

BAB IV

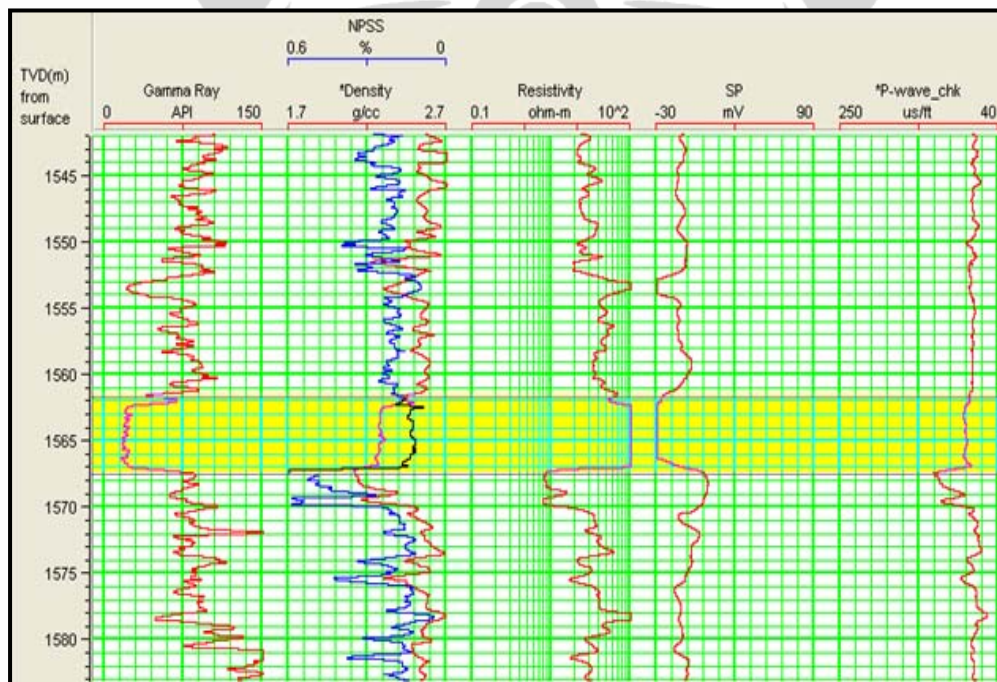
PENGOLAHAN DATA

IV.1 Alat dan Bahan

Dalam penelitian ini data yang digunakan adalah data *prestack* seismik refleksi 3D lapangan Blackfoot yang terdiri dari *Inline 1 -102* dan *Xline 1 -101*. Selain itu juga digunakan data sumur, dalam penelitian ini digunakan 4 buah data sumur (01-17, 05-16, 08-08 dan 12-16). Sementara untuk keperluan pemrosesan data digunakan perangkat lunak Hampson-Russell.

IV.2 Analisis Penentuan Target dan Persiapan Data

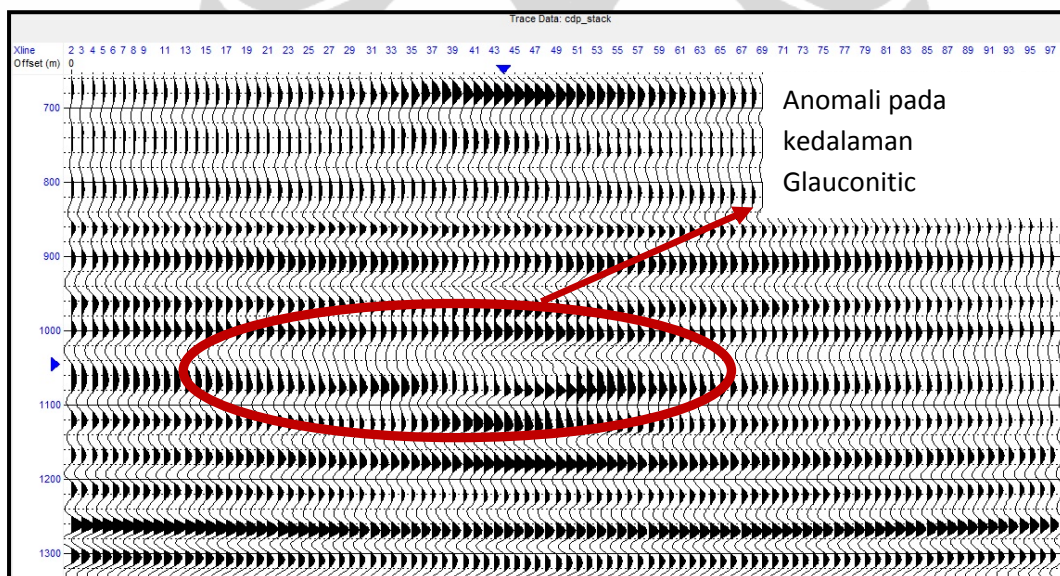
Hal-hal pokok yang dilakukan dalam analisis data ini yaitu : *cross plot* antara *Density* vs *Gamma ray* dari data sumur, hal ini untuk mengetahui karakteristik data dan hubungannya dengan data sifat-sifat petrofisika batuan. *Cross plot* tersebut ditujukan untuk pemisahan litologi secara kualitatif yaitu antara batuan permeabel dan impermeabel. Penentuan *suspect* diperoleh dari *crossover* antara log *density* dan *Neutron porosity*.



Gambar 4.1. Zona target well 01-17, data log gamma ray, densitas, NPSS, resistivitas, SP dan P-wave. Cross over antara data log NPSS dan densitas.

Gambar 4.1 merupakan data log log sumur 01-17 terlihat bahwa zona target (*suspect*) dapat diidentifikasi dari adanya *crossover* antara *log density* dan *neutron porosity* yaitu pada kedalaman 1561.5 – 1567.5 m (TVD). Pada zona ini *log gamma-ray* menunjukkan adanya defleksi ke kiri (nilai rendah). Sedangkan *log resistivity* menunjukkan nilai yang tinggi (defleksi ke kanan). Jika dilihat dari stratigrafi, zona ini masuk ke dalam formasi grup *Manville*, tepatnya pada *channel Glauconitic*.

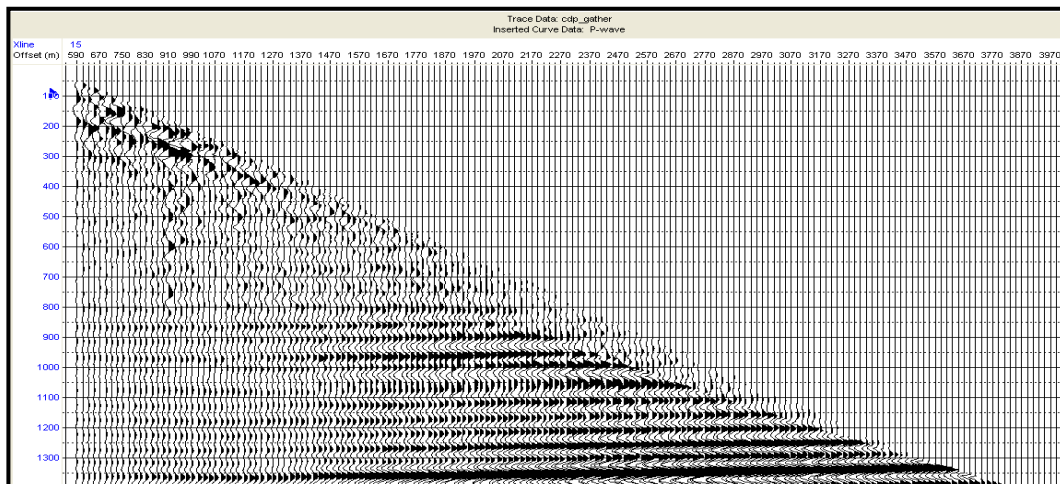
Dari data stack *Inline 47* pada gambar 4.2 kita dapat melakukan observasi terhadap keberadaan zona anomali, dalam observasi ini ditemukan adanya anomali pada kedalaman Glauconitic, yang merupakan bagian dari grup *Manville* yang diperkirakan sebagai *channel* pada kedalaman antara 1000 – 1100 ms. Perubahan amplitudo terlihat jelas mulai dari *Xline* 20 – 60. Amplitudo yang terlihat menunjukkan adanya ketidak menerusan. Pada *Xline* 40 – 50 menunjukkan amplitudo paling rendah.



Gambar 4.2 Anomali pada data *stack* seismik *Inline 47* pada kedalaman Glauconitic, yang merupakan bagian dari Group *Manville*.

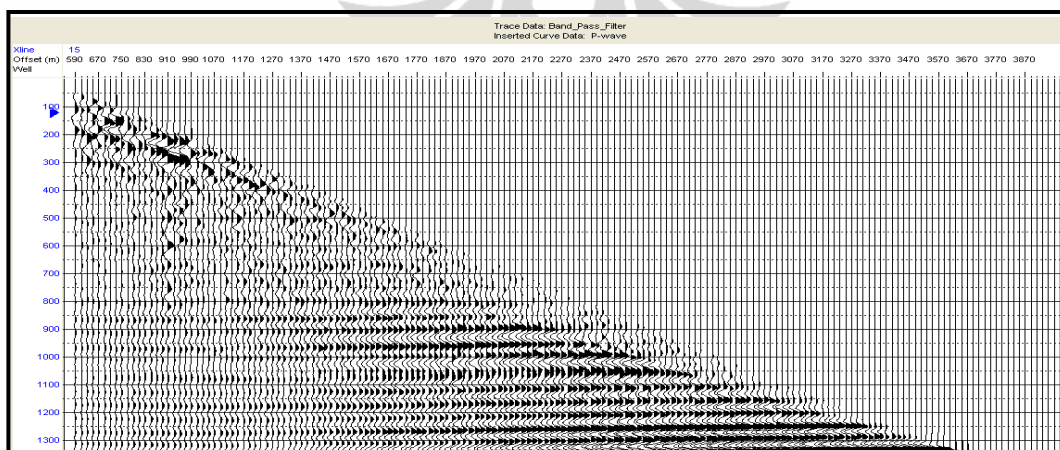
Hasil observasi ini kemudian dihubungkan dengan analisis AVO. Dengan melakukan analisis AVO dapat ditentukan kelas AVO. Sehingga bisa diketahui apakah ada hubungan antara keduanya. Beberapa hal yang perlu dilakukan untuk mengurangi keberadaan *noise* adalah sebagai berikut:

1. Melakukan *muting*, proses ini bertujuan untuk menghilangkan *noise* yang sering muncul di *far traces* data *gather*. *Muting* yang dilakukan adalah *outer mute*. Data *prestack* yang digunakan dalam penelitian ini sudah dilakukan proses *outer mute* sehingga tidak diperlukan proses *muting* lagi, lihat gambar 4.3.



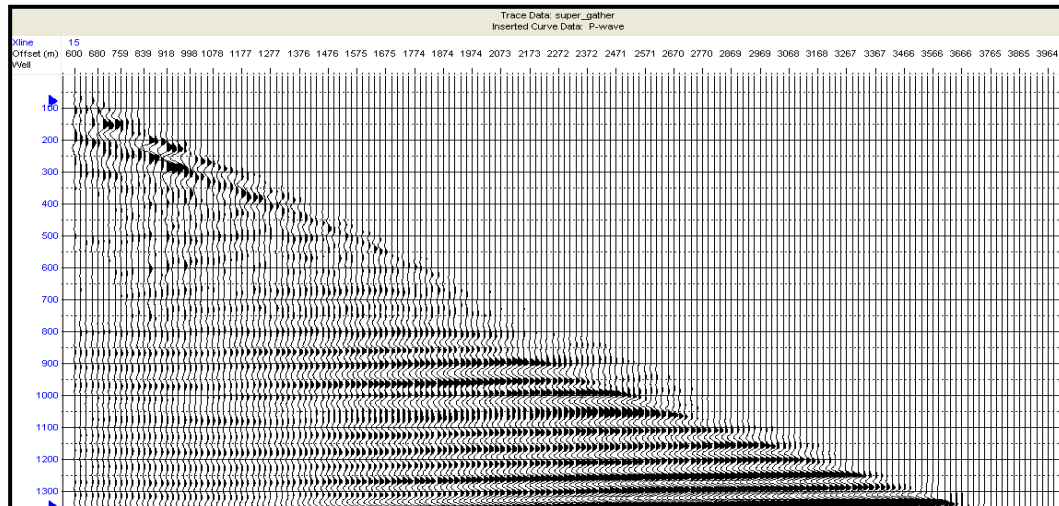
Gambar 4.3 Seismik *gather* *Inline* 15 *Xline* 15, data *gather* sudah mengalami proses *outer mute* sehingga tidak diperlukan lagi *mute*.

2. Pemfilteran. Sering kali data *gather* yang sudah kita *mute* masih meninggalkan *low frequency noise* (*Residual low frequency noise*). Dengan melakukan *bandpass filter* diharapkan *noise*, baik yang berfrekuensi tinggi maupun rendah bisa berkurang. Dalam penelitian ini desain filter yang di pilih adalah 5-10-30-80, lihat gambar 4.4



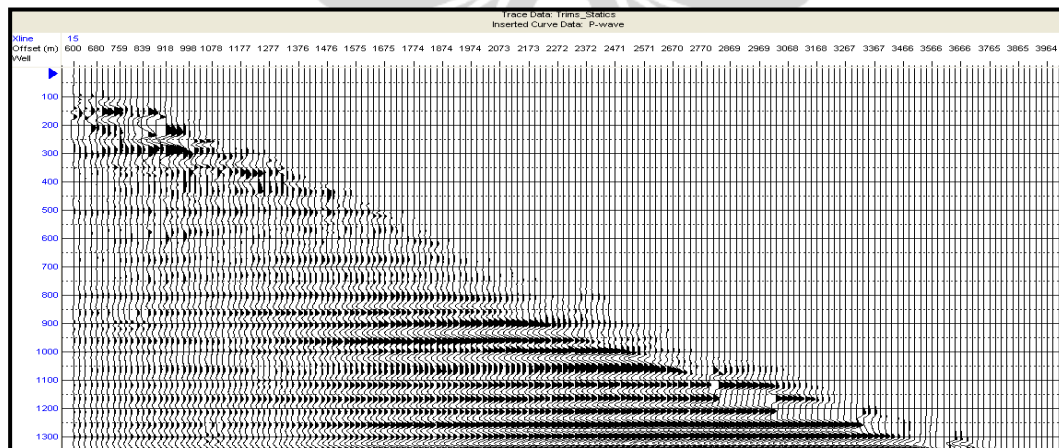
Gambar 4.4, Seismik *gather* setelah *bandpass filter* (5-10-30-80) *Inline* 15 *Xline* 15 hasil filter data terlihat lebih bersih.

3. Proses *supergather* dilakukan untuk meningkatkan rasio antara *signal* dan *noise* (S/N ratio). Proses ini sangat efektif untuk mengurangi keberadaan *random noise*. Gambar 4.5 merupakan contoh *gather* setelah dilakukan proses *supergather*.



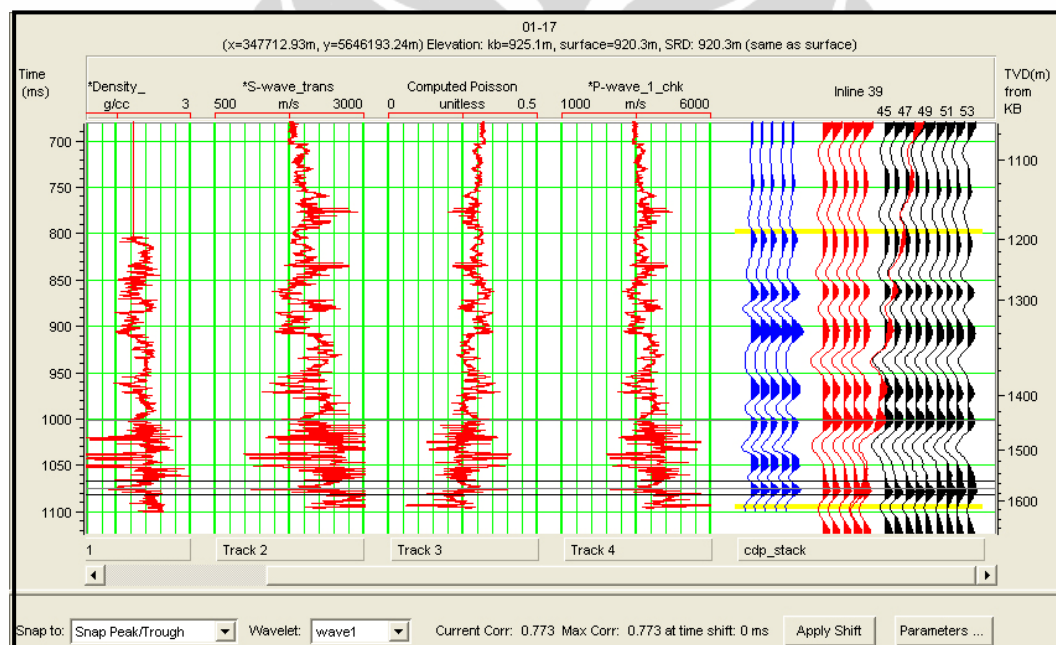
Gambar 4.5 Seismik *gather* setelah *supergather* Inline 15 Xline 15, *random noise* efektif berkurang setelah proses *supergather*

4. *Trim statics*, proses ini bertujuan untuk mengoreksi masalah *residual time alignment*. Seperti kita ketahui bahwa terkadang koreksi NMO tidak cukup sukses meluruskan *traces* dalam CDP yang sama. Proses ini sangat bermanfaat terutama untuk di zona target. Gambar 4.6 merupakan contoh *gather* setelah dilakukan proses *trim statics*.



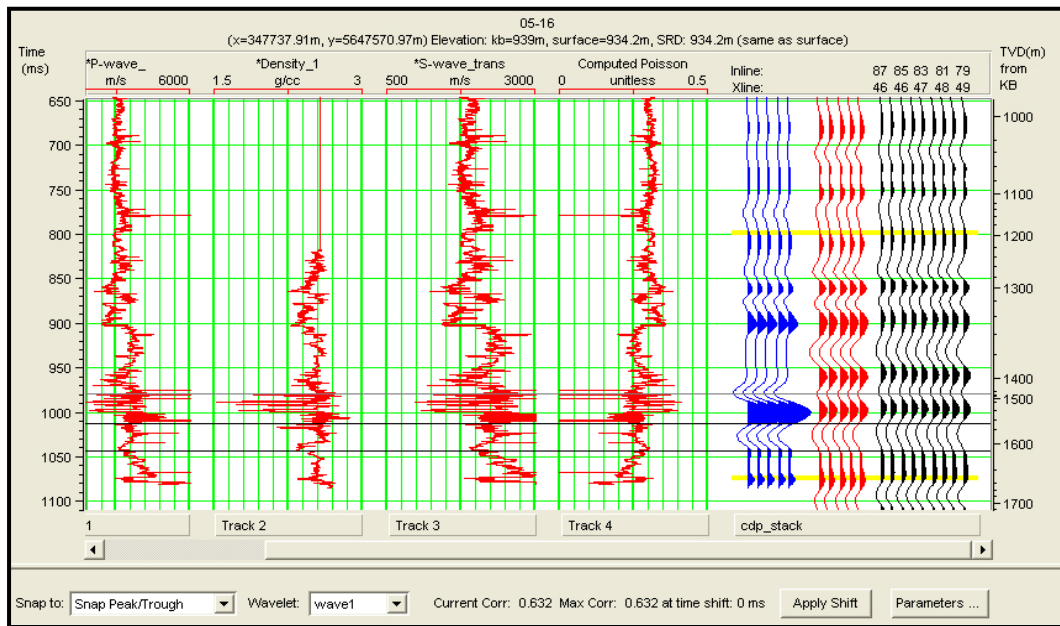
Gambar 4.6 Seismik *gather* setelah *trim statics*, *traces* seismik terlihat lebih lurus setelah proses *trim statics*

Seismogram sintetik dapat dibuat dari data sumur. Seismogram sintetik merupakan hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet*. Koefisien refleksi diperoleh dari data impedansi elastik. *Wavelet* diperoleh dengan melakukan pengekstrakan pada data seismik dengan menggunakan data sumur atau dengan *wavelet* buatan. Pembuatan seismogram sintetik ini bertujuan untuk mengetahui seberapa besar korelasi antara data seismik dan data sumur. *Well Seismic Tie*, proses ini dilakukan dengan cara *stretching* data seismik dengan sintetik seismogram yang dibuat dari data sumur yaitu log sonik dan densitas. Sebelum *well-seismic tie* dilakukan, data log *P-wave* dikoreksi dengan log *check shot survey* terlebih dahulu untuk *time to depth conversion*. Log yang dipakai untuk *well to seismic tie* adalah *P-wave* setelah dilakukan *check shot* dan densitas

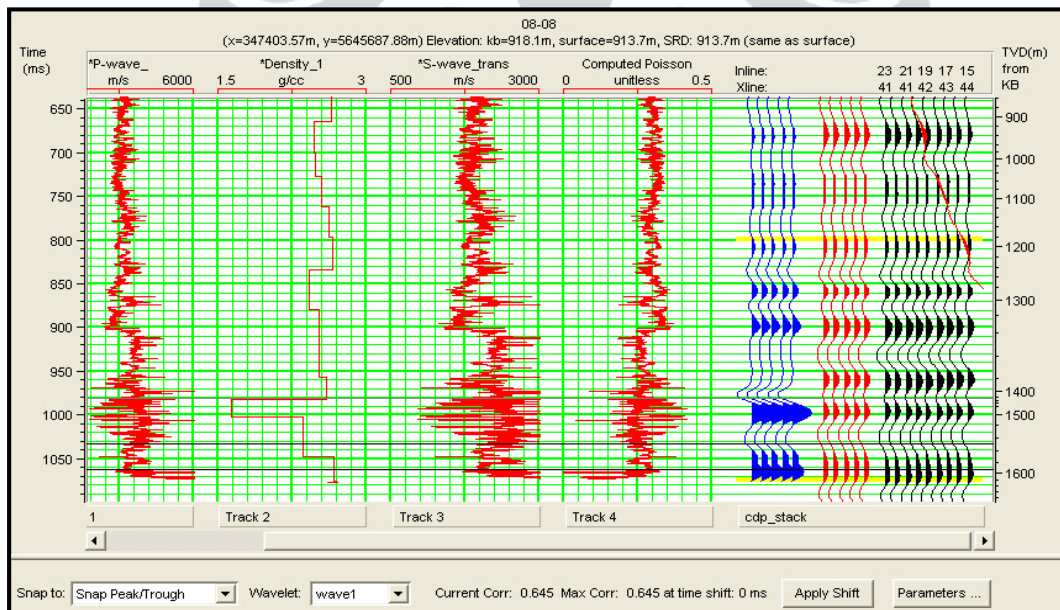


Gambar 4.7 *Well seismic tie* dengan sumur 01-17, besarnya koefisien korelasi 0.773

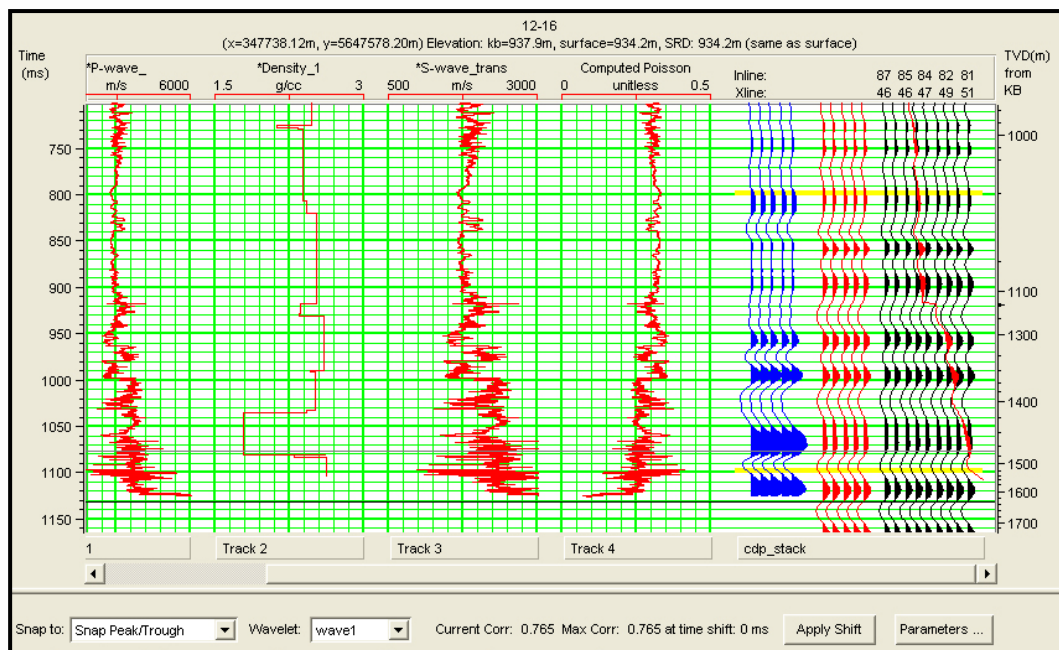
Pada pembuatan seismogram sintetik sumur 01-17 diperoleh nilai *crosscorrelation* sebesar 0.773. Proses pembuatan *wavelet* dilakukan dengan cara ekstraksi *well* dan data seismik. Proses yang sama juga dilakukan pada sumur-sumur yang lain dengan nilai *crosscorrelation* yang bervariasi. Sumur 05-16 dengan nilai *crosscorrelation* 0.632 (gambar 4.8), sumur 08-08 nilai *crosscorrelation* 0.645 (gambar 4.9) dan sumur 12-16 dengan nilai *crosscorrelation* 0.765 (gambar 4.10).



Gambar 4.8 Well seismic tie dengan sumur 05-16, besarnya koefisien korelasi 0.632.



Gambar 4.9 Well seismic tie dengan sumur 08-08, besarnya koefisien korelasi 0.645.

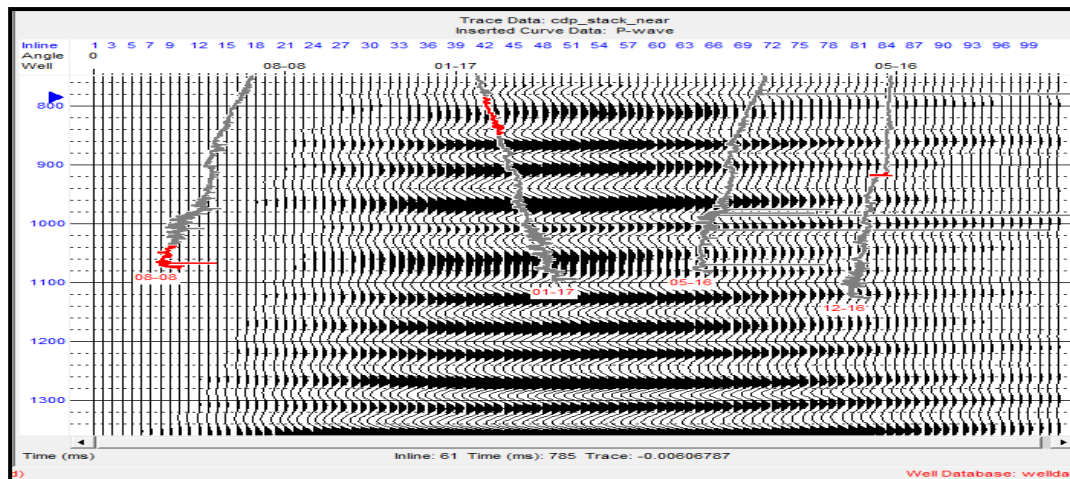


Gambar 4.10 *Well seismic tie* dengan sumur 12-16, besarnya koefisien korelasi 0.765.

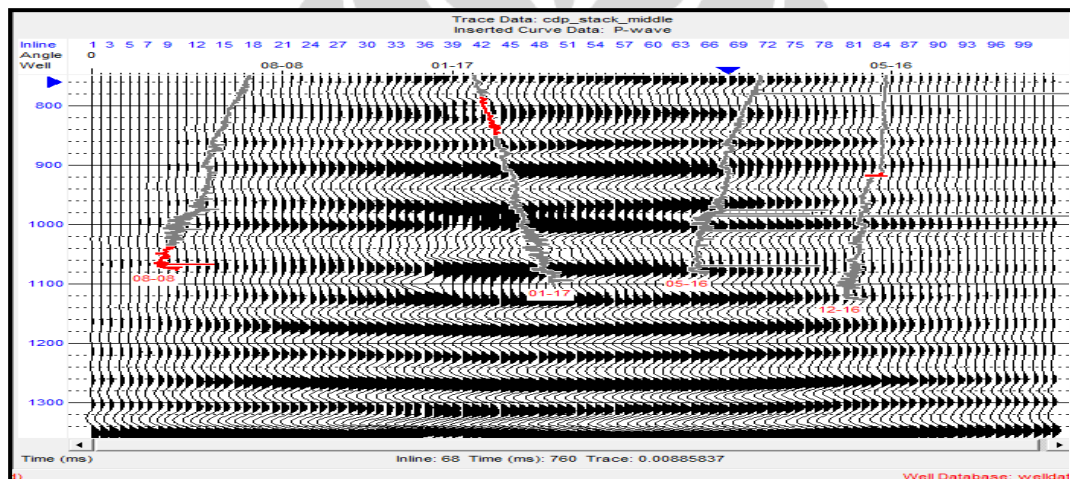
IV.3 Inversi Simultan Lambda – Rho & Mu – Rho

IV.3.1 Parsial stack

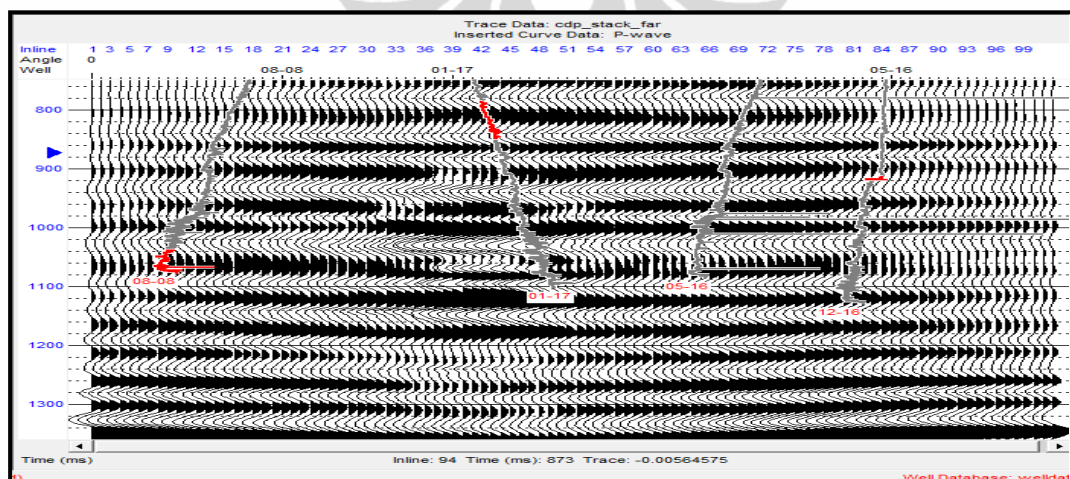
Setelah persiapan data selesai dengan *noise* yang minimum proses pengolahan data dapat dilanjutkan ke tahap selanjutnya. Untuk melihat perubahan nilai amplitudo terhadap sudut dilakukan proses *angle gather*. Tujuan lain dari *angle gather* adalah untuk menentukan sudut optimum di bawah sudut kritis yang masih relevan dengan formulasi AVO. Tahap awal dalam simultan inversi adalah pembuatan *N-trace angle gather*. Ditentukan 3 volume *angle gather* yaitu untuk near offset pada sudut $5^{\circ} - 15^{\circ}$, middle offset sudut $15^{\circ} - 25^{\circ}$ dan far offset sudut $25^{\circ} - 35^{\circ}$. Parsial stack dibuat berdasarkan ketiga volume *angle gather* tersebut yaitu pada gambar 4.11. Dimana terdapat 3 parsial stack masing – masing gambar 4.11a merupakan parsial stack untuk near offset sudut $5^{\circ} - 15^{\circ}$, gambar 4.11b merupakan parsial stack untuk middle offset sudut $15^{\circ} - 25^{\circ}$ dan gambar 4.11c merupakan parsial stack untuk far offset sudut $25^{\circ} - 35^{\circ}$. Terlihat pada gambar 4.11 anomali mulai terlihat pada parsial stack untuk far offset.



Gambar 4.11a Parsial stack near offset, sudut $5^{\circ} - 15^{\circ}$.



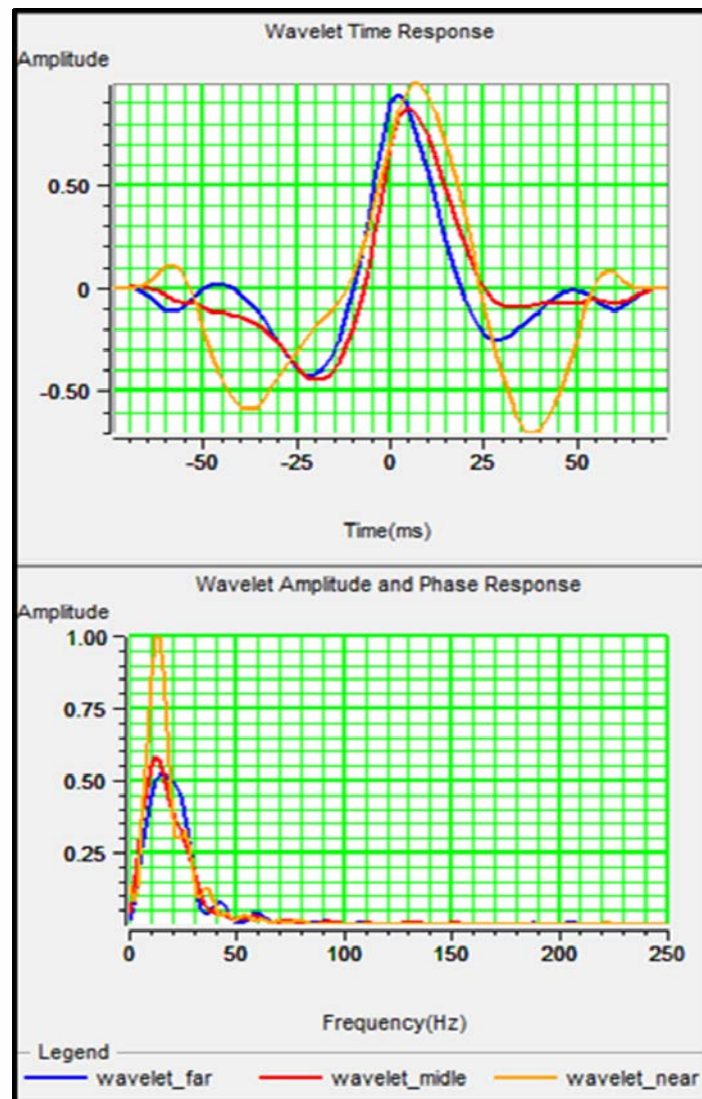
Gambar 4.11b, Parsial stack middle offset, sudut $15^{\circ} - 25^{\circ}$.



Gambar 4.11c, Parsial stack far offset, sudut $25^{\circ} - 35^{\circ}$.

IV.3.2 Estimasi Wavelet

Gambar 4.12 merupakan estimasi wavelet dari ketiga parsial stack, near, middle dan far offset. Masing masing ditunjukkan warna hijau untuk near offset, warna merah untuk medle offset dan warna biru untuk far offset.



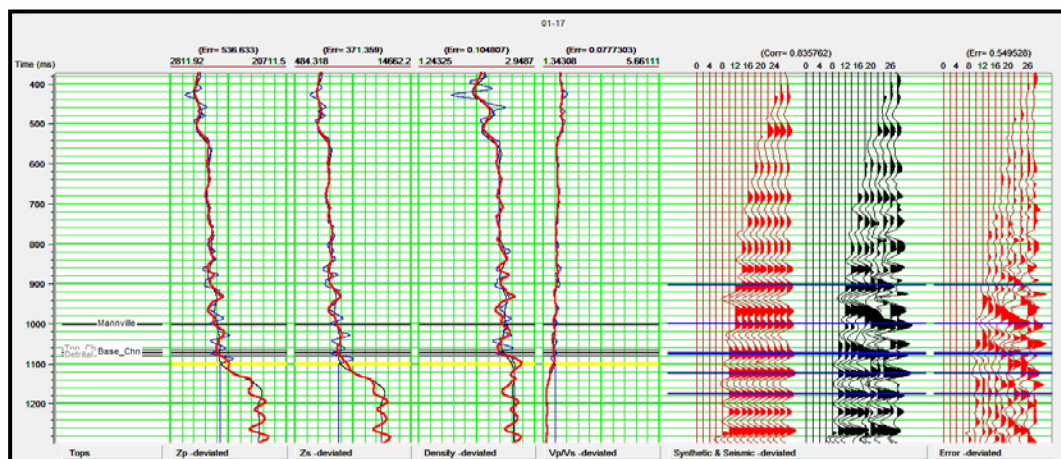
Gambar 4.12. Analisis wavelet parsial stack, near, middle dan far offset

IV.3.3 Inversi untuk menentukan Z_p dan Z_s

Dengan melakukan parameter inversi dari data log dan hasil estimasi wavelet yang telah diperoleh sebelumnya maka kita akan mendapatkan impedansi gelombang P (Z_p) dan gelombang S (Z_s). Prosedur ini dilakukan dengan

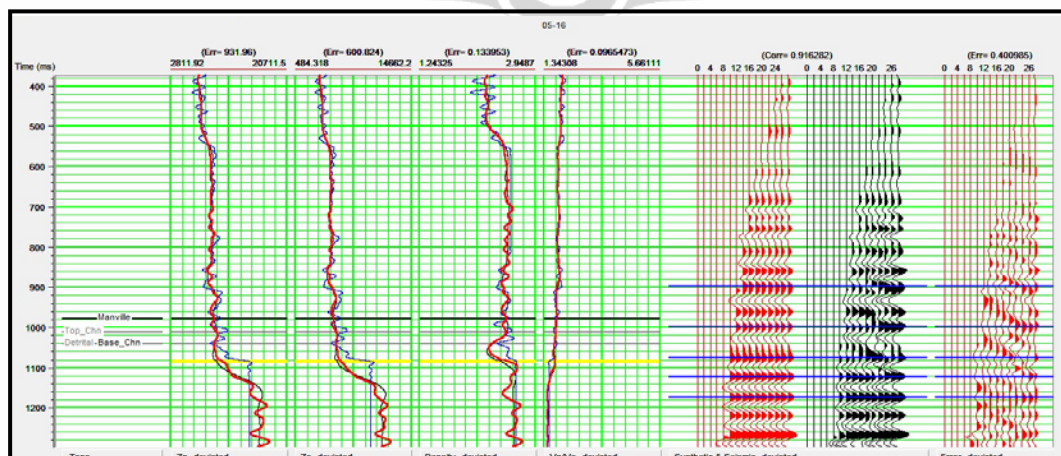
Universitas Indonesia

membangun model awal yang dibatasi pada daerah target dengan mengambil batas dari beberapa. Proses QC dilakukan untuk mengetahui kualitas hasil inversi dari model impedansi P dan impedansi S yang telah dibuat, yang ditunjukkan dengan suatu nilai korelasi hasil inversi dan dapat juga dilihat nilai kesalahan dari hasil inversi secara kuantitatif. Proses QC dilakukan pada tahap awal dengan menghitung koefisien korelasi antara model *gather* (*angle gather* sintetik) dengan tiap sumur.



Gambar 4.13 Korelasi model (*angle gather* sintetik) pada sumur 01-17 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.836

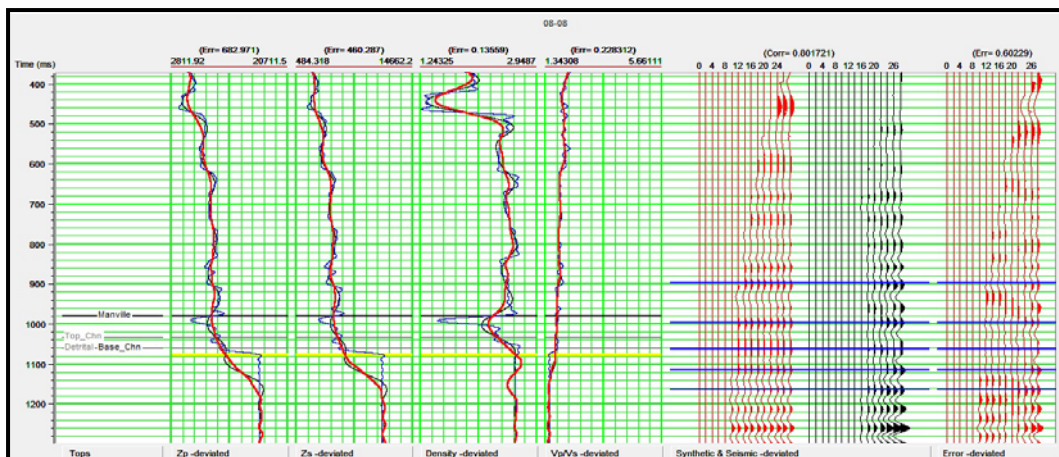
Gambar 4.13 merupakan korelasi model (*angle gather* sintetik) pada sumur 01-17 terhadap data *angle gather* riil. Pada proses pembuatan model ini parameter petrofisika yang dibuat adalah Z_p , Z_s , *Density volume*. Besarnya nilai koefisien korelasi *angle gather* sintetik adalah 0.836 dengan error 0.550.



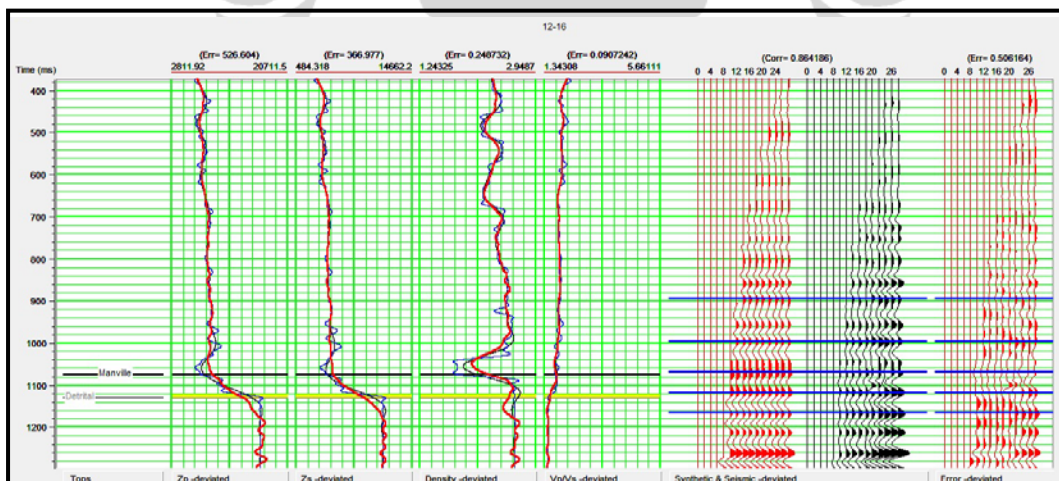
Gambar 4.14 Korelasi model (*angle gather* sintetik) pada sumur 05-16 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.916

Gambar 4.14 merupakan korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 05-16 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.916. Besarnya error adalah 0.401.

Gambar 4.15 merupakan korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 08-08 terhadap data *angle gather* riil. Besarnya koefisien korelasi pada sumur ini adalah 0.802 dengan error 0.602. Besarnya nilai error diakibatkan adanya nilai log yg dihitung di bawah data log terakhir.



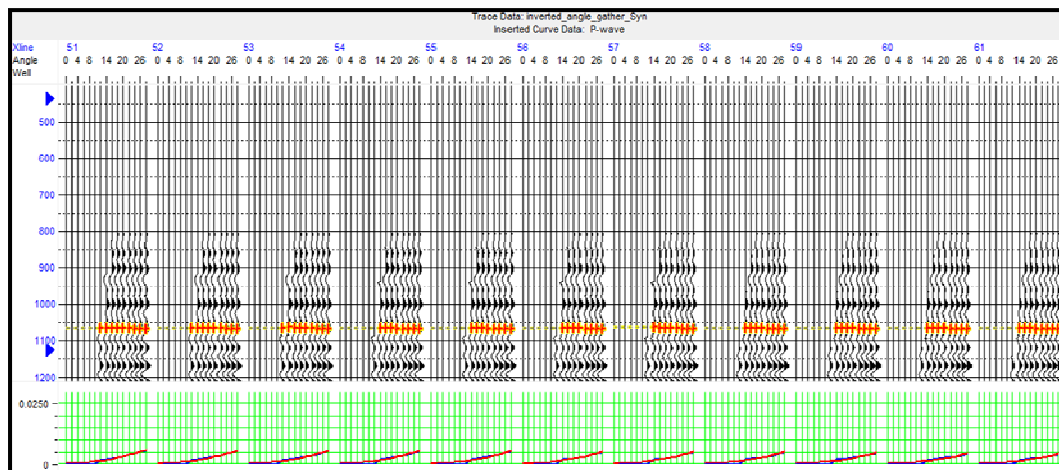
Gambar 4.15 Korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 08-08 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.802



Gambar 4.16 Korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 12-16 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.864

Gambar 4.16 merupakan korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 12-16 terhadap data *angle gather* riil. Besarnya nilai koefisien korelasi pada sumur 12-16 ini adalah 0.864 dengan error 0.506.

Secara umum hasil pembuatan model (*angle gather* sintetik) ini dinilai cukup bagus. Meskipun error yang muncul relatif besar, berkisar antara 0.5 – 0.6, error ini diakibatkan oleh perbedaan frekuensi antara data log sumur dengan frekuensi yang dimiliki data seismik. Gambar 4.17 merupakan analisis pada data *gather* sintetik, *Inline 15 Xline 51 – 61*. Dari analisis AVO menunjukkan bahwa data masuk dalam AVO kelas III



Gambar 4.17, Analisis pada data *gather* sintetik, *Inline 15 Xline 51 – 61*. Dari analisis AVO menunjukkan bahwa data masuk dalam AVO kelas III

Dalam inversi simultan, Z_p , Z_s dan densitas dihitung secara langsung dari data *pre-stack gather*. Gelombang P dan S mempunyai hubungan linier (Castagna et al., 1985) lihat persamaan 4.1. Hubungan antara kecepatan gelombang P dan densitas dinyatakan dalam persamaan Gardner (Gardner et al., 1974), persamaan 4.2. Selanjutnya inversi simultan dilakukan dengan hubungan linier persamaan 4.3 dan 4.4 (CGG VERITAS Workshop, 2008).

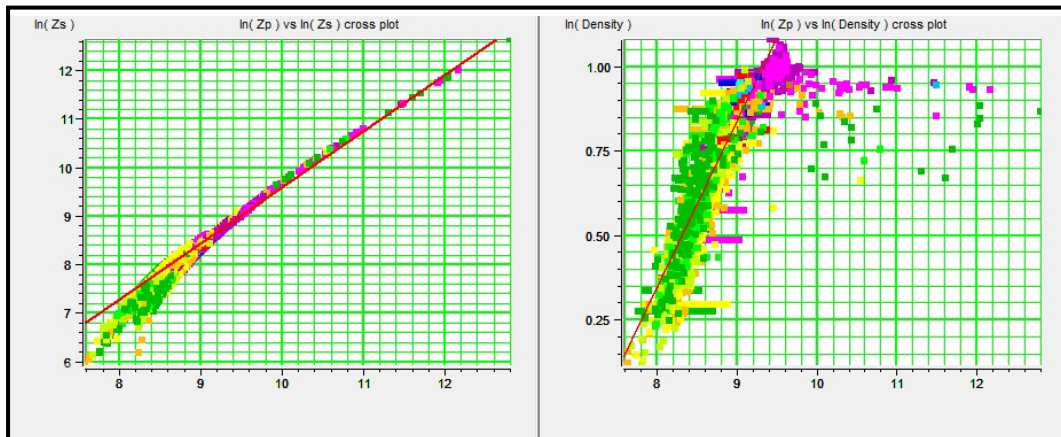
$$V_p = 1.16V_s + 1360 \quad 4.1$$

$$\rho = 0.23V^{0.25} \quad 4.2$$

$$\ln(Z_s) = k \ln(Z_p) + k_c + \Delta L_s \quad 4.3$$

$$\ln(\rho) = m \ln(Z_p) + m_c + \Delta L_D \quad 4.4$$

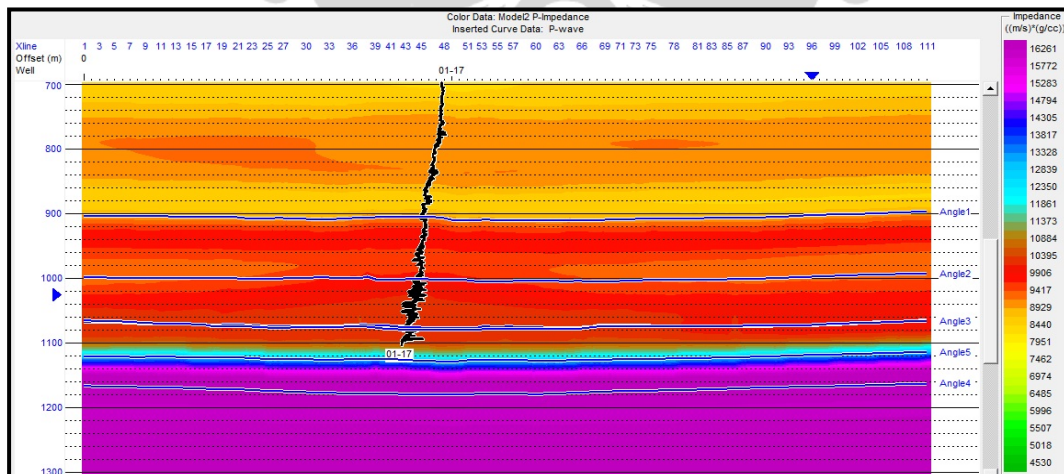
Dalam hal ini koefisien k , k_c , m dan m_c dihitung menggunakan data log sumur. ΔL_s dan ΔL_D merupakan deviasi antara kecenderungan data dengan hasil plot hidrokarbon.



Gambar 4.18 Well color data plot 4 sumur, interpretasi $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$ dan $\ln(\rho)$ untuk penentuan k , k_c , m , m_c , ΔL_S dan ΔL_D .

Gambar 4.18 merupakan well color data dari 4 sumur yang digunakan untuk interpretasi $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$ dan $\ln(\rho)$. Interpretasi ini bertujuan untuk menentukan k , k_c , m , m_c , ΔL_S dan ΔL_D . Dari hasil well color data plot diperoleh :

- k : 1.158
- k_c : -1.988
- m : 0.492
- m_c : -3.590
- ΔL_S : 0.1213
- ΔL_D : 0.0870



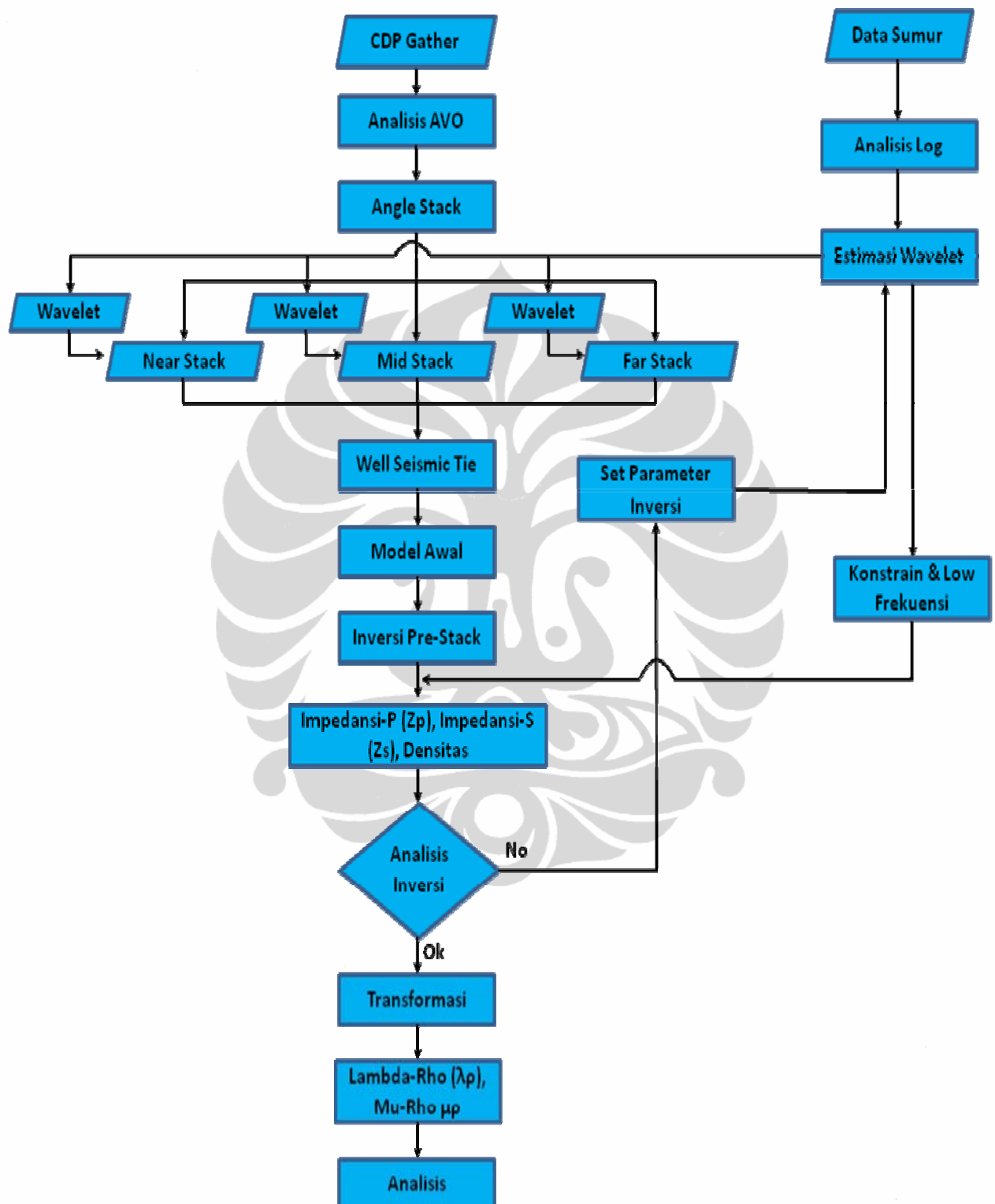
Gambar 4.19 Model impedansi yang dibuat berdasarkan data 4 sumur dengan range impedansi 4500 – 17000 (m/s)*(g/cc)

Dalam penentuan model dilakukan dengan pembatasan waktu konstan antara 800 – 1300 ms, target berada pada kedalaman 1080 ms. Pembatasan ini bertujuan untuk mendapatkan hasil inversi yang maksimal. Proses perhitungan inversi hanya berada dalam koridor waktu yang telah ditentukan, hal ini akan meminimalkan kesalahan/ambiguitas perhitungan. Gambar 4.19 adalah model impedansi yang dibuat berdasarkan data 4 sumur dengan kisaran nilai impedansi 4500 – 17000 (m/s)*(g/cc).

IV.3.4 Interpretasi Lambda – Rho & Mu – Rho

Setelah melakukan proses inversi dan mendapatkan parameter impedansi P (Z_p) dan impedansi S (Z_s), proses selanjutnya adalah melakukan ekstraksi konstanta-konstanta elastik inkompresibilitas fluida (λ) & rigiditas (μ). Harga *lambda* kecil menunjukkan bahwa ada kemungkinan terdapat saturasi gas di dalam reservoir, sedangkan harga *mu* yang tinggi dapat diinterpretasikan bahwa litologi batuan merupakan *sand* (kwarsa). Untuk selanjutnya dilakukan perhitungan untuk menentukan $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$. Ini dapat diperoleh dari persamaan 3.21 dan 3.23. Sehingga bisa dilakukan *cross-plot* antara $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$. Untuk selanjutnya dilakukan interpretasi kuantitatif, dengan memprediksi parameter-parameter petrofisika batuan dan arah penyebarannya. Interpretasi kualitatif, untuk mengetahui tipe atau jenis batuan dan sebagai indikator ada tidaknya akumulasi hidrokarbon.

IV.4 Diagram Alir Pengolahan Data



Gambar 4.20 Diagram alir pengolahan data

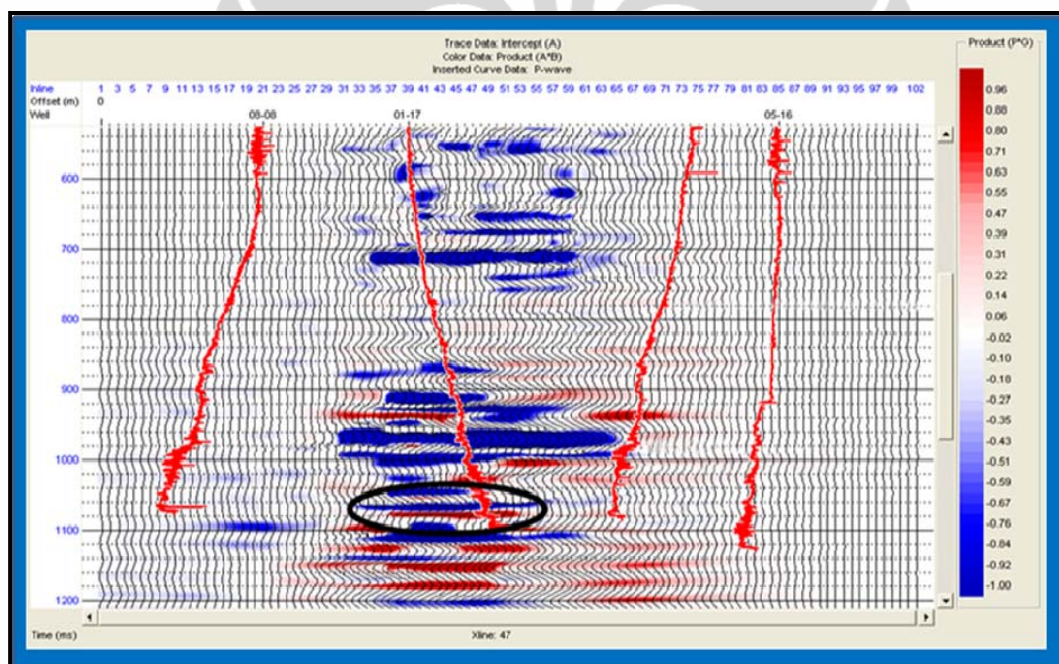
BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

Zona target dalam penelitian ini merupakan *channel* Glauconitic pada grup Manville. Formasi ini merupakan sedimen dari *incised valley fill*. Pada formasi Detrital juga ditemukan *incised valley fill* yang distribusinya bervariasi pada tiap-tiap kedalaman.

V.1 Analisis AVO

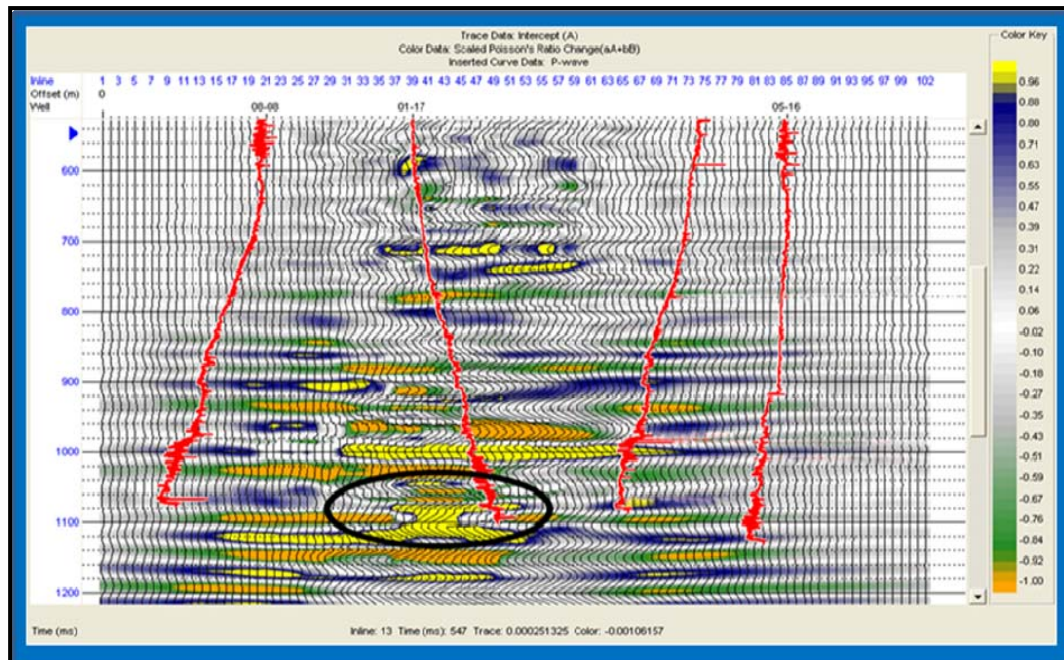
Dari hasil analisis AVO didapatkan data masuk dalam kelas AVO III. Hal ini ditunjukkan dari hasil analisis *pick*. Dari analisis gradien dan intersep diperoleh sebaran atribut.



Gambar 5.1 *Product intercept* dan *gradient* ($A*B$) pada data seismik *Xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16, jangkauan data -1 s/d 1

Gambar 5.1 merupakan *product intercept* dan *gradient* ($A*B$) pada data seismik *Xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Dari penampang seismik yang di-*overlay* dengan *color data product* ($A*B$), dari gambar ini keberadaan gas pada zona target mampu terdeteksi (elips warna hitam), hasil ini terdeteksi dengan nilai positif (warna merah) di zona target (1060 – 1080 ms) di sekitar sumur 01-

17. Anomali gas tidak terlihat dengan begitu jelas karena target yang tidak begitu tebal (dari data sumur sekitar 7 m) dan adanya ambiguitas data karena nilai-nilai positif yang muncul di tempat lain.



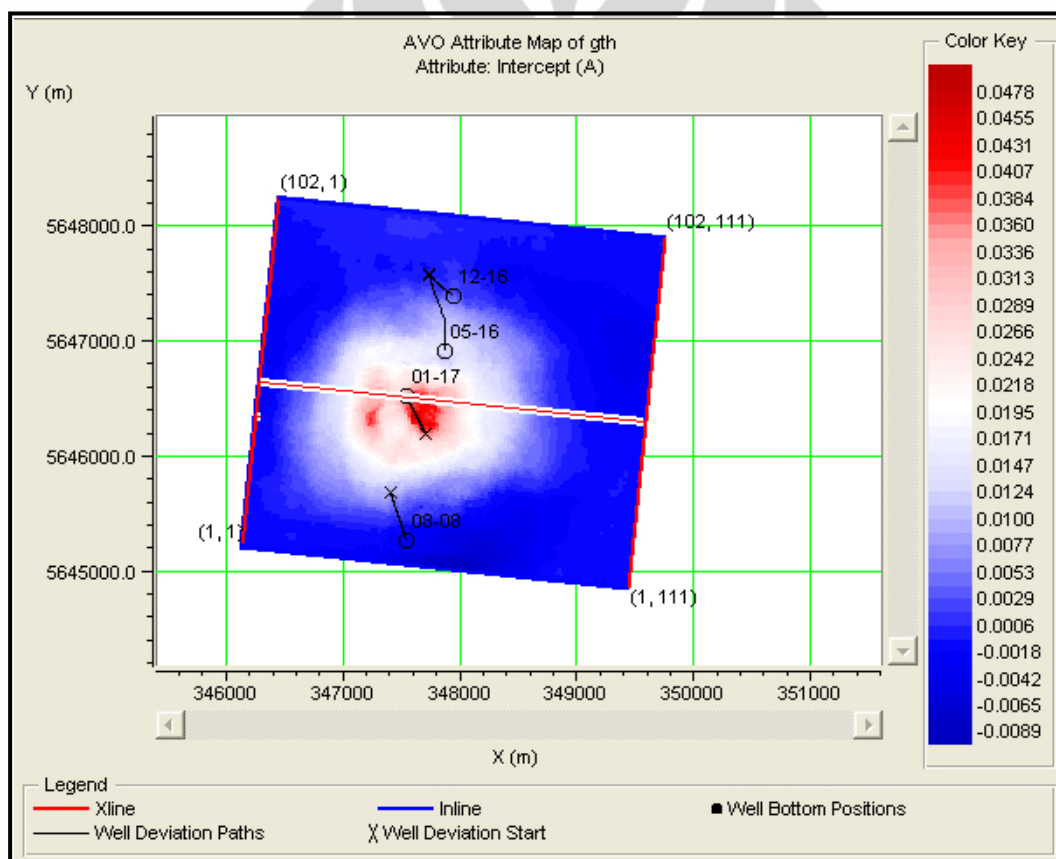
Gambar 5.2 *Scaled Poisson's Ratio* pada data seismik *xline 47*, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16, jangkauan data -1 s/d 1

Dari *secondary attribute, scaled Poisson's ratio* gambar 5.2 di atas, terlihat adanya kontras nilai yang cukup tajam di sekitar sumur 01-17 (elips warna hitam). Kontras nilai *scaled poisson's ratio* ini diinterpretasikan berasosiasi dengan keberadaan gas yang juga terdeteksi pada gambar 5.1. *Poisson's ratio* merupakan perbandingan antara kecepatan gelombang kompresional terhadap gelombang geser. Kecepatan gelombang P dan S akan sangat sensitif terhadap perubahan saturasi fluida di dalam pori batuan. Oleh sebab itu keberadaan gas di zona target sekitar sumur 01-17 mempengaruhi nilai dari *scaled Poisson's ratio* sehingga terlihat adanya kontras yang cukup tajam di sekitar area ini. Akan tetapi kontras tersebut juga terlihat tidak hanya di zona target saja. Hal ini masih menimbulkan ambiguitas dalam interpretasi data seismik lapangan ini. Sehingga perlu dilakukan analisis lain untuk memperjelas anomali di zona target.

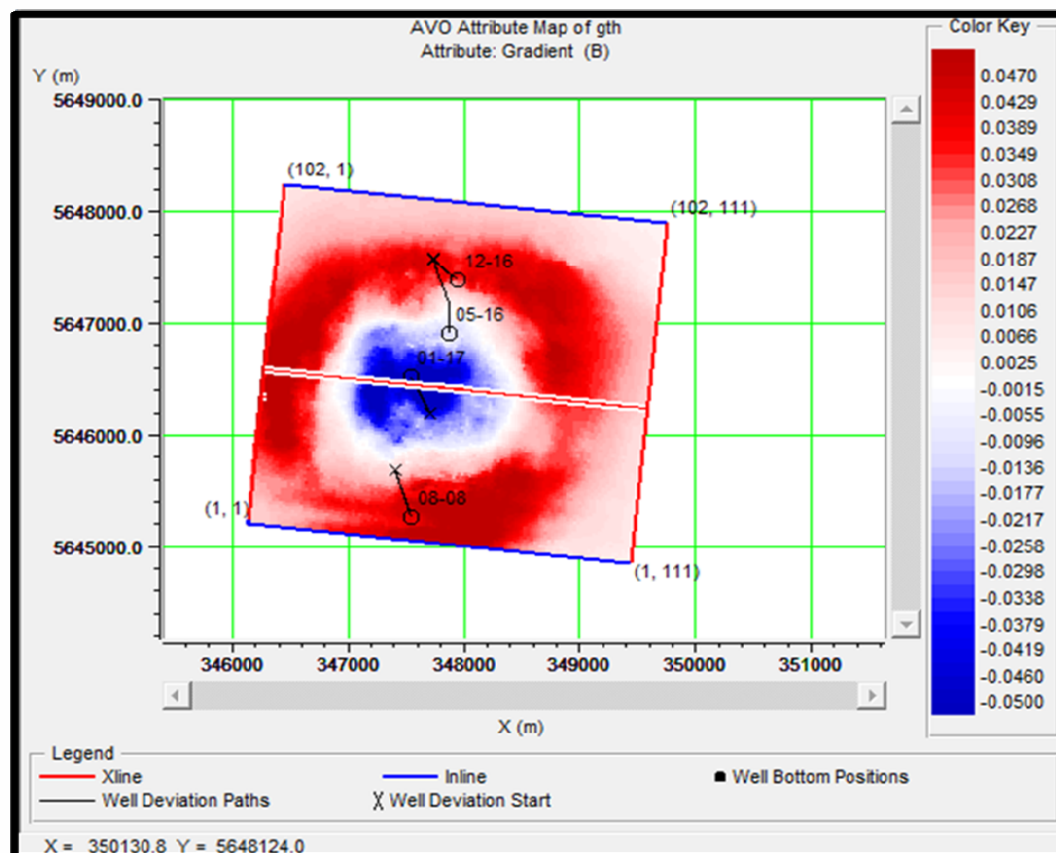
Untuk selanjutnya dari hasil analisis atribut yang meliputi intersep (A), gradien (B), *secondary attribute* (A*B) dan *Scaled Poisson's ratio* dibuat peta

sebaran masing-masing atribut tersebut. Peta – peta ini dibuat berdasarkan horison gth yang merupakan horison dari *top channel* Glauconitic.

Gambar 5.3 merupakan Peta AVO intersep A pada horison *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru. Pada peta ini terlihat adanya nilai positif yang sangat kontras di sekitar sumur 01-17 dengan ditandai adanya warna merah di lokasi ini. Sementara untuk sumur sumur lainnya tidak berada cukup dekat dengan keberadaan anomali ini. Seperti halnya pada sumur 12-16 dan 08-08 yang berada cukup jauh dari zona anomali ini, sementara untuk sumur 05-16 *bottom* sumurnya mendekati arah anomali.

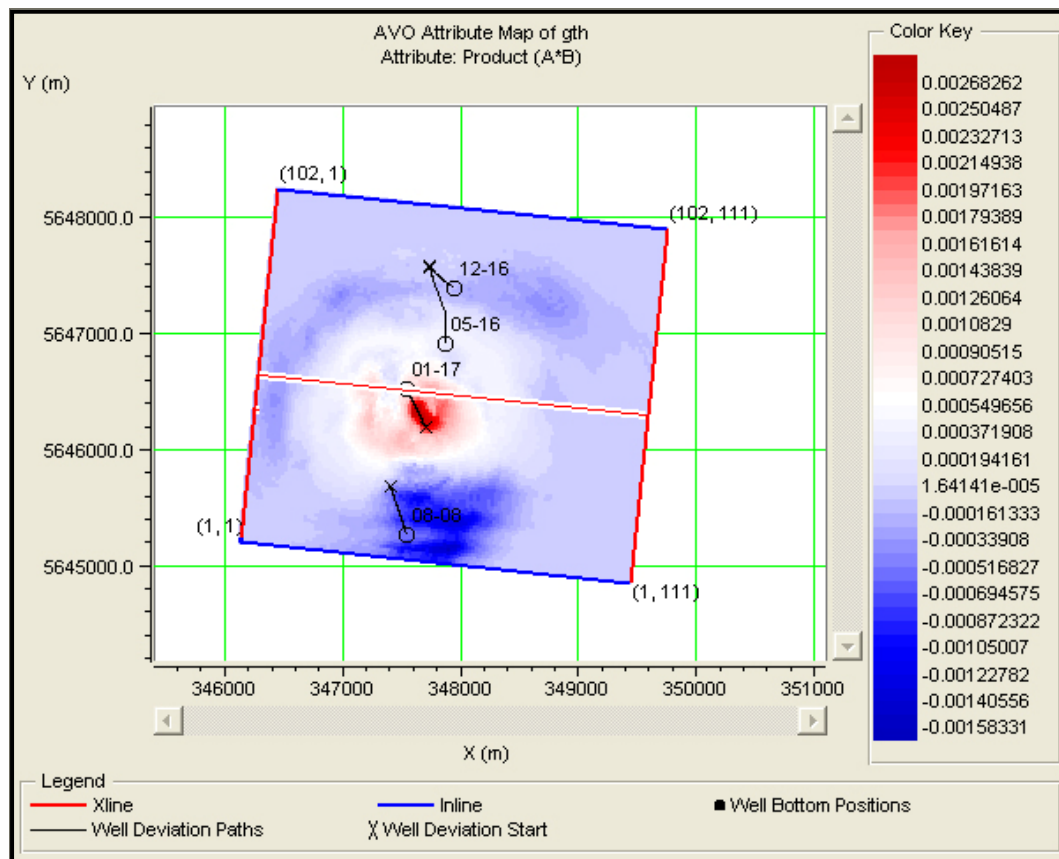


Gambar 5.3 Peta intersep (A) AVO pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru.



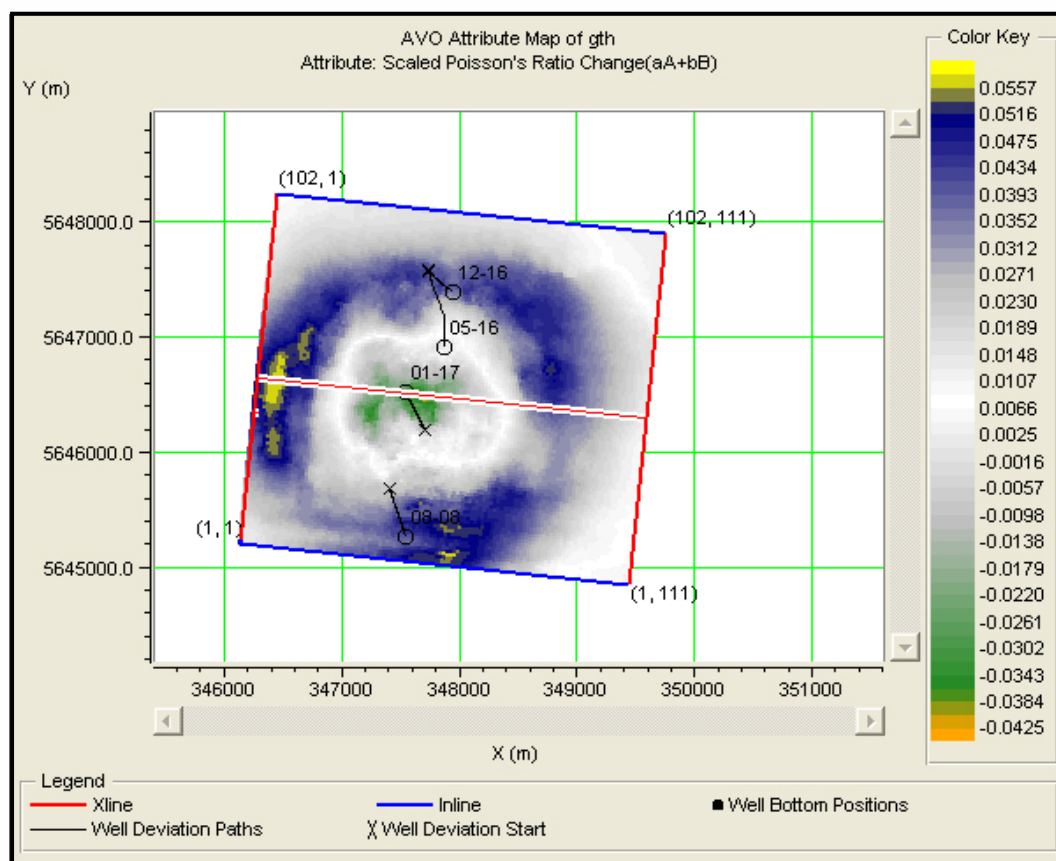
Gambar 5.4 Peta gradien (B) AVO pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru

Gambar 5.4 merupakan peta gradien (B) AVO pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru. Terlihat bahwa gradien negatif terdapat di sekitar sumur 01-17, sehingga dapat dikatakan bahwa Kelas AVO disekitar sumur 01-17 masuk dalam AVO kelas I (intersep bernilai positif, lihat gambar 5.3). Keberadaan *high impedance gas sand* (yang relatif terhadap *shale* yang menutupinya) ditandai dengan adanya gradien negatif. Pola penyebaran gradien negatif inipun masih terbatas disekitar sumur 01-17. Nilai positif yang diwakili dengan warna merah terlihat mengelilingi lokasi sumur 01-17 dan 05-16. Anomali ini berbentuk seperti cincin.



Gambar 5.5 Peta *secondary attribute product* ($A*B$) pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru

Gambar 5.5 merupakan peta *secondary attribute product* ($A*B$) pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru. Dari gambar 5.5 ini dapat dilihat bahwa nilai positif dari *product* ($A*B$) berada di sekitar sumur 01-17 dan *bottom* dari sumur 05-16. Dalam analisis AVO respon positif dari *product* ($A*B$) bisa dijadikan sebagai indikator hidrokarbon secara langsung (*DHI*). Dari peta ini kita semakin yakin dengan keberadaan gas di sekitar sumur 01-17 dan 05-16. Sedangkan anomali yang berlawanan terlihat di sekitar sumur 08-08. Respon negatif dengan sangat kuat terlihat di sekitar sumur ini. Sementara itu di sumur 12-16 tidak menunjukkan suatu *bright spot* yang cukup berarti.



Gambar 5.6 Peta *secondary attribute scaled Poisson's ratio* pada horison *gth top channel* Glauconitic

Gambar 5.6 merupakan peta *secondary attribute scaled Poisson's ratio* pada horison *gth top channel* Glauconitic. Dari gambar 5.6 terlihat adanya anomali negatif di sekitar sumur 01-17 dan 05-16. Seperti dijelaskan di depan bahwa *Poisson's ratio* merupakan perbandingan antara kecepatan gelombang kompresional terhadap gelombang geser. Kecepatan gelombang P dan S akan sangat sensitif terhadap perubahan saturasi di dalam pori batuan. Oleh sebab itu keberadaan gas di zona target sekitar sumur 01-17 mempengaruhi nilai dari *scaled Poisson's ratio* sehingga terlihat adanya kontras yang cukup tajam di sekitar area ini. Hal ini dapat dikaitkan dengan adanya perubahan *Poisson's ratio* di area ini yang mengindikasikan adanya gas.

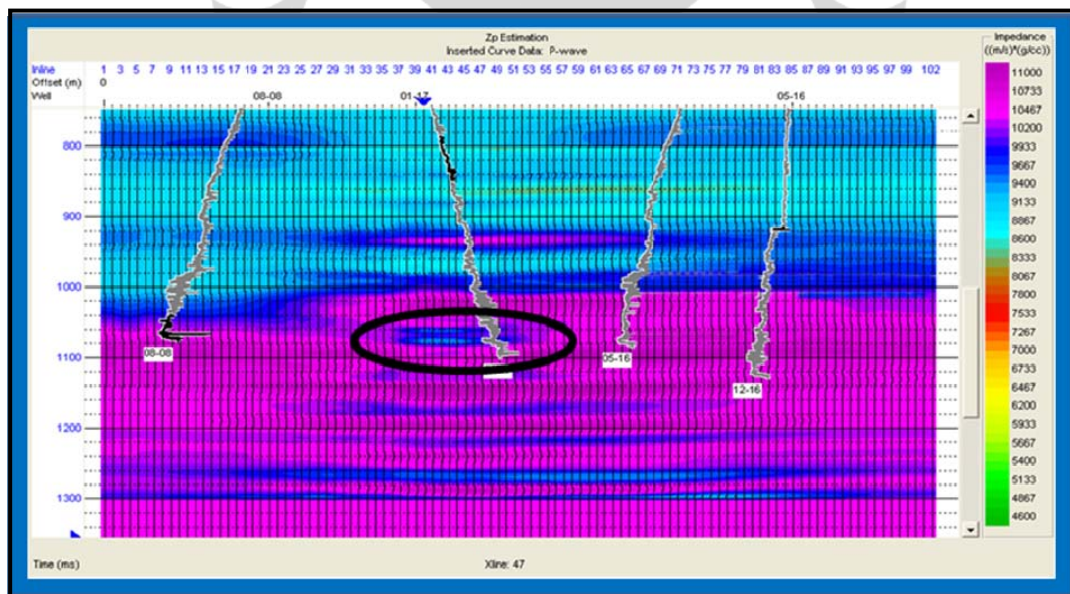
V.2 Inversi Simultan

Dalam inversi simultan, Z_p , Z_s dan densitas dihitung secara langsung dari data *pre-stack gather*. Inversi simultan (*Pre-Stack Inversion*) dalam penelitian

Universitas Indonesia

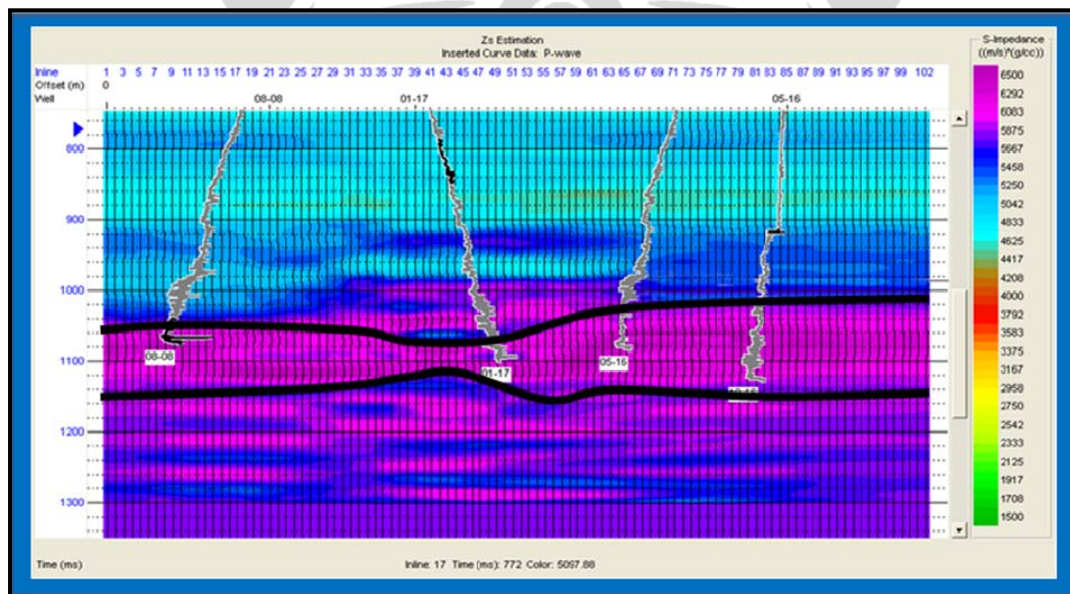
ini ditujukan untuk pendeteksian gas. Untuk tujuan ini atribut yang dipilih adalah *Lambda-Mu-Rho*. Dari hasil inversi simultan dilakukan *cross plot Lambda – Rho* terhadap *Mu – Rho* untuk zonasi gas yang kemudian di-*overlay* dengan seismik. Setelah estimasi nilai dari R_p dan R_s diperoleh dari *picking* data *angle gather*, penentuan estimasi Z_p dan Z_s diperoleh dari model awal impedansi.

Gambar 5.7 merupakan estimasi Z_p pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Jangkauan nilai estimasi Z_p berkisar antara 4500 s/d 11000. Dari gambar ini terlihat adanya anomali di sekitar sumur 01-17 (elips warna hitam) terdapat kontras nilai Z_p pada kedalaman 1060 – 1080. Dimana nilai Z_p pada kedalaman 1000 ms sudah mengalami kenaikan, tetapi ditemukan adanya penurunan Z_p pada kedalaman 1060 – 1080 ms. Parameter Z_p diekstrak dari nilai reflektifitas gelombang P (R_p). Hal ini sesuai dengan karakter gelombang P, di mana kecepatan gelombang P akan mengalami penurunan ketika melalui medium pori yang berisi gas. Penurunan kecepatan gelombang P akan berakibat adanya penurunan nilai Z_p . Pada data lapangan Blackfoot hal ini terlihat dengan cukup baik di sekitar sumur 01-17 (elips warna hitam gambar 5.7).

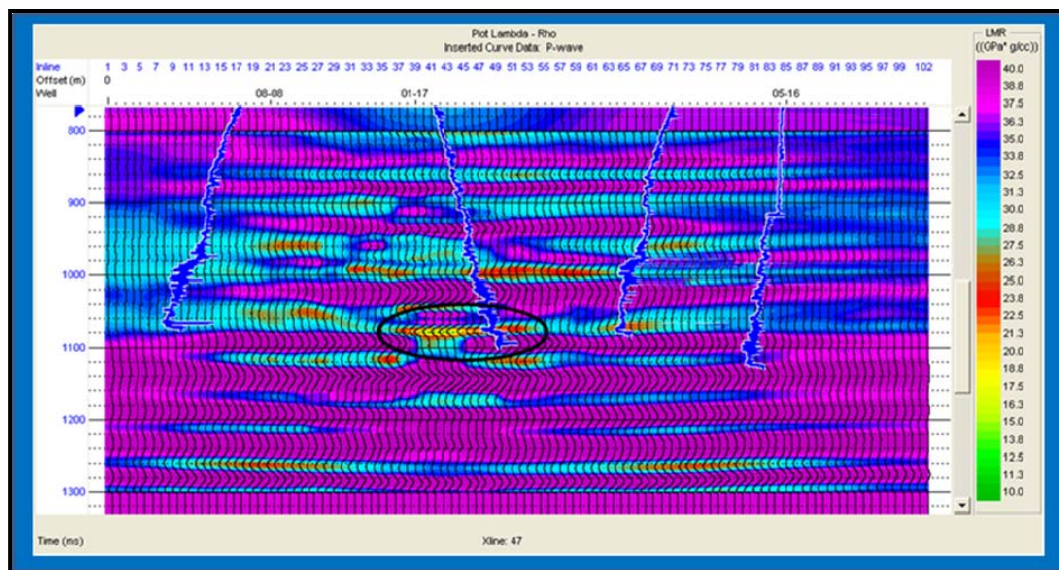


Gambar 5.7 Ekstraksi Z_p pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16

Gambar 5.8 merupakan estimasi Z_s pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Dari proses inversi mengekstrak nilai Z_s dari reflektifitas gelombang S (R_s) jangkauan nilai estimasi Z_s antara 1500 s/d 6500. Kecepatan gelombang S akan mengalami kenaikan (bertambah) secara signifikan ketika melalui medium yang memiliki porositas tinggi seperti *sand*/kwarsa. Dan akan relatif mengalami penurunan apa bila menjalar melalui medium yang lebih *tight* seperti *shale*. Kenaikan kecepatan gelombang S ini akan diikuti naiknya impedansi gelombang S (Z_s), sehingga batuan yang berupa *sand*/kwarsa akan cenderung memiliki harga impedansi S yang relatif lebih besar di bandingkan dengan *shale*. Pada gambar 5.8 terlihat kenaikan impedansi S dari *inline* 1 mulai pada kedalaman 1040 ms berlanjut sampai *inline* 35 kemudian sedikit menjadi lebih dalam sampai *inline* 55 dan kemudian menjadi lebih dangkal pada kedalaman 1000 ms sampai pada *inline* 102. Sementara batas bawah nilai impedansi S yaitu pada *inline* 1 pada kedalaman 1040 ms sampai pada *inline* 102 berkisar pada kedalaman 1130 ms. Pada data ini lapangan Blackfoot ini jelas terlihat adanya indikasi lapisan batu pasir pada grup Manville terutama pada *channel* Glauconitic.



Gambar 5.8 Ekstraksi Z_s pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16

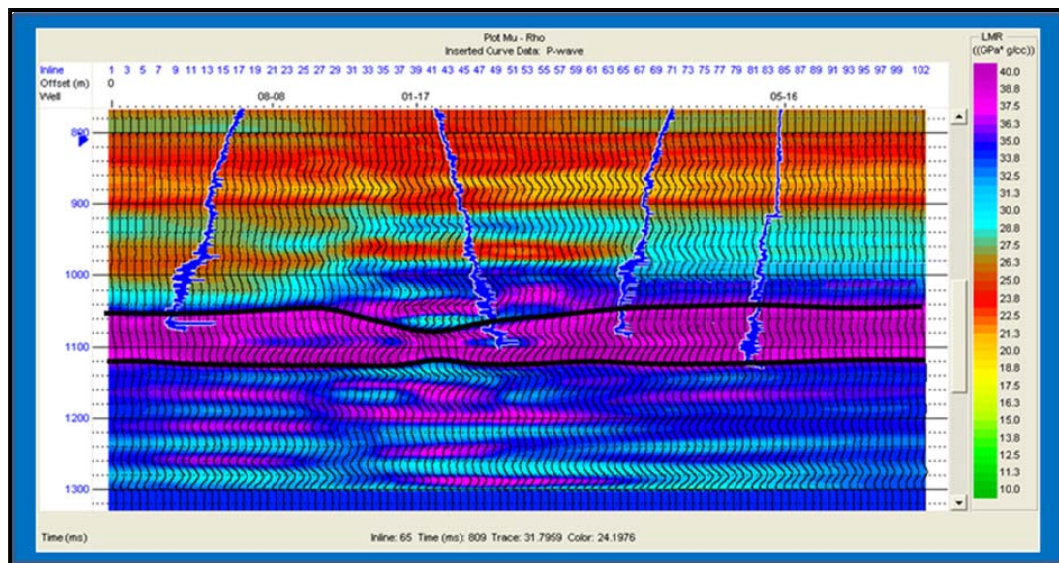


Gambar 5.9 Ekstraksi parameter petrofisika $\Lambda - \rho$ pada data seismik $xline$ 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16

Pada gambar 5.9 merupakan hasil ekstraksi parameter petrofisika $\Lambda - \rho$ pada data seismik $xline$ 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Dari hasil ekstraksi diperoleh jangkauan nilai $\Lambda - \rho$ antara 10 s/d 40 $GPa \cdot g/cc$. Parameter λ , *incompressibility* merupakan kemampuan batuan untuk tidak tertekan, dengan kata lain kemampuan batuan untuk mempertahankan volumenya ketika ada tekanan. Seperti halnya pada pembahasan impedansi Z_p , keberadaan gas di dalam ruang berpori akan mengakibatkan penurunan secara drastis kecepatan gelombang P. Hal ini diakibatkan karena penurunan modulus *bulk* lebih tinggi dibandingkan penurunan *bulk* densitas. Ini akan mengakibatkan nilai inkompresibilitas batuan *drop*. Sehingga kemampuan batuan untuk mempertahankan volumenya menjadi berkurang. Oleh sebab itulah maka nilai λ akan menjadi kecil.

Pada analisis hasil ekstraksi $\Lambda - \rho$ pada lapangan Blackfoot, penurunan nilai λ ditemukan di sekitar sumur 01 – 17 (elips warna hitam gambar 5.9). Indikasi keberadaan gas terlihat cukup baik di daerah ini yaitu dengan nilai $\Lambda - \rho < 20 GPa \cdot g/cc$. Di beberapa lokasi lain terdapat anomali – anomali yang bersifat lokal juga tetapi nilai $\Lambda - \rho > 20 GPa \cdot g/cc$, anomali ini sesuai dengan *drop* impedansi P (Z_p) dari analisa sebelumnya. Hal ini akan semakin jelas ketika kita melakukan *cross plot* $\Lambda - \mu - \rho$.

Universitas Indonesia

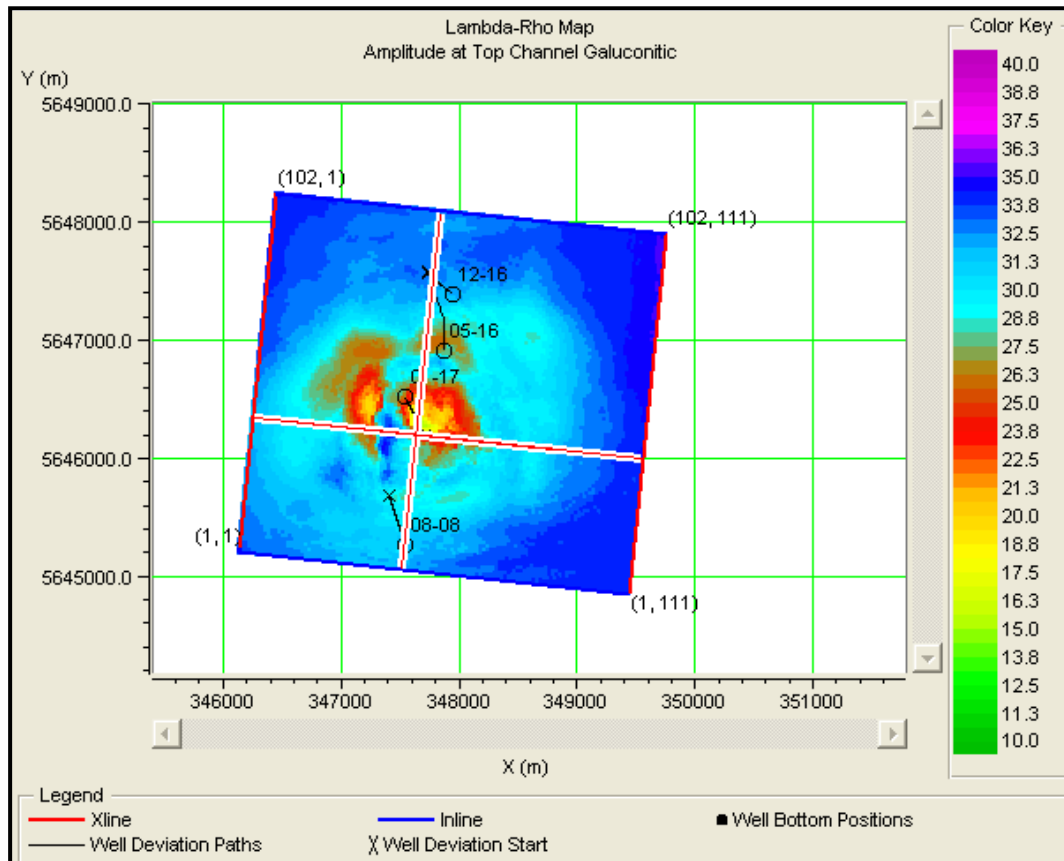


Gambar 5.10 Ekstraksi parameter petrofisika $\mu - \rho$ pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16

Gambar 5.10 merupakan hasil Ekstraksi parameter petrofisika $\mu - \rho$ pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Dari hasil ekstraksi diperoleh jangkauan nilai $\mu - \rho$ antara 10 s/d 40 GPa*g/cc. Parameter μ menyatakan rigiditas batuan. Rigiditas adalah kemampuan batuan untuk mempertahankan bentuknya. Kemampuan ini tidak bergantung pada fluida pengisi pori batuan tetapi lebih pada *framework* batuan. Ketika kecepatan gelombang S menjalar melalui dua buah medium yang memiliki *framework* berbeda misalnya dari *shale* ke *sand*, maka akan terjadi lonjakan kecepatan gelombang S. Hal ini terjadi karena perbedaan *framework* batuan antara *shale* dan *sand*. *Shale* memiliki nilai rigiditas yang kecil dibandingkan nilai rigiditas *sand*.

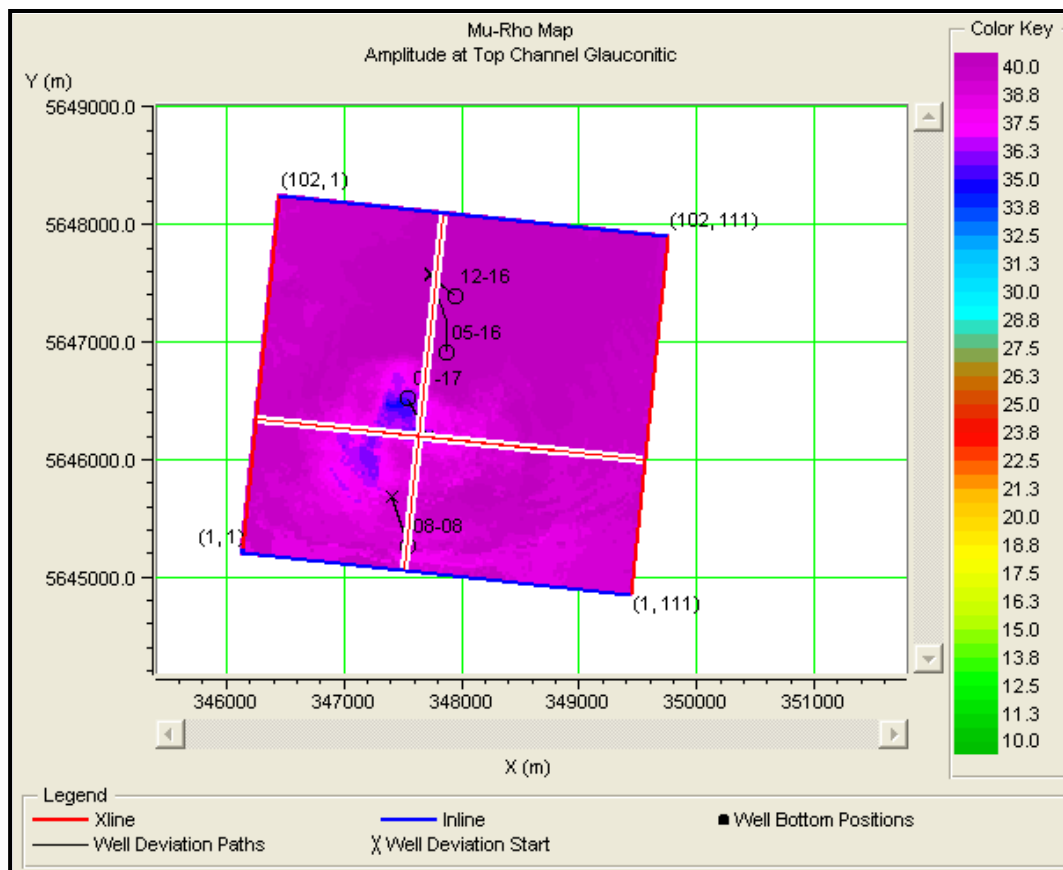
Pada analisa ekstraksi $\mu - \rho$ diperoleh suatu zona dengan nilai > 35 GPa*g/cc. Zona ini dijumpai mulai dari *inline* 1 pada kedalaman 1040 ms sampai pada *inline* 30 kemudian menjadi lebih dalam sampai pada kedalaman 1060 ms pada *inline* 40 dan kemudian menjadi relatif dangkal pada *inline* 65 pada kedalaman 1130 ms sampai *inline* 102. Sementara pada batas bawah, mulai dari *inline* 1 pada kedalaman 1120 ms dan relatif sama sampai pada *inline* 102. Zona inilah yang di indikasikan sebagai litologi *sand* pada grup Manville, lebih spesifik pada *channel* Glauconitic. Penemuan ini bersesuaian dengan analisis impedansi S (Z_s) sebelumnya.

Pada analisis ekstraksi $\Lambda - \rho$ (gambar 5.9) dan $\mu - \rho$ (gambar 5.10), parameter ρ , densitas dimasukkan sebagai kompensasi sehingga dalam pembuatan *cross plot* untuk menghilangkan efek perubahan densitas, sehingga ketika membuat *cross plot* $\Lambda - \mu - \rho$ kedua sumbu sudah tidak terpengaruh oleh efek perubahan densitas.



Gambar 5.11 Peta parameter petrofisika $\Lambda - \rho$ pada *top channel* Glauconitic

Gambar 5.11 merupakan peta hasil ekstraksi petrofisika $\Lambda - \rho$ pada *top channel* Glauconitic. Dari peta ini terlihat bahwa sebaran $\Lambda - \rho$ rendah berada di sekitar sumur 01-17. Pada pembahasan sebelumnya, adanya nilai $\Lambda - \rho$ rendah ini sebagai indikasi keberadaan gas yang mengisi ruang pori batuan pada *channel* Glauconitic. Adanya gas mengakibatkan sifat inkompresibilitas batuan menjadi *drop*.

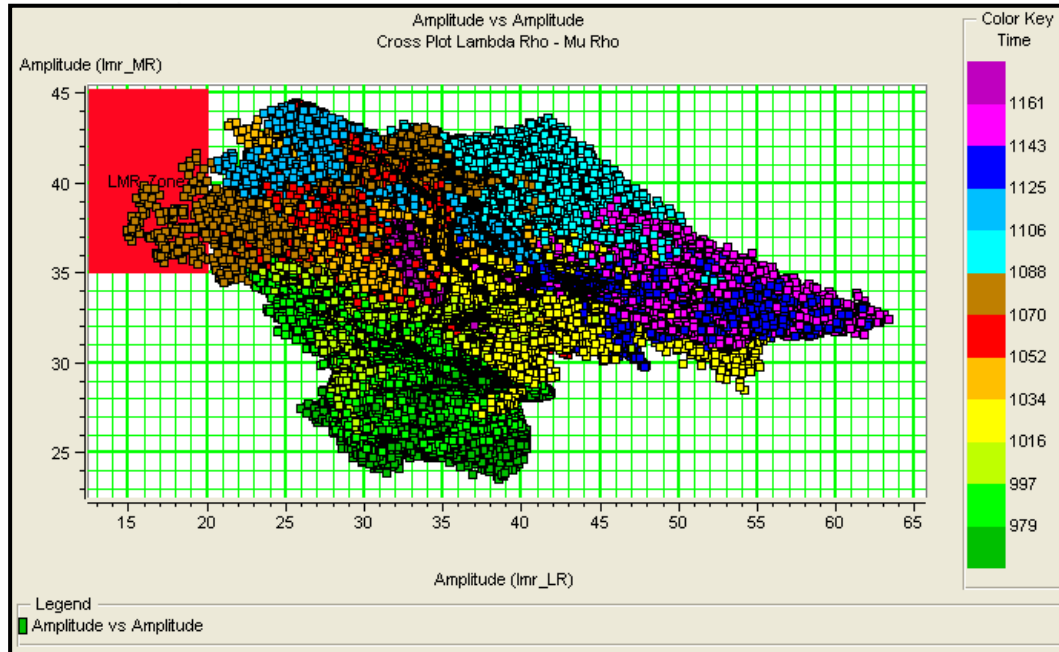


Gambar 5.12 Peta parameter petrofisika $\mu - \rho$ pada *top channel* Glauconitic

Gambar 5.12 merupakan peta hasil ekstraksi petrofisika $\mu - \rho$ pada *top channel* Glauconitic. Dari peta ini terlihat *top channel* Glauconitic memiliki harga $\mu - \rho$ yang tinggi dan hampir merata di semua tempat. Ada beberapa bagian saja yang memiliki nilai yang sedikit lebih rendah. Nilai $\mu - \rho$ yang tinggi ini mengindikasikan bahwa litologi *top channel* Glauconitic merupakan *sand*. Hal ini bersesuaian dengan hasil pembahasan sebelumnya pada analisis impedansi S (Z_s). *Sand* memiliki rigiditas yang tinggi dibandingkan dengan *shale*. Hal ini disebabkan perbedaan *framework* batuan antara *sand* dan *shale*.

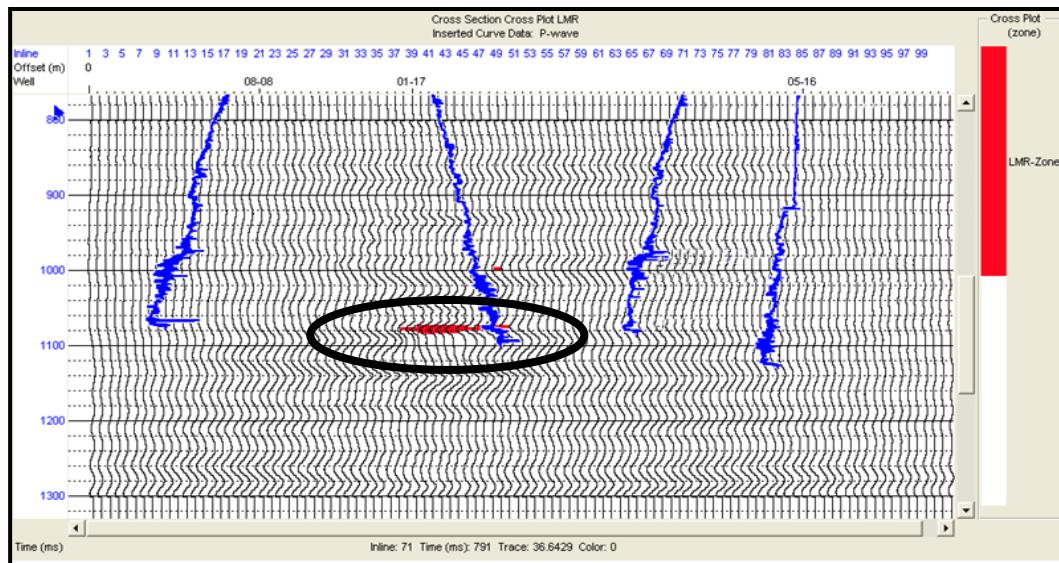
Untuk melengkapi analisis keberadaan gas ini di buat *cross plot* antara $\lambda - \rho$ terhadap $\mu - \rho$. *Cross plot* ini sangat bermanfaat untuk melihat persebaran *gas sand* pada lapangan Blackfoot. Gambar 5.12 merupakan *cross plot* parameter petrofisika $\lambda - \rho$ terhadap $\mu - \rho$. *Cross plot* ini diadaptasi dari usulan yang diajukan oleh Goodway (1997). Goodway mengusulkan nilai *cut off* $\lambda - \rho < 20 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$ dan *cut off* $\mu - \rho > 35 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$. Nilai *cut*

off ini digunakan untuk zonasi untuk mengetahui sebaran zona *gas sand* pada data seismik.



Gambar 5.13 *Cross plot Lambda – Rho* terhadap *Mu – Rho* untuk penentuan zonasi *gas sand* pada lapangan Blackfoot

Gambar 5.13 merupakan *cross plot Lambda – Rho* terhadap *Mu – Rho* untuk penentuan zonasi *gas sand* pada lapangan Blackfoot. *Cross plot* ini dilakukan di sekitar target reservoir yaitu pada kedalaman 960 s/d 1170 ms. Dari hasil *cross plot Lambda – Mu – Rho* tersebut kemudian dilakukan zonasi sesuai dengan usulan Goodway (1997). Yaitu nilai *cut off* untuk *Lambda – Rho* < 20 GPa*g/cc dan untuk *Mu – Rho* > 35 GPa*g/cc. Zonasi ditunjukkan oleh kotak warna merah.



Gambar 5.14 Sebaran *gas sand* pada data seismik *Xline 47* lapangan Blackfoot, hasil *cross plot Lambda – Mu – Rho*

Gambar 5.14 merupakan sebaran *gas sand* pada data seismik *Xline 47* lapangan Blackfoot, hasil *cross plot Lambda – Mu – Rho*. Gambar ini merupakan hasil *cross plot Lambda – Mu – Rho* yang sudah dizonasi dengan *cut off* untuk $\text{Lambda} - \text{Rho} < 20 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$ dan untuk $\text{Mu} - \text{Rho} > 35 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$. Sebaran *gas sand* diwakili oleh warna merah (elips wana hitam gambar 5.14). Keberadaan *gas sand* terfokus di satu area di sekitar sumur 01 – 17. *Gas sand* terlihat jelas pada kedalaman 1070 s/d 1090 ms. Apa-bila hal ini di-*cross check* dengan anomali yang terdapat pada sumur 01 – 17 keberadaan gas hasil ekstraksi *Lambda – Mu – Rho* ini sama kedalamannya.