



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN *ROCK PHYSICS* DALAM KARAKTERISASI
RESERVOAR MENGGUNAKAN IMPEDANSI ELASTIK UNTUK
MENETUKAN SEBARAN RESERVOAR DAN MINYAK PADA
FORMASI GUMAI DI LAPANGAN JURA**

TESIS

TEGUH FITRIANTO

0806421565

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA
JAKARTA
APRIL 2011**



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN *ROCK PHYSICS* DALAM KARAKTERISASI
RESERVOAR MENGGUNAKAN IMPEDANSI ELASTIK UNTUK
MENETUKAN SEBARAN RESERVOAR DAN MINYAK PADA
FORMASI GUMAI DI LAPANGAN JURA**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains

TEGUH FITRIANTO

0806421565

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
APRIL 2011**

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Teguh Fitrianto
NPM : 0806421565
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoar
Judul Tesis :

Pemodelan *Rock Physics* dalam Karakterisasi Reservoar Menggunakan Impedansi Elastik untuk Menentukan Sebaran Reservoar dan Minyak Pada Formasi Gumai di Lapangan Jura

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Sains pada Program Studi Magister Fisika, Kekhususan Geofisika Reservoar, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing	: Prof. Dr. Suprajitno Munadi	(.....)
Penguji	: Dr. rer. nat. Abdul Haris	(.....)
Penguji	: Dr. Waluyo	(.....)
Penguji	: Dr. Ricky Adi Wibowo	(.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 30 April 2011

KATA PENGANTAR

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Alhamdulillah, pertama-tama penulis panjatkan syukur atas segala nikmat dari Allah SWT sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar akademik Magister Sains di Fakultas Ilmu Pengetahuan dan Alam, Universitas Indonesia. Dalam menyusun, menganalisa data dan menulis tesis ini penulis menyadari bahwa tanpa bimbingan dan bantuan dari berbagai pihak sangatlah tidak mungkin penulis dapat menyelesaikan tesis ini, oleh karena itu penulis mengucapkan terimakasih yang tulus kepada :

1. Prof. DR. Suprajitno Munadi, selaku pembimbing dan pengajar penulis yang telah dengan ikhlas meluangkan waktu, tenaga dan pikiran ditengah-tengah kesibukan beliau untuk mengarahkan dan membimbing penulis dalam penyusunan tesis ini serta di masa perkuliahan.
2. Bapak I Nyoman Suta, yang telah membantu dan mendukung penulis untuk dapat memperoleh kesempatan belajar pada jenjang pendidikan yang lebih tinggi.
3. Seluruh staf pengajar (dosen) dan staf administrasi program Geofisika Reservoir UI yang telah memberikan bantuan dan dukungan dalam menyelesaikan program Magister Geofisika Reservoir Universitas Indonesia.
4. Rekan-rekan department eksplorasi Jabung yang telah dengan sabar membantu dan memberi dorongan kepada penulis dalam menyelesaikan tesis ini.
5. Keluarga penulis yang banyak memberi dukungan doa agar penulis dapat mengikuti program Magister ini dengan baik.
6. Rekan-rekan angkatan 2008 program magister Geofisika Reservoir UI.

Sebagai penutup, semoga tesis ini dapat memberi manfaat bagi yang lain.

Jakarta, Maret 2011

Penulis

LEMBAR PERNYATAAN

Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri, dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Teguh Fitrianto

NPM : 0806421565

TandaTangan : 

Tanggal : 30 April 2011

ABSTRAK

Nama : Teguh Fitrianto
Program Studi : Magister Geofisika Reservoir
Judul : Pemodelan *Rock Physics* dalam Karakterisasi Reservoir
Menggunakan Impedansi Elastik untuk Menentukan Sebaran
Reservoir dan Minyak pada Formasi Gumai di Lapangan Jura

Tesis ini membahas penentuan penyebaran reservoir batupasir DST-5 dan DST-6 formasi Gumai dan penyebaran minyak pada reservoir tersebut di lapangan Jura dengan menggunakan pemodelan *rock physics* serta inversi AVO. Metoda ini digunakan karena diferensiasi litologi reservoir dengan non-reservoir tidak dapat dilakukan dengan menggunakan pemodelan *Acoustic Impedance* (AI). Karakterisasi reservoir dilakukan dengan analisa *crossplot* Lambda-Rho dan Mu-Rho sebagai parameter yang paling sensitif dalam membedakan litologi. Karakterisasi fluida dilakukan dengan analisa *crossplot* menggunakan parameter Lambda-Rho serta menggunakan metoda FRM (*Fluid Replacement Modeling*) untuk membedakan minyak dengan air. Karakterisasi reservoir dan fluida tersebut dikontrol oleh pengukuran data *core* pada sumur terdekat yang telah dikorelasikan dengan kondisi geologi bawah permukaan lapangan Jura. Hasil penelitian yang diperoleh berupa peta penyebaran lateral dari reservoir dan minyak di lapangan Jura.

Kata kunci : *Rock physics*, inversi AVO, *Fluid Replacement Modeling* (FRM),
Lambda-Mu-Rho (LMR)

ABSTRACT

Name : Teguh Fitrianto
Program Study: Magister Reservoir Geophysics
Title : Rock Physics Modeling for Reservoir Characterization using Elastic Impedance to Determine the Distribution of Reservoir and Fluid in Jura Field

The study is focused on the distribution of sandstone reservoir DST-5 and DST-6 and the distribution of oil on Gumai Formation in Jura Field using rock physics modeling and AVO inversion. This work was performed since Acoustic Impedance (AI) can not differentiate the reservoir and non-reservoir rock. The reservoir characterization is analyzed by cross plotting Lambda-Rho and Mu-Rho as a sensitive parameters to differentiate lithology. In addition the fluid characterization is analyzed by cross plotting Lambda-Rho and also using Fluid Replacement Modeling (FRM) to differentiate between oil and water. Those analyses were controlled by core measurement on the adjacent well, which already correlated with sub-surface geological condition of Jura field. The result of this study is a reservoir and oil distribution in Jura field using Lambda-Mu-Rho as sensitive parameters to differentiate lithology and fluid.

Key words: Rock physics, AVO inversion, Fluid Replacement Modeling (FRM),
Lambda-Mu-Rho (LMR)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	ii
LEMBAR PERNYATAAN	iii
HALAMAN PENGESAHAN	iv
KATA PENGANTAR	v
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Penelitian.....	1
1.2 Ruang Lingkup Penelitian.....	2
1.3 Tujuan Penelitian.....	2
1.4 Manfaat Penelitian.....	3
1.5 Alur Penelitian.....	3
1.6 Sistematika penulisan.....	4
BAB II GEOLOGI DAERAH PENELITIAN DAN TEORI DASAR	6
2.1 Geologi Daerah Penelitian.....	6
2.1.1 Geologi Regional.....	6
2.1.2 Stratigrafi Regional.....	8
2.1.3 Geologi lapangan Jura.....	10
2.2 Dasar Teori.....	11
2.2.1 Seismik Rock Physics.....	11
2.2.2 Inversi <i>Amplitude Versus Offset</i> (AVO).....	14
2.2.3 Rigiditas.....	19
2.2.4 Inkompresibilitas.....	20
2.2.5 <i>Fluid Replacement Modeling</i>	21

BAB III DATA DAN METODOLOGI PENELITIAN.....	22
3.1 Persiapan Data.....	22
3.1.1 Data Sumur.....	23
3.1.2 Data Seismik.....	24
3.1.3 Data Batuan Inti (<i>core</i>).....	27
3.2 Metodologi Penelitian.....	31
BAB IV PENGOLAHAN DATA.....	32
4.1 Pengikatan Data Sumur dengan Data Seismik.....	32
4.2 Interpretasi Seismik Horison.....	36
4.3 Analisa Sensitivitas batuan.....	37
4.3.1 Analisa Sensitivitas Batuan reservoir.....	37
4.3.2 Fluid Replacement Modeling (FRM).....	43
4.3.3 Analisa Sensitivitas Fluida reservoir.....	45
4.4 Inversi AVO dan Lambda-Mu-Rho (LMR).....	50
4.4.1 Ekstraksi Rp dan Rs.....	51
4.4.2 Pembuatan Model Awal Ip dan Is.....	52
4.4.3 Inversi impedansi-P (Ip) dan impedansi-S (Is).....	53
4.4.4 Lambda*Rho ($\lambda\rho$) dan Mu*Rho ($\mu\rho$).....	57
BAB V ANALISA DATA.....	60
5.1 Analisa Geologi.....	60
5.2 Analisa Geofisika.....	64
5.3 Analisa Geologi dan Geofisika.....	68
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....	74
DAFTAR ACUAN.....	75

DAFTAR GAMBAR

Gambar.2.1 Blok Jabung di Cekungan Sumatra Selatan.....	7
Gambar.2.2 Tektonostratigrafi Blok Jabung.....	8
Gambar.2.3 Lokasi Lapangan Jura.....	9
Gambar.2.4 Ilustrasi fungsi dari <i>rock physics</i>	10
Gambar.2.5 Properti dari batuan reservoir.....	11
Gambar.2.6 Refleksi dan transmisi pada bidang <i>interface</i> untuk gelombang-P.....	14
Gambar.2.7 Contoh CDP <i>gather</i> pada “ <i>bright spot</i> ”. Ditandai oleh peningkatan <i>amplitude</i>	14
Gambar.2.8 <i>Intercept</i> dan <i>gradient</i> yang sesuai dengan refleksi <i>top</i> dan <i>base</i> dari gas <i>sand</i>	14
Gambar.2.9 Metoda Seismik Inversi (Russel 1988, opcite Sukmono, 2007).....	18
Gambar.2.10 Ilustrasi dari <i>Shear Modulus</i>	18
Gambar.2.11 Ilustrasi dari <i>Lambda</i>	19
Gambar.3.1 Peta dasar (<i>basemap</i>) dan area 3D seismik lapangan Jura.....	21
Gambar.3.2 <i>Composite log</i> sumur Jura-3.....	23
Gambar.3.3 Contoh data CDP <i>Gather</i> 3D seismik lapangan Jura.....	24
Gambar.3.4 CDP <i>Gather</i> hasil <i>processing</i> dengan <i>Band-Pass Filter</i>	25
Gambar.3.5 CDP <i>Gather</i> hasil <i>processing</i> dengan <i>Band-Pass Filter</i> dan <i>Radon. Event</i> seismik pada <i>near offset</i> lebih mudah diamati.....	25
Gambar.3.6 Korelasi hasil perhitungan <i>Zs</i> dari sumur dengan data seismik.....	26
Gambar.3.7 Diagram pengukuran data core dengan alat <i>seiscore</i>	27
Gambar.3.8 Korelasi stratigrafis yang menunjukkan relasi stratigrafis antara zona objekif dengan data core yang diambil.....	28
Gambar.3.9 Diagram alir penelitian secara umum.....	30
Gambar.4.1 Seismik <i>section</i> dari target penelitian (batupasir DST#5 dan #6).....	31

Gambar.4.2 Spektrum <i>amplitude</i> pada interval penelitian dengan frekuensi dominant 15Hz.....	32
Gambar.4.3 Model dari <i>wavelet</i> yang digunakan untuk membuat <i>synthetic seismogram</i>	32
Gambar.4.4 <i>synthetic seismogram</i> (warna biru) pada sumur Jura-1.....	33
Gambar.4.5 <i>synthetic seismogram</i> (warna biru) pada sumur Jura-2.....	34
Gambar.4.6 <i>synthetic seismogram</i> (warna biru) pada sumur Jura-3.....	34
Gambar.4.7 Peta struktur dalam domain waktu horison batupasir DST-5.....	35
Gambar.4.8 Peta struktur dalam domain waktu horison batupasir DST-6.....	35
Gambar.4.9 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 sensitive terhadap S-wave.....	37
Gambar.4.10 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 yang tidak sensitive terhadap P-wave.....	37
Gambar.4.11 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 sensitive terhadap Swave.....	38
Gambar.4.12 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 yang tidak sensitive terhadap P-wave.....	38
Gambar.4.13 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 yang tidak sensitive terhadap AI.....	39
Gambar.4.14 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 yang tidak sensitive terhadap AI.....	40
Gambar.4.15 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 yang sensitive terhadap Impedansi-S.....	40
Gambar.4.16 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 yang sensitive terhadap Impedansi-S.....	41
Gambar.4.17 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 yang dicirikan oleh nilai $\mu \cdot \rho$ tinggi dengan nilai ambang antara 9 – 13 Gpa*g/cc.....	41
Gambar.4.18 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 yang dicirikan oleh nilai $\lambda \cdot \rho$ rendah dengan nilai ambang	

antara 15 – 21 Gpa*g/cc.....	42
Gambar.4.19 Hasil <i>fluid substitution</i> untuk reservoir batupasir DST#5 (kiri). Hasil pemodelan fluid untuk reservoir batupasir DST#6 (kanan). Dapat dilihat nilai P-wave dan densitas hasil pemodelan (biru) lebih tinggi dari nilai inisial-nya (merah)	43
Gambar.4.20 Hasil crossplot interval penelitian DST#5 yang menyatakan bahwa fluida tidak sensitive terhadap parameter elastik $\mu^* \rho$	46
Gambar.4.21 Parameter elastik $\lambda^* \rho$ yang sensitive terhadap fluida pada interval penelitian DST#5, hidrokarbon ditunjukkan dengan nilai ambang dibawah 20 - 15 Gpa*g/cc.....	46
Gambar.4.22 Hasil crossplot interval penelitian DST#6 yang menyatakan bahwa fluida tidak sensitive terhadap parameter elastik $\mu^* \rho$	48
Gambar.4.23 Hasil crossplot LR dengan densitas pada interval penelitian DST#6, hidrokarbon ditunjukkan dengan nilai ambang dibawah 22 - 15 Gpa*g/cc.....	48
Gambar.4.24 Diagram alir kerja proses inversi.....	50
Gambar.4.25 Model awal Impedansi-S.....	51
Gambar.4.26 Model awal Impedansi-P.....	52
Gambar.4.27 Hasil Pre-stack inversion analysis untuk sumur Jura-1.....	53
Gambar.4.28 Hasil Pre-stack inversion analysis untuk sumur Jura-2.....	54
Gambar.4.29 Hasil Pre-stack inversion analysis untuk sumur Jura-3.....	54
Gambar.4.30 Penampang Impedansi-P (I_p) hasil inversi metode <i>model based</i> , dengan <i>insert color data P-Impedance</i> pada sumur Jura-3. Impedansi-P tidak dapat membedakan litologi.....	55
Gambar.4.31 Penampang Impedansi-S (I_s) hasil inversi metode <i>model based</i> , dengan <i>insert color data S-Impedance</i> pada sumur Jura-3, warna kuning – merah menunjukkan litologi batupasir (reservoir).....	55

Gambar.4.32 Penampang Mu*Rho dengan sumur-sumur di lapangan Nilai MR tinggi menunjukkan litologi batupasir.....	57
Gambar.4.33 Penampang Lambda*Rho dengan sumur-sumur di lapangan Jura, nilai LR rendah menunjukkan batupasir.....	58
Gambar.5.1 Data batuan inti pada sumur A-1 yang menunjukkan lingkungan pengendapan dari batupasir yang berkorelasi dengan interval penelitian.....	60
Gambar.5.2 Data serbuk pemboran pada interval penelitian di sumur Jura-3.....	61
Gambar.5.3 Diagram blok dari model fasies <i>barrier complexes</i>	61
Gambar.5.4 Peta paleogeografi Lapangan Jura.....	63
Gambar.5.5 Peta penyebaran reservoir interval DST#5, batupasir ditunjukkan oleh warna kuning – merah.....	64
Gambar.5.6 Peta penyebaran reservoir interval DST#6, batupasir ditunjukkan oleh warna hijau kuning – merah.....	65
Gambar.5.7 Peta penyebaran fluida interval DST#5, minyak ditunjukkan oleh warna kuning – merah.....	66
Gambar.5.8 Peta penyebaran fluida interval DST#6, minyak ditunjukkan oleh warna kuning – merah.....	67
Gambar.5.9 Korelasi stratigrafi dan interpretasi fasies berdasarkan elektrik log di sumur Jura-1, Jura-2 dan Jura-3.....	68
Gambar.5.10 Interpretasi penyebaran reservoir DST#5 berupa <i>fasies tidal channel</i>	70
Gambar.5.11 Interpretasi penyebaran reservoir DST#6 berupa <i>fasies tidal channel</i>	71
Gambar.5.12 Interpretasi penyebaran minyak DST#5.....	71
Gambar.5.13 Interpretasi penyebaran minyak DST#6.....	72

DAFTAR TABEL

Tabel.3.1 Hasil <i>Drill Stem Test</i> (DST) di sumur Jura.....	22
Tabel.3.2 Kelengkapan data sumur di lapangan Jura.....	23
Tabel.3.3 Target reservoir untuk keperluan simulasi.....	28
Tabel.3.4 Hasil pengukuran dan perhitungan data <i>core, shading</i> hijau menunjukkan data yang digunakan dalam analisa sensitivitas (<i>crossplot</i>).....	29
Tabel.4.1 Data pengukuran core yang digunakan dalam analisa sensitivitas fluida.....	45
Tabel.4.2 <i>Summary</i> parameter inversi yang digunakan dalam metoda <i>model based inversion</i>	53

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Penelitian

Lapangan Jura merupakan lapangan minyak dan gas dalam tahapan eksplorasi-delineasi, menyusul suksesnya sumur Jura-1 dan Jura-3 menemukan gas dan minyak. Sumur Jura-1 merupakan sumur temuan gas pada reservoir Lower Talang Akar, sedangkan sumur Jura-3 merupakan sumur temuan minyak pada reservoir batupasir Formasi Gumai.

Tantangan utama yang dihadapi eksplorasi saat ini dalam menganalisa geologi dan geofisika bawah permukaan lapangan Jura adalah mengetahui karakteristik reservoir dan penyebaran reservoir beserta penyebaran hidrokarbon (minyak), khususnya pada reservoir batupasir Formasi Gumai yang menjadi subyek pada penelitian ini. Dengan adanya data 3D seismik yang baru hasil akuisisi tahun 2009 di lapangan Jura, maka diharapkan penyebaran secara lateral reservoir dan hidrokarbon akan dapat dengan mudah diketahui karena data seismik 3D memberikan resolusi horizontal yang sangat baik dan kontinyu.

Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses untuk menjabarkan secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter reservoir menggunakan semua data yang ada (Sukmono, 2002). Karakterisasi reservoir memerlukan suatu metoda untuk dapat mencitrakan parameter fisika batuan yang memberikan efek yang diakibatkan oleh litologi maupun fluida. Salah satu metoda yang dapat menyelesaikan permasalahan ini dan digunakan dalam penelitian ini adalah dengan pemodelan *Rock Physics* dan inversi AVO (*Amplitude Versus Offset*).

Untuk mengetahui karakter dan penyebaran dari fluida interpretasi Impedansi Akustik (AI) mempunyai keterbatasan dalam beberapa kasus seperti dalam penelitian ini. Anomali AI rendah akibat kehadiran fluida bisa diinterpretasi sebagai AI rendah akibat litologi, karena AI hanya fungsi dari densitas dan kecepatan gelombang P (V_p) saja. Dengan adanya pengukuran kecepatan gelombang S (V_s), teknik inversi dapat

dikembangkan untuk mendapatkan parameter impedansi elastik (EI) sebagai generalisasi dari AI untuk sudut datang tidak sama dengan nol (Conolly, 1999). EI merupakan fungsi dari V_p , V_s , densitas, dan sudut, sehingga untuk mendapatkan modelnya harus menginversikan data seismik stack *non-zero offset*.

Pemodelan *Rock physics* dilakukan dengan ekstraksi parameter fisika λ , μ (Lambda, Mu) dan analisis produk konstanta Lamé dengan densitas (Lambda-Mu-Rho) dilakukan untuk mendiferensiasi litologi (reservoir dan non-reservoir) dan jenis fluida pada batuan reservoir. Pada penelitian ini dilakukan analisa *crossplot* terhadap beberapa parameter secara interaktif, sehingga perubahan yang sangat kecil dari parameter fisika diatas diharapkan akan mampu menampilkan anomali yang dapat mendiferensiasi reservoir dan fluida.

Metoda pemodelan *Rock Physics* pada penelitian ini dilakukan dengan acuan pengukuran data batuan inti (*core*) di sumur terdekat yang telah dikorelasikan secara fisik dengan reservoir yang ada di Lapangan jura, sehingga hasilnya diharapkan akan mendekati keadaan bawah permukaan yang sebenarnya.

1.2 Ruang Lingkup Penelitian

Ruang Lingkup dalam penelitian ini adalah pemodelan *rock physics* berupa analisa *crossplot* Lambda-Mu-Rho dan metoda FRM (*Fluid Replacement Modeling*) yang dikorelasikan dengan pengukuran data batuan inti dalam kaitannya untuk mengkarakterisasikan reservoir, serta inversi *Amplitude versus Offset* (AVO) untuk mengestimasi penyebaran secara horizontal reservoir dan hidrokarbon (minyak) dalam batupasir DST#5 dan #6 Formasi Gumai, Lapangan Jura, Cekungan Sumatra Selatan.

1.3 Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui parameter elastik yang sensitif untuk membedakan reservoir dengan non-reservoir dan juga untuk membedakan karakter hidrokarbon (minyak) dengan non-hidrokarbon pada interval penelitian

batupasir DST#5 dan #6 di Formasi Gumai serta mengestimasi penyebaran reservoir dan hidrokarbon (minyak) di Lapangan Jura. Karakterisasi reservoir dilakukan dengan analisa *crossplot* parameter EI berupa Lambda-Rho vs Densitas dengan Mu-Rho vs Densitas, karena Impedansi Akustik (AI) tidak mampu membedakan litologi reservoir dengan non-reservoir. FRM dilakukan untuk mengetahui karakter fluida yang mempengaruhi nilai parameter fisik suatu reservoir. Dengan mengetahui karakter reservoir yang dibangun oleh pemodelan *rock physics* diatas maka penyebaran reservoir dan hidrokarbon dalam batuan reservoir dapat diestimasi dengan baik.

1.4 Manfaat Penelitian

Dengan mengetahui karakter reservoir dan hidrokarbon yang mendekati keadaan geologi bawah permukaan serta estimasi penyebaran reservoir dan hidrokarbon yang akurat menggunakan pemodelan *rock physics* serta Impedansi Elastik yang telah dikontrol oleh pengukuran data batuan inti ini akan mendukung kegiatan eksplorasi khususnya delineasi dan pengembangan lapangan Jura serta peningkatan produksi minyak kedepan. Diharapkan juga dengan penelitian ini akan mampu mengurangi resiko dan kegagalan dalam penentuan lokasi sumur dan delineasi maupun produksi.

1.5 Alur Penelitian

Alur penelitian didasarkan atas beberapa hal sebagai berikut:

1. *Pre-stack data conditioning* dan transformasi *offset gather* menjadi *angle gather*. Bertujuan untuk meminimalisasi atenuasi noise pada data seismik pre-stack, sedangkan transformasi bertujuan untuk merubah domain t-x (waktu & offset) menjadi domain τ -p untuk melakukan inversi.
2. Analisa *cross-plot* bertujuan untuk menganalisa sensitivitas dari parameter Impedansi Elastik yang sensitive terhadap perubahan litologi maupun fluida.

Analisa *cross-plot* dilakukan dengan parameter elastik berupa Lambda, Mhu, Rho (LMR) dengan densitas (ρ).

3. Pengukuran data *core* dilakukan dengan menggunakan log sonic yang mempunyai kisaran frekuensi antara 5-10 kHz yang berkorelasi dengan frekuensi data seismik. Hasil pengukuran berupa data Vp, Vs dan densitas pada kondisi seluruh reservoir bawah permukaan yang telah dikoreksi oleh *overburden pressure*, *pore pressure* dan tersaturasi oleh air, minyak dan gas
4. *Fluid replacement modeling* (FRM) dilakukan untuk mengetahui perbedaan suatu parameter fisika reservoir ketika tersaturasi dalam jumlah tertentu oleh suatu fluida. Analisa FRM membutuhkan parameter seperti log gelombang P, log gelombang S, log porositas atau log densitas, tetapan fluida (parameter fluida : tekanan, gas gravity, temperatur, oil gravity, gas-oil ratio, dan salinitas) dan matriks pengisi reservoir.
5. Inversi AVO dilakukan untuk mendapatkan nilai Impedansi gelombang P (I_p) dan Impedansi gelombang S (I_s) yang nantinya akan digunakan dalam transformasi untuk mendapatkan parameter Impedansi Elastik (EI) berupa Lambda-Mu-Rho (LMR).
6. Dsitribusi parameter elastik berupa Lambda-Rho dan Mu-Rho yang menggambarkan penyebaran bawah permukaan dari reservoir beserta minyak yang terkandung didalamnya.

1.6 Sistematika Penulisan

Tesis ini akan ditulis dengan sistematika sebagai berikut :

Bab I Pendahuluan, bab ini membahas latar belakang, ruang lingkup penelitian, tujuan penelitian, manfaat penelitian, alur penelitian dan sistematika penulisan yang memberikan gambaran umum mengenai latar belakang serta tujuan yang diharapkan dari penelitian ini, berikut sistematika penulisan penelitian ini.

Bab II Geologi Daerah Penelitian dan Teori Dasar, pada bab ini membahas tentang geologi regional cekungan Sumatra Selatan dan lokal daerah penelitian berikut stratigrafi dan struktur geologi daerah penelitian. Bab ini juga membahas mengenai teori dasar seismik rock physics, inversi AVO dan Fluid Modelling.

Bab III Data dan Metodologi Penelitian, bab ini membahas tentang data yang digunakan dalam penelitian dan proses pekerjaan yang dilakukan pada penelitian ini sehingga menghasilkan sebaran reservoir dan minyak pada Lapangan Jura.

Bab IV Pengolahan Data, pada bab ini membahas tentang proses pengerjaan analisis pada BAB III secara rinci beserta hasil awal penelitian ini.

Bab V Analisa Data, bab ini membahas mengenai hasil akhir penelitian secara rinci dengan integrasi analisa geologi dan geofisika.

Bab VI ini berisi kesimpulan yang diperoleh dari penelitian dan saran-saran untuk aplikasi lebih lanjut.

BAB II

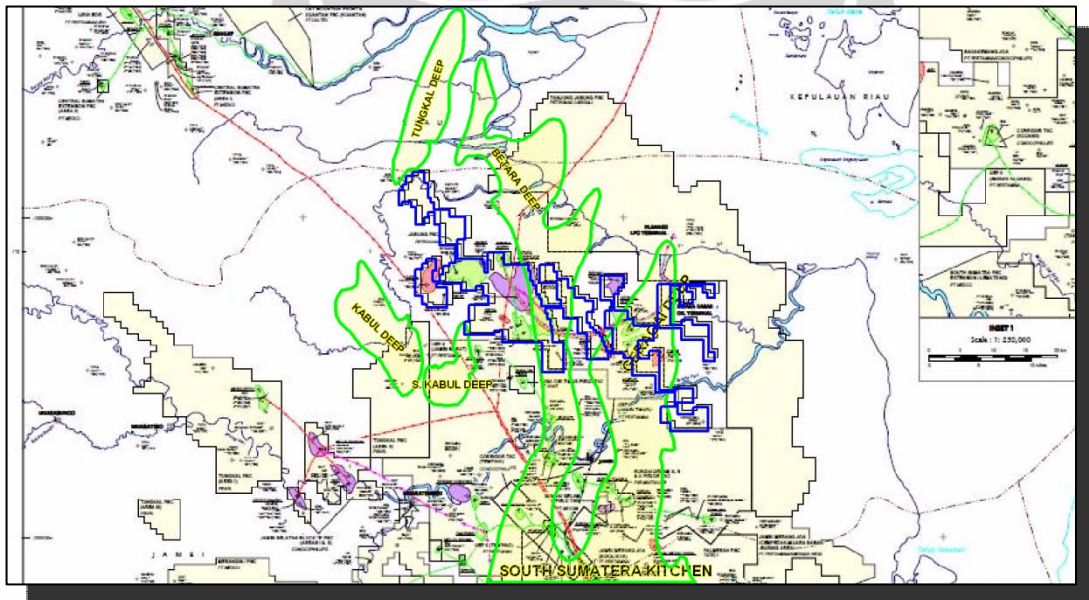
GEOLOGI DAERAH PENELITIAN DAN TEORI DASAR

2.1 Geologi Daerah Penelitian

2.1.1 Geologi Regional

Blok Jabung terletak di cekungan Sumatra Selatan, sub-cekungan Jambi, yang merupakan hasil dari tektonik konvergen berupa subduksi lempeng Indo-Australia dengan lempeng Eurasia. Gaya regangan sepanjang zona subduksi menghasilkan beberapa seri dari graben sepanjang pulau Sumatra dan Jawa, termasuk Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan salah satu cekungan hidrokarbon yang *prolific*.

Pergerakan tektonik kompresi dimulai pada Miosen Akhir sampai dengan Pliocene, yang mengakibatkan terinversinya cekungan-cekungan tua yang terbentuk pada Tersier Awal dan membentuk berbagai macam konfigurasi perangkat struktur yang disebut tipe “*sunda fold*” yang dikarakteristikan oleh patahan naik dengan sudut tajam akibat dari re-aktivasi patahan-patahan normal tua. Umumnya tipe struktur tersebut banyak menjadi perangkat struktur minyak dan gas di Cekungan Sumatra Selatan.



Gambar.2.1 Blok Jabung di Cekungan Sumatra Selatan (*Jabung Expl. Dept*)

Suksesi pengendapan di Cekungan Sumatra Selatan mengandung siklus transgresi-regresi dimulai pada Eocene Akhir sampai dengan Oligocene Awal. Pengendapan dimulai dari Formasi Lahat dan Talang Akar berupa endapan *alluvial syn-rift transgressive*, fluvial-deltaik, fasies lingkungan transisi laut. Endapan tersebut secara terus-menerus mengisi cekungan *half-graben* dan menutupi seluruh tinggian basement.

Sikuen transgresi yang terus berlanjut mengakibatkan perubahan lingkungan pengendapan menjadi lingkungan laut ditandai oleh pengendapan Formasi Gumai berupa endapan laut yang terdiri dari batu lempung, napal dan batupasir berbutir halus. Di banyak tempat di Cekungan Sumatra Selatan, Baturaja terumbu (*reef*) tumbuh di tempat-tempat tinggian selama Miosen Awal. Secara stratigrafi posisi Formasi Baturaja berada di atas Formasi Talang Akar dan di bawah Formasi Gumai.

Pengangkatan Paparan Sunda selama Miosen tengah menandai akhir dari sikuen transgresi pada jaman Tersier Awal dan dimulainya sikuen regresi yang terus berlanjut sampai sekarang. Pengangkatan Miosen Tengah menyebabkan inversi dari cekungan-cekungan tua dan penambahan pengangkatan dari tinggian-tinggian tua. Tektonik kompresi ini terus berlanjut hingga saat ini dan banyak membentuk perangkap hidrokarbon di Blok jabung dan sekitar Sumatra Selatan.

Sikuen regresi yang ditandai perubahan fasies *distal delta front* menjadi fasies fluvial-deltaik dari Formasi Air Benakat diendapkan sebagai hasil dari peningkatan sediment yang berasal dari Paparan Sunda dan Bukit Barisan. Sikuen regresi ini secara periodik terganggu oleh siklus transgresi sebagai akibat dari fluktuasi eustasi. Formasi Air Benakat dicirikan oleh fasies *lower delta plain* dan *delta front* berupa litologi batu lempung, fasies *distributary mouth bar* serta endapan bar yang berasal dari delta maupun endapan sungai.

Peningkatan tektonik kompresi pada jaman Miosen Akhir mempercepat *influx* sediment dari daerah-daerah tinggian ke daerah cekungan. Sikuen regresi dari faseis *lower -upper delta plain* menuju fasies fluvial-deltaik dicirikan oleh litologi yang terdapat pada Formasi Muara Enim. Litologi pada Formasi ini berupa endapan batupasir yang berasal dari fasies sungai dan perselingan antara batubara dengan

batulempung yang berasal dari fasies delta. Formasi Kasai merupakan formasi termuda dalam Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan kelanjutan dari siklus regresi fluvial-deltaik. Litologi formasi ini juga dicirikan oleh peningkatan material vulkanik berupa tuff dan batupasir tuffa.

2.1.2 Stratigrafi Regional

Berikut adalah stratigrafi regional daerah penelitian dari endapan berumur tua hingga berumur muda :

Formasi Kasai, Muara Enim dan Air Benakat (Pliosen – Miosen Akhir)

Formasi Kasai terdiri dari litologi berupa perselingan batupasir tuffaan berbutir sedang-kasar, batuserpih, batulempung dan juga sisipan material vulkanik dan material batubara lignit. Formasi Muara Enim terdiri dari perselingan batupasir dengan batupasir tuffaan, batuserpih dan batulempung. Formasi Air Benakat dicirikan oleh endapan batupasir fasies delta yang tebal dengan perselingan batulempung dan batupasir karbonatan, dijumpai juga walaupun sangat jarang glaukonit berbutir besar. Endapan klastik pada Formasi tersebut merepresentasikan siklus regresi dari lingkungan pengendapan dicirikan oleh endapan mengasar keatas (*coarsening upward*).

Formasi Gumai (Miosen Awal – Tengah)

Formasi Gumai dicirikan oleh endapan klastik fasies laut, litologi didominasi oleh perselingan batulempung karbonatan dan batuserpih dengan batupasir karbonatan / glaukonit berbutir halus – sedang. Ketebalan batupasir dan kualitasnya meningkat pada Formasi Gumai seiring dengan kenaikan muka air laut secara regional di seluruh cekungan Sumatra Selatan. *Base* dari Formasi Gumai dapat disetarakan dengan Formasi Baturaja yang merupakan zona produktif batuan karbonat terumbu di daerah selatan Cekungan Sumatra Selatan.

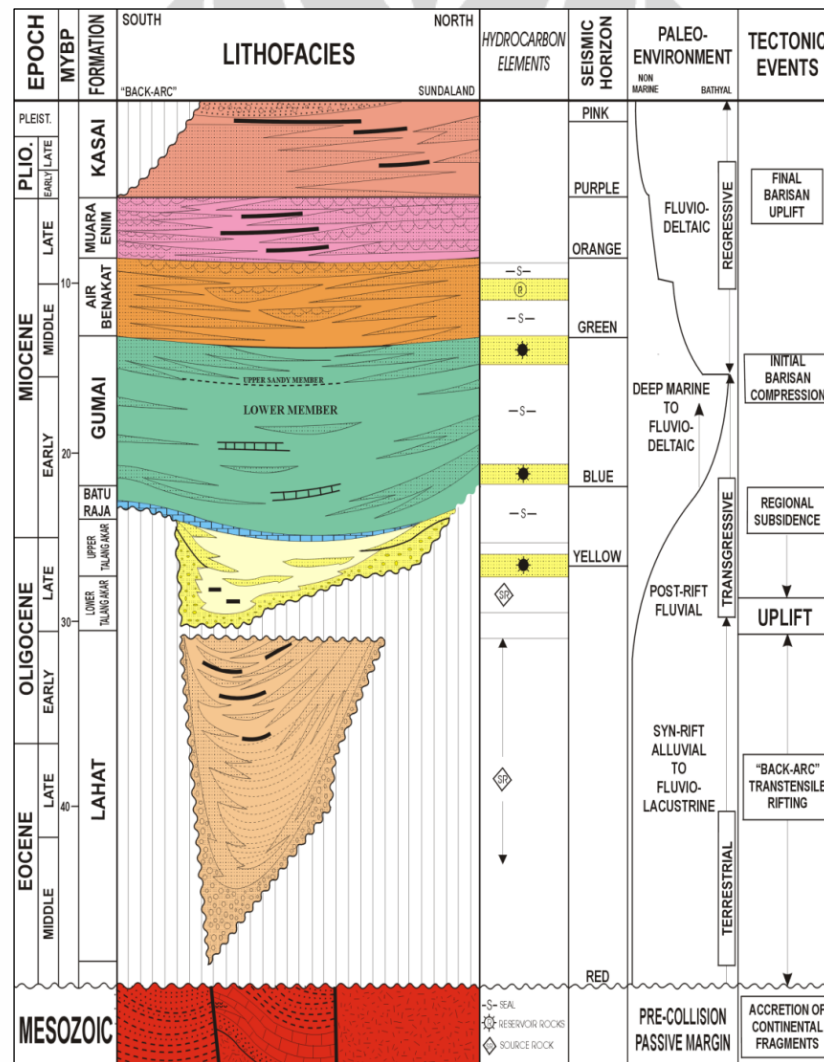
Formasi Upper Talang Akar (Miosen Awal – Oligosen Akhir)

Formasi Upper Talang Akar dicirikan oleh perselingan batuserpih, kalsilitit dan batulempung dengan sisipan batupasir lempungan tipis dan material *micrite*

(*microcrystalline calcite*). Batupasir pada formasi ini umumnya lempungan dengan kualitas reservoir sedang.

Formasi Lower Talang Akar (Eosen - Oligosen)

Target utama pemboran adalah Formasi Lower Talang Akar, dicirikan oleh *stacking* batupasir fasies *channel* di lingkungan pengendapan fluvial-deltaik yang memiliki perselingan dengan batulempung dan batubara tipis. Top dari Formasi Lower Talang Akar di beberapa lapangan di Blok Jabung ditandai oleh lapisan batubara yang pertama dijumpai pada saat pemboran. Batupasir di formasi ini adalah reservoir produktif.

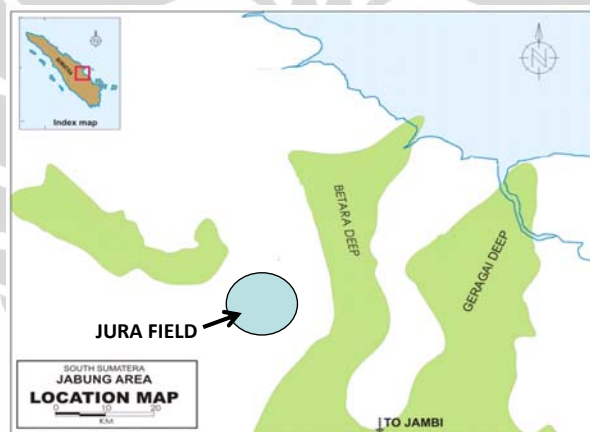


Gambar.2.2 Tektonostratigrafi Blok Jabung (*Jabung, Expl. Dept*)

2.1.3 Geologi Lapangan Jura

Secara geografis Lapangan Jura terletak di daerah tinggian disebelah Barat dari Betara *Deep kitchen*. Struktur Lapangan Jura dikelilingi oleh beberapa lapangan produksi seperti lapangan minyak *Southwest Betara* dibagian Barat , lapangan minyak *Northeast Betara* dibagian Utara dan lapangan gas Ripah dibagian Timur. Struktur Jura merupakan struktur inversi yang terbentuk akibat proses orogenesis pada jaman Pliosen – Plistosen. Reservoir target di struktur ini adalah batupasir Formasi Talang Akar dan batupasir Formasi Gumai, sedangkan batuan tudung adalah batulempung intra-formasi dari Formasi *Lower* dan *Upper* Talang Akar dan juga Formasi Gumai.

Sumur Jura-1 merupakan sumur *wildcat* yang berhasil menemukan gas dan Kondensat pada batupasir Formasi *Lower* dan *Upper* Talang Akar yang merupakan batupasir fasies delta.



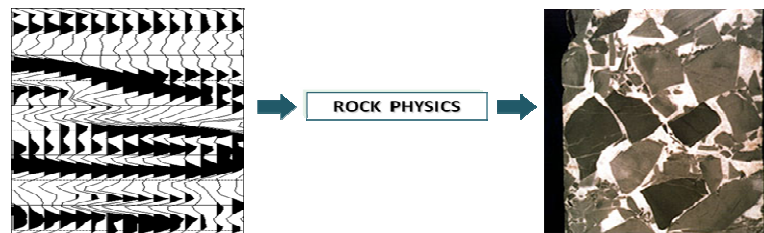
Gambar.2.3 Lokasi Lapangan Jura (*Jabung Expl. Dept*)

Mekanisme migrasi hidrokarbon di struktur Jura sama dengan mekanisme migrasi yang ada di beberapa lapangan produksi di Blok Jabung. *Kabul Deep* mungkin dapat menjadi dapur hidrokarbon yang membentuk minyak dan gas yang akan bermigrasi ke struktur tinggian seperti struktur Jura dan lainnya. *Kitchen* yang terbukti untuk menghasilkan hidrokarbon adalah *Betara Deep*, yang kaya akan endapan-endapan organik dan batubara sebagai batuan induk. Rekonstruksi palinspatik mengindikasikan struktur Jura merupakan daerah tinggian selama masa Tersier dan memiliki keuntungan untuk memerangkap hidrokarbon.

2.2 DASAR TEORI

2.2.1 Seismik *Rock Physics*

Seismik *rock physics* adalah suatu metoda untuk menghubungkan antara parameter gelombang seismik (kecepatan, *amplitude*, dll) dengan parameter properti dari reservoir (porositas, kandungan lempung, jenis litologi, dll), seperti pada gambar dibawah ini :



Gambar.2.4 Ilustrasi fungsi dari *rock physics* (RFI team)

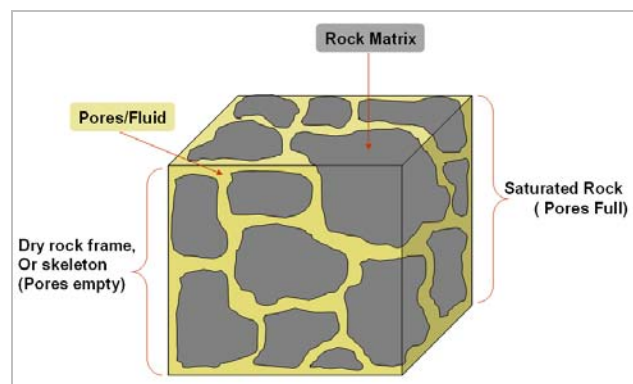
Dalam pengukuran *rock physics* data batuan inti (*core*) diukur pada keadaan dimana data *core* dikondisikan sedekat mungkin dengan kondisi reservoir yang sebenarnya dibawah permukaan. Kondisi tersebut antara lain *overburden pressure*, *pore pressure*, *pore fluid*, dan *temperature*. Data *core* dapat digunakan sebagai acuan dalam memodelkan atau perhitungan yang menggunakan parameter seismik atau properti reservoir. Data yang didapatkan dari pengukuran *rock physics* berupa tipe fasies, porositas dan tipe fluida. Dengan adanya data tersebut maka analisa sensitivitas dengan menggunakan metoda *crossplotting* dari beberapa parameter gelombang seismik dapat menghasilkan hasil yang akurat. Secara umum teori *rock physics* dapat dijelaskan melalui hasil penelitian dari Gassmann (1951) dan Biot (1956) yang mengembangkan teori propagasi gelombang didalam batuan yang tersaturasi oleh fluida dengan membawa persamaan dari *bulk modulus* dan *shear modulus* dan mensubstitusikannya kedalam persamaan dasar kecepatan gelombang P dan S.

Persamaan dasar kecepatan gelombang P dan S dapat dituliskan sebagai berikut :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad [2.1]$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad [2.2]$$

Dimana λ (lambda) adalah konstanta lame μ (mu) adalah konstanta *shear modulus*; k adalah *bulk modulus* dan ρ (rho) adalah densitas. Persamaan kecepatan diatas belum mempertimbangkan pengaruh saturasi dari fluida dan pori-pori batuan. Didalam teori Biot-Gassmann, sebuah batuan dikarakterisasikan oleh empat komponen yaitu: matrix, porositas, *dry frame rock* dan *saturated frame rock* (**gambar.2.5**).



Gambar.2.5 Properti dari batuan reservoir (RFI team)

Gassmann (1951) mengembangkan sebuah persamaan untuk menghitung bulk modulus dari medium berpori yang tersaturasi oleh fluida dan bulk modulus dari matriks, *frame* (*grain*) dan *pore fluid* sebagai berikut :

$$K^* = K_d + \frac{\left(1 - \frac{K_d}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{(1-\phi)}{K_m} - \frac{K_d}{K_m^2}} \quad [2.3]$$

Dimana K^* adalah *bulk modulus* dari batuan yang tersaturasi oleh fluida dengan *bulk modulus* dari fluida adalah K_f , K_d adalah *frame (dry)* dari batuan, K_m adalah *bulk modulus* dari matriks dan Φ porositas batuan.

Shear Modulus G^* dari batuan yang tidak tersaturasi oleh fluida (*dry*) adalah G_d . Hubungan antara ρ_d atau densitas dari batuan yang kering (*dry*) dan ρ^* adalah densitas dari batuan yang tersaturasi maka dapat dituliskan sebagai :

$$\rho^* = \rho_d + \phi \rho_f \quad [2.4]$$

Bulk dan *shear modulus* dari batuan yang kering (*dry*) dapat dihitung melalui kecepatan yang diukur di batuan tersebut sebagai berikut:

$$K_d = \rho_d \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad [2.5]$$

Modulus K_f dari campuran minyak/air dapat dihitung dengan persamaan Wood sebagai berikut :

$$\frac{1}{K_f} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1 - S_w}{K_o} \quad [2.6]$$

Dimana K_w dan K_o adalah *bulk modulus* dari air dan minyak.

Bulk densitas ρ_f dari campuran minyak/air dapat dihitung dari persamaan:

$$\rho_f = S_w \rho_w + (1 - S_w) \rho_o \quad [2.7]$$

Dari persamaan diatas maka persamaan dari kecepatan gelombang P pada batuan yang tersaturasi dapat dituliskan sebagai berikut (Formula Biot) :

$$V_P = \sqrt{\frac{\lambda_{dry} + 2\mu + \beta^2 M}{\rho_{sat}}} \quad [2.8]$$

Atau dengan Formula Gassmann sebagai berikut :

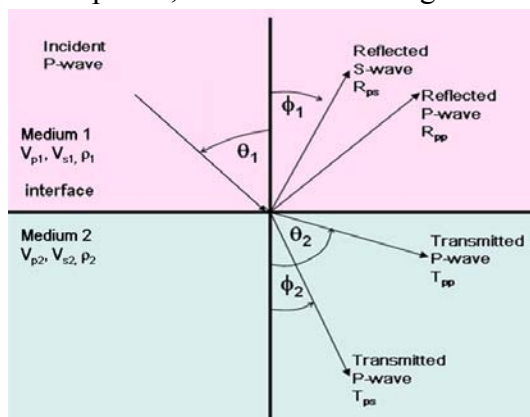
$$V_P = \sqrt{\frac{K_{dry} + \frac{4}{3}\mu + \beta^2 M}{\rho_{sat}}} \quad [2.9]$$

Atau dengan formula yang lebih sederhana dapat ditulis sebagai berikut :

$$V_P = \sqrt{\frac{s + f}{\rho_{sat}}} \quad [2.10]$$

2.2.2 Inversi Amplitude-Versus-Offset (AVO)

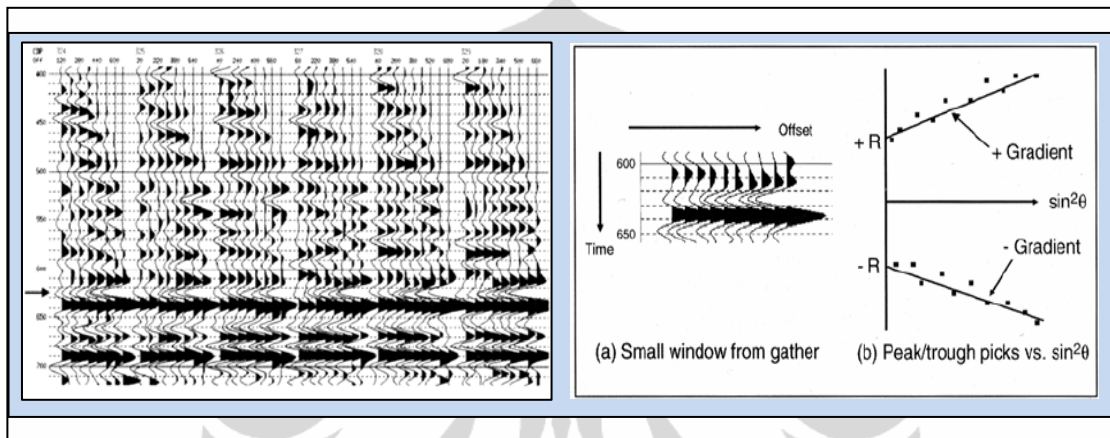
Karakter amplitudo dari refleksi seismic bervariasi terhadap offset-nya dikarenakan perubahan dari besaran sudutnya. AVO dari data prestack CDP gathers memberikan informasi dasar dari litologi dan kandungan fluida yang ada pada rongga batuan. Keempat klasifikasi AVO didasarkan atas respon dari top reservoir dan bergantung pada kontras impedansi akustik dibawah bidang *interface* dan efek interferensi. Gambar.2.6 merupakan ilustrasi dari bidang *interface* yang menunjukkan sudut pantul, sudut kritis dan gelombang yang ditransmisikan yang sesuai dengan



Gambar.2.6 Refleksi dan transmisi pada bidang interface untuk gelombang-P (Castagna and Backus, 1993)

$$P = \frac{\sin \theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{p2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{s1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{s2}} \quad [2.11]$$

Satu hal yang patut diingat dalam metoda AVO adalah respon gradien AVO terhadap pantulan dari gelombang P dan S dari bidang *interface*, dan hal inilah yang dapat digunakan untuk mendeteksi reservoir yang berisi gas.



Gambar.2.7 Contoh CDP gather pada “bright spot”. Ditandai oleh peningkatan amplitudo

Gambar.2.8 *intercept* dan *gradient* yang sesuai dengan refleksi top dan base dari gas sand.

Atribut AVO yang dijelaskan diatas hanya menggambarkan kontras dari lapisan geologi, analisa yang lebih sensitive dapat dilakukan dengan membagi interval litologi lebih detil. Analisa ini merupakan perluasan dari kegunaan reflektifitas gelombang P dan S sebagai input untuk inversi AI *post-stack*, dari volume AI tersebut maka parameter Lamé seperti $\Lambda \cdot \rho$ dan $\mu \cdot \rho$ dapat ditentukan.

Persamaan dasar AVO pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz yang menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang pada media elastik (density, P-wave, S-wave velocity). Knott dan Zoeppritz melakukan analisis koefisien refleksi berdasarkan hal tersebut dan persamaannya dapat dituliskan dalam bentuk matriks sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1 & \cos \phi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ -\cos \theta_1 & \sin \phi_1 & -\cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2^2}{\rho_1 \alpha_2 \beta_1^2} \sin 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2}{\rho_1 \beta_1} \cos 2\phi_2 \\ \cos 2\phi_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 \\ -\cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad [2.12]$$

Dimana :

- A : Amplitudo Gelombang P Refleksi
- B : Amplitudo Gelombang S Refleksi
- C : Amplitudo Gelombang P Transmisi
- D : Amplitudo Gelombang S Transmisi
- α : Kecepatan Gelombang P
- β : Kecepatan Gelombang S
- θ_1 : Sudut Datang Gelombang P
- θ_2 : Sudut Bias Gelombang S
- ϕ_1 : Sudut Pantul Gelombang S
- ϕ_2 : Sudut Bias Gelombang S
- ρ : Densitas

Walaupun persamaan Zoeppritz baik dalam menghasilkan amplitudo dari sebuah gelombang-P yang terpantulkan, tetapi persamaan ini tidak memberikan pengertian bagaimana hubungan amplitudo dengan berbagai parameter fisik batuan. Aki dan Richards membuat suatu pendekatan yang merupakan linearisasi dari persamaan Zoeppritz yang kompleks dengan memisahkan kecepatan dan densitas :

$$R(\theta) = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad [2.13]$$

Dimana :

$$a = \frac{1}{\cos^2 \theta} = \frac{1}{2} + \tan^2 \theta, \quad c = -4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta,$$

$$b = 0.5 - \left[\left(\frac{2V_s^2}{V_p} \right) \sin^2 \theta \right], \quad \rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}, \Delta\rho = \rho_2 - \rho_1,$$

$$V_p = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{2}, \Delta V_p = V_{p2} - V_{p1}, \quad \theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2},$$

$$V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2}, \Delta V_s = V_{s2} - V_{s1},$$

Persamaan lain yang memodifikasi persamaan Aki-Richards diperkenalkan oleh Wiggins. Persamaan ini dikenal dengan persamaan ABC, karena dalam persamaan ini terdapat 3 term, yaitu: A yang disebut sebagai intercept, B disebut sebagai gradient, C disebut sebagai curvature, dengan persamaan sebagai berikut:

$$R_p(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \cos^2 \theta \quad [2.14]$$

Dimana:

$$A = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta V_s}{V_s} \right], \quad C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p},$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho},$$

Dalam hal ini Fatti juga mengembangkan persamaan lain dari persamaan Aki-Richards, persamaan ini biasa digunakan untuk memisahkan koefisien refleksi P-wave dan S-wave. Persamaan Fatti seperti dibawah ini :

$$R_p(\theta) = dR_{po} + eR_{so} + fR_D \quad [2.15]$$

Dimana:

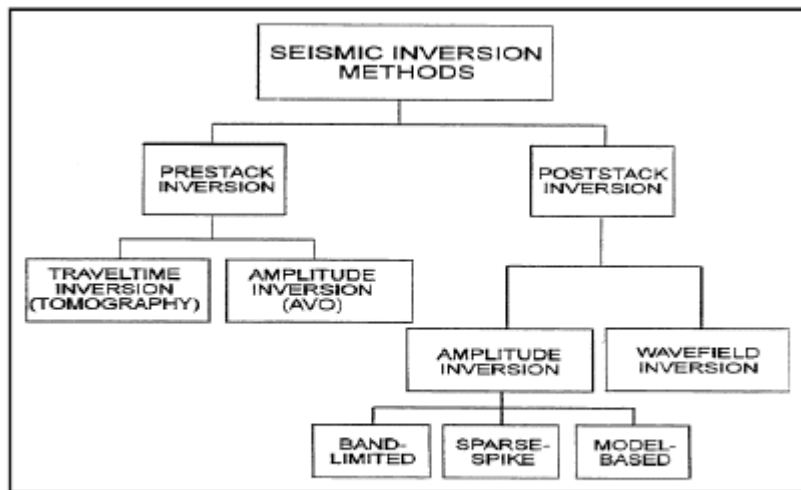
$$d = 1 + \tan^2 \theta, \quad R_{po} = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta Vp}{Vp} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right],$$

$$e = -8 \frac{Vs^2}{Vp^2} \sin^2 \theta, \quad R_{so} = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta Vs}{Vs} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right],$$

$$f = 2 \frac{Vs^2}{Vp^2} \sin^2 \theta - \frac{1}{2} \tan^2 \theta, \quad R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

Inversi seismik didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya (Sukmono, 2007). Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi adalah model impedansi diantaranya berupa AI, SI datau EI yang merupakan suatu parameter dari perlapisan batuan. Metoda seismik inversi dapat dibagi menjadi 2 jenis berdasarkan data seismik yang digunakan (**Gambar.2.9**) yaitu : post-stack seismic inversion dan pre-stack seismic inversion. Data seismik post-stack adalah data seismik yang mengasumsikan amplitudo seismik hanya dihasilkan oleh $R(0)$, sehingga post-stack seismic inversion hanya dapat digunakan untuk model impedansi AI saja. Sementara data seismik pre-stack lebih mengandung informasi sudut $R(\theta)$ sehingga dapat digunakan untuk menghasilkan parameter-parameter elastik seperti : EI dan LMR.

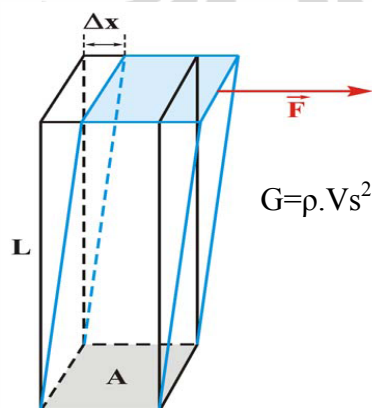
Metoda inversi yang digunakan dalam penelitian ini adalah inversi *model based*, dimana pada metoda ini reflektivitas didefinisikan sebagai sikuen yang memberi kecocokan yang paling baik pada data seismik. Dengan kata lain, kita mencari reflektivitas yang dikonvolusikan dengan wavelet untuk memberi pendekatan terbaik dengan trace seismik.



Gambar.2.9 Metoda Seismik Inveri (Russel 1988, opcite Sukmono, 2002)

2.2.3 Rigiditas

Rigiditas juga dikenal sebagai “*shear rigidity*” atau “*shear modulus*”, didefinisikan sebagai tahanan daripada strain yang mengakibatkan perubahan bentuk tanpa merubah volume total. *Shear modulus* adalah *elastic modulus* yang digunakan untuk deformasi yang terjadi ketika gaya diaplikasikan paralel terhadap satu bidang objek ketika bidang yang lainnya ditahan oleh gaya yang sama. *Shear modulus* sangat berguna untuk membedakan kualitas batupasir karena tidak dipengaruhi oleh fluida.



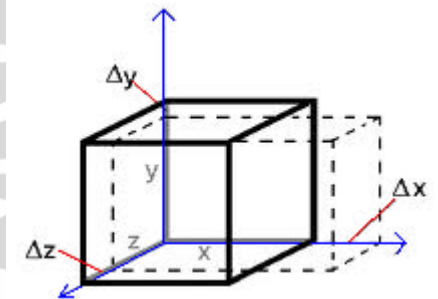
Gambar.2.10. Ilustrasi dari Shear Modulus (RFI team)

Ketika suatu benda berbentuk balok dengan tinggi L dan luas alas A dikenai suatu gaya yang paralel terhadap satu sisi, maka bidang yang terkena gaya tersebut akan bergerak sejauh Δx , Shear stress didefinisikan sebagai besaran gaya per luas area dari bidang yang terkena gaya atau (F/A) , sedangkan shear strain didefinisikan sebagai $\Delta x/L$. Mu*Rho ($\mu\rho$) adalah rigiditas yang mewakili respon fisik dari matrix batuan itu sendiri dan dapat digunakan sebagai litologi diferensiasi, dengan persamaan sebagai berikut :

$$\text{Mu*Rho } (\mu\rho) = I_s^2 \text{ atau } (V_{sp})^2 \quad [2.16]$$

2.2.4 Inkompresibilitas

Modulus Lamé (λ) sangat berhubungan dengan inkompresibilitas, dan mengandung proporsi yang besar mengenai informasi kandungan fluida dari batuan. Modulus Lamé dikenal juga sebagai tahanan terhadap perubahan volume yang disebabkan oleh perubahan tekanan yang merupakan kebalikan dari kompresibilitas.



Gambar.2.11 Ilustrasi dari Lambda (RFI team)

Modulus Lamé (λ) dapat dikatakan sebagai inkompresibilitas murni dan bukan sebagai bulk modulus, dimana λ merupakan besaran modulus yang hanya melibatkan kedua hubungan stress-strain dan propagasi gelombang akustik untuk fluida. Lambda*Rho ($\lambda\rho$) atau inkompresibilitas adalah ukuran dari respon fisik sebuah matrix batuan dan fluidanya. Lambda*Rho sangat bagus digunakan sebagai indikator litologi, diferensiasi fluida dan *pore fluid*, dengan persamaan sebagai berikut :

$$\text{Lambda*Rho } (\lambda\rho) = I_p^2 - 2I_s^2 \text{ atau } (V_{p\rho})^2 - 2(V_{s\rho})^2 \quad [2.17]$$

2.2.5 Fluid Replacement Modeling (FRM)

Fluid replacement modeling (FRM) dilakukan untuk mengetahui perbedaan suatu parameter fisika reservoir berupa kecepatan gelombang P dan S (V_p dan V_s) ketika tersaturasi dalam jumlah tertentu oleh suatu fluida. Analisa FRM membutuhkan parameter seperti top dan base reservoir objective, log gelombang P, log gelombang S, log porositas atau log densitas, saturasi air dan matriks pengisi reservoir.

FRM bekerja data log dengan kualitas data yang baik, karena analisa ini sangat peka terhadap data log (V_p , V_s dan densitas) yang inkonsisten. Nilai saturasi air yang didapat melalui analisa petrofisika harus merepresentasikan nilai dari log sonic dan log densitas. Dibawah ini merupakan metoda penentuan FRM untuk batupasir yang tersaturasi air 100% (wet sand) dengan persamaan Biot Gassmann:

1. Extract bulk modulus (K) dan shear modulus (μ) dari kondisi inisial V_p, V_s dan densitas dengan menggunakan persamaan biot-Gassmann :

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad [2.18]$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}}$$

2. Aplikasikan persamaan Gassmann untuk mentransform nilai bulk modulus :

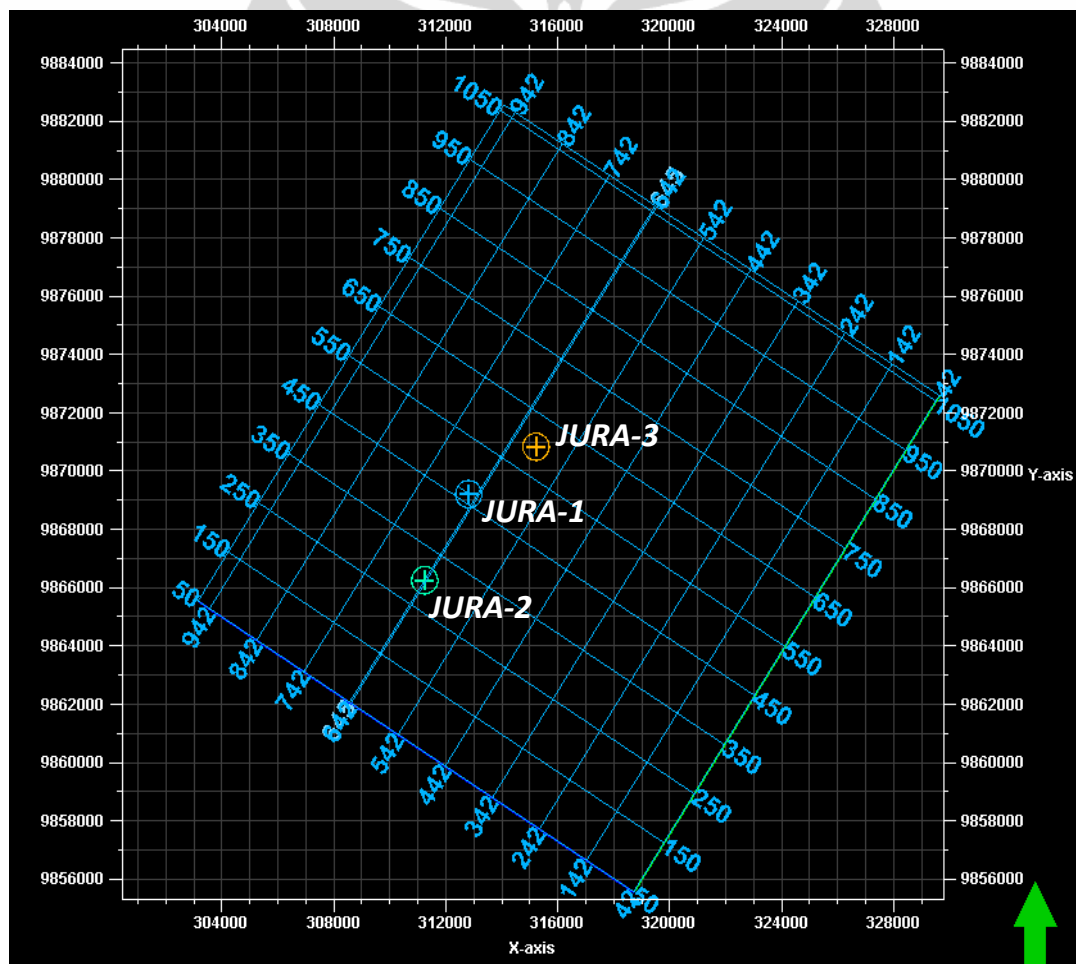
$$\frac{K_{sat}}{K_m - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_m - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\phi(K_m - K_{fl})} \quad [2.19]$$

BAB III

DATA & METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Persiapan Data

Persiapan data pada penelitian ini dimulai dengan pengumpulan data, berupa data sumur, data seismik dan data pengukuran data batuan inti (*core*) yang sudah dikoreksi terlebih dahulu agar *output* yang dihasilkan menjadi optimal. Dibawah ini merupakan peta dasar (*basemap*) Lapangan Jura disertai dengan lintasan 3D seismik dan sumur-sumur yang ada di lapangan tersebut:



Gambar.3.1 Peta dasar (*basemap*) dan area 3D seismik lapangan Jura (*Jabung Expl. Dept*)

3.1.1 Data Sumur

Lapangan Jura memiliki 3 sumur, yaitu: Jura-1, Jura-2 dan Jura-3. Sumur Jura-1 merupakan sumur temuan gas dan kondensat dimana reservoir berada pada batupasir formasi Lower TalangAkar. Sumur Jura-2 merupakan sumur kering (*dry*), dari keenam tes (DST) yang dilakukan tidak ditemukan indikasi dari minyak dan gas. Sumur Jura-3 adalah sumur delineasi yang sukses menemukan keberadaan minyak di Formasi Gumai yang belum pernah ditemukan di sumur sebelumnya. Pada penelitian ini analisa difokuskan pada Formasi Gumai, ringkasan hasil *Drill Stem Test* (DST) pada sumur-sumur dilapangan Jura sebagai berikut:

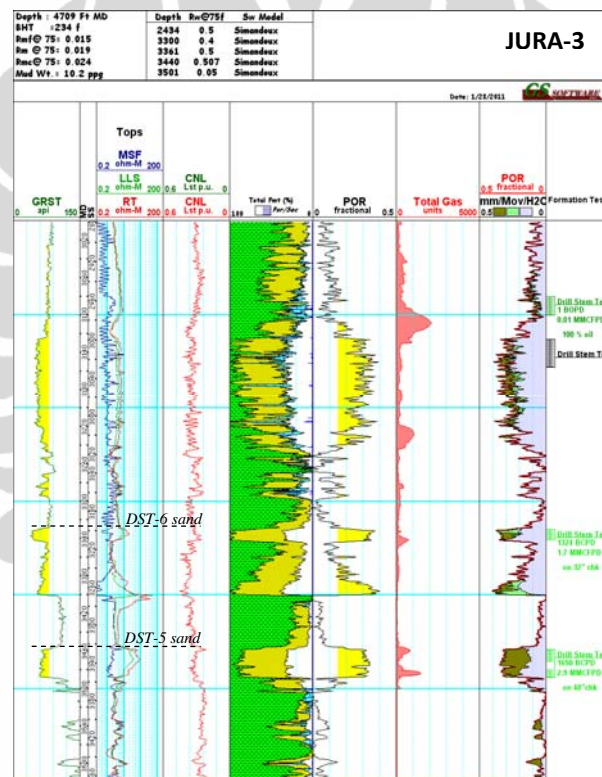
SUMUR	DST #	HASIL DST	FORMASI	Note
JURA-1	1	Dry	Lower TalangAkar	
	2	Gas & Condensate	Lower TalangAkar	
	3	Water & Trace Gas	Gumai	
	4	Water & Trace Gas	Gumai	
	5	Water & Trace Gas	Gumai	
	6	Water & Trace Gas	Gumai	
	7	Water & Trace Gas	Gumai	
	8	Water & Trace Gas	Gumai	
	9	Water & Trace Oil	Gumai	
JURA-2	1	Dry	Lower TalangAkar	
	2	Dry	Lower TalangAkar	
	3	Water	Baturaja	
	4	Water	Baturaja	
	5	Water	Gumai	
	6	Water & Trace Oil	Gumai	
JURA-3	1	Trace Gas	Basement	
	2	Gas & Condensate	Basement	
	3	Trace Gas	Lower TalangAkar	
	4	Gas	Lower TalangAkar	
	<u>5</u>	<u>Oil & Gas</u>	<u>Gumai</u>	<u>OBJEKTIF PENELITIAN</u>
	<u>6</u>	<u>Oil & Gas</u>	<u>Gumai</u>	
	7	Water & Trace Gas	Gumai	
	8	Water & Trace Gas	Gumai	
	9	Water & Trace Oil	Gumai	

Tabel.3.1 Hasil *Drill Stem Test* (DST) di sumur Jura

Dalam penelitian ini digunakan seluruh data yang ada di ketiga sumur tersebut, tabel.2 merupakan daftar ketersediaan data log sumuran di lapangan Jura dan contoh *composite log* pada sumur Jura-3:

No	Sumur	CAL	GR	SFL	LLS	LLD	RT	RHOB	NPHI	DTC	DTS	Check Shot
1	Jura-1	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
2	Jura-2	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
3	Jura-3	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok

Tabel.3.2 Kelengkapan data sumur di lapangan Jura

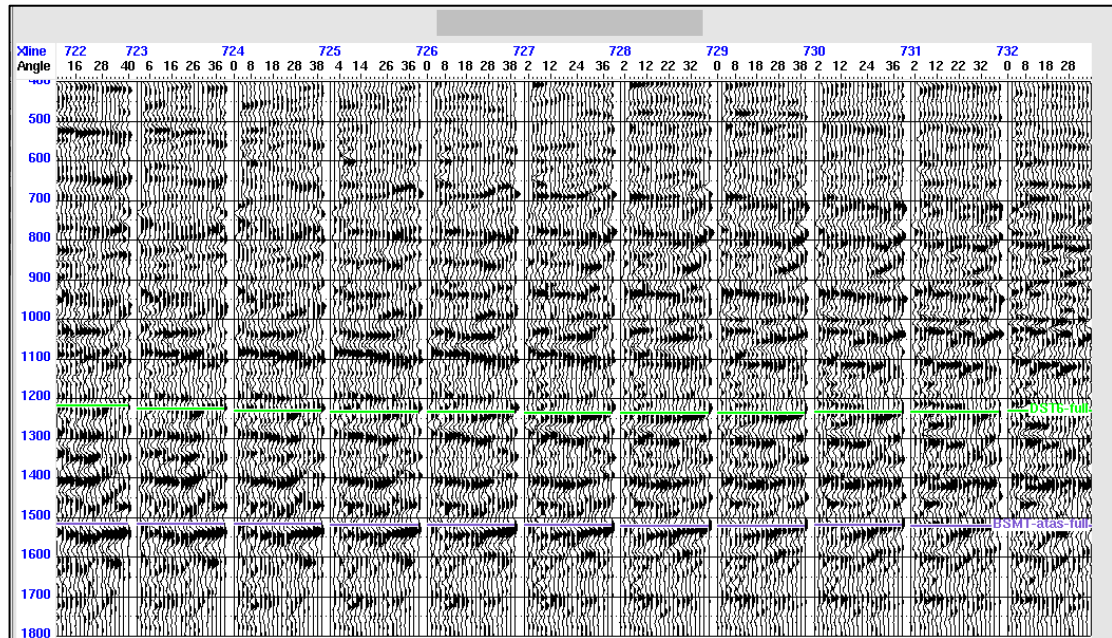


Gambar.3.2 Composite log sumur Jura-3

3.1.2 Data Seismik

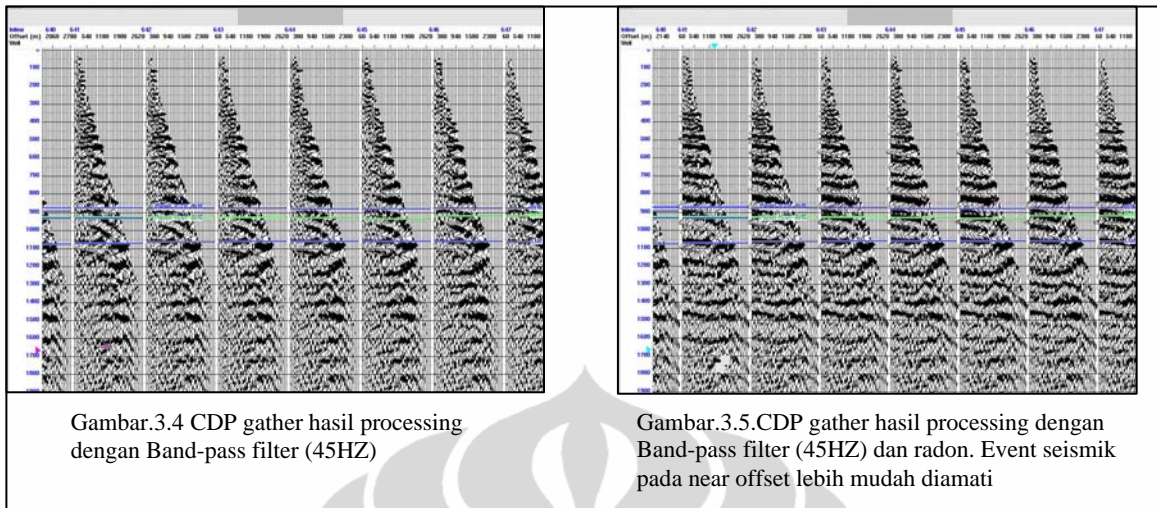
Data seismik awal yang digunakan dalam penelitian ini adalah data CDP *Gather* dari 3D seismik lapangan Jura, dimana interval pencuplikan data (*sampling rate*) adalah 2 *milisecond* (ms) yang mempunyai fasa nol dalam format SEG-Y.

Jumlah CDP yang digunakan sebanyak 632.072 CDP yang terbentang dari CDP 62 – 632.144, dengan sudut optimum 2 – 40 derajat.



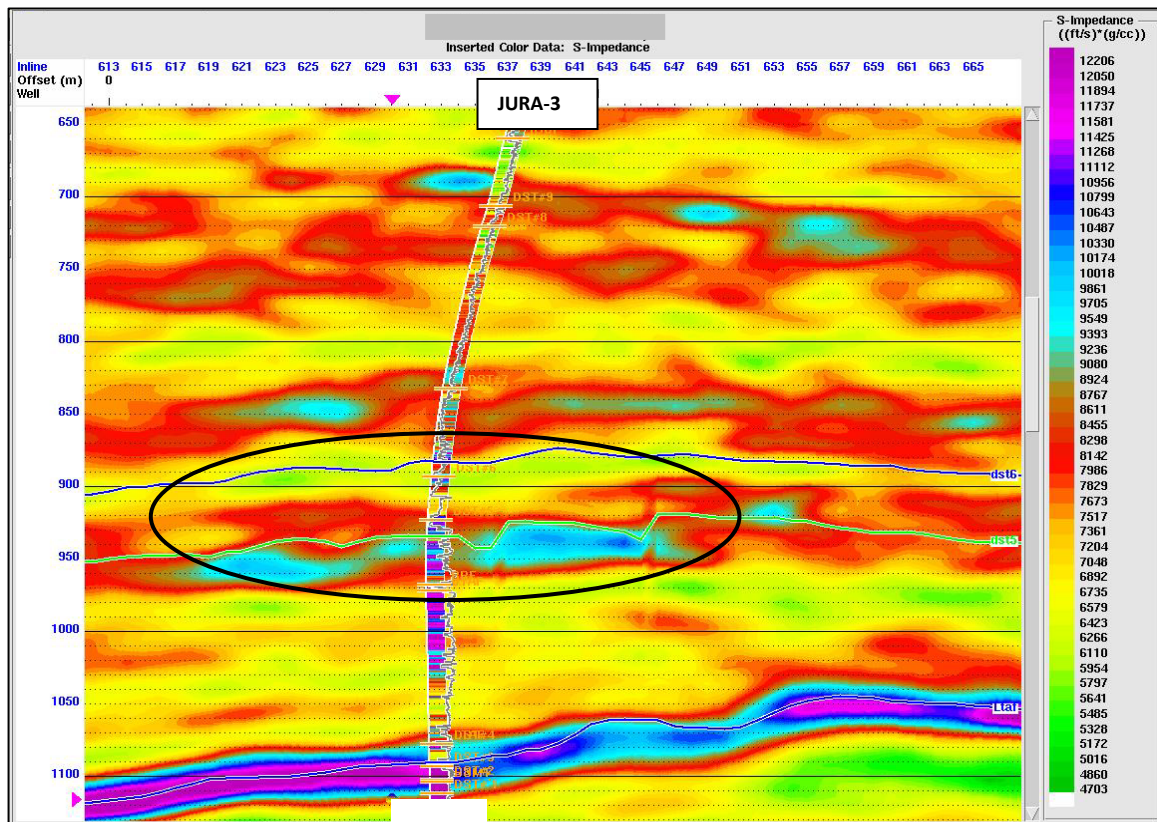
Gambar.3.3 Contoh data CDP *Gather* 3D seismik lapangan Jura

Pada penelitian ini koreksi data *gather* dilakukan dengan menggunakan *test line* untuk melihat seberapa jauh kecocokan antara inversi EI data *gather* dengan inversi yang dihasilkan oleh data sumur yang mempunyai resolusi tinggi, dalam hal ini *test line* dilakukan dengan menggunakan data sumur Jura-3 yang difokuskan pada zona objektif Formasi Gumai. Koreksi data *gather* yang dilakukan hanya menggunakan metode *band-pass filter* dan metoda *radon*, mengingat keterbatasan metode *processing* yang ada pada *software*.



Koreksi *band-pass filter* dilakukan untuk nilai spektrum yang memiliki frekuensi diatas 45Hz dengan cara mengatenuasi nilai frekuensi diatas nilai ambang yang ditentukan. Koreksi *radon* dilakukan untuk menghilangkan / meminimalisasi noise yang ada pada data *CDP gathers*. Gambar.3.4 dan 3.5 memperlihatkan hasil *CDP gather* setelah dilakukan *processing* dengan *band-pass filter* dan *band-pass filter* dengan *radon*, hasil yang diperoleh menunjukkan bahwa event seismik khususnya pada *near offset* lebih mudah diamati dan menggambarkan data bawah permukaan yang sebenarnya.

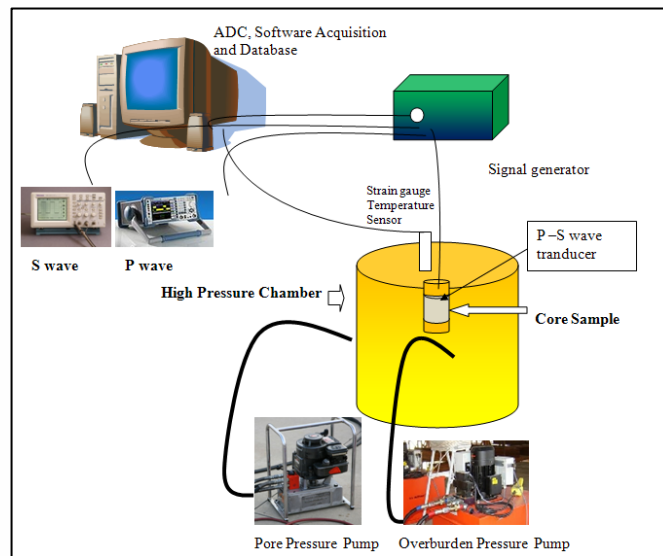
Untuk memastikan bahwa hasil *processing* diatas memberikan hasil inversi yang baik, maka dilakukan korelasi hasil perhitungan Z_s (*S wave impedance*) dari data sumur dalam hal ini sumur Jura-3 dengan data sesimik, hasil korelasi lebih difokuskan pada zona objektif DST#5 dan #6. Dari gambar dibawah dapat diamati korelasi yang cukup bagus khususnya pada zona objektif antara perhitungan Z_s dari sumur dengan data seismik setelah mengaplikasikan metoda *processing band-pass filter* dan *radon*.



Gambar.3.6 Korelasi hasil perhitungan Z_s dari sumur dengan data seismik

3.1.3 Data Batuan Inti (*Core*)

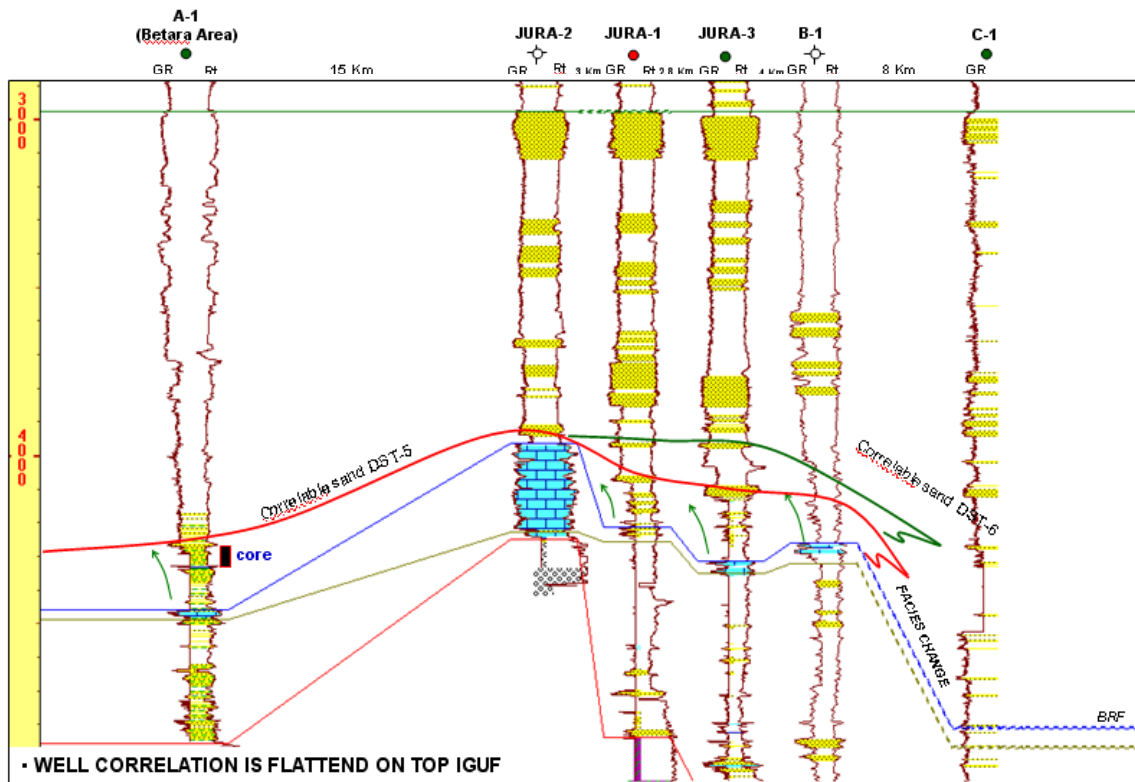
Pengukuran data *core* dilakukan didalam alat yang disebut *seiscore*, alat ini bertujuan untuk mendapatkan nilai dari kecepatan gelombang P dan S (V_p dan V_s) yang dikondisikan pada beberapa kondisi bawah permukaan reservoir seperti tekanan *overburden* dan tekanan pori. Sampel *core* dimasukkan ke dalam *high pressure chamber* yang diberi pompa untuk memberikan efek *pore pressure* dan *overburden pressure*, lalu sample *core* dikenai signal yang diilustrasikan sebagai gelombang P dan S melalui *P-S wave transducer* dan setelah itu diukur oleh *signal receiver* untuk gelombang P dan S. Pengukuran ini dilakukan terus menerus mengikuti skenario tekanan *overburden* dan tekanan pori yang berbeda-beda dan juga saturasi dari jenis fluida yang berbeda-beda, dalam hal ini adalah minyak, gas dan air.



Gambar.3.7 Diagram pengukuran data *core* dengan alat *seiscore* (RFI team)

Data batuan inti yang digunakan diambil dari sumur A-1 yang berjarak sekitar 17 km dari lapangan Jura, hal ini dikarenakan tidak adanya satupun data batuan inti di lapangan Jura. Data *core* terlebih dahulu dikorelasikan secara stratigrafis untuk mendapatkan korelasi antara reservoir objektif dengan reservoir interval pengambilan data *core*.

Gambar dibawah merupakan korelasi stratigrafis melalui sumur-sumur dilapangan Jura dengan sumur A-1 untuk melihat penyebaran dan korelasi dari reservoir batupasir objektif.



Gambar.3.8 Korelasi stratigrafis yang menunjukkan relasi stratigrafis antara zona objekif dengan data core yang diambil

Sampel core yang ada akan diukur dan disimulasikan sebagai data yang ada di lapangan Jura walaupun data core tersebut berasal dari sumur yang ada di area Betara. Skenario ini untuk mengatasi keterbatasan data core yang ada di lapangan ini. Tabel.3.3 menunjukkan kondisi reservoir target untuk keperluan simulasi dan hasil pengukuran *rock physics* untuk setiap kondisi simulasi reservoir, sedangkan tabel.3.4 hasil dari pengukuran dan perhitungan dari data core yang diambil.

Target Reservoir Condition for simulation purpose			
Core Index	Well & Formation	MD Feet	OB Bar
11.1	JURA-1, Gumai, DST#6(Oil & Gas)	3335.000	243
	JURA-1, Gumai, DST#5 (Oil & Gas)	3450.000	262

Tabel.3.3 Target reservoir untuk keperluan simulasi

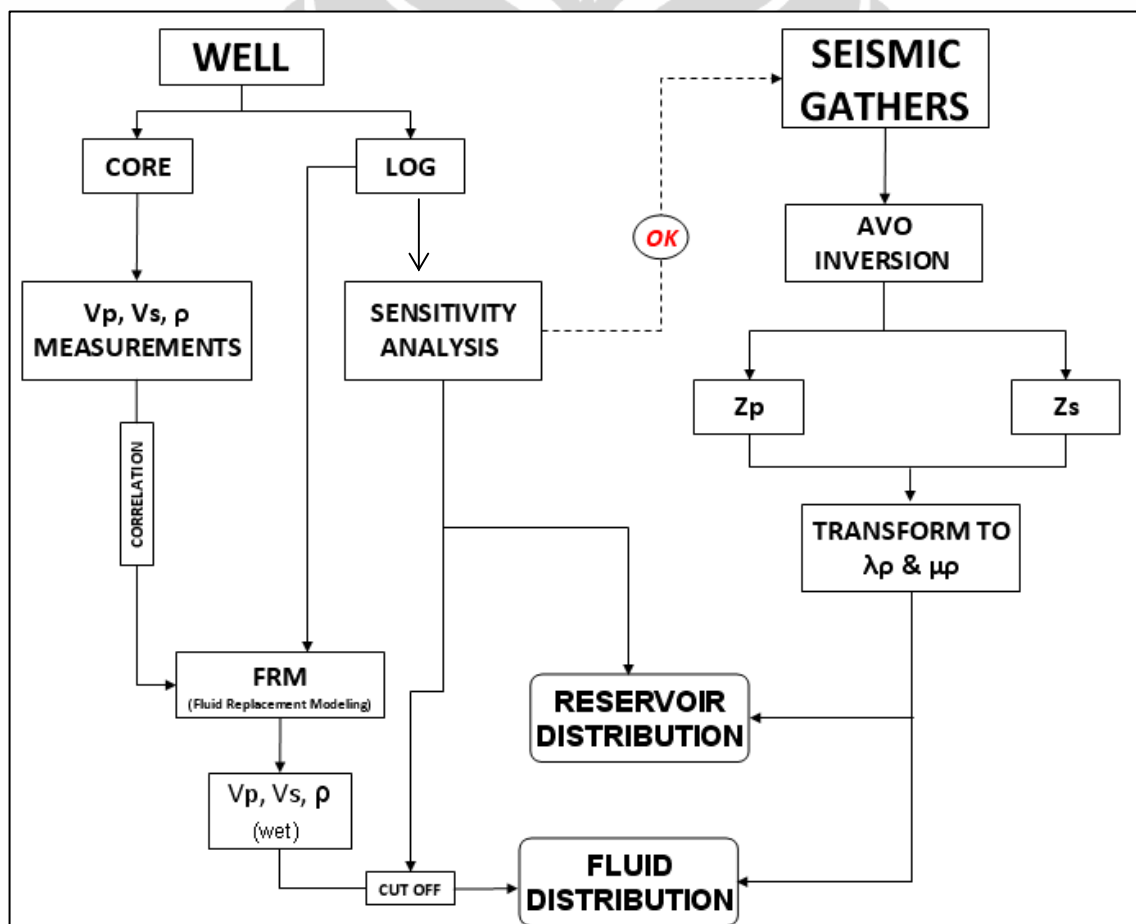
	Correlated Depth to OB Pressure (TVD ft)	Fluid	Overburden Pressure	Pore Pressure	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Density (gr/cc)	Lame constant (l gr/cc * (m/s) ²)	Shear Modulus (μ) gr/cc * (m/s) ²	Bulk Modulus (k) gr/cc (m/s) ²	LR ((gr/cc) ² * (m/s) ²)	MR ((gr/cc) ² * (m/s) ²)
core 11-1	447,5	gas	25,5	6	2397,79	1417,96	2,400	4,15E+06	4,83E+06	7,36E+06	9,96E+06	1,16E+07
core 11-1	868	gas	49,5	6	2625,33	1550,23	2,400	5,01E+06	5,77E+06	8,85E+06	1,20E+07	1,38E+07
core 11-1	1324,5	gas	75,5	6	2662,23	1570,95	2,400	5,16E+06	5,92E+06	9,11E+06	1,24E+07	1,42E+07
core 11-1	1759,5	gas	100,5	6	2714,02	1603,02	2,400	5,34E+06	6,17E+06	9,46E+06	1,28E+07	1,48E+07
core 11-1	2185	gas	125,5	6	2725,07	1611,75	2,400	5,35E+06	6,23E+06	9,51E+06	1,28E+07	1,50E+07
core 11-1	2604,5	gas	150,5	6	2732,48	1618,04	2,400	5,35E+06	6,28E+06	9,54E+06	1,28E+07	1,51E+07
core 11-1	3047,5	gas	177,5	6	2749,03	1623,93	2,402	5,48E+06	6,33E+06	9,71E+06	1,32E+07	1,52E+07
core 11-1	3433	gas	201	6	2751,77	1624,47	2,403	5,51E+06	6,34E+06	9,74E+06	1,33E+07	1,52E+07
core 11-1	3620	gas	225,5	6	2755,21	1628,55	2,405	5,50E+06	6,38E+06	9,75E+06	1,32E+07	1,53E+07
core 11-1	4090,5	gas	243,5	6	2782,26	1632,21	2,406	5,81E+06	6,41E+06	1,01E+07	1,40E+07	1,54E+07
core 11-1	4377,5	gas	263	6	2809,32	1641,25	2,408	6,03E+06	6,49E+06	1,04E+07	1,45E+07	1,56E+07
core 11-1	4363	gas	262	6	2809,32	1641,25	2,408	6,03E+06	6,49E+06	1,04E+07	1,45E+07	1,56E+07
core 11-1	4363	gas	262	10	2789,74	1639,80	2,408	5,79E+06	6,48E+06	1,01E+07	1,39E+07	1,56E+07
core 11-1	4370	gas	262,5	20	2780,06	1636,77	2,408	5,71E+06	6,45E+06	1,00E+07	1,37E+07	1,55E+07
core 11-1	4363	gas	262	100	2686,77	1610,12	2,408	4,90E+06	6,24E+06	9,06E+06	1,18E+07	1,50E+07
core 11-1	4363	gas	262	110	2678,18	1606,94	2,408	4,84E+06	6,22E+06	8,98E+06	1,16E+07	1,50E+07
core 11-1	4348	gas	261	120	2668,85	1598,15	2,408	4,85E+06	6,15E+06	8,95E+06	1,17E+07	1,48E+07
core 11-1	385	oil	22	5	2726,78	1682,79	2,426	4,30E+06	6,87E+06	8,88E+06	1,04E+07	1,67E+07
core 11-1	885	oil	50,5	6	2781,41	1696,55	2,426	4,80E+06	6,98E+06	9,46E+06	1,16E+07	1,69E+07
core 11-1	1324,5	oil	75,5	6	2849,41	1723,8	2,426	5,28E+06	7,21E+06	1,01E+07	1,28E+07	1,75E+07
core 11-1	1768,5	oil	101	6	2887,57	1736,06	2,426	5,60E+06	7,31E+06	1,05E+07	1,36E+07	1,77E+07
core 11-1	2219	oil	127,5	6	2928,26	1760,55	2,426	5,76E+06	7,52E+06	1,08E+07	1,40E+07	1,82E+07
core 11-1	2621	oil	151,5	6	2949,04	1767,34	2,426	5,94E+06	7,58E+06	1,10E+07	1,44E+07	1,84E+07
core 11-1	3005	oil	175	7	2969,54	1773,67	2,426	5,98E+06	7,63E+06	1,11E+07	1,45E+07	1,85E+07
core 11-1	3424,5	oil	200,5	7	2970,12	1780,1	2,426	6,03E+06	7,69E+06	1,11E+07	1,46E+07	1,86E+07
core 11-1	3804,5	oil	224,5	6	2991,58	1789,34	2,426	6,18E+06	7,77E+06	1,14E+07	1,50E+07	1,88E+07
core 11-1	4068,5	oil	242	6	3001,51	1793,4	2,426	6,25E+06	7,80E+06	1,15E+07	1,52E+07	1,89E+07
core 11-1	4391,5	oil	264	5	3013,22	1799,15	2,426	6,32E+06	7,85E+06	1,16E+07	1,53E+07	1,90E+07
core 11-1	4377,5	oil	263	6	3013,22	1799,15	2,426	6,32E+06	7,85E+06	1,16E+07	1,53E+07	1,90E+07
core 11-1	4363	oil	262	16	2991,51	1793,59	2,426	6,10E+06	7,80E+06	1,13E+07	1,48E+07	1,89E+07
core 11-1	447,5	brine	25,5	6	2986,34	1488,90	2,228	9,99E+06	4,94E+06	1,33E+07	2,23E+07	1,10E+07
core 11-1	877	brine	50	15	3066,43	1518,48	2,228	1,07E+07	5,14E+06	1,41E+07	2,38E+07	1,14E+07
core 11-1	1298	brine	74	16	3097,18	1520,74	2,232	1,11E+07	5,16E+06	1,45E+07	2,47E+07	1,15E+07
core 11-1	1768,5	brine	101	16	3140,34	1536,94	2,236	1,15E+07	5,28E+06	1,50E+07	2,57E+07	1,18E+07
core 11-1	2176,5	brine	125	17	3200,21	1565,10	2,238	1,20E+07	5,48E+06	1,56E+07	2,68E+07	1,23E+07
core 11-1	2596	brine	150	17	3249,87	1587,65	2,240	1,24E+07	5,65E+06	1,61E+07	2,77E+07	1,26E+07
core 11-1	3047,5	brine	177,5	18	3286,23	1602,53	2,242	1,27E+07	5,76E+06	1,65E+07	2,85E+07	1,29E+07
core 11-1	3416,5	brine	200	17	3320,97	1617,01	2,244	1,30E+07	5,87E+06	1,69E+07	2,92E+07	1,32E+07
core 11-1	3416,5	brine	200	17	3320,97	1617,01	2,244	1,30E+07	5,87E+06	1,69E+07	2,92E+07	1,32E+07
core 11-1	3416,5	brine	200	31	3310,97	1612,35	2,244	1,29E+07	5,83E+06	1,68E+07	2,90E+07	1,31E+07
core 11-1	3449	brine	202	45	3295,14	1606,45	2,244	1,28E+07	5,79E+06	1,66E+07	2,87E+07	1,30E+07
core 11-1	3433	brine	201	60	3283,61	1600,12	2,244	1,27E+07	5,75E+06	1,65E+07	2,85E+07	1,29E+07
core 11-1	3416,5	brine	200	75	3270,10	1594,25	2,244	1,26E+07	5,70E+06	1,64E+07	2,83E+07	1,28E+07
core 11-1	3416,5	brine	200	97,5	3243,40	1582,14	2,244	1,24E+07	5,62E+06	1,61E+07	2,78E+07	1,26E+07

Tabel.3.4 Hasil pengukuran dan perhitungan data core, high light hijau menunjukkan data yang digunakan dalam analisa sensitivitas (*crossplot*)

3.2 Metodologi Penelitian

Metoda penelitian meliputi pengukuran data core untuk mendapatkan nilai V_p , V_s dan densitas dari sampel core sumur A-1 yang disimulasikan sesuai dengan sumur di lapangan Jura, analisa sensitivitas parameter elastik untuk penentuan nilai ambang dari reservoir dan fluida reservoir, pemodelan FRM (*fluid replacement modeling*) untuk mengetahui nilai dari parameter elastik jika tersaturasi oleh air dan juga hidrokarbon dan analisa inversi AVO untuk mendapatkan parameter LMR (λ , μ , ρ).

Dibawah ini merupakan diagram alir penelitian yang dilakukan dalam penelitian ini :

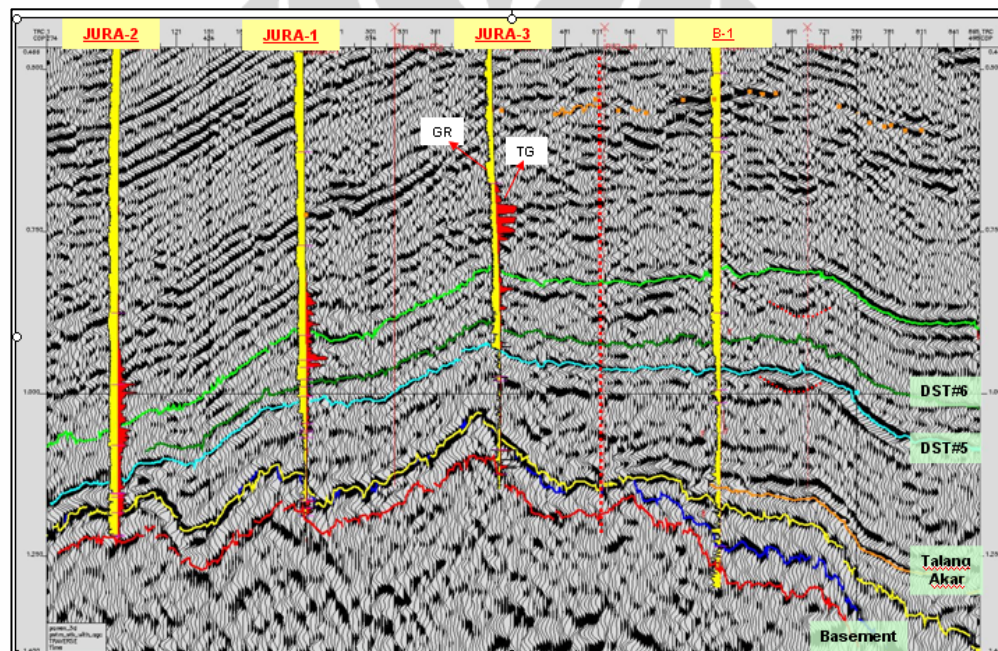


Gambar.3.9 Diagram alir penelitian secara umum

BAB IV

PENGOLAHAN DATA

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui distribusi lateral dari reservoir batupasir DST#5 dan #6 dan distribusi lateral dari minyak yang ada di lapangan Jura. Analisa lebih lanjut yang menggunakan metoda pemodelan fluida (*Fluid Replacement Modeling*) dan pengukuran parameter fisis menggunakan data *core* diharapkan akan memberikan nilai ambang yang akurat dalam penentuan nilai LMR (Λ - μ - ρ) reservoir dan hidrokarbon.

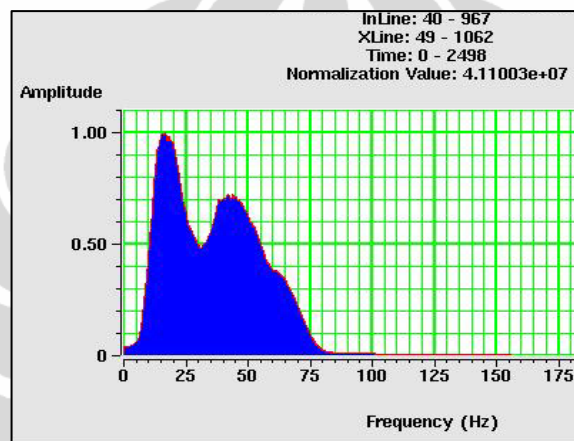


Gambar.4.1 Seismik *section* dari target penelitian (batupasir DST#5 dan #6)

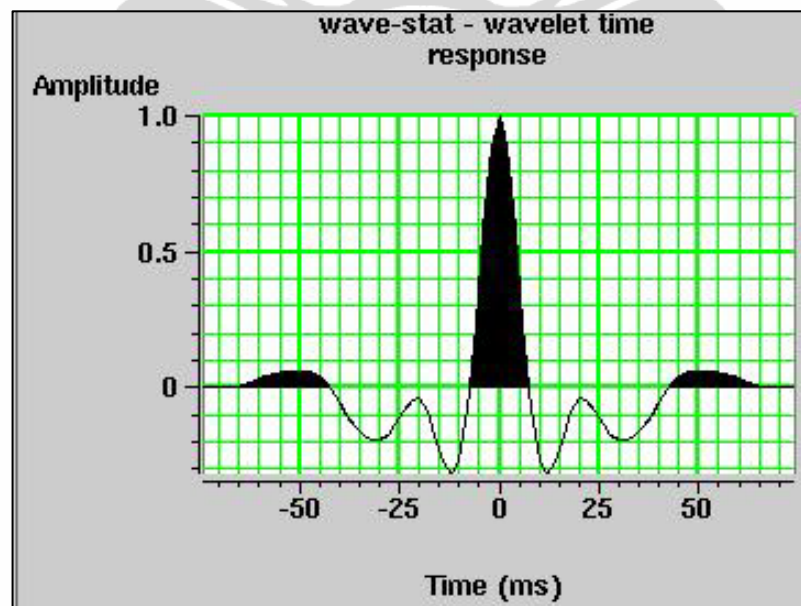
4.1 Pengikatan Data Sumur dengan Data Seismik

Data log *sonic* dan log densitas pada masing-masing sumur di lapangan Jura digunakan untuk menghasilkan *synthetic seismogram*, sedangkan data *checkshot* terdapat di masing-masing sumur dan digunakan untuk mengkonversikan data sumur dari domain kedalaman ke dalam domain waktu. Untuk mendapatkan korelasi yang baik dan tepat *synthetic seismogram* disetiap sumur dilakukan proses *shifting* dan *stretching* antara data seismik dengan data *synthetic seismogram*.

Spektrum Amplitudo yang digunakan dalam analisa ini dihitung menggunakan autokorelasi dan diekstrak dari data seismik 3D lapangan Jura. Gambar.4.2 memperlihatkan frekuensi dominan pada zona objektif (batupasir DST#5 dan #6) adalah 15 Hz. Dengan perhitungan rumus kecepatan ($v = \lambda.f$) maka ketebalan lapisan optimum yang masih dapat dicitrakan oleh seismik adalah 33ft, yang sama dengan gross ketebalan batupasir interval penelitian DST#5. Selanjutnya informasi tersebut diaplikasikan untuk mengekstraksi wavelet dalam membuat *synthetic seismogram* disetiap sumur di lapangan Jura.

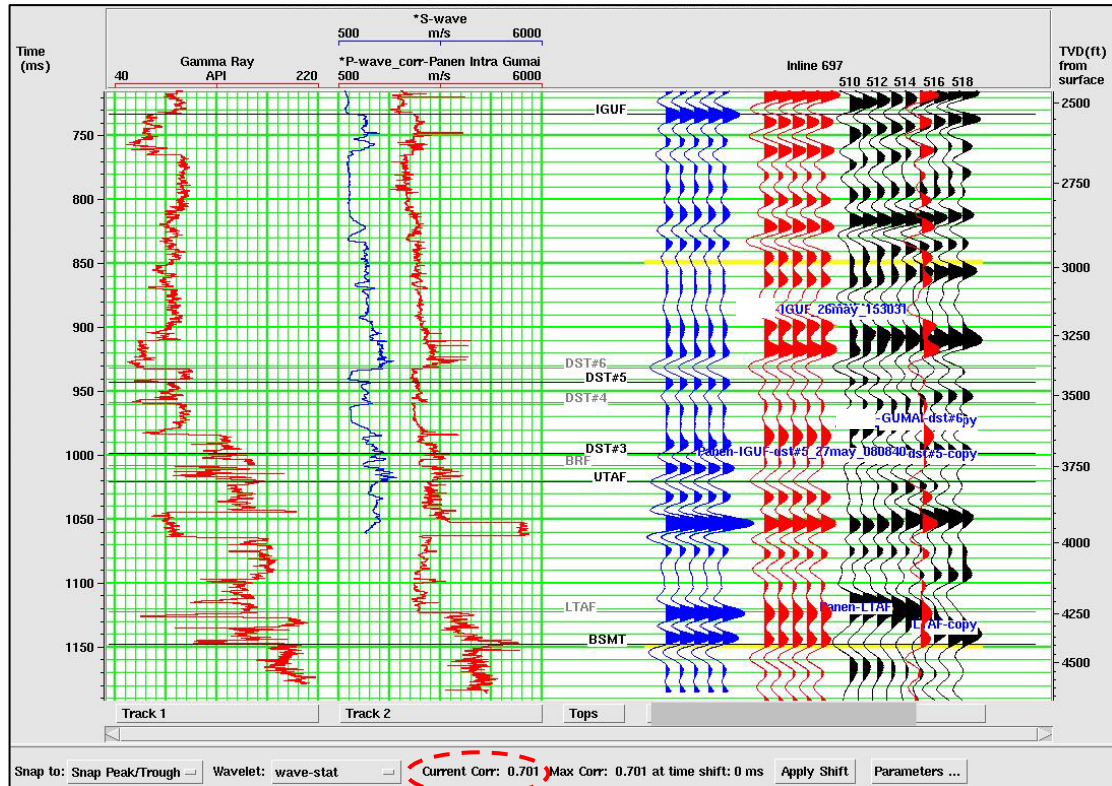


Gambar.4.2 Spektrum amplitude pada interval penelitian dengan frekuensi dominant 15Hz



Gambar.4.3 Model dari wavelet yang digunakan untuk membuat synthetic seismogram

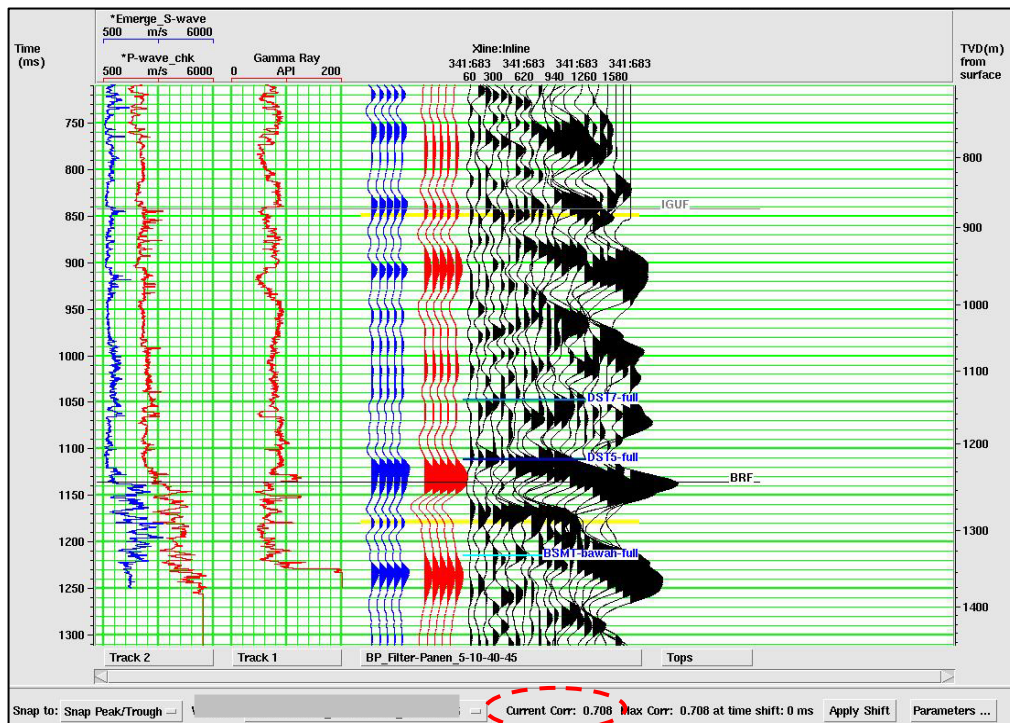
Synthetic seismogram yang dibuat berdasarkan wavelet diatas pada sumur Jura-1 dapat dilihat pada gambar.4.4 menunjukkan korelasi antara *synthetic seismogram* dengan data sesimik sebesar 0,701.



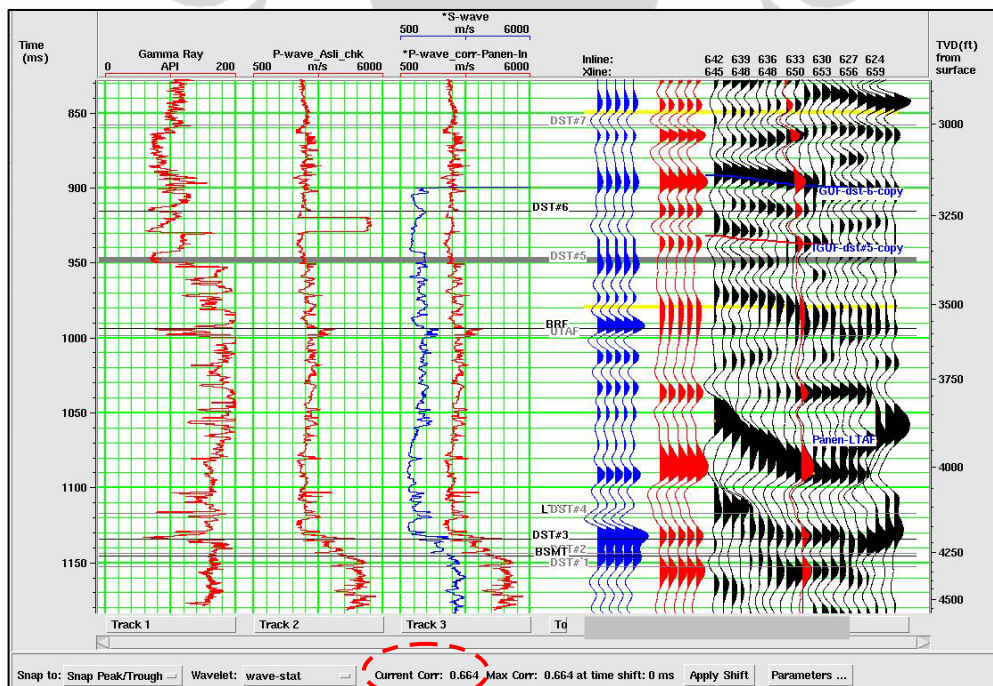
Gambar.4.4 *synthetic seismogram* (warna biru) pada sumur Jura-1

Gambar.4.5 dan gambar.4.6 adalah *synthetic seismogram* pada sumur Jura-2 dan Jura-3. Masing-masing menunjukkan korelasi antara *synthetic seismogram* dengan data sesimik sebesar 0,708 dan 0,664.

Berdasarkan korelasi *synthetic seismogram* dengan data seismik, nilai koefisien korelasi sudah diatas 0,65 untuk ketiga sumur. Maka dapat dikatakan bahwa korelasi sudah cukup bagus dan dapat digunakan untuk proses interpretasi seismik selanjutnya, seperti: *picking horizon*, *horizon slice attribute*, dan lain-lain.



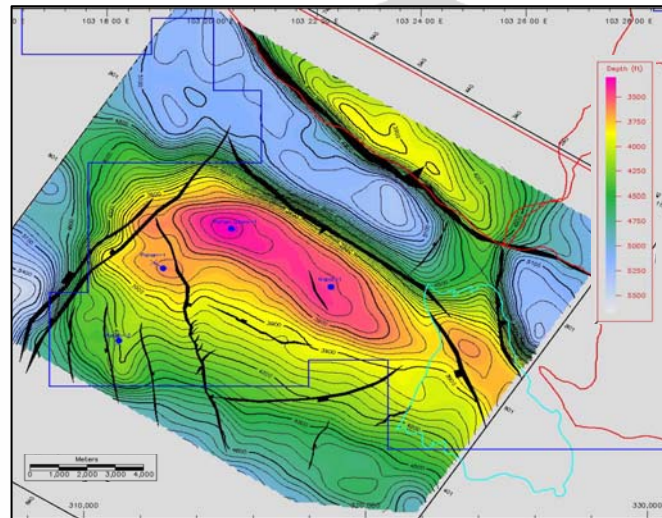
Gambar.4.5 synthetic seismogram (warna biru) pada sumur Jura-2



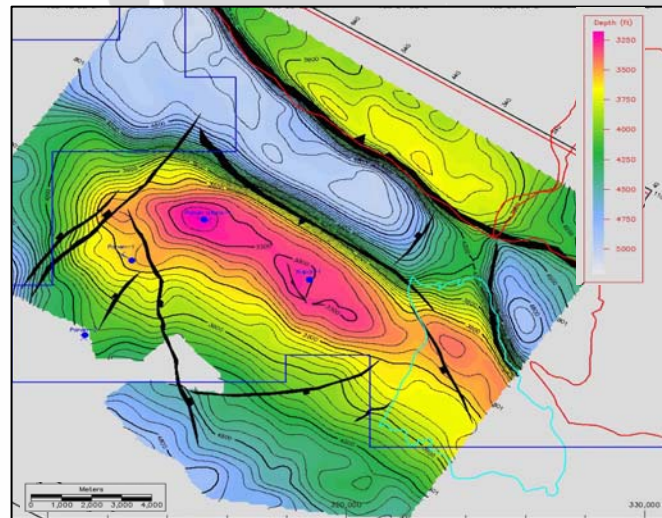
Gambar.4.6 synthetic seismogram (warna biru) pada sumur Jura-3

4.2 Interpretasi Seismik Horison

Setelah melakukan *seismic to well tie* maka dilakukan interpretasi seismik horison terhadap 4 horison yaitu objektif horison batupasir DST#5, DST#6, horison DST#7 dan Top Basement sebagai *guidance* pada interpretasi seismik dan interpolasi dari hasil inversi. Horison batupasir DST#5 dan #6 akan dikonversikan menjadi peta struktur dalam domain waktu dan akan digunakan dalam ekstraksi parameter fisika reservoir $\Lambda \cdot \rho$ dan $\mu \cdot \rho$.



Gambar.4.7 Peta struktur kedalaman horison batupasir DST-5



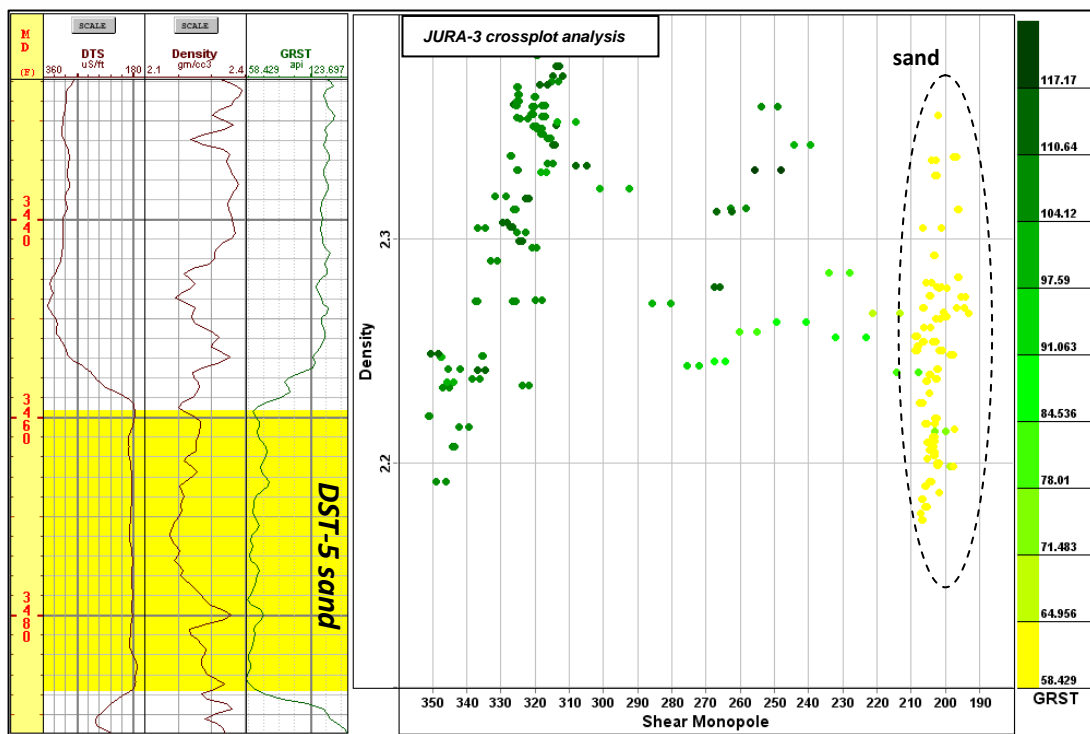
Gambar.4.8 Peta struktur kedalaman horison batupasir DST-6

4.3 Analisa Sensitivitas Sifat Fisis Batuan

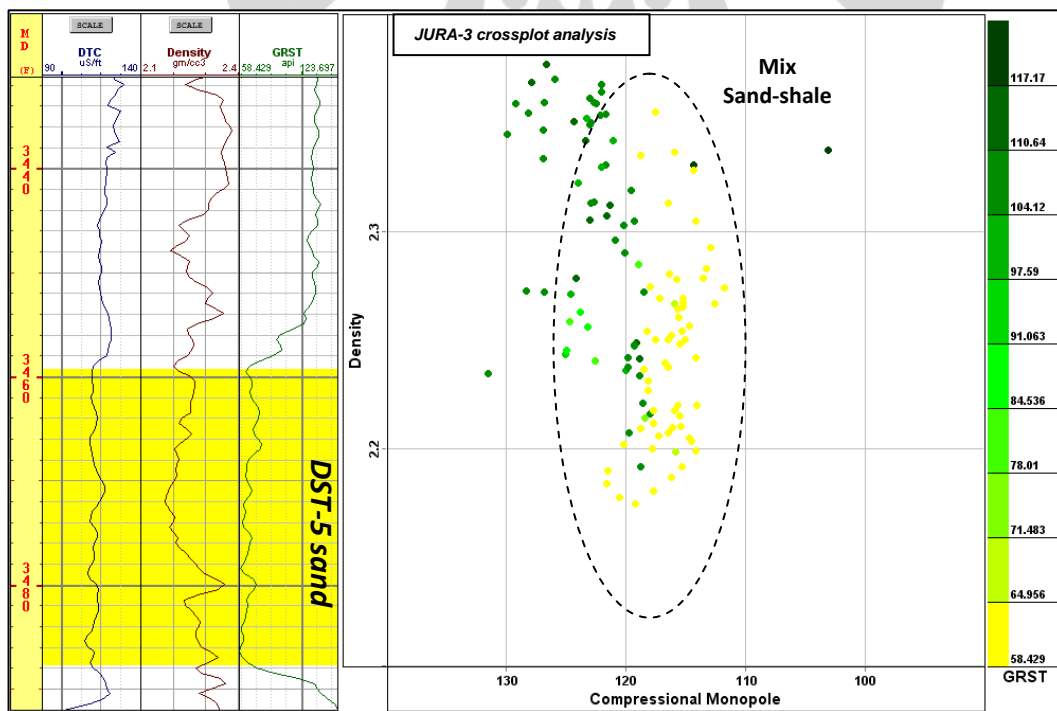
Perambatan gelombang seismik refleksi didalam lapisan bumi dipengaruhi oleh perbedaan sifat fisis batuan, seperti kontras impedansi akustik, elastisitas batuan, fluida yang ada dialam batuan, porositas dan parameter lainnya. Dari hal diatas maka analisa sensitivitas sifat fisis batuan perlu dilakukan sebelum melakukan karakterisasi reservoir atau pengolahan data seismik lanjut (inversi seismik / AVO), adapun tujuan analisa sensitivitas adalah untuk mengetahui parameter fisis batuan (contoh: V_p , V_s , ρ , dll) yang mempunyai sensitivitas paling baik untuk mendiferensiasi batuan reservoir dan non-reservoir dan juga untuk membedakan jenis fluida yang terkandung dalam reservoir. Dalam penelitian ini semua analisa *cross-plot* dilakukan pada sumur Jura-3 yang mempunyai reservoir target batupasir DST#5 dan DST#6 di Formasi Gumai.

4.3.1 Analisa Sensitivitas Batuan Reservoir

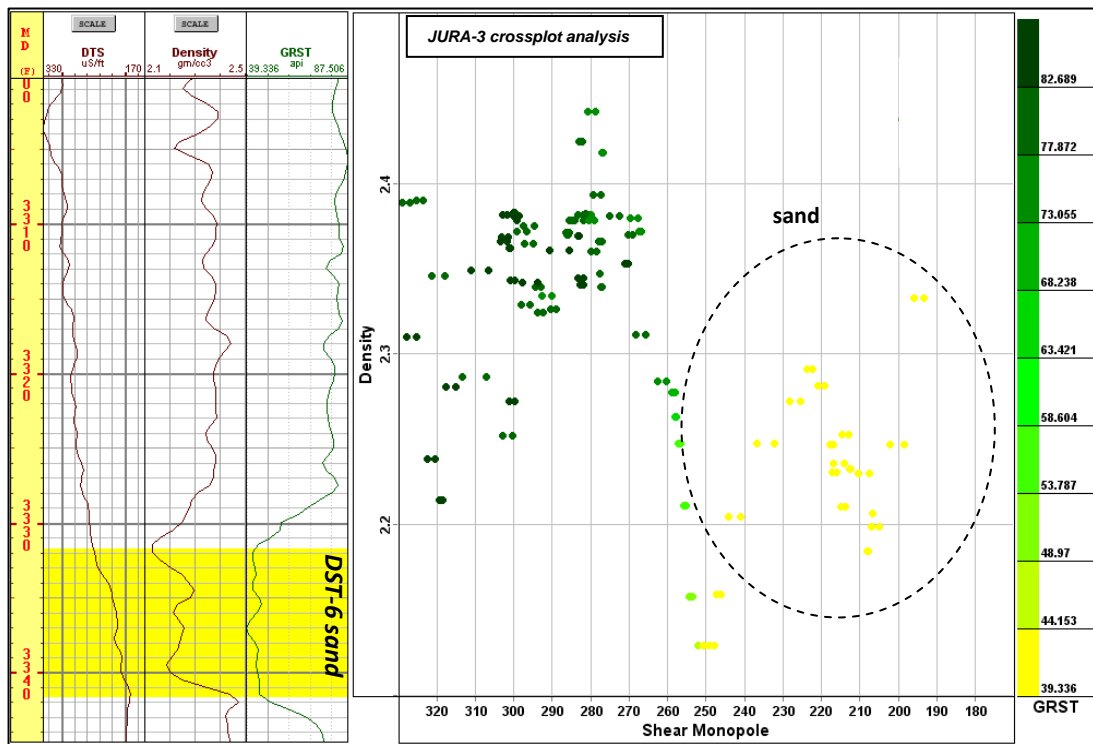
Analisa sensitivitas batuan reservoir bertujuan untuk membedakan antara batuan reservoir dengan non-reservoir. Data yang digunakan sebagai input dalam analisa sensitivitas batuan reservoir adalah data log sumur berupa: log densitas (RHOB), log P_{wave} (DTC), log S_{wave} (DSI) dan log Γ_{Ray} . Analisa sensitivitas batuan dimulai dengan melakukan analisa *cross-plot* antara log densitas dengan log P_{wave} , log densitas dengan log S_{wave} dan log Γ_{Ray} sebagai *color key* pada interval batupasir DST#5 dan #6. Dari hasil analisa *cross-plot* dibawah menunjukkan bahwa reservoir batupasir di lapangan Jura sangat *sensitive* terhadap gelombang S dibandingkan dengan gelombang P, sehingga dalam analisa selanjutnya parameter elastic gelombang S diharapkan akan lebih membedakan batuan reservoir dengan non-reservoir dengan sangat baik.



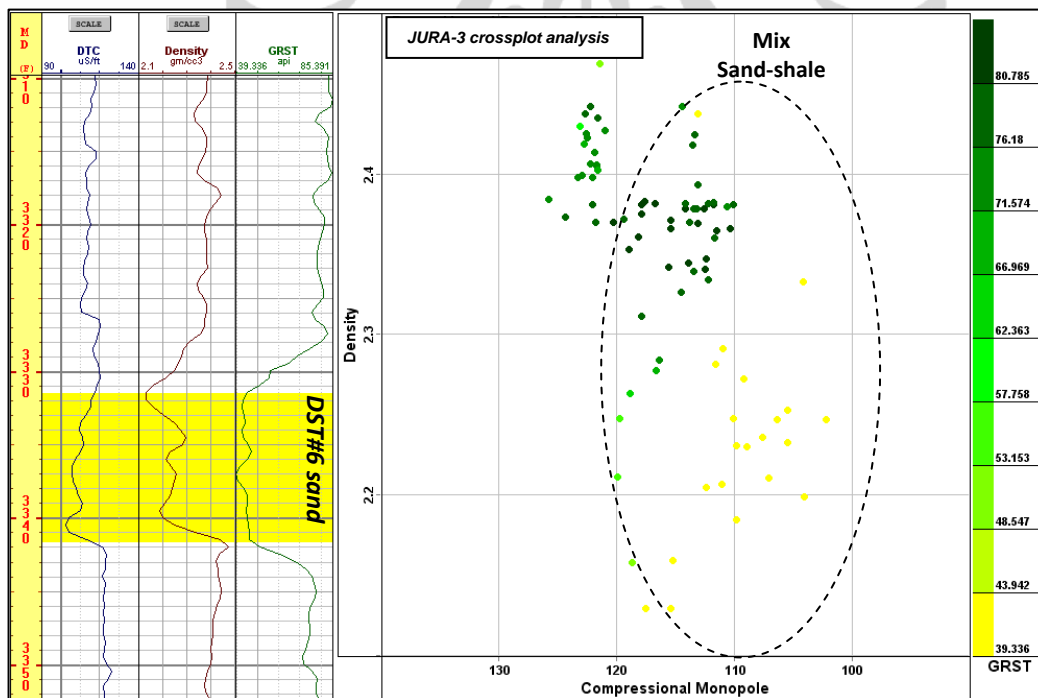
Gambar.4.9 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 sensitive terhadap S-wave



Gambar.4.10 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 yang tidak sensitive terhadap P-wave

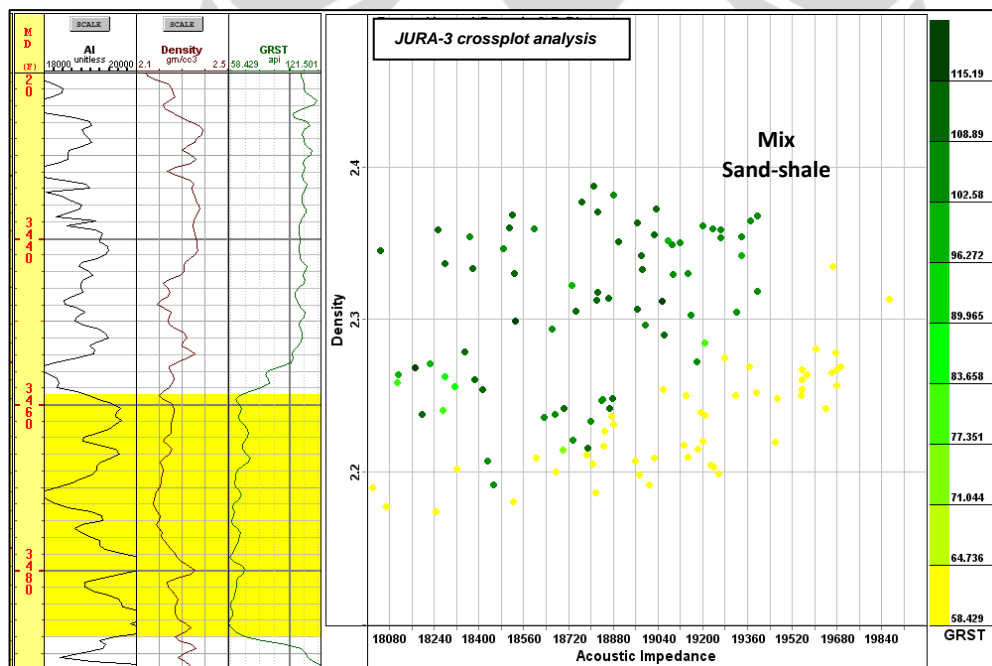


Gambar.4.11 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 sensitive terhadap Swave

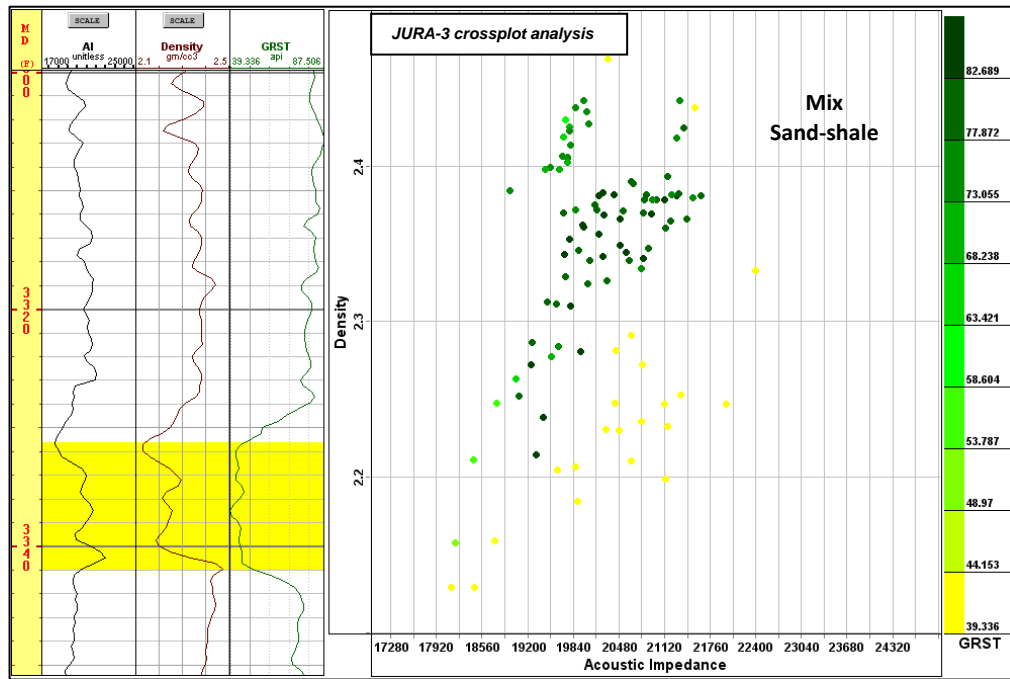


Gambar.4.12 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 yang tidak sensitive terhadap P-wave

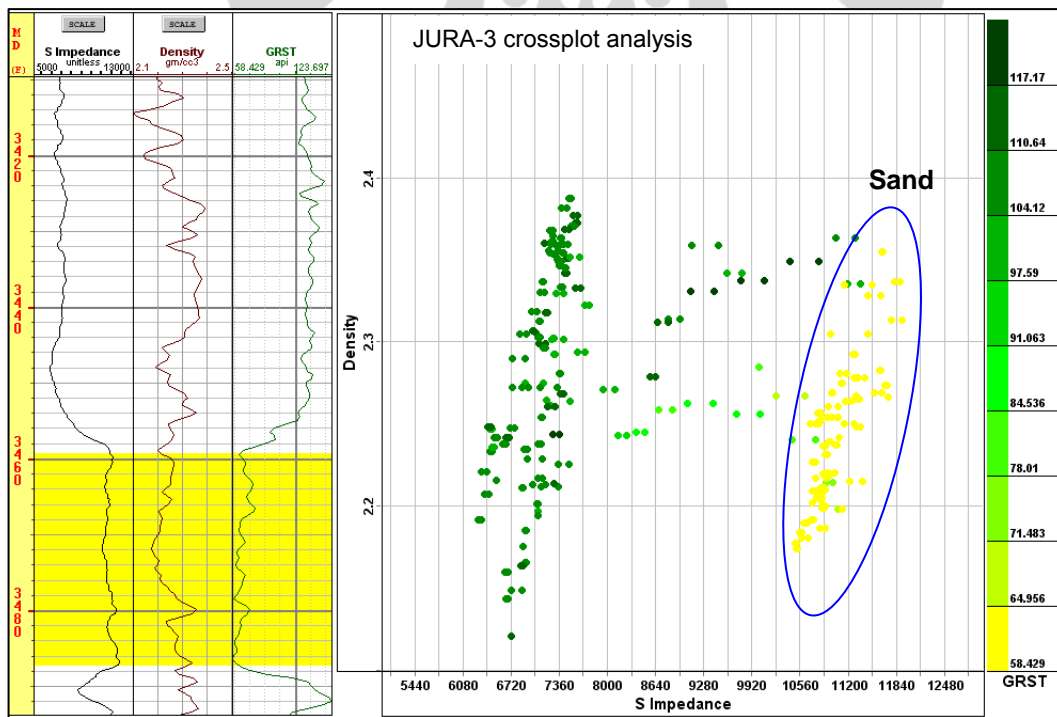
Analisa *cross-plot* selanjutnya dilakukan dengan meng-*crossplot* log densitas dengan AI (*acoustic impedance*) dan *S-impedance* dengan log *Gamma Ray* sebagai *color key* untuk menindaklanjuti dan memastikan hasil analisa *crossplot* sebelumnya. Dari hasil *crossplot* tersebut menunjukkan bahwa reservoir interval penelitian sensitive terhadap gelombang S, hal ini terbukti dari beberapa *crossplot* yang dilakukan memperlihatkan reservoir dan non-reservoir interval penelitian dapat dibedakan dengan jelas pada *S-impedance* dibandingkan pada AI. Reservoir DST#5 dicirikan oleh nilai *S-impedance* yang tinggi dengan nilai ambang 10.000 – 12.500 (ft/s*g/cc) sedangkan untuk reservoir DST#6 dicirikan oleh nilai *S-impedance* yang tinggi sama seperti sebelumnya dengan nilai ambang 8.960 – 12.000 (ft/s*g/cc). Gambar.4.13 sampai dengan gambar.4.16 merupakan analisa *crossplot* dari penjelasan diatas.



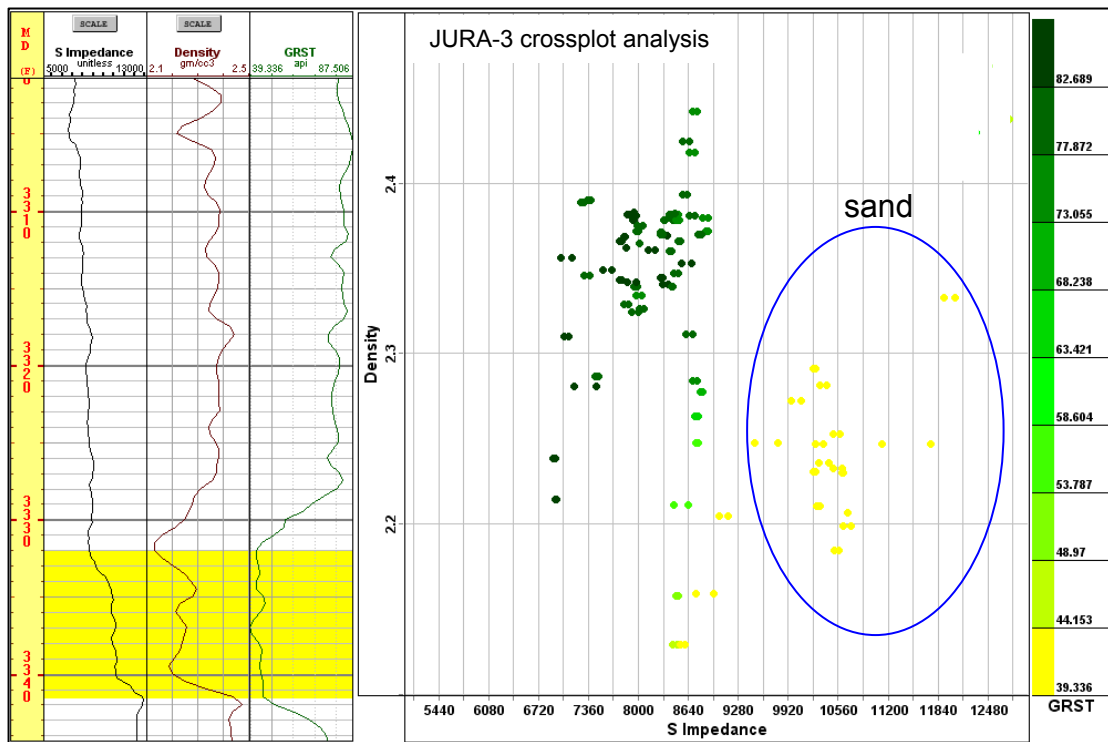
Gambar.4.13 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 yang tidak sensitive terhadap AI



Gambar.4.14 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 yang tidak sensitive terhadap AI

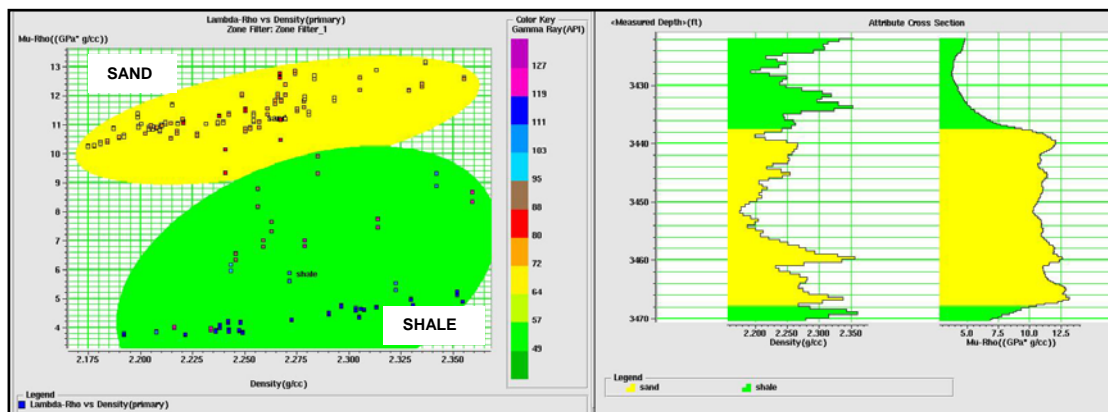


Gambar.4.15 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 yang sensitive terhadap Impedansi-S

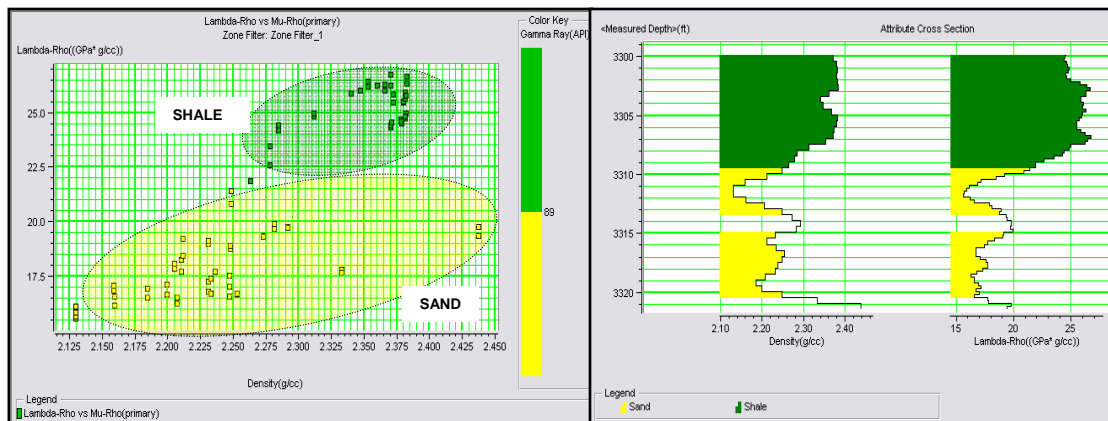


Gambar.4.16 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 yang sensitive terhadap Impedansi-S

Dari hasil beberapa crossplot diatas maka dapat ditarik sebuah kesimpulan bahwa gelombang S lebih sensitive pada reservoir interval penelitian, untuk selanjutnya dalam memilih parameter elastis yang tepat untuk digunakan dalam mengetahui penyebaran reservoir dengan tepat dilakukan analisa crossplot kembali antara log densitas dengan parameter rigiditas ($\mu \cdot \rho$) dan parameter inkompresibilitas ($\lambda \cdot \rho$) yang sangat baik untuk membedakan litologi.



Gambar.4.17 Karakteristik reservoir batupasir DST-5 yang dicirikan oleh nilai $\mu \cdot \rho$ tinggi dengan nilai ambang antara 9 – 13 Gpa*g/cc



Gambar.4.18 Karakteristik reservoir batupasir DST-6 yang dicirikan oleh nilai $\lambda \cdot \rho$ rendah dengan nilai ambang antara 15 – 21 $\text{GPa} \cdot \text{g/cc}$

Dari hasil crossplot diatas maka untuk reservoir batupasir DST#5 dapat dibedakan dengan batuan non-reservoir melalui parameter $\mu \cdot \rho$, dimana nilai $\mu \cdot \rho$ yang tinggi mengkarakteristikan batuan reservoir. Nilai $\mu \cdot \rho$ 9-14 $\text{GPa} \cdot \text{g/cc}$ mencirikan reservoir batupasir sedangkan nilai $\mu \cdot \rho$ dengan nilai 2-9 $\text{GPa} \cdot \text{g/cc}$ mencirikan batuan non-reservoir atau batulempung. Untuk reservoir batupasir DST#6 dapat dibedakan dengan batuan non-reservoir melalui parameter $\lambda \cdot \rho$, dimana untuk nilai $\lambda \cdot \rho$ 15-21 $\text{GPa} \cdot \text{g/cc}$ mencirikan reservoir batupasir sedangkan $\lambda \cdot \rho$ dengan nilai 21-27 $\text{GPa} \cdot \text{g/cc}$ mencirikan litologi batulempung atau non-reservoir. Parameter tersebut nantinya akan menjadi justifikasi dalam menentukan penyebaran lateral reservoir di lapangan Jura.

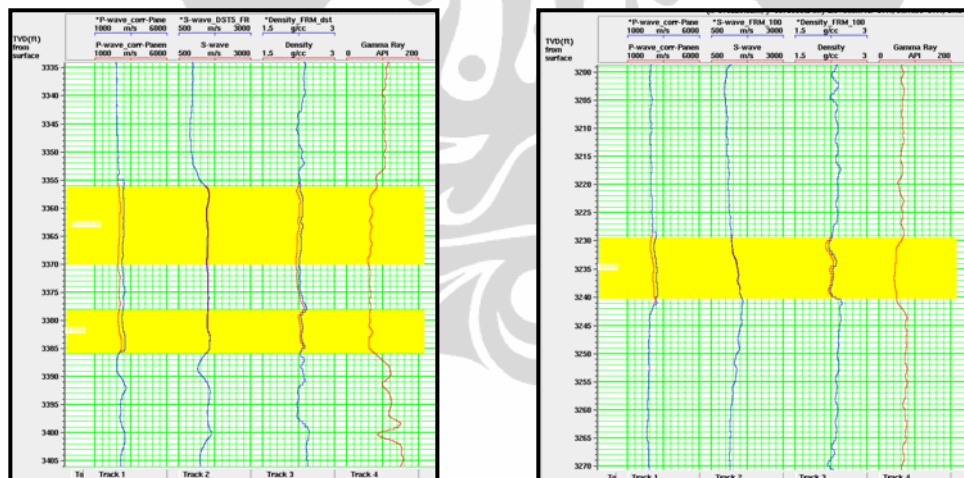
4.3.2 Fluid Replacement Modeling (FRM)

Dalam menganalisa sensitivitas fluida batuan reservoir maka diperlukan pemodelan fluida yang bertujuan untuk mengetahui respon perubahan nilai parameter fisis V_p , V_s dan densitas apabila tersaturasi 100% oleh air, hal ini dilakukan karena nilai insitu parameter diatas sudah tersaturasi oleh hidrokarbon. Metoda FRM yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan metoda Biot Gassmann dan hanya dihitung pada interval penelitian DST#5 (3450ft–3500ft MD) dan DST#6 (3320ft–3346ft MD) sumur Jura-3 dengan tujuan untuk melihat dan mengitung perubahan

nilai V_p , V_s dan densitas apabila tersaturasi 100% oleh air. Pemodelan ini akan digunakan untuk menganalisa sensitivitas fluida reservoir.

Input yang digunakan dalam analisa *fluid substitution* ini adalah nilai P_{wave} , S_{wave} , densitas yang diukur melalui *logging* dan saturasi air yang dihitung melalui analisa petrofisika dengan memodelkan komposisi fluida yang ada dalam reservoir berupa air (*brine*) dan minyak. Selain itu parameter petrofisika yang spesifik seperti berat jenis, bulk modulus dan shear modulus untuk matriks dan fluida yang ada didalam batuan akan menjadi input dalam pemodelan fluida ini.

Parameter matriks yang digunakan dalam input analisa *fluid substitution* ini berupa batupasir kuarsa (*quartz sandstone*) dengan besaran bulk modulus (K) adalah 36.6 GPa dan shear modulus adalah 45 GPa. Sedangkan parameter fluida yang digunakan untuk air (*brine*) bulk modulus sebesar 2.538 GPa dengan berat jenis 0.9885 gr/cc dan untuk minyak bulk modulus sebesar 1.198 GPa dengan berat jenis sebesar 0.8266 gr/cc.



Gambar.4.19 hasil fluid substitution untuk reservoir batupasir DST#5 (kiri). Hasil pemodelan fluid untuk reservoir batupasir DST#6 (kanan). Dapat dilihat nilai P-wave dan densitas hasil pemodelan (biru) lebih tinggi dari nilai inisial-nya (merah).

Kurva log merah pada gambar menunjukkan kurva log inisial hasil pengukuran sebelum dilakukan pemodelan fluida (*fluid substitution*) sedangkan kurva log biru merupakan kurva log setelah dilakukan pemodelan fluida yang tersaturasi 100% air. Dari hasil *fluid substitution* diatas untuk reservoir DST#5 dan #6

menunjukkan bahwa nilai kecepatan gelombang S (V_s) hasil pemodelan sedikit atau hampir tidak sama sekali mengalami perubahan, hal ini dikarenakan sifat dari gelombang S yang tidak sensitive terhadap fluida dan penjarannya hanya merambat melalui matriks batuan. Berbanding terbalik dengan nilai kecepatan gelombang P (V_p) dan nilai densitas, hasil pemodelan menunjukkan bahwa nilai V_p lebih naik dibandingkan inisial pengukuran, hal ini sesuai dengan analisa Biot-Gassmann dimana nilai V_p akan semakin naik pada batuan yang semakin tersaturasi oleh air. Nilai densitas hasil pemodelan juga menunjukkan peningkatan dibandingkan dengan inisial pengukuran, karena densitas air lebih berat dari densitas minyak dan gas (pada kondisi inisial).

4.3.3 Analisa Sensitivitas Fluida Reservoir

Secara konsep fluida akan mengisi pada batuan yang memiliki porositas baik, dalam hal ini kita mengenal sebagai batuan reservoir. Dalam penelitian ini batuan reservoir dengan non-reservoir dapat dibedakan dengan parameter elastic berupa $\Lambda \cdot \rho$ dan $\mu \cdot \rho$, sehingga untuk menganalisa sensitivitas fluida dalam reservoir tersebut parameter elastic diatas akan digunakan dalam analisa crossplot dan hanya dilakukan pada sumur Jura-3 reservoir Formasi Gumai (DST#5 dan DST#6).

Analisa crossplot yang dilakukan bertujuan untuk mengetahui sensitivitas parameter elastic yang paling sensitive untuk mendiferensiasi fluida (minyak dengan air) yang terkandung dalam reservoir. Input yang digunakan pada analisa ini berupa :

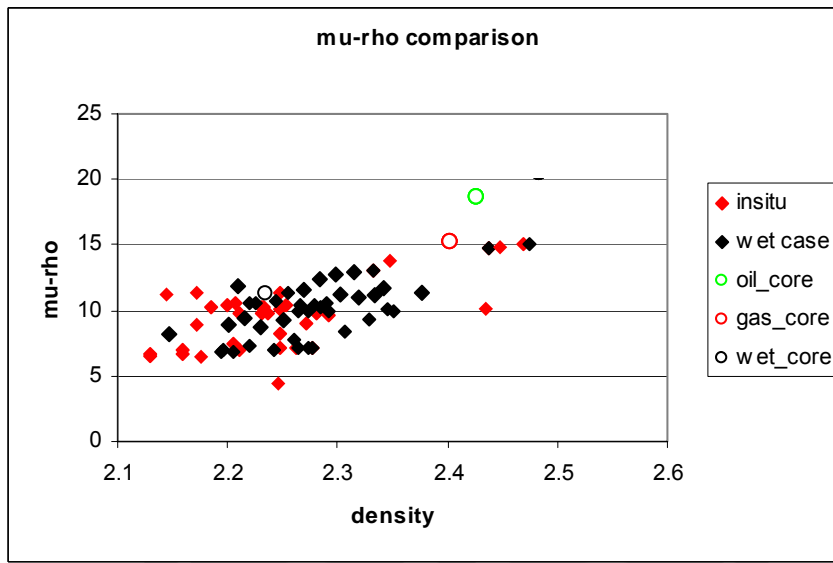
- $\Lambda \cdot \rho$ dan $\mu \cdot \rho$ yang diturunkan melalui data pengukuran core yang telah dikorelasikan oleh *overburden pressure* dan *pore pressure* pada kedalaman interval penelitian dengan kondisi tersaturasi oleh minyak, gas dan air (Tabel.4.1)
- $\Lambda \cdot \rho$ dan $\mu \cdot \rho$ yang diturunkan melalui hasil pengukuran parameter fisis berupa V_p , V_s dan densitas pada keadaan inisial (tersaturasi oleh minyak dan gas).

- $\lambda \cdot \rho$ dan $\mu \cdot \rho$ yang diturunkan melalui hasil perhitungan parameter fisis (V_p , V_s , ρ) hasil pemodelan *fluid substitution* yang tersaturasi oleh air 100%.

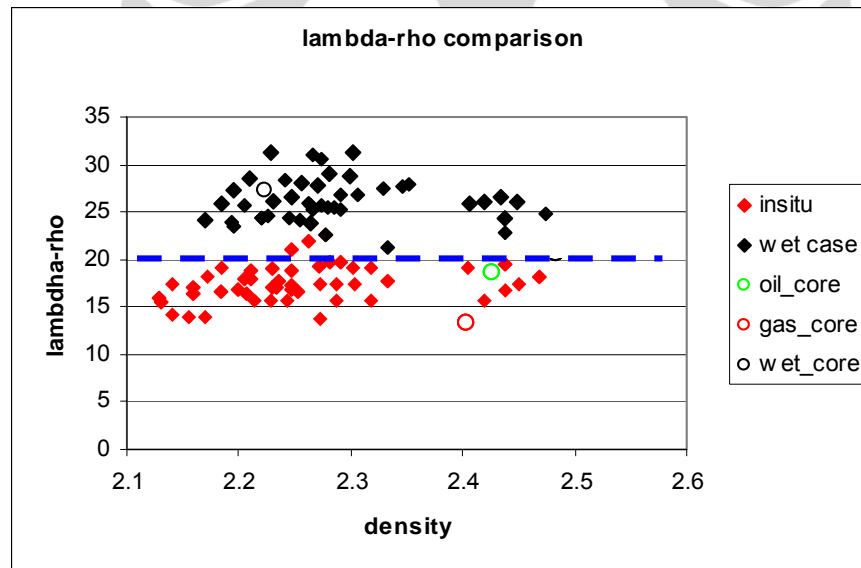
Analisa sensitivitas fluida dilakukan dengan crossplot antara $\mu \cdot \rho$ hasil pengukuran core, hasil perhitungan pada keadaan inisial dan hasil perhitungan setelah analisa *fluid substitution* dengan densitas hasil pengukuran core, hasil perhitungan pada keadaan inisial dan hasil perhitungan setelah analisa *fluid substitution*. Analisa crossplot juga dilakukan dengan crossplot antara $\lambda \cdot \rho$ hasil pengukuran core, hasil perhitungan pada keadaan inisial dan hasil perhitungan setelah analisa *fluid substitution* dengan densitas hasil pengukuran core, hasil perhitungan pada keadaan inisial dan hasil perhitungan setelah analisa *fluid substitution*. Hal ini bertujuan untuk mengetahui diantara dua parameter elastik tersebut ($\lambda \cdot \rho$ dan $\mu \cdot \rho$) yang lebih sensitive terhadap fluida dan dapat membedakan hidrokarbon (minyak dan gas) dengan air yang sudah dikorelasikan dengan pengukuran data core dengan menganggap pengukuran tersebut mencerminkan keadaan bawah permukaan yang sebenarnya.

	Correlated Depth to OB Pressure (TVD ft)	Fluid	Overburden Pressure	Pore Pressure	V_p (m/s)	V_s (m/s)	Density (gr/cc)	AI (gr/cc * m/s)	SI (gr/cc * m/s)	LR ((gr/cc) ² * (m/s) ²)	MR ((gr/cc) ² * (m/s) ²)
core11-1	3433	gas	201	6	2751,77	1624,47	2,403	6613,28	3904,06	1,33E+07	1,52E+07
core11-1	3424,5	oil	200,5	7	2970,12	1780,1	2,426	7204,51	4317,92	1,46E+07	1,86E+07
core11-1	3416,5	brine	200	97,5	3243,40	1582,14	2,244	7278,36	3550,40	2,78E+07	1,26E+07

Tabel.4.1 Data pengukuran core yang digunakan dalam analisa sensitivitas fluida



Gambar.4.20 hasil crossplot interval penelitian DST#5 yang menyatakan bahwa fluida tidak sensitive terhadap parameter elastik μ^*Rho



Gambar.4.21 Parameter elastik λ^*Rho yang sensitive terhadap fluida pada interval penelitian DST#5, hidrokarbon ditunjukkan dengan nilai ambang dibawah 20 - 15 Gpa*g/cc

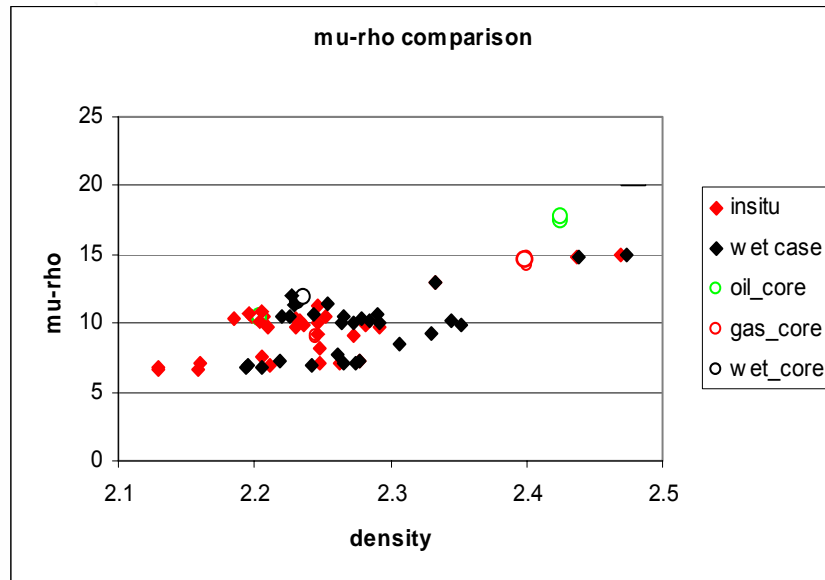
Gambar.4.20 merupakan hasil crossplot parameter μ^*Rho dengan densitas pada interval penelitian DST#5, dari hasil crossplot diatas dapat diamati bahwa μ^*Rho yang diturunkan melalui pengukuran data core (pada setiap kondisi

tersaturasi oleh air, minyak dan gas) dengan $\mu\rho$ yang dihitung oleh parameter fisis (V_p , V_s dan ρ) pada keadaan inisial dan yang sudah dilakukan pemodelan fluida tidak dapat dipisahkan secara kualitatif dan kuantitatif. Hasil tersebut mengindikasikan bahwa $\mu\rho$ tidak sensitive terhadap perubahan fluida, hal ini dikarenakan $\mu\rho$ adalah rigiditas yang mewakili respon fisik dari matrix batuan itu sendiri dan tidak terpengaruh oleh fluida yang terkandung didalamnya. Secara matematis $\mu\rho$ adalah nilai kuadrat dari Impedansi-S (I_s^2) dan hanya dikontrol oleh gelombang-S yang secara fisis tidak sensitive terhadap perubahan saturasi fluida yang ada.

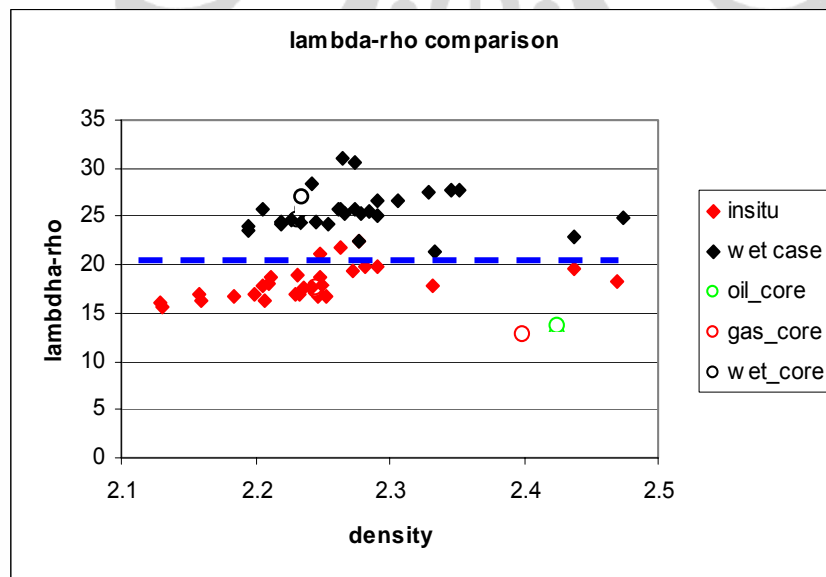
Gambar.4.21 merupakan hasil crossplot parameter $\lambda\rho$ dengan densitas pada interval penelitian DST#5, dari hasil crossplot diatas dapat diamati bahwa $\lambda\rho$ yang diturunkan melalui pengukuran data core (pada setiap kondisi tersaturasi oleh air, minyak dan gas) dengan $\lambda\rho$ yang dihitung oleh parameter fisis (V_p , V_s dan ρ) pada keadaan inisial dan yang sudah dilakukan pemodelan fluida dapat dipisahkan secara kualitatif dan kuantitatif secara baik. Dari crossplot diatas menunjukkan Hasil *fluid substitution* $\lambda\rho$ (kotak hitam) atau *wet case* (100% tersaturasi air) berkorelasi sangat baik dengan nilai $\lambda\rho$ hasil pengukuran core pada keadaan tersaturasi 100% oleh air (lingkaran hitam), begitu juga dengan nilai $\lambda\rho$ yang dihitung pada keadaan inisial atau tersaturasi oleh minyak dan gas (kotak merah) berkorelasi sangat baik dengan hasil pengukuran core pada keadaan tersaturasi minyak dan gas (lingkaran merah dan hijau). Nilai ambang (*cut-off value*) dari $\lambda\rho$ untuk membedakan air dengan hidrokarbon (minyak&gas) dapat diamati dari analisa crossplot tersebut.

Untuk hidrokarbon nilai ambang dari $\lambda\rho$ berkisar antara 20-15 Gpa*g/cc sedangkan untuk air (*bine*) memiliki nilai ambang yang lebih besar daripada hidrokarbon (>20 Gpa*g/cc). Dalam penelitian ini $\lambda\rho$ sangat sensitive terhadap perubahan fluida, alasannya adalah karena $\lambda\rho$ atau inkompresibilitas adalah ukuran dari respon fisik sebuah matrix batuan dan fluidanya dan mengandung proporsi yang besar mengenai informasi kandungan fluida dari batuan, sehingga

Lambda*Rho sangat bagus digunakan sebagai indikator diferensiasi fluida dan *pore fluid*.



Gambar.4.22 hasil crossplot interval penelitian DST#6 yang menyatakan bahwa fluida tidak sensitive terhadap parameter elastik $\mu \cdot \rho$

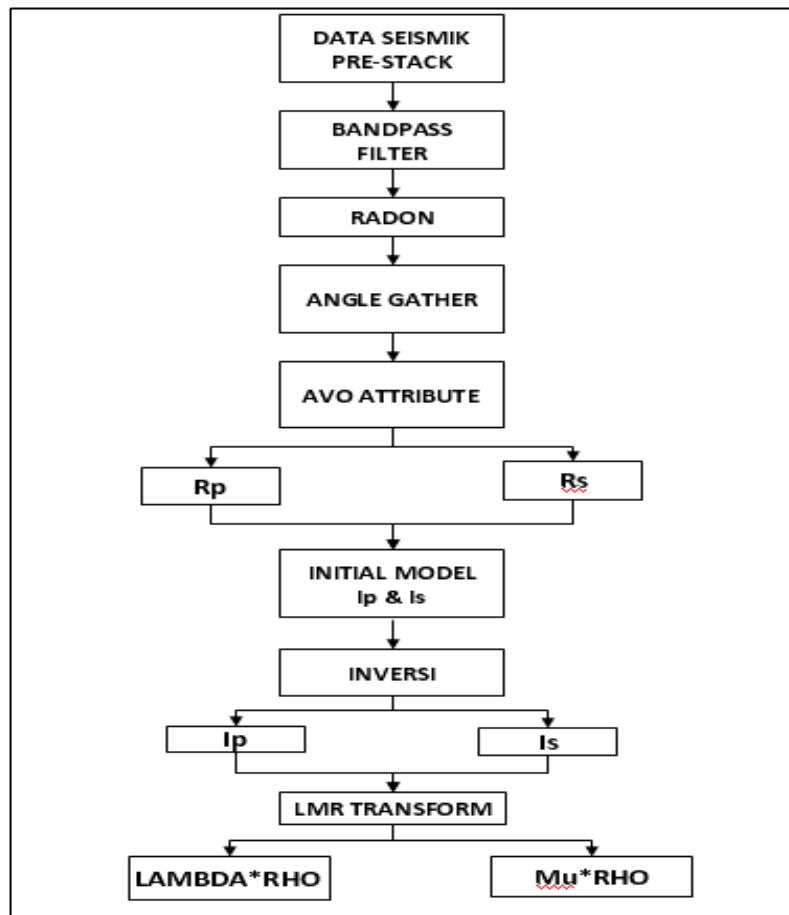


Gambar.4.23 hasil crossplot LR dengan densitas pada interval penelitian DST#6, hidrokarbon ditunjukkan dengan nilai ambang dibawah 20 - 15 Gpa*g/cc

Gambar.4.22 merupakan hasil crossplot parameter $\mu^* \rho$ dengan densitas pada interval penelitian DST#6, dari hasil crossplot diatas dapat diamati bahwa $\mu^* \rho$ yang diturunkan melalui pengukuran data *core* (pada setiap kondisi tersaturasi oleh air, minyak dan gas) dengan $\mu^* \rho$ yang dihitung oleh parameter fisis (V_p , V_s dan ρ) pada keadaan inisial dan yang sudah dilakukan pemodelan fluida tidak dapat dipisahkan secara kualitatif dan kuantitatif atau tidak sensitive terhadap perubahan fluida, sama seperti hasil analisa crossplot pada interval penelitian DST#5. Gambar.4.23 merupakan hasil crossplot parameter $\lambda^* \rho$ dengan densitas pada interval penelitian DST#6, dari hasil *crossplot* diatas dapat diamati bahwa $\lambda^* \rho$ yang diturunkan melalui pengukuran data *core* (pada setiap kondisi tersaturasi oleh air, minyak dan gas) dengan $\lambda^* \rho$ yang dihitung oleh parameter fisis (V_p , V_s dan ρ) pada keadaan inisial dan yang sudah dilakukan pemodelan fluida dapat dipisahkan secara baik. Untuk hidrokarbon nilai ambang dari $\lambda^* \rho$ berkisar antara 20-15 Gpa*g/cc sedangkan untuk air (*bine*) memiliki nilai ambang yang lebih besar daripada hidokarbon.

4.4 Inversi AVO dan Lambda-Mu-Rho (LMR)

Setelah didapatkan kesimpulan yang jelas dalam hal diferensiasi litologi dan fluida dari hasil analisa crossplot diatas, maka langkah selanjutnya dari penelitian ini adalah mendapatkan parameter elastik berupa $\lambda^* \rho$ dan $\mu^* \rho$ untuk penentuan penyebaran lateral reservoir dan fluida pada interval penelitian di lapangan Jura. Untuk dapat mengetahui parameter tersebut tahapan yang dilakukan selanjutnya adalah melakukan inversi *Amplitude versus Offset* (AVO), tujuannya adalah untuk mendapatkan nilai Impedansi-P (I_p) dan Impedansi-S (I_s) dari suatu seismik *gather*. Untuk selanjutnya nilai tersebut diatas akan ditransformasi menjadi parameter $\lambda^* \rho$ dan $\mu^* \rho$. Secara umum proses diatas dapat disederhanakan melalui diagram alur kerja dibawah ini :



Gambar.4.24 Diagram alir kerja proses inversi

4.4.1 Ekstraksi *Reflectivity P (Rp)* dan *Reflectivity S (Rs)*

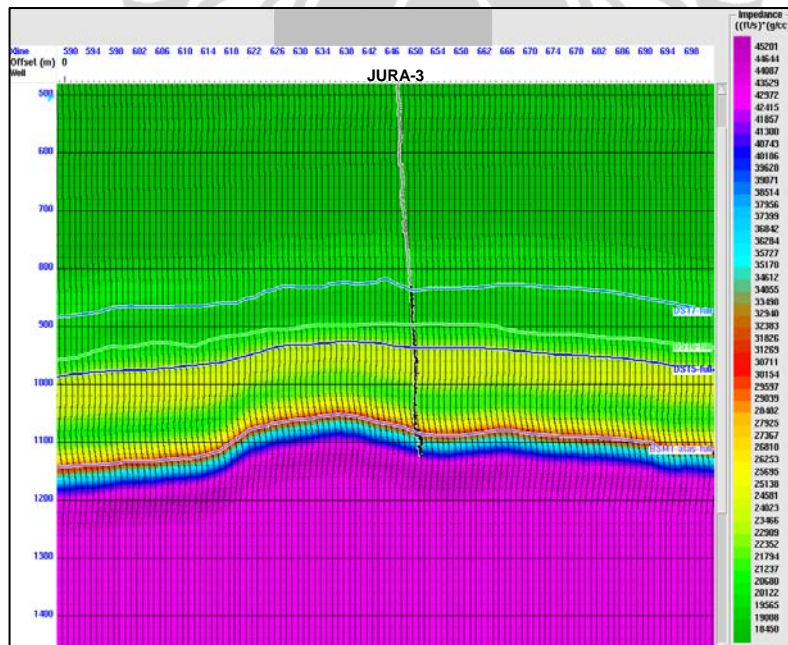
Tahapan yang dilakukan setelah melakukan *re-conditioning* data seismik pre-stack adalah mendapatkan parameter *Reflectivity P* dan *S (Rp dan Rs)* sebagai input dalam melakukan inverse AVO. Penampang *Rp* dan *Rs* yang dihasilkan pada penelitian ini dihasilkan dengan menggunakan persamaan *Fatti* pada AVO attribute volume. Selanjutnya penampang seismik *Rp* dan *Rs* akan digunakan sebagai input dalam proses inversi. Untuk mengatasi keterbatasan *disk space* yang digunakan maka penampang *Rp* dan *Rs* tidak di-export datanya, tetapi hanya digunakan ke dalam proses inversi.

4.4.2 Model Awal Impedansi P (Ip) dan Impedansi S (Is)

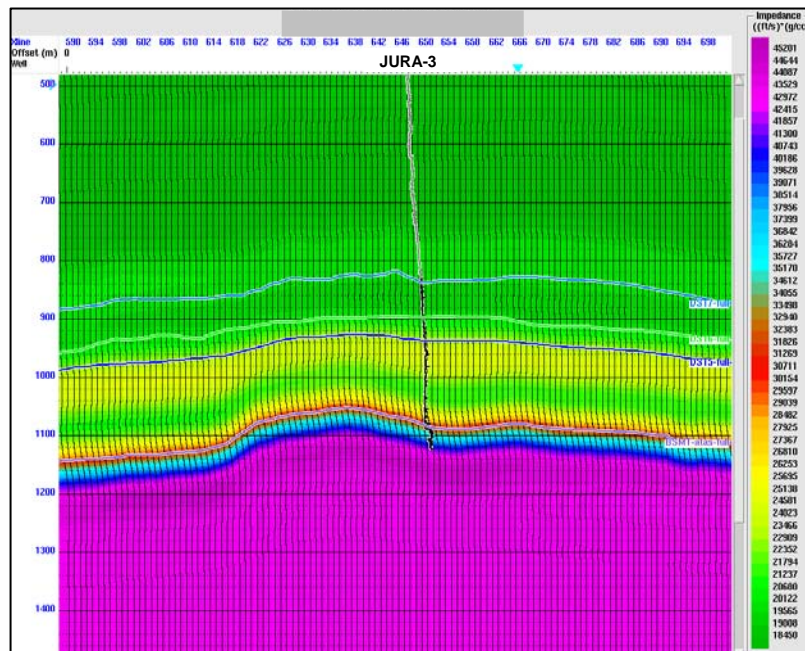
Pembuatan model awal dalam inversi bertujuan sebagai *control* dalam proses inversi supaya diharapkan hasil inversi yang dihasilkan tidak akan bergeser jauh dari model awal yang dibuat dan dari keadaan sebenarnya di bawah permukaan. Input yang digunakan dalam proses ini adalah data log sumur berupa log kecepatan gelombang P (V_p), log kecepatan gelombang S (V_s) dan log densitas dari ketiga sumur yang ada di lapangan Jura (Jura-1, 2 dan 3). Data sumur diatas berfungsi sebagai acuan nilai impedansi, data horison juga dibutuhkan dalam proses pembuatan model awal ini yang berfungsi sebagai panduan dalam melakukan interpolasi nilai impedansi P dan impedansi S untuk seluruh olume seismik secara lateral. Pada penelitian ini data horizon yang digunakan berupa:

- Horison DST #7
- Horison DST #6
- Horison DST #5
- Horison Top Basement

Hasil dari analisa *initial model* (model awal) impedansi P dan S pada sumur Jura-3 dapat diamati pada gambar.4.25 dan 4.26



Gambar.4.25 Model awal Impedansi-S



Gambar.4.26 Model awal Impedansi-P

4.4.3 Inversi Impedansi P (I_p) dan Impedansi S (I_s)

Sebelum memulai tahapan dalam inversi seismik terlebih dahulu dilakukan proses *pre-stack inversion analysis* dengan tujuan untuk melihat apakah parameter inversi yang digunakan sudah cukup baik dan mewakili gambaran bawah permukaan lapangan Jura. *Pre-stack inversion analysis* akan membandingkan hasil inversi dan impedansi yang dihasilkan oleh perhitungan data sumur untuk melihat korelasi yang diperoleh. Tabel.6 merupakan *summary* dari parameter inversi yang digunakan dalam *Pre-stack inversion analysis* dan gambar.4.27–4.29 menunjukkan hasil *Pre-stack inversion analysis* di tiap sumur.

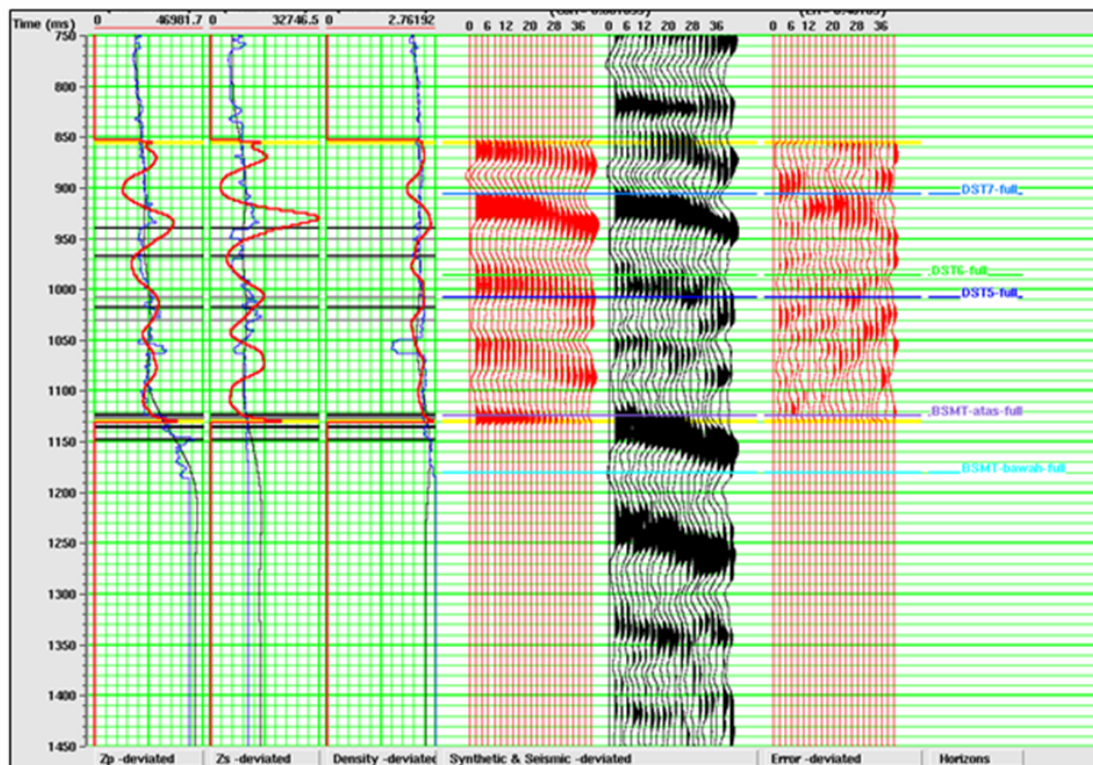
Gambar.4.30 memperlihatkan penampang hasil inversi Impedansi-P (I_p) dan Impedansi-S (I_s) dengan menggunakan *model based*. Dari hasil analisa crossplot dan penampang inversi dapat diamati bahwa litologi reservoir dan non-reservoir tidak dapat dibedakan secara kualitatif dan kuantitatif.

Sementara itu pada penampang hasil inversi Impedansi-S (I_s) (**Gambar.4.31**) dapat diamati penyebaran litologi reservoir pada interval penelitian (DST#5 dan DST#6) yang hampir merata dan tersebar secara seragam, dari hasil crossplot sumur

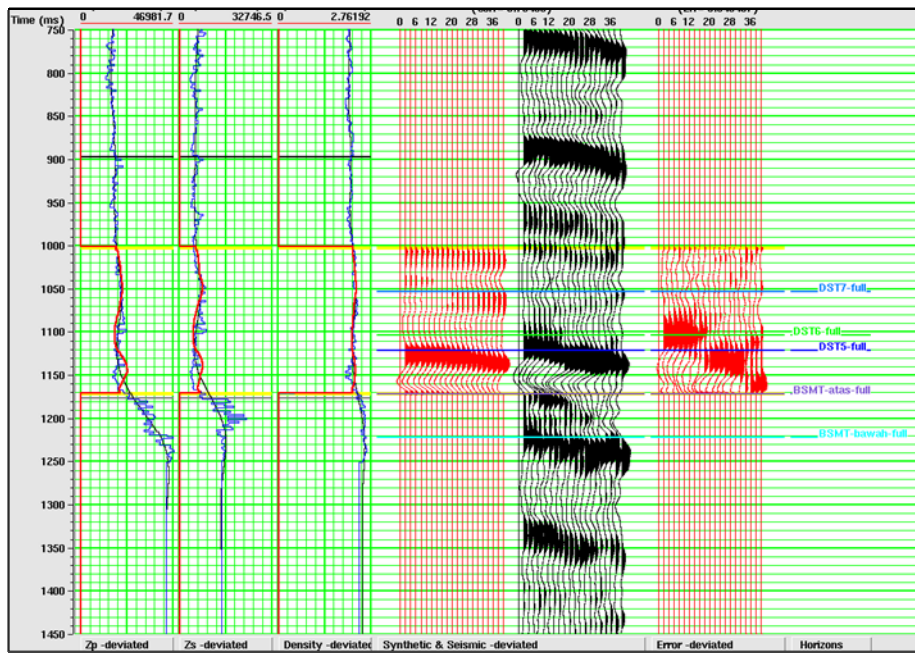
sebelumnya dapat diketahui bahwa nilai impedansi-S yang tinggi merupakan reservoir batupasir dengan nilai ambang untuk batupasir DST#5 antara 10.000 sampai dengan 13.000 (ft/s*g/cc) dan nilai ambang untuk batupasir DST#6 antara 8960 sampai dengan 12.500 (ft/s*g/cc).

		JURA-1	JURA-2	JURA-3
Model Based Inversion	<i>korelasi</i>	0.882	0.784	0.82
	<i>error</i>	0.481	0.64	0.59
	<i>average block size</i>	6	6	6
	<i>number of iterations</i>	10	10	10
	<i>scaler adjustment</i>	1	1	1

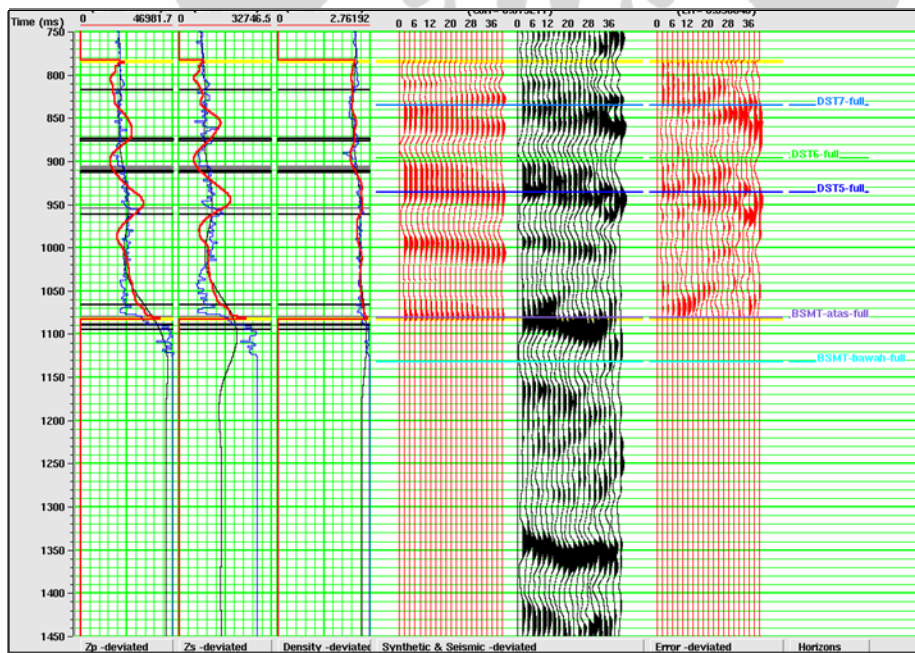
Tabel.3.6 Summary parameter inverse yang digunakan dalam metoda *model based inversion*



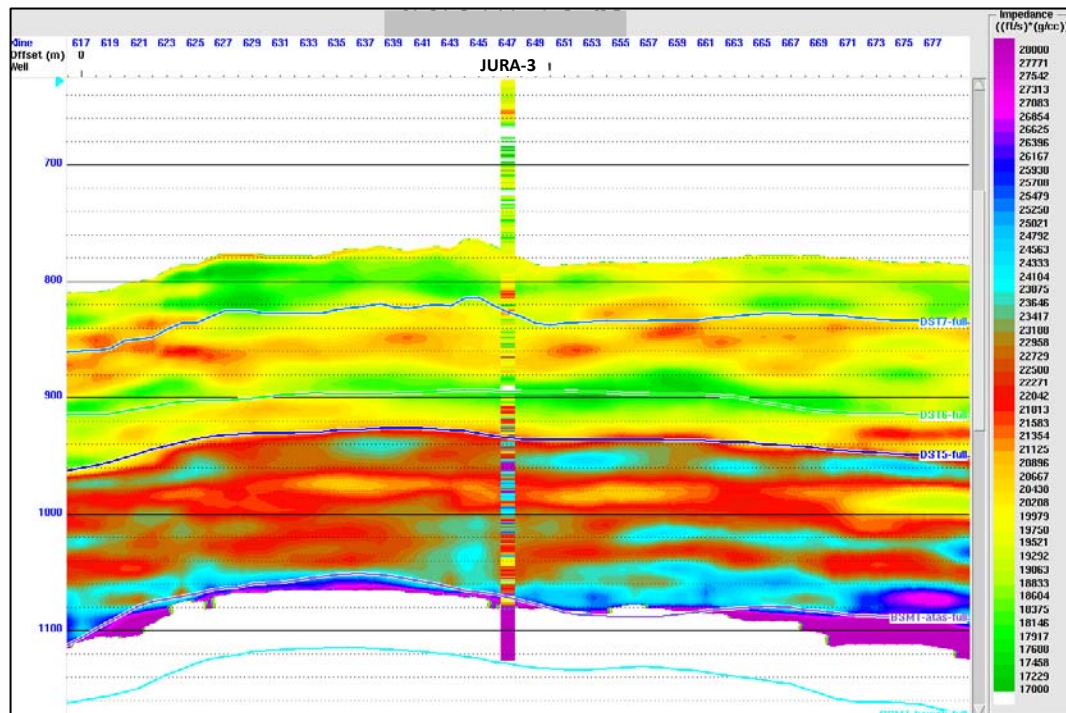
Gambar.4.27 Hasil Pre-stack inversion analysis untuk sumur Jura-1



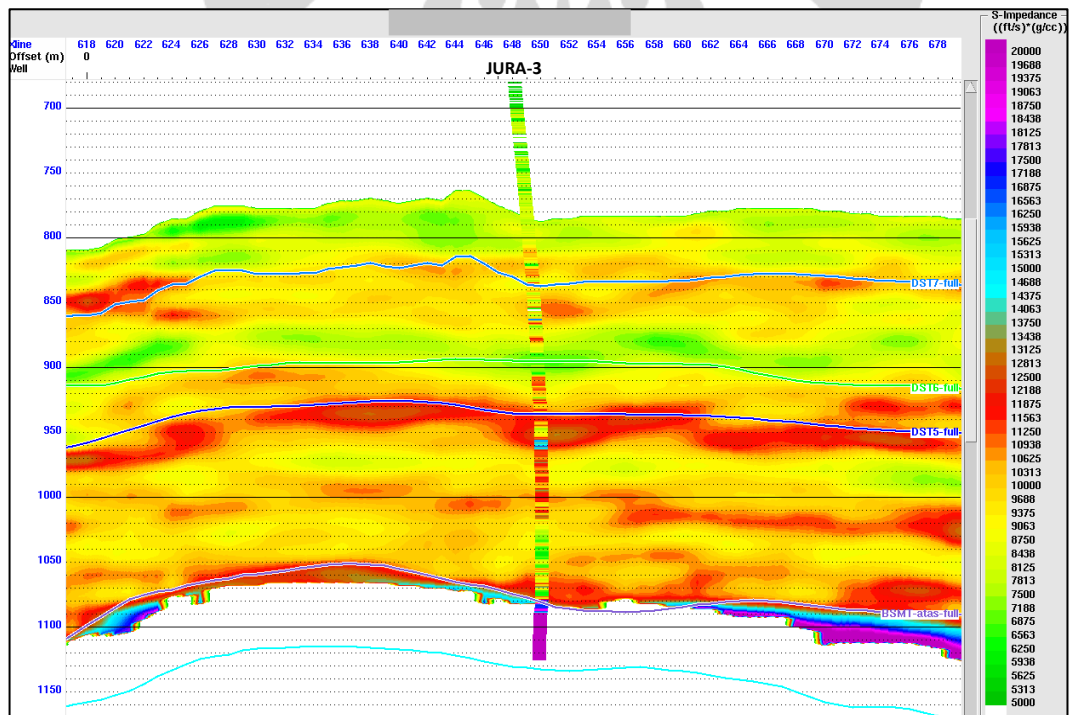
Gambar.4.28 Hasil Pre-stack inversion analysis untuk sumur Jura-2



Gambar.4.29 Hasil Pre-stack inversion analysis untuk sumur Jura-3



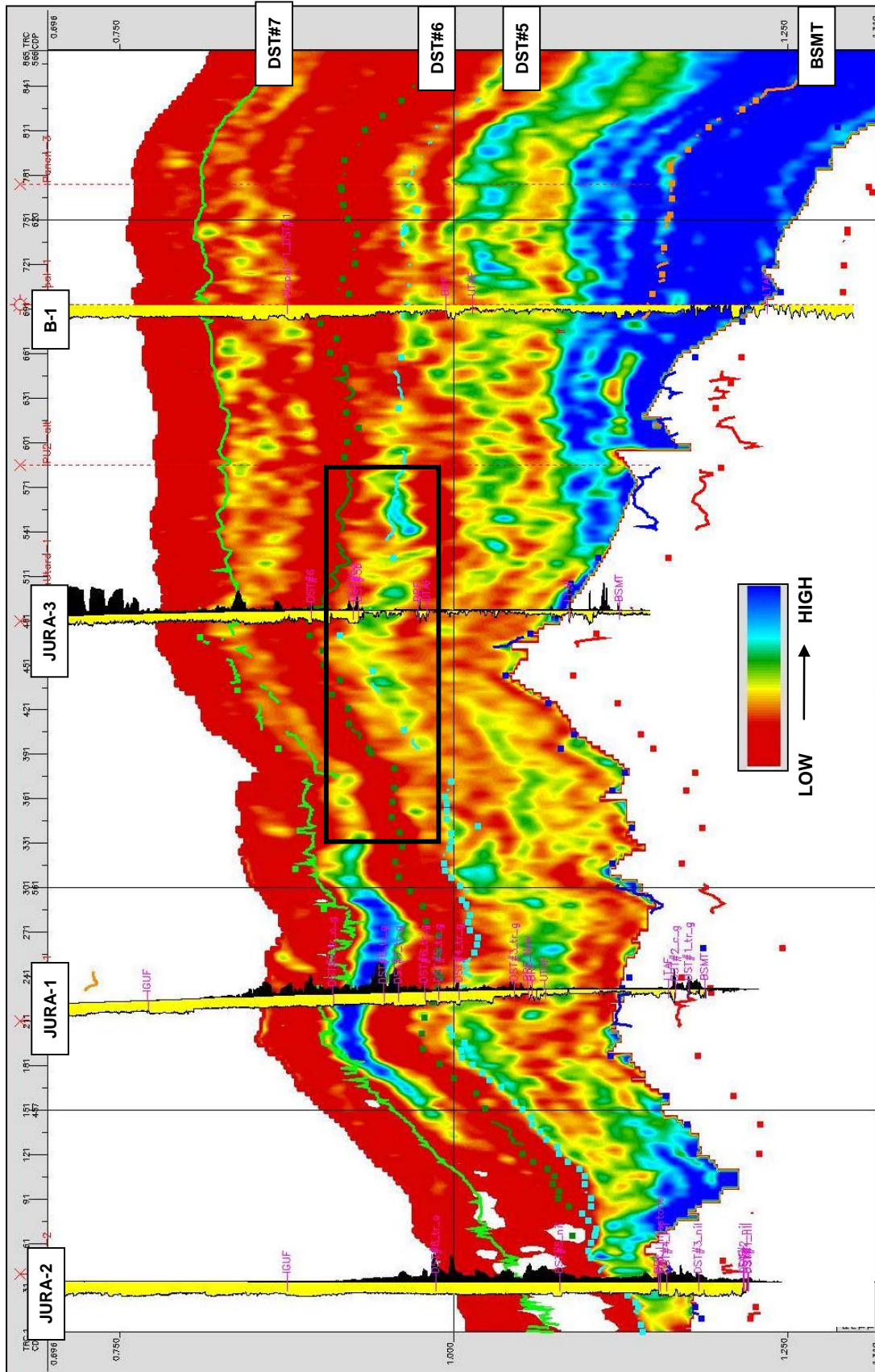
Gambar.4.30 Penampang Impedansi-P (I_p) hasil inversi metode *model based*, dengan insert color data P-Impedance pada sumur Jura-3. Impedansi-P tidak dapat membedakan litologi.



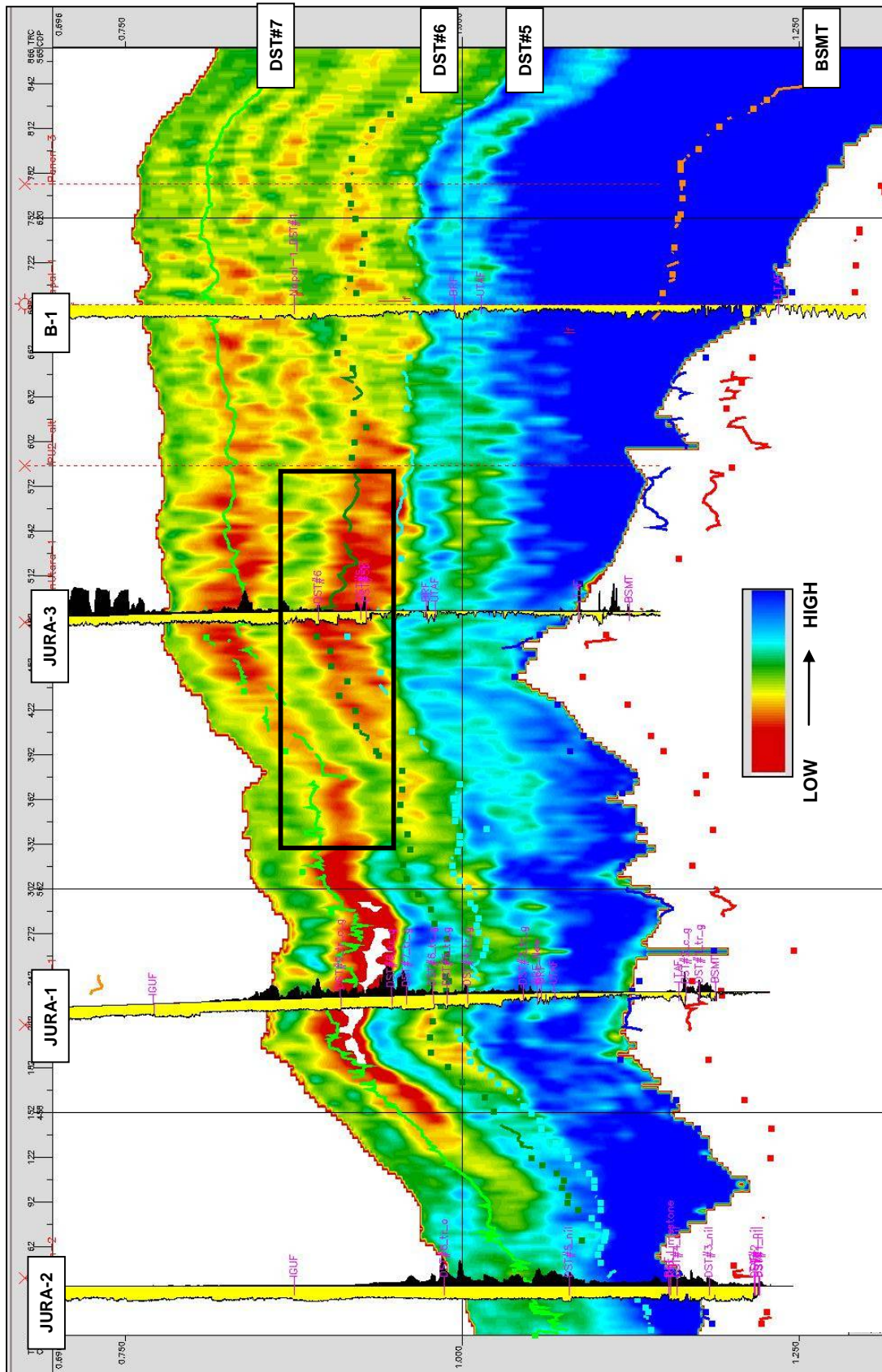
Gambar.4.31 Penampang Impedansi-S (I_s) hasil inversi metode *model based*, dengan insert color data S-Impedance pada sumur Jura-3, warna kuning – merah menunjukkan litologi batupasir (reservoir)

4.4.4 $\Lambda^*\text{Rho}$ ($\lambda\rho$) dan $\mu^*\text{Rho}$ ($\mu\rho$)

Gambar dibawah memperlihatkan hasil inversi $\Lambda^*\text{Rho}$ dan $\mu^*\text{Rho}$ yang merupakan hasil transformasi dari Impedansi-P dan Impedansi-S. Untuk interval penelitian reservoir DST#5, $\mu^*\text{Rho}$ merupakan parameter elastis yang paling sensitive terhadap perubahan litologi. Pada penampang $\mu^*\text{Rho}$ (**gambar.4.32**) kontras antara batupasir dengan batulempung dapat dilihat dengan jelas, batupasir diunjukkan dengan nilai $\mu^*\text{Rho}$ yang lebih tinggi dibandingkan dengan lapisan batulempung disekitarnya. Untuk interval penelitian reservoir DST#6, $\Lambda^*\text{Rho}$ merupakan parameter elastis yang paling sensitive terhadap perubahan litologi. Pada penampang $\Lambda^*\text{Rho}$ (**gambar.4.33**) kontras antara batupasir dengan batulempung dapat dilihat dengan jelas, batupasir diunjukkan dengan nilai $\Lambda^*\text{Rho}$ yang lebih rendah dibandingkan dengan nilai LR pada lapisan batulempung disekitarnya.



Gambar. 4.32 Penampang Mu*Rho dengan sumur-sumur di Lapangan Jura, nilai Mu*Rho yang tinggi menunjukkan litologi batupasir



Gambar.4.33 Penampang Lambda*Rho dengan sumur-sumur di Lapangan Jura, nilai Lambda*Rho yang rendah menunjukkan litologi batupasir

BAB V

ANALISA DATA

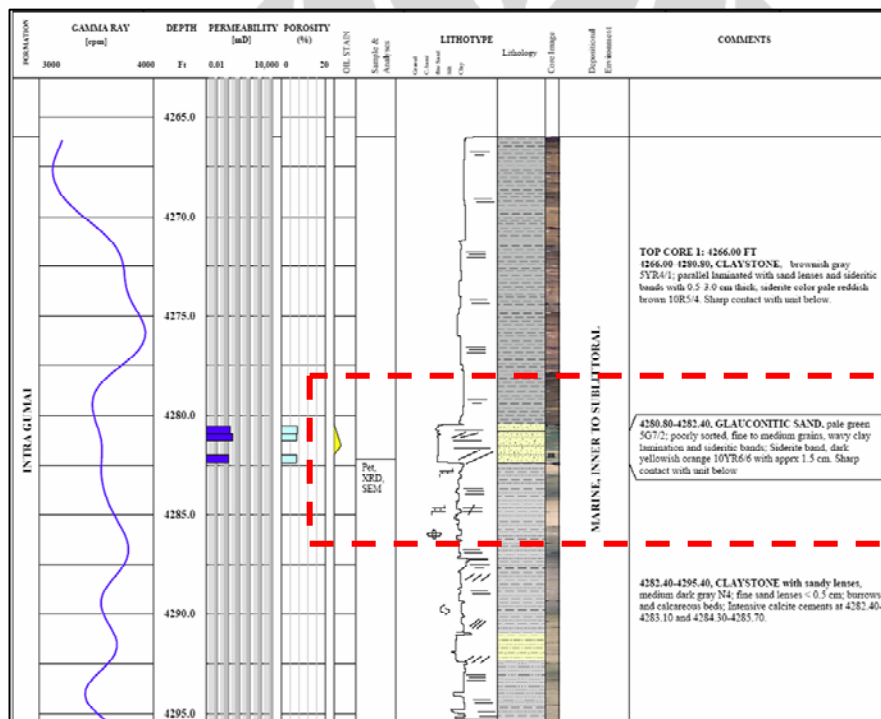
Analisa data dibagi menjadi tiga tahapan, yaitu: analisa geologi, analisa geofisika, dan integrasi kedua analisa tersebut. Analisa geologi bertujuan untuk mengetahui fasies reservoir batupasir interval penelitian pada lapangan Jura, analisa dilakukan dengan mengkorelasikan secara stratigrafis reservoir tersebut dengan sumur A-1 yang memiliki data core pada fasies yang sama dengan reservoir daerah penelitian yang terdapat di area Betara. Analisa geofisika dilakukan dengan mengekstrak nilai parameter elastik $\Lambda \cdot \rho$ dan $\mu \cdot \rho$ pada peta struktur kedalaman interval penelitian yang bertujuan untuk melihat penyebaran secara lateral reservoir dan minyak yang ada di lapangan Jura. Selanjutnya dilakukan integrasi dari analisa geologi dan geofisika.

5.1 Analisa Geologi

Gambar.3.8 pada BAB III merupakan korelasi stratigrafis sumur-sumur di lapangan Jura dan sumur A-1 yang memiliki data batuan inti pada fasies yang sama dengan interval penelitian. Dari korelasi tersebut dapat diamati pola endapan mengasar keatas (*coarsening upward stacking pattern*) tepat diatas Formasi Baturaja yang merupakan batas bawah (*bottom*) dengan batas atas (*top*) adalah reservoir batupasir DST#5. Diatas pola tersebut masih dapat diamati juga pola endapan mengasar keatas dengan batas atas adalah reservoir batupasir DST#6. Stacking pattern pada reservoir DST#5 masih dapat diamati korelasinya dengan sumur A-1 yang berjarak kurang lebih 17 Km dari lapangan Jura, sehingga dapat disimpulkan bahwa interval core di sumur A-1 berkorelasi dengan reservoir batupasir DST#5. Interval penelitian DST#6 tidak berkorelasi dengan interval data batuan inti pada sumur A-1, karena dari korelasi sikuen pengendapan dari batupasir tersebut terlihat adanya onlapping pada sikuen batupasir DST#5. Sehingga fasies pada interval ini diasumsikan sama dengan DST#5 karena jarak antar kedua batupasir tersebut masih berdekatan.

Pola-pola endapan tersebut diasumsikan sebagai satu sikuen pengendapan yang sama yang dipengaruhi oleh penurunan muka air laut relatif yang bekerja pada lokal area, hal ini dapat menjelaskan bagaimana pertumbuhan batuan karbonat terumbu pada Formasi Baturaja terhenti.

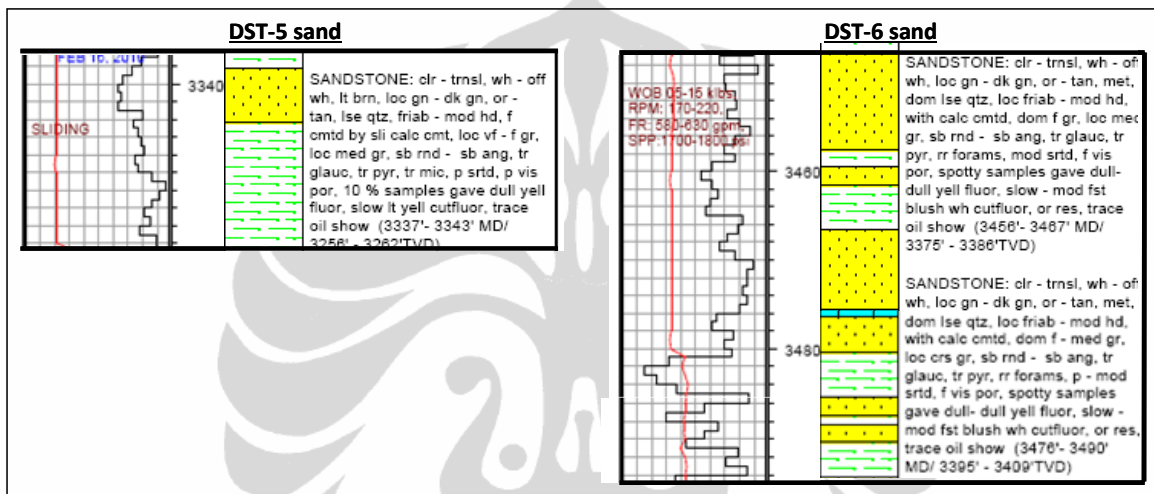
Data batuan inti pada sumur A-1 (**Gambar.5.1**) pada batupasir yang berkorelasi dengan interval penelitian menunjukkan bahwa batupasir tersebut diendapkan pada lingkungan laut dangkal (*shallow marine*) dan lingkungan transisi dengan zona *bathymetry* antara *inner neritic* sampai *sublitoral*.



Gambar.5.1 data batuan inti pada sumur A-1 yang menunjukkan lingkungan pengendapan dari batupasir yang berkorelasi dengan interval penelitian

Data batuan inti pada sumur A-1 dikorelasikan dengan data serbuk pemboran dari sumur Jura-3 untuk membandingkan dengan hasil korelasi stratigrafis yang menyatakan bahwa batupasir interval penelitian berkorelasi dengan batupasir interval *coring*. Data serbuk pemboran pada interval penelitian menunjukkan litologi batupasir dengan butir halus sampai dengan medium, dominan warna putih dan hijau

pada beberapa bagian, sortasi buruk dan adanya jejak mineral glaukonit dan jejak mineral berat berupa *pyrite* (**Gambar.5.2**). Jika dibandingkan atau dikorelasikan dengan data batuan inti pada sumur A-1, maka dapat diasumsikan bahwa beberapa ciri dan karakter litologi pada batuan inti juga terdapat pada serbuk pemboran interval penelitian, contohnya terdapat kesamaan bentuk butir, sortasi dan jejak dari mineral glaukonit dan *pyrite*. Sehingga dari analisa diatas dapat ditarik kesimpulan bahwa interval *coring* berkorelasi dengan batupasir interval penelitian.

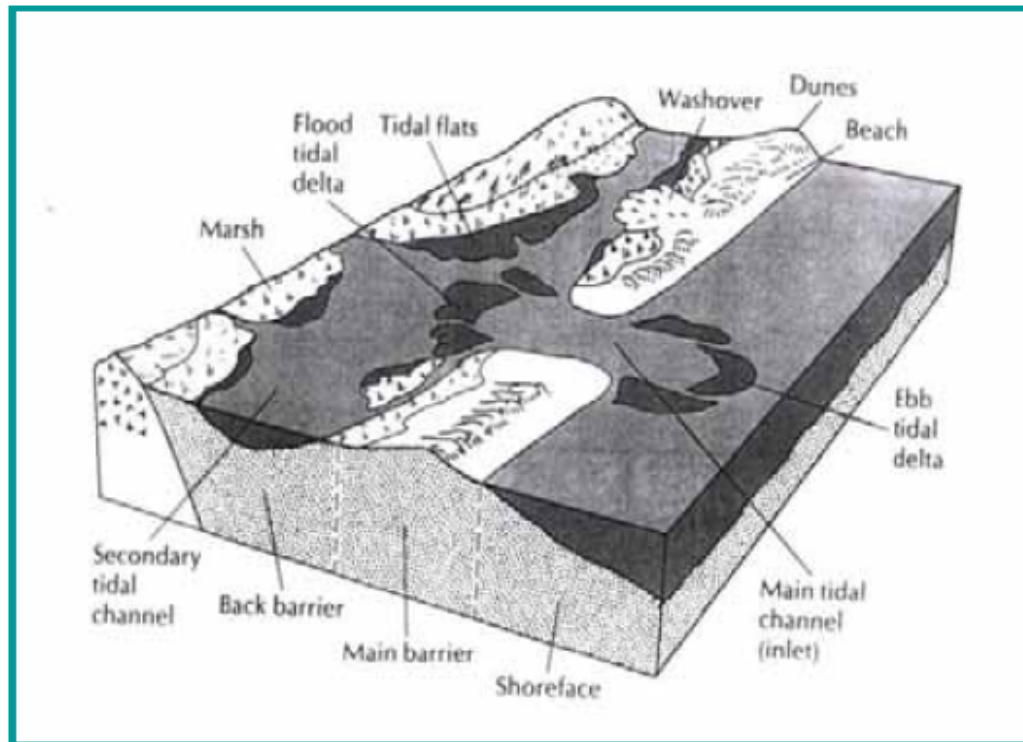


Gambar.5.2 data serbuk pemboran pada interval penelitian di sumur Jura-3

Dari data *core* dapat diamati karakteristik batupasir yang berkorelasi dengan interval penelitian, berupa batupasir glaukonitan yang identik dengan lingkungan transisi maupun laut dan adanya kandungan dari mineral berat berupa siderit dalam kuantitas yang kecil atau minor. Karakteristik lain yang terdapat pada batupasir dari data tersebut adalah adanya struktur sedimen berupa *cross* dan *wavy* laminasi, *sharp contact* atau kontak erosi dengan batuan dibawahnya dan pada interval batulempung dibawahnya terdapat *trace fossils* berupa *burrowing*. Berdasarkan beberapa karakter dari struktur sedimen dan jenis litologi diatas maka dapat diasumsikan bahwa reservoir batupasir interval penelitian berada pada *barrier complexes environment*.

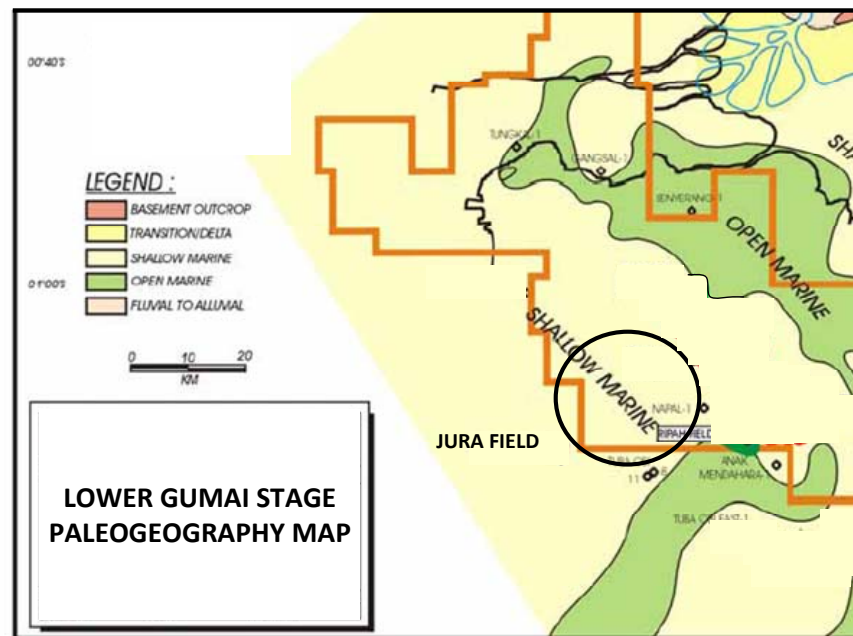
Hasil diatas dikorelasikan juga terhadap elektrik log berupa log Gamma Ray yang merepresentasikan suksesi pengendapan atau *stacking pattern* dari batuan. Log Gamma Ray pada interval penelitian diinterpretasikan berada pada *coarsening*

upward sequences yang merupakan ciri khas dari sikuen pengendapan pada *barrier complexes environment*. Gambar.5.3 adalah model dari *barrier complexes environment* yang dipublikasikan oleh Walker, 1984.



Gambar.5.3 Diagram blok dari model fasies *barrier complexes* (Walker, 1992)

Dari peta paleogeografi pada umur Miosen Awal atau pada umur pengendapan Lower Gumai (**Gambar.5.4**) hanya dapat memberikan keterangan mengenai lingkungan pengendapan yang berkembang pada daerah Jura, hal ini dapat memberikan kontrol atau limitasi dari penentuan fasies diatas. Sehingga dari beberapa analisa data tersebut diatas dan didukung dengan peta paleogeografi dapat disimpulkan bahwa batupasir interval penelitian berada pada lingkungan laut dangkal (*shallow marine*) pada fasies *barrier complexes* berupa *tidal channel/inlet*.



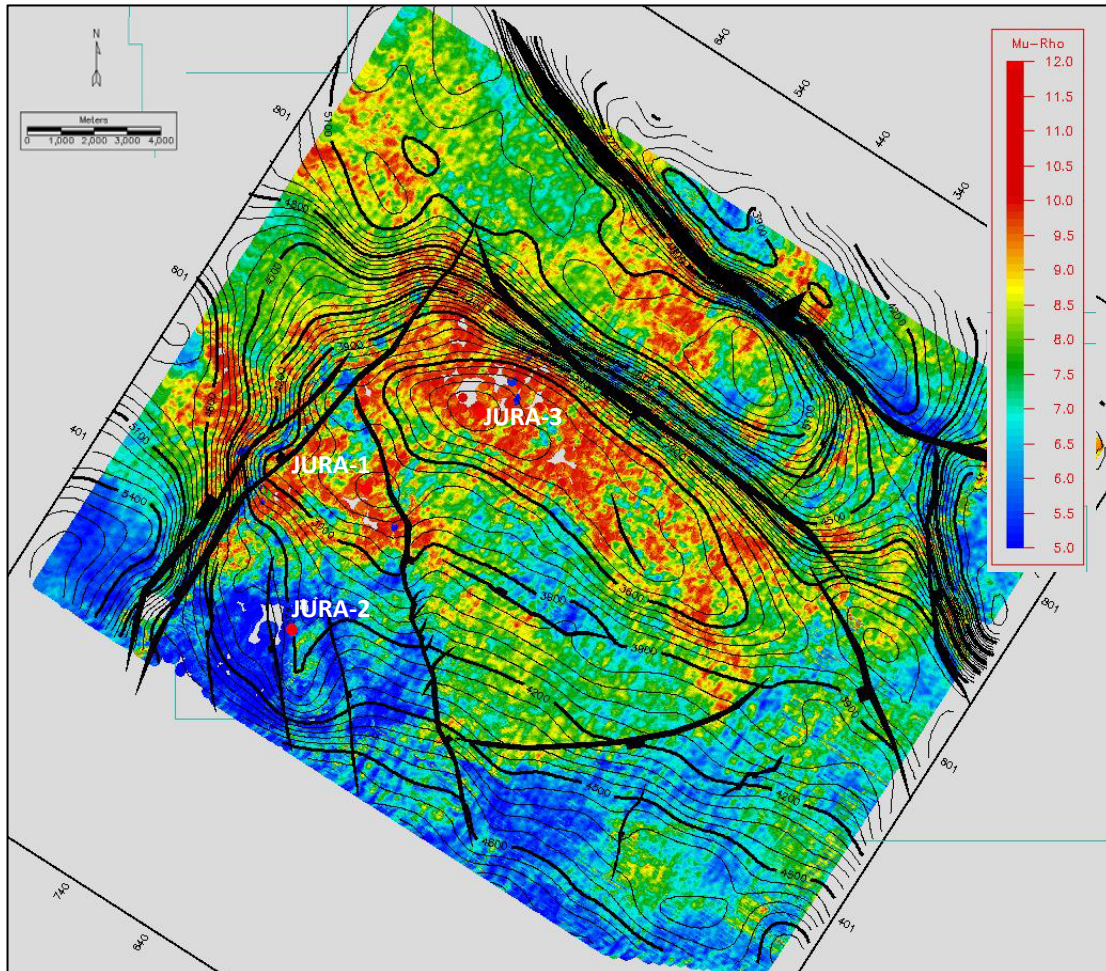
Gambar.5.4 Peta paleogeografi Lapangan Jura

5.2 Analisa Geofisika

Pada sub-bab ini akan memperlihatkan hasil ekstraksi nilai Λ^*Rho dan Mu^*Rho pada peta struktur kedalaman yang bertujuan untuk mengetahui penyebaran secara lateral dari reservoir dan fluida pada interval penelitian. *Window analysis* yang digunakan pada tiap ekstraksi berbeda-beda tiap interval penelitian, hal ini didasarkan pada penampang Λ^*Rho (LR) dan Mu^*Rho (MR) yang ditunjukkan pada gambar.4.32 dan 4.33 Perbedaan *window analysis* ini bertujuan untuk memberikan hasil ekstraksi yang optimum sehingga diharapkan dapat merefleksikan gambaran fasies bawah permukaan yang akurat. *Window analysis* yang diaplikasikan pada penampang MR adalah 15milisecond dibawah horison, sedangkan *Window analysis* yang diaplikasikan pada penampang LR adalah 5 milisecond diatas horison dan 10 milisecond dibawah horison.

Dari hasil pengolahan data pada bab sebelumnya dapat diketahui bahwa untuk reservoir batupasir DST#5 parameter elastik yang sensitif terhadap diferensiasi litologi adalah Mu^*Rho dengan nilai ambang antara 9-13 Gpa*g/cc. Peta dibawah (**Gambar.5.5**) merupakan hasil overlay antara peta struktur kedalaman dalam domain

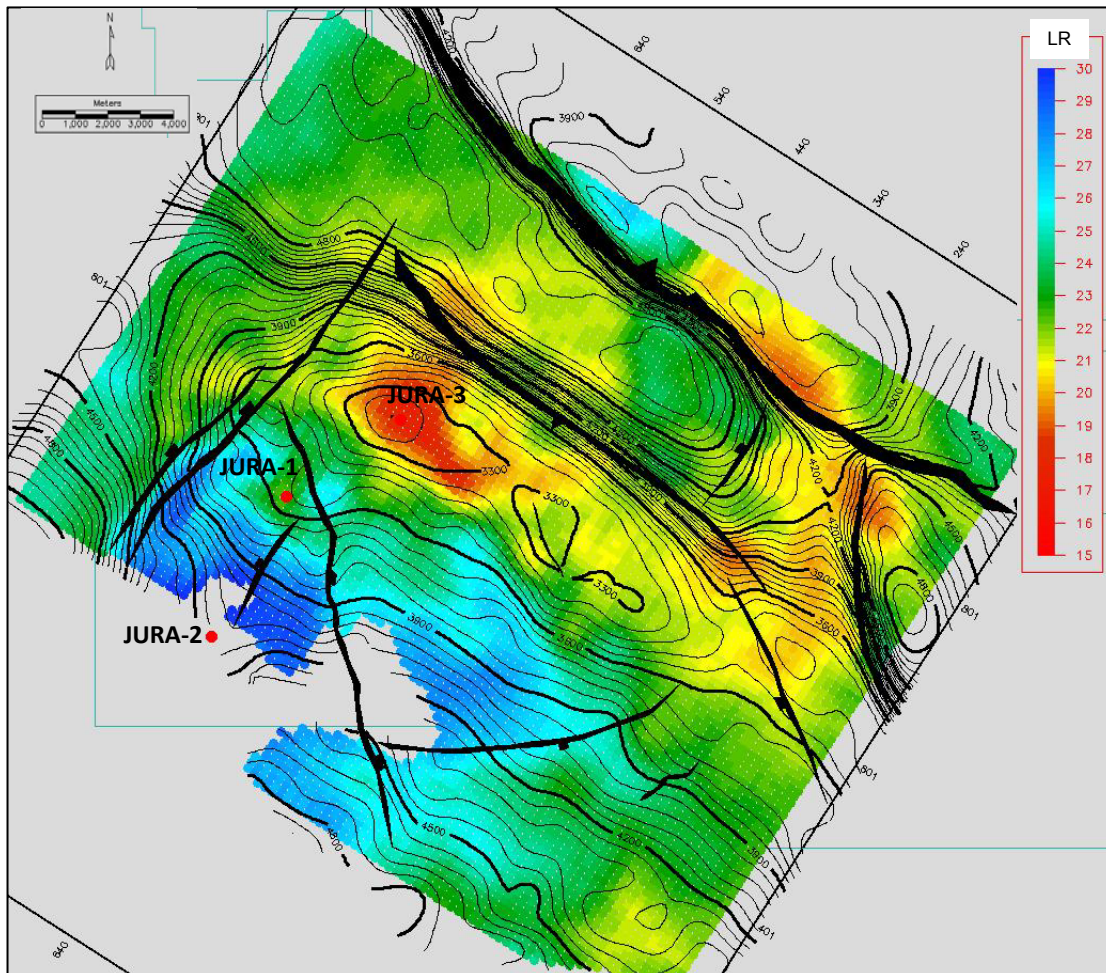
waktu untuk DST#5 dengan hasil ekstraksi nilai MR yang memperlihatkan penyebaran reservoir batupasir di interval DST#5. Reservoir ditunjukkan oleh warna kuning sampai dengan merah (nilai MR tinggi) dan litologi non-reservoir ditunjukkan oleh warna biru sampai dengan hijau (nilai MR rendah).



Gambar.5.5 Peta penyebaran reservoir interval DST#5, batupasir ditunjukkan oleh warna kuning - merah

Untuk reservoir batupasir DST#6 parameter elastik yang sensitif terhadap diferensiasi litologi adalah $\text{Lambda} \cdot \text{Rho}$ dengan nilai ambang antara 15-22 Gpa*g/cc. Peta dibawah (**Gambar.5.6**) merupakan hasil overlay antara peta struktur kedalaman dalam domain waktu untuk DST#6 dengan hasil ekstraksi nilai LR yang

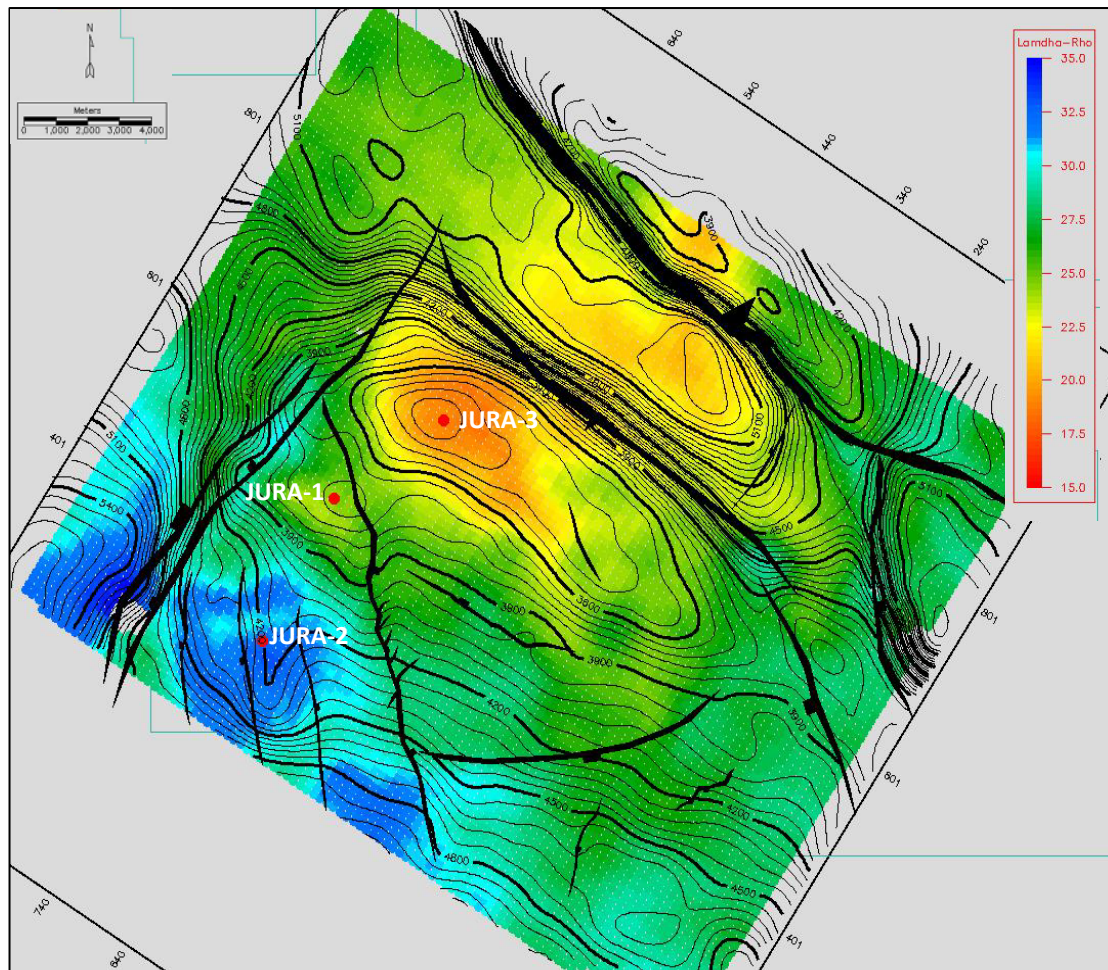
memperlihatkan penyebaran reservoir batupasir di interval DST#6. Reservoir ditunjukkan oleh warna hijau-kuning sampai dengan merah (nilai LR rendah) dan litologi non-reservoir ditunjukkan oleh warna biru sampai dengan hijau (nilai LR tinggi).



Gambar.5.6 Peta penyebaran reservoir interval DST#6, batupasir ditunjukkan oleh warna hijau kuning - merah

Sedangkan parameter elastik yang sensitif terhadap fluida adalah parameter $\Lambda \cdot \rho$ untuk kedua interval penelitian yang sama (DST#5 dan #6). Untuk interval penelitian DST#5 nilai ambang dari LR yang dapat membedakan fluida minyak dengan air adalah 20 – 15 Gpa*g/cc, dan untuk interval penelitian DST#6

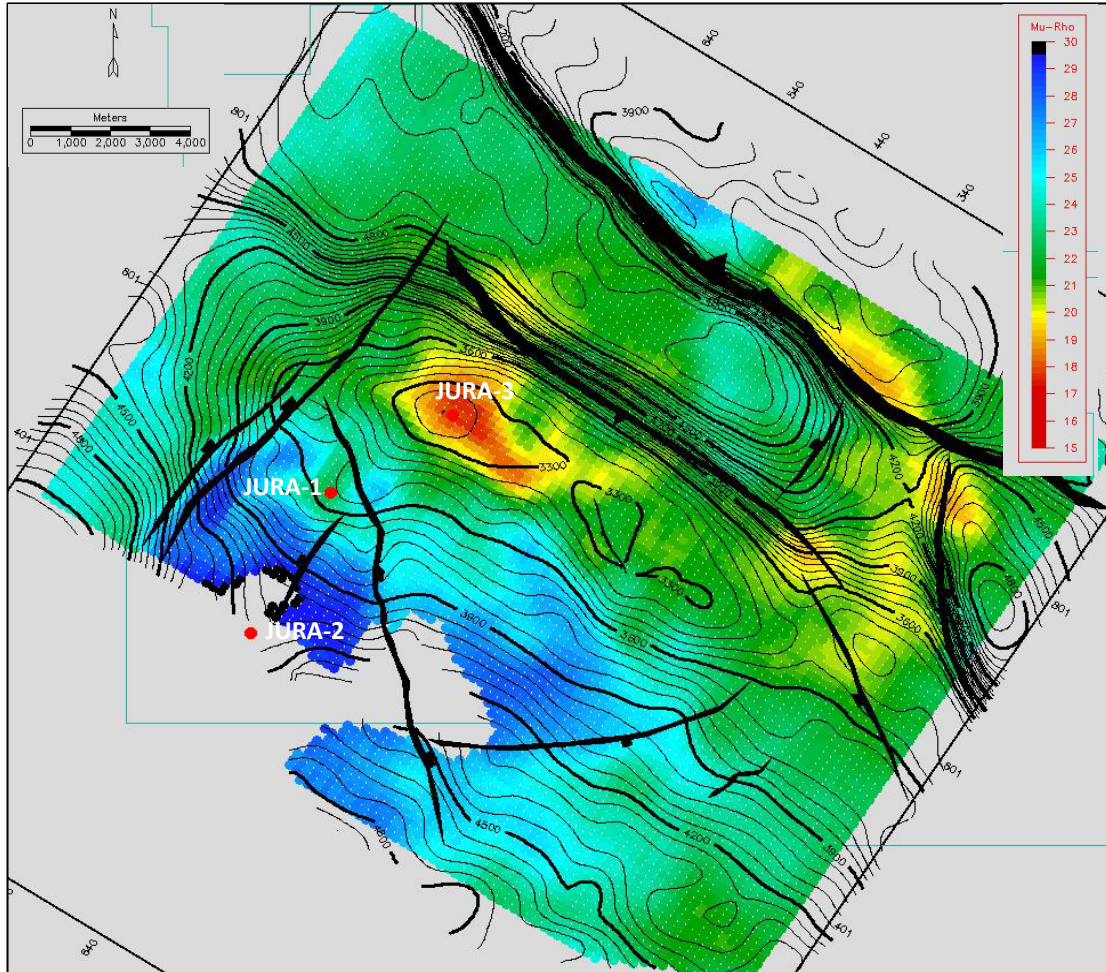
nilai ambang yang diperoleh berkisar antara 20 – 15 Gpa*g/cc. Gambar.5.6 merupakan hasil overlay antara peta struktur kedalaman dalam domain waktu untuk DST#5 dengan hasil ekstraksi nilai LR yang memperlihatkan penyebaran minyak di interval DST#5. Minyak ditunjukkan oleh warna kuning sampai dengan merah (nilai LR rendah) dan air ditunjukkan oleh warna hijau sampai dengan biru (nilai LR tinggi).



Gambar.5.7 Peta penyebaran fluida interval DST#5, minyak ditunjukkan oleh warna kuning - merah

Gambar.5.8 merupakan hasil overlay antara peta struktur kedalaman dalam domain waktu untuk DST#6 dengan hasil ekstraksi nilai LR yang memperlihatkan penyebaran minyak di interval DST#6. Minyak ditunjukkan oleh warna kuning

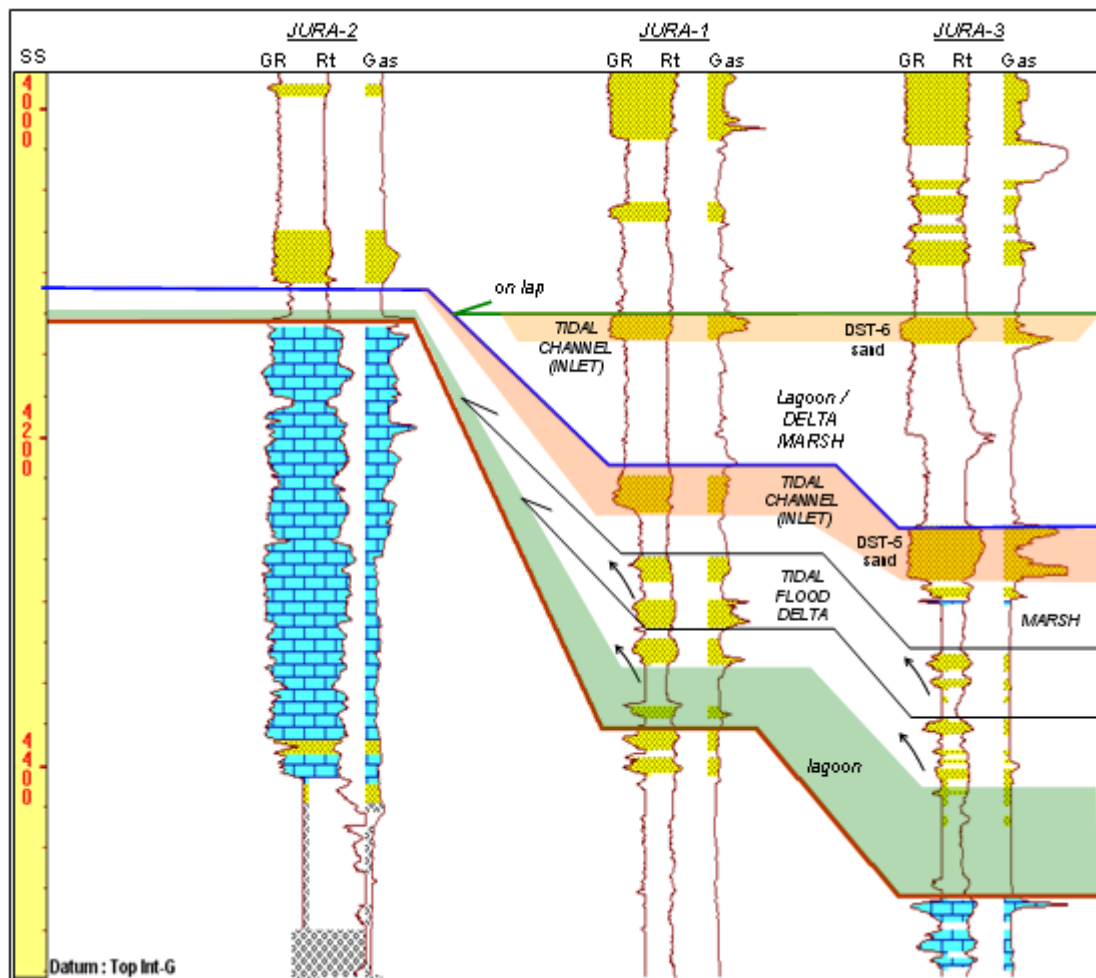
sampai dengan merah (nilai LR rendah) dan air ditunjukkan oleh warna biru sampai dengan hijau (nilai LR tinggi).



Gambar.5.8 Peta penyebaran fluida interval DST#6, minyak ditunjukkan oleh warna kuning - merah

5.3 Analisa Geologi & Geofisika

Sub bab ini menjelaskan hasil integrasi analisa geologi dan geofisika yang telah dikerjakan pada penelitian ini. Pada lingkungan pengendapan *barrier complexes* beberapa fasies yang berpotensi untuk menjadi reservoir adalah: *beach*, *backshore dunes*, *main tidal channel* dan *tidal delta*. Berdasarkan interpretasi fasies dari elektrik log (*stacking pattern & log pattern*) dapat diketahui perkembangan fasies dari sumur-sumur di lapangan Jura sebagai berikut (**gambar.5.9**)



Gambar.5.9 Korelasi stratigrafi dan interpretasi fasies berdasarkan elektrik log di sumur Jura-1, Jura-2 dan Jura-3

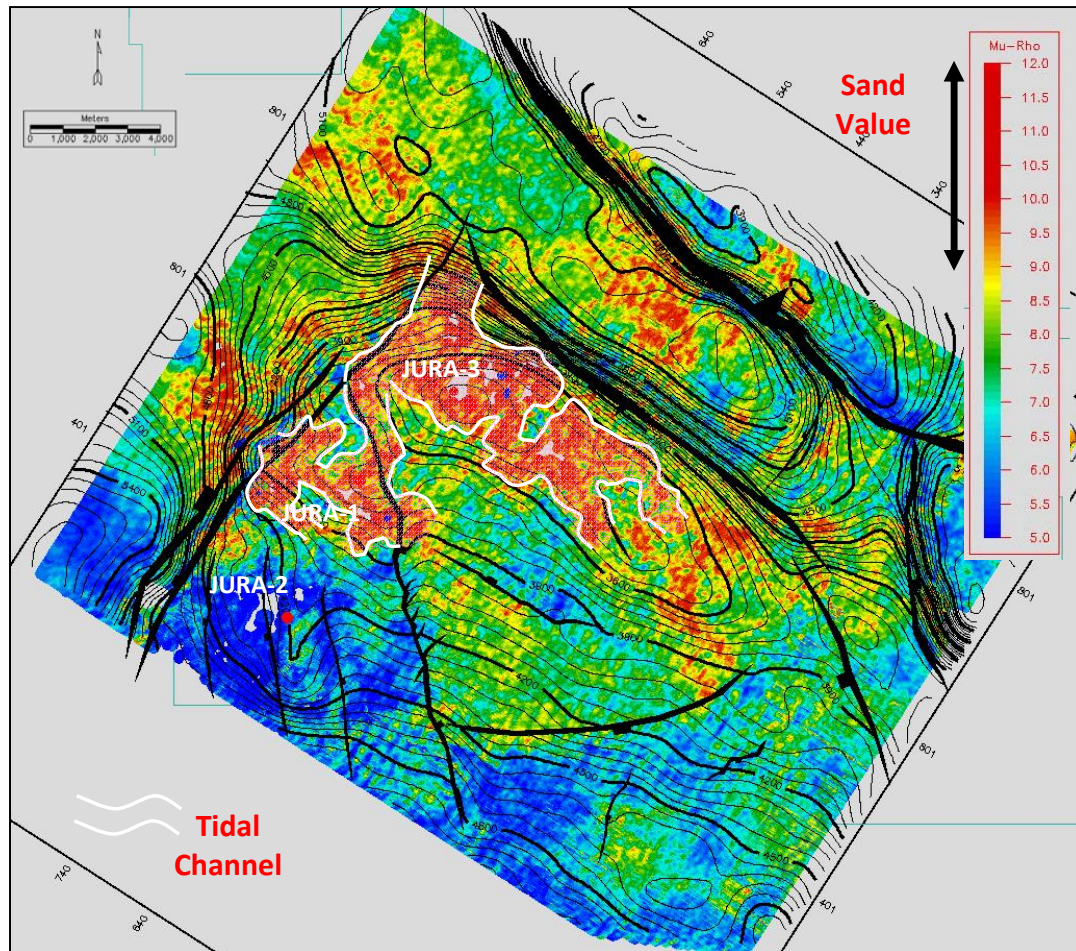
Paket sikuen batupasir DST#5 dibatasi oleh top Formasi Baturaja (merah) pada bottom sikuen dan top sikuen warna biru. Bagian bawah paket sikuen ini dicirikan oleh litologi batulempung yang kaya akan *trace fosil* seperti *burrowing* dan tidak berkembangnya batupasir pada interval ini, sehingga diinterpretasikan interval tersebut diendapkan pada lingkungan lagoon. Fasies diatas interval tersebut dicirikan oleh endapan prograding dengan karakteristik stacking pattern berupa *coarsening upward* yang diinterpretasikan sebagai endapan *tidal flood delta*, adanya onlap pada interval fasies menegaskan fasies deltaik yang berkembang pada daerah tersebut. Interval penelitian DST#5 diinterpretasikan sebagai *tidal channel (inlet)*, adanya

sharp contact pada *base* dari batupasir DST#5 mencirikan *sub-aerial erosion* atau *scouring* dari sebuah sungai dan *log pattern* yang berbentuk *blocky* menjadi salah satu justifikasi bahwa endapan tersebut berasosiasi dengan endapan *channel*.

Paket sikuen batupasir DST#6 relatif lebih tipis jika dibandingkan dengan interval sikuen DST#5, pola *stacking pattern* pada interval sikuen ini juga sulit dilihat karena hanya ada satu batupasir yang berkembang yaitu pada top sikuen ini. Sikuen pada interval ini terminasi oleh onlap pada top sikuen interval DST#5. Interval bagian bawah sikuen didominasi oleh endapan batu lempung dan sangat sulit untuk menentukan fasies yang berkembang, sehingga pada interval ini diinterpretasikan sebagai fasies lagoon atau marsh pada delta yang umumnya didominasi oleh endapan berbutir halus / batulempung. Batupasir DST#6 pada sikuen ini dicirikan oleh *log pattern blocky* dan adanya *erosional base* pada bagian bawah dari batupasir ini yang mencirikan *scouring* dari endapan *channel* di atasnya, sehingga batupasir interval ini diinterpretasikan sebagai endapan *tidal channel*.

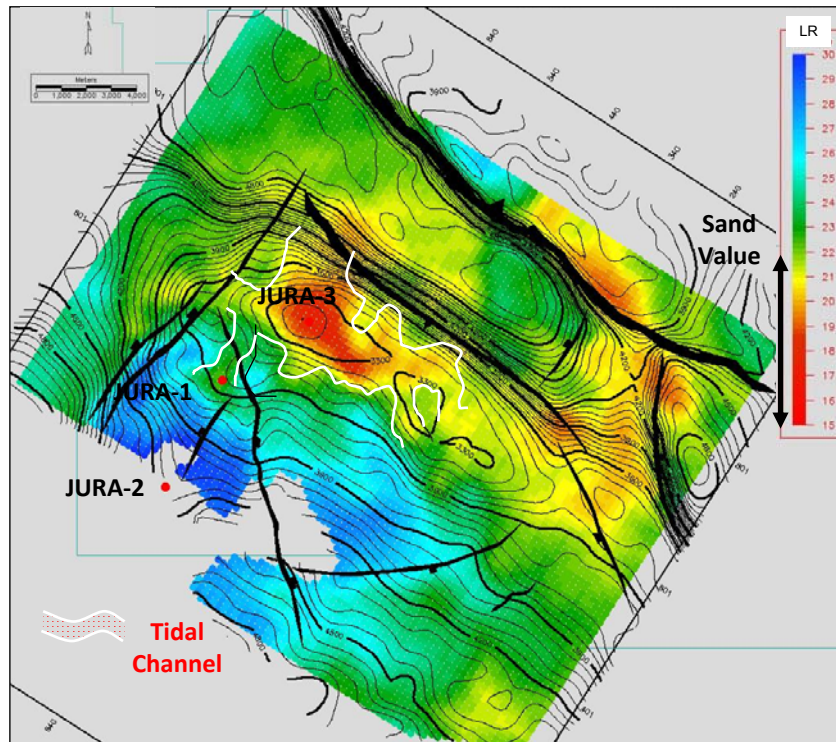
Fasies diatas akan mengontrol penyebaran lateral dari interval penelitian batupasir DST#5 dan #6, sehingga diharapkan peta penyebaran batupasir yang ditunjukkan pada gambar sebelumnya dapat berkorelasi dengan fasies yang berkembang pada saat batupasir tersebut diendapkan.

Gambar.5.10 dan 5.11 merupakan interpretasi dari penyebaran reservoir interval penelitian DST#5 dan DST#6 yang merupakan fasies *tidal channel*, terdapat dua *tidal channel* yang berkembang pada sumur Jura-1 dan Jura-3 dengan arah *Northwest – Southeast*.

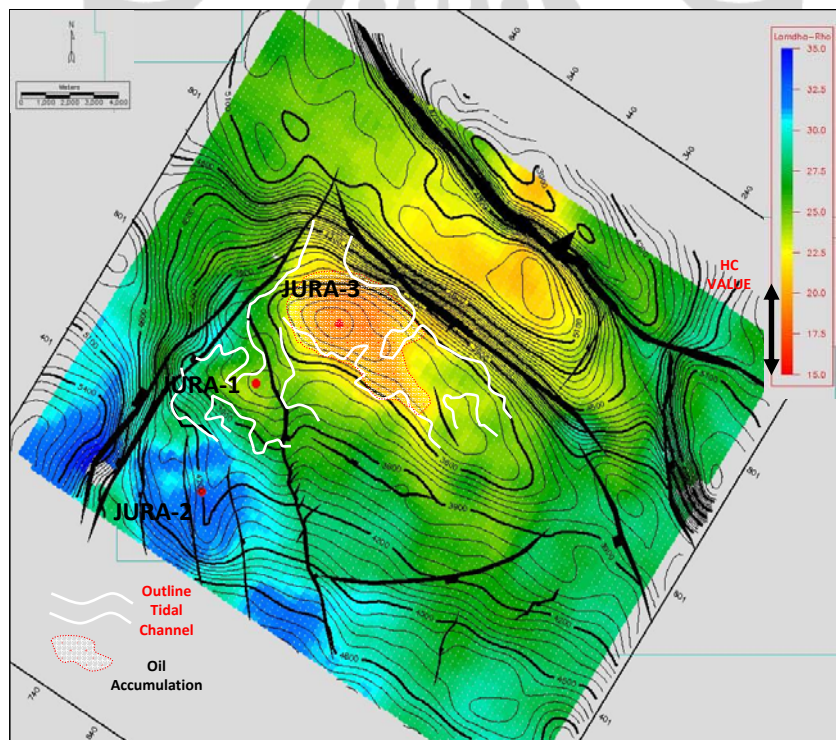


Gambar.5.10 interpretasi penyebaran reservoir DST#5 berupa fasies tidal channel

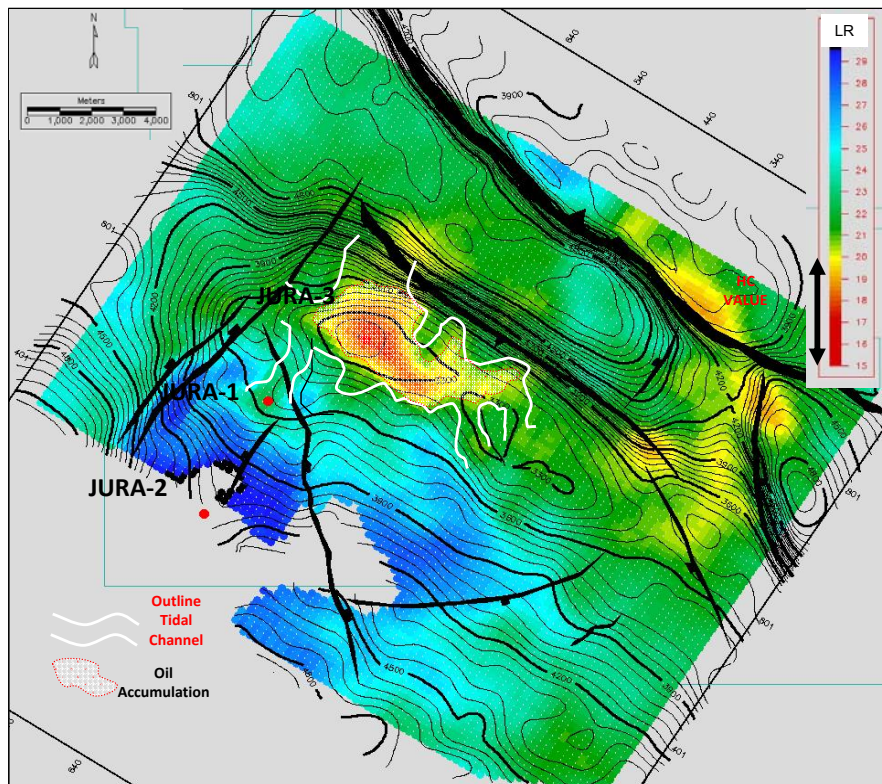
Gambar.5.12 dan 5.13 menunjukkan peta penyebaran minyak yang ada di lapangan Jura, dapat diamati zona minyak masih terakumulasi dalam puncak (*crest*) dari struktur lapangan Jura dan berada pada zona reservoir yang ditunjukkan oleh *outline* zona reservoir yang dibatasi oleh garis putih.



Gambar.5.11 interpretasi penyebaran reservoir DST#6 berupa fasies tidal channel



Gambar.5.12 interpretasi penyebaran minyak DST#5



Gambar.5.13 interpretasi penyebaran minyak DST#6

Penyebaran minyak pada hasil penelitian tidak seluruhnya memenuhi reservoir yang ada, hal ini dapat terjadi karena tidak seluruh *channel body* memiliki properti reservoir yang baik, salah satunya disebabkan karena adanya proses erosi lateral yang dapat merubah fasies dari *channel* tersebut atau litologi yang ada didalam *channel body* tersebut.

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dari beberapa analisa data yang telah dilakukan, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Parameter elastik $\mu^* \rho$ dapat digunakan untuk membedakan litologi reservoir (batupasir) dengan non-reservoir (batulempung) pada interval penelitian DST#5 di lapangan Jura, dengan nilai ambang $\mu^* \rho$ untuk batupasir adalah 9-13 Gpa*g/cc.
2. Parameter elastik $\lambda^* \rho$ dapat digunakan untuk membedakan litologi reservoir (batupasir) dengan non-reservoir (batulempung) pada interval penelitian DST#6 di lapangan Jura, dengan nilai ambang $\lambda^* \rho$ untuk batupasir adalah 15-22 Gpa*g/cc.
3. Parameter elastik $\lambda^* \rho$ lebih sensitif terhadap perubahan fluida dibandingkan dengan $\mu^* \rho$. Minyak dan air pada interval penelitian DST#5 dapat dibedakan dengan nilai ambang $\lambda^* \rho$ untuk minyak adalah 15-20 Gpa*g/cc, sedangkan untuk interval penelitian DST#6 nilai ambang $\lambda^* \rho$ untuk batupasir sama dengan DST#5 yaitu 15-20 Gpa*g/cc.
4. Interval penelitian DST#5 dan #6 diinterpretasikan sebagai fasies *tidal channel*.
5. Dari peta penyebaran reservoir interval DST#5 dan #6 mengindikasikan *tidal channel* yang berkembang dengan arah utama *channel Northwest-Southeast*.

6.2 Saran

Diperlukan studi atau penelitian yang lebih detil mengenai penyebaran properti reservoir pada interval studi penelitian sehingga diharapkan penyebaran reservoir dan penentuan fasies dapat dikontrol dengan penyebaran properti reservoir tersebut.

DAFTAR ACUAN

- Castagna, J. P. and Backus, M. M., 1993, *Offset dependent reflectivity: Theory and Practice of AVO analysis*; Soc. Expl. Geophys.
- Jabung Exploration Department., 2010, *Panen Sub-Surface Interpretation*, Unpublished Report (confidential).
- Avseth, P., Mavko, G., Mukerji, T., 2005, *Quantitative Seismic Interpretation*, Cambridge Univ Press.
- Munadi, S., 2000, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*, Program Studi Geofisika Reservoir, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia.
- Rock Fluid Imaging (RFI) team., 2011, *Panen Reservoir Characterization Study*, Unpublished Report (confidential).
- Sukmono, S., 2001, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S., 2010, *Lithology, Facies, Porosity, Fluids, and Fracture Analysis using Seismic Data Courses*, PT.Geoservices.
- Walker, R.G. and James, N. P., 1992, *Facies Model Response to Sea Level Change*, Geological Association of Canada.
- Wang, Z., 2001, *Fundamental of Seismic Rock Physics, Geophysics, Volume 66*, p.398-412.
- Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis Volume II, chapter. 11*, Soc. Expl. Geophys.