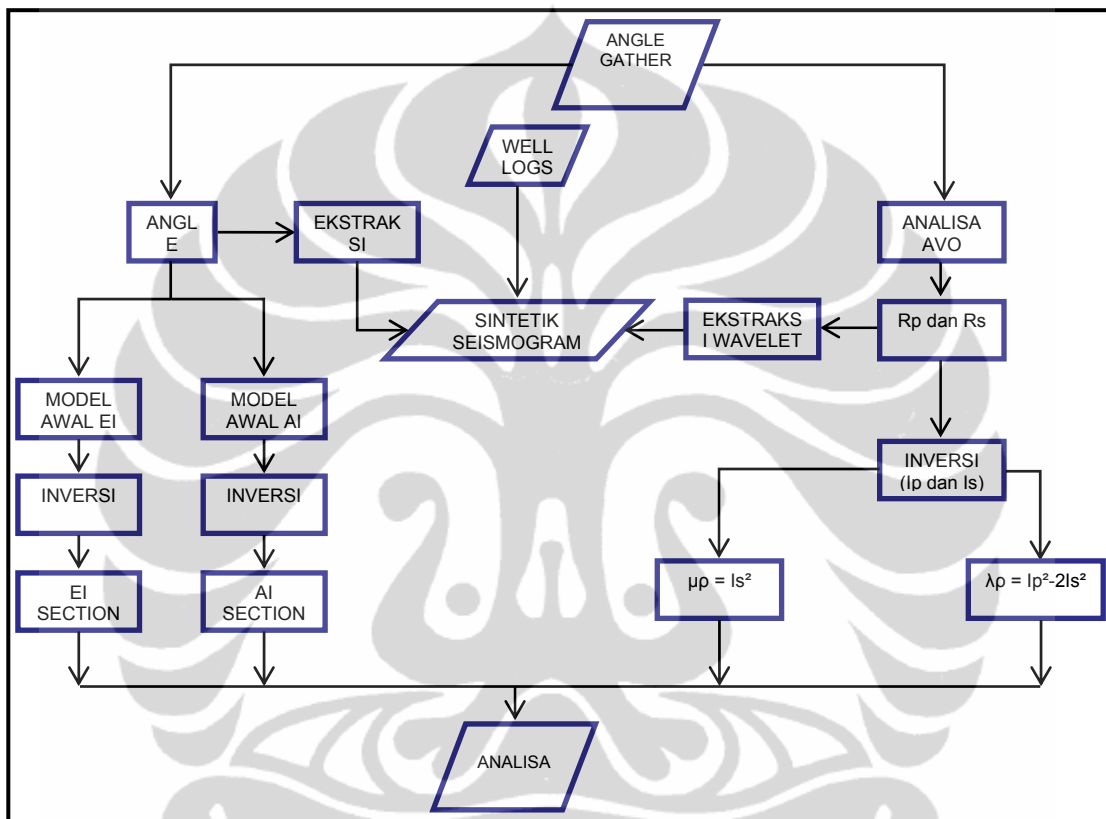


BAB IV PENGOLAHAN DATA

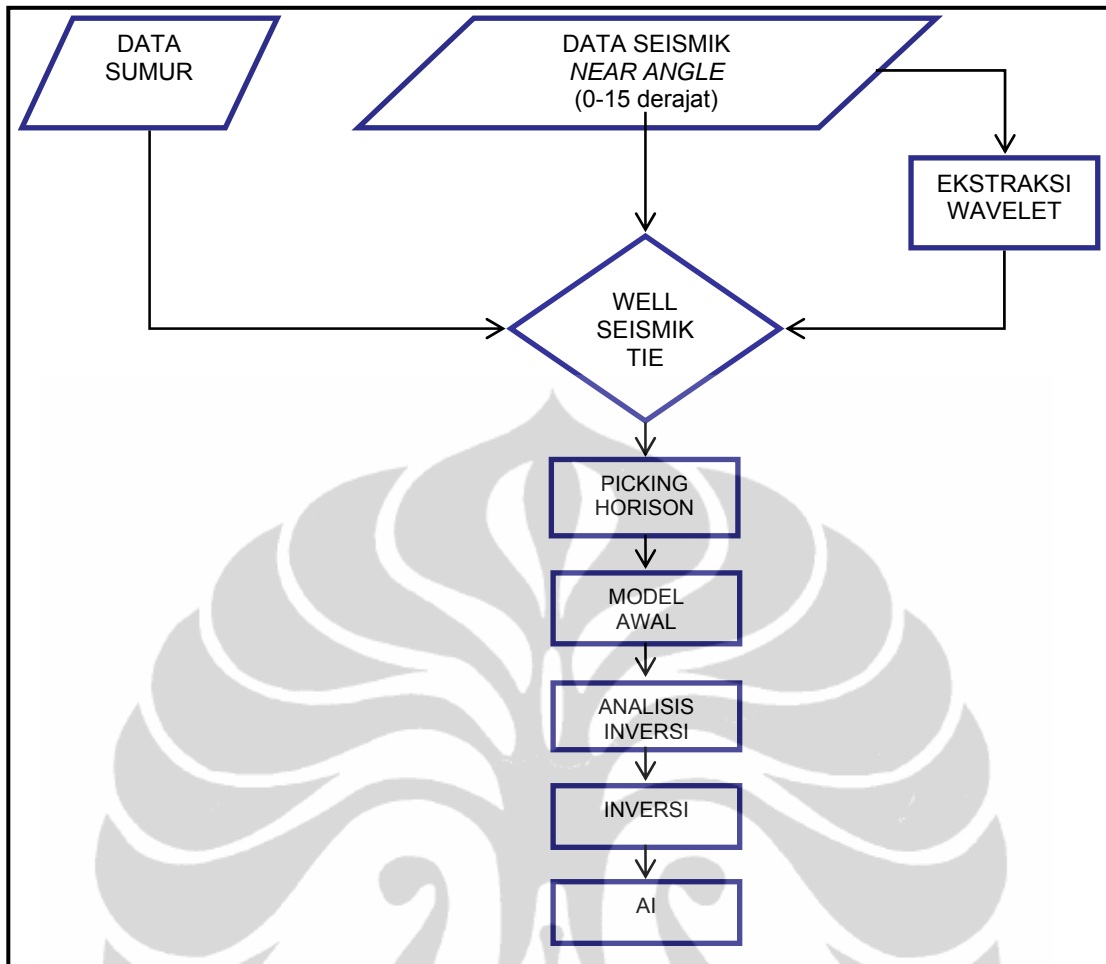
Pada bab ini, akan dibahas pengolahan data seismik yang telah dilakukan untuk mendapatkan *acoustic impedance* (AI), *Elastic Impedance* (EI), dan “Lambda-Mu-Rho” (LMR). Tahapan kerja yang dilakukan secara umum, dijelaskan pada diagram dibawah ini.



Gambar 4.1 Tahapan kerja secara umum yang dilakukan untuk integrasi AI, EI dan “Lambda-Mu-Rho”

4.1. Tahap Inversi *Acoustic Impedance* (AI)

Data seismik yang digunakan untuk inversi AI diperoleh dari proses *angle stacks* dengan sudut $0-15^\circ$ terhadap R_p (reflektivitas gelombang P). Proses inversi dilakukan menggunakan perangkat lunak STRATA Hampson-Russel. Langkah kerja yang dilakukan pada tahapan ini adalah sebagai berikut:



Gambar 4.2. Tahapan kerja inversi AI

Pada penelitian ini digunakan inversi *model-based* karena memberikan *error* terkecil dari hasil analisis inversi yang telah dilakukan dibandingkan dengan metoda yang lainnya. Untuk Inline 21 yang melintasi sumur 08-08, hasil analisis untuk beberapa metoda inversi diberikan oleh Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Tingkat kesalahan (*error*) dari beberapa metode inversi.

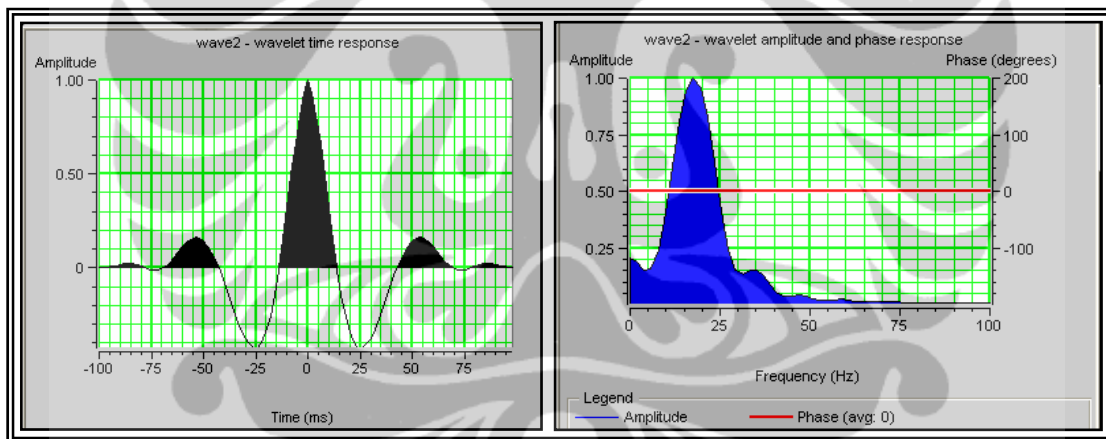
Metoda Inversi	Tingkat Kesalahan (<i>Error</i>)
<i>Model-Based</i>	6,20 %
<i>Sparse spike (Linear Programming)</i>	10,41 %
<i>Sparse spike (Maximum Likelihood)</i>	16,00 %
<i>Bandlimited</i>	19,00 %

4.1.1. Pengikatan data seismik terhadap sumur (*well-seismic tie*)

Proses yang cukup penting pada tahapan ini adalah ekstraksi wavelet, yang nantinya akan digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik. Wavelet terbaik dicari dari data sumur maupun ekstraksi secara statistik terhadap data seismik. Setiap wavelet, akan mempunyai koefisien korelasi yang menyatakan kemiripan seismogram sintetik yang dihasilkannya terhadap data seismik riil. Koefisien korelasi terbaik untuk masing-masing lintasan seismik yang digunakan dalam proses inversi ditampilkan pada Tabel 4.2. Spektrum frekuensi dan amplitudo wavelet yang digunakan pada inline 21, diperlihatkan pada Gambar 4.3.

Tabel 4.2. Nilai Koefisien korelasi dari wavelet terbaik yang digunakan pada masing-masing lintasan dalam inversi AI.

Lintasan	Koef. Korelasi
Xline-41	0,4384
Inline-21	0,5643



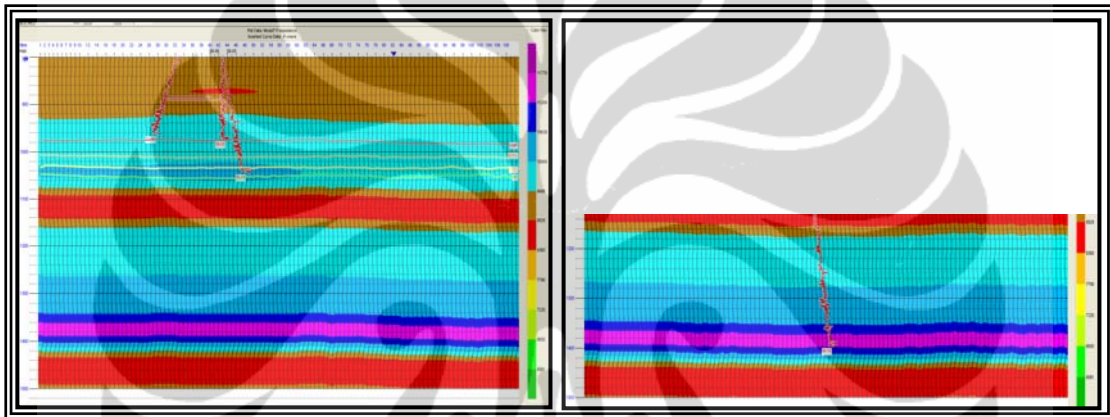
Gambar 4.3. Wavelet yang digunakan dalam inversi AI pada lintasan seismik yang melewati Sumur 08-08. a). Dalam domain waktu, b). Dalam domain frekuensi

4.1.2. *Picking* horison

Setelah diperoleh wavelet terbaik dan seismogram sintetik, maka tahap selanjutnya adalah *picking* horison. Telah dilakukan *picking* terhadap 4 horison (*coal-*, *glctop*, *glcs* dan *miss*), yang nantinya akan digunakan sebagai *input* dalam pembuatan model awal sebelum proses inversi.

4.1.3. Pembuatan model awal AI

Model awal yang digunakan untuk proses inversi berdasarkan *constraint* dari sumur-sumur di lapangan Blackfoot dengan *input* 5 buah horison (Gambar 4.4).



Gambar 4.4. Model awal inversi AI pada lintasan seismik yang melewati sumur 08-08 dan 04-16

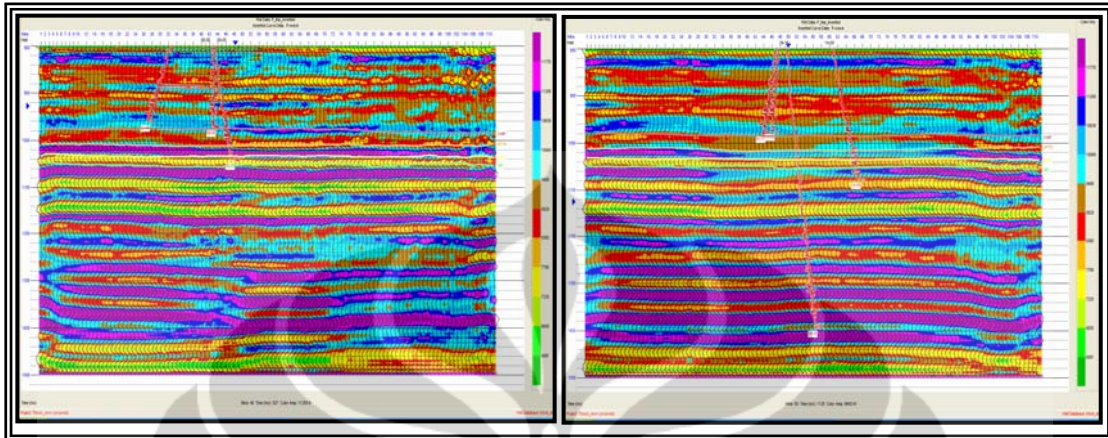
4.1.4. Proses inversi AI

Metoda terbaik yang digunakan untuk proses inversi terhadap semua lintasan seismik adalah inversi *model-based*. Parameter *input* yang digunakan adalah perubahan impedansi maksimum 30 %, ukuran blok 2ms, jumlah iterasi 40 (Gambar 4.5).

4.2. Tahap Inversi *Elastic Impedance* (EI)

Proses dan tahapan yang dilakukan pada inversi EI, sama dengan inversi AI. Perbedaannya terletak pada data yang digunakan. Berbeda dengan proses inversi AI

yang menggunakan data *near offset* (0-15°), inversi EI menggunakan data *far offset* dari data Rp. Sudut yang digunakan adalah 15°-30°. Proses inversi dilakukan dengan bantuan perangkat lunak Hampson-Russel (STRATA).



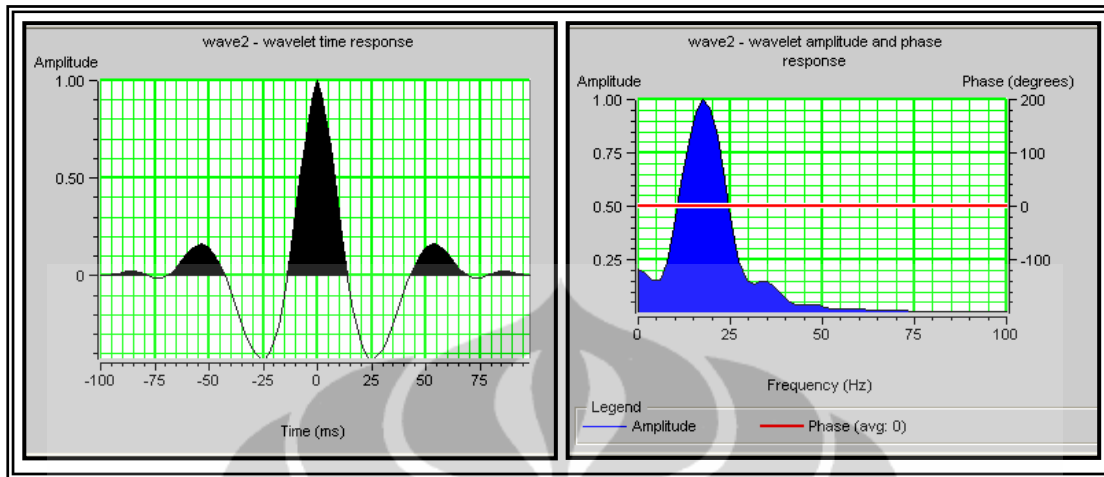
Gambar 4.5. Hasil inverse AI terhadap line seismik yang melewati sumur 08-08 dan 04-16

4.2.1. Pengikatan data seismik terhadap sumur (*well-seismic tie*)

Wavelet yang digunakan untuk proses inversi EI berbeda dengan inversi AI. Oleh karena itu, kita melakukan proses pencarian wavelet baru yang memberikan koefisien korelasi paling besar. Wavelet terbaik dicari dari data sumur maupun ekstraksi secara statistik terhadap data seismik *far offset*. Koefisien korelasi terbaik untuk masing-masing lintasan seismik yang digunakan dalam proses inversi ditampilkan pada Tabel 4.3. Spektrum frekuensi dan amplitudo wavelet yang digunakan pada inline 21, diperlihatkan pada Gambar 4.6.

Tabel 4.3. Nilai Koefisien korelasi dari wavelet terbaik yang digunakan pada masing-masing lintasan dalam inversi AI.

Lintasan	Koef. Korelasi
Xline-41	0,6550
Inline-21	0,6231



Gambar 4.6. Wavelet yang digunakan dalam inversi AI pada lintasan seismik yang melewati Sumur 08-08. a). Dalam domain waktu, b). Dalam domain frekuensi

4.2.2. *Picking* horison

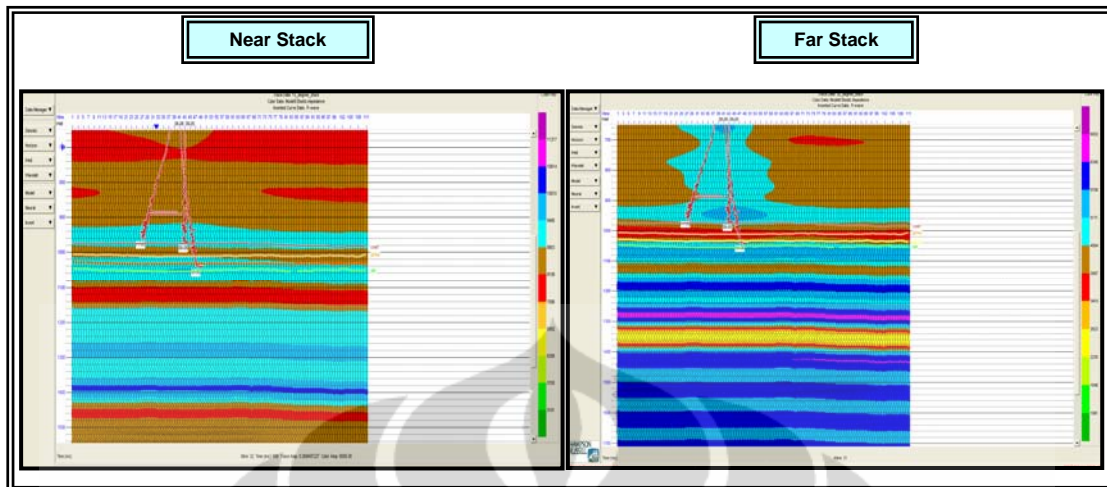
Sama seperti dalam proses inversi AI, juga telah dilakukan *picking* terhadap 5 horison, yang nantinya akan digunakan sebagai *input* dalam pembuatan model awal sebelum proses inversi. Kelima horison yang digunakan tersebut sama dengan yang telah digunakan dalam inversi AI maupun yang akan digunakan dalam ekstraksi parameter fisika reservoir “Lambda-Rho” dan “Mu-Rho” untuk analisis LMR.

4.2.3. Pembuatan model awal EI

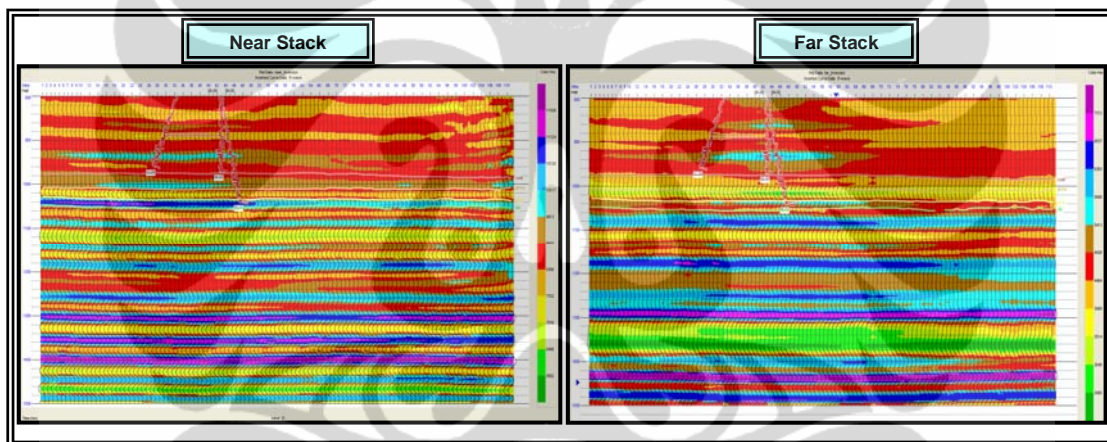
Dilakukan pemodelan EI dengan *output* yang akan digunakan untuk proses inversi berdasarkan *constraint* dari sumur-sumur lapangan Blackfoot, dengan *input* 4 buah horison (Gambar 4.7.).

4.2.4. Proses inversi EI

Metoda inversi dan parameter *input* yang digunakan sama dengan yang telah dilakukan pada inversi AI. Parameter *input* yang digunakan adalah perubahan impedansi maksimum 30 %, ukuran blok 2ms, jumlah iterasi 40 (Gambar 4.8.).



Gambar 4.7. Pemodelan awal inversi EI pada line yang melewati sumur 08-08 pada *near stack* dan *far stack*

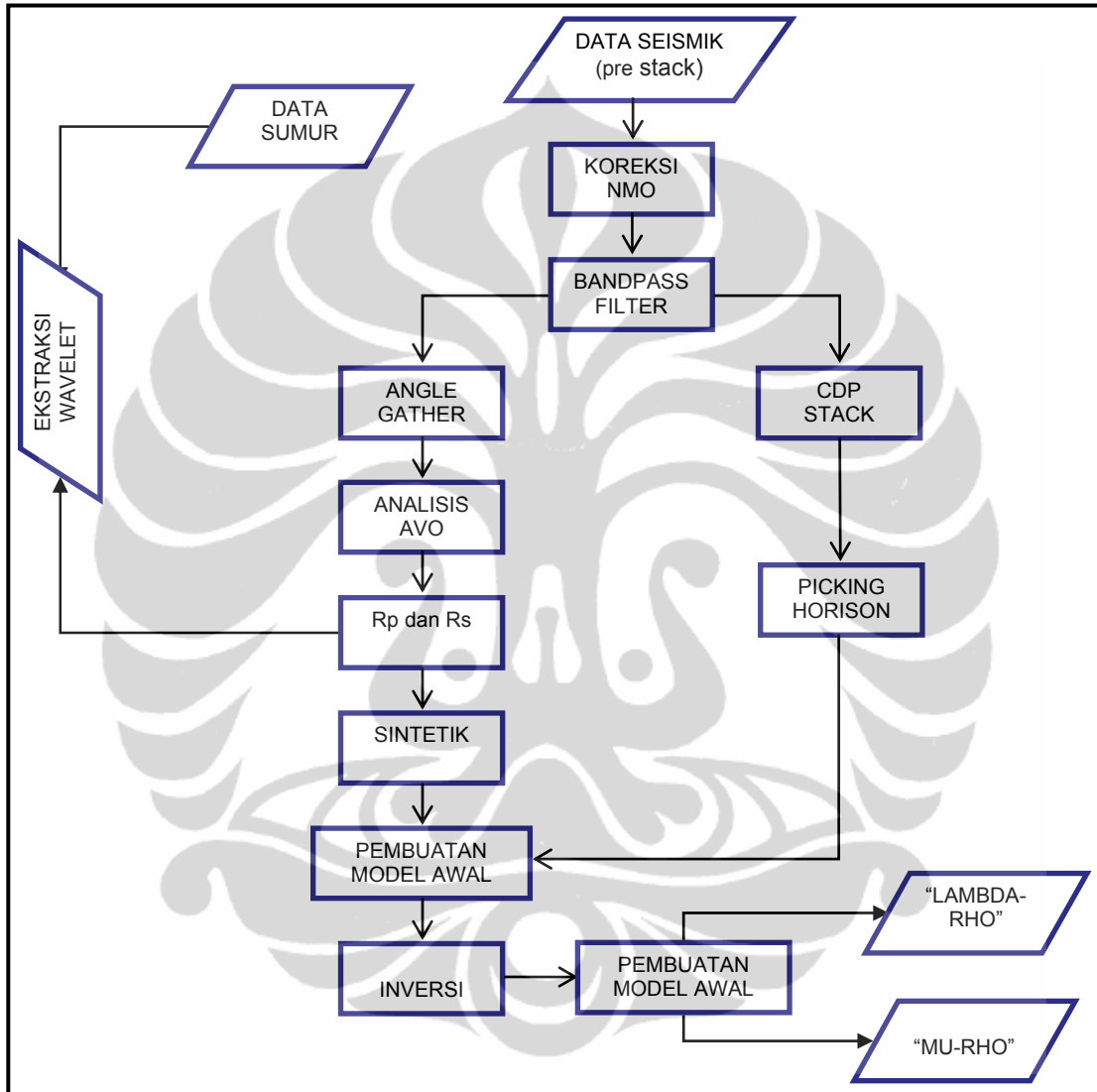


Gambar 4.8. Hasil pemodelan inversi EI pada line yang melewati sumur 08-08 pada *near stack* dan *far stack*

4.3. Inversi R_p dan R_s untuk Ekstraksi Parameter Fisika Reservoir Lambda-Rho ($\lambda\rho$) dan Mu-Rho ($\mu\rho$)

Tahapan yang dilakukan untuk mendapatkan parameter fisika reservoir Lambda-Rho dan Mu-Rho adalah sebagai berikut (Gambar 4.9.):

Dengan mengamati diagram alir di atas, terlihat bahwa kita telah mempunyai impedansi P (I_p) dari proses inversi AI. Oleh karena itu, pada tahap ini yang masih belum dimiliki untuk mengekstrak “Lambda-Rho” dan “Mu-Rho” adalah impedansi S (I_s). Tahapan dalam melakukan inversi terhadap R_s (reflektivitas gelombang S) sama dengan inversi yang dilakukan terhadap R_p (reflektivitas gelombang P).



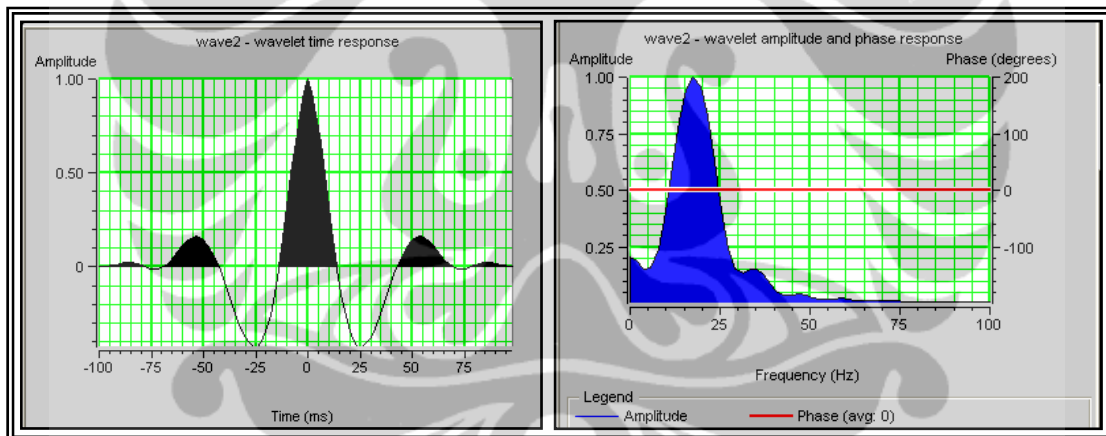
Gambar 4.9. Tahapan dalam ekstraksi parameter fisika reservoir Lambda-Rho dan Mu-Rho untuk analisis LMR

4.3.1. Pengikatan data seismik terhadap sumur (*well-seismic tie*)

Sama seperti proses-proses lainnya, wavelet yang digunakan untuk proses inversi R_s berbeda dengan inversi R_p . Oleh karena itu, proses pencarian wavelet baru pun dilakukan yang memberikan koefisien korelasi paling besar. Koefisien korelasi terbaik untuk masing-masing lintasan seismik yang digunakan dalam proses inversi R_p dan R_s diringkas pada tabel dibawah ini. Koefisien korelasi terbaik untuk masing-masing lintasan seismik yang digunakan dalam proses inversi ditampilkan pada Tabel 4.4. Spektrum frekuensi dan amplitudo wavelet yang digunakan pada inline 21, diperlihatkan pada Gambar 4.10.

Tabel 4.4. Nilai Koefisien korelasi dari wavelet terbaik yang digunakan pada masing-masing lintasan dalam inversi AI.

Lintasan	Koef. Korelasi
Xline-41	0,4384
Inline-21	0,5643



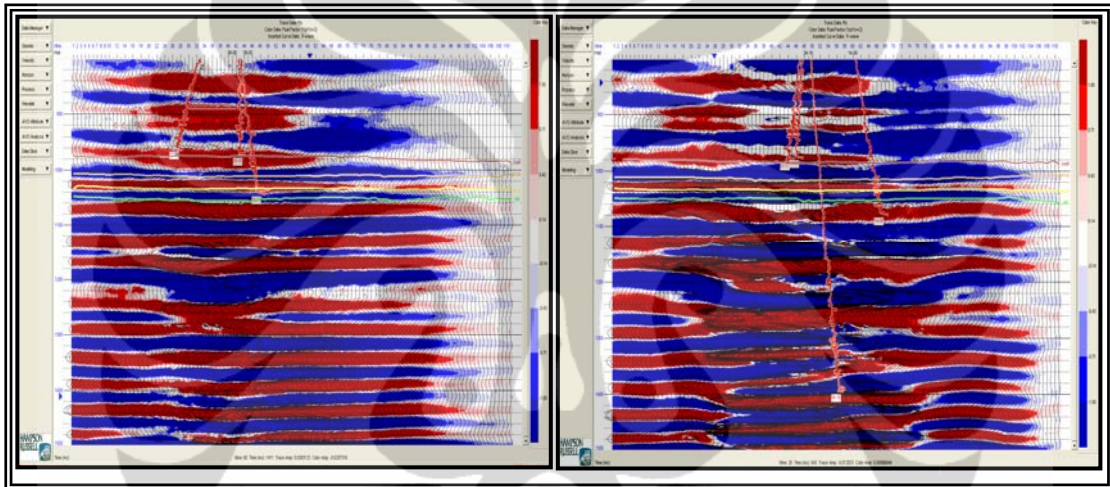
Gambar 4.10. Wavelet yang digunakan dalam inversi AI pada lintasan seismik yang melewati Sumur 08-08. a). Dalam domain waktu, b). Dalam domain frekuensi

4.3.2. *Picking* horison

Sama seperti dalam proses inversi Rp, juga telah dilakukan *picking* terhadap 4 horison, yang nantinya akan digunakan sebagai *input* dalam pembuatan model awal sebelum proses inversi Rs. Kelima horison yang digunakan tersebut sama dengan yang telah digunakan dalam inversi Rp.

4.3.3. Pembuatan model awal Rs

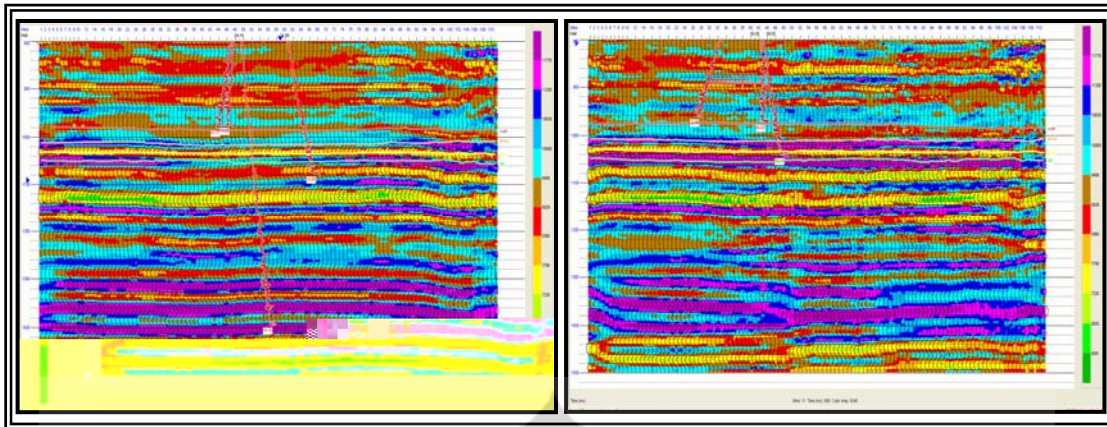
Merupakan model awal yang digunakan untuk proses inversi berdasarkan *constraint* dari sumur sumur di lapangan Blackfoot, dengan input 4 buah horison (Gambar 4.11).



Gambar 4.11. Model awal Rs pada lintasan seismic yang melewati sumur 08-08 dan 04-16

4.3.4. Proses inversi Rs

Metoda inversi dan parameter *input* yang digunakan sama dengan yang telah dilakukan pada inversi Rp (Gambar 4.12).



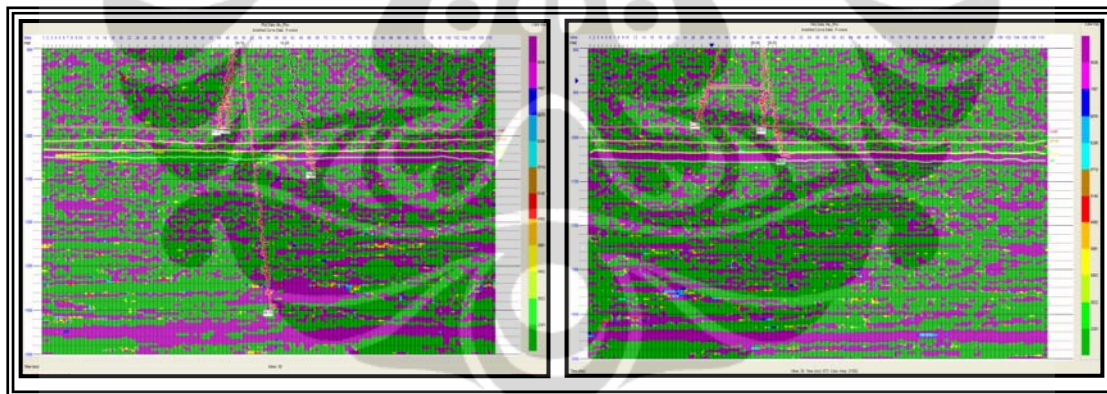
Gambar 4.12. Hasil inversi Rs pada lintasan seismic yang melewati sumur 08-08 dan 04-16

4.3.5. Ekstraksi Lambda-Rho ($\lambda\rho$) dan Mu-Rho ($\mu\rho$)

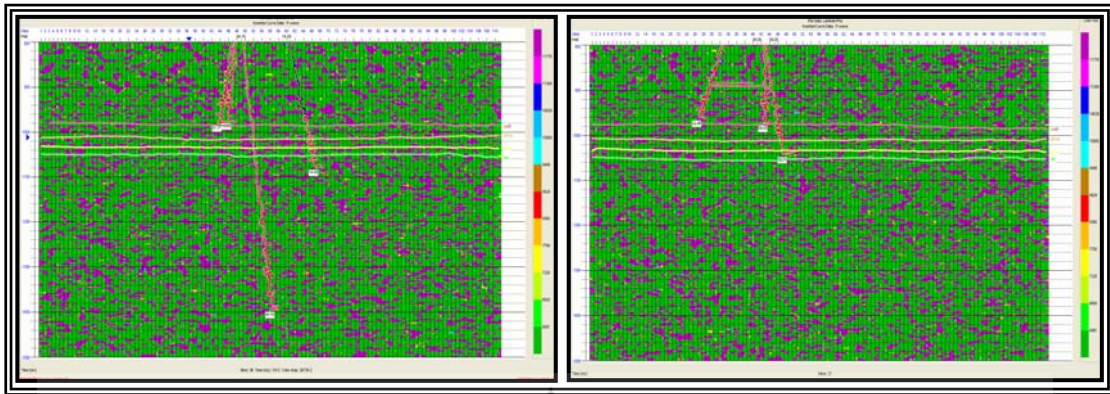
Ekstraksi parameter fisika reservoir “Mu-Rho” (Gambar 4.13.) dan “Lambda-Rho” (Gambar 4.14.) dilakukan dengan melakukan *trace math* terhadap impedansi gelombang P (I_p) dan Impedansi gelombang S (I_s). Formulasi yang digunakan untuk mendapatkannya adalah:

$$\text{Untuk Lambda-Rho : } \lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2$$

$$\text{Untuk Mu-Rho : } \mu\rho = I_s^2$$



Gambar 4.13 Hasil “Mu-Rho” pada lintasan seismic yang melewati sumur 08-08 dan 04-16



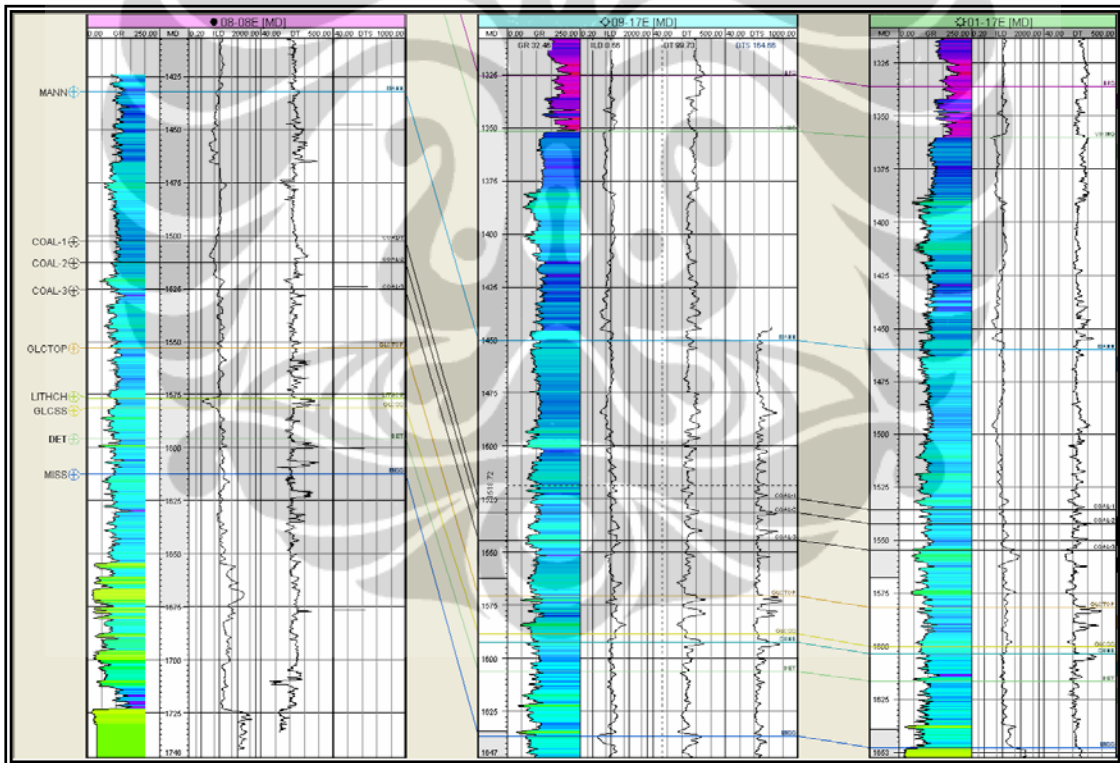
Gambar 4.14. Hasil “Lambda-Rho” pada lintasan seismic yang melewati sumur 08-08 dan 04-16



BAB V

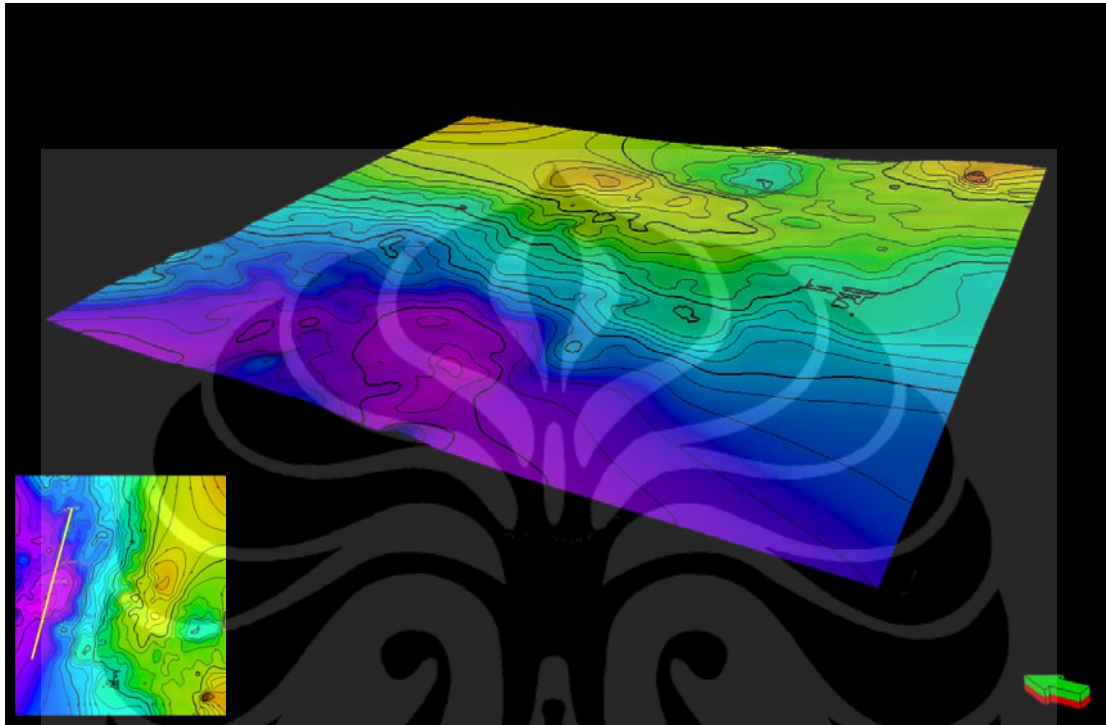
ANALISA DATA

Lapangan Blackfoot merupakan lapangan minyak dan gas, dengan lapisan yang merupakan target utama menghasilkan hydrocarbon adalah pada lapisan *glauconitic channel sand*. Kemenerusan dari lapisan *glauconitic channel sand* ini dapat ditemukan di sekitar sumur-sumur dari lapangan Blackfoot (Gambar 5.1.). Batupasir ini diendapkan di *incised valley fill (channel fill)* dengan lingkungan pengendapan *estuarine*. Pada *glauconitic member* tersebut terdapat *unconformity* sebagai batas sikuen yang diinterpretasikan terbentuknya saat terjadinya kenaikan air muka laut. Berdasarkan atas *time structure map* (Gambar 5.2.) terlihat bahwa hidrokarbon yang terperangkap merupakan perangkat stratigrafi bukan perangkat struktur yang tersusun oleh batupasir kuarsa dari *incised valley/channel* dari *glauconitic member*.



Gambar 5.1. Korelasi stratigrafi pada sumur-sumur di lapangan Blackfoot yang menunjukkan kemenerusan *glauconitic channel sand*

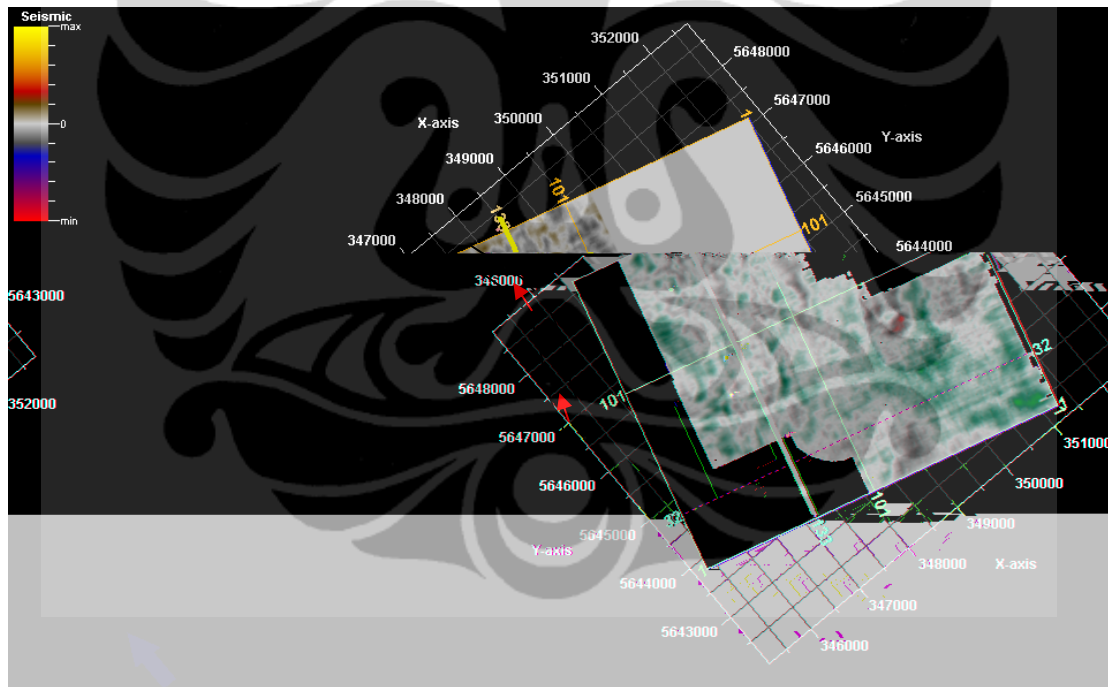
Batuan yang berperan sebagai *seal* di lapangan Blackfoot umumnya merupakan batuan batupasir glauconitic yang porous *pinch out* terhadap batuan impermeable yang relative lebih *updip*.



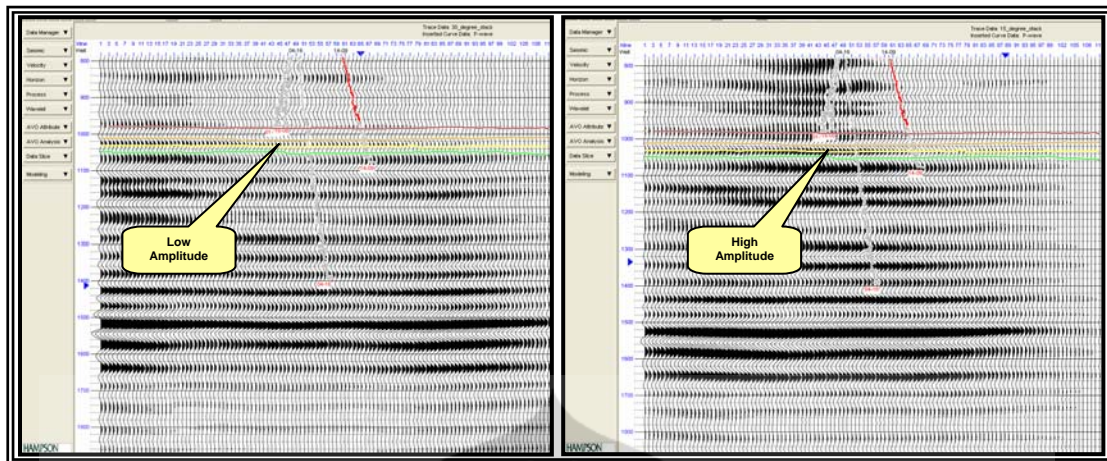
Gambar 5.2. Peta *time structure* pada lapisan *glauconitic channel sand* di lapangan Blackfoot

Berdasarkan atas *time slice* pada 1050 ms (Gambar 5.3) dan memotong volume tepat diatas dari pada horizon *glauconitic channel sand*, menunjukkan adanya anomali sepanjang *trend* dari sumur-sumur di bagian barat lapangan Blackfoot. Tujuan dari melakukan *flattening* di *time slice* ini adalah untuk menghilangkan pengaruh dari *wavelength structure* dari data yang disebabkan oleh pengangkatan pada *horst block* saat berumur pertengahan Cretaceous. Kenampakan dari data *time slice* ini menunjukkan pola dari *channel* relative tidak unik, dimana pola *bright amplitude* tidak hanya terjadi di sepanjang *channel* tetapi juga terjadi di luar *channel*. Berdasarkan atas data *dipmeter* pada saat terbentuknya *glauconitic channel sand* ini menunjukkan arah pengendapan relative dari selatan-utara.

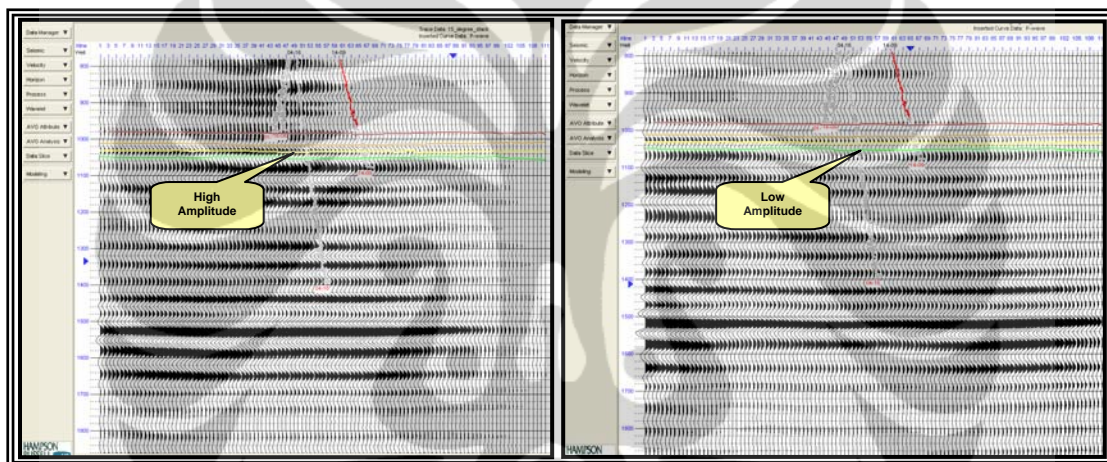
Sebelum melakukan analisa AI, EI dan “Lambda-Mu-Rho” lebih lanjut dalam membedakan kandungan fluida. Penulis melakukan analisa dari CDP *Gather* (*near offset* dan *far offset*) terhadap line seismic yang melewati sumur yang kering (04-16) dan yang telah berproduksi minyak (08-08). Hal ini dilakukan untuk mengetahui terlebih dahulu DHI (*Direct Hydrocarbon Index*). Berdasarkan dari data CDP *gather*, penulis membuat *near offset* dengan sudut antara $0-15^{\circ}$ dan untuk sudut *far offset* adalah $15-30^{\circ}$. Hasil dari perbandingan antara *near offset* dengan *far offset* menunjukkan bahwa pada sumur 08-08 yang mengandung hidrokarbon (minyak) akan memberikan anomali *amplitude* terhadap *offset*, dimana pada *far stack* akan memberikan respon *high amplitude* dan *near stack* akan memberikan respon *low amplitude* (Gambar 5.4). Sedangkan untuk sumur yang kering (04-16) menunjukkan pada *near stack* akan menunjukkan *high amplitude* sedangkan pada *far stack* akan menunjukkan respon *low amplitude* (Gambar 5.5).



Gambar 5.3. *Time slice* pada 1050 ms, menunjukkan anomaly *bright amplitude* di sepanjang sumur-sumur berproduksi dan menunjukkan arah pengendapan dari selatan-utara.



Gambar 5.4. Meunjukkan adanya anomaly *amplitude* terhadap jarak (sumur 08-08), dimana pada *near offset* menunjukkan *low amplitude* sedangkan pada *far offset* menunjukkan *high amplitude*



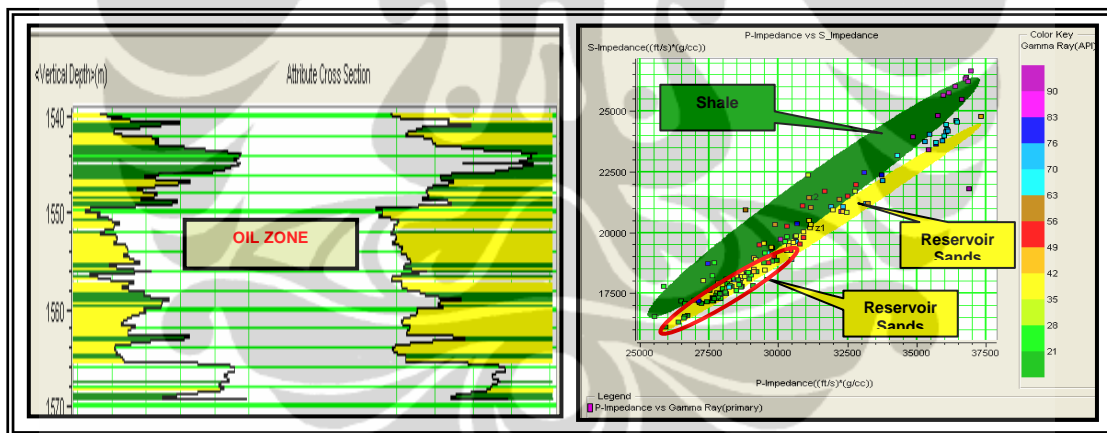
Gambar 5.5. Meunjukkan tidak adanya anomaly *amplitude* terhadap jarak (sumur 04-16), dimana pada *near offset* menunjukkan *high amplitude* sedangkan pada *far offset* menunjukkan *low amplitude*

5.1. Analisa AI dan EI

Analisa terhadap beberapa parameter yang dihasilkan dalam proses inversi seismik, seperti *Acoustic Impedance* (AI) dan *Elastic Impedance* (EI), didasarkan pada hasil analisa parameter sejenis di lakukan pada sumur 08-08. Analisa pada data ini dimaksudkan untuk melihat dengan jelas, bagaimana karakteristik litologi (*sand/shale*) dan fluida pori (oil-gas, non hidrokarbon) pada interval kedalaman

reservoir yang telah diketahui secara pasti jenis litologi dan tipe fluida porinya dari hasil uji kandungan lapisan (UKL) yang telah dilakukan pada sumur 08-08.

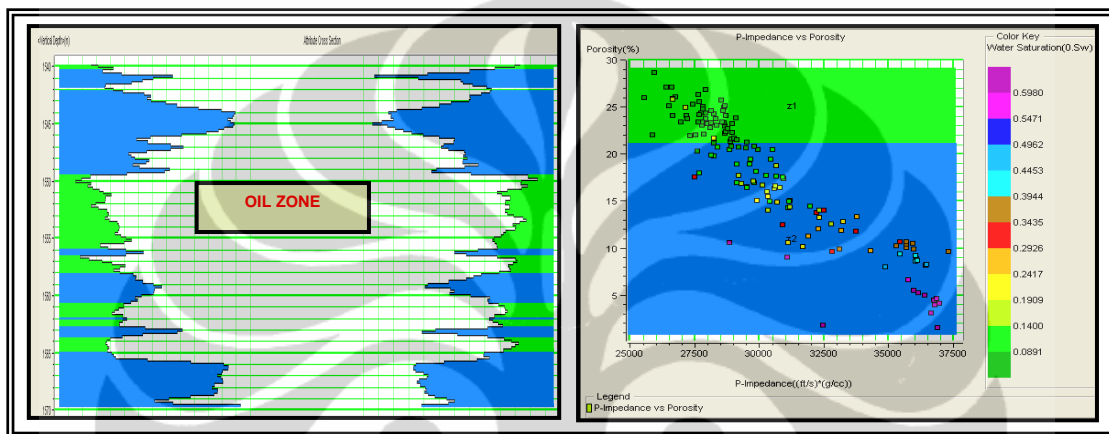
Berdasarkan atas krosplot antara P-Impedance dan S-Impedance terhadap Gamma Ray (Gambar 5.6.) dari data sumur 08-08, mampu dalam membedakan jenis litologi penyusunnya. Untuk *glauconitic channel sand* yang merupakan batuan reservoir utama di lapangan Blackfoot dapat dibedakan dengan jelas pada nilai S-Impedance yang relatif lebih rendah daripada *non reservoir sands* dan *shale*. Dimana untuk nilai S-Impedance dari *glauconitic channel sand* berkisar antara 16000-19000 ((ft/s)*(g/cc)), sedangkan untuk *non reservoir sand* dan *shale* ditunjukkan oleh nilai yang lebih besar. Sebaliknya untuk nilai P-Impedance tidak dapat dibedakan antara jenis litologinya, karena untuk *reservoir sands*, *non reservoir sands* dan *shale* menunjukkan nilai yang sama dengan kisaran 26000-37500 ((ft/s)*(g/cc)). Dalam penentuan jenis litologi hasil krosplot dari P-Impedance dan S-Impedance ini didukung oleh nilai Gamma Ray, dengan nilai *cut off* untuk batupasir kurang dari 60 API dan untuk batupasir lebih besar dari 60 API.



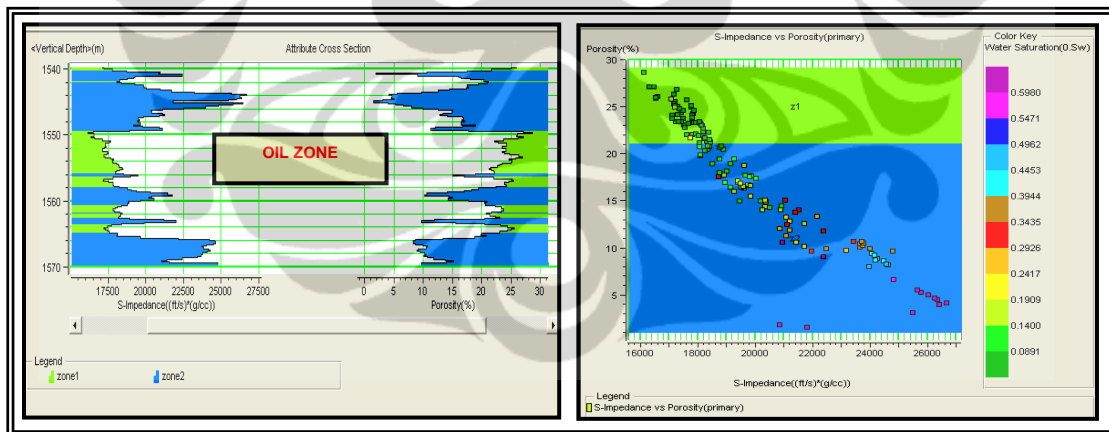
Gambar 5.6. Krosplot antara P-Impedance dan S-Impedance terhadap Gamma Ray, dimana untuk *glauconitic channel sand*, ditunjukkan dari nilai S-Impedance yang relative rendah.

Untuk melihat hubungan antara nilai AI dan kandungan fluidanya, maka penulis melakukan krosplot antara P-Impedance dan porositas terhadap saturasi air (Gambar

5.7.) dan krosplot antara S-Impedance dan porositas terhadap saturasi air (Gambar 5.8.). Hasil yang didapat dari gambar 5.5. menunjukkan bahwa nilai P-Impedance yang relatif rendah (27000-29000 ((ft/s)*(g/cc))) akan memiliki porositas yang besar (21-29%) dan saturasi air yang relatif kecil (0.08-0.24%). Sedangkan hasil krosplot dari gambar 5.8. mengindikasikan bahwa pada *glauconitic channel sand* ditunjukkan oleh nilai S-Impedance yang relatif kecil (16000-19000 ((ft/s)*(g/cc))) dengan nilai porositas yang besar dan kandungan saturasi air yang sangat kecil.

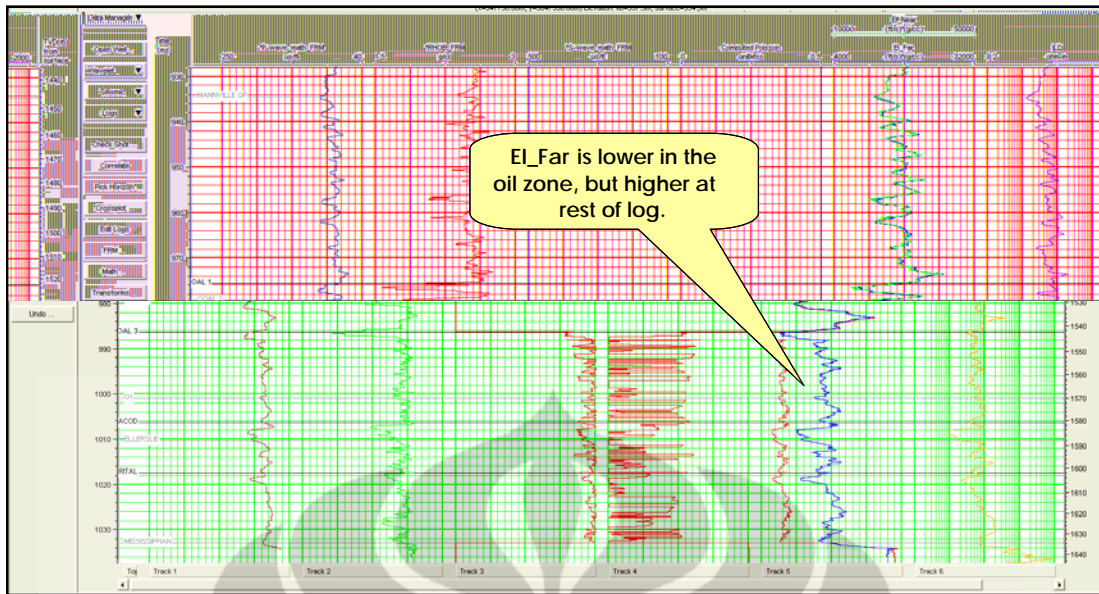


Gambar 5.7. Krosplot antara P-Impedance dan porositas terhadap saturasi air, menunjukkan bahwa pada *glauconitic chnnel sand* akan memiliki nilai P-Impedance yang rendah dengan kandungan porositas yang tinggi dan saturasi air yang rendah

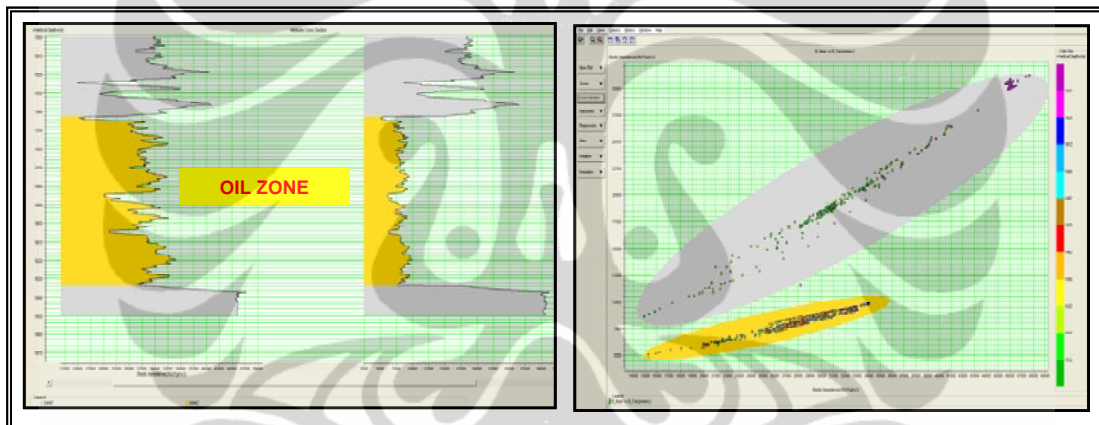


Gambar 5.8. Krosplot antara S-Impedance dan porositas terhadap saturasi air, menunjukkan bahwa pada *glauconitic chnnel sand* akan memiliki nilai S-Impedance yang rendah dengan kandungan porositas yang tinggi dan saturasi air yang rendah

Gambar 5.9. memperlihatkan kurva log EI pada *near angle* dan *far angle* di sumur 08-08. Dengan menggunakan transformasi untuk menghitung nilai EI *near* dan EI *far angle*, terlebih dahulu melakukan perubahan matematik terhadap log *density*, P-wave dan S-wave menjadi *fluid factor* hingga menghasilkan log *density* FRM, P-wave FRM dan S-wave FRM, yang akan digunakan sebagai input dalam menghasilkan EI *near* dan EI *far*. Untuk EI *near*, sudut tetap (*constant angle*) yang diterapkan adalah 7.5^0 , sedangkan sudut tetap untuk menghasilkan EI *far* adalah 22.0^0 dengan nilai konstan K adalah $((V_s/V_p)^2)$. Pada batuan *glauconitic channel sand* yang berisi hidrokarbon akan dicirikan pada EI *far* akan memiliki nilai relative lebih kecil (6000-8000 ((ft/s)*(g/cc)) dibandingkan oleh nilai EI *near* yang mempunyai kisaran (20000-32000 ((ft/s)*(g/cc))). Sedangkan untuk batuan *non reservoir* dan *shale* akan menunjukkan kurva EI *far* akan selalu lebih tinggi dibandingkan dengan kurva EI *near*. Hal ini dikarenakan pada batuan yang mengandung hidrokarbon akan semakin mengecilnya nilai EI pada sudut jauh (22.5^0) terhadap nilai EI pada sudut dekat (AI). Penurunan ini disebabkan oleh kehadiran fluida (hidrokarbon) pada zona ini yang diperkuat oleh hasil uji kandungan lapisan. Pada Gambar 5.10 diperlihatkan krosplot hubungan antara EI *near* (AI) dan EI *far*, dimana pada batuan reservoir *glauconitic channel sand* yang di representasikan oleh zona berwarna kuning berisi hidrokarbon dicirikan oleh penurunan nilai EI *far* terhadap EI *near*, sedangkan pada batuan *non reservoir* dan *shale* direpresentasikan dan ditunjukan oleh nilai EI *near* yang lebih besar daripada EI *far*.



Gambar 5.9. Kurva log yang memperlihatkan bahwa zona dengan kehadiran hidrokarbon lebih diperlihatkan, dimana nilai EI-nya (EI_{far}) lebih kecil dibandingkan AI (EI_{near}).

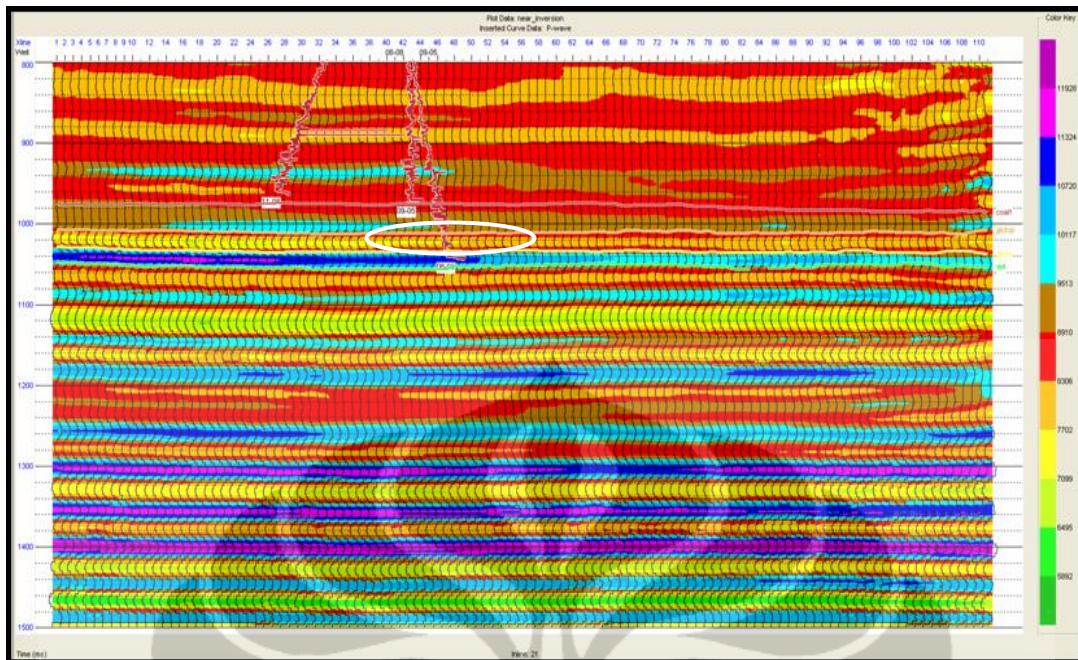


Gambar 5.10. Krosplot yang memperlihatkan bahwa zona dengan kehadiran hidrokarbon lebih diperlihatkan, dimana nilai EI-nya (EI_{far}) lebih kecil dibandingkan AI (EI_{near}).

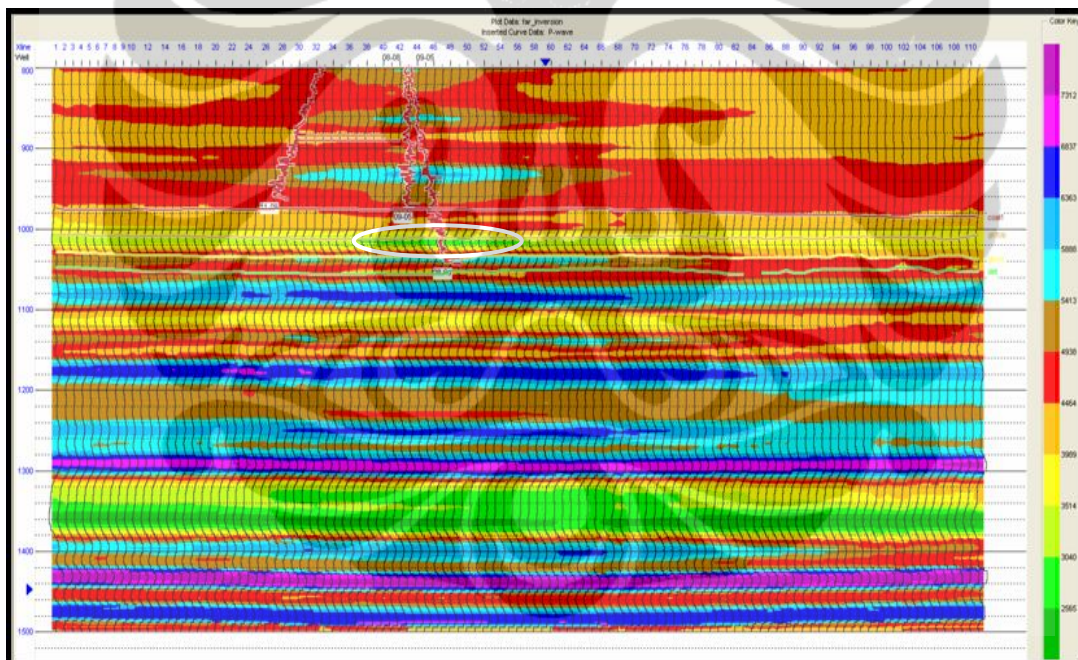
Secara umum, *trend* nilai EI hampir sama dengan AI kecuali nilainya yang berbeda. Karena lebarnya range warna yang merepresentasikan nilai AI dan EI, sangat sulit bagi kita untuk melihat bagian dalam dari lapisan tersebut. Oleh karena itu, dilakukan normalisasi terhadap nilai EI untuk menghilangkan efek sudut dari EI sehingga kita seolah-olah mempunyai EI (7.5°). Dari sini, kita dapat melakukan perbandingan secara langsung antara nilai AI dan EI pengurangan antara AI dengan EI (22.5°) normalisasi. Dengan hanya melihat penampang AI, *glauconitic channel sand* dicitrakan relatif heterogen. Akan tetapi, setelah dilakukan penggabungan antara AI dan EI dengan menghitung delta anomalnya, maka terlihat pada zona ini beberapa anomali yang tinggi yang diduga sebagai hidrokarbon pada sekitar *glauconitic channel sand*.

Pada Sumur 08-08 (Gambar 5.11.) yang merupakan Sumur berproduksi minyak dicirikan dengan adanya anomaly pada EI *far* relative rendah (5000 sampai 7000 ft/s*gr/cc), ditampilkan dengan warna hijau tua sampai hijau muda. Sedangkan untuk EI *near* (AI) menunjukkan nilai yang besar (8300 sampai 9500 ft/s*gr/cc) dan diwakili oleh warna coklat hingga merah. Pada *line seismic* yang melewati Sumur kering (04-16) menampilkan nilai sebaliknya (Gambar 5.12.), dimana EI *far* mempunyai nilai yang besar (warna coklat hingga merah) dan EI *near* (AI) memiliki nilai yang kecil (warna hijau).

Setelah didapatkan hasil EI antara *near* dan *far*, maka selanjutnya dibuat krosplot antara EI *near* dan EI *far*. Hasil yang didapatkan dari krosplot tersebut dapat dibedakan menjadi 2 zona, dimana zona kuning adalah zona dari *glauconitic channel sand* yang menghasilkan hidrokarbon sedangkan zona abu-abu adalah zona yang tidak menghasilkan hidrokarbon (kering)

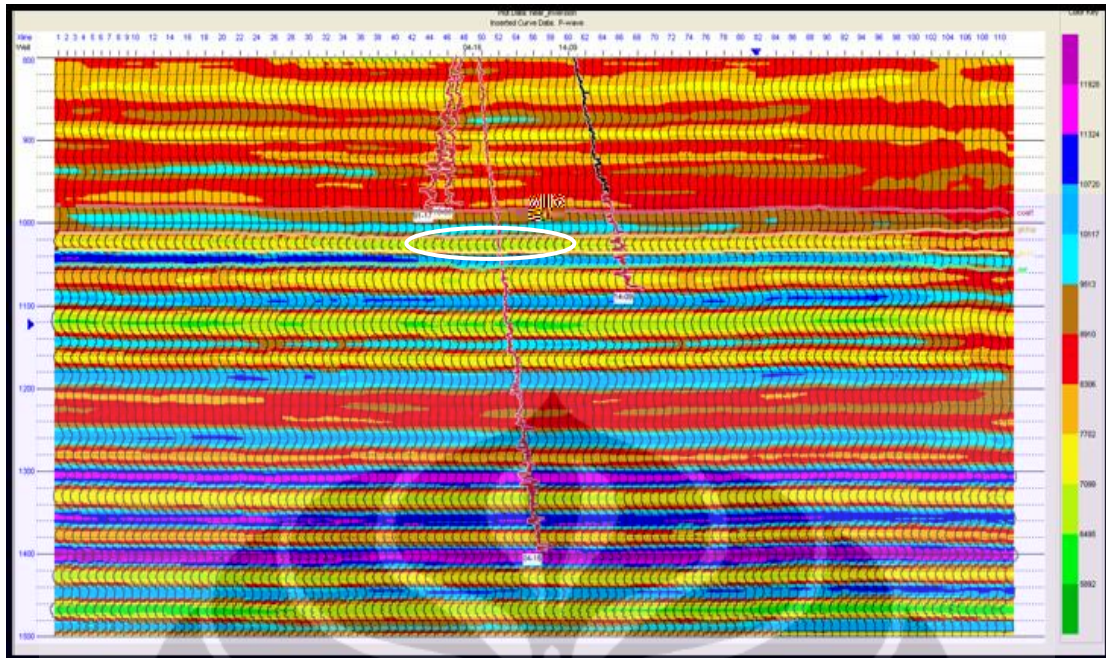


a). EI-Near

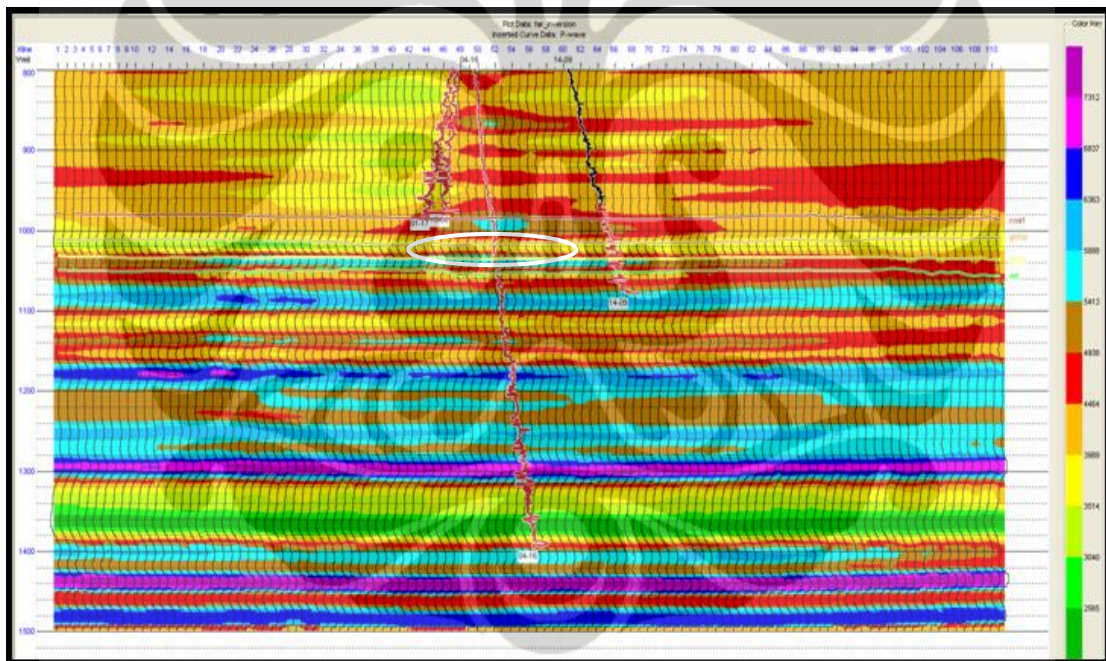


b). EI-Far

Gambar 5.11. a). Mempunyai nilai EI yang relative besar dengan diwakili warna coklat-merah. b). Mempunyai nilai EI yang relative lebih kecil dan diwakili oleh warna hijau

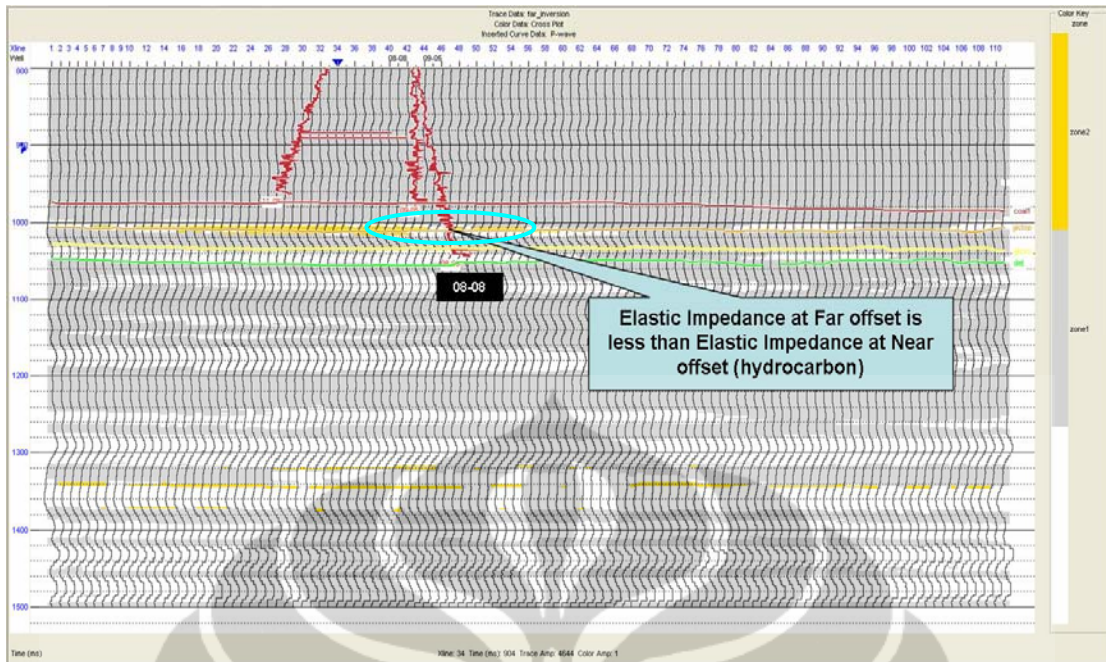


a). EI-Near

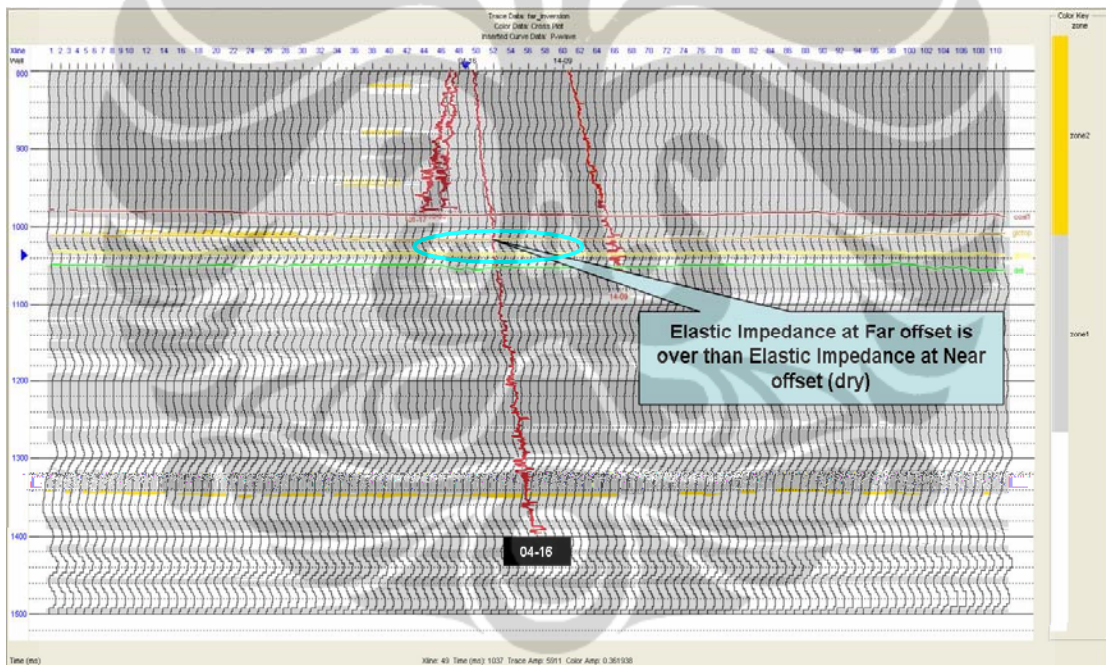


b). EI-Far

Gambar 5.12. a). Mempunyai nilai EI yang relative kecil dengan diwakili warna hijau. b). Mempunyai nilai EI yang relative lebih besar dan diwakili oleh warna kuning-merah



a).

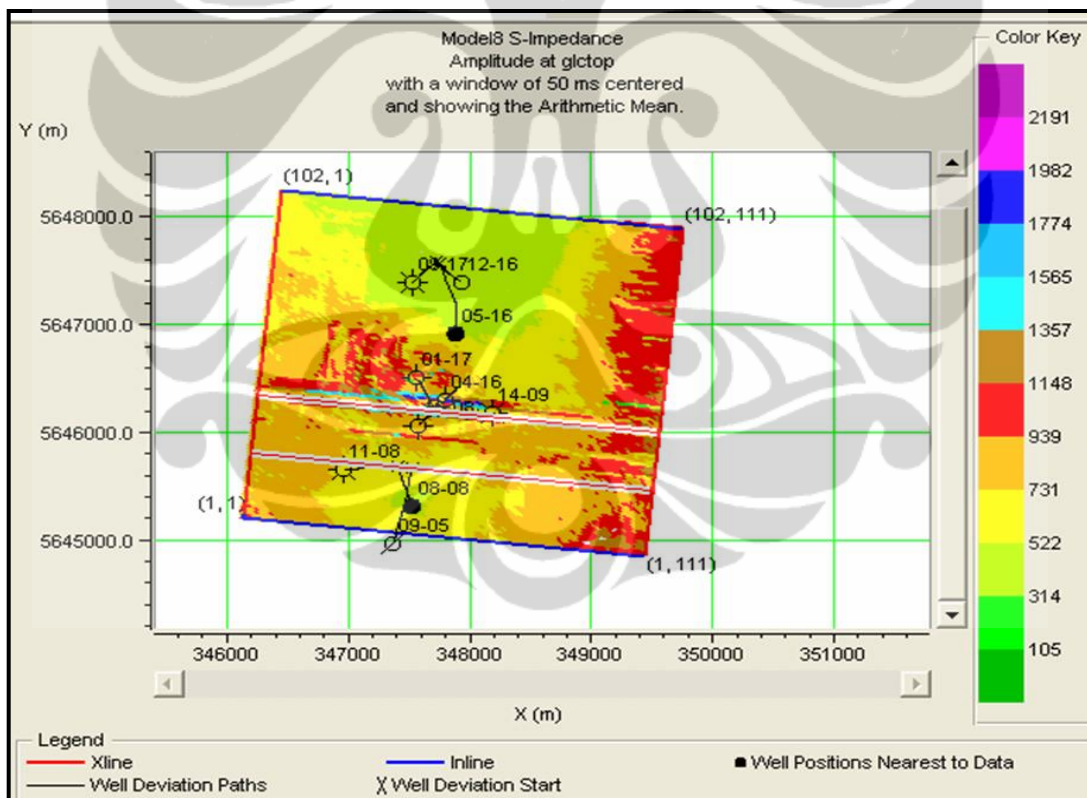


b).

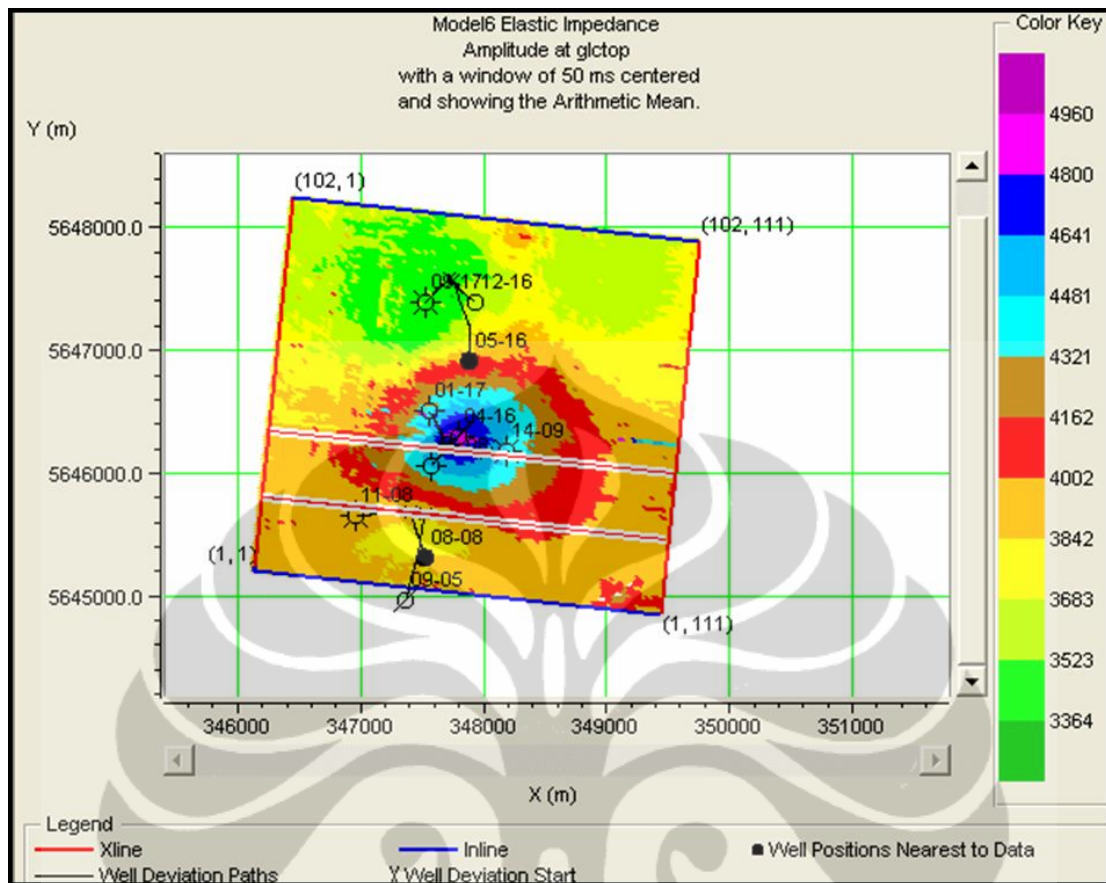
Gambar 5.13. a) Pada Sumur 08-08, hasil analisis EI menunjukkan adanya hidrokarbon yang diwakili oleh warna kuning b). Pada Sumur 04-16, analisis EI menunjukkan tidak adanya hidrokarbon (kering) dan diwakili oleh warna abu-abu.

Peta penyebaran AI diperoleh dengan melakukan ekstraksi amplitude dengan *windows* 50 ms (Gambar 5.14). Peta penyebaran AI ini menunjukkan bahwa sebaran AI yang memiliki nilai AI yang lebih kecil (522 sampai 731 ft/s*gr/cc) berada pada bagian utara dan selatan, sedangkan penyebaran nilai AI yang besar (939 sampai 1357 ft/s*gr/cc) terkonsentrasi pada bagian tengah. Untuk peta penyebaran EI (Gambar 5.15.) menunjukkan bahwa nilai EI yang kecil (3300 sampai 3600 ft/s*gr/cc) berada pada bagian utara dan selatan, sedangkan pada bagian tengah mempunyai nilai EI yang besar (4000 sampai 4500 ft/s*gr/cc).

Berdasarkan atas analisa AI dan EI pada lapangan Blackfoot menunjukkan bahwa Sumur-Sumur yang telah berproduksi hidrokarbon akan memiliki penyebaran nilai AI yang kecil dan nilai EI yang kecil pula. Sedangkan untuk Sumur-Sumur kering (*dry*) akan terkonsentrasi pada bagian tengah dengan penyebaran nilai AI yang besar dan penyebaran nilai EI yang besar.



Gambar 5.14. Peta penyebaran AI di lapangan Blackfoot



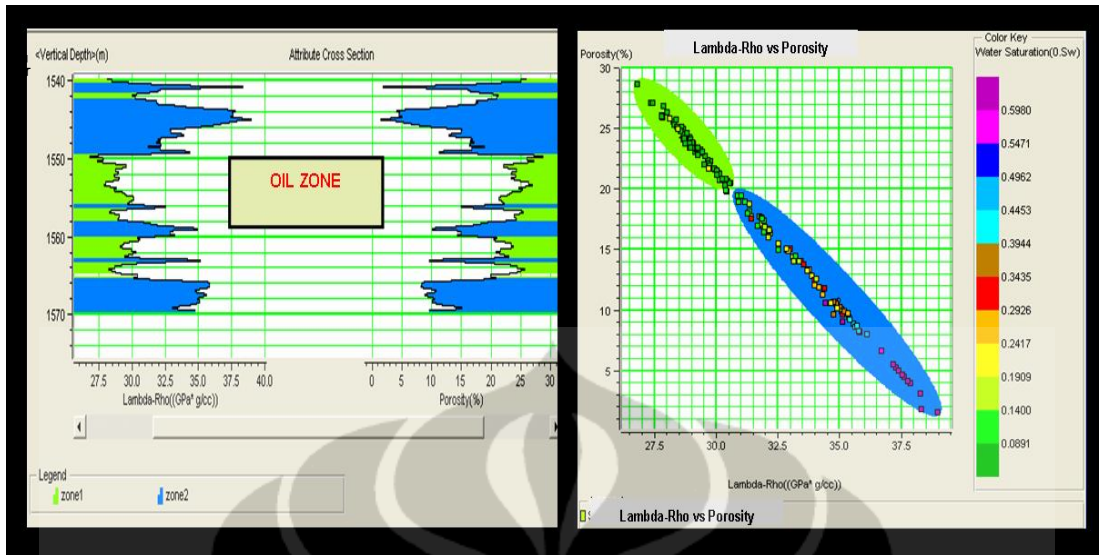
Gambar 5.15. Peta penyebaran EI di lapangan Blackfoot

5.2. Analisa Lambda-Rho ($\lambda\rho$) dan Mu-Rho ($\mu\rho$)

Menurut Gray dan Andersen (2000), inkompresibilitas (Lambda) yang terkalibrasi dengan densitas (Rho) memiliki pengertian fisis sebagai indikasi kehadiran fluida pada reservoir, dimana nilainya menunjukkan tingkat daya tahan fluida terhadap perubahan volume ketika terjadi perubahan kompresi yang mengenai dirinya. Sedangkan rigiditas (“Mu”) atau *shear modulus* didefinisikan sebagai daya tahan batuan terhadap strain yang diakibatkan oleh perubahan ukuran dan bukan merupakan perubahan volume. Parameter “Mu” yang terkalibrasi dengan “Rho” dapat memberikan pendekatan dalam penentuan jenis lithologi pada suatu reservoir.

Tidak seperti halnya batuan dan fluida (selain gas) yang sulit dikompres, gas sangat mudah untuk dikompres. Oleh karena itu kehadiran gas pada batuan mengakibatkan terjadinya penurunan inkompressibilitas. Harga inkompressibilitas (“Lambda-Rho”) yang semakin mengecil memberikan informasi tentang keberadaan fluida yang cenderung berupa gas. Jika harga “Mu-Rho” relatif besar maka jenis lithologinya berupa batugamping/batupasir. Oleh karena itu, untuk kasus reservoir gas, kita akan menjumpai nilai “Lambda-Rho” yang kecil dan nilai “Mu-Rho” besar karena gas memiliki tekanan yang tinggi sehingga akan memerlukan reservoir yang memiliki tingkat rigiditas yang besar namun *porous*. Sebaliknya untuk kasus non reservoir, baik “Lambda-Rho” maupun “Mu-Rho” akan bernilai besar. Adapun untuk kasus reservoir terisi oleh minyak bumi, akan mempunyai nilai “Lambda-Rho” diantara kedua kondisi diatas.

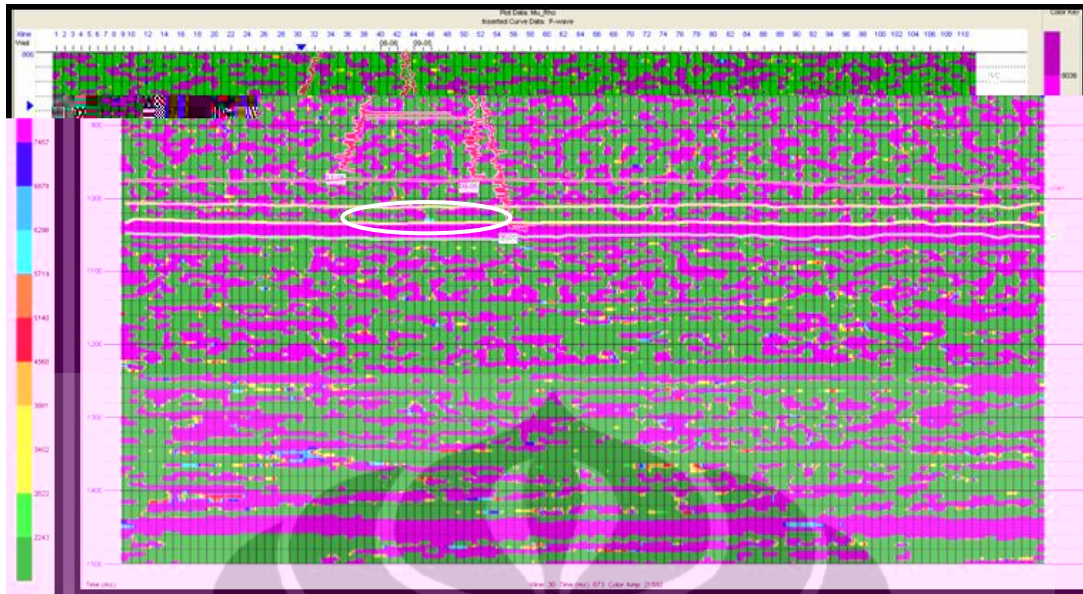
Gambar 5.16. memperlihatkan krosplot antara ‘Lambda-Rho’ dan Porosity terhadap saturasi air di Sumur 08-08. Hasil dari krosplot tersebut dapat dibedakan menjadi 2 zona, dimana zona yang berasosiasi dengan *glauconitic channel sand* direpresentasikan dengan zona warna hijau, dimana nilai dari “Lambda-Rho” pada zona ini menunjukkan nilai yang kecil (27-31 GPa*g/cc) dengan porositas yang besar (<20%) dan saturasi air yang kecil juga (0.08-0.2%). Sedangkan untuk nilai “Lambda-Rho” (31-38 GPa*g/cc) yang besar berasosiasi dengan batuan non reservoir yang memiliki porositas kecil (20-29%) dan saturasi air yang besar (0.3-0.6%).



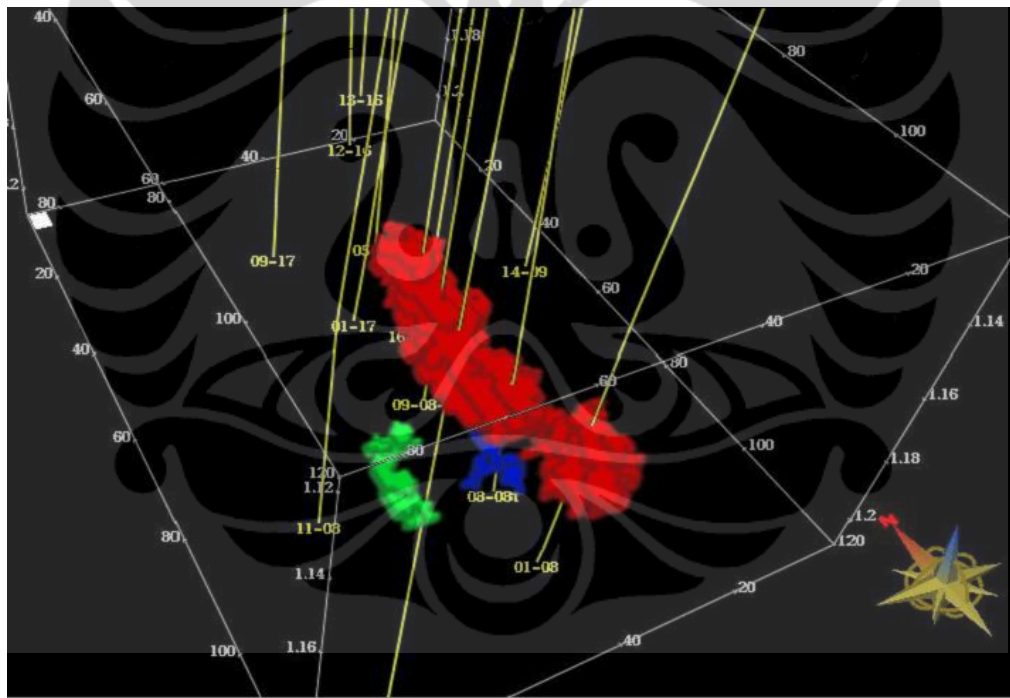
Gambar 5.16. Krosplot antara “Lambda-Rho” dan Porosity terhadap Saturasi air pada sumur 08-08. *Glauconitic channel sand* yang merupakan zona interest hasil analisa AI dan EI, secara konsisten juga diperlihatkan pada krosplot ini.

Gambar 5.17. menunjukkan penampang “Mu-Rho” dari lintasan seismik yang melewati Sumur 08-08. Berdasarkan diskripsi cutting, bahwa pada interval 1540 – 1570 m didominasi oleh batupasir dengan sisipan *shale*. Zona pada batupasir ini oleh penampang AI dicitrakan dengan nilai AI kecil, ternyata merupakan batupasir dengan nilai “Mu-Rho” 7450-8036 {ft/s*gr/cc} (warna ungu)). Sedangkan untuk zona pada *shale* ditunjukkan oleh penampang AI dengan nilai AI rendah, dan pada nilai “Mu-Rho” direpresentasikan oleh nilai yang tinggi dengan warna hijau muda hingga hijau muda (2200-3400 {ft/s*gr/cc})

Berdasarkan atas data seismic *volume* “Mu-Rho”, penulis melakukan prediksi *sand body detection* dengan menggunakan software Petrel. Hasil yang didapat dari *sand body detection* ini dapat teridentifikasi tubuh-tubuh batupasir dari *glauconitic channel sand* terdapat disekitar Sumur 08-08 (Gambar 5.18).

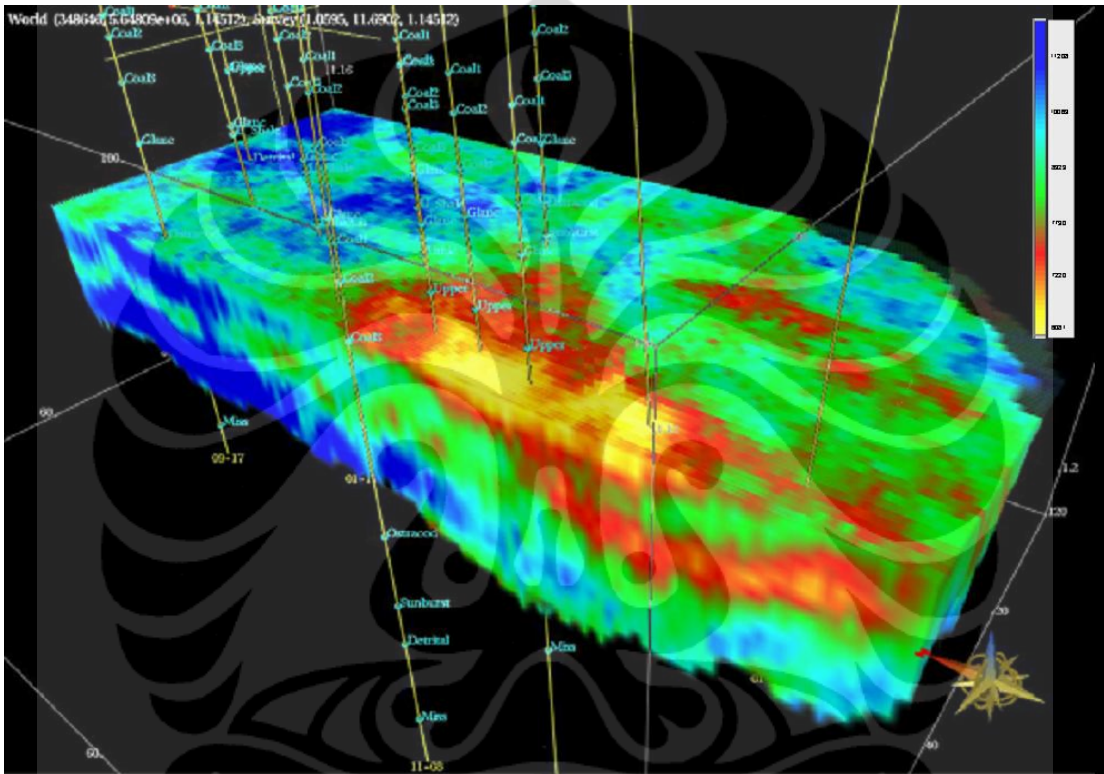


Gambar 5.17. Hasil nilai “Mu-Rho” pada Sumur 08-08, menunjukkan nilai yang tinggi mengindikasikan matriks batupasir



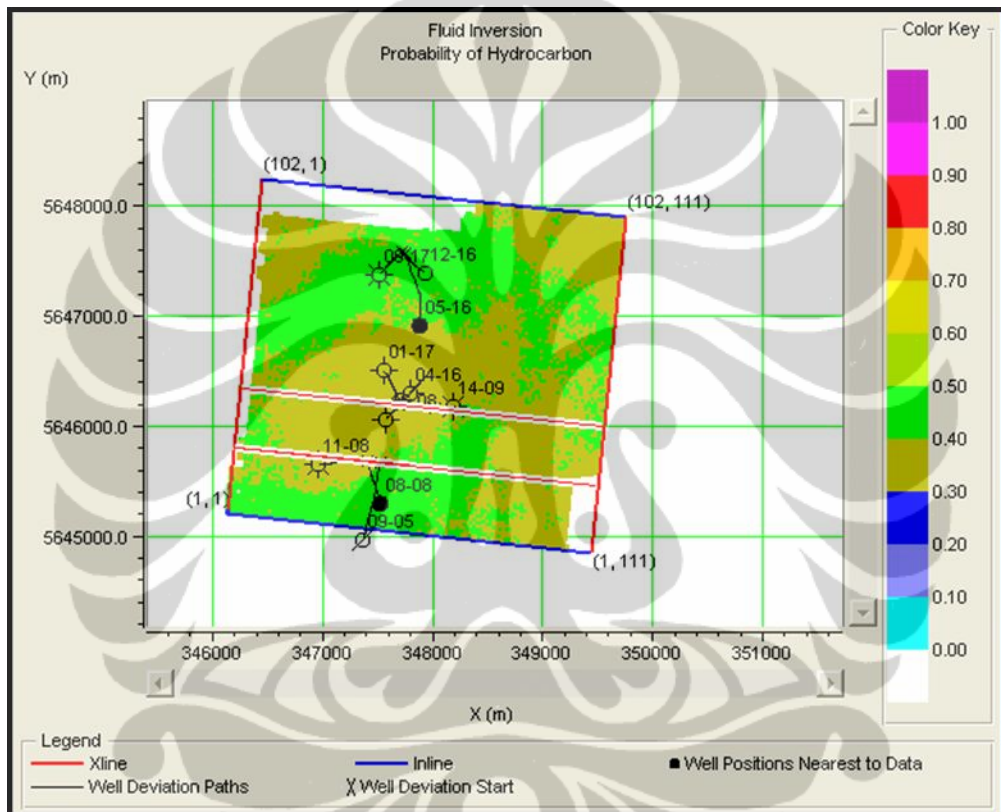
Gambar 5.18. Analisis *sand body detection* berdasarkan atas data “Mu-Rho”, dapat teridentifikasi kemenerusan dari tubuh batupasir disekitar Sumur 08-08.

Gambar 5.19 menunjukkan *volume seismic* “Lambda-Rho” dari lintasan seismik yang melewati Sumur-sumur di lapangan Blackfoot. Hidrokarbon pada *glauconitic channel sand* ditunjukkan oleh nilai Lambda-Rho yang rendah, dengan nilai berkisar antara 6000 – 7790 {ft/s*gr/cc} (warna kuning kehijauan sampai merah). Sedangkan untuk *glauconitic channel sand* yang tidak mengandung hidrokarbon akan dicirikan oleh nilai “Lambda-Rho” yang cukup besar, yaitu 111208 -11778 {ft/s*gr/cc} (warna magenta hingga biru).



Gambar 5.19. Berdasarkan atas analisa *volume seismic* “Lambda-Rho”, menunjukkan bahwa sumur-sumur yang berada di lapangan Blackfoot berada pada nilai “Lambda-Rho” yang kecil, sedangkan sumur-sumur kering terdapat pada nilai “Lambda-Rho” yang besar.

Berdasarkan atas integrasi analisis AI, EI dan “Lambda-Mu-Rho”, penulis juga melakukan perbandingan dengan melakukan analisis penyebaran hidrokarbon di sekitar lapangan Blackfoot dengan menggunakan analisis AFI (Gambar 5.20). Penyebaran dari distribusi hidrokarbon dapat diidentifikasi penyebaran hidrokarbon terjadi di sekitar sumur-sumur yang telah berproduksi baik di daerah utara maupun selatan dari lapangan Blackfoot (warna hijau), sedangkan daerah yang kering terintegrasi hanya disekitar sumur-sumur kering pada bagian tengah lapangan Blackfoot.



Gambar 5.20. Distribusi hidrokarbon berdasarkan atas analisis AFI menunjukkan bahwa hidrokarbon terakumulasi di bagian utara dan selatan dari lapangan Blackfoot, sedangkan pada bagian tengah tidak terakumulasi hidrokarbon.