkan jika dari analisa ini kita mendapatkan tambahan perhitungan cadangan beberapa persen saja, maka itu sudah menjadi asset yang sangat berharga bagi Negara.

1. 2. Permasalahan

Harus diakui bahwa analisis petrofisika standar seringkali kurang akurat dalam menentukan ataupun menghitung jumlah cadangan hidrokarbon pada lapisan-lapisan tipis (*thin beds*) dari suatu lapangan minyak atau gas bumi. Hal ini disebabkan karena log standar yang dipakai dalam melakukan suatu evaluasi formasi mempunyai resolusi

yang lebih rendah secara vertikal sehingga tidak memungkinkan metoda evaluasi formasi konvensional diterapkan.

Tantangan utama dari suatu reservoir lapisan tipis terutama untuk formasi batu pasir adalah kenyataan bahwa reservoir jenis ini mempunyai ketebalan yang sangat tipis berkisar antara beberapa centimeter sampai dengan beberapa puluh centimeter saja. Dan umumnya ia berlapis-lapis yang diselang selingi oleh lapisan lempung. Dengan karakteristik seperti itu, alat perekam sumur (*logging tool*) biasa tidak akan mampu memberikan sinyal perekaman yang sangat detail untuk tiap per lapisan batu pasir. Ia hanya akan memberikan hasil perekaman dalam bentuk lapisan tunggal dari beberapa lapisan yang ada di dalamnya. Akibatnya adalah pembacaan kurva log pada zona yang sebenarnya potensial menjadi tidak begitu bagus. Berikut pengaruhnya secara umum pada perhitungan parameter reservoir dari hasil evaluasi log:

1. Porositas dan resistivitas rendah sehingga mengakibatkan perhitungan saturasi menjadi rendah.
2. Kalkulasi ketebalan zona hidrokarbon menjadi lebih kecil karena adanya pengaruh lapisan lempung (*shoulder effect*).
3. Permeabilitas rendah.
4. Hasil perhitungan cadangan (*reserve*) menjadi lebih pesimis.

1.3. Tujuan Penelitian

Sebagaimana disebutkan di atas, permasalahan utama dari evaluasi reservoir lapisan tipis adalah karena resolusi log standar yang diperoleh pada saat pengukuran sangat rendah. Akibatnya hasil akhir perhitungan cadangan hidrokarbon menjadi lebih pesimis. Untuk mengatasi ini, maka dicoba suatu metoda dimana log standar tersebut akan dikonvolusi dengan data dari *resistivity image* yang mempunyai resolusi tinggi sehingga parameter reservoir yang dipakai untuk menghitung cadangan dapat dihitung dengan lebih akurat.

1. 4. Metoda Penelitian

Teknik pemodelan reservoir lapisan tipis dalam penelitian ini menggunakan metoda konvolusi satu dimensi. Metoda ini dipakai untuk menyelaraskan model lapisan tipis dengan kurva standar hasil pengukuran di lapangan. Kurva log dengan resolusi standar dan hasil *resistivity image* dipakai untuk membuat model lapisan tipis dengan tingkat resolusi yang lebih tinggi. Model atau kurva yang dihasilkan lalu dipakai dalam evaluasi petrofisika tingkat lanjut untuk menghitung ketebalan zona hidrokarbon, porositas, saturasi dan permeabilitas untuk setiap sumur pemboran. Dengan bantuan aplikasi spektral dekomposisi terhadap data seismik, akan diprediksi ketebalan lapisan tipis pada zona kajian. Kemudian dikombinasikan dengan hasil interpretasi petrofisika akan dipetakan distribusi dari lapisan tipis pada zona tersebut. Dari data-data ini, perhitungan kembali data cadangan akan dilakukan.

1. 5. Sistematika Pembahasan

Tesis ini dibagi menjadi enam bab. Bab pertama adalah pendahuluan yang berisikan latar belakang dilakukannya penelitian, pokok permasalahan, tujuan penelitian dan metodologi yang digunakan. Pada Bab kedua dikupas teori analisis reservoir lapisan tipis menggunakan metoda konvolusi satu dimensi yang merupakan tahapan tingkat lanjut dari evaluasi petrofisika. Dalam bab yang sama, teori deret Fourier diberikan sebagai landasan dari aplikasi spektral dekomposisi dan juga konsep kerjanya. Bab ketiga berisi pengolahan data dan interpretasi petrofisika. Bab keempat berisi pemakaian aplikasi spektral dekomposisi pada data seismik 3D untuk menghitung ketebalan lapisan reservoir. Sementara bab kelima berupa analisis dan pembahasan. Tesis ini ditutup dengan bab keenam yang berisi kesimpulan yang didapat selama melakukan penelitian.

BAB II

TEORI DASAR

2. 1. Reservoir Lapisan tipis

Reservoir lapisan tipis atau dikenal juga dengan istilah formasi lapisan tipis merupakan lapisan batuan reservoir yang mempunyai ketebalan di bawah resolusi vertikal dari pengukuran log standar yang dibutuhkan untuk suatu evaluasi formasi. Suatu lapisan dikatakan tipis atau "thin" jika ia mempunyai ketebalan kurang dari 60 cm (McKee and Weir 1953), atau teori lain menyebutkan kurang dari 10 cm (Ingram, 1954; Campbell, 1967).

Berdasarkan sifat reflektivitasnya, lapisan tipis didefinisikan sebagai suatu lapisan yang ketebalannya kurang dari seperdelapan λ (Widess, 1973). Harga λ (λ) dihitung berdasarkan laju rambat gelombang terhadap ketebalan lapisan. Definisi lain mengatakan lapisan tipis adalah lapisan yang ketebalan waktu perambatan dua arahnya (*two way travel time*) lebih kecil dari ketebalan tuning suatu wavelet (Marangakis dan teman, 1985). Studi oleh Kalwett dan Wood (1982) serta De Vogt dan Den Rooijen (1983) mengenai resolusi lapisan tipis menyimpulkan bahwa untuk menentukan ketebalan lapisan-lapisan tipis pada suatu penampang seismik diperlukan konsep *resolving power* atau kemampuan untuk memisahkan dua atau lebih elemen berdasarkan sifatnya.

Para ahli secara umum membagi formasi lapisan tipis menjadi empat jenis (Clavaud dan Vigne, 2003), yaitu:

1. Lapisan tipis batu pasir kasar yang diselang-selingi oleh batu pasir sangat halus.
2. Lapisan tipis batu pasir sangat halus yang diselang-selingi oleh batu pasir kasar.
3. Lapisan tipis batu pasir yang diselang-selingi oleh lempung (*shale*).
4. Formasi Turbidit atau formasi berbentuk kipas yang terbentuk oleh arus turbidit pada daerah laut dalam.

Tiap jenis formasi lapisan tipis merepresentasikan unit geologi yang berbeda. Ia dikarakterisasi oleh bentuk atau geometri batuan, sifat fisik batuan dan pengaruh lingkungan pengendapan.

2. 2. Konvolusi Satu Dimensi

Metodologi yang dipakai dalam penelitian ini disebut dengan istilah konvolusi satu dimensi. Istilah satu dimensi dipakai berdasarkan asumsi bahwa formasi di sekitar sumur pemboran berbentuk silinder dan simetris, dimana pengaruh invasi dianggap sama untuk semua arah. Sementara istilah konvolusi itu sendiri berarti menggabungkan atau mengkombinasikan (Alderman, 2005). Jadi metodologi ini secara sistematik dipakai untuk membuat model formasi lapisan tipis dengan jalan menggabungkan atau mengkombinasikan log standar beresolusi rendah dengan log hasil perekaman sumur beresolusi tinggi.

Berbeda dengan istilah konvolusi yang umumnya dikenal oleh para ahli geofisika, istilah konvolusi dalam analisa petrofisika ini lebih ditekankan pada cara kerja yang dipakai dalam suatu evaluasi formasi. Log beresolusi tinggi dipakai untuk membuat model lithofacies pada formasi tipis yang berlapis-lapis. Lalu dengan input log standar beresolusi rendah hasil dari evaluasi petrofisika awal, dapat dihitung parameter-parameter reservoir pada setiap lapisan dengan tingkat resolusi lebih baik.

Asumsi dasar pada saat penerapan metodologi konvolusi dalam penelitian ini adalah bahwa harga resistivitas yang digunakan untuk menentukan ketebalan lapisan zona lapisan tipis merupakan fungsi dari kandungan lempung (*clay content*) dan kandungan air statis (*bound water content*). Dengan kata lain, semakin tinggi total kandungan fluida statisnya akan semakin konduktif lapisan tersebut sehingga pada formasi batu pasir berlaminasi yang berada di atas zona air konduktivitasnya akan rendah (Claverie dan teman, 2006). Dengan memakai asumsi yang sama dimana SRES (*Scaled Shallow Resistivity*) dikontrol oleh kandungan air statis, maka tiap lapisan pada zona lapisan

tipis dapat dipisahkan antara satu dengan lainnya menjadi unit-unit yang lebih kecil dengan tingkat resolusi yang lebih tinggi.

Ada dua tahapan yang dilakukan dalam upaya menerapkan metodologi konvolusi satu dimensi agar tujuan yang diharapkan dapat tercapai. Kedua tahapan tersebut menggunakan input data yang sedikit berbeda namun saling berkaitan dan menunjang satu sama lainnya. Tahapan yang pertama adalah dengan memperbaiki pay interval pada zona yang mengandung unsur perlapisan cukup tinggi. Ini dilakukan dengan jalan melakukan konvolusi kurva resistivitas standar dan kurva Gamma Ray dengan kurva konduktivitas dari proses *resistivity image*. Tahapan kedua adalah dengan memperbaiki perhitungan cadangan di tempat (*Oil In Place*). Tahapan ini menggunakan *high vertical resolution* dari proses *resistivity image* untuk mendekonvolusi kurva resistivitas standar dan kurva porositas hasil pengukuran.

2. 3. Metoda SHARP

SHARP (*Synergetic High-Resolution Analysis of Reservoir Properties*) adalah salah satu aplikasi yang digunakan untuk melakukan analisis reservoir lapisan tipis dimana di dalamnya diimplementasikan konsep konvolusi satu dimensi (Alderman, 2001).

Cara kerja dari SHARP adalah dengan jalan mengkonversi log beresolusi tinggi, umumnya *shallow resistivity*, menjadi log bergradasi (*square log*) yang mewakili tiap-tiap unit lapisan formasi. Log bergradasi didapat dari hasil normalisasi dengan memberikan harga maksimum dan minimum. Log hasil konversi ini lalu digunakan untuk membuat model lithofacies seperti batu lempung (*shale*), batu lanau (*silt*), *batu pasir* (*sand*) ataupun jenis batuan lainnya. Untuk konstrain, ditentukan *cutoff* data agar dapat diketahui batas dari tiap lapisan. Proses konversi dilakukan setelah melalui proses penyesuaian kedalaman (*depth matching*) antara log resolusi tinggi dengan log standar.

Log gradasi dari data resistivity image untuk selanjutnya dipakai sebagai referensi untuk mempertajam resolusi log standar yang akan digunakan sebagai input model awal lapisan tipis. Sebagaimana resistivitas, diperlukan juga cutoff dari log input sebagai konstrain agar model yang diperoleh sejalan dengan model yang telah didefinisikan sebelumnya.

Selanjutnya, model yang dihasilkan disandingkan dengan log standar dan dilakukan pencocokkan batas-batas unit lapisan tipis secara lateral. Model lalu dioptimisasi dengan maksud untuk menghitung perbedaan antara log yang telah digradasi dengan log original. Jika terdapat perbedaan yang cukup nyata, penyesuaian (*adjustment*) perlu dilakukan dengan memberikan harga cutoff maksimum dan minimum untuk setiap facies.

Terakhir, model tin bed yang dihasilkan akan divalidasi terhadap hasil evaluasi petrofisika konvensional.

Sebagaimana aplikasi komersial lain, SHARP yang dipakai dalam penelitian ini juga mempunyai beberapa keterbatasan yang perlu menjadi pertimbangan. Beberapa keterbatasan yang ada diantaranya:

- Jumlah facies yang bisa dibuat tidak lebih dari 4
- Konvolusi terbatas pada beberapa mnemonic log yang umum diketahui
- Hanya bisa memproses data dengan interval tunggal maksimum 1000 feet (sekitar 300 meter)
- Batas lapisan dikontrol oleh SRES dan tidak bisa dimodifikasi secara manual.

Diagram berikut menggambarkan detail alur kerja pada aplikasi SHARP.

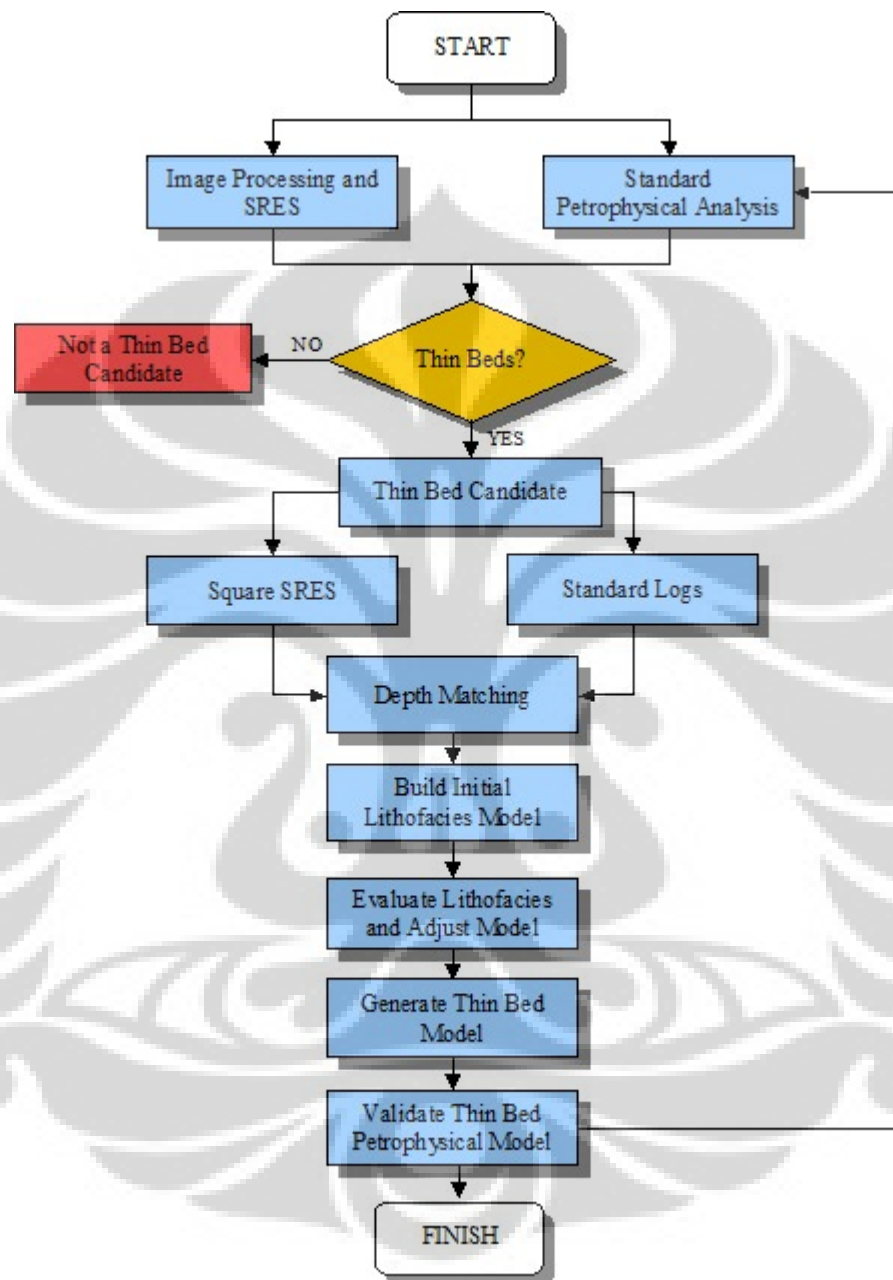


Diagram 2.1. Diagram Alir Analisis Model Lapisan tipis

2. 4. Teori Spektral Dekomposisi

Dewasa ini, estimasi ketebalan reservoir dilakukan dengan jalan mengekstrapolasi data ketebalan formasi dari *top* dan *bottom* marker dari satu sumur ke sumur lainnya. Ekstrapolasi dilakukan tanpa adanya kontrol lateral, sehingga hasil estimasi untuk daerah yang jauh dari sumur kebanyakan kurang akurat dan pemetaan distribusinya menjadi tidak jelas (Jumeno, 2007).

Salah satu cara untuk mengatasi problem di atas, para ahli menggunakan bantuan seismik 3D dalam evaluasinya. Namun saat ini penggunaan data seismik 3D untuk menentukan ketebalan reservoir masih sedikit dilakukan dan masih merupakan tantangan (Widess, 1970). Salah satu penyebabnya adalah karena resolusi vertikal dari data seismik sangat rendah. Akibatnya interpretasi seismik yang dilakukan sejauh ini hanya terbatas pada interpretasi konvensional untuk menentukan *top* dan *bottom* pada reservoir yang cukup tebal saja dimana resolusi masih memungkinkan untuk memisahkan keduanya. Sedangkan untuk daerah yang strukturnya kompleks dengan facies dan ketebalan reservoir lapisan yang tipis dan tidak menerus, interpretasi konvensional tersebut menghasilkan data yang tidak bagus. Namun demikian, perkembangan teori seismik belakangan mengisyaratkan adanya kemungkinan untuk melakukan evaluasi seismik terutama pada lapisan tipis dengan hasil yang lebih baik. Hal itu dilakukan dengan jalan mentransformasi data seismik 3D dari fungsi waktu menjadi fungsi frekuensi dengan menggunakan metoda *discrete Fourier transform* (DFT). Dalam metoda ini, spektrum amplitudo dipercaya memberikan informasi variasi ketebalan lapisan sebagai fungsi waktu sedangkan fasa spektrum memberikan indikasi ketidak selarasan geologi secara lateral. Metode analisa data seismik dalam fungsi frekuensi ini dikenal dengan istilah spektral dekomposisi (*Spectral Decomposition*).

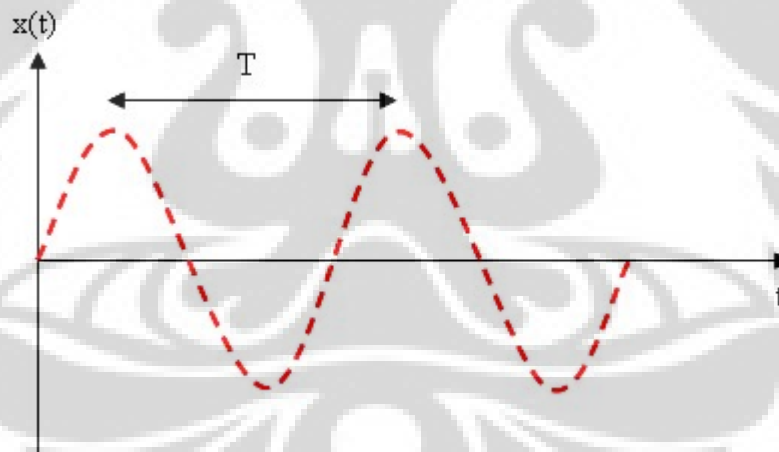
Castagna (2006) mengemukakan, ada beberapa teknik perhitungan yang dikembangkan dalam teori spektral dekomposisi. Teknik itu diantaranya adalah *Discrete Fourier Transform* (DFT), *Maximum Entropy Method* (MEM), *Continuous*

Wavelet Transform (CWT) dan *Matching Pursuit Decomposition (MPD)*. Dalam tulisan ini pembahasan hanya dibatasi pada spektral dekomposisi dengan teknik DFT saja, karena perangkat lunak yang digunakan untuk analisa dikembangkan berdasarkan pada teknik ini. Namun demikian akan dibahas juga teori dasar Fourier yang merupakan landasan dari metoda DFT.

2.4.1. Deret Fourier

Fungsi-fungsi matematis secara umum berupa fungsi kontinu atau diskrit yang nilainya berubah terhadap suatu variabel tertentu (*Jumeno, 2007*). Setiap fungsi yang kontinu/diskrit ini dapat didekati dengan suatu deret sinus/cosinus yang dinamakan deret *Fourier*.

Andai kita memiliki suatu fungsi $x(t)$, yang mana nilai x berubah terhadap waktu seperti terlihat pada gambar dibawah ini :



Gambar 2.1. Fungsi kontinu $x(t)$ dengan perioda T

Maka fungsi $x(t)$ ini dapat diekspresikan dalam deret sinus/kontinus sebagai berikut:

$$X(t) = a_0 + 2 \sum_{k=1}^{\infty} \left(a_k \cdot \cos\left(\frac{2\pi kt}{T}\right) + b_k \cdot \sin\left(\frac{2\pi kt}{T}\right) \right) \quad (2.1)$$

Dengan sifat rata-rata dari integral fungsi sinus dan kosinus, maka didapat :

$$a_k = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) \cdot \cos\left(\frac{2\pi kt}{T}\right) dt \quad (2.2)$$

$$b_k = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) \cdot \sin\left(\frac{2\pi kt}{T}\right) dt \quad (2.3)$$

Persamaan (2.1) sebenarnya dapat dituliskan dengan ringkas seperti di bawah ini (Boa., Mary, 1983).

$$x(t) = \sum_{n=1}^{\infty} C_n \exp(i2\pi kt / T) \quad (2.4)$$

$$C_n = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) \exp(i2\pi kt / T) dt \quad (2.5)$$

Untuk fungsi yang kontinu, maka transformasi Fourier dapat ditulis menjadi:

$$X(k) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \cdot \exp(-i2\pi kt) dt \quad (2.6)$$

dengan invers-nya adalah :

$$x(t) = \int_{-\infty}^{\infty} X(k) \cdot \exp(i2\pi kt) dk \quad (2.7)$$

Sedangkan untuk fungsi yang kontinu dengan perioda T, transformasi Fourier dituliskan sebagai berikut (Hatton, L. 1986):

$$X(k) = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) \cdot \exp\left(-i\left(\frac{2\pi kt}{T}\right)\right) dt \quad (2.8)$$

2.4.2. Discrete Fourier Transform (DFT)

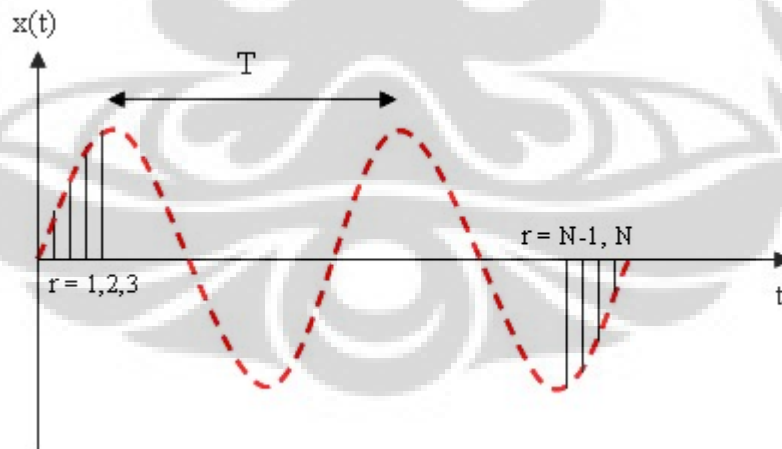
Dari persamaan (2.8), kita asumsikan $x(t)$ sebagai suatu deret waktu yang kontinu yang terdiri atas sekumpulan nilai diskrit $x_0, x_1, x_2, \dots, x_{N-1}$ serta $t = rd$, dengan d adalah sampling interval dan r adalah bilangan bulat dengan range $0, 1, 2, \dots, N-1$. Akibatnya $d = T/N$, dimana N adalah jumlah sampel yang didigit. Persamaan (2.8) dalam fungsi diskrit dituliskan sebagai:

$$X_k = \frac{1}{T} \sum_{r=0}^{N-1} X_r \cdot \exp\left(-i\left(\frac{2\pi krd}{T}\right)\right) \cdot d \quad (2.9)$$

Dengan memasukan $T=Nd$, maka persamaan (2.9) menjadi:

$$X_k = \frac{1}{N} \sum_{r=0}^{N-1} x_r \cdot \exp\left(-i\left(\frac{2\pi kr}{N}\right)\right) \quad (2.10)$$

Dengan X_r adalah amplitudo dan $\frac{2\pi kr}{N}$ adalah fasa. Kedua besaran ini merupakan parameter penting dalam metode ini. Untuk lebih jelasnya lihat gambar dibawah yang menggambarkan $x(t)$ dibagi menjadi sejumlah N sampel dengan jarak antar sampel adalah sampel intervalnya.



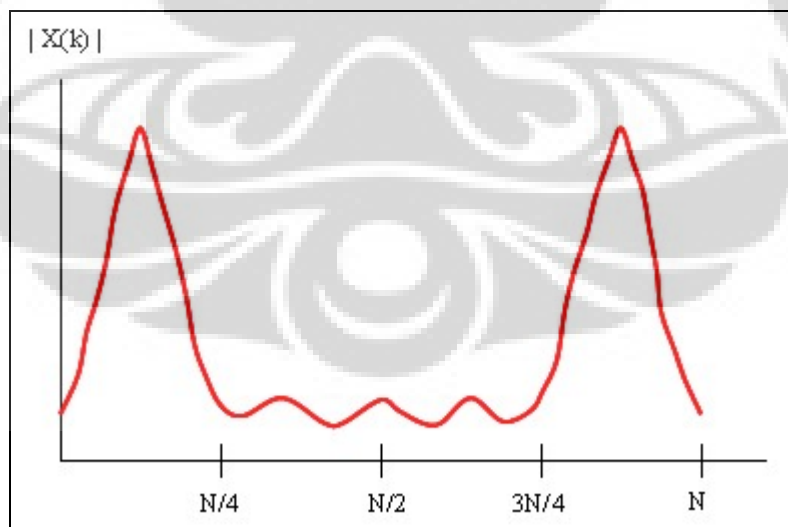
Gambar 2.2. Fungsi diskrit $x(t)$ dengan perioda T

2.4.3. Aliasing

Spektrum hasil DFT memiliki sifat simetri di $N/2$, spektrum dibawah $N/2$ adalah *complex conjugate* dari spektrum diatas $N/2$. Jika $\overline{X_k}$ adalah *complex conjugate* dari X_k , maka dari persamaan (2.10).

$$\begin{aligned}\overline{X_k} &= \frac{1}{N} \sum_{r=0}^{N-1} x_r \cdot \exp\left(i\left(\frac{2\pi kr}{N}\right)\right) \\ &= \frac{1}{N} \sum_{r=0}^{N-1} x_r \cdot \exp\left(i\left(\frac{2\pi(-k)r}{N}\right)\right) \\ &= X_k \text{ atau } \overline{X_k} = X_k\end{aligned}\tag{2.11}$$

Nilai frekuensi tertinggi yang masih bisa dikonstruksi secara sempurna adalah $\frac{1}{2\Delta t}$ atau disebut dengan frekwensi *Nyquist*. Δt adalah interval sampel. Batas $N/2$ adalah batas frekwensi Nyquist, sedangkan nilai diatas frekwensi Nyquist tidak diambil karena akan mengakibatkan *aliasing* atau distorsi. Lihat gambar dibawah ini:



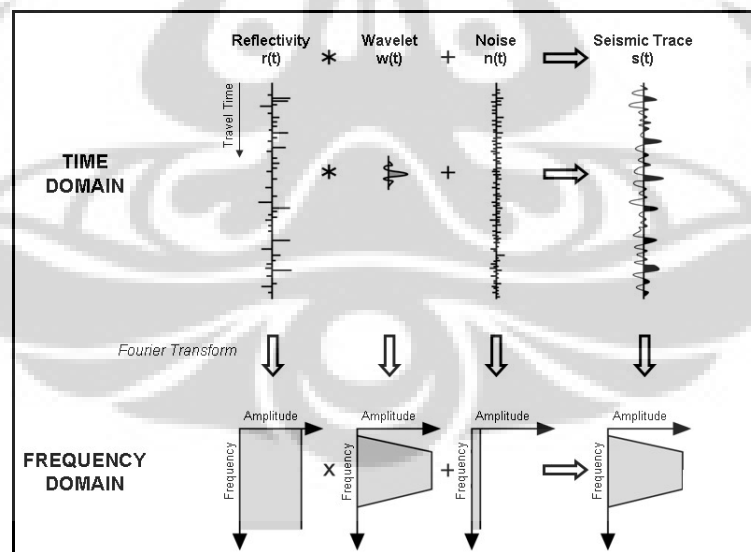
Gambar 2.3. Spektrum hasil DFT yang memiliki simetri di $N/2$ yang merupakan batas frekuensi Nyquist, dimana nilai diatas $N/2$ merupakan aliasing

2.4.4. Fast Fourier Transform (FFT)

Karena sifat spektrum DFT adalah simetris, maka agar proses perhitungan lebih cepat dipakai teknik FFT (*Fast Fourier Transform*). Teknik ini cukup melihat nilai spektrum sampai $N/2$ saja. Untuk diatas $N/2$, hasilnya tinggal dicerminkan saja, sehingga teknik ini cukup cepat dibandingkan dengan DFT biasa yang menghitung sampai keseluruhan sampel (*Suprajitno, 2003*). Secara iteratif, teknik ini melakukan DFT sampai $N/2$ (2 titik transformasi), kemudian dibagi lagi menjadi $N/4$ (4 titik transformasi) sampai selesai. Oleh sebab itu dianjurkan agar jumlah sampel adalah kelipatan 2, namun jika tidakpun tidak masalah.

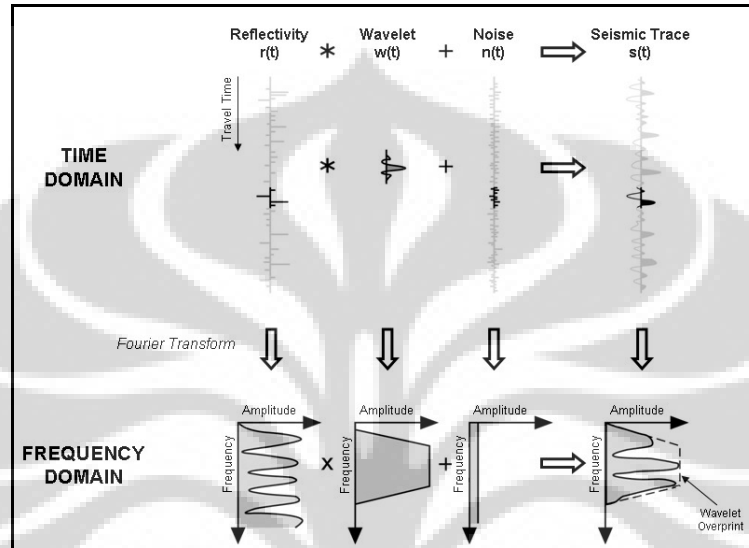
2.4.5. Transformasi Fourier Pada Window Yang Berbeda

Jika kita lakukan transformasi *Fourier* pada *trace* dengan lebar *window* yang panjang serta kita uji pada lebar *window* pendek, maka hasil spektrum frekuensinya akan memberikan hasil yang berbeda. Hasil transformasi untuk lebar *window* yang panjang (*trace* yang lebar) akan menyamai bentuk dari spektrum *wavelet*-nya yang mendatar dan flat (gambar 2.4).



Gambar 2.4. Tranformasi Fourier untuk lebar *window* yang panjang dan model konvolusinya. (*Partyka, Gridly dan Lopez., 1999*)

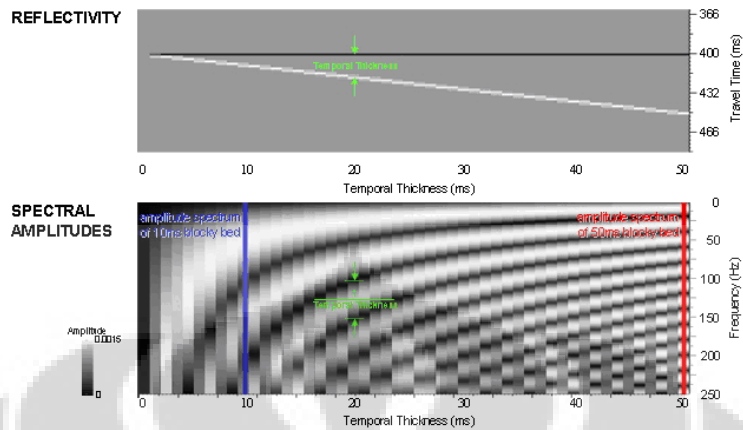
Sedangkan, spektrum dari lebar *window* yang pendek (*trace* yang pendek) akan menghasilkan bentuk seperti *wavelet* yang terpotong yang mengindikasikan adanya sifat lokal yang bergantung dari ketebalan dan sifat akustik dari lapisan tersebut (gambar 2.5).



Gambar 2.5. Transformasi Fourier untuk lebar *window* yang pendek dan model konvolusinya. (Partyka, Gridly dan Lopez., 1999)

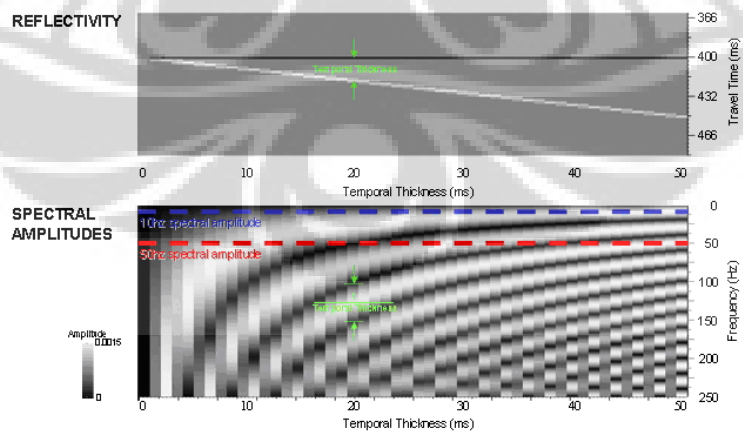
2.4.6. Model Lapisan Yang Membaji

Partyka dan kawan-kawan pada tahun 1999 melakukan spektral dekomposisi dengan *window* yang sempit pada model lapisan yang membaji yang mempunyai ketebalan dari nol hingga 50 ms yang belum difilter. Hasilnya adalah seperti pada gambar 2.6 dimana sumbu vertikalnya berada dalam frekuensi dari 0 hingga 250 Hz. Skala abu-abu menunjukkan besaran amplitudo. Warna putih menunjukkan amplitudo tinggi sedang warna hitam menunjukkan amplitudo yang rendah. Terlihat perulangan *notch*; *notch* pertama, kedua, ketiga, dan seterusnya yang merepresentasikan hubungan antara ketebalan fungsi waktu terhadap periode *notch*. Ketebalan 50 ms dari model baji ditunjukkan oleh garis merah, dimana $1/0,05$ adalah 20 HZz dan terlihat *notch* setiap 20 Hz. Untuk ketebalan 10 ms ditunjukkan garis biru, dimana $1/0,001 = 100\text{Hz}$, dan terlihat *notch* setiap 100 Hz.



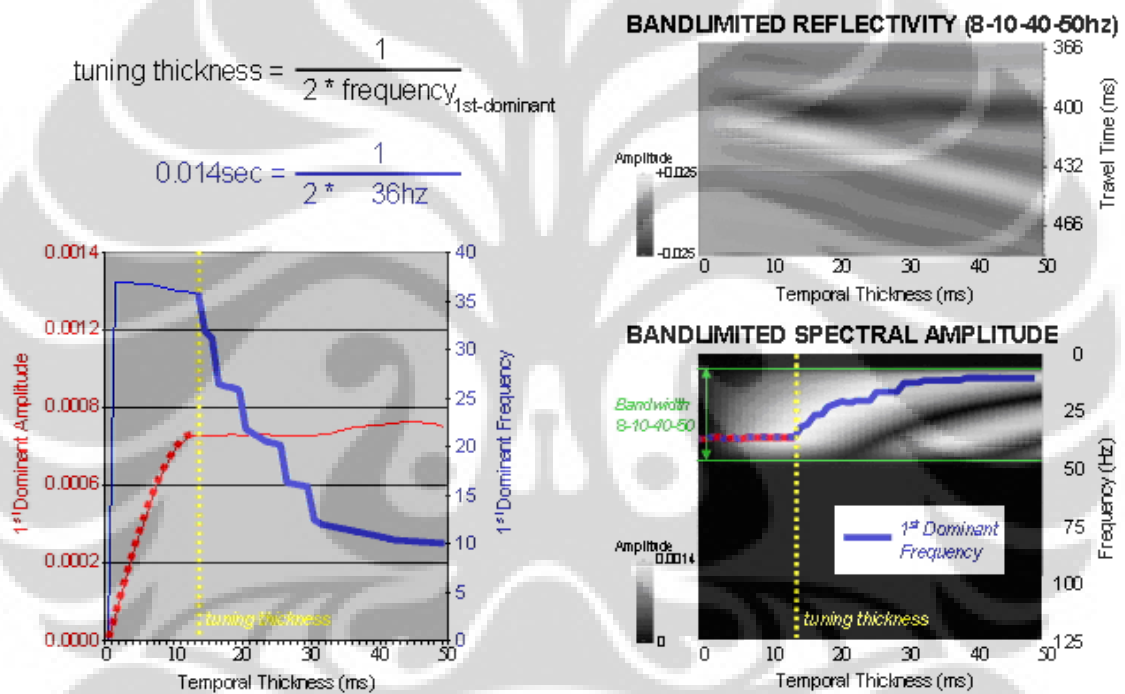
Gambar 2.6. Model Lapisan Membaji dan hasil FFT dengan irisan vertikalnya (Partyka, Gridly dan Lopez., 1999)

Yang menarik ketika hasil spektral dekomposisi model baji ini diiris secara horizontal, seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.7, kita bisa secara cepat menyadari bahwa pada frekuensi 10 Hz terlihat perubahan amplitudo dari kiri ke kanan, yang dapat memberikan gambaran variasi ketebalan dari amplitudo 10Hz . Demikian juga untuk frekuensi 50Hz. Di sini kita bisa melihat variasi dari amplitudo yang berhubungan dengan perubahan ketebalan. Maksimum spektral pertamanya berhubungan erat dengan apa yang telah diobservasi oleh *Wides, Kallweit dan Wood* yang merupakan frekuensi *tuning* dan ketebalan *tuning*.



Gambar 2.7. Model Lapisan Membaji dan dan hasil FFT dengan irisan horisantalnya (Partyka, Gridly dan Lopez., 1999)

Pada gambar 2.8, karena *bandwidth* signalnya 9 – 45 Hz, semua frekuensi diatas 45 Hz sudah terfilter oleh *wavelet*. Begitu juga untuk signal dibawah 9 Hz juga telah terfilter. Garis biru adalah maksimum spektral pertamanya. Maksimum spektral pertamanya menabrak garis kuning ketika tidak ada signal yang akan ditambahkannya. Ini sama seperti frekuensi tuning yang disebutkan oleh *Wides, Kallweit dan Wood*. Sehingga kita bisa bayangkan, jika kita punya signal katakan hanya 20 HS, maka garis biru akan menabrak garis kuning lebih ke frekuensi rendah, sehingga semakin kecil model baji yang bisa dipisahkan.



Gambar 2.8. Model Lapisan Membaji yang telah difilter dengan frekuensi dan amplitudo pertamanya (*Partyka, Gridly dan Lopez., 1999*)

BAB III

PENGOLAHAN DATA PETROFISIKA

3.1. Data Yang Digunakan

Data set yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari salah satu blok lapangan minyak di wilayah lepas pantai Kerajaan Malaysia bagian timur atau sebelah utara Pulau Kalimantan yang secara umum mempunyai karakteristik yg hampir sama dengan beberapa lapangan minyak yang ada di Indonesia. Gambar 3.1. menunjukkan lokasi daerah kajian.



Gambar 3.1. Lokasi Daerah Kajian

Interval stratigrafi zona kajian berada antara akhir periode *pliocene* sampai awal periode *miocene* (Van Hattum, 1964). Lingkungan pengendapan yang mengontrol stratigrafi di daerah ini adalah lingkungan pengendapan laut dalam yang didominasi oleh endapan turbidit. Reservoir dari zona kajian berupa batu pasir (*sand*) yang

diselang-selingi oleh lapisan lempung (*shale*) dan lanau (*silt*). Beberapa sumur minyak di lapangan ini pernah dilakukan logging untuk mendapatkan data *resistivity image*.

3. 2. Perangkat Keras dan Perangkat Lunak Yang Digunakan

Dalam penelitian ini, penulis menggunakan HP XW8400 Workstation dengan basis linux sebagai perangkat keras utama. Sementara untuk perangkat lunaknya digunakan aplikasi keluaran SchlumbergerTM dimana di dalamnya terdapat serangkaian modul aplikasi yang digunakan untuk melakukan interpretasi petrofisika tingkat lanjut, interpretasi geofisika dan juga untuk pemetaan.

3. 3. Input Data yang Dibutuhkan

Sebagaimana disebutkan dalam bab sebelumnya, langkah awal dari suatu evaluasi reservoir lapisan tipis adalah dengan terlebih dahulu menentukan apakah suatu kandidat bisa dilakukan analisis lapisan tipis atau tidak. Analisis lapisan tipis tidak akan ada manfaatnya jika porositas pada zona kajian nol atau tidak ditemukan besaran porositas yang cukup berarti. Untuk menentukan itu, diperlukan input berbagai macam data yang cukup relevan yang akan dipergunakan sebagai evaluasi awal.

Input data dalam penelitian ini berasal dari 7 sumur minyak dimana kesemuanya pernah dilakukan logging untuk mendapatkan data *resistivity image*. Sumur-sumur tersebut adalah sumur *W#1*, *W#2*, *W#2ST*, *W#3*, *W#4ST*, *W#6* dan *W#7*.

3.3.1. Data Kedalaman Formasi

Data top formasi dalam unit *Measured Depth* (MD) dan *True Vertical Depth Sub-Sea* (TVDSS) digunakan untuk membatasi zone yang akan dievaluasi. Dalam penelitian ini, zona dibatasi antara H1 dan H2 dimana karakteristik lapisan tipis dapat dilihat dengan nyata pada penampang log-nya.

Data *Ground Level* (GL) dan *Total Depth* (TD) dibutuhkan untuk menghitung gradien temperatur linier. Data temperatur dasar sumur diperoleh dari log header, sementara

temperatur permukaan dasar laut diperkirakan sekitar 45⁰F atau 7.2⁰C. Berikut tabel data top formasi zona kajian.

| TOP FORMATIONS DATA | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
| TOPS | W # 1 | | W # 2 | | W # 2ST | | W # 3 | | W # 4ST | | W # 6 | | W # 7 | |
| | MD | TVDSS | MD | TVDSS | MD | TVDSS | MD | TVDSS | MD | TVDSS | MD | TVDSS | MD | TVDSS |
| TOP-1 | 2635.0 | 2608.4 | 2672.4 | 2646.2 | 2787.8 | 2703.8 | 2593.0 | 2561.6 | 2631.9 | 2616.4 | 2390.7 | 2363.0 | 2996.0 | 2985.8 |
| TOP-2 | 2972.1 | 2945.4 | 3014.5 | 2988.2 | 3400.1 | 3185.2 | 2932.8 | 2900.7 | 2979.0 | 2963.1 | 2730.7 | 2694.0 | 3356.0 | 3354.0 |
| SUPPORTING DATA | | | | | | | | | | | | | | |
| GL | 1313.0 | | 1311.3 | | 1311.3 | | 1331.4 | | 1314.0 | | 1339.2 | | 1285.2 | |
| TD | 4058.4 | | 4090.1 | | 4532.0 | | 4040.0 | | 4028.0 | | 3783.8 | | 4422.5 | |
| DF | 26.6 | | 26.1 | | 26.1 | | 26.0 | | 14.0 | | 26.2 | | 26.2 | |
| GLT | 7.2 | | 7.2 | | 7.2 | | 7.2 | | 7.2 | | 7.2 | | 7.2 | |
| BHT | 68.0 | | 69.0 | | 83.0 | | 69.0 | | 72.0 | | 66.0 | | 76.0 | |
| GRAD | 3.5 | | 3.5 | | 3.4 | | 3.6 | | 3.8 | | 4.1 | | 3.2 | |

Tabel 3.1. Data top formasi zona kajian

3.3.2. Data Log

Data log yang digunakan dalam evaluasi adalah data log setelah melalui proses kalibrasi. Kalibrasi diperlukan untuk mengurangi efek atau pengaruh kondisi lubang bor terhadap hasil perekaman logging. Log yang umumnya dikalibrasi untuk keperluan ini adalah log densitas dan log neutron. Log densitas dikalibrasi untuk mengoreksi pengaruh lobang bor dan berat lumpur pemboran, sementara log neutron dilakukan untuk mengoreksi pengaruh lobang bor, salinitas, berat lumpur, temeperatur dan tekanan. Sebagai tambahan, data fluida formasi dikumpulkan dari beberapa sumur pada kedalaman atau zona tertentu.

Analisis petrofisika standar menggunakan log induksi, log densitas, log neutron, log gamma ray dan log resonansi magnetic sebagai data input. Log sonic tidak digunakan karena tidak ditemukan problem porositas yang cukup berarti dalam penelitian. Berikut adalah data log yang digunakan sebagai data input.

| Tool | Measurement | Mnemonics |
|-------------|--------------------------------------|--------------------|
| AIT | Array Induction | AT90 ... AT10 |
| PEX | Density, Neutron, GR Combination | RHOZ, UZ, TNPH, GR |
| OBMI | Oil Based Imager -- Resistivity | SRES |
| DSI | Dipole Sonic, Shear and Compress. DT | DTCO, DTSM |
| CMR | Magnetic Resonance, Bound Fluid | BFV, TCMR, CMFF |

Tabel 3.2. Data log yang digunakan

Tabel berikutnya adalah kombinasi data yang dipakai untuk tiap sumur *lapisan tipis* pada zona kajian.

| Well | AIT/ PEX | CMR/ MRIL | OBMI | DSI | Core | Salin. | Rhof |
|----------------|-------------|--------------|------|-----|------|--------|------|
| W # 1 | X | X | X | X | | | X |
| W # 2 | X | X | X | X | | | X |
| W # 2ST | X | X | X | X | | | X |
| W # 3 | X | X | X | X | | | X |
| W # 4ST | X | X | X | X | X | | X |
| W # 6 | X | X | X | X | | | X |
| W # 7 | X | X | X | X | | X | X |

Tabel 3.3. Kombinasi data untuk tiap lapisan

Dalam analisis, log *resistivity image* digunakan agar lapisan-lapisan tipis dapat secara jelas dilihat deliniasinya.

3.3.3. Data Core

Karena keterbatasan akses, data core hanya ada di sumur **W#4ST**. Data core porositas dan permeabilitas digunakan langsung untuk mengkalibrasi model petrofisika standar. Informasi mineral dipakai dalam analisa solver untuk menghitung volume kering mineral rata-rata. Volume rata-rata ini lalu dipakai sebagai acuan untuk menentukan persentase solver. Berikut proporsi volume mineral yang dihasilkan.

| Mineral | Quartz | Plagio | Ortho | Heavy | Illite | Kaol | Chlor | Mont |
|-------------------|--------|--------|-------|-------|--------|------|-------|------|
| Dry Volume | 84.9% | 3.1% | 2.1% | 3.0% | 3.6% | 1.3% | 1.4% | 0.5% |

Tabel 3.4. Persentase Volume Kering Mineral

3.3.4. Data Penunjang Lainnya

Data densitas fluida terlampir dalam tabel di bawah. Densitas minyak sebesar 0.65 gr/cc digunakan sebagai model petrofisika untuk menghitung harga densitas fluida pada kedalaman yang berbeda. Sementara densitas fluida filtrat diasumsikan sebesar 0.8 gr/cc.

| FLUIDS SAMPLE DATA | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|--------|-------------|--------|-------------|--------|-------------|---------|-------------|--------|-------------|--------|-------------|-------------------|-------------|
| TOPS | W # 1 | | W # 2 | | W # 3 | | W # 4ST | | W # 6 | | W # 7 | | Rw MDT Sample | GOR SCF/bbl |
| | MD | Fluid gr/cc | MD | Fluid gr/cc | MD | Fluid gr/cc | MD | Fluid gr/cc | MD | Fluid gr/cc | MD | Fluid gr/cc | | |
| TOP-1 | 2635.0 | 0.64 | 2672.4 | 0.64 | 2593.0 | 0.64 | 2631.9 | 0.63 | 2390.7 | 0.64 | 2996.0 | 0.99 | 0.29 ohm.m @ 3010 | 1330.0 |
| TOP-2 | 2972.1 | 0.65 | 3014.5 | 0.65 | 2932.8 | 0.66 | 2979.0 | 0.65 | 2730.7 | N/A | 3356.0 | 1.00 | 0.41 ohm.m @ 3358 | |

Tabel 3.5. Data Densitas Fluida

3. 4. Persiapan Input Data

Jika data input sebagaimana disebutkan di atas telah tersedia, langkah selanjutnya adalah melakukan proses awal yang tujuannya untuk mendapatkan informasi yang lebih valid sehingga dapat diputuskan apakah formasi merupakan kandidat lapisan tipis yang diinginkan atau tidak. Proses awal ini meliputi ekstraksi resistivitas dari data SRES, penyelarasan kedalaman (*depth matching*), validasi kandungan hidrokarbon dan melakukan proses Merlin untuk mendapatkan profil zona invasi.

3.4.1. Ekstraksi SRES

SRES (*Scaled Shallow Resistivity*) merupakan log turunan yang berasal dari data *resistivity image* dari log OBMI (*Oil Based Mud Imager*). Program yang digunakan untuk mengekstrak data resistivity image menjadi log SRES disebut SHARP

(*Synergetic High-resolution Analysis of Reservoir Properties*). Program ini memfilter data resistivity image yang mempunyai resolusi tinggi dengan jalan membuang *electrical noise*. Umumnya *electrical noise* terekam di sepanjang dinding lobang pemboran.

Aplikasi BorTex digunakan untuk memperbaiki log dari masuknya sinyal palsu (*false response*) yang umumnya terekam dibagian atas (*top*) dan bagian bawah (*bottom*) dari lobang bor. Sinyal palsu ini terbentuk akibat adanya beban *pad* di bagian atas lobang bor dan adanya reruntuhan formasi di bagian bawahnya. Sinyal yang terbentuk umumnya adalah sinyal putus-putus atau tidak menerus. Namun sayangnya untuk beberapa kasus, BorTex tidak memberikan hasil yang cukup memuaskan karena program ini tidak mempertimbangkan faktor kemiringan. Untuk kasus ini, manual edit diperlukan sebagai alternatif. Dari beberapa pengalaman, manual edit dilakukan dengan melihat keberadaan fluida bebas (*free fluids*) dari log CMR (*Combinable Magnetic Resonance*) sebagai validasi terhadap data SRES. Jika kandungan fluida bebas kurang dari 1 PU, maka SRES yang terekam adalah data sinyal palsu yang umumnya berasosiasi dengan kondisi lobang bor yang jelek dan adanya rekahan formasi hidrolik.

3.4.2. Penyelarasan Kedalaman

Semua data log yang akan dipakai, terlebih dahulu harus diselaraskan kedalamannya sehingga secara vertikal akan cocok dengan tampilan perlapisan dari *resistivity image*. Dalam hal ini, log yang dipakai sebagai acuan adalah log SRES yang mempunyai resolusi lebih tinggi.

Penyelarasan kedalaman dalam tahap ini harus dilakukan secara manual. Hal ini dimaksudkan untuk menghindari kesalahan korelasi. Dalam penelitian ini, penyelarasan kedalaman tidak banyak dilakukan karena pada dasarnya data yang ada sudah melewati tahap evaluasi petrofisika awal. Di samping itu, sebagian besar lobang bor dimana data diambil kondisinya cukup baik.

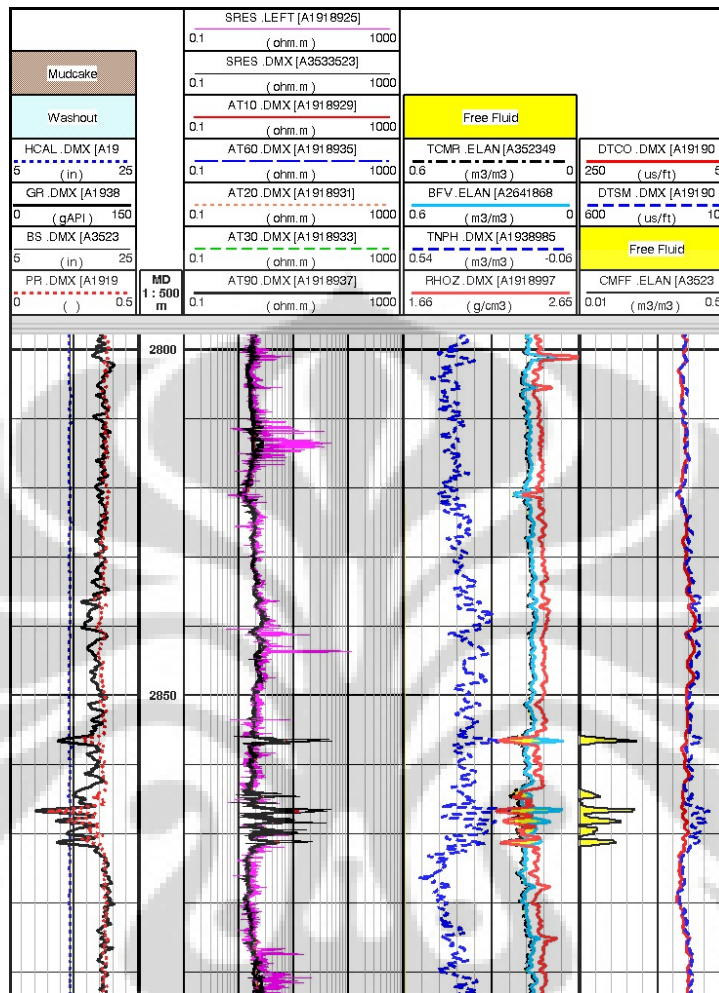
3.4.3. Validasi Kandungan Hidrokarbon

Selain digunakan untuk validasi data SRES, kandungan fluida bebas juga dapat digunakan untuk menentukan keberadaan hidrokarbon dalam formasi. Sehingga secara tidak langsung, informasi ada tidaknya fluida bebas ini dapat menghantarkan kita pada kesimpulan akan apakah formasi merupakan kandidat lapisan tipis atau tidak.

Pada umumnya peralatan logging yang punya kemampuan untuk merekam *image* formasi selalu menampilkan data yang agak optimis. Hal ini disebabkan karena invasi ataupun jenis formasi yang *tight* membuat harga *shallow resistivity* menjadi naik. Untuk validasi, data porositas dipakai sebagai pembantu.

Dari analisis, beberapa sumur mengindikasikan adanya formasi lapisan tipis yang kurang potensial, seperti misalnya sumur **W#7**. Di sumur ini, kualitas OBMI kurang begitu bagus sehingga tidak dapat dipakai sebagai model. Hasil ekstraksi SRES menunjukkan adanya pengaruh yang kuat dari *pad* dan kondisi lobang pemboran. Jadi jika data sumur ini dipakai, ia akan menghasilkan estimasi lithofacies yang kurang akurat sehingga tidak dapat dipakai untuk mendeteksi zona lapisan tipis. Untuk mengoreksinya, manual edit dilakukan agar diperoleh data yang lebih valid. Data fluida bebas di-skala ulang sehingga sinyal yang lebih kecil dari harga 0.01 tidak kelihatan di panel.

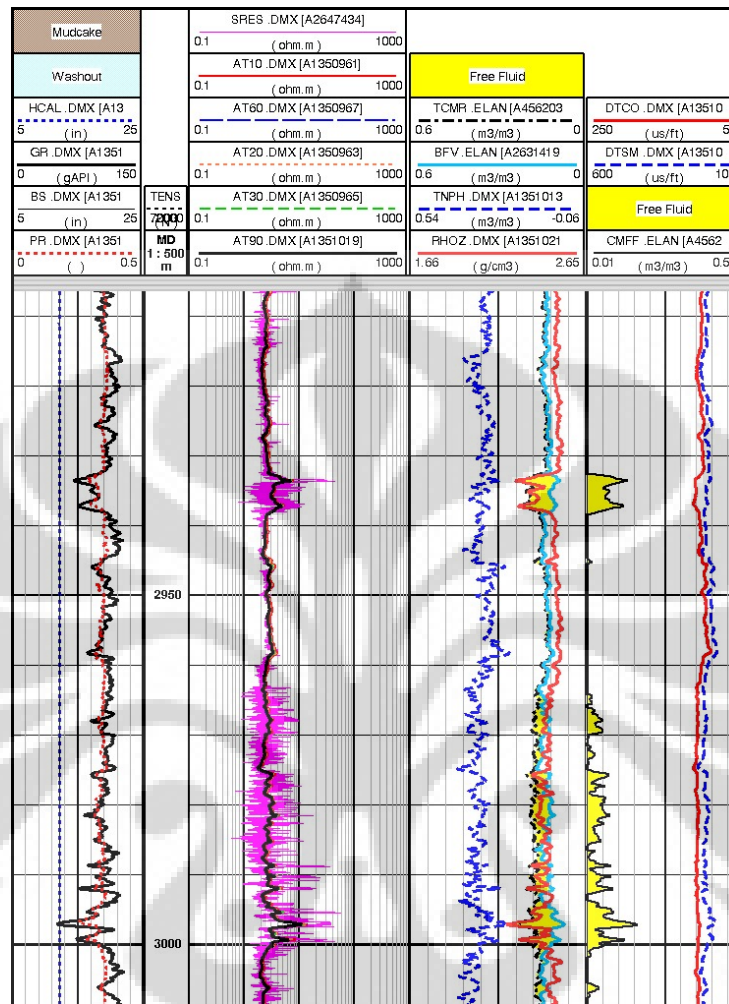
Penampang log dalam Gambar 3.2. di bawah menunjukkan banyaknya sinyal-sinyal palsu yang tertangkap pada saat perekaman.



Gambar 3.2. Penampang log sumur W#7 yang memperlihatkan korelasi SRES dengan kandungan fluida bebas

Dari gambar di atas, pada kedalaman 2810 – 2815 dan 2885 – 2895 terlihat bahwa kurva porositas ataupun kurva fluida bebas dari sinyal log densitas neutron ataupun dari log CMR tidak mendukung data SRES.

Pada Gambar 3.3. terlihat fenomena yang sebaliknya. Penampang log sumur W#2 menunjukkan adanya korelasi yang kuat antara sinyal fluida bebas dan sinyal SRES.



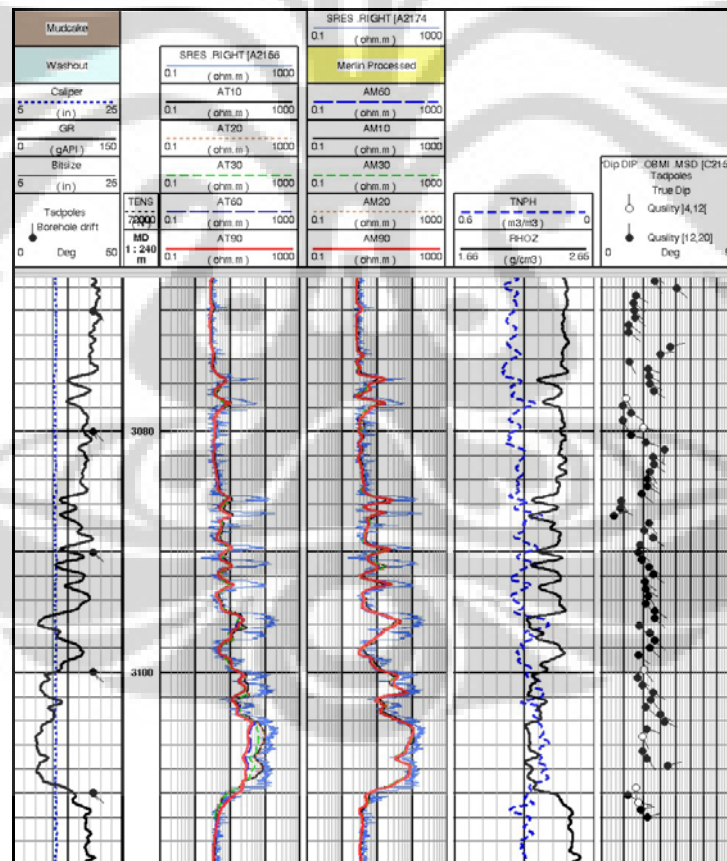
Gambar 3.3. Penampang log sumur W#2 yang memperlihatkan korelasi SRES dengan kandungan fluida bebas

Karena pada saat logging lumpur yang dipakai adalah yang bahan dasarnya minyak (*oil base mud*), maka pada saat filtrat-nya masuk ke zona lapisan tipis dimana di dalamnya terkandung hidrokarbon, kita dapat mengasumsikan bahwa besaran SREF sama dengan RT (*True Resistivity*). Namun demikian, pada sumur W#2 sebagaimana terlihat pada kedalaman 2985 – 2990, kita menemukan harga SRES rendah pada bagian bawah batas shale. *Deep resistivity* pada zona shale terbaca pada harga 2 ohm.m dan *shallow resistivity* terbaca sekitar 1.1 ohm.m. Perilaku seperti ini perlu mendapat perhatian. Untuk mengatasinya, dipakai teknik lain untuk kalibrasi. Caranya adalah dengan mengkonvolusi log gradasi dari kurva SRES dan kemudian

dibandingkan dengan log induksi, yaitu AT90. Dengan cara ini, hasil konvolusi akan membuat pembacaan log pada kedalaman tersebut menjadi lebih representatif.

3.4.4. Proses Merlin

Pada beberapa kasus dimana ditemukan profil invasi resistivitas, model induksi digunakan untuk mengkoreksi kemiringan ataupun adanya perubahan jenis lapisan yang sangat kontras. Pada sumur **#2ST**, sudut inklinasi lobang bor adalah 36 derajat dengan kemiringan formasi 20 derajat pada arah yang sama. Akibatnya, pada saat dilakukan logging, kurva log dalam yang terekam menjadi tumpang tindih. Untuk mengatasi ini, perlu dilakukan proses MERLIN (*Maximum Entropy Resistivity Log Inversion*) untuk menghitung konduktivitas formasi pada suatu lapisan tertentu.



Gambar 3.4. Profil sumur **W#2ST** yang memperlihatkan kurva induksi hasil proses MERLIN

Dalam Gambar 3.4. di atas, kurva induksi MERLIN ditampilkan bersebelahan dengan log aslinya. Dari tampilan terlihat bahwa profil invasi menghilang dan harga *deep resistivity* menjadi naik.

3. 5. Interpretasi Petrofisika

Analisis petrofisika konvensional dikerjakan dengan menggunakan program ELAN yang metodanya memakai pendekatan probabilistik. ELAN menghitung dan membuat model formasi dalam unit volume, sehingga memungkinkan para analis menghitung kandungan fluida dan juga mineral dengan menggunakan parameter yang sama atau mirip antara satu sumur dengan sumur yang lainnya. Namun demikian, program ini juga memungkinkan kita membuat model yang lebih kompleks yang di dalamnya dapat dibuat persamaan-persamaan dengan asumsi-asumsi tertentu yang proporsional. Untuk kasus seperti ini, data mineral dan karakteristik formasi diambil dari data core sebagaimana digunakan dalam evaluasi sumur *W#4ST*.

3.5.1. Tinjauan Konsep ELAN

ELAN menggunakan sistem persamaan linier untuk merepresentasikan sinyal dari mineral ataupun volume fluida. Sebagai contoh, fungsi RHOB direpresentasikan sebagai:

$$\text{RHOB} = (2.65 * \text{Quar}) + (2.6 * \text{Clay}) + 0.65 * \text{Oil} + 1.0 * \text{Water} \quad (3.1)$$

Dengan mengaplikasikan persamaan yang serupa untuk parameter-parameter lain seperti GR (*Gamma Ray*), TNPH (*Thermal Neutron Porosity*), BVF (*Bound Fluid Volume*), dan lain-lain akan diperoleh suatu sistem persamaan linier yang dapat dipecahkan secara simultan untuk menghitung volume. Satu pengecualian adalah konduktivitas yang memakai persamaan non-linier namun diperlakukan atau dianggap sebagai persamaan linier.

Dari model mineral dan model fluida yang dihasilkan, nantinya akan dapat dihitung harga Saturasi Air (S_w) dan Permeabilitas (k).

Log-log yang digunakan dalam evaluasi adalah AT90 (log resistivitas), RHOZ (log densitas), TNPH (log porositas), GR (log gamma), UZ (log foto elektrik), BFV (log volume fluida dari data CMR) dan TEMP (log temperatur).

3.5.2. Pemilihan Mineral dan Fluida

Pemilihan mineral untuk model petrofisika didasarkan pada analisis XRD dari sumur *W#4ST* dimana terdapat data core konvensional. Dengan melihat harga rata-rata untuk semua contoh core, diperoleh persentase relatif dari mineral ikutan terhadap mineral yang lebih dominan. Persentase ini dipakai sebagai model oleh ELAN. Berikut model yang diperoleh dari hasil kalkulasi:

| Mineral | Quartz | Plagio | Ortho | Heavy | Illite | Kaolinite | Chlorite | Mont |
|----------------|--------|--------|-------|-------|--------|-----------|----------|------|
| Density | 2.65 | 2.62 | 2.55 | 4.38 | 2.80 | 2.63 | 2.94 | 2.78 |
| Dry Percentage | 85% | 3% | 2% | 3% | 4% | 1% | 1% | 1% |

Tabel 3.6. Komponen Mineral sumur *W#4ST*

Hubungan proporsional yang digunakan adalah:

$$\text{Orthoclase} = 0.06 * \text{Quartz}$$

$$\text{Kaolinite} = 0.32 * \text{Illite}$$

$$\text{Chlorite} = 0.34 * \text{Illite}$$

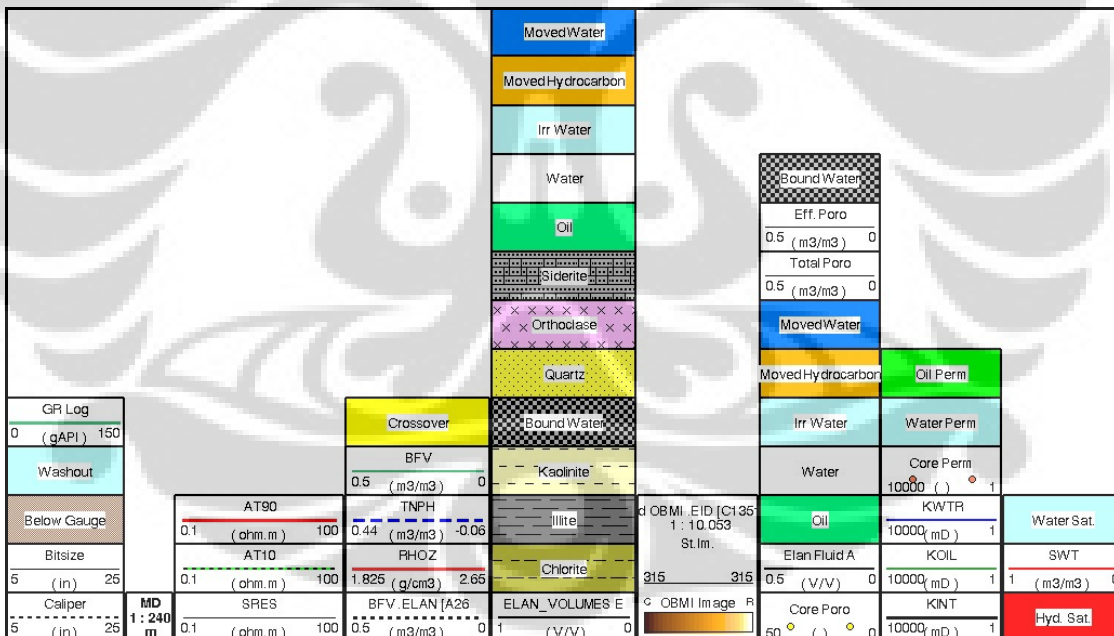
$$\text{Siderite} = 0.03$$

Harga CPOR (*Core Porosity*) dibandingkan dengan harga total porositas pada lapisan batu pasir yang lebih tebal untuk validasi model densitas fluida dan densitas butir batuan. Permeabilitas core juga dibandingkan dengan keluaran permeabilitas dari ELAN untuk validasi besaran faktor permeabilitas (*permeability factor*) pada model.

Fluida yang dipilih untuk model adalah:

- UWAT** (*Formation water in the un-invaded zone*)
- UIWA** (*Irreducible water in the un-invaded zone*)
- XIWA** (*Irreducible water in the invaded zone*)
- XBWA** (*Clay bound water*)
- UOIL** (*Oil in the un-invaded zone*)
- XOIL** (*Oil in the invaded zone*)
- UGAS** (*Gas in the un-invaded zone*)
- XGAS** (*Gas in the invaded zone*)

Gambar 3.5. memperlihatkan header dari log serta model dari proses penyeleksian mineral dan volume.



Gambar 3.5. Log header beserta model mineral dan fluida dari proses **ELAN**

3.5.3. Kalibrasi Konduktivitas

Persamaan konduktivitas *Waxman-Smith* digunakan untuk membuat model petrofisika. Model dibuat menggunakan harga $m^* = 1.8$, $a = 1$ dan $n = 2$.

Dalam penelitian, setiap sumur dibuat dua model yang salah satunya memasukkan unsur hidrokarbon sementara lainnya adalah model basah (*wet model*). Model kedua ini dibuat untuk kalibrasi sinyal konduktivitas terhadap lapisan lempung (*shale*). Setelah melakukan seleksi untuk menentukan harga R_w yang representatif untuk batu pasir basah, hasil kalkulasi R_o dibandingkan dengan harga *deep resistivity* pada zona lempung. Jika terdapat perbedaan, harga eksponen sementara disesuaikan hingga kedua kurva saling berimpit. Proses ini dilakukan untuk menentukan kandungan hidrokarbon baik pada zona lempung ataupun pada batu pasir.

3.5.4. Estimasi Harga R_w

Konduktivitas awalnya dikalibrasi dengan R_w pada zona basah. Sementara harga salinitas ditentukan dari beberapa titik sampel pada kedalaman yang berbeda. Berikut adalah data salinitas untuk sumur *W #7*.

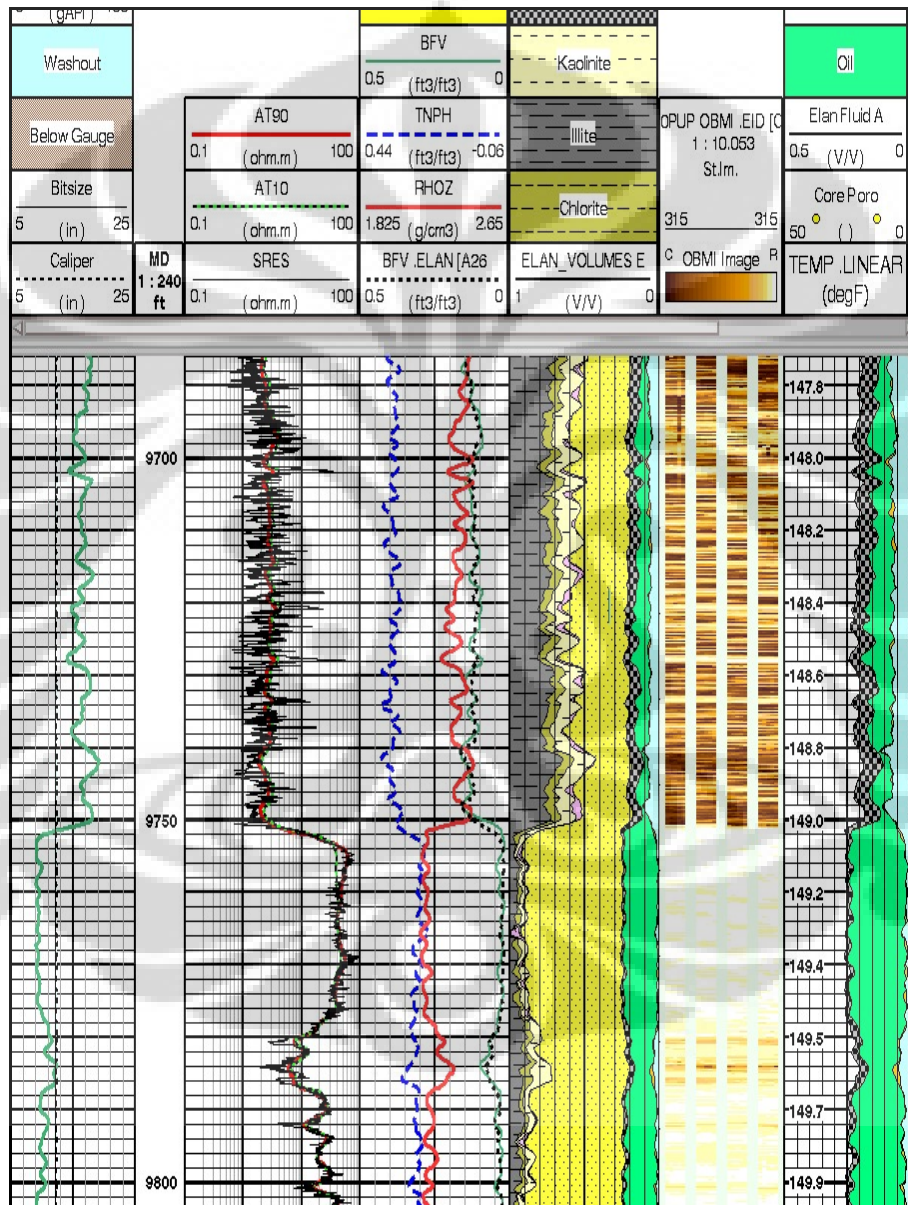
| Depth | Salinity, ppk |
|-------|---------------|
| 3010 | 26 |
| 3358 | 17 |

Tabel 3.7. Salinitas Sumur *W#7*

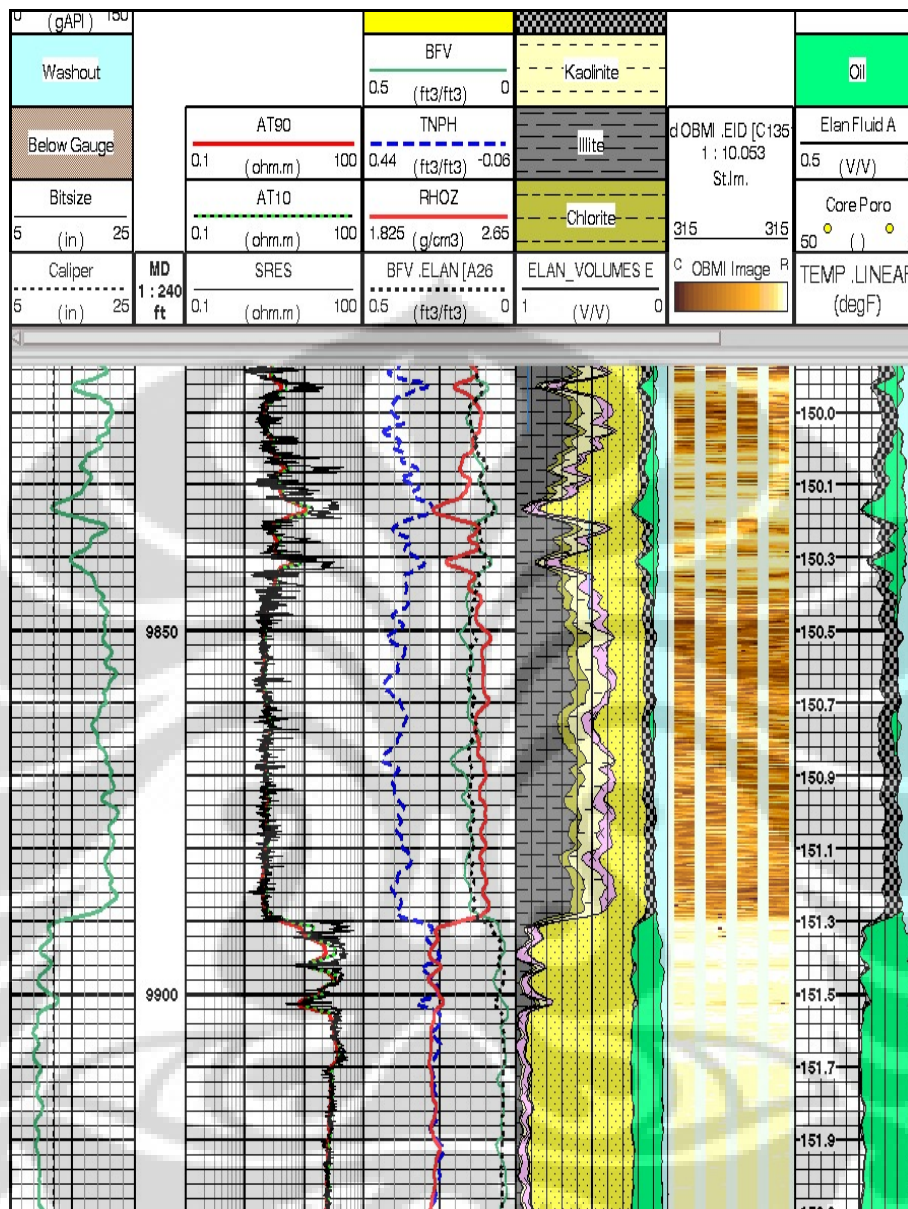
Harga salinitas di atas dipakai untuk membuat model dari sumur-sumur lainnya. Pada batu pasir dimana terdapat kandungan *irreducible water*, harga saturasi air (S_w) hasil perhitungan tidak sama dengan harga volume fluida dari CMR. Dan karena CMR dipercaya mempunyai hasil yang lebih baik, maka harga R_w disesuaikan sedemikian rupa hingga saturasi air hasil perhitungan sama atau mendekati harga dari log CMR. Sebagai catatan, agar *bound fluid* tidak terpengaruh dengan kondisi lapisan yang

sangat tipis, proses penyesuaian harga R_w dilakukan pada zona batu pasir murni yang tebal dan *clean*.

Gambar 3.6. dan gambar 3.7. menunjukkan perbandingan BFV (*Bound Fluid Volume*) untuk sumur **W#1** dan sumur **W#2**.



Gambar 3.6. BFV dari proses ELAN danCMR untuk sumur **W#1**



Gambar 3.7. BFV dari proses ELAN dan CMR untuk sumur W#2

3. 6. Pemodelan Lapisan tipis

Analisis menyeluruh pada reservoir lapisan tipis diawali dengan melakukan QC (*Quality Control*) dari data yang akan dipakai sebagai masukan. QC diperlukan untuk menentukan apakah data *resistivity image* dan log dengan resolusi standar dapat menunjang metodologi yang akan dipakai dalam penelitian (Alderman, 2004). Pada zona dimana *resistivity image* mengidentifikasi adanya perkembangan lapisan

lapisan tipis yang cukup nyata, maka analisis petrofisika standar seharusnya juga mengidentifikasi adanya fluida bebas (*free fluid*) di zona tersebut. Kombinasi dari kedua indikasi tersebut lalu dipakai untuk menentukan apakah ia merupakan kandidat lapisan tipis yang dimaksud atau bukan. Analisis lapisan tipis tidak akan memberikan hasil yang diinginkan jika lapisan tidak mengandung hidrokarbon atau jika lapisan mempunyai porositas yang sangat kecil.

3.6.1. Parameter dari Log Standar

Agar diperoleh model lapisan tipis yang representatif, sangatlah penting diperhatikan data input yang akan dipakai dalam evaluasi. Karena analisis petrofisika standar sudah dilakukan, maka kita dapat menggunakan log VCL dari analisis tersebut untuk membuat lithofacies yang besarannya sama dengan sinyal log. Dengan menggunakan VCL sebagai pembeda (*discriminator*) tiap unit lithofacies, kita akan dapat menghitung harga rata-rata dan standar deviasi untuk semua sinyal log pada model. Sebagai contoh, untuk lempung dengan volume kurang dari 10% kita menghasilkan harga RHOB rata-rata sebesar 2.1 gr/cc dengan standar deviasi 0.03 gr/cc. Harga itu lalu dipakai bersama-sama dengan faktor ketidak simetrisan (*skew factor*) untuk menghitung harga parameter RHOB pada batu pasir. Parameter model ini dihitung dengan:

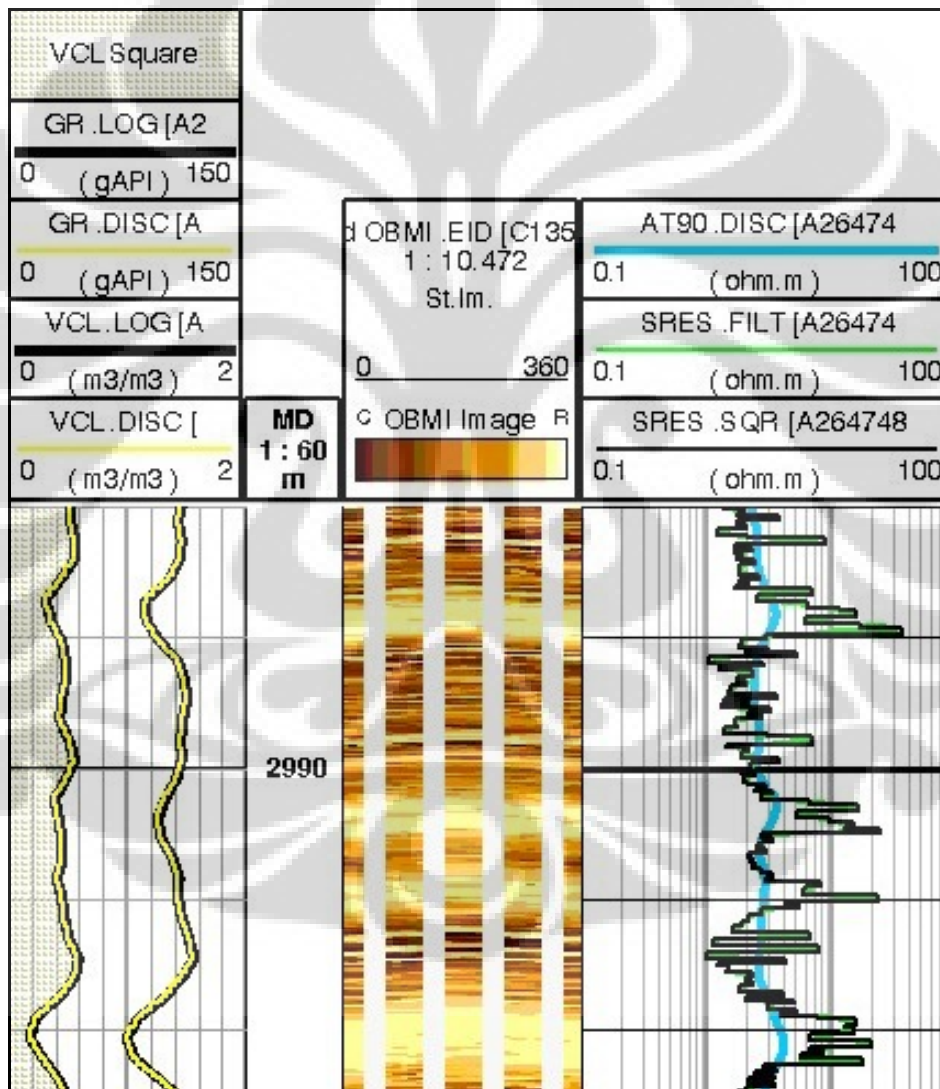
$$\text{RHOB_SAND} = \text{RHOB_AVE_SAND} + \text{SKEW} * \text{STAND. DEVIATION} \quad (3.2)$$

Cara ini memungkinkan analisis untuk mengontrol ketidak teraturan (*eccentricity*) sinyal yang keluar dari model sehingga ia akan tetap selaras dengan model awal dan tidak mengikuti karakteristik dari sinyal log.

Karena zona lapisan tipis tidak bisa diukur secara langsung dengan menggunakan log lain selain dari log *shallow resistivity*, maka perlu dibuat asumsi bahwa zona lapisan tipis haruslah paling tidak mempunyai ketebalan yang sama dengan dengan ketebalan lapisan-lapisan pembatas (*adjacent beds*).

3.6.2. Pembuatan Log Gradasi

Proses pembuatan log bergradasi dari data resistivity image cukup sederhana. Log beresolusi tinggi, yang umumnya adalah *shallow resistivity* dikonversi menjadi log berbentuk kotak-kotak (*square*) dengan interval sampel tertentu menggunakan aplikasi SHARP. Penggunaan data resistivitas beresolusi tinggi ini dimaksudkan agar dapat ditentukan batas-batas setiap unit lapisan. Gambar 3.8. memperlihatkan log gradasi sebagai hasil konversi dari data *resistivity image*.



Gambar 3.8. Squared log dari SRES untuk sumur W#2

Log gradasi yang dipakai untuk menentukan ketebalan lapisan tergantung pada kualitas dari data *image* yang ada. Jika *image* menunjukkan kontinuitas yang stabil sepanjang lapisan, maka kita bisa menentukan ketebalan maksimum dan minimum dari suatu lapisan. Informasi ini berguna agar kita dapat melihat variasi ketebalan yang terefleksi di dalam model.

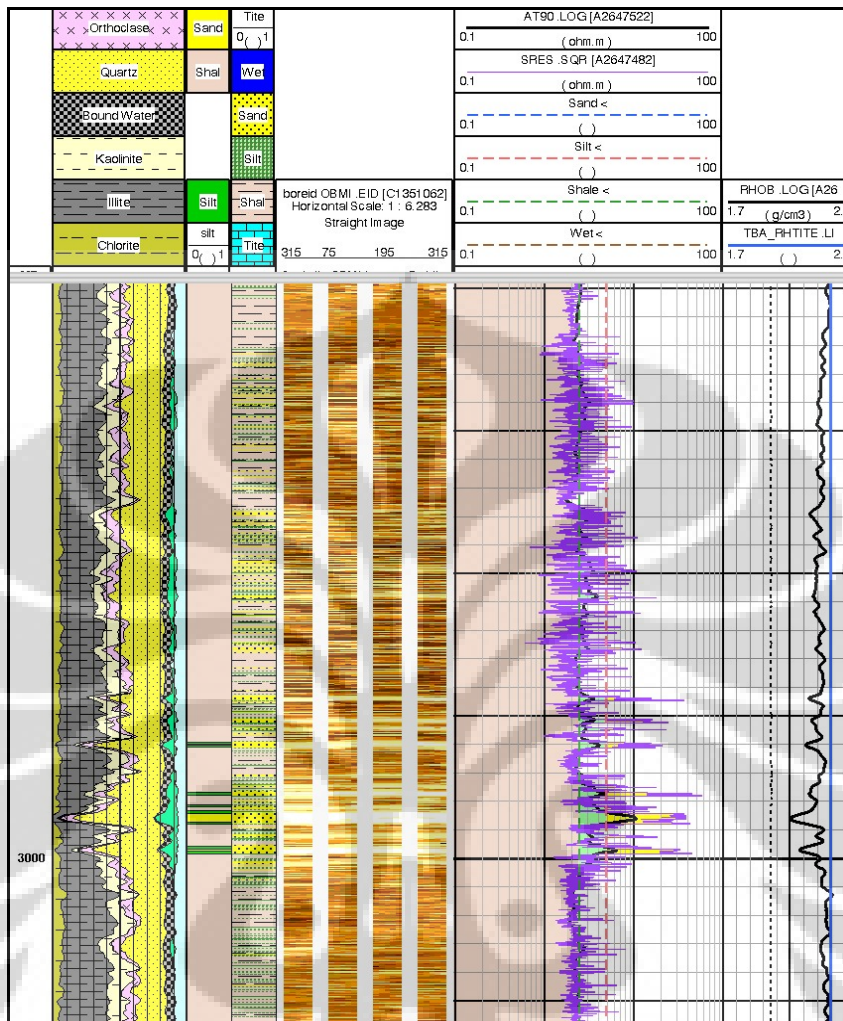
3.6.3. Pendefinisian Lithofacies

Setelah log gradasi resistivitas diperoleh, langkah berikutnya adalah membuat model lithofacies dan juga batas-batas perlapisan dari zona yang dikaji. Ini dilakukan dengan jalan memberikan konstrain cutoff tertentu pada harga SRES. Dalam penelitian ini, cutoff membedakan dan membatasi lapisan batu pasir (*sand*), lempung (*shale*) dan lanau (*silt*). Tabel 3.8. berisi harga konstrain SRES untuk menentukan jenis lithofacies dari tiap-tiap unit lapisan.

| Lithofacies | Shale | Silt | Sand |
|-------------|----------|------------|----------|
| SRES | < 1 ohmm | 1 – 2 ohmm | > 2 ohmm |

Tabel 3.8. SRES cutoff untuk penentuan lithofacies

Gambar 3.9. menunjukkan model lithofacies yang dihasilkan dengan melakukan cutoff konstrain pada data resistivity. Dalam gambar, kolom lithofacies adalah kolom yang terletak di sebelah kiri dari *OBMI Image* dan ia merefleksikan tiap unit perlapisan sebagaimana ada pada image. Cutoff untuk SRES terlihat pada panel log resistivitas, sementara cutoff *tite facies* terlihat pada panel terakhir. Jadi jelas bahwa logika pendefinisian lithofacies didasarkan pada harga-harga cutoff di atas.



Gambar 3.9. Model lithofacies untuk sumur W#2

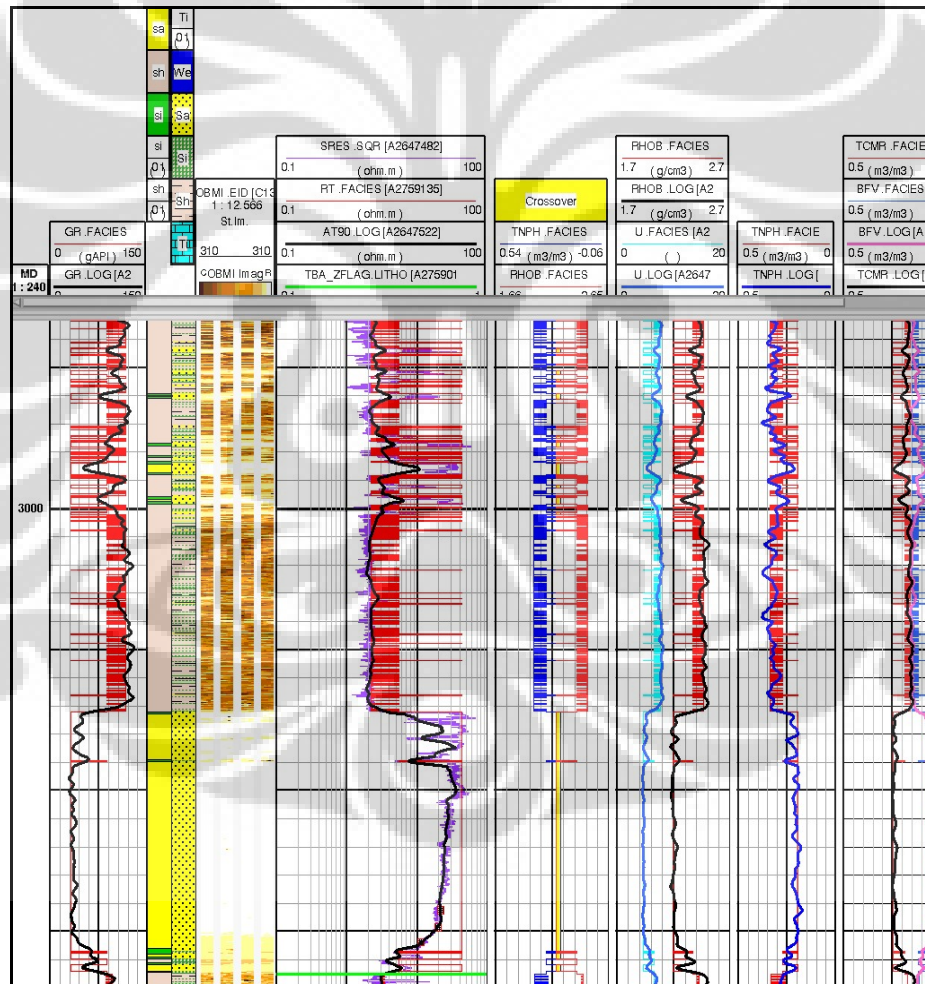
Kurva SRES membedakan lapisan batu pasir (*sand*), lanau (*silt*), lempung (*shale*) dan lapisan kompak (*tite*) berdasarkan harga resistivitasnya. Namun karena batu pasir yang terisi oleh air umumnya mempunyai pembacaan yang sama dengan SRES pada zona lempung, maka diperlukan log *clay volume* (VCL) untuk membedakannya. Kondisi sebaliknya ditemukan pada lapisan batu pasir basah yang terinvasi (*invaded wet sand*). Di sini terlihat bahwa harga SRES mendekati harga cutoff dari lanau ataupun batu pasir, sehingga untuk membedakan mana lapisan yang basah dan mana yang batu pasir dipergunakan log *deep resistivity*.

3.6.4. Pembuatan Model Awal

Menggunakan log gradasi yang diperoleh sebelumnya sebagai referensi, kita buat model log sejenis untuk RT, RHOB, NPHI dan GR dengan konstrain seperti di bawah.

| Lithofacies | Shale | Silt | Sand |
|-------------|----------|-----------|-----------|
| AT90 | 0.8 ohmm | 1.5 ohmm | 4 ohmm |
| RHOB | 2.4 g/cc | 2.25 g/cc | 2.15 g/cc |
| NPHI | 0.4 | 0.35 | 0.3 |
| GR | 110 | 80 | 40 |

Tabel 3.9. Harga cutoff untuk RT, RHOB, NPHI dan GR



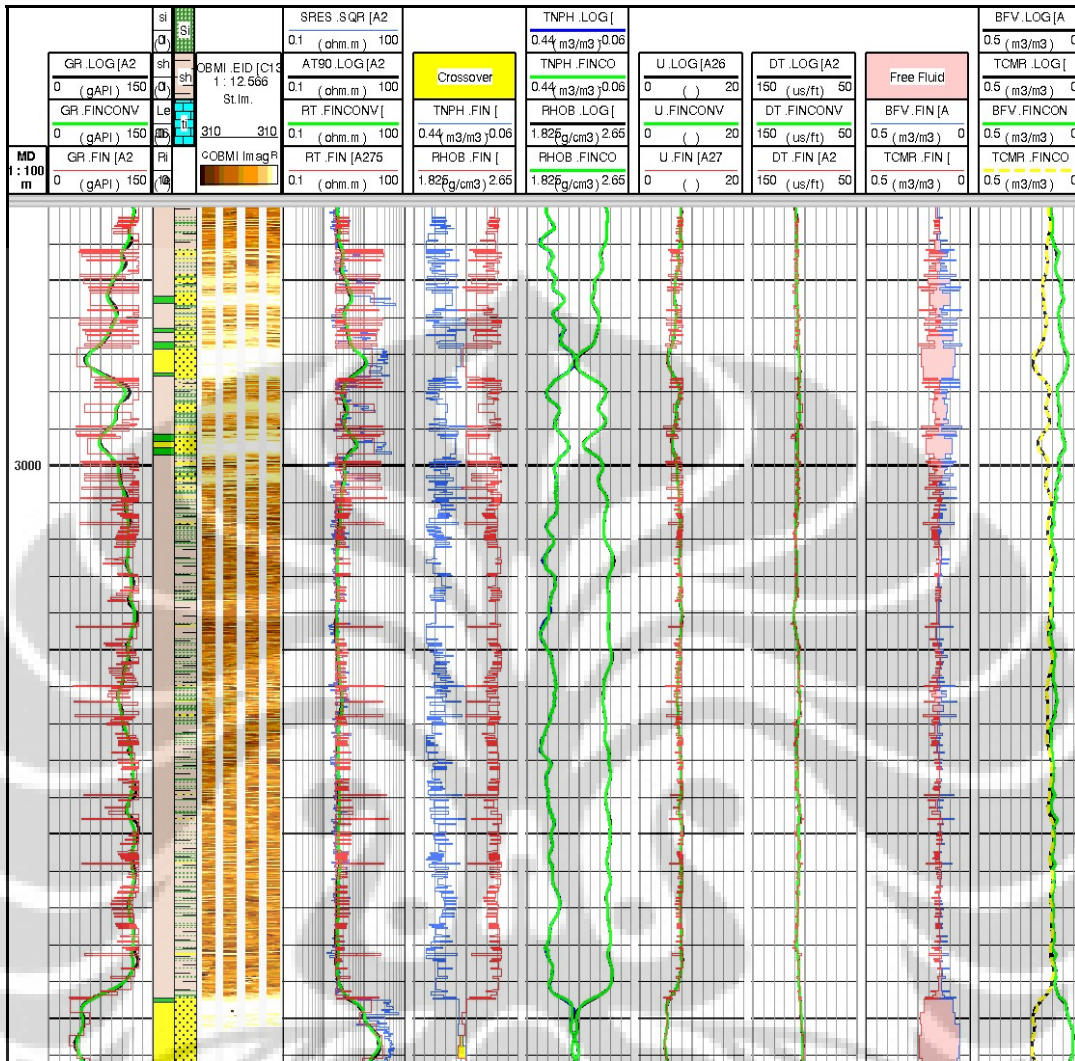
Gambar 3.10. Model parameter awal untuk sumur W#2

Gambar 3.10 merupakan bentuk pemodelan sinyal log yang dihasilkan. Untuk setiap log dalam model, kita akan melakukan validasi dengan jalan membandingkannya dengan log aslinya. Dari situ kita akan dapat menentukan apakah model yang kita buat sudah mendekati dengan data aslinya. Sebagai contoh, model untuk batu pasir murni (clean sand) mustilah cocok dengan clean sand pada log standar. Demikian juga dengan model lempung. Ia mustinya juga akan cocok dengan zona lempung pada log standar.

3.6.5. Optimisasi dan Finalisasi

Jika model awal sudah dibuat, maka dengan menggunakan algoritma perulangan (*iterative*) kita akan meng-*adjust* harga log gradasi sehingga hasil konvolusi dari log tersebut cocok atau mendekati dengan log aslinya. Proses ini dilakukan dua kali. Pertama adalah dengan melakukan optimisasi berupa pemberian konstrain untuk membatasi variasi gradasi. Konstrain diberikan dengan jalan memasukkan harga minimum dan harga maksimum untuk setiap unit lithofacies. Sebagai contoh, harga mula-mula dari model log gradasi untuk lempung dimisalkan 2.19 ohmm, namun harga log aslinya 1.8 ohmm. Maka untuk menyesuaikannya, diberikan constraint untuk lempung antara 2.31 dan 2.07 ohmm. Artinya log model hanya bisa jatuh pada harga minimum 2.07 sehingga tetap cocok dengan konvolusi dan log aslinya. Jika optimisasi dilakukan tanpa menggunakan constraints, maka akan menyebabkan terjadinya pembulatan pada model sehingga detail perlapisan akan hilang. Konstrain pada proses optimisasi akan membuat karakter lapisan tipis terjaga.

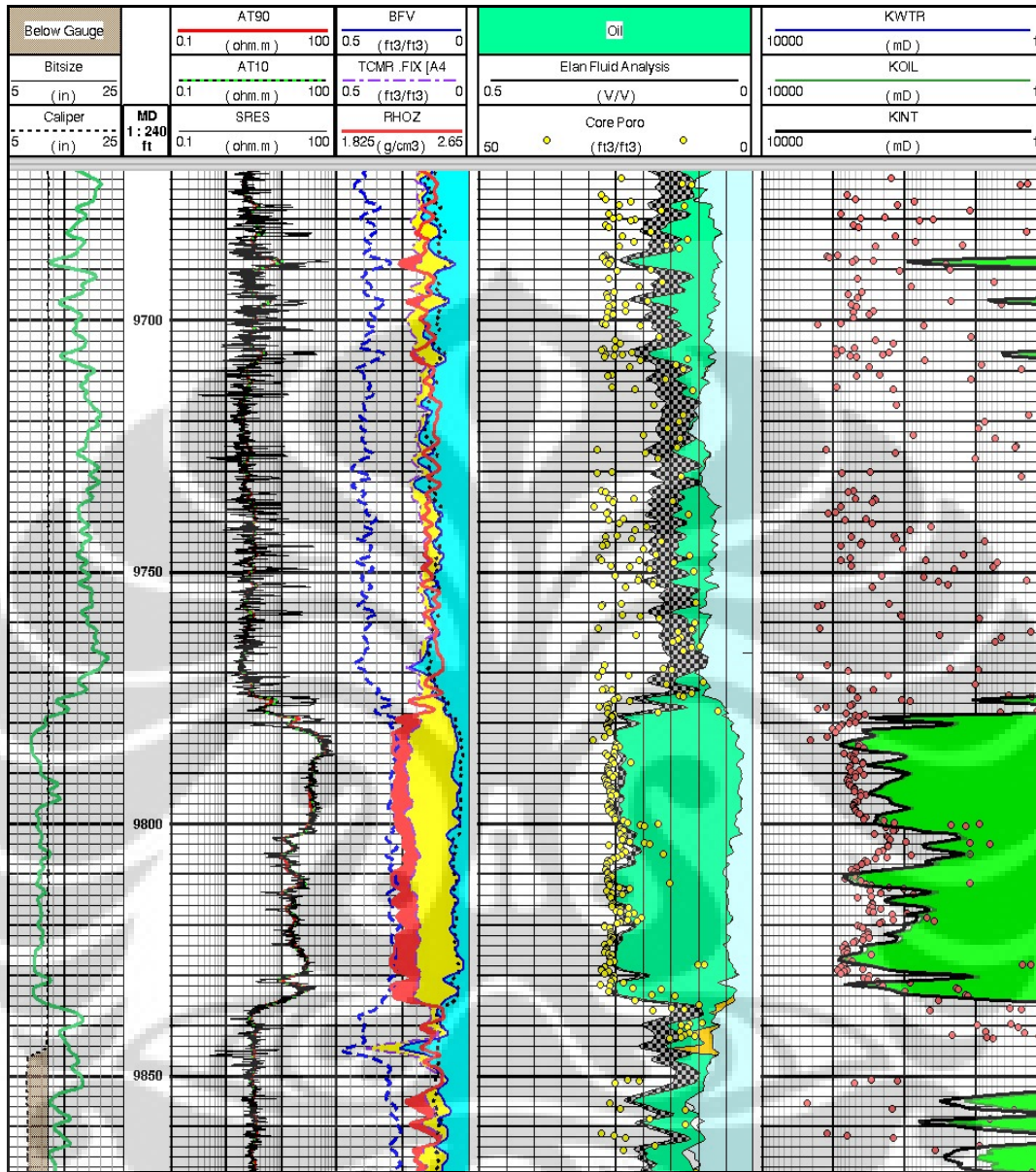
Setelah proses optimisasi dilakukan, tahap selanjutnya adalah melakukan finalisasi. Finalisasi dilakukan tanpa menggunakan konstrain. Ini dimaksudkan agar model dapat mencari harga-harga yang jatuh di luar dari model konstrain dimana sebelumnya telah dilakukan validasi. Gambar 3.11. berasal dari sumur **W#2** yang memperlihatkan hasil akhir dari proses optimisasi dan finalisasi.



Gambar 3.11. Model setelah dilakukan optimisasi dan finalisasi

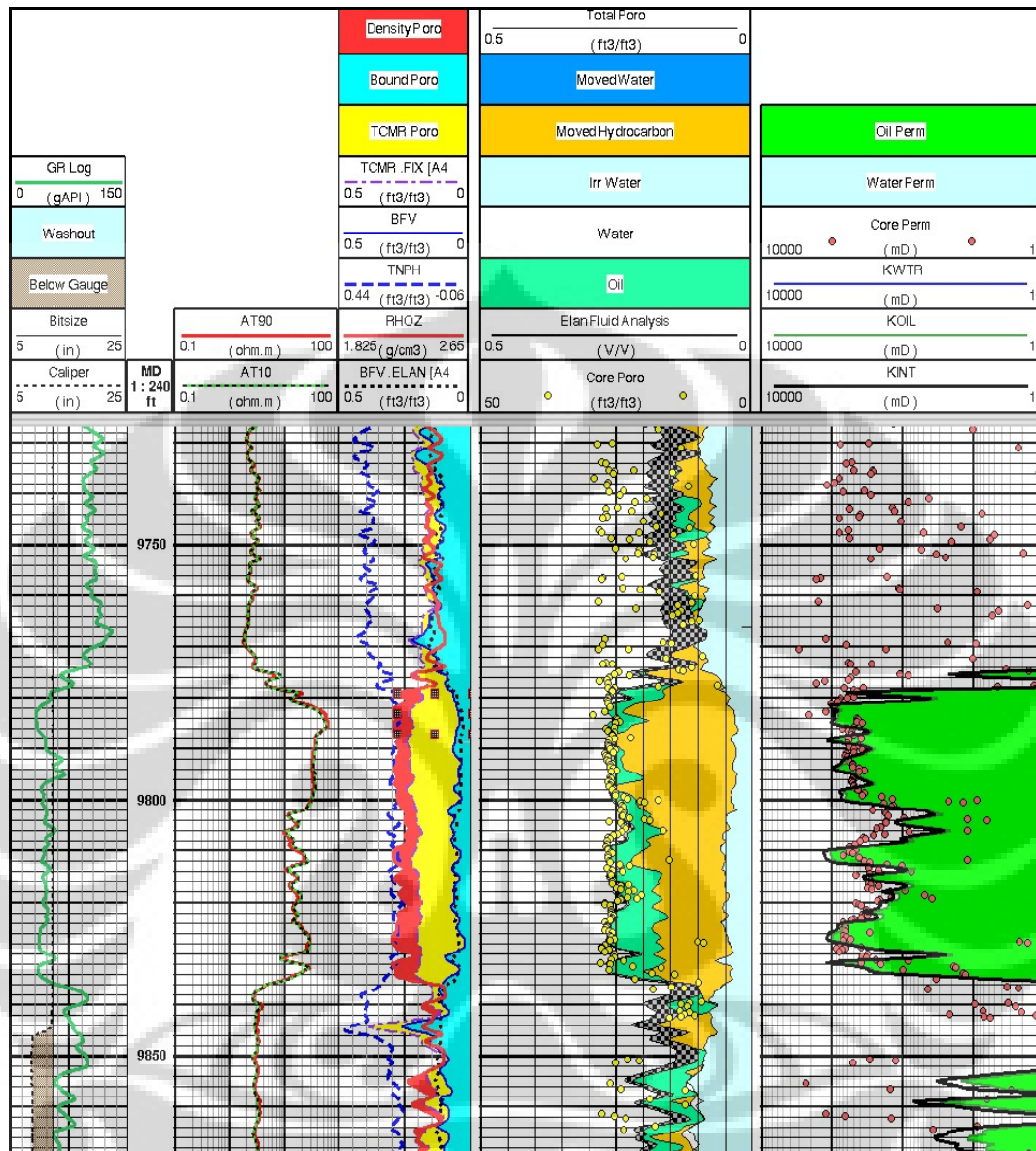
3.6.6. Pemodelan Invasi

Analisis petrofisika *oil base mud* pada zona yang mempunyai porositas tinggi umumnya diasumsikan mempunyai invasi yang rendah. Dengan densitas minyak sekitar 0.65 gr/cc, maka perhitungan porositas di zona yang mengandung hidrokarbon sering lebih kecil dibanding jika kita mengasumsikan zona terinvasi sebagian atau terinvasi penuh.



Gambar 3.12. Hasil kalkulasi volume fluida tanpa memasukkan unsur invasi

Gambar 3.12. memperlihatkan perbandingan antara hasil perhitungan dengan data core pada *Sumur # 4ST*. Gambar menunjukkan proporsi kandungan fluida tanpa memasukkan unsur invasi, sedang gambar 3.13. menunjukkan pengaruh invasi yang dihitung menggunakan TCMR.

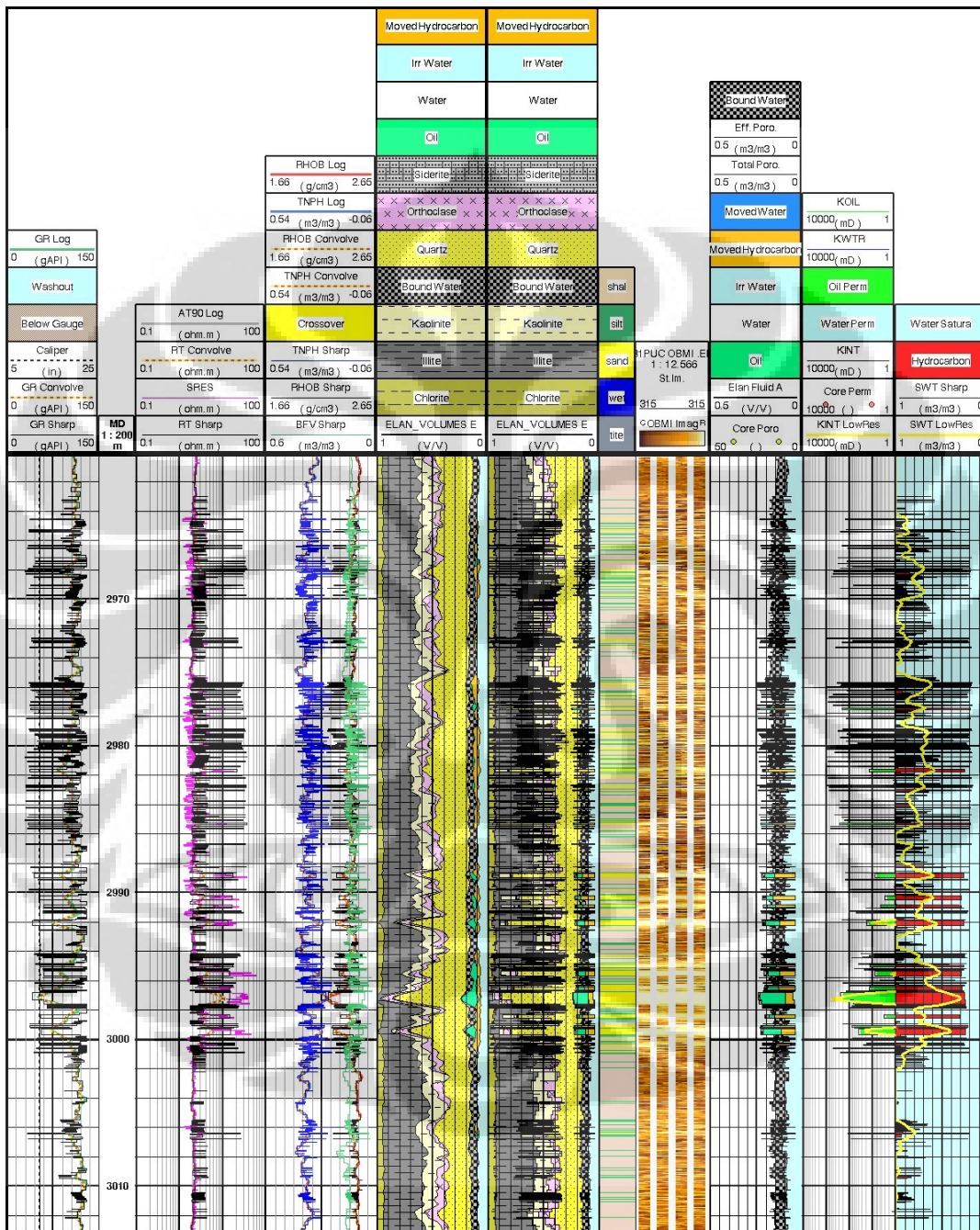


Gambar 3.13. Hasil kalkulasi volume fluida dengan memasukkan unsur invasi yang berasal dari TCMR

3.6.7. Hasil Akhir Evaluasi Petrofisika

Penggunaan log standar dan log beresolusi tinggi sebagai masukan, rekonstruksi metoda konvolusi, pembuatan log bergradasi, pemodelan lithofacies dan perhitungan volumetrik pada zona lapisan tipis merupakan rangkaian proses yang dilakukan dalam

analisis lapisan tipis. Hasil akhir dari evaluasi petrofisika ini disajikan dalam suatu bentuk penampang sebagaimana terekam dalam gambar 3.14.



Gambar 3.14. Hasil Akhir Evaluasi Petrofisika Lapisan tipis

Sementara hasil kalkulasi data petrofisika untuk semua sumur yang dievaluasi disajikan dalam tabel 3.8. berikut.

| Well | Zone Thickness | Sand Count Thickness | Net Pay Thickness | Net Pay Porosity | Net Pay Permeability | Net Pay Water Saturation |
|---------|----------------|----------------------|-------------------|------------------|----------------------|--------------------------|
| | TV DSS | TV DSS | TV DSS | Fraction | mD | Fraction |
| W # 1 | 337.0 | 184.6 | 32.0 | 0.23097 | 36 | 0.81355 |
| W # 2 | 342.0 | 173.9 | 35.0 | 0.26740 | 83 | 0.27378 |
| W # 2ST | 481.4 | 150.6 | 28.0 | 0.22602 | 87 | 0.54473 |
| W # 3 | 339.1 | 167.5 | 26.0 | 0.19499 | 26 | 0.90320 |
| W # 4ST | 346.7 | 131.4 | 24.0 | 0.25876 | 131 | 0.21066 |
| W # 6 | 331.0 | 63.5 | 12.0 | 0.20479 | 48 | 0.90690 |
| W # 7 | 368.2 | 46.7 | 5.0 | 0.26450 | 93 | 0.94414 |

Tabel 3.10. Hasil Akhir Evaluasi Petrofisika

BAB IV

APLIKASI SPEKTRAL DEKOMPOSISI

Setelah evaluasi petrofisika dilakukan, tahap selanjutnya adalah menentukan ketebalan reservoir dari data seismik. Sebagaimana telah di singgung di depan, bahwasanya interpretasi ketebalan reservoir dengan sistem penentuan *top* dan *bottom* marker dari satu sumur ke sumur lainnya dan kemudian diekstrapolasi kurang begitu bagus. Hal itu disebabkan karena cara ini tidak mempunyai kontrol lateral terutama terhadap daerah yang jauh dari sumur pemboran. Sehingga hasil estimasi menjadi kurang akurat dan arah serta distribusi ketebalan formasi tidak jelas. Untuk mengatasi ini, maka dipakai data seismik 3D untuk membantunya.

Penentuan ketebalan formasi dari data seismik dalam penelitian ini menggunakan metoda Spektral Dekomposisi. Prinsip utama dari metoda ini adalah dengan mentransformasi data seismik 3D ke dalam frekuensi domain dengan menggunakan DFT (*Discrete Fourier Transform*). Hasilnya adalah berupa layer-layer spektrum yang berbeda-beda. Spektrum amplitudo dipercaya merepresentasikan variasi ketebalan lapisan sebagai fungsi waktu sedangkan fasa spektrum memberikan indikasi ketidakselarasan geologi secara lateral.

4.1. Estimasi Ketebalan Formasi Dengan Spektral Dekomposisi

Untuk mengaplikasikan metoda spektral dekomposisi pada data seismik zona kajian, penulis menggunakan perangkat lunak keluaran SchlumbergerTM. Spektral dekomposisi dalam perangkat lunak ini akan memproses data seismik 3D berdasarkan window waktu yang sudah ditentukan sepanjang suatu horizon interpretasi. Hasilnya adalah berupa data multi frekuensi dalam bentuk 3D. Kelebihan pemrosesan dengan menggunakan aplikasi komersial adalah bahwa umumnya semua proses dilakukan di satu tempat. Kita tidak perlu repot jika ingin mengekstrak potongan (*slice*) frekuensi pada harga tertentu. Semuanya dilakukan dalam proses tunggal sehingga dapat

menghemat waktu. Berikut diagram kerja proses estimasi ketebalan formasi menggunakan spektral dekomposisi:

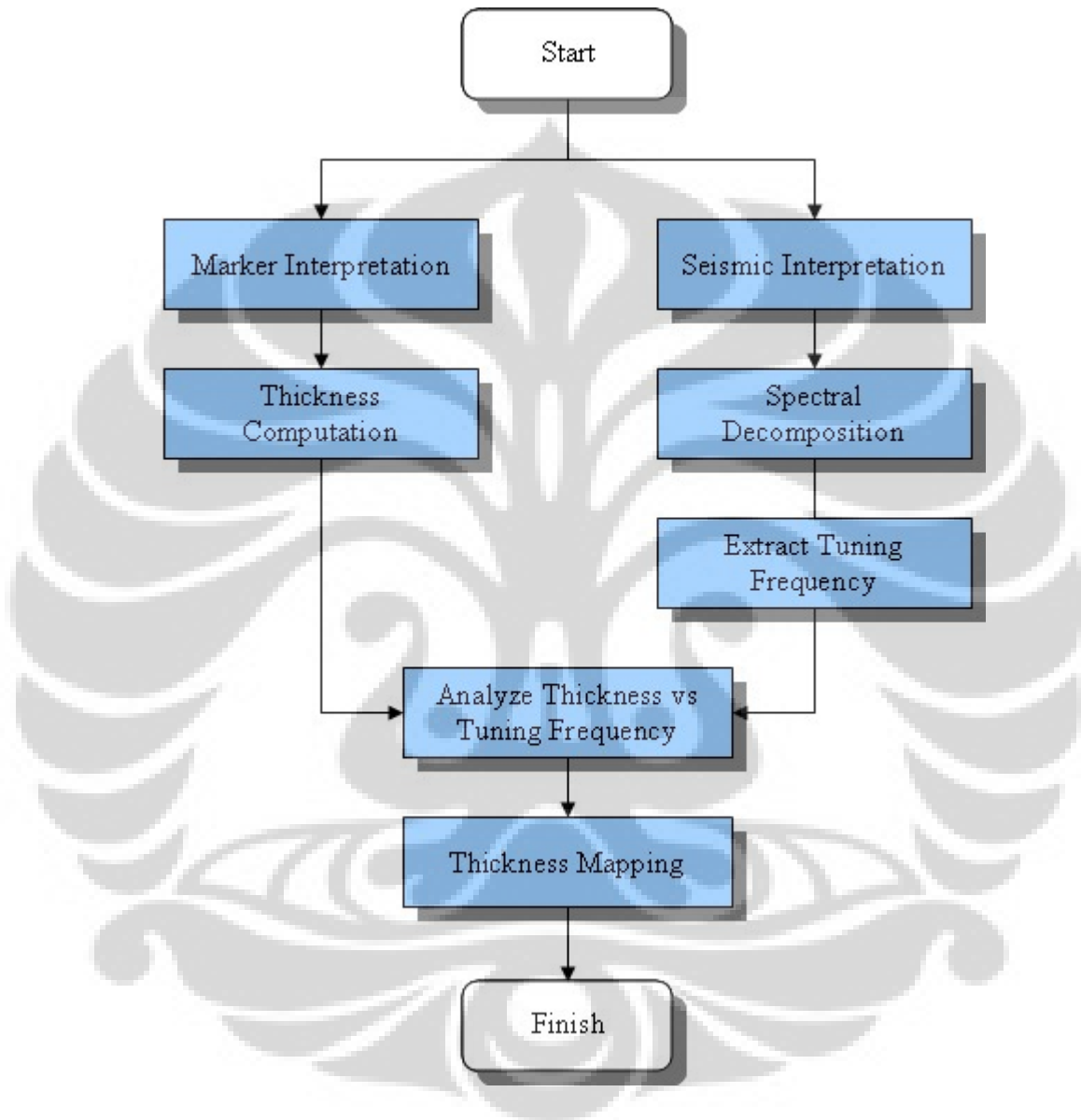
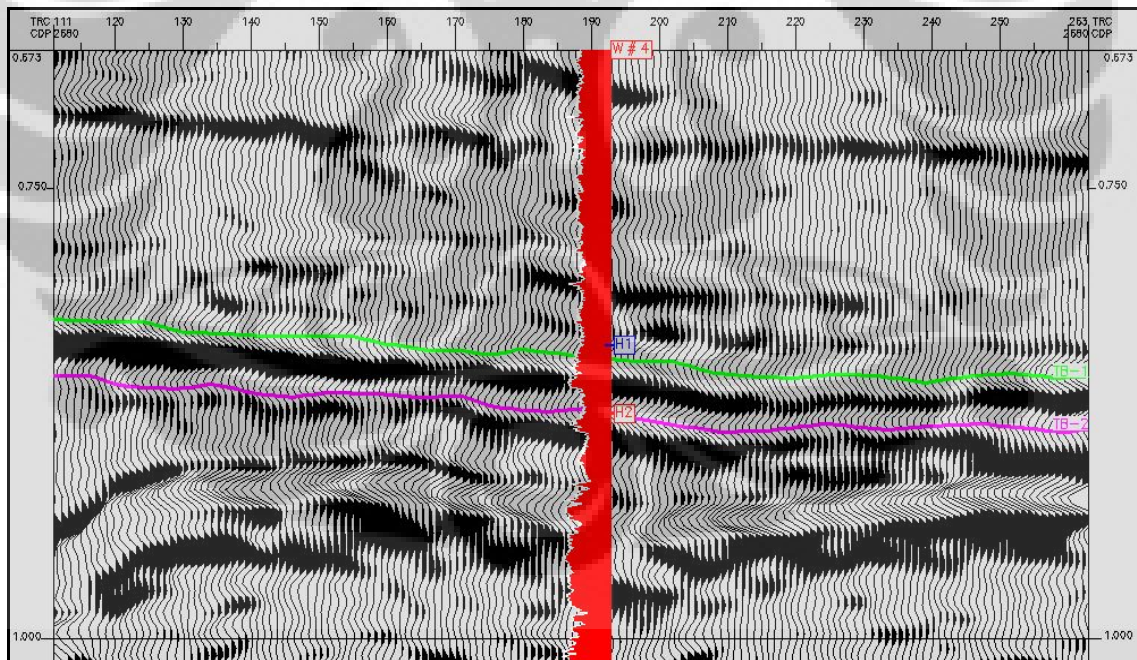


Diagram 4.1. Diagram Alir Proses Esitimasi Ketebalan Formasi Dengan Spektral Dekomposisi

Dalam penelitian ini, penulis tidak banyak bekerja untuk memperbaiki data-data sumur yang berhubungan dengan interpretasi marker, checkshot, synthetic, directional survey, dan lainnya. Penulis berasumsi bahwa semua data-data tersebut sudah akurat dan siap digunakan. Sementara data ketebalan formasi berasal dari hasil evaluasi petrofisika sebagaimana telah dibahas dalam bab sebelumnya. Untuk pemilihan window waktu dimana spektral dekomposisi dieksekusi, ditentukan dari korelasi data seismik dengan marker geologi.

4.1.1. Interpretasi Seismik

Interpretasi seismik dilakukan dalam domain waktu. Horizon diinterpretasi pada *event* yang dipercaya merupakan zona kajian. Ini bisa diketahui dengan membandingkan penampang seismik dengan display marker dan kurva log dari sumur. Oleh sebab itulah, keakuratan data checkshot dalam tahap ini sangat diperlukan agar diperoleh kesesuaian antara data sumur dengan data seismik.



Gambar 4.1. Interpretasi horizon pada penampang seismik 3D

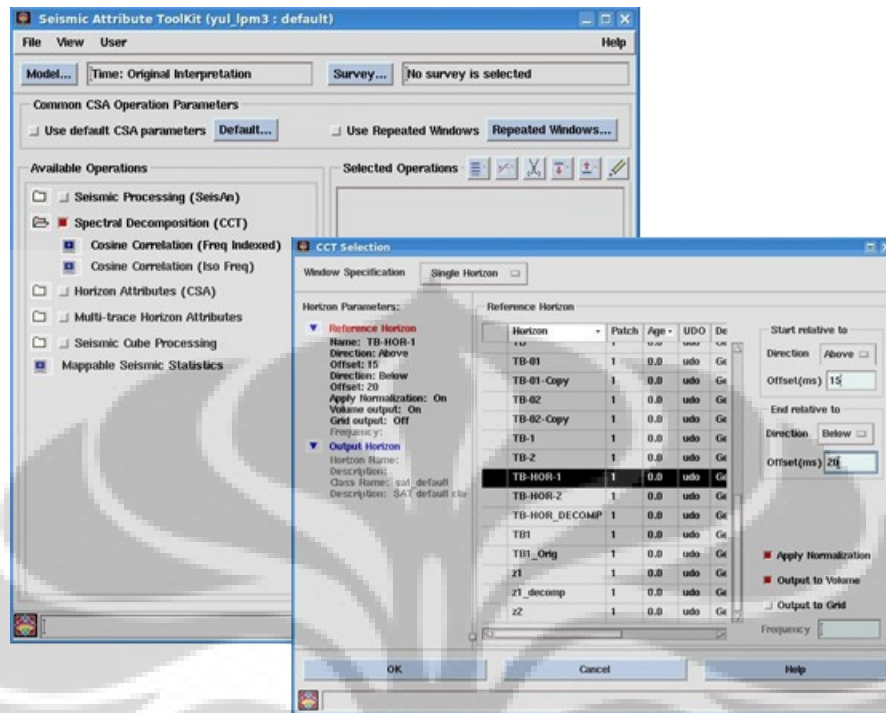
Gambar 4.1. di atas memperlihatkan display marker dan kurva log dari sumur **W#4ST** pada penampang seismik.

4.1.2. Eksekusi Spektral Dekomposisi

Spektral dekomposisi dieksekusi berdasarkan parameter window waktu. Pemilihan window waktu didasarkan pada korelasi antara marker dengan data seismik pada analisa *synthetic seismogram*.

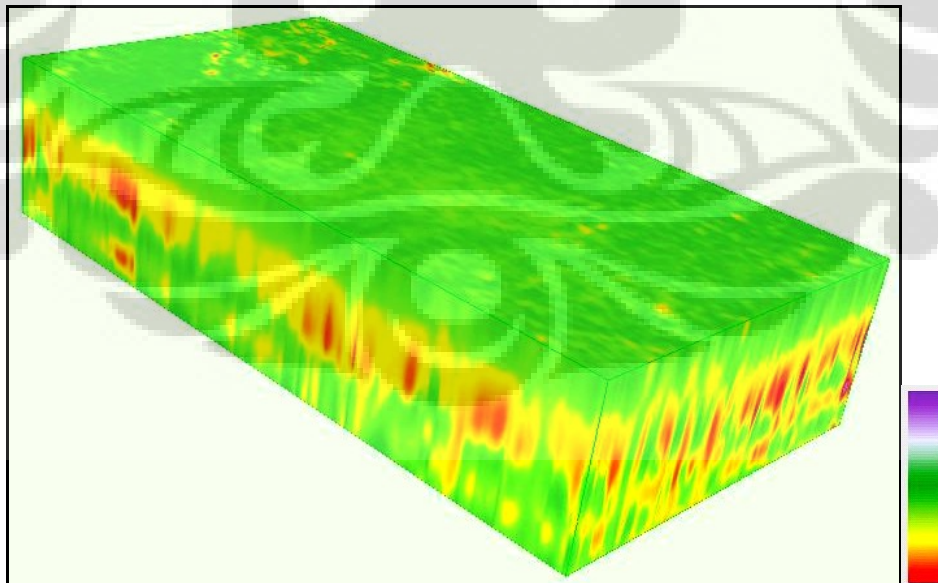
Dalam aplikasi yang dipakai dalam penelitian, ada tiga cara spektral dekomposisi dijalankan berdasarkan parameter window waktu. Pertama, window waktu diset relatif terhadap suatu horizon tertentu. Kedua, window waktu diset berdasarkan batas dua buah horizon. Dan ketiga window waktu diset terhadap harga kedalaman dalam domain waktu. Dalam penelitian, cara yang digunakan adalah cara pertama dimana spektral dekomposisi dieksekusi dengan window waktu diset relatif terhadap suatu horizon. Dalam kasus dimana analisis dilakukan pada reservoir tipis yang berlapis-lapis seperti pada penelitian ini, cara kedua dan cara ketiga kurang tepat digunakan. Cara kedua kurang tepat karena window waktu menjadi sangat lebar yang akan menyebabkan variasi lithologi tidak tergambar secara detail. Hingga saat ini masih belum memungkinkan dilakukannya interpretasi dua buah horizon pada jarak waktu yang sangat dekat disebabkan keterbatasan resolusi vertikal dari data seismik. Sementara cara ketiga tidak mungkin dijalankan karena tidak akan representatif dengan struktur dari zona kajian.

Gambar 4.2. berikut adalah contoh pengaturan window waktu spektral dekomposisi dalam aplikasi keluaran Schlumberger™.



Gambar 4.2. Setting window waktu spektral dekomposisi

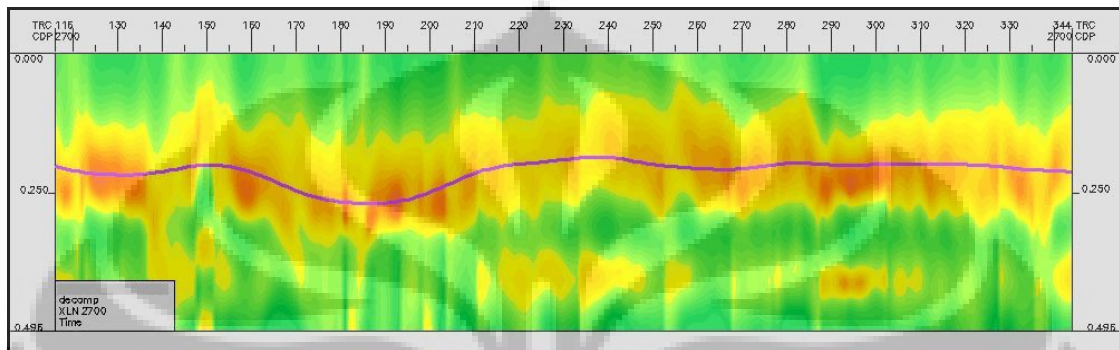
Sementara gambar 4.3. adalah hasil proses spektral dekomposisi yang outputnya berupa kubus 3 dimensi dalam domain frekuensi.



Gambar 4.3. Hasil proses spektral dekomposisi

4.1.3. Ekstraksi Frekuensi Tuning

Langkah selanjutnya dalam proses ini adalah melakukan interpretasi pada kubus frekuensi. Interpretasi dilakukan pada event frekuensi yang dipercaya mewakili lapisan reservoir. Gambar 4.4 adalah hasil interpretasi pada kubus spektral dekomposisi.



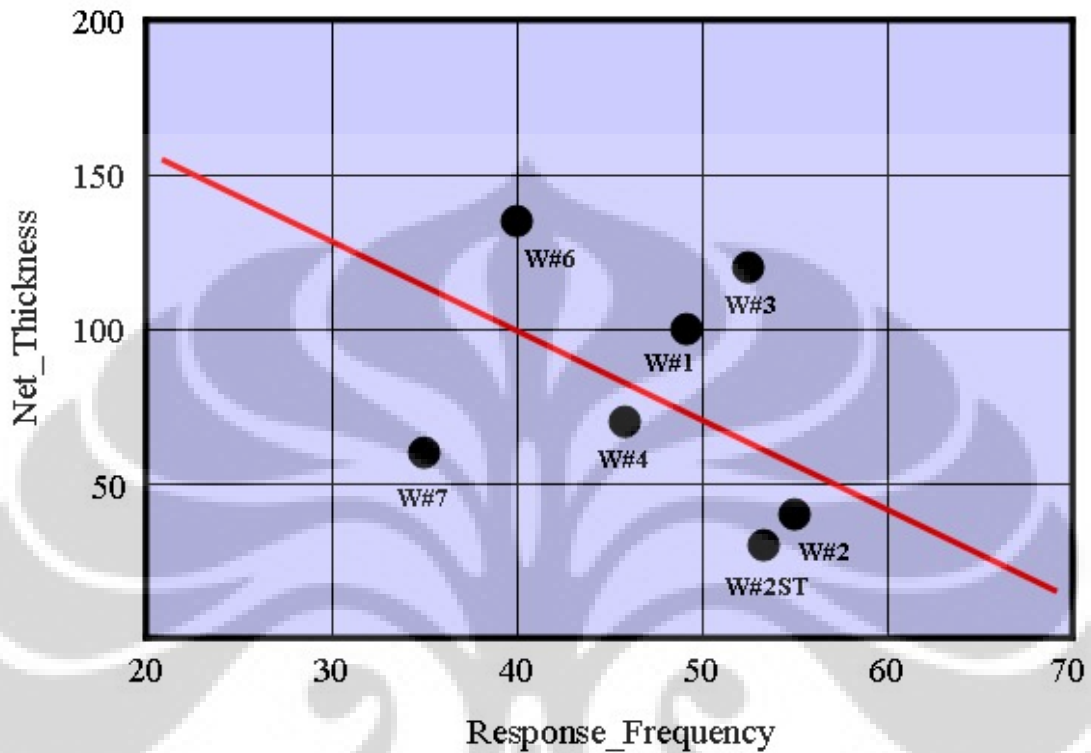
Gambar 4.4. Interpretasi pada kubus spektral dekomposisi

Puncak amplitudo pertama dalam kubus frekuensi hasil proses spektral dekomposisi adalah apa yang disebut dengan istilah frekuensi tuning (*tuning frequency*). Menurut teori, frekuensi yang diekstrak dari kubus frekuensi spektral dekomposisi merupakan invers proporsional dari ketebalan reservoir.

4.1.4. Analisis Ketebalan Formasi Terhadap Frekuensi Tuning

Setelah atribut frekuensi tuning diekstrak, lalu dianalisa hubungan atribut dengan data ketebalan formasi. Analisa dilakukan dengan jalan membuat crossplot antara atribut frekuensi tuning dengan ketebalan untuk kemudian ditentukan koefisien korelasinya. Dalam hal ini, nilai koefisien korelasi yang diperoleh adalah negatif. Ini dikarenakan frekuensi tuning dari spectral dekomposisi mempunyai hubungan terbalik dengan ketebalan reservoir, dimana semakin tinggi frekuensi tuningnya akan semakin tipis ketebalan reservoir. Gambar 4.5. menunjukkan plot antara frekuensi tuning dan ketebalan reservoir batupasir di tujuh titik sumur.

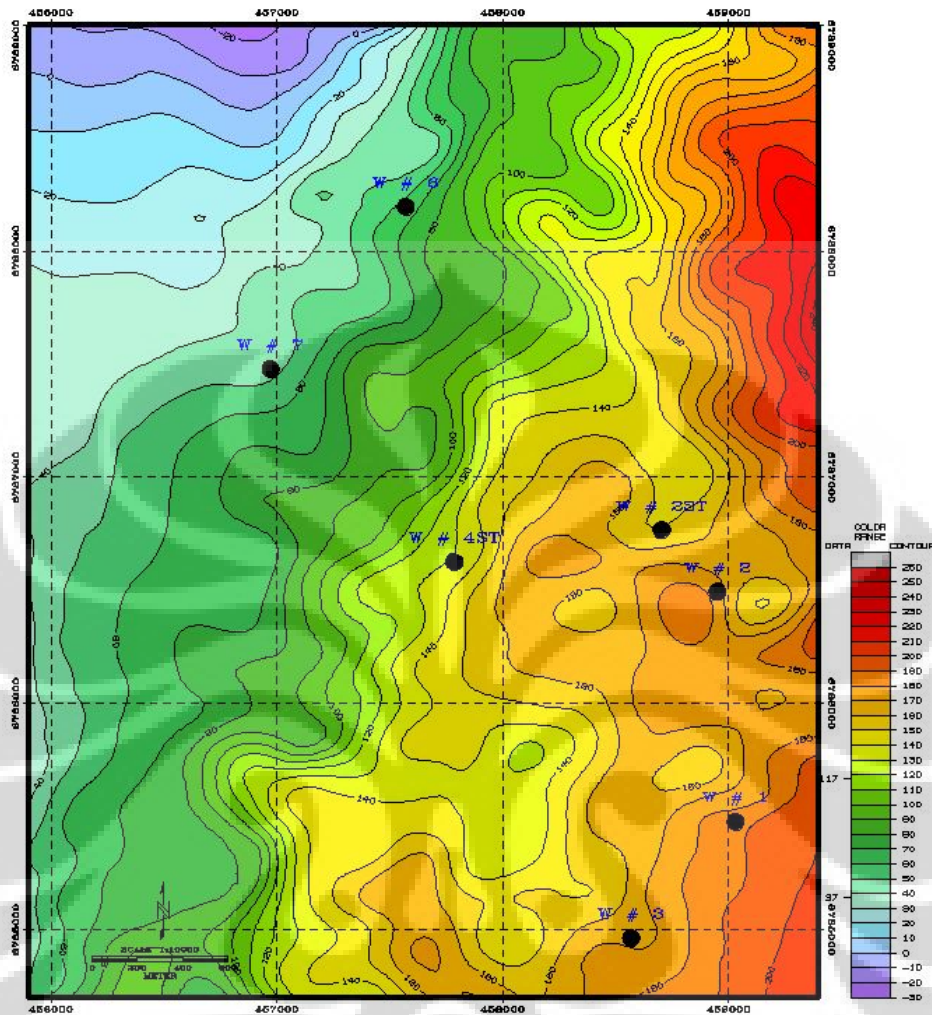
E_BASE_2_TUNINGF Regression Coeff: 81.2



Gambar 4.5. Plot korelasi antara ketebalan reservoir batu pasir versus atribut frekuensi tuning di 7 titik sumur

4.1.5. Pemetaan Ketebalan Formasi

Analisis ketebalan formasi dari data sumur terhadap frekuensi tuning dilakukan dengan menggunakan aplikasi LPM (*Log Property Mapping*). Di sini, hubungan antara kedua sumber dievaluasi dengan menggunakan metoda geostatistik yang sudah tersedia sehingga dihasilkan model yang lebih realistis. Dengan aplikasi yang sama, dibuat peta ketebalan formasi yang merupakan kombinasi dari data sumur dengan frekuensi tuning sehingga arah dan distribusi lapisan dapat dilihat. Gambar 4.5. memperlihatkan hasil proses pemetaan.



Gambar 4.6. Peta ketebalan formasi dari LPM

4.2. Ekstraksi Data Ketebalan ke Data Sumur

Serangkaian proses di atas menghasilkan suatu peta ketebalan reservoir yang merupakan penyesuaian antara data sumur dengan data seismik. Peta ini digunakan sebagai kontrol untuk membuat peta ketebalan zona hidrokarbon dimana data inputnya berasal dari keluaran evaluasi petrofisika. Selanjutnya informasi ketebalan hidrokarbon diekstrak ke dalam data sumur lain yang tidak diikuti dalam evaluasi. Tujuannya adalah agar dapat dihitung cadangan hidrokarbon untuk tiap-tiap sumur.

Kemudian dikombinasikan dengan struktur dari zona kajian yang diperoleh dari interpretasi seismik yang telah dikonversi ke dalam domain kedalaman, akan dapat dipetakan ketebalan lapisan zona hidrokarbon yang lebih representatif untuk menghitung cadangan hidrokarbon di area tersebut. Semua proses tersebut dijelaskan dalam bab pembahasan.



BAB V

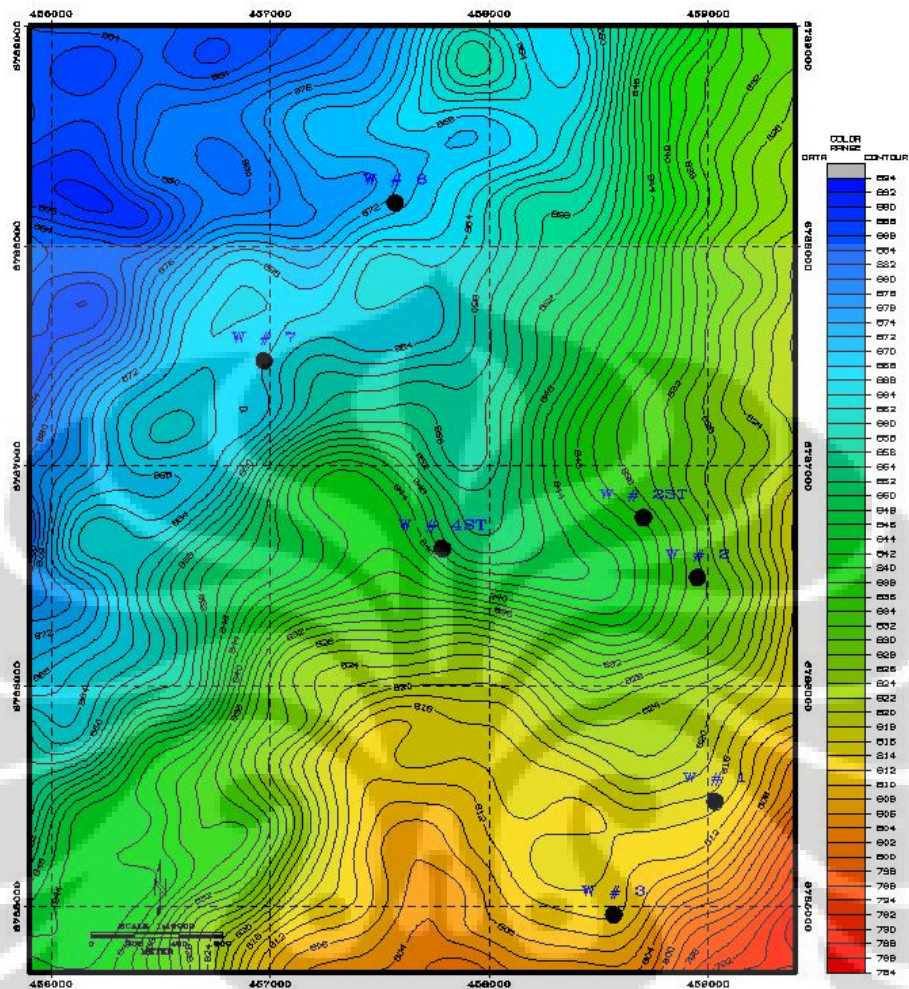
ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Seperti telah disinggung di depan, di bab ini akan dibahas mengenai hasil evaluasi reservoir lapisan tipis yang prosesnya telah dikerjakan di bab sebelumnya. Beberapa analisis dari hasil evaluasi sedikit banyak juga telah disinggung di bab terkait, seperti misalnya analisis evaluasi petrofisika di bab III dan proses aplikasi spektral dekomposisi di bab IV.

Analisis yang akan dibicarakan di bab pembahasan ini lebih difokuskan pada pengolahan hasil akhir yang diperoleh dari proses estimasi ketebalan reservoir dengan menggunakan kombinasi pendekatan petrofisika dan pemanfaatan data seismik 3D. Pengolahan data ini bertujuan untuk menghitung jumlah cadangan hidrokarbon di tempat. Sebagaimana mana dimaklumi bersama, bahwa zona kajian dalam penelitian ini pada awalnya merupakan zona non-produktif yang umumnya tidak dimasukkan dalam perhitungan cadangan. Sehingga, hasil akhir dari kalkulasi yang diperoleh adalah murni merupakan cadangan tambahan sebagai hasil interpretasi dengan menggunakan metoda sebagaimana dibahas dalam tesis.

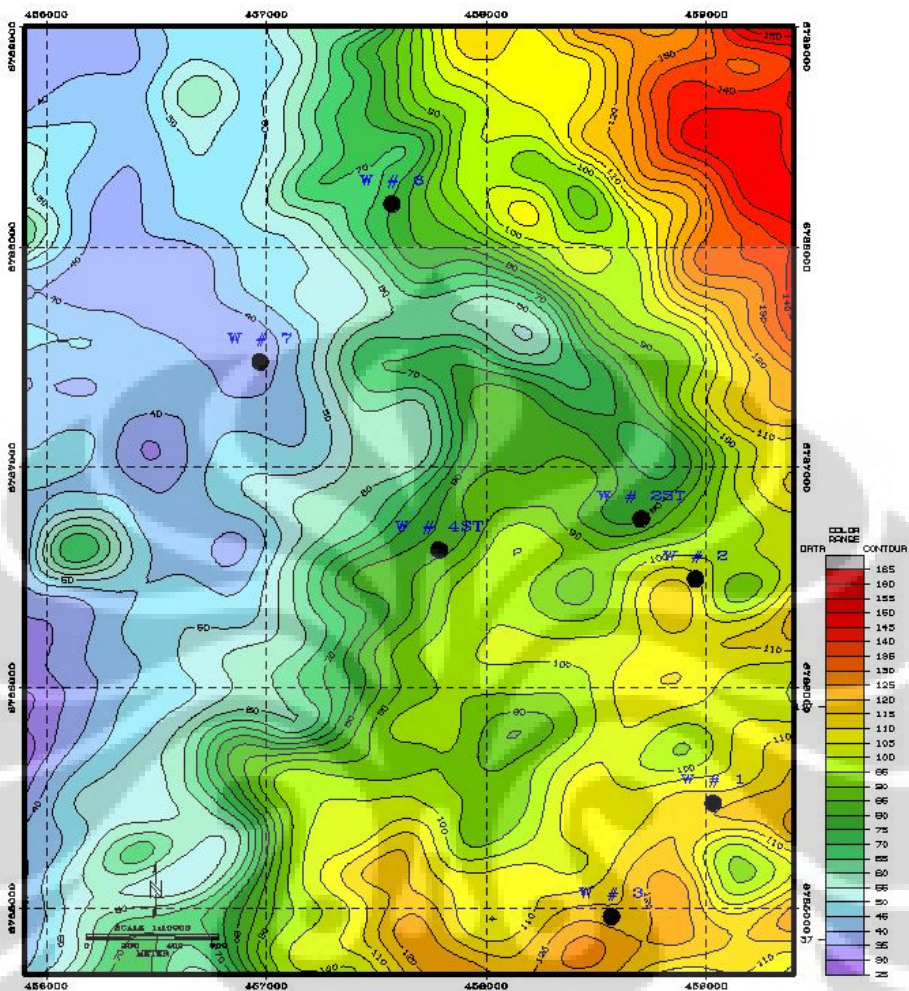
5.1. Analisis Ketebalan dan Arah Reservoir

Dari interpretasi seismik pada zona kajian seperti terlihat dalam kontur waktu pada gambar 5.1. menunjukkan bahwa kedalaman semakin bertambah dari arah tenggara (*south-east*) ke arah barat laut (*north-west*).



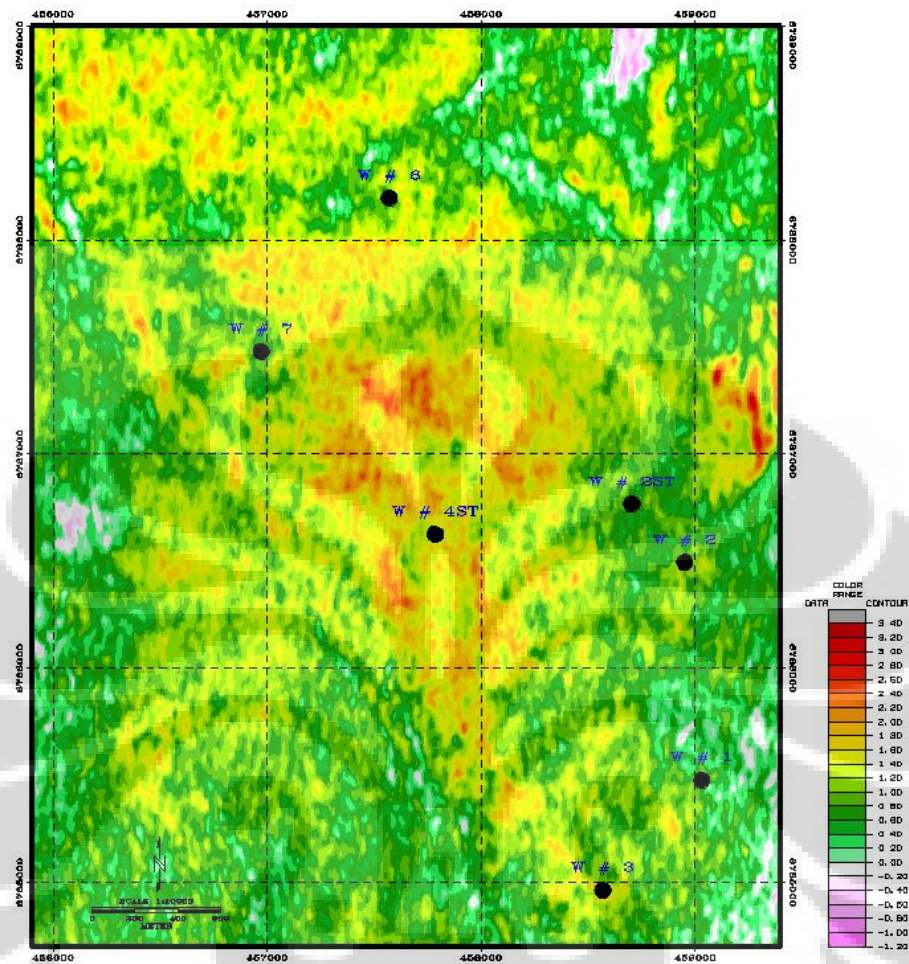
Gambar 5.1. Kontur Waktu Zona Kajian

Demikian juga dengan ketebalan lapisan dalam fungsi waktu yang merupakan pengurangan langsung antara horizon bagian bawah dengan horizon bagian atasnya. Dalam gambar 5.2. terlihat bahwa lapisan lebih tebal berada di bagian tenggara lalu agak menipis ke arah barat laut.



Gambar 5.2. Peta Ketebalan Fungsi Waktu

Sementara dari ekstraksi amplitudo seismik terhadap horizon zona kajian sebagaimana terlihat dalam gambar 5.3, kita melihat ketidak menerusan amplitudo yang bisa diartikan sebagai representasi dari distribusi lapisan dengan arah yang sama, yaitu dari tenggara ke barat laut.



Gambar 5.3. Peta Ekstraksi Amplitudo

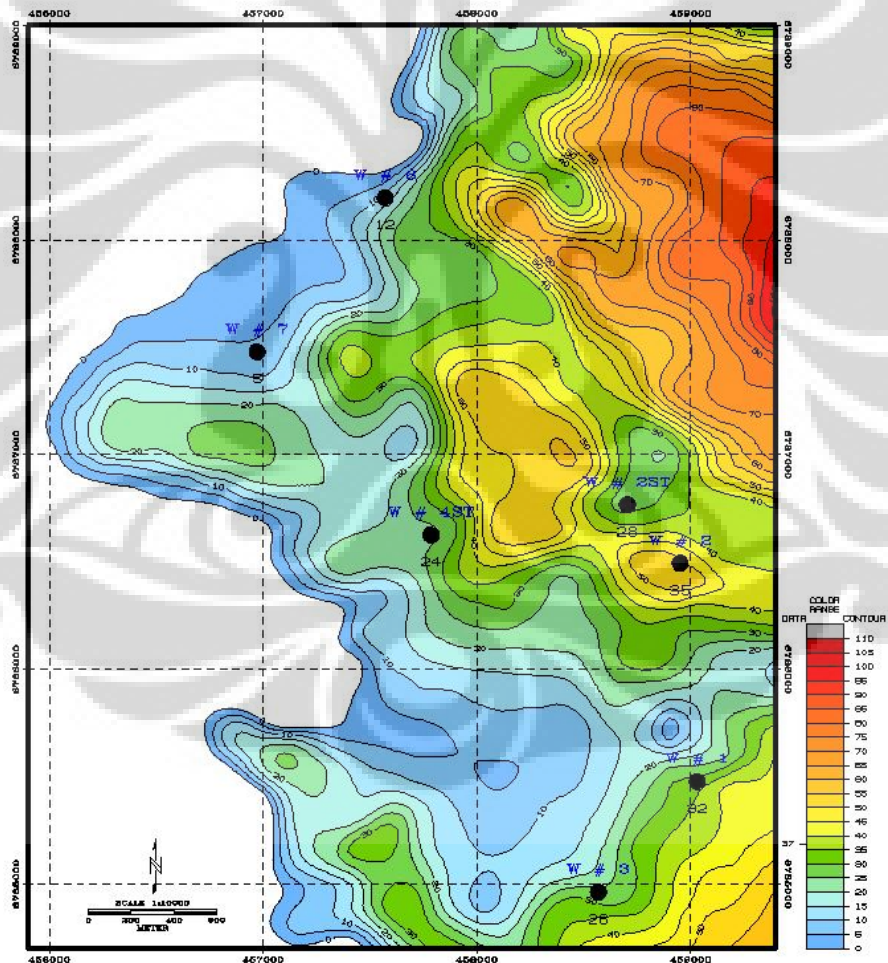
Berdasarkan ciri-ciri di atas dan digabungkan dengan evaluasi petrofisika dan analisa data core, dapat diambil kesimpulan bahwasanya daerah ini memang merupakan daerah lingkungan laut dalam yang stratigrafinya didominasi oleh endapan turbidit dengan reservoir berupa batu pasir yang diselang selingi oleh lapisan lempung dan lanau.

5.2. Pembuatan Peta Ketebalan Zona Hidrokarbon

Dari data ketebalan zona hidrokarbon (*netpay*) seperti tercantum dalam tabel 3.8 dan dikombinasikan dengan peta ketebalan formasi sebagai kontrol, dibuat suatu peta yang

mewakili ketebalan zona hidrokarbon di daerah kajian. Pembuatan peta ketebalan zona hidrokarbon dilakukan dengan menggunakan aplikasi pemetaan.

Pertama, data ketebalan formasi (dalam modul aplikasi diistilahkan sebagai grid) diekstrak ke setiap titik sumur dengan jalan melakukan *back interpolation*. Kemudian lakukan pengurangan antara data ketebalan formasi dengan data ketebalan zona hidrokarbon. Hasilnya berupa selisih harga (*mistie*) diantara keduanya. Lakukan gridding pada data ini. Lalu kurangkan grid ketebalan formasi dengan grid *mistie* sehingga dihasilkan grid baru yang merupakan grid ketebalan zona hidrokarbon. Gambar 5.5. adalah hasil peta yang dimaksud.

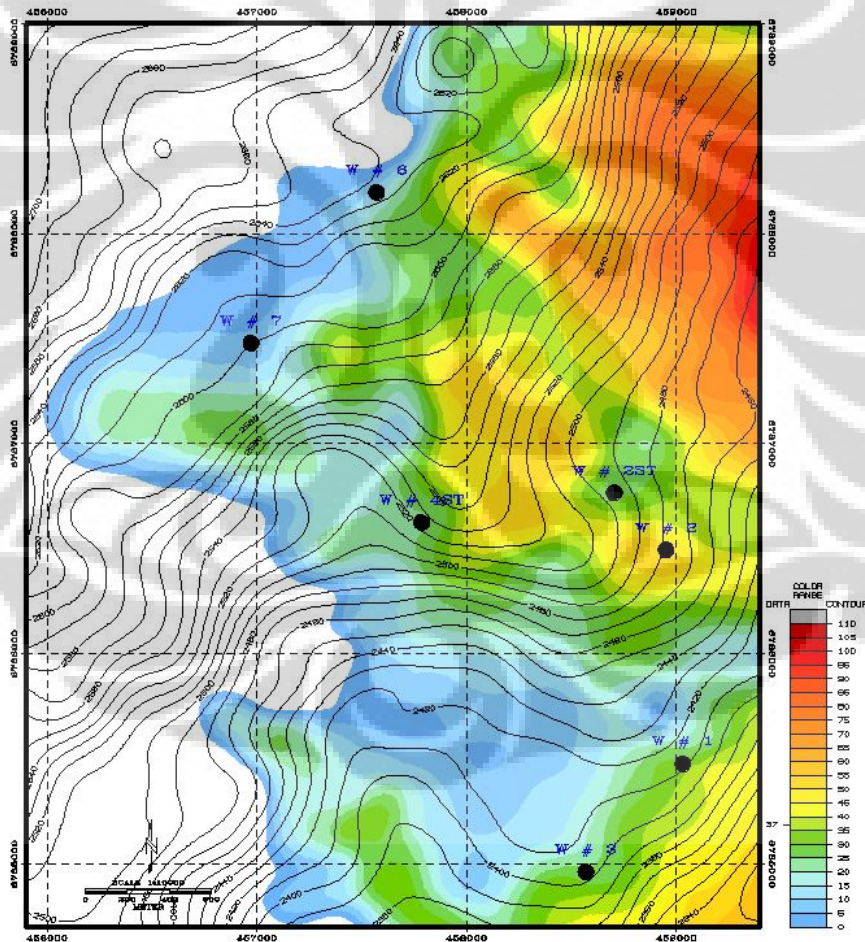


Gambar 5.4. Peta Ketebalan Zona Hidrokarbon

Peta ketebalan zona hidrokarbon dibuat agar kita dapat melihat arah penyebaran hidrokarbon di dalam kolom reservoir dan kemudian membantu untuk menghitung jumlah cadangannya.

5.3. Overlay Peta Ketebalan dengan Peta Struktur

Gambar 5.5. berikut adalah overlay peta ketebalan hidrokarbon dengan peta struktur kedalaman. Peta kontur waktu sebagaimana terlihat pada gambar 5.1. dikonversi terlebih dahulu ke dalam domain kedalaman. Konversi dilakukan dengan menggunakan formula polinomial yang dihasilkan dari korelasi antara waktu dan kedalaman dari analisis checkshot.



Gambar 5.5. Overlay Peta Ketebalan Zona Hidrokarbon dengan Peta Struktur Kedalaman

Overlay dilakukan agar dapat diperkirakan ketebalan reservoir pada posisi dan kedalaman tertentu sehingga dapat membantu menentukan titik kandidat sumur pemboran berikutnya.

5.4. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Perhitungan cadangan hidrokarbon (*hydrocarbon reserve*) adalah tahap cukup penting dari analisis lapisan tipis dalam penelitian ini. Dengan diketahuinya jumlah cadangan pada zona lapisan tipis, maka akan dapat ditentukan apakah jumlah cadangan tersebut cukup potensial buat diproduksi atau tidak. Dan jika memang potensi cadangannya cukup bagus, teknologi apa yang kemudian akan digunakan untuk mengambilnya setelah tentunya mempertimbangkan faktor keekonomisan.

Ada dua jenis perhitungan cadangan hidrokarbon yang akan dilakukan di sini, yaitu perhitungan cadangan di tiap sumur pemboran dan perhitungan cadangan untuk area yang lebih luas di daerah konsesi tertentu. Masing-masingnya akan menggunakan persamaan yang sama namun agak berbeda dalam hal sumber data input-nya. Berikut persamaan umum yang dipakai buat menghitung cadangan hidrokarbon:

$$\text{Hydrocarbon Reserve} = (\text{HCIIP} \times \text{RF}) - N_p \quad (5.1)$$

HCIIP (*Hydrocarbon Initially In Place*) adalah jumlah hidrokarbon mula-mula di tempat, RF (*Recovery Factor*) adalah faktor kemampuan hidrokarbon bisa diproduksi dan N_p adalah jumlah hidrokarbon yang sudah diproduksi.

HCIIP dihitung dari persamaan:

$$\text{HCIIP} = \text{CF} \times V \times \phi (1 - S_w) \quad (5.2)$$

CF adalah faktor konversi yang harganya tergantung dari unit yang dipakai dalam perhitungan, V adalah volume total hidrokarbon, ϕ adalah porositas formasi dan S_w adalah Saturasi air.

Untuk memudahkan analisis, di sini kita menggunakan istilah HCPV (*Hydrocarbon Pore Volume*) dalam perhitungan. Dari harga HCPV ini, kita dapat menentukan potensi dari suatu sumur ataupun lapangan dengan hanya melihat besaran fisisnya. Jadi walaupun kita temukan suatu reservoir lebih tebal dari yang lain, namun belum tentu ia lebih potensial jika harga HCPV-nya kecil. HCPV dihitung dengan persamaan:

$$\text{HCPV} = \phi (1 - S_w) \quad (5.3)$$

5.4.1. Pehitungan Cadangan di Tiap Sumur

Perhitungan cadangan untuk setiap sumur, dilakukan pada formasi tertentu di lokasi sekitar sumur pemboran. Data yang dihasilkan digunakan untuk memperkirakan umur produksi dari sumur yang bersangkutan. Biasanya, luas area yang digunakan dalam perhitungan adalah luas daerah pengurasan (*drainage area*). Berikut adalah hasil perhitungan HCPV untuk setiap sumur berdasarkan data dari tabel 3.8.

| Well | Zone | Sand Count | Net Pay | Net Pay | Net Pay | Net Pay Water | HC Pore |
|---------|-----------|------------|-----------|----------|--------------|---------------|----------|
| | Thickness | Thickness | Thickness | Porosity | Permeability | Saturation | Volume |
| | TVDSS | TVDSS | TVDSS | Fraction | mD | Fraction | Fraction |
| W # 1 | 337.0 | 184.6 | 32.0 | 0.23097 | 36 | 0.81355 | 0.043 |
| W # 2 | 342.0 | 173.9 | 35.0 | 0.26740 | 83 | 0.27378 | 0.194 |
| W # 2ST | 481.4 | 150.6 | 28.0 | 0.22602 | 87 | 0.54473 | 0.103 |
| W # 3 | 339.1 | 167.5 | 26.0 | 0.19499 | 26 | 0.90320 | 0.019 |
| W # 4ST | 346.7 | 131.4 | 24.0 | 0.25876 | 131 | 0.21066 | 0.204 |
| W # 6 | 331.0 | 63.5 | 12.0 | 0.20479 | 48 | 0.90690 | 0.019 |
| W # 7 | 368.2 | 46.7 | 5.0 | 0.26450 | 93 | 0.94414 | 0.015 |

Tabel 5.1. Hasil Perhitungan HCPV Untuk Setiap Sumur

Agar bisa dihitung cadangan hidrokarbonnya, harus diketahui berapa radius pengurasan rata-rata setiap sumur di lapangan tersebut. Sementara RF dan N_p ditentukan dari analisis geologi dan produksi.

5.4.2. Perhitungan Cadangan Suatu Lapangan

Perhitungan cadangan suatu lapangan biasanya dilakukan pada lapangan minyak/gas ataupun daerah konsesi tertentu. Perhitungan dilakukan dengan tujuan untuk mendapatkan data-data yang lebih pasti (*proven*) mengenai potensi hidrokarbon di suatu daerah. Dengan begitu dapat diperkirakan sampai berapa lama lapangan atau daerah tersebut dapat menghasilkan hidrokarbon. Biasanya perhitungan cadangan ini rutin dilakukan setiap tahun agar data yang diperoleh lebih valid.

Dengan menggunakan planimeter, kita dapat menghitung luas area berdasarkan peta yang sudah kita buat di tahap sebelumnya. Atau kita juga dapat menggunakan software aplikasi untuk menghitung luas area berikut volume-nya jika diketahui unit yang dipakai. Dari data-data tersebut dan dikombinasi dengan data petrofisika seperti harga porositas (ϕ) dan harga saturasi air (S_w), dapat dihitung total cadangan dengan menggunakan persamaan 5.1 ataupun 5.2.

5.5. Analisis Kandungan Hidrokarbon

Dari serangkaian data dan peta yang dihasilkan, berikut analisis dan penjelasan mengenai potensi hidrokarbon untuk setiap sumur kajian.

Sumur yang mempunyai lapisan reservoir paling tebal adalah sumur **W#1**, namun dari evaluasi petrofisika diketahui ketebalan zona hidrokarbonnya lebih tipis dibanding sumur **W#2**. Walaupun sumur ini mempunyai porositas yang relatif cukup bagus, namun harga saturasi menunjukkan bahwa formasinya sebagian besar dipenuhi oleh air sehingga diperoleh harga HCPV yang kecil juga. Hal yang sama dapat dilihat pada sumur **W#3**.

Sumur *W#2* dan sumur *W#2ST* disamping memiliki lapisan formasi yang cukup tebal, mereka juga mempunyai zona hidrokarbon yang relatif lebih tebal juga. Di samping itu, harga porositas dan saturasi menunjukkan bahwa formasi cukup porous dan kandungan airnya relatif kecil. Sehingga dari perhitungan diperoleh harga HCPV yang cukup besar.

Sumur *W#4ST* memiliki zona hidrokarbon yang cukup tebal. Walau harganya tidak sebesar seperti pada sumur lainnya, namun evaluasi petrofisika membuktikan bahwa sumur ini mempunyai porositas yang sangat baik dan juga kandungan air dalam formasinya sangat kecil. Oleh karena itu maka harga HCPV-nya menjadi yang paling besar dibanding dengan sumur-sumur lain yang dievaluasi.

Sementara untuk sumur *W#6* dan *W#7*, karena ketebalan zona hidrokarbonnya sendiri sudah sangat rendah ditambah dengan saturasi air yang cukup tinggi, maka dari hasil perhitungan diperoleh harga HCPV yang kecil.

Dari analisis di atas, dapat disimpulkan bahwa sumur yang mempunyai lapisan formasi lebih tebal belum tentu lebih produktif di banding dengan sumur yang memiliki formasi lebih tipis. Walaupun sama-sama bersifat porous, namun faktor kandungan fluida yang mengisi formasi lebih menentukan. Ditambah dengan faktor permeabilitas yang merupakan parameter penting untuk menentukan apakah formasi bisa mengalirkan fluida dengan mudah atau tidak.

BAB VI

KESIMPULAN

Teknik pemodelan reservoir lapisan tipis dalam penelitian ini menggunakan filter konvolusi satu dimensi untuk menyelaraskan model lapisan tipis dengan kurva standar hasil pengukuran di lapangan. Kurva log dengan resolusi standar dan hasil resistivity image dipakai untuk membuat model lapisan tipis dengan tingkat resolusi yang lebih tinggi. Model atau kurva yang dihasilkan lalu dipakai dalam evaluasi petrofisika tingkat lanjut untuk menghitung netpay, porositas, saturasi dan permeabilitas secara lebih akurat.

Dengan menggunakan metoda spektral dekomposisi yang diaplikasikan pada data seismik 3D untuk mengestimasi ketebalan suatu lapisan reservoir, diperoleh hasil yang cukup baik dan selaras dengan hasil perhitungan dengan menggunakan evaluasi petrofisika.

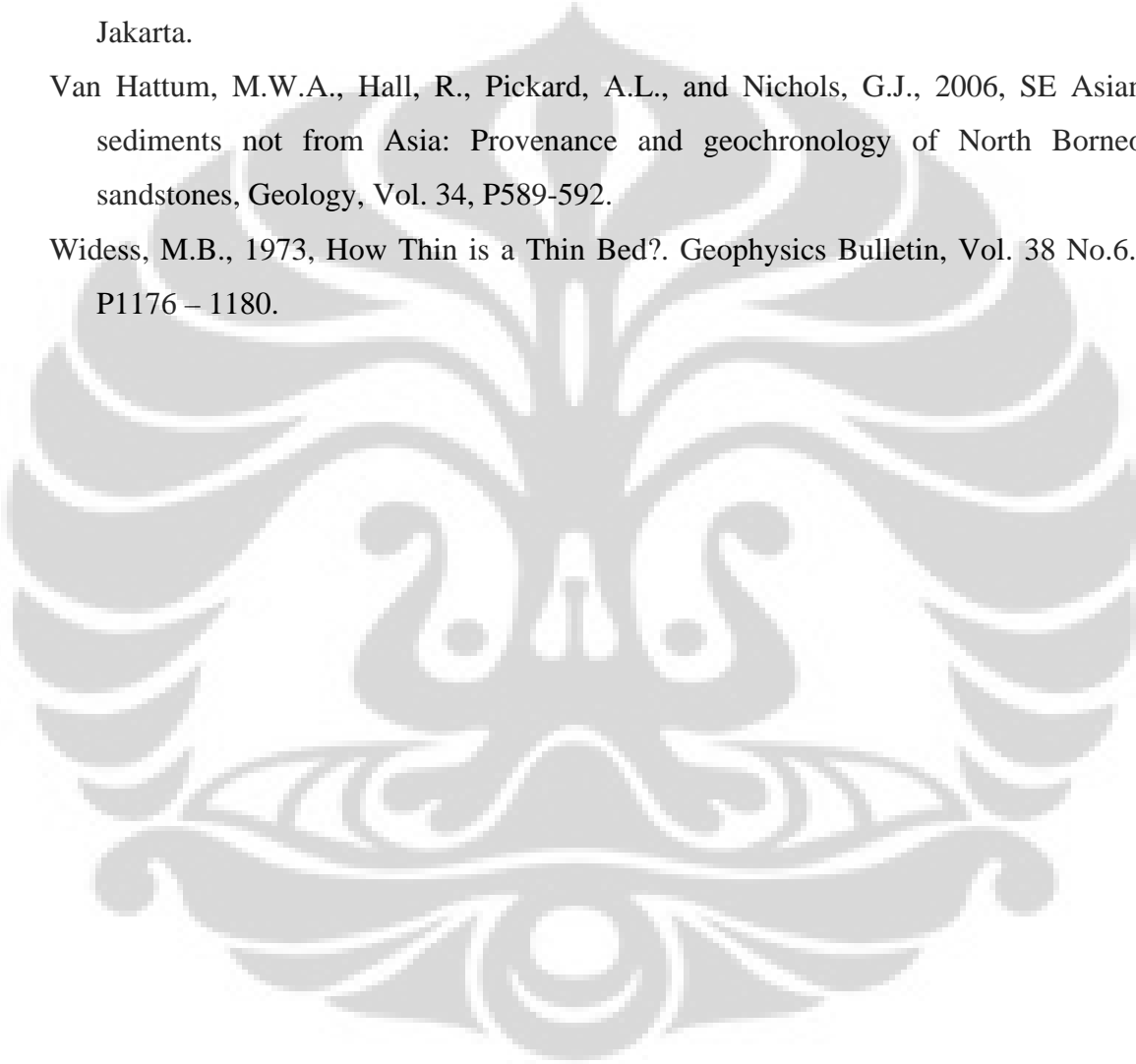
Berdasarkan hasil analisis, sumur yang mempunyai lapisan formasi lebih tebal belum tentu lebih produktif di banding dengan sumur yang memiliki formasi lebih tipis. Walaupun sama-sama bersifat porous, namun faktor kandungan fluida yang mengisi formasi lebih menentukan.

Dari kombinasi pendekatan petrofisika dan penggunaan data seismik 3D, hasil dari perhitungan cadangan (*reserve*) terutama pada zona yang tadinya dianggap non-produktif diharapkan bisa lebih akurat sehingga dapat meningkatkan jumlah cadangan.

REFERENSI

- Alderman, S., 2001. SharpLite, Traditional Thin Bed Analysis Using Application Builder. Schlumberger Data Consulting Services, Houston.
- Alderman, S., 2005. 1D Thin Bed Analysis, An overview of the SharpLite Method. Schlumberger Interpretation Development, Houston.
- Campbell C. V., 1979, Lamiae, laminaset, bed and bedset. *Sedimentology*, Volume 8, P7-26.
- Clauvaud, J. B., Vigne, J.L., 2003, Modelling of Resistivity Anisotropy in Thin Bedded Formation. Schlumberger Cambridge Technology Center, Cambridge.
- Castagna, J.P. , 2006, Comparison of Spectral Decomposition Methods, *First Break* Volume 24, P76-79.
- Claverie, M., Azam, H., Leech, R., Dort, G. V., 2006, A Comparison of Laminated Sand Analysis Methods – Resistivity Anisotropy and Enhanced Log Resolution from Borehole Image. *Petroleum Geology Conference & Exhibition (PGCE)*.
- Claverie M., Aboel-Abbas S., Harfoushian H., Hansen S., Leech R., 2006, Methods for Real-Time and High-Resolution Formation Evaluation and Formation Testing of Thinly Bedded Reservoirs in Exploration Wells. *SPE 111026, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia*.
- De Voogd, N., and den Rooijen, H., 1983, Thin-layer response and spectral bandwidth: *Geophysics*, Vol. 48, P12-18.
- Ingram, R.L., 1954, Terminology for the thickness of stratification and parting units in sedimentary rocks. *Geol. Soc. Bulletin*, Vol. 65, P937-938.
- Jumeno R. S., 2007, Tesis: Integrasi Metode Spektral Dekomposisi dengan Geostatistik untuk Kuantifikasi Ketebalan Reservoir Batupasir. Program Magister Kekhususan Geofisika Resrvoar, Universitas Indonesia.
- Kallweit, R. S., and Wood, L. C., 1982, The limits of resolution of zero-phase wavelets: *Geophysics*, Vol. 47, P1035-1046.
- McKee, E.D., and Weir, G.W., 1953, Terminology for stratification and cross-stratification in sedimentary rocks. *Geol. Soc. America Bulletin*, 64(4): P381-389.

- Marangakis A., Constain J. K., Coruh C., 1985, Use of Integrated Energy Spectra for Thin Layer Recognition. *Geophysics*. Vol. 50, No. 3, P495-500.
- Partyka G., Gridly J. and Lopez J., 1999, Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. *The Leading Edge*, P353-360.
- Suprajitno, M., 2003. *Pengantar Memahami Transformasi Fourier: FMIPA-UI, Jakarta*.
- Van Hattum, M.W.A., Hall, R., Pickard, A.L., and Nichols, G.J., 2006, SE Asian sediments not from Asia: Provenance and geochronology of North Borneo sandstones, *Geology*, Vol. 34, P589-592.
- Widess, M.B., 1973, How Thin is a Thin Bed?. *Geophysics Bulletin*, Vol. 38 No.6., P1176 – 1180.



LAMPIRAN

Lampiran 1. Pembuatan Log Gradasi

1. Persiapkan data yang dibutuhkan dari daerah kajian seperti data sumur (koordinat, directional survey, checkshot survey, kurva logs, markers) dan data seismik 3D yang telah dilakukan proses migrasi.
2. Buat GeoFrame project masukkan data yang dibutuhkan ke dalam project.
3. Lakukan penyelarasan kedalaman (*depth matching*). Selaraskan kedalaman *triple combo toolstring* dengan *FMI/Dipmeter toolstring* dan gunakan kurva *Gamma Ray* (GR) sebagai acuan.
4. Jalankan modul *BHGeol Formatter* untuk data *FMI/FMS*.
5. Jalankan modul *BorEID* dan pilih *FMI.RAW* sebagai data input. Pada saat yang bersamaan, umumnya akan dilakukan juga *EMEX Voltage Correction* dan *GPIT Correction*.
6. Pada data *AIT*, jalankan *Well Composite > Data Functioning*. Robah nama kurva log *AO10/20* atau *AHO10/20* menjadi "*SFLU.DF*". Ini dilakukan karena *BorEID* hanya mengenal nama *LLS* dan *SFLU* saja.
7. Jalankan modul *BorScale*.
 - Hitung kuat arus rata-rata (*average current*).
 - Pilih kurva resistivitas. Jika menggunakan *AIT*, pilih kurva *SFLU.DF* sebagaimana disebutkan pada langkah sebelumnya atau jika tidak gunakan kurva *LLS*.
 - Aktifkan borehole correction jika terdapat data diameter lobang bor (*caliper*) dan data resistivitas lumpur pemboran.

- Jika menggunakan data caliper, pilih kurvanya dari caliper array tapi jika tidak ada gunakan data ukuran bit dan masukkan sebagai angka konstan.
 - Lakukan *Log Depth Match*.
 - Tentukan *SRES Sampling Interval* dan klik “*Set up Scaling Parameters*”. Gambar garis dan cocokkan dengan titik-titik berwarna jingga dengan jalan melakukan “*insert*” dan “*moving points*”. Ini dilakukan untuk kalibrasi kurva microresistivity dengan kurva *LLS/SFLU/AIT*.
 - Lakukan *scaling*. Hasilnya adalah beberapa kurva *SRES*.
8. Untuk mendapatkan hasil yang terbaik, lakukan kembali *depth matching* untuk setiap kurva *SRES*. Ini memakan waktu relatif lama namun langkah ini bisa mengeliminasi efek ketidak teraturan akibat pemakaian *pad* yang berbeda-beda.
9. Buka modul Well Composite.
- Pilih “*sharp_level_one.lgp*” sebagai pola (*template*). Lakukan data functioning dengan mengeksekusi skrip “*sharp_level_one_firstscript.dfun*”. Ambil harga resistivitas yang akan digunakan sebagai cutoff untuk menentukan zona air, zona lempung, cutoff maksimum, minimum dan medium. Pastikan harga cutoff air lebih rendah dari harga cutoff lempung.
 - MRES secara default akan diset sebagai *SRES.PAD_1*. Pilih *pad* lainnya jika dirasa kurva tidak representatif.
 - Evaluasi dan simpan datanya. Hasilnya akan berupa kurva resultan *DATA.LOW_FLAG*, *DATA.MEDIUM_FLAG*, dan *DATA.HIGH_FLAG*, dimana harganya adalah 0 jika resistivitas pada kedalaman yang diberikan dibawah harga cutoff dari flag.
 - Integrasikan kurva *FLAG* untuk mendapatkan jumlah kumulatif sepanjang interval kedalaman untuk setiap cutoff. Lakukan hal ini dengan menggunakan skrip “*sharp_level_one_2ndscript.dfun*”. Skrip berisi perintah-perintah program dalam bentuk persamaan sebagai berikut:

$SUM.LOW_CUM = \text{integrate}(DATA.LOW_FLAG, \text{Bottom}, \text{Top})$ where *bottom* & *top* are depths. Create analogous functions for $SUM.MED_CUM$ and $SUM.HIGH_CUM$.

- Buat kurva baru yang mewakili harga di atas untuk setiap kedalaman pada setiap cutoff. Gunakan skrip “*sharp_level_one_3rdscrip.dfun*”.

$SUM.LOW = SUM.LOW_CUM - SUM.MED_CUM$
 $SUM.MED = SUM.MED_CUM - SUM.HIGH_CUM$
 $SUM.HIGH = SUM.HIGH_CUM$

- Jalankan skrip selanjutnya “*sharp_level_one_4thscrip.dfun*”. Skrip ini akan membuat *FLAG* barasosiasi dengan warna yang merupakan representasi dari tubuh batu pasir (*sand count*).
- Buka kembali pola “*sharp_level_one.lgp*”. Kali ini pola akan menampilkan hasil akhir berupa kurva bergradasi yang merupakan representasi dari data resistivity image berikut dengan papan warnanya.

Lampiran 2. Pembuatan Peta Ketebalan Zona Hidrokarbon

Peta ketebalan zona hidrokarbon dari proses berikut merupakan peta ketebalan yang bentuknya dikontrol oleh peta ketebalan zona lapisan tipis yang dihasilkan oleh aplikasi LPM (*log Property Mapping*). Sistem yang digunakan untuk membuat peta seperti ini adalah menggunakan cara pengikatan (*tying*) data grid ke data sumur yang mempunyai koordinat tertentu. Agar prosedur dapat dijalankan, gunakan aplikasi pemetaan untuk eksekusinya.

1. Dimisalkan grid ketebalan zona lapisan tipis adalah **Grid A**.
2. Dimisalkan bahwa data sumur adalah **Data A** yang hanya mempunyai satu kolom Z yang berisi data ketebalan zona hidrokarbon.
3. Ekstrak data **Grid A** ke dalam data sumur (**Data A**) dengan cara melakukan back interpolasi sehingga sekarang terdapat 2 kolom Z pada **Data A**. Anggap kolom Z pertama adalah data ketebalan zona hidrokarbon sedangkan kolom kedua adalah data ketebalan zona lapisan tipis sebagai hasil back interpolasi.
4. Kurangkan kolom kedua dengan kolom pertama pada **Data A** sehingga diperoleh selisih harga (*delta*) keduanya.
5. Gridding hasilnya sehingga diperoleh suatu grid baru dengan nama **Grid B**.
6. Kurangkan **Grid A** dengan **Grid B** dan beri nama **Grid C**. Grid hasil operasi inilah yang merupakan grid ketebalan zona hidrokarbon.