



TUGAS AKHIR - RF141501

INVERSI BERSAMA GELOMBANG PP DAN PS (*JOINT PP AND PS INVERSION*) UNTUK MENGANALISA LITOLOGI RESERVOIR

HAFIDZ DEZULFAKAR
NRP 3712100007

Dosen Pembimbing
Dr. Widya Utama, DEA
NIP. 19611024 198803 1001

Firman Syaifuddin, S.Si, MT
NIP. 19840911 201404 1001

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



UNDERGRADUATE THESES - RF141501

**LITHOLOGY ANALYSIS USING JOINT PP AND PS
(CONVERTED WAVE) INVERSION**

HAFIDZ DEZULFAKAR
NRP 3712100007

Supervisors
Dr. Widya Utama, DEA
NIP. 19611024 198803 1001

Firman Syaifuddin, S.Si, MT
NIP. 19840911 201404 1001

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016

**INVERSI BERSAMA GELOMBANG PP DAN PS (JOINT
PP AND PS INVERSION) UNTUK MENGANALISA
LITOLOGI RESERVOIR**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi Sebagian Persyaratan

Untuk memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 27 Juli 2016

Menyetujui

Dosen Pembimbing 1,



Dr. Widya Utama, DEA
NIP. 19611024 198803 1001



Dosen Pembimbing 2,



Firman Syalfuddin, S.Si, MT
NIP. 19840911 201404 1001

Mengetahui

Kepala Laboratorium
Geofisika Eksplorasi



Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, MT
NIP. 19690906 199702 1001

INVERSI BERSAMA GELOMBANG PP DAN PS (*JOINT PP AND PS INVERSION*) UNTUK MENGANALISA LITOLOGI *RESERVOIR*

Nama Mahasiswa : Hafidz Dezulfakar
NRP : 3712100007
Jurusan : Teknik Geofisika FTSP-ITS
Dosen Pembimbing : Dr. Widya Utama, DEA
: Firman Syaifuddin, S.Si, MT

ABSTRAK

Penggunaan gelombang P (*PP wave*) dalam eksplorasi seismik kurang mampu menggambarkan litologi khususnya pada daerah yang tersaturasi fluida. Gelombang PS (*converted wave*) yang merupakan hasil pantulan gelombang P menjadi gelombang S telah digunakan untuk mengatasi permasalahan tersebut dengan menggunakan proses inversi yang mengkombinasikan kedua data seismik PP dan PS secara bersamaan (*joint inversion*). Hasil *joint inversion* berupa parameter impedansi akustik (impedansi P), impedansi *shear* (impedansi S), densitas serta parameter turunan yaitu rasio V_p/V_s yang lebih sensitif terhadap litologi dan fluida. Dilakukan dua alur penelitian, alur penelitian pertama menggunakan data seismik PS *stack* PS *time* yang harus dilakukan proses konversi *domain* waktu dari *domain* PS *time* menjadi *domain* PP *time*. Hasil pada alur penelitian pertama memiliki hasil yang kurang baik dikarenakan adanya keterbatasan pada proses konversi *domain*. Pada alur penelitian kedua digunakan data seismik PS *stack* PP *time* yang menjawab keterbatasan pada alur penelitian pertama. Sehingga didapat hasil inversi berupa parameter impedansi P, impedansi S, densitas, dan rasio V_p/V_s dengan nilai korelasi terhadap sumur secara berturut-turut adalah 0.955339, 0.936588, 0.923806 dan 0.781296. Didapat sebaran litologi *sandstone* dan *shale* dari *crossplot* parameter impedansi P dan impedansi S. Sedangkan litologi *reservoir sandstone* tersaturasi hidrokarbon didapat dari *crossplot* antara parameter impedansi P dan rasio V_p/V_s . Dengan demikian, *reservoir sandstone* tersaturasi hidrokarbon dapat diperkirakan terletak di antara kedalaman *marker* sumur beta1 dan MF4 yaitu pada kedalaman sekitar 1350 ms dan 1400 ms.

Kata Kunci: Converted Wave, Rasio V_p/V_s , Konversi Domain, :itologi Reservoir

LITHOLOGY ANALYSIS USING JOINT PP AND PS (CONVERTED WAVE) INVERSION

Student Name : Hafidz Dezulfakar
Student ID Number : 3712100007
Departement : Geophysical Engineering FTSP-ITS
Final theses advisors : Dr. Widya Utama, DEA
: Firman Syaifuddin, S.Si, MT

ABSTRACT

he usage of P-wave (PP wave) on the seismic exploration provides poor description of subsurface lithological conditions, especially in fluid gas saturated areas. PS-wave (converted wave) which is the result of reflection of P-waves into S-waves has been used to solve these problems by using the inversion process which combines with PP and PS seismic data simultaneously (joint inversion). The results of joint inversion are acoustic impedance parameter (P impedance), shear impedance (S impedance), density and derivative parameter such as V_p/V_s ratio which more sensitive with lithology and fluids. Has been conducted two flows in this paper, the first flow was using seismic data of PS stack PS time which need to converse first by domain conversion process from PS time domain to be PP time domain. This first flow produces poor results due to the limitations of the domain conversion process. And for the second flow, seismic PS stack PP time was use to solve the limitation of the result from the first flow. The result of the inversion such as parameter of P impedance, S impedance, density, and V_p/V_s ratio with correlation value 0.955339, 0.936588, 0.923806 and 0.781296 respectively. The distribution of sandstone and shale lithology distinguished by crossploting the parameter of P impedance and S impedance. Hydrocarbon-saturated sandstone reservoir distinguished by crossploting the parameter of P impedance and V_p/V_s ratio. Thus, the hydrocarbon-saturated sandstone reservoirs can be estimated lies between the depth of marker on the wells beta1 and MF4 which around 1350 ms and 1400 ms.

Keywords : Converted Wave, V_p/V_s Ratio, domain Conversion, Lithology

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
ABSTRAK.....	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan	1
1.3. Perumusan Masalah	2
1.4. Batasan Masalah.....	2
1.5. Manfaat	2
1.6. <i>Roadmap</i>	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Konversi Gelombang Seismik.....	5
2.2 Seismik Multikomponen	6
2.3 Konversi domain	7
2.4 Impedansi Akustik	10
2.5 Impedansi <i>Shear</i>	11
2.6 Inversi Seismik.....	11
2.7 Inversi Bersama Gelombang PP dan PS (<i>Joint Inversion PP-PS</i>)... 13	
BAB III METODOLOGI	19
3.1 Tahapan Penelitian	19
3.2 Persiapan Data.....	22
3.2.1 Data Seismik.....	22
3.2.2 Data Sumur.....	22
3.3 Tahapan Pengolahan Data	23
3.3.1 Ekstrak Wavelet.....	23
3.3.2 Well To Seismic Tie	24
3.3.3 Picking Horizon.....	26
3.3.4 Pembuatan Model Awal	26
3.3.5 Konversi Domain Seismik.....	28
3.3.6 Event Matching	28
3.3.7 Joint inversion	29
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	34
4.1 Analisa Konversi <i>Domain</i> Seismik	34

4.2	Analisa Proses Inversi alur Penelitian Pertama.....	40
4.3	Analisa Proses Inversi alur Penelitian Kedua	47
4.4	Analisa Litologi	57
BAB V PENUTUP.....		72
5.1	Kesimpulan	72
5.2	Saran	72
DAFTAR PUSTAKA		74

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 <i>Roadmap</i> penelitian	3
Gambar 2.1 Konversi gelombang P pada medium (Lawton dkk, 2001).....	5
Gambar 2.2 Gambaran arah pergerakan partikel komponen <i>geophone</i> (Smit dkk, 2006).....	6
Gambar 2.3 <i>Output</i> seismik multikomponen. a) penampang seismik P-P, b) penampang seismik P-S (WesternGeco).....	7
Gambar 2.4 Perbandingan posisi <i>event</i> seismik a) seismik PP, b) seismik PS (Lawton dkk, 2001).....	8
Gambar 2.5 Perbedaan TWT pada suatu <i>event</i> (Russel, 2000).....	10
Gambar 2.6 Ilustrasi Seismogram Sintetik (Russel, 2000).....	12
Gambar 2.7 <i>Crossplot</i> antara $\ln(\rho)$ terhadap $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ terhadap $\ln(Z_p)$ (Russel, 2000).....	15
Gambar 2. 8 Algoritma joint PP and PS inversion	17
Gambar 3.1 Diagram alur proses penelitian pertama.....	20
Gambar 3.2 Diagram alur proses penelitian kedua	21
Gambar 3.3 Perbedaan x koordinat diantara seismik PP <i>stack</i> dan PS <i>stack</i>	22
Gambar 3.4 Koordinat sumur	23
Gambar 3.5 <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi dari seismik PP	24
Gambar 3.6 <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi dari seismik PS	24
Gambar 3.7 <i>Well to seismic tie</i> pada sesimik PP	25
Gambar 3.8 <i>Well to seismic tie</i> pada seismik PS	25
Gambar 3.9 <i>Picking</i> horizon1 dan horizon2 pada data seismik PP, yang ditunjukkan oleh garis warna hijau.....	26
Gambar 3.10 <i>Low frequency model</i> . a) model <i>P-wave</i> , b) model <i>S-wave</i> , c) model densitas	27
Gambar 3.11 Model rasio V_p/V_s setelah proses konversi domain	28
Gambar 3.12 Perbedaan horizon PP dan PS secara lateral	29
Gambar 3.13 Pembuatan <i>wavelet</i> PP teoritik <i>ricker zero phase</i>	30
Gambar 3.14 Pembuatan <i>wavelet</i> PS teoritik <i>ricker zero phase</i>	31
Gambar 3.15 Hubungan nilai data sumur impedansi P (Z_p), impedansi S (Z_s) dan densitas.....	32
Gambar 4.1 Perbedaan <i>event</i> antara seismik PP dan PS. a) posisi <i>event</i> patahan seismik PP. b) posisi <i>event</i> patahan pada sesimik PS	35
Gambar 4.2 Perbedaan antara seismik PS sesudah dan sebelum dikonversi dengan menggunakan model awal kecepatan. a) Setelah dikonversi. b) Sebelum dikonversi	36
Gambar 4.3 Perbedaan antara horizon PP dan PS	37
Gambar 4.4 Penampang seismik PS yang telah dilakukan proses <i>event matching</i>	38

Gambar 4.5 Perbandingan <i>event</i> seismik. a) PP <i>stack</i> PP <i>time</i> , b) PS <i>stack</i> PP <i>time</i>	39
Gambar 4.6 Penampang densitas hasil inversi	40
Gambar 4.7 QC pada hasil inversi densitas	41
Gambar 4.8 Penampang impedansi P hasil inversi.....	41
Gambar 4.9 QC pada hasil inversi impedansi P	42
Gambar 4.10 Penampang impedansi S hasil inversi.....	43
Gambar 4.11 QC pada hasil inversi impedansi S	43
Gambar 4.12 Perbandingan <i>event</i> seismik a) PP <i>stack</i> PP <i>time</i> , b) PS <i>stack</i> PS <i>time</i> sebelum proses <i>event matching</i>	44
Gambar 4.13 Penampang rasio Vp/Vs hasil inversi	46
Gambar 4.14 QC pada hasil inversi rasio Vp/Vs.....	47
Gambar 4.15 Perbandingan <i>event</i> seismik setelah proses picking horizon. a) PP <i>stack</i> PP <i>time</i> , b) PS <i>stack</i> PP <i>time</i>	48
Gambar 4.16 Penampang densitas hasil inversi	49
Gambar 4.17 QC pada hasil inversi densitas	50
Gambar 4.18 QC pada hasil inversi impedansi P	51
Gambar 4.19 QC pada hasil inversi impedansi S	52
Gambar 4. 20 Penampang rasio Vp/Vs hasil inversi	53
Gambar 4.21 Penampang impedansi P hasil inversi.....	54
Gambar 4.22 Penampang impedansi S hasil inversi.....	55
Gambar 4.23 Penampang rasio Vp/Vs hasil inversi	56
Gambar 4.24 <i>Crossplot</i> antara data sumur volume <i>clay</i> (sumbu y) dan porositas (sumbu x) pada kedalaman horizon1 sampai horizon2	57
Gambar 4.25 <i>Crossplot</i> antara data sumur impedansi P (sumbu x) dan impedansi S (sumbu y) pada kedalaman horizon1 sampai horizon2	58
Gambar 4.26 Data sumur volume <i>clay</i> dan <i>porositas</i> pada dua rentang kedalaman horizon1 sampai beta1 dan beta1 sampai MF4	59
Gambar 4.27 Data sumur volume <i>clay</i> , porositas dan saturasi air pada dua rentang kedalaman horizon1 sampai beta1 dan beta1 sampai MF4	61
Gambar 4.28 <i>Crossplot</i> antara data sumur volume <i>clay</i> (sumbu y) dan porositas (sumbu x) pada kedalaman beta1 sampai MF4	62
Gambar 4.29 <i>Crossplot</i> antara data log impedansi P (sumbu x) dengan Impedansi S (sumbu y) dengan skala warna berupa nilai log porositas	64
Gambar 4.30 Zona litologi <i>sandstone</i> dan <i>shale</i> pada data sumur kedalaman beta1 sampai MF4	65
Gambar 4.31 <i>Crossplot</i> antara data sumur rasio Vp/Vs dan impedansi P pada kedalaman beta1 sampai MF4 dengan skala warna porositas	67
Gambar 4.32 <i>Crossplot</i> antara data sumur rasio Vp/Vs dan impedansi P pada kedalaman beta1 sampai MF4 dengan skala warna saturasi air	68
Gambar 4.33 Zona litologi <i>sandstone</i> yang <i>tersaturasi</i> hidrokarbon pada data sumur kedalaman beta1 sampai MF4	69

Gambar 4.34 Penampang rasio V_p/V_s hasil inversi yang menunjukkan posisi anomali 70

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pada saat energi seismik gelombang P merambat ke dalam permukaan bumi, maka akan terjadi konversi gelombang akibat energi seismik tersebut mengenai batas lapisan, konversi gelombang tersebut berupa gelombang yang dipantulkan dan diteruskan dalam bentuk gelombang P dan gelombang S. Jika *source* yang digunakan berupa gelombang P dan gelombang yang ditangkap oleh *geophone* berupa gelombang P maka dinamai gelombang PP, sedangkan jika yang ditangkap oleh *geophone* berupa gelombang S, maka dinamai PS (Dang dkk, 2010). Pemanfaatan gelombang PP dan PS tersebut sangat berguna dalam eksplorasi hidrokarbon khususnya di dalam menggambarkan litologi *reservoir* yang tersaturasi fluida. Hal tersebut dikarenakan adanya perbedaan sifat gelombang P dan gelombang S saat melewati suatu litologi. Tidak seperti gelombang P yang dapat merambat pada medium fluida, gelombang S justru tidak dapat merambat pada medium fluida sehingga penjalarnya tidak dipengaruhi oleh keberadaan fluida dalam kasus ini khususnya pada litologi *reservoir* yang tersaturasi fluida. Sehingga jika gelombang P dan gelombang S merambat dari suatu litologi yang tidak tersaturasi fluida ke litologi yang tersaturasi fluida maka kecepatan gelombang P akan menurun sedangkan kecepatan gelombang S tetap. Oleh karena itu dengan membandingkan nilai kecepatan gelombang P dan S (rasio V_p/V_s) dapat memberikan gambaran litologi bawah yang lebih baik. Untuk mendapatkan nilai rasio V_p/V_s pada suatu penampang seismik maka dilakukan proses inversi yang mengkombinasikan kedua data seismik PP dan PS secara bersamaan (*joint inversion*). Rasio V_p/V_s merupakan rasio impedansi P dan impedansi S dari hasil *joint inversion* (Miller, 1996).

Untuk menganalisa litologi *reservoir* melalui perbandingan nilai kecepatan gelombang P terhadap gelombang S (V_p/V_s ratio) maka pada tugas akhir ini dilakukan inversi secara bersamaan pada data seismik PP dan PS (*joint PP and PS inversion*).

1.2. Tujuan

Adapun tujuan dari tugas akhir ini yakni melakukan inversi bersama gelombang PP dan PS (*joint PP and PS inversion*) untuk mendapatkan estimasi impedansi P (Z_P), impedansi S (Z_S), densitas dan perbandingan kecepatan gelombang P terhadap gelombang S (V_p/V_s ratio) yang dapat memberikan estimasi properti litologi *reservoir* bawah permukaan.

1.3. Perumusan Masalah

Adapun perumusan masalah dalam penelitian ini adalah, bagaimana melakukan inversi bersama gelombang PP dan PS (*joint PP and PS inversion*) untuk mendapatkan estimasi impedansi P (Z_P), impedansi S (Z_S), densitas dan perbandingan kecepatan gelombang P terhadap gelombang S (V_p/V_s ratio) yang dapat memberikan estimasi properti litologi *reservoir* bawah permukaan?

1.4. Batasan Masalah

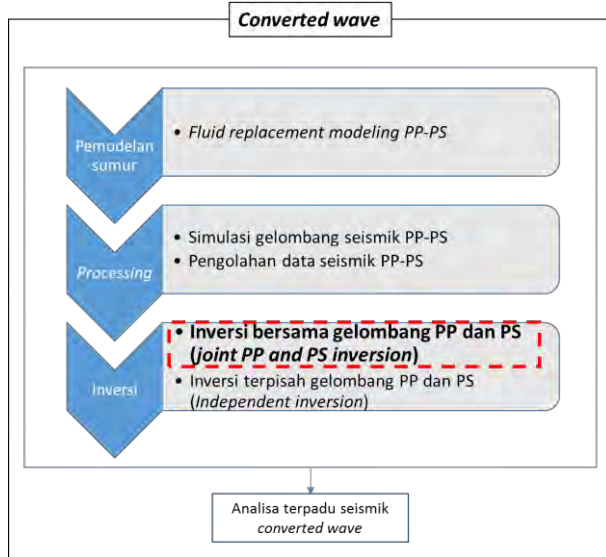
Adapun batasan masalah dalam penelitian ini adalah:

- a. Inversi dilakukan pada data *poststack*
- b. Data sesimik menggunakan seismik PP *stack* PP *time*, PS *stack* PS *time* dan PS *stack* PP *time*
- c. Konversi domain PS ke domain PP menggunakan *velocity model* dari data sumur

1.5. Manfaat

Adapun manfaat dari penelitian ini, yakni dapat memahami tahapan-tahapan inversi bersama gelombang PP dan PS (*joint PP and PS inversion*) serta adapat menganalisa hasil inversi yaitu impedansi P (Z_P), impedansi S (Z_S), densitas dan perbandingan kecepatan gelombang P terhadap gelombang S (V_p/V_s ratio) yang dapat memberikan estimasi properti litologi *reservoir*.

1.6. Roadmap



Gambar 1.1 Roadmap penelitian

Adapun penjelasan *roadmap* di atas adalah sebagai berikut:

Pemodelan data sumur: Data Sumur memegang peranan yang sangat penting dalam evaluasi dan analisa data seismik, tidak hanya memberikan data *properties* batuan yang ada pada sumur tetapi dapat dilakukan modeling. Berikut sub-bahasan yang ada di dalam topik ini yaitu FRM modeling (pemodelan *gas, oil* dan *wet case*), sintetik data *gather* PP dan PS yang dibangun dari permasalahan *converted waves*, dan perbandingan sintetik *gather* PP dan PS.

Processing: Dalam *converted wave*, simulasi gelombang menjadi sorotan utama yaitu ketika gelombang yang masuk adalah gelombang P dan yang dipantulkan gelombang S atau sebaliknya. Sub-bahasan dalam topik ini adalah pemodelan, simulasi gelombang seismik sintetik dan pengolahan data *seismic converted wave*.

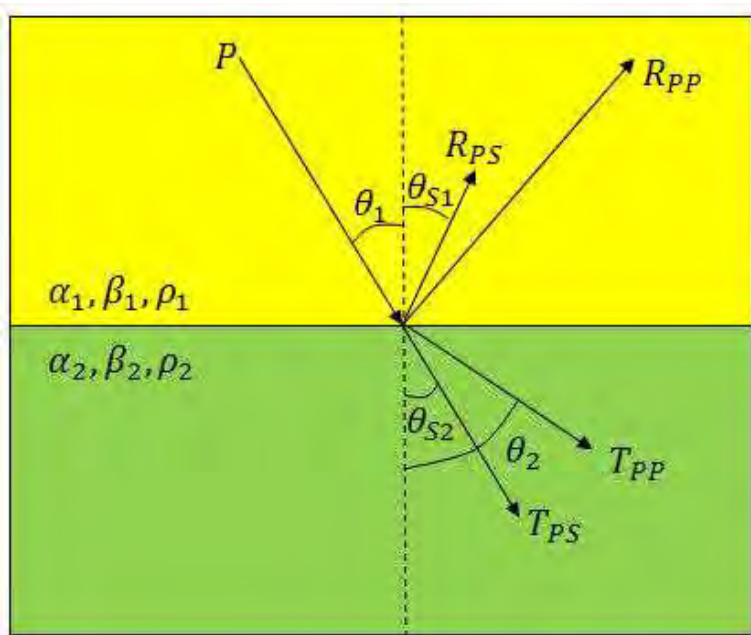
Inversi: Setelah didapatkan seismik *stack* hasil pengolahan data *converted wave*, dilakukan inversi dengan beberapa metode dan data. Sub-bahasan dalam topik ini adalah inversi seismik PP dan PS secara terpisah (*independent PP and S inversion*) dan inversi seismik bersama PP dan PS (*joint PP and PS inversion*). Pada tugas akhir ini dikhususkan pada bagian inversi khususnya menganalisa hasil inversi bersama gelombang PP dan PS (*joint PP and PS inversion*) terhadap litologi *reservoir*.

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Konversi Gelombang Seismik

Konversi gelombang adalah perubahan dari suatu tipe gelombang menjadi tipe gelombang lain, peristiwa ini dapat terjadi pada pada medium *interface* saat ditransmisikan dan dipantulkan. Gelombang akan dipantulkan dan ditransmisikan sebagai tipe gelombang lain tetapi mempunyai pergeseran partikel yang sama (Behle and Dohr, 1986).



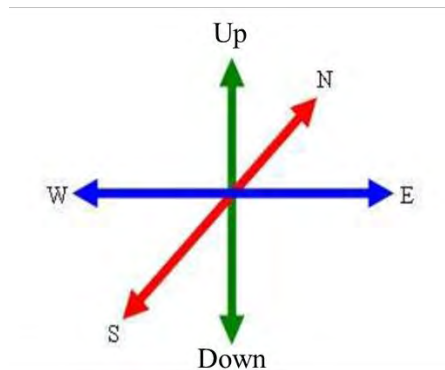
Gambar 2.1 Konversi gelombang P pada medium (Lawton dkk, 2001)

Jika gelombang P atau S merambat melalui suatu medium kemudian mengenai batas perlapisan, maka gelombang tersebut akan terkonversi menjadi tipe gelombang yang lain. Gelombang yang terkonversi ini dinamakan *converted wave*. Dalam dunia seismik eksplorasi, dikenal beberapa jenis *converted wave* diantaranya R_{pp} , R_{ps} , R_{ss} dan R_{sp} . R_{pp} adalah gelombang P yang terkonversi menjadi gelombang P yang baru, R_{ps} adalah gelombang P yang terkonversi menjadi gelombang S, R_{ss} adalah gelombang S yang terkonversi menjadi gelombang S yang baru dan R_{sp} adalah gelombang S yang terkonversi menjadi gelombang P. Gambar (2.1) mengilustrasikan konversi gelombang P pada

medium dengan kecepatan gelombang P (α), kecepatan gelombang S (β), dan densitas (ρ) yang menghasilkan gelombang refleksi (R) dan gelombang transmisi (T) (Lawton dkk, 2001).

2.2 Seismik Multikomponen

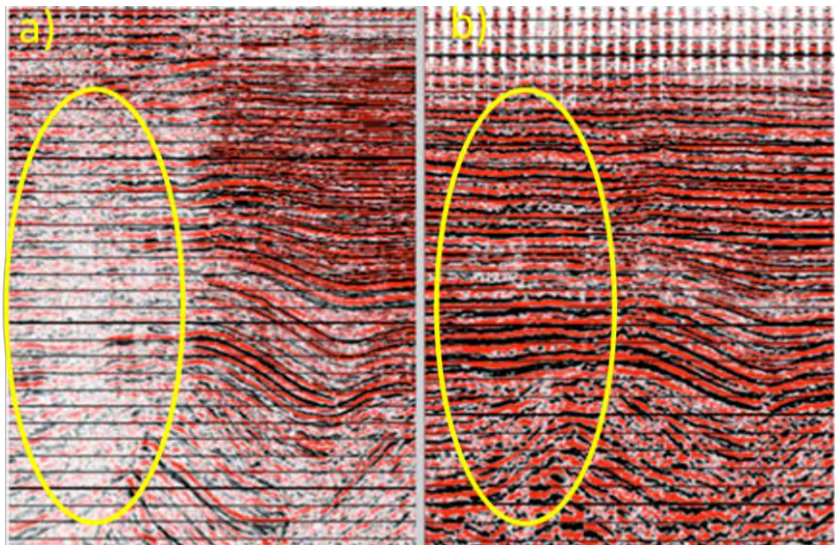
Survei seismik konvensional hanya merekam gelombang yang terkompresi, atau gelombang P. Namun pada survei seismik multikomponen akan merekam gelombang P dan gelombang S. Hal ini didapatkan dengan merekam kembali semua komponen *wavefield*. Masing-masing sensor dalam kabel rekaman multikomponen terdiri dari tiga ortogonal *geophone* yang berorientasi untuk akuisisi darat, ditambah *hydrophone* untuk akuisisi laut. Gelombang P yang terdeteksi terutama oleh komponen Z *geophone* dan *hydrophone*, sedangkan gelombang S yang terdeteksi terutama oleh komponen X dan Y pada *geophone*. Komponen X, Y dan Z adalah tiga komponen dari *geophone* untuk mengukur pergerakan partikel secara vertikal (atas-bawah) dan dua arah horizontal (timur-barat dan utara-selatan) seperti yang ditunjukkan oleh gambar (2.2).



Gambar 2.2 Gambaran arah pergerakan partikel komponen *geophone* (Smit dkk, 2006)

Pada gambar (2.2) komponen *geophone* vertikal yang ditunjukkan oleh garis panah berwarna hijau memiliki kemampuan mencatat gelombang P lebih baik dibanding gelombang S, sedangkan komponen horizontal yang ditunjukkan oleh garis panah biru dan merah akan merekam gelombang S lebih baik dibanding merekam gelombang P. Gelombang S itu sendiri merupakan gelombang yang terkonversi dari gelombang P akibat mengenai reflektor yang

disebut dengan PS, sementara gelombang P yang terpantulkan disebut dengan PP. Keluaran dari seismik multikomponen ini berupa data seismik PP dan PS dengan waktu pada PS sekitar dua kali lebih besar dibandingkan waktu pada PP karena kecepatan gelombang S lebih lambat daripada kecepatan gelombang P. Selain itu, seismik PS mempunyai tingkat resolusi vertikal sedikit lebih baik dari pada seismik PP yang diakibatkan faktor kecepatan yang lebih rendah serta *bandwidth* yang lebih lebar (Chopra dkk, 2010). Pada Gambar (2.3) terlihat bagaimana penampang seismik PP terlihat kabur akibat kehadiran *cloud gas*, sedangkan pada seismik PS akan menunjukkan reflektor yang lebih jelas karena gelombang S tidak terpengaruh dengan fluida. Oleh karena itu, dengan adanya penampang seismik PS akan membantu dalam interpretasi struktur yang lebih akurat. Kedua data seismik PP dan PS ini jika di inversi (*joint inversion*) dapat digunakan dalam karakterisasi reservoir.



Gambar 2.3 *Output* seismik multikomponen. a) penampang seismik P-P, b) penampang seismik P-S (WesternGeco)

2.3 Konversi domain

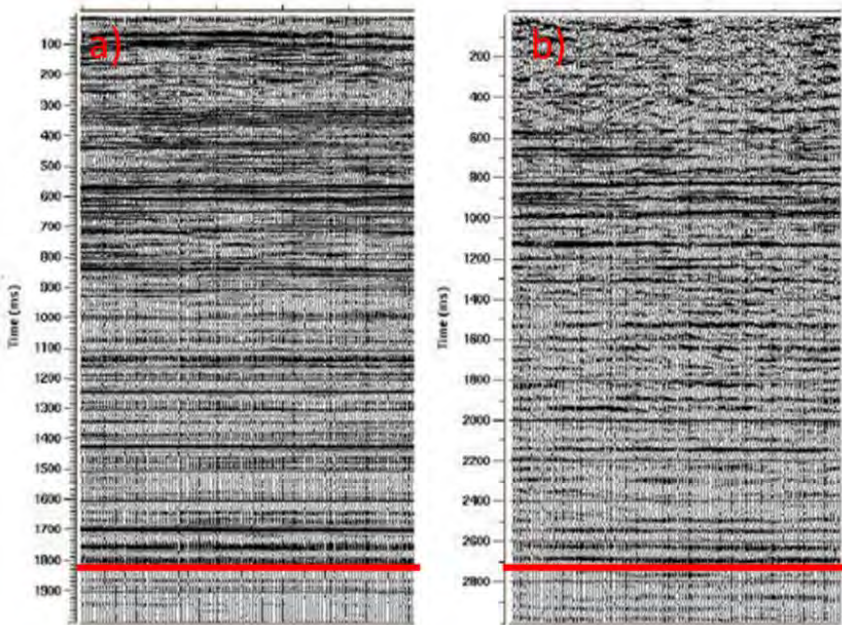
Gelombang P memiliki kecepatan yang berbeda dengan kecepatan gelombang S. Kecepatan gelombang P lebih besar dua kali dari gelombang S (Russel, 2000), maka waktu tempuhnya pun berbeda. Untuk waktu tempuh TWT (*two way time*) gelombang PS merupakan penjumlahan antara setengah TWT

gelombang P dengan setengah TWT gelombang S ditunjukkan oleh persamaan (2.1).

$$\Delta TWT_{PS} = \frac{\Delta Z}{v_p} + \frac{\Delta Z}{v_s} = \Delta Z \left(\frac{1}{v_p} + \frac{1}{v_s} \right) \quad (2.1)$$

Dengan V_p adalah cepat rambat gelombang P (m/s), V_s adalah cepat rambat gelombang S (m/s) dan Z adalah kedalaman lapisan (m).

Dari persamaan (2.1) tersebut dapat disimpulkan bahwa seismik PP dan PS pada suatu *event* akan memiliki posisi yang berbeda terhadap kedalaman seperti yang ditunjukkan oleh gambar (2.4).



Gambar 2.4 Perbandingan posisi *event* seismik a) seismik PP, b) seismik PS (Lawton dkk, 2001)

Pada gambar (2.4) *event* pada seismik PP yang ditunjukkan oleh garis merah berada pada *time* 1800 ms sedangkan pada seismik PS berada pada 2700 ms, hal tersebut menandakan bahwa TWT seismik PS bernilai lebih besar daripada TWT seismik PP. Agar kedua tersebut memiliki TWT yang sama atau domain waktu yang sama, maka perlu dilakukannya proses konversi domain yang mengubah TWT PS menjadi TWT PP. Persamaan (2.2) merupakan fungsi hubungan TWT gelombang PS menjadi TWT gelombang P.

$$Ptwt_{est(z)} = PStwt(z) - \frac{Stwt_{est(z)} - Ptwt(z)}{2} \quad (2.2)$$

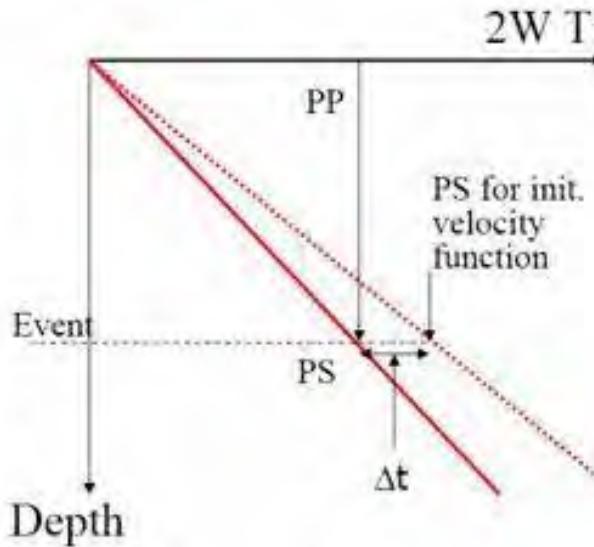
Dengan $Ptwt_{est}(z)$ adalah estimasi TWT gelombang P dari gelombang PS (ms), $PStwt(z)$ adalah TWT gelombang PS (ms), $Stwt_{est}(z)$ adalah TWT gelombang S (ms) dan $Ptwt(z)$ adalah TWT gelombang P (ms).

Dengan menghitung selisih antara TWT gelombang P dengan TWT gelombang P hasil estimasi menggunakan persamaan (2.2), maka didapat nilai *time difference* (Dt) yang ditunjukkan oleh persamaan (2.3). Nilai DT tersebut digunakan dalam mengoreksi nilai TWT gelombang S pada persamaan (2.4) untuk mendapatkan nilai TWT gelombang P dari TWT gelombang PS sehingga dapat dilakukan konversi domain.

$$Dt(z) = Ptwt(z) - Ptwt_{est}(z) \quad (2.3)$$

$$Ptwt(z) = PStwt(z) - \frac{(Stwt_{est(z)} - 2DT(z)) - Ptwt(z)}{2} \quad (2.4)$$

Jika persamaan (2.4) dapat mengonversi domain berdasarkan data sumur pada suatu titik, maka untuk meningkatkan kualitas konversi domain dilakukan proses *horizon matching* dengan bantuan dari horizon yang telah *dipicking* pada data seismik PP dan PS. Perbedaan posisi *event* pada seismik PP dan seismik PS memiliki nilai Dt seperti yang ditunjukkan oleh gambar (2.5) yang digunakan untuk mengubah model kecepatan awal sehingga *event* pada seismik PS dan PP akan berada pada posisi yang sama.



Gambar 2.5 Perbedaan TWT pada suatu *event* (Russel, 2000)

2.4 Impedansi Akustik

Pada Impedansi akustik (Z_P) adalah produk dari densitas (ρ) dan kecepatan (Sherif, 1991). Perumusan Z_P dapat ditulis sebagai berikut:

$$Z_P = V_P \rho \quad (2.5)$$

Dengan Z_P adalah impedansi akustik (gr/cc.ft/s atau kg/m³.m/s), V_P adalah cepat rambat gelombang P (m/s) dan ρ adalah densitas (gr/cc atau kg/m³).

Pada perumusan persamaan (2.1) diketahui bahwa cepat rambat gelombang yang diperhitungkan dalam Z_P adalah hanya gelombang P (gelombang kompresi). Hal itu dikarenakan Z_P adalah nilai impedansi akustik pada saat gelombang datang dengan sudut 0 derajat (tegak lurus dengan bidang pantul) atau disebut sudut normal. kecepatan perambatan gelombang P adalah salah satu unsur yang paling mengontrol nilai Z_P (Sukmono, 1999). Kecepatan perambatan gelombang sangat dipengaruhi oleh isi dan struktur medium seperti porositas, kompresibilitas matriks, kompresibilitas fluida, densitas dan lain-lain.

2.5 Impedansi *Shear*

Sama halnya dengan impedansi akustik, impedansi *shear* (Z_S) juga merupakan produk dari densitas (ρ) dan kecepatan, tetapi perbedaannya dengan impedansi akustik, impedansi *shear* hanya bergantung pada kecepatan gelombang S. Perumusan impedansi *shear* dapat ditulis dengan:

$$Z_S = V_S \rho \quad (2.6)$$

Dengan Z_S adalah impedansi *shear* (gr/cc.ft/s atau kg/m³.m/s), V_S adalah cepat rambat gelombang S (m/s) dan ρ adalah densitas (gr/cc atau kg/m³).

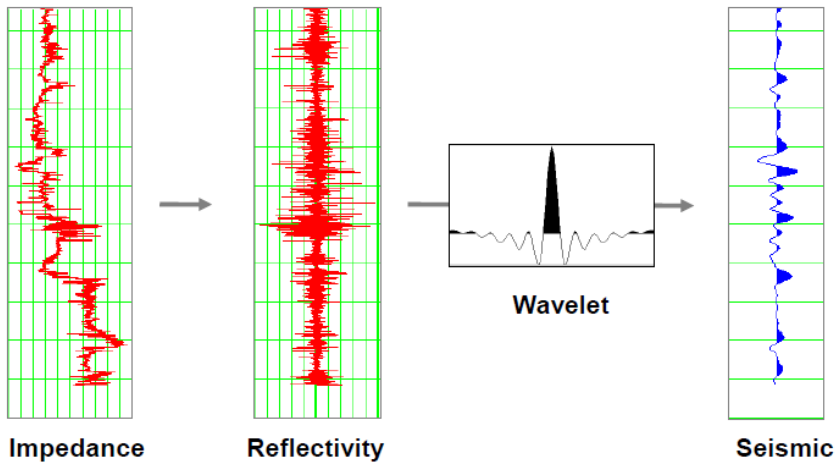
Dikarenakan hanya bergantung pada gelombang S yang hanya dapat merambat pada medium padat, impedansi *shear* tidak dapat menggambarkan fluida sehingga parameter ini hanya dapat mengukur rigiditas suatu matriks batuan. Sehingga jika dikombinasikan dengan impedansi akustik akan dapat menganalisa dan memprediksi litologi dan fluida pori.

2.6 Inversi Seismik

Definisi dari seismik inversi adalah suatu teknik pembuatan model struktur lapisan bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Dalam seismologi eksplorasi, dikenal ada dua pemodelan data seismik, yaitu pemodelan kedepan (*forward modeling*) dan pemodelan ke belakang (*inverse modeling*). *Forward modeling* adalah pembuatan jejak seismik (*synthetic seismic trace*) dari data impedansi akustik sintetik yang telah diubah menjadi deret koefisien refleksi dengan menggunakan persamaan (2.7) yang menyatakan bahwa koefisien refleksi didapat dari selisih antara impedansi akustik yang berurutan dibagi dengan penjumlahan kedua impedansi akustik tersebut.

$$Rc = \frac{AI_{i+1} - AI_1}{AI_{i+1} + AI_1} \quad (2.7)$$

Deret koefisien tersebut kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* tertentu untuk mendapatkan seismogram sintetik seperti terlihat pada gambar (2.6).



Gambar 2.6 Ilustrasi Seismogram Sintetik (Russel, 2000)

Sedangkan yang dimaksud dengan *inverse modeling* adalah proses dekonvolusi, yaitu mengembalikan jejak seismik sintetik menjadi deretan koefisien refleksi berdasarkan persamaan (2.8) berikut:

$$R_t = W_t * S_t \quad (2.8)$$

Dengan R_t adalah koefisien refleksifitas, W_t adalah inversi *wavelet* dan S_t adalah *seismic trace*.

Dalam proses seismik inversi ini, data seismik yang bersifat *bandlimited frequency* karena kehilangan kandungan frekuensi yang rendah dan tinggi akibat konvolusi dengan *wavelet* yang bersifat *bandlimited*, mendapatkan kembali kandungan frekuensi yang hilang tersebut dengan cara mengambil kandungan frekuensi rendah dan tinggi dari data log sumur, sehingga data seismik tersebut kembali menjadi *broadband frequency*. Hasil akhir dari inversi seismik adalah *broadband impedance*. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa seismik inversi merupakan suatu usaha untuk mengubah data seismik yang semula merupakan amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi impedansi akustik sebagai fungsi waktu. Karena impedansi akustik adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur, maka impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi, hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan satuan aliran sampai dengan analisa kuantitatif (Sukmono, 2000).

2.7 Inversi Bersama Gelombang PP dan PS (*Joint Inversion PP-PS*)

Berbeda dengan inversi independen yang dilakukan hanya pada salah satu data seismik PP atau PS. Inversi bersama gelombang PP dan PS (*Joint Inversion PP and PS*) dilakukan dengan *input* data seismik PP dan PS secara bersamaan didalam proses inversinya untuk mengestimasi nilai Z_p , Z_s dan ρ . Teori inversi bersama gelombang PP dan PS diawali dengan persamaan Aki-Richards yang memberikan hubungan besarnya nilai koefisien refleksi terhadap parameter fisik batuan seperti kecepatan dan densitas. Dimodifikasi oleh Fatti et al. (1994) dengan memisahkan koefisien refleksi gelombang P dan S berupa:

$$R_{PP}(\theta) = c_1 R_P + c_2 R_S + c_3 R_D \quad (2.9)$$

Dengan c_1 adalah sebuah konstanta yang berupa $1 + \tan^2 \theta$, c_2 adalah $-8\gamma^2 \sin^2 \theta$, c_3 adalah $-0.5 \tan^2 \theta + 2\gamma^2 \sin^2 \theta$ dan γ adalah V_S/V_P .

Russel (2000) mengembangkan hasil kerja Simmons and Backus (1996) tentang linearisasi reflektivitas P (R_P), reflektivitas S (R_S) dan reflektivitas densitas (R_D), berupa:

$$R_P = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] = \frac{\Delta Z_P}{2Z_P} \quad (2.10)$$

$$R_S = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_S}{V_S} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] = \frac{\Delta Z_S}{2Z_S} \quad (2.11)$$

$$R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (2.12)$$

Pendekatan Buland dan Omre (2003) memberikan sebuah pendekatan yang mampu melakukan inversi secara langsung impedansi P (Z_P), impedansi S (Z_S), dan densitas (ρ) seperti yang ditunjukkan oleh persamaan berikut:

$$\frac{\Delta V_P}{V_P} \approx \Delta \ln V_P \quad (2.13)$$

Kemudian diperkenalkan variabel yang baru yaitu $L_P = \ln(Z_P)$, yakni logaritma natural dari impedansi akustik untuk mentransformasikan persamaan reflektivitas tersebut menjadi impedansi, sehingga reflektivitas R_P pada persamaan (2.10) dapat dinyatakan menjadi:

$$R_{Pi} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln Z_{Pi} = \frac{1}{2} [\ln Z_{Pi+1} - \ln Z_{Pi}] \quad (2.14)$$

dengan i merupakan permukaan refleksi antara lapisan i dan $i+1$. Dengan menganggap banyaknya refleksi N sehingga persamaan (2.14) dapat dinyatakan dengan matrik berikut:

$$\begin{bmatrix} R_{P1} \\ R_{P2} \\ \vdots \\ R_{PN} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & \ddots \\ 0 & 0 & -1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{P1} \\ L_{P2} \\ \vdots \\ L_{PN} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Dengan R_i merupakan refleksivitas, L_{pi} adalah logaritma natural dari impedansi akustik $L_p = \ln(Z_p)$

Setelah itu, ditambahkan efek *wavelet* dengan menganggap bahwa *trace* seismik merupakan hasil konvolusi dari *wavelet* dengan refleksivitas menggunakan matriks *wavelet* sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ \vdots \\ S_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W_1 & 0 & 0 & \dots \\ W_2 & W_1 & 0 & \ddots \\ W_3 & W_2 & W_1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{P1} \\ R_{P2} \\ \vdots \\ R_{PN} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Dengan S_i adalah *trace* seismik, w_i adalah *wavelet* dan R_i adalah refleksivitas. Sehingga dari persamaan (2.15) dan (2.16) didapat:

$$S = (1/2)WDL_p \quad (2.17)$$

W adalah matriks *wavelet* pada persamaan (2.17) dan D adalah matrik derivatif dari persamaan (2.15). Dengan mengkombinasikan persamaan (2.9) dengan persamaan (2.17) maka didapat:

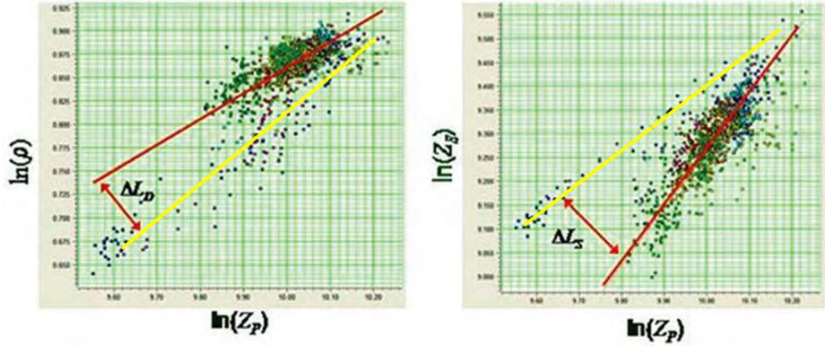
$$S(\theta) = (1/2)_{c1}W(\theta)DL_p + (1/2)_{c2}W(\theta)DL_s + W(\theta)_{c3}DL_D \quad (2.18)$$

Persamaan (2.18) tersebut dapat dipergunakan untuk inversi dengan syarat terdapat relasi antara parameter impedansi dengan densitas. Relasi antara impedansi P , impedansi S dan densitas (Russel et al., 2005) adalah sebagai berikut:

$$\ln(Z_s) = k \ln(Z_p) + k_c + \Delta L_s \quad (2.19)$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_p) + m_c + \Delta L_D \quad (2.20)$$

Koefisien k , k_c , m , dan m_c ditentukan dari analisis log sumur pada daerah tersebut. Hubungan tersebut juga dapat digambarkan dengan *crossplot* seperti pada gambar (2.7).



Gambar 2.7 *Crossplot* antara $\ln(\rho)$ terhadap $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ terhadap $\ln(Z_p)$ (Russel, 2000)

Gambar (2.7) merupakan *crossplot* hubungan data sumur $\ln(\rho)$ terhadap $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ terhadap $\ln(Z_p)$. Garis kuning menunjukkan bahwa adanya deviasi garis *trend* masing-masing data sumur pada *crossplot* yang menyatakan adanya anomali fluida (Russel, 2000).

Dengan mengkombinasi persamaan (2.18), (2.19) dan (2.20) serta diubah dalam bentuk matriks sehingga menjadi seperti berikut:

$$\begin{bmatrix} S(\theta)_1 \\ S(\theta)_2 \\ \vdots \\ S(\theta)_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{c}_1 W(\theta_1) D & \tilde{c}_2 W(\theta_1) D & \tilde{c}_3 W(\theta_1) D \\ \tilde{c}_1 W(\theta_2) D & \tilde{c}_2 W(\theta_2) D & \tilde{c}_3 W(\theta_2) D \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \tilde{c}_1 W(\theta_N) D & \tilde{c}_2 W(\theta_N) D & \tilde{c}_3 W(\theta_N) D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_P \\ \Delta L_S \\ \Delta L_D \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Dikarenakan *joint inversion* PP dan PS ini yang bukan hanya menggunakan masukan data seismik PP saja tetapi juga secara bersamaan menggunakan data seismik PS, maka untuk data seismik PS teorinya adalah sebagai berikut dengan menggunakan persamaan linear Aki Richard dan Frasier (Aki and Richards, 2002, Richards and Frasier, 1976) yang ditunjukkan oleh Margrave et al. (2001):

$$R_{PS}(\theta, \varphi) = c_4 R_s + c_5 R_D \quad (2.22)$$

Dengan konstanta berupa,

$$c_4 = -\tan\varphi [4\gamma \sin^2\theta - 4\cos\theta \cos\varphi]$$

$$c_5 = \tan\varphi \left[\frac{1}{2\gamma} + \gamma \sin^2\varphi - \cos\theta \cos\varphi \right]$$

Sama dengan seismik PP sebelumnya dengan menggunakan pendekatan reflektivitas pada persamaan (2.10) dan (2.11) maka persamaan (2.22) menjadi :

$$S_{PS}(\theta) = \frac{c_4}{2} W(\theta) DL_S + c_5 W(\theta) DL_D \quad (2.23)$$

Sehingga didapat matriks akhir inversi bersama PP dan PP dengan mengkombinasikan persamaan matriks (2.21) dan persamaan (2.23) sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} S_{PP}(\theta_1) \\ \vdots \\ S_{PP}(\theta_N) \\ S_{PS}(\theta_1) \\ \vdots \\ S_{PS}(\theta_M) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{c}_1(\theta_1)W(\theta_1)D & c_2(\theta_1)W(\theta_1)D & c_3(\theta_1)W(\theta_1)D \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \tilde{c}_1(\theta_N)W(\theta_N)D & c_2(\theta_N)W(\theta_N)D & c_3(\theta_N)W(\theta_N)D \\ \tilde{c}_4(\theta_1)W(\theta_1)D & \frac{c_4(\theta_1)}{2}W(\theta_1)D & c_5(\theta_1)W(\theta_1)D \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \tilde{c}_4(\theta_M)W(\theta_M)D & \frac{c_4(\theta_M)}{2}W(\theta_M)D & c_5(\theta_M)W(\theta_M)D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_P \\ \Delta L_S \\ \Delta L_D \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Persamaan (2.24) tersebut telah mengkombinasikan masukan data PP dan PS di dalam matriksnya.

Selanjutnya dilakukan iterasi dengan tebakan awal berupa model awal impedansi P (Russel, 2000). Metode iterasi menggunakan metode gradien konjugasi. metode gradien konjugasi merupakan metode untuk meminimalkan suatu fungsi yang arah pencarian pertamanya mengambil arah penurunan tercuram (*steepest descent*). Metode ini menggunakan arah pencarian yang saling ortogonal serta gradien yang selalu diperbarui pada setiap langkah iterasi yang diawali oleh nilai awal masukan, sehingga pada setiap iterasi akan bergerak maju menuju penyelesaian yang optimal. Dalam penelitian ini model awal berupa nilai impedansi P pada kasus litologi tanpa fluida yang ditunjukkan oleh nilai ΔL_S dan ΔL_D bernilai nol yang menandakan tidak adanya garis *trend* fluida yang terpisah seperti yang ditunjukkan oleh gambar (2.7) sebelumnya. Model awal tersebut ditunjukkan oleh persamaan (2.25).

$$[L_P \Delta L_S \Delta L_D]^T = [\ln(Z_{P0}) \ 0 \ 0]^T \quad (2.25)$$

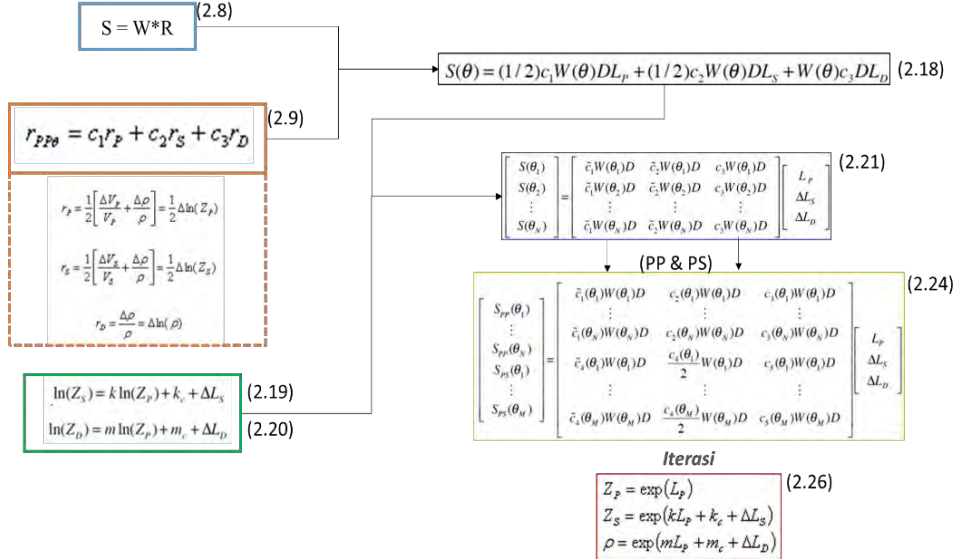
Setelah dilakukan iterasi maka didapat nilai impedansi P, impedansi S dan densitas dengan menggunakan persamaan (2.26) dikarenakan bentuk hubungannya telah dijelaskan pada persamaan (2.19) dan (2.20).

$$Z_P = \exp(L_P)$$

$$Z_S = \exp(kL_p + k_c + \Delta L_S)$$

$$\rho = \exp(mL_p + m_c + \Delta L_D) \quad (2.26)$$

Secara sederhana penjelasan algoritma *joint PP and PS inversion* yang telah dijelaskan sebelumnya ditunjukkan oleh gambar (2.8).



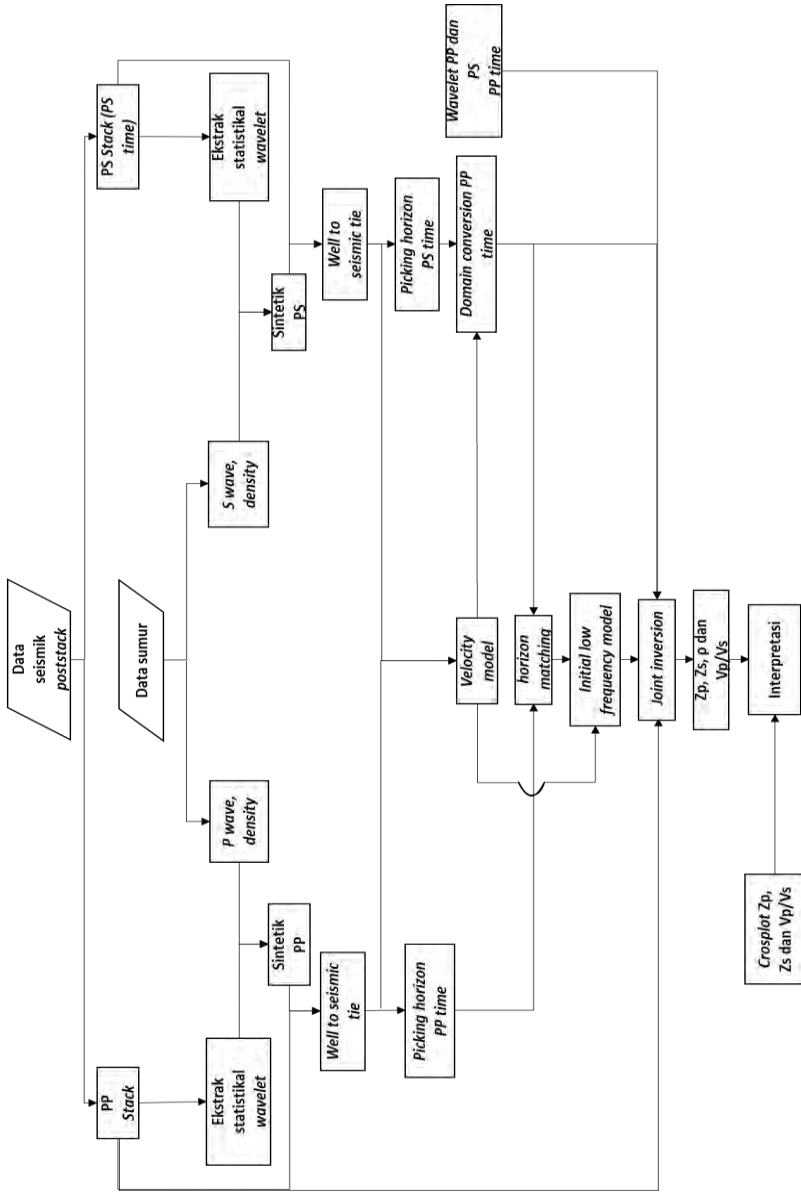
Gambar 2. 8 Algoritma *joint PP and PS inversion*

“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

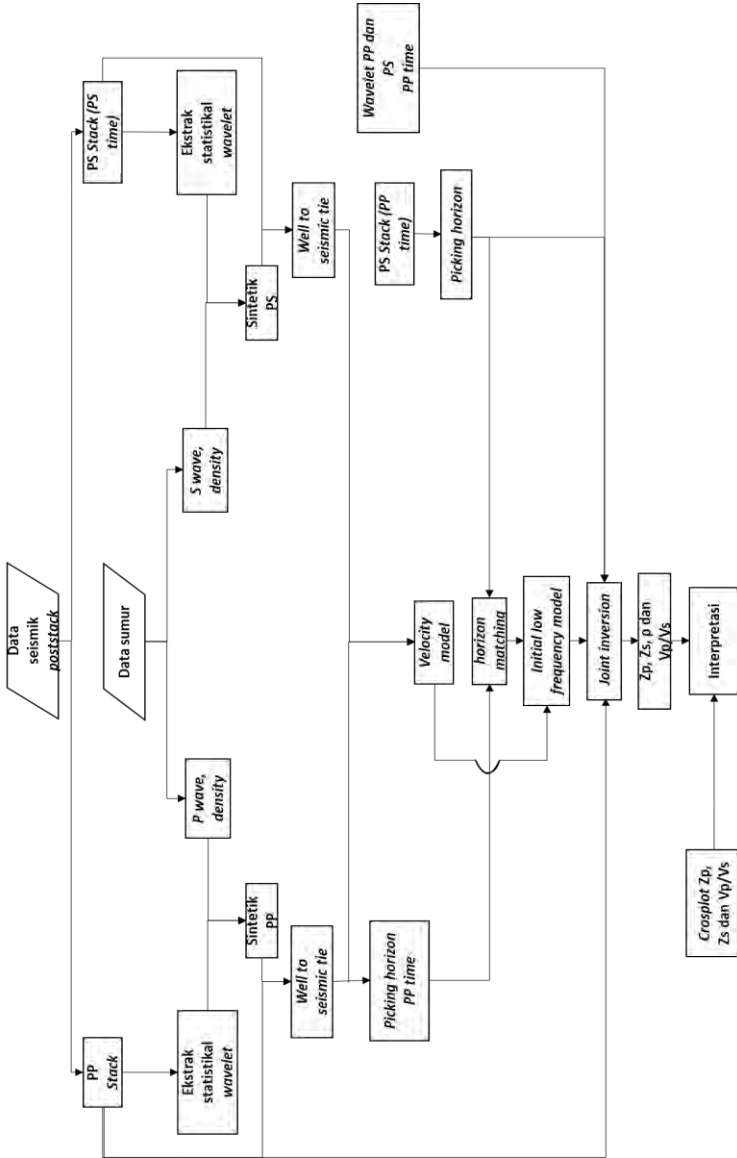
BAB III METODOLOGI

3.1 Tahapan Penelitian

Inversi bersama gelombang PP dan PS dilakukan pada data *Poststack*. Dibutuhkan data seismik PP *stack* dan PS *stack* yang dimasukkan secara bersamaan di dalam proses inversi. Dilakukan pengikatan sumur terhadap seismik dengan masing-masing sintetik gelombang P dan S yang membutuhkan *wavelet* hasil ekstraksi dari masing masing data seismik PP dan PS. Ekstaksi *wavelet* menggunakan metode statistik dengan tujuan agar masing-masing data sumur *matching* dengan masing-masing data seismik PP dan PS. Selanjutnya dilakukan *picking horizon* pada penampang seismik PP. Karena menggunakan data PS dan PP secara bersamaan maka sebelum dilakukanya inversi perlu dilakukan proses konversi domain waktu gelombang PS ke domain gelombang PP yang disebabkan oleh adanya perbedaan antara kecepatan gelombang PP dan PS, hal ini bertujuan agar *event horizon* pada data seismik gelombang PP dan PS sesuai. Selanjutnya untuk meningkatkan kualitas konversi domain maka dilakukan *horizon matching* antara *horizon* pada penampang seismik PP dengan *horizon* pada seismik PS yang telah dilakukan konversi domain. Selanjutnya dilakukan proses inversi, untuk melakukan inversi bersama PP dan PS membutuhkan *initial low frekuensi model* sebagai model awalnya dikarenakan saat dekonvolusi *wavelet* akan menghilangkan frekuensi rendah dan juga model awal sangat berguna sebagai model awal inversi. Proses inversi bersama gelombang PP dan PS dilakukan dengan menggunakan pendekatan metode *simultaneous inversion* dan dilakukan iterasi mengubah model impedansi awal menjadi model inversi akhir yaitu P impedansi (Z_p), S impedansi (Z_s) dan densitas. Selanjutnya diturunkan parameter lain dari hasil inversi yang sensitiv terhadap litologi yaitu rasio V_p/V_s . Untuk menganalisa litologi dilakukan *crossplot* pada P impedansi (Z_p), S impedansi (Z_s) dan rasio V_p/V_s dengan alur kerja pada gambar (3.1). Selanjutnya dilakukan alur yang berbeda dengan menggunakan data seismik PS *stack* PP *time* yang merupakan hasil konversi domain pada saat pengolahan data seismik dengan menggunakan *velocity model* yang didapat saat proses *velocity analysis* ref (Wenlei, 2016). Yang membedakan alur kedua ini dengan alur pertama adalah hanya pada proses konversi domain, dikarenakan data seismik PS *stack* PP *time* yang digunakan sebagai masukan saat proses *joint inversion* sudah dilakukan proses konversi domain pada saat proses pengolahan data seismik. Sedangkan pada proses *well to seismic tie* tetap menggunakan data seismik PS *stack* PS *time*. Diagram alurnya ditunjukkan oleh gambar (3.2).



Gambar 3.1 Diagram alur proses penelitian pertama



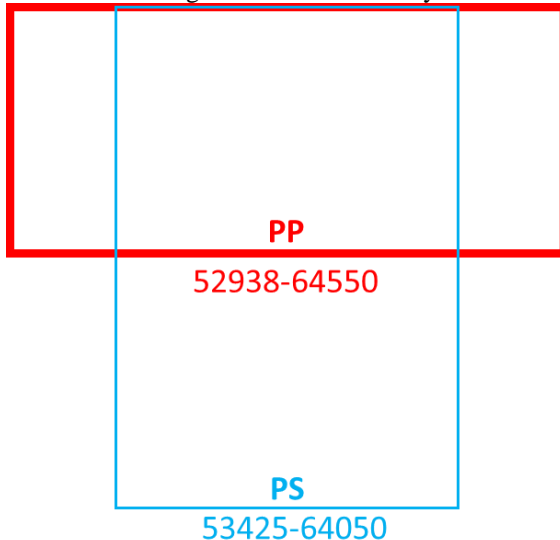
Gambar 3.2 Diagram alur proses penelitian kedua

3.2 Persiapan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik PP *stack* PP *time*, PS *stack* PS *time* dan PS *stack* PP *time*, serta satu buah data sumur:

3.2.1 Data Seismik

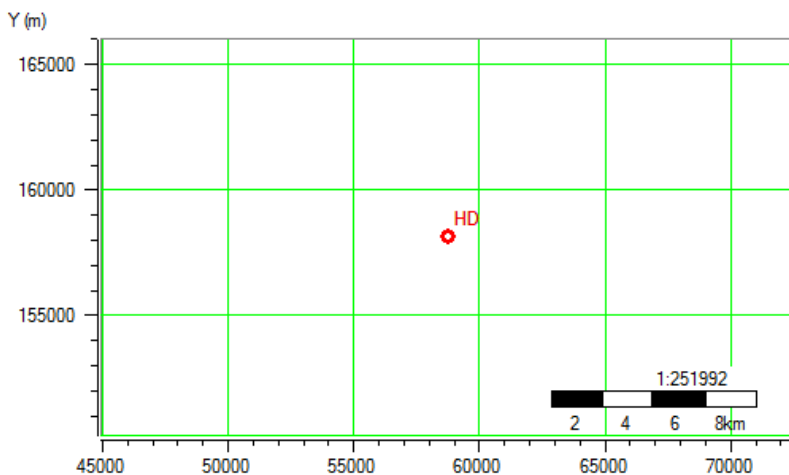
Data seismik yang digunakan berupa dua data 2D *post stack* yaitu seismik PP dan PS dengan format SEG-Y. Data seismik PP memiliki jumlah CDP yang berbeda dengan data seismik PS. Koordinat X seismik PP adalah (52938 – 64550), seismik PS adalah (53425 – 64050) seperti yang ditunjukkan oleh gambar (3.3). Sehingga dilakukan pemotongan seismik agar memiliki jumlah koordinat yang sama dengan jumlah *trace* yang sama. Pemotongan dilakukan pada seismik PP dengan koordinat terkecil yaitu koordinat seismik PS.



Gambar 3.3 Perbedaan x koordinat diantara seismik PP *stack* dan PS *stack*

3.2.2 Data Sumur

Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah satu sumur yaitu sumur HD yang terletak pada koordinat $x = 58775$ dan $y = 158125$ seperti yang ditunjukkan pada *basemap* oleh gambar (3.4). Data sumur berupa data log *P wave*, *S wave*, densitas, porositas, dan *volume clay*. Sumur juga disertai oleh *marker top* dan *base* daerah yang diteliti yaitu pada horizon1 dan horizon2.



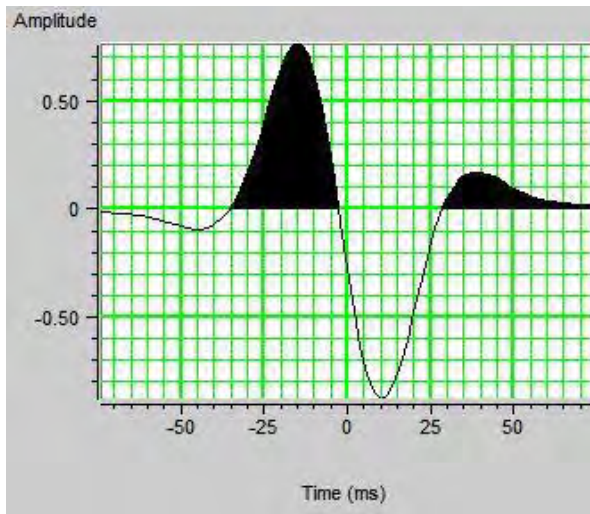
Gambar 3.4 Koordinat sumur

3.3 Tahapan Pengolahan Data

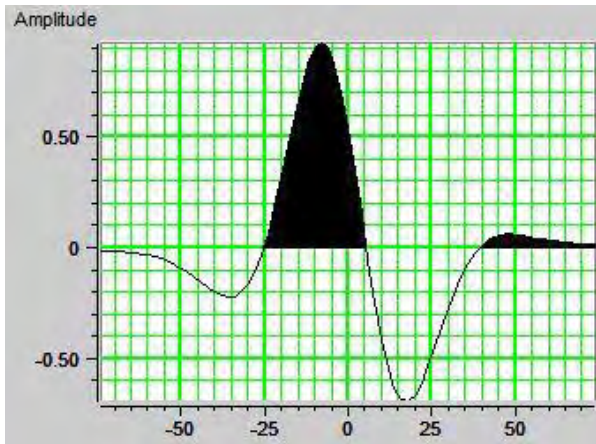
Tahapan pengolahan data mengikuti dua diagram alur yang telah dijelaskan sebelumnya yaitu pada diagram alur pertama pada gambar (3.1) dan diagram alur kedua pada gambar (3.2).

3.3.1 Ekstrak Wavelet

Tahapan ekstraksi *wavelet* harus dilakukan agar dapat melakukan *well to seismic tie*. Ekstraksi *wavelet* dilakukan pada masing-masing data PP dan PS. Ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan 2 cara yaitu secara teoritis dengan membuat *wavelet ricker* dan secara statistik dengan mengekstrak *wavelet* dari data seismik. *Wavelet* yang telah diekstraks akan dikonvolusi dengan log reflektivitas sehingga menghasilkan seismogram sintetik. Dalam penelitian ini ekstraksi *wavelet* dilakukan dengan metode statistik dikarenakan lebih baik di dalam pengambilan frekuensi dominan dari data seismik pada kedalaman yang telah ditentukan yaitu pada *marker horizon1* dan *horizon2*. Untuk diagram alur pertama dan kedua *wavelet* diekstrak dari data seismik PP *stack PP time* dan PS *stack PS time*. Gambar (3.5) dan gambar (3.6) berikut menunjukkan *wavelet* hasil ekstraksi dari seismik PP dan PS *stack* setelah dilakukan rotasi fase. *Wavelet* yang diekstrak dari seismik PP memiliki frekuensi sebesar 17 Hz dengan *sample rate* dan panjang *wavelet* sebesar 4 ms dan 150 ms. Sedangkan *Wavelet* yang diekstrak dari seismik PS memiliki frekuensi sebesar 13 Hz dengan *sample rate* dan panjang *wavelet* sebesar 4 ms dan 150 ms.



Gambar 3.5 *Wavelet* hasil ekstraksi dari seismik PP

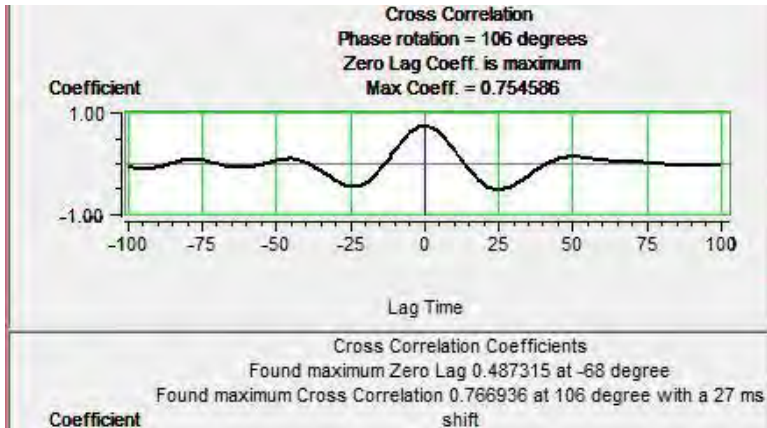


Gambar 3.6 *Wavelet* hasil ekstraksi dari seismik PS

3.3.2 *Well To Seismic Tie*

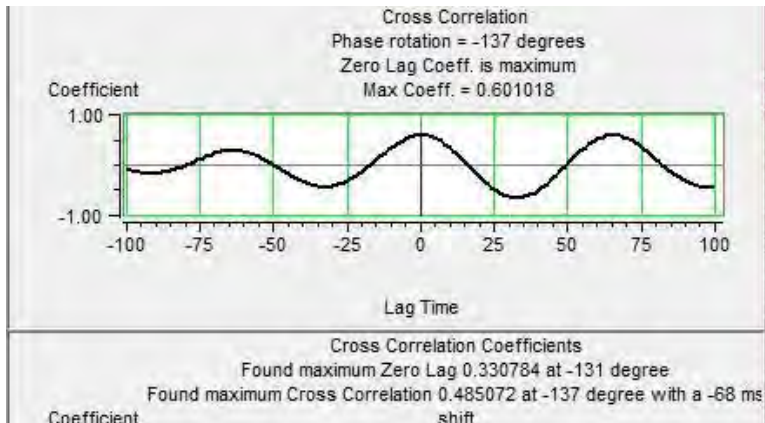
Tahapan *well to seismic tie* bertujuan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik dengan cara menyamakan *event* pada seismogram sintetik dengan data seismik. Dalam proses korelasi sumur terhadap data seismik ini perlu dilakukan konversi data sumur yang berdomain kedalaman menjadi domain waktu dengan bantuan data *sonic log* dan *checkshot*. Untuk mendapatkan hasil korelasi maksimum maka dilakukan proses *time shift* dan *stretching*. Pada

penelitian ini untuk alur penelitian pertama dan kedua dilakukan *well to seismic tie* pada masing-masing data seismik PP *stack* PP time dan seismik PS *stack* PS time. Proses *well to seismic tie* pada data seismik PP *stack* PP time dilakukan rotasi fase sebesar 106 derajat dan *shifting* sebesar 27 ms. Didapat korelasi sebesar 0.75 pada kedalaman *marker horizon*1 sampai horizon2 yaitu 1167 ms sampai 1807 ms seperti yang ditunjukkan oleh gambar (3.7).



Gambar 3.7 *Well to seismic tie* pada seismik PP

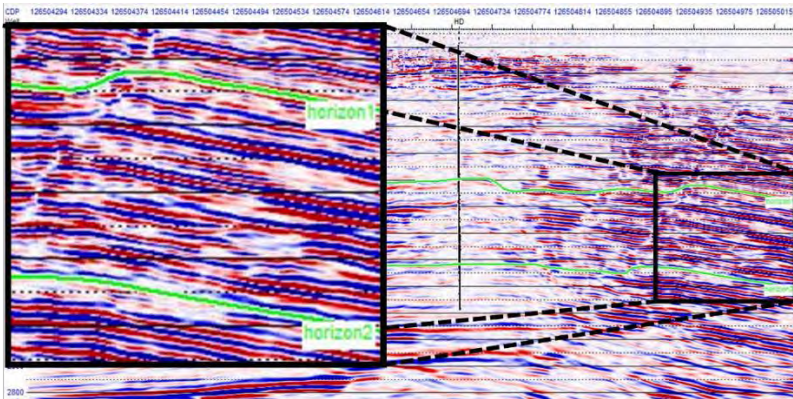
Sedangkan pada proses *well to seismic tie* pada data seismik PS *stack* PS time dilakukan rotasi fase sebesar -137 derajat dan *shifting* sebesar -68 ms. Didapat korelasi sebesar 0.6 seperti yang ditunjukkan oleh gambar (3.8).



Gambar 3.8 *Well to seismic tie* pada seismik PS

3.3.3 Picking Horizon

Setelah melakukan *well to seismic tie*, proses selanjutnya adalah melakukan *picking horizon*. *Picking horizon* dilakukan pertama kali berdasarkan top dan *base marker* dari data sumur dan diteruskan secara lateral mengikuti kontinuitas refleksi yang dicirikan oleh kemenerusan amplitudo seismiknya. *Marker* yang digunakan adalah *horizon1* dan *horizon2*. Untuk alur penelitian pertama, *picking horizon* dilakukan pada seismik PP *stack PP time* dan seismik PS *stack PS time*. Sedangkan untuk alur penelitian kedua *picking horizon* dilakukan pada data seismik PP *stack PP time* dan PS *stack PP time*. Hasil *picking horizon* ditunjukkan oleh gambar (3.9) yang berwarna hijau. Setelah *dipicking* pada kedua data selanjutnya horizon tersebut dilakukan *smoothing* untuk menghindari *error* pada model awal inversi.



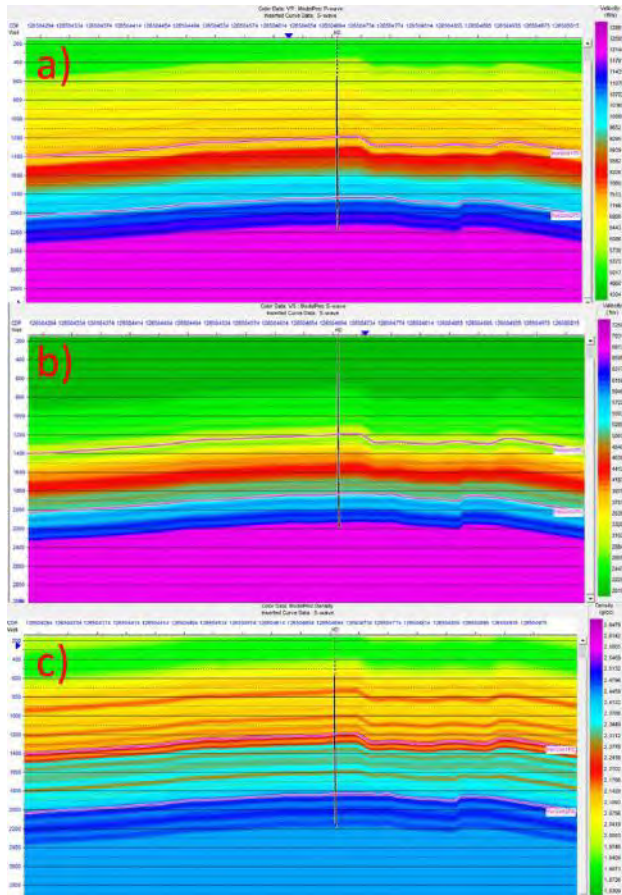
Gambar 3.9 *Picking horizon1* dan *horizon2* pada data seismik PP, yang ditunjukkan oleh garis warna hijau

3.3.4 Pembuatan Model Awal

Model awal merupakan sebuah model yang digunakan untuk proses inversi dan proses konversi domain seismik PS *time* menjadi PP *time*. Model awal dibuat dari data horizon yang telah *dipicking* pada seismik PP, dan data sumur *P-wave* hasil *well to seismic tie*, *S-wave* hasil *well to seismic tie* dan densitas. Hasil pembuatan model awal berupa sebaran data sumur *P-wave*, *S-wave*, dan densitas ke seluruh penampang seismik mengikuti pola bentuk horizon yang telah *dipicking* pada proses sebelumnya seperti yang ditunjukkan oleh gambar (3.10). Untuk proses inversi dengan pendekatan *simultaneous* menggunakan masukan model awal berupa *low frequency model* untuk menghitung *synthetic gather* kemudian membandingkannya dengan *real gather* dari data seismik. Untuk *low frequency model* dinyatakan dalam model

kecepatan *P-wave*, *S-wave* dan densitas, bukan di dalam model impedansi dikarenakan software secara otomatis akan melakukan perhitungan tersebut dengan mengalikan model *P-wave* dan densitas untuk mendapatkan model impedansi P.

Pada alur penelitian pertama, dilakukan pembuatan model awal kecepatan *P-wave* dan *S-wave* untuk mengkonversi domain PS *time* dan model awal *low frequency model* untuk proses awal inversi. sedangkan pada alur penelitian kedua proses pembuatan model awal hanya *low frequency model* dikarenakan pada alur kedua tidak dilakukannya proses konversi domain.



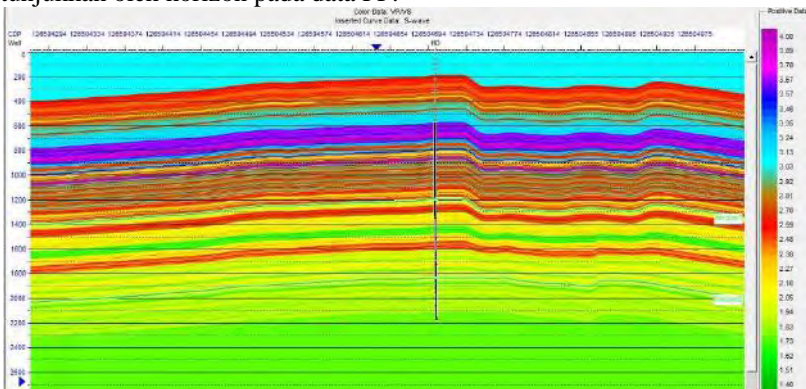
Gambar 3.10 *Low frequency model*. a) model *P-wave*, b) model *S-wave*, c) model densitas

3.3.5 Konversi Domain Seismik

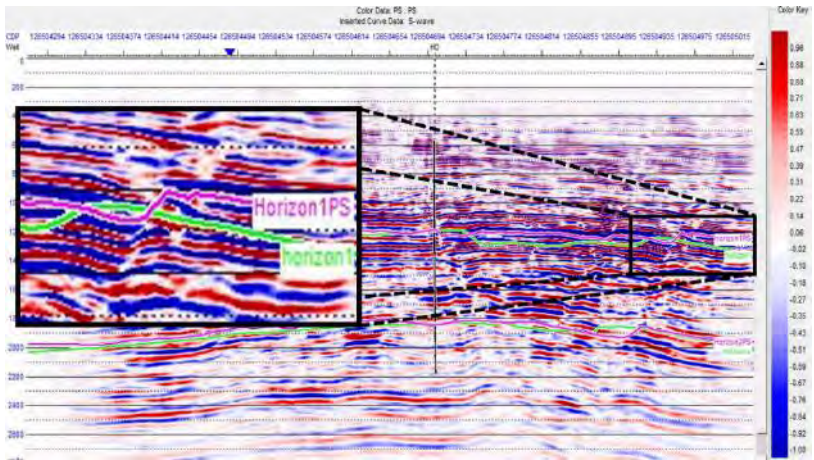
Proses konversi domain merupakan hal yang sangat penting di dalam proses inversi bersama gelombang PP dan PS dikarenakan oleh adanya perbedaan waktu tempuh kedua gelombang PP dan PS tersebut algoritma dasar yang digunakan adalah pada persamaan (2.4). Pada alur penelitian pertama, proses konversi domain seismik PS *stack PS time* ke PP *time* digunakan turunan model awal berupa model kecepatan *P-wave* dan *S-wave* yang telah dibuat pada proses sebelumnya. Sedangkan pada alur penelitian kedua, tidak dilakukan proses konversi domain dikarenakan *input* seismik PS *stack PP time* sudah di dalam domain PP *time*.

3.3.6 Event Matching

Setelah dilakukan proses konversi domain pada alur penelitian pertama, maka selanjutnya dilakukan peningkatan kualitas konversi domain. Hal tersebut dilakukan karena nilai rasio V_p/V_s pada data seismik yang telah dikonversi domain masih memiliki nilai yang sama secara lateral seperti yang ditunjukkan oleh gambar (3.11). Dalam kasus nyata nilai rasio V_p/V_s akan bervariasi secara lateral. Pada data seismik sangat jelas adanya perbedaan nilai V_p/V_s yang ditunjukkan oleh adanya perbedaan antara horizon pada seismik PP dan PS walaupun pada sekitar sumur sudah memiliki posisi yang sama dikarenakan proses konversi domain sebelumnya seperti yang ditunjukkan oleh gambar (3.12). Sehingga dilakukan proses *event matching* dengan menyesuaikan *event* PS yang ditunjukkan oleh horizon pada data PS dengan *event* PP yang ditunjukkan oleh horizon pada data PP.



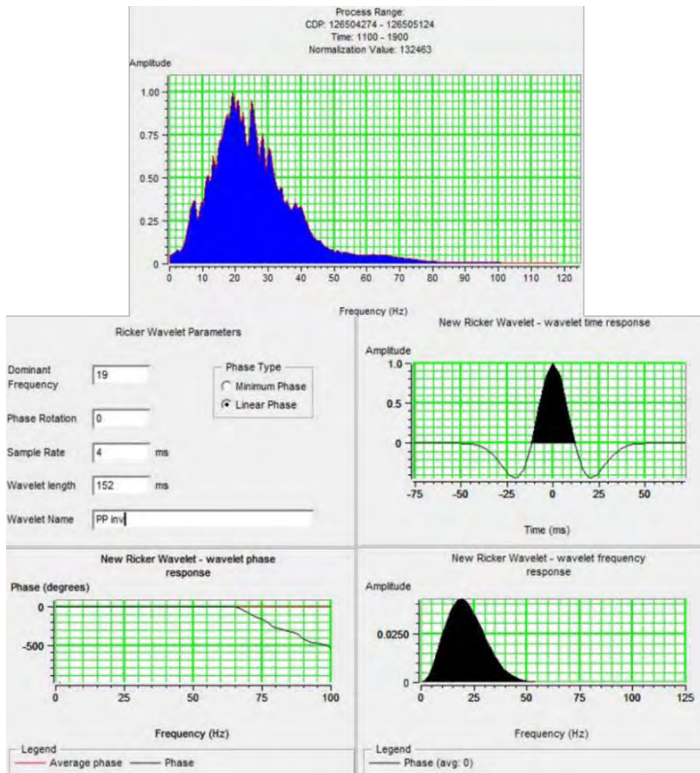
Gambar 3.11 Model rasio V_p/V_s setelah proses konversi domain



Gambar 3.12 Perbedaan horizon PP dan PS secara lateral

3.3.7 Joint inversion

Untuk alur penelitian pertama, *joint inversion* dilakukan dengan *input* berupa seismik PP *stack PP time*, seismik PS *stack PS time* yang telah dilakukan konversi *domain* dan *event matching* serta *wavelet* PP dan *wavelet* PS. Pembuatan *wavelet* PP dan PS secara teoritik *ricker zero phase* dengan masukan frekuensi seismik PP dan PS yang telah dikonversi ke dalam domain *PP time*. Pembuatan *wavelet* PP dilakukan dengan mengekstrak nilai frekuensi seismik pada kedalaman *marker horizon1* sampai *horizon2* dan didapat dominan frekuensi sebesar 19 Hz, sehingga dibuat *wavelet* PP dengan frekuensi sebesar 19 Hz seperti yang ditunjukkan oleh gambar (3.13). Pada pembuatan *wavelet* PS juga dilakukan dengan mengekstrak nilai frekuensi seismik pada kedalaman *marker horizon1* sampai *horizon2* dan didapat dominan frekuensi sebesar 13 Hz, sehingga dibuat *wavelet* PS dengan frekuensi sebesar 13 Hz seperti yang ditunjukkan oleh gambar (3.14).

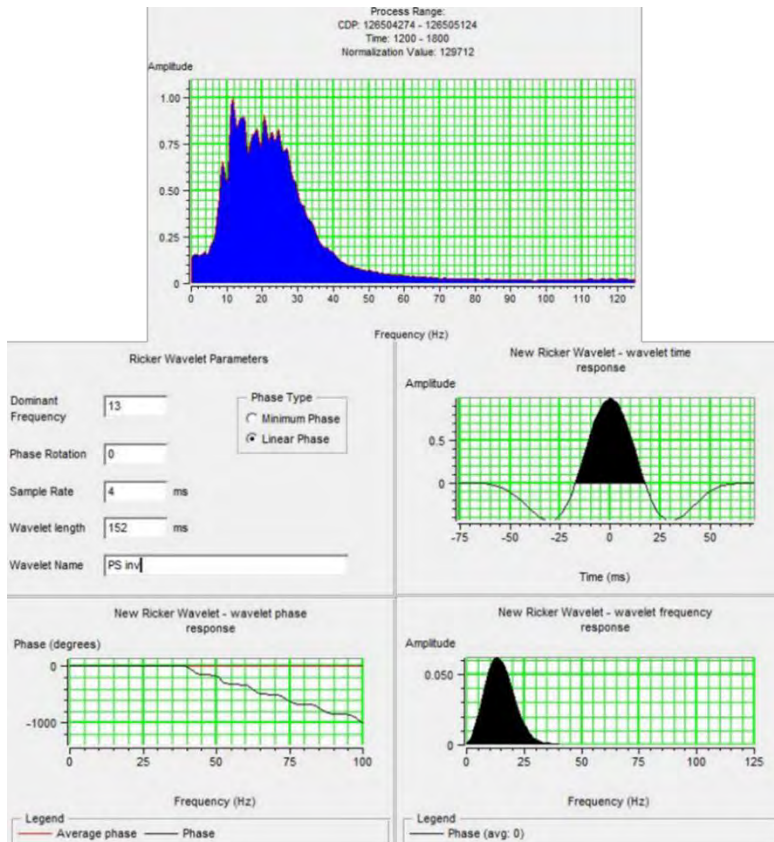


Gambar 3.13 Pembuatan *wavelet* PP teoritik *ricker zero phase*

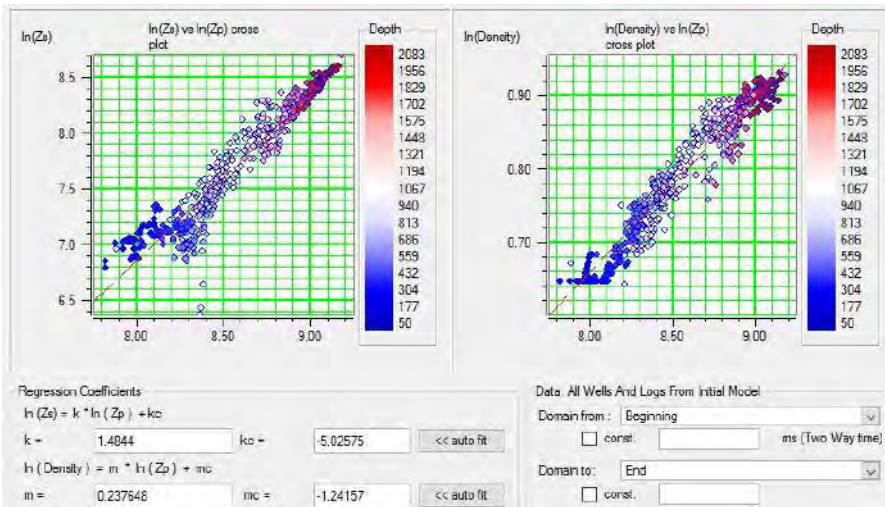
Sedangkan pada alur penelitian kedua, *joint inversion* dilakukan dengan *input* data seismik PP *stack PP time* dan seismik PS *stack PP time*. pembuatan *wavelet* menggunakan metode yang sama dengan pembuatan *wavelet* pada alur penelitian pertama.

Pada proses *joint inversion* dilakukan *crossplot* data sumur impedansi P (Z_p), impedansi S (Z_s) dan densitas untuk mencari hubungan antar ketiga data tersebut dikarenakan oleh pada proses inversi memerlukan tebakan nilai impedansi S dan densitas seperti yang ditunjukkan oleh persamaan (2.19) dan (2.20). Didapat nilai hubungan tersebut dari hasil regresi antara Z_s dan Z_p dalam bentuk logaritma natural dengan koefisien regresi k sebesar 1.4844 dan kc sebesar -5.02575. Sedangkan hubungan regresi antara densitas dan Z_p dalam bentuk logaritma natural dengan koefisien regresi m sebesar 0.237648 dan mc sebesar -1.24157 yang ditunjukkan oleh gambar (3.15). Hasil inversi kemudian dianalisis bagaimana korelasinya dengan membandingkan *trace* hasil inversi

yang telah diperoleh dengan *original logs*. Jika korelasinya cukup baik , maka hasil inversi dapat dikatakan cukup baik.



Gambar 3.14 Pembuatan *wavelet PS* teoritik *ricker zero phase*



Gambar 3.15 Hubungan nilai data sumur impedansi P (Z_p), impedansi S (Z_s) dan densitas

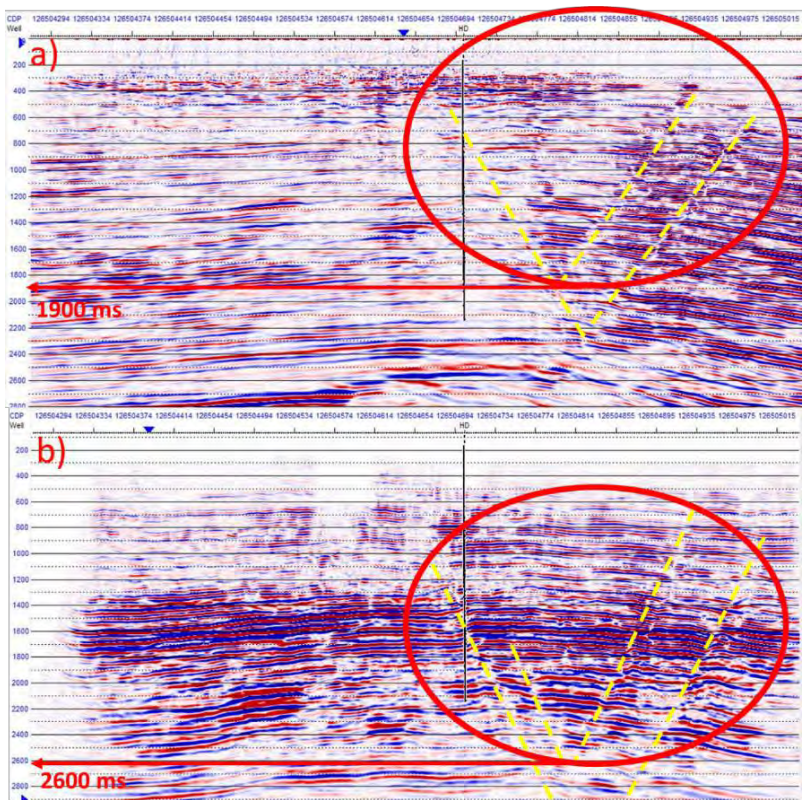
“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

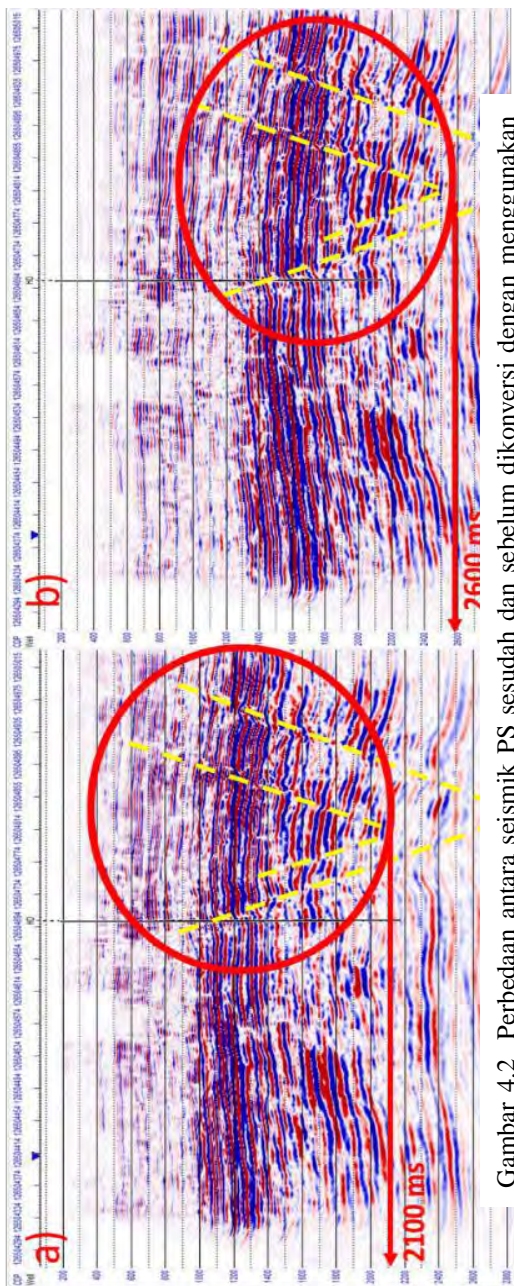
4.1 Analisa Konversi *Domain* Seismik

Pada alur penelitian pertama, saat memasukkan data awal seismik PP *stack* PP *time* dan PS *stack* PS *time*, perangkat lunak secara *default* melakukan konversi *domain* awal dengan menggunakan rasio V_p/V_s sebesar 2. Nilai rasio V_p/V_s tersebut merupakan nilai rasio kecepatan untuk gelombang P dan S secara umum. Pada gambar (4.1) yang merupakan masukan data seismik awal dengan konversi *domain default* memiliki posisi *event* yang berbeda secara lateral maupun vertikal. Perbedaan tersebut dikarenakan oleh kecepatan gelombang PS yang berbeda dengan gelombang PP dalam merambat pada suatu medium atau suatu litologi.

Dari gambar (4.1) tersebut dapat dilihat bahwa adanya perbedaan jelas antara *event* seismik PP dan PS. Sebagai contoh jelas yaitu *event* patahan pada seismik PP memiliki batas bawah berada pada posisi sekitar 1900 ms sedangkan pada seismik PS berada pada sekitar 2600 ms yang ditunjukkan oleh garis putus-putus berwarna kuning. Sehingga sangat penting untuk melakukan konversi *domain* yang tepat agar *event* antara PP dan PS sesuai agar proses selanjutnya tidak terjadi kesalahan yang menyebabkan kesalahan dalam interpretasi. Setelah dilakukan proses konversi *domain* dengan menggunakan model awal kecepatan didapat hasil penampang sesimik PS yang dibandingkan dengan sesimik PS yang belum dilakukan konversi *domain* menggunakan model awal kecepatan seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.2).



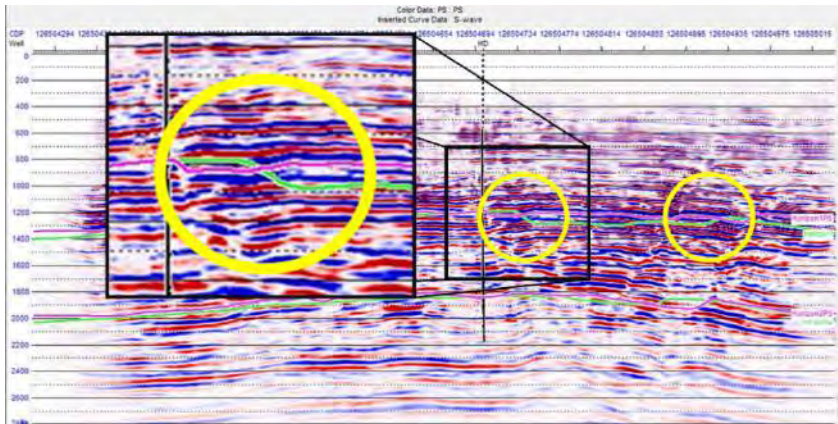
Gambar 4.1 Perbedaan *event* antara seismik PP dan PS. a) posisi *event* patahan seismik PP. b) posisi *event* patahan pada seismik PS



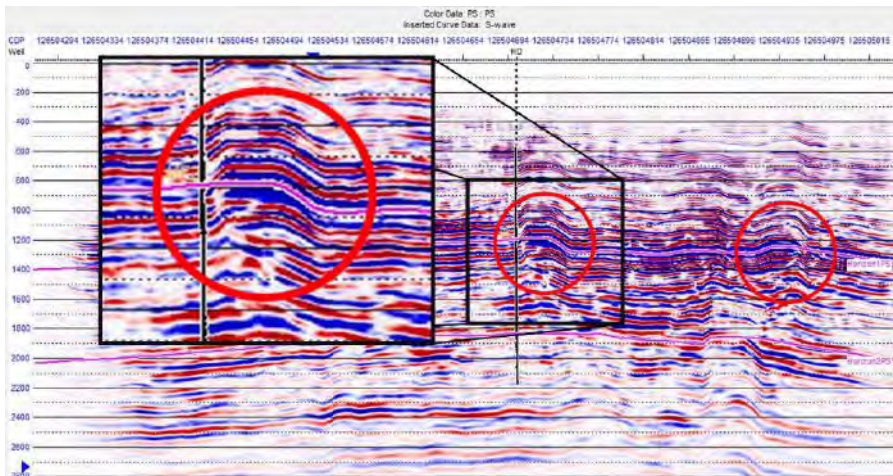
Gambar 4.2 Perbedaan antara seismik PS sesudah dan sebelum dikonversi dengan menggunakan model awal kecepatan. a) Setelah dikonversi. b) Sebelum dikonversi

Dari gambar (4.2) dapat dilihat bahwa setelah dikonversi seismik PS memiliki batas bawah patahan yang berbeda posisinya secara vertikal jika dibandingkan dengan seismik PS yang belum dikonversi menggunakan model awal kecepatan. Seismik PS yang telah dikonversi masih belum sama *eventnya* dengan *event* pada seismik PP.

Untuk meningkatkan kualitas konversi *domain* tersebut dilakukan *event matching* antara kedua horizon PP dan PS yang telah dilakukan proses *picking* sebelumnya. Pada hasil *picking* yang ditunjukkan oleh gambar (4.3), horizon PP (hijau) dan PS (*magenta*) yang saling berhimpitan di daerah sumur HD. Horizon hanya berhimpit di daerah sumur karena model kecepatan yang digunakan merupakan nilai kecepatan *P-wave* dan *S-wave* dari sumur yang didistribusikan secara lateral mengikuti bentuk horizon. Walaupun sudah dilakukan konversi *domain*, namun masih saja ada perbedaan *event* PP dan PS yang dilihat dari horizonnya. Hal tersebut terjadi karena masih adanya perbedaan V_p/V_s secara lateral yang tidak dapat dikontrol oleh model awal kecepatan yang hanya berasal dari satu posisi sumur. Sehingga dilakukan peningkatan kualitas konversi melalui proses *event matching*. Didapat hasil setelah dilakukannya proses *event matching* seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.4).



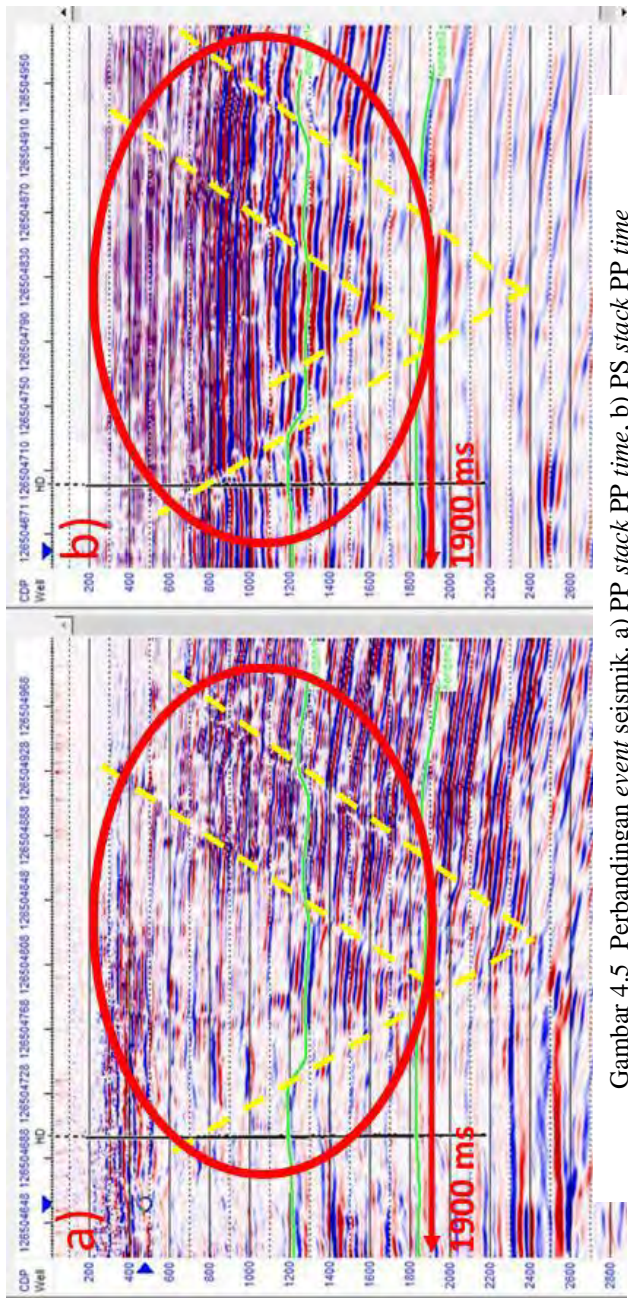
Gambar 4.3 Perbedaan antara horizon PP dan PS



Gambar 4.4 Penampang seismik PS yang telah dilakukan proses *event matching*

Dari gambar (4.4) dapat dilihat bahwa *event* pada seismik PS telah disesuaikan dengan *event* seismik PP, sehingga hanya ada satu jenis horizon yang sesuai dengan kedua data. Dapat dilihat salah satu contoh yang sangat kelihatan perbedaannya adalah pada lingkaran merah yang menarik *event* seismik PS mengikuti *event* seismik PP, sedangkan disekitarnya hanya memiliki sedikit perbedaan. Proses konversi domain ini merupakan proses yang sangat penting sebelum dilakukannya inversi seismik dikarenakan oleh proses ini akan mengubah *domain* dalam bentuk *event* seismik PS yang akan sangat berpengaruh pada proses inversi.

Sedangkan untuk alur penelitian kedua, tidak dilakukan proses konversi *domain* ini dikarenakan oleh sudah sesuainya *event* seismik PP *stack PP time* dengan PS *stack PP time* yang sebelumnya telah dilakukan proses konversi *domain* pada saat pengolahan data seismik dengan menggunakan model kecepatan dari hasil proses *event registering*. Pada gambar (4.5) data seismik PP *stack PP time* dan PS *stack PP time* telah memiliki posisi *event* yang sama khususnya pada posisi patahan (kuning) yang berhimpit pada horizon2 (hijau bawah) pada kedalaman 1900ms sehingga data seismik PS *stack PP time* ini valid untuk dilakukan proses inversi.

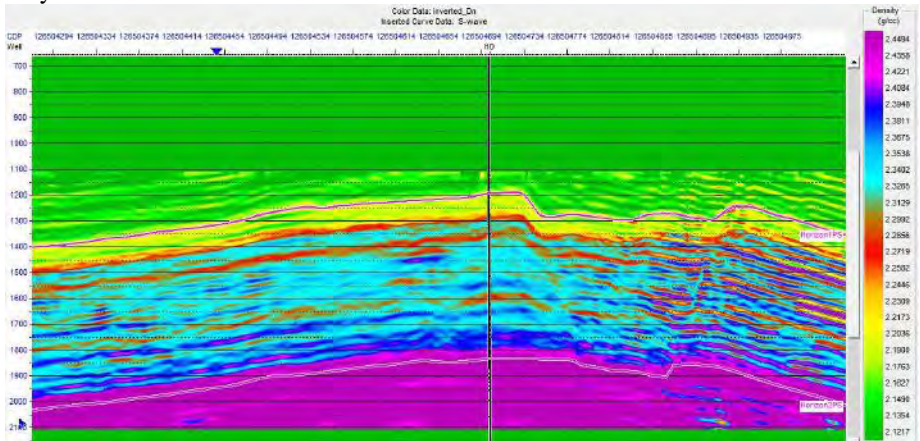


Gambar 4.5 Perbandingan event seismik. a) PP stack PP time, b) PS stack PP time

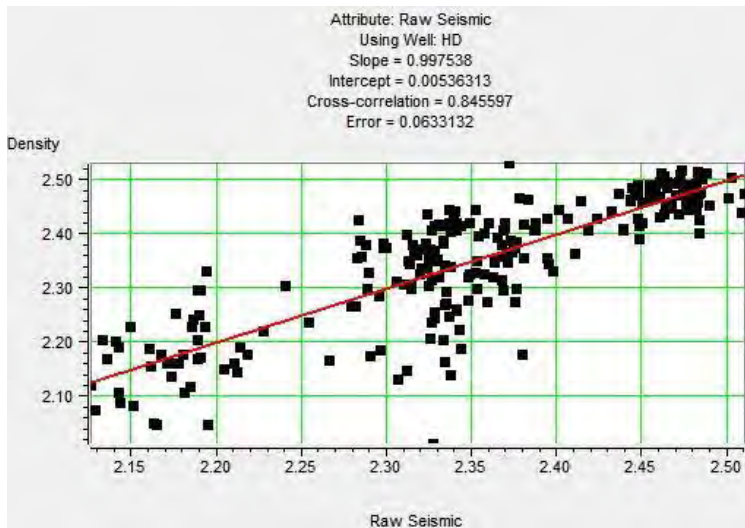
4.2 Analisa Proses Inversi alur Penelitian Pertama

Pada alur penelitian pertama didapat hasil dari proses *joint inversion* berupa penampang densitas, impedansi P dan impedansi S seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.6), (4.8) dan (4.10). Dari hasil inversi tiga parameter tersebut, dapat diturunkan parameter lain yang diharapkan dapat membantu dalam menganalisa litologi, yakni parameter rasio V_p/V_s seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.12).

Pada gambar (4.6) yang merupakan densitas hasil *joint inversion* dengan nilai densitas berkisar antara 2.1217 – 2.4494 (g/cc) di antara horizon1 dan horizon2. Untuk mengetahui nilai densitas tersebut valid atau tidak, maka dilakukan *quality control* antara nilai densitas sumur dengan nilai densitas hasil inversi yang berada di dekat sumur. Hasil QC berupa nilai *cross correlation* di antara kedua data yaitu didapat sebesar 0.845597 seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.7). Dari hasil QC dapat dinyatakan bahwa nilai densitas hasil inversi memiliki nilai yang hampir sama dengan nilai densitas pada sumur sehingga dinyatakan valid.

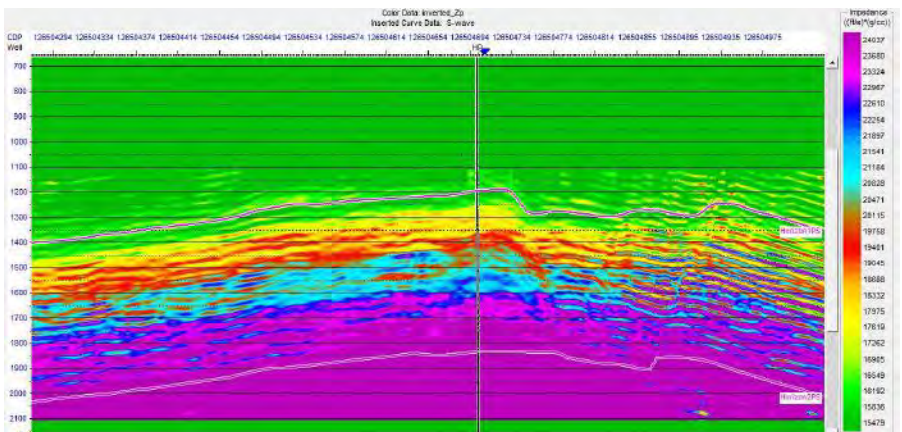


Gambar 4.6 Penampang densitas hasil inversi

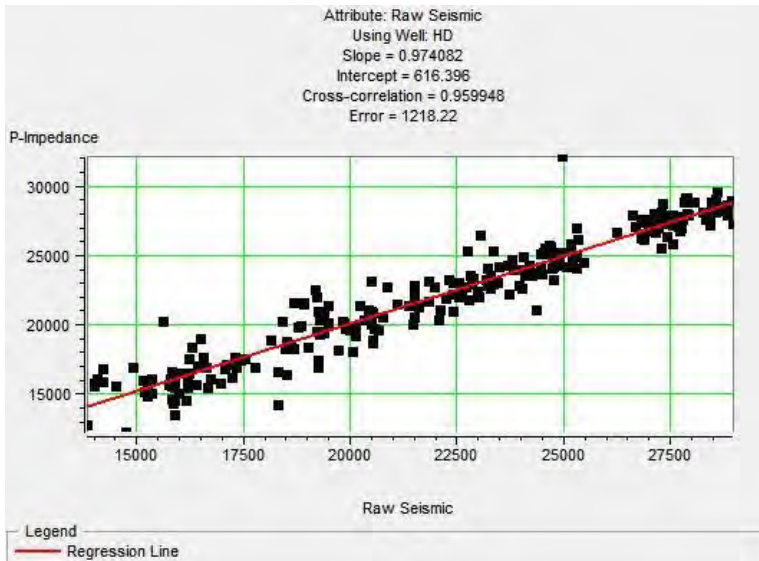


Gambar 4.7 QC pada hasil inversi densitas

Pada gambar (4.8) yang merupakan impedansi P hasil *joint inversion* dengan nilai impedansi P berkisar antara 15363 – 23921 (ft/s)/(g/cc) di antara horizon1 dan horizon2. Dilakukan *quality control* antara nilai impedansi P sumur dengan nilai impedansi P hasil inversi yang berada di dekat sumur. Hasil QC berupa nilai *cross correlation* di antara kedua data yaitu didapat sebesar 0.959948 seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.9). Dari hasil QC dapat dinyatakan bahwa nilai impedansi P hasil inversi memiliki nilai yang hampir sama dengan impedansi P sumur sehingga dinyatakan valid.

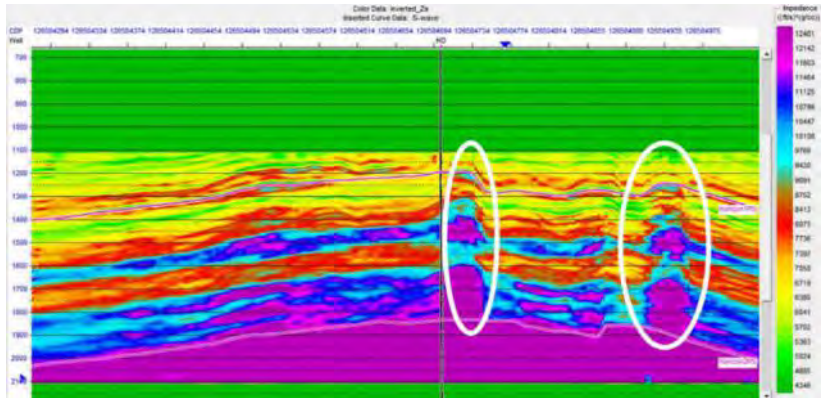


Gambar 4.8 Penampang impedansi P hasil inversi

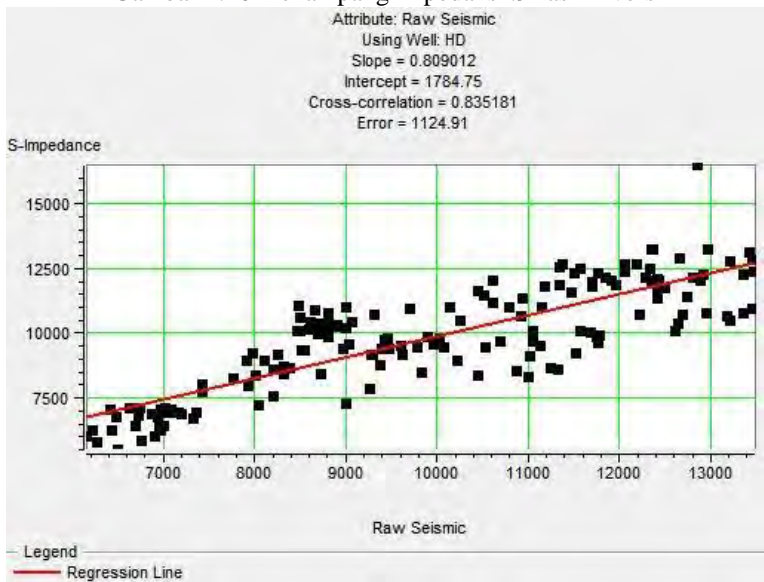


Gambar 4.9 QC pada hasil inversi impedansi P

Pada gambar (4.10) yang merupakan impedansi S hasil *joint inversion* dengan nilai impedansi S berkisar antara 4346 – 12481 (ft/s)/(g/cc) di antara horizon1 dan horizon2. Dilakukan *quality control* antara nilai impedansi S sumur dengan nilai impedansi S hasil inversi yang berada di dekat sumur. Hasil QC berupa nilai *cross correlation* di antara kedua data yaitu didapat sebesar 0.835181 seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.11). Dari hasil QC dapat dinyatakan bahwa nilai impedansi S hasil inversi memiliki nilai yang hampir sama dengan impedansi S sumur, namun jika dilihat dari penampang impedansi S secara keseluruhan, maka pada dua lokasi yang ditunjukkan oleh lingkaran putih terdapat adanya anomali yang ganjil. Adanya anomali ganjil tersebut dikarenakan oleh proses *event matching* yang di dalam prosesnya melakukan penarikan *time event* seismik PS *stack PS time* mengikuti bentuk *event* seismik PP *stack PP time*. Adanya perbedaan *event horizon* antara kedua data tersebut yang ditunjukkan oleh lingkaran kuning pada gambar (4.3) sehingga saat dilakukannya proses *event matching* maka bentuk *event* seismik PS *stack PS time* ditarik mengikuti *event* seismik PP *stack PP time* seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.4). Sehingga jika dilihat dari sebaran nilai impedansi S secara lateral dari posisi sumur, maka dapat disimpulkan bahwa nilai impedansi S hasil inversi pada bagian lingkaran putih dinyatakan tidak valid.

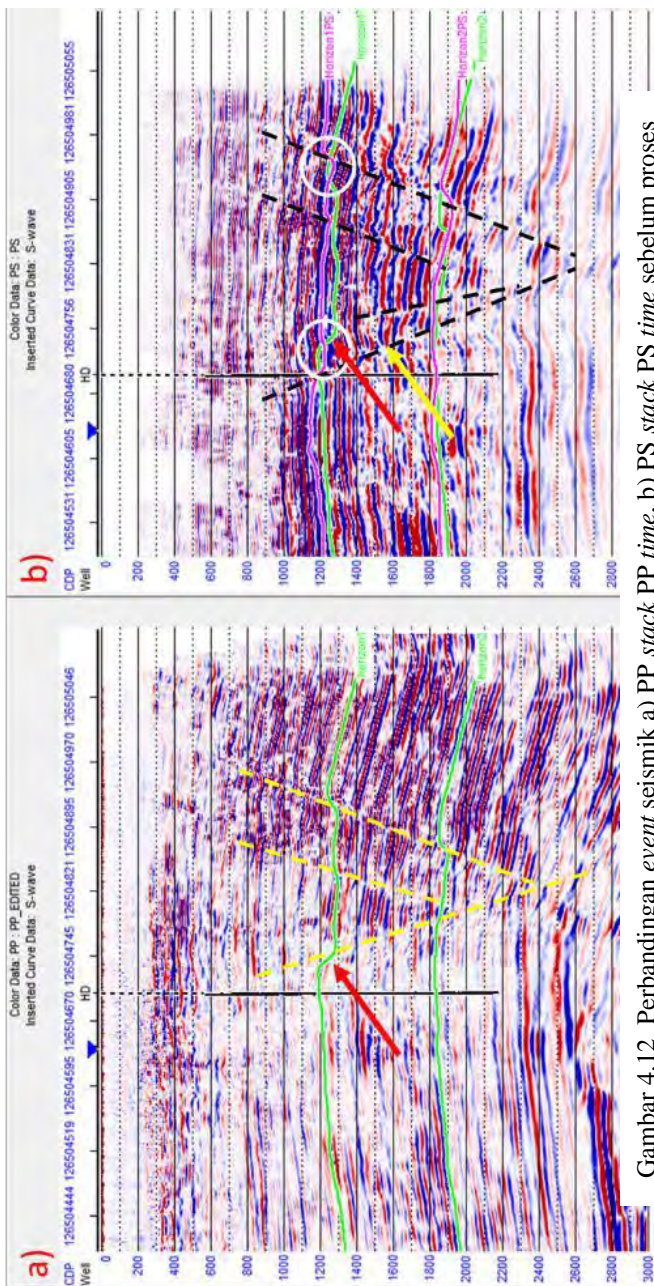


Gambar 4.10 Penampang impedansi S hasil inversi



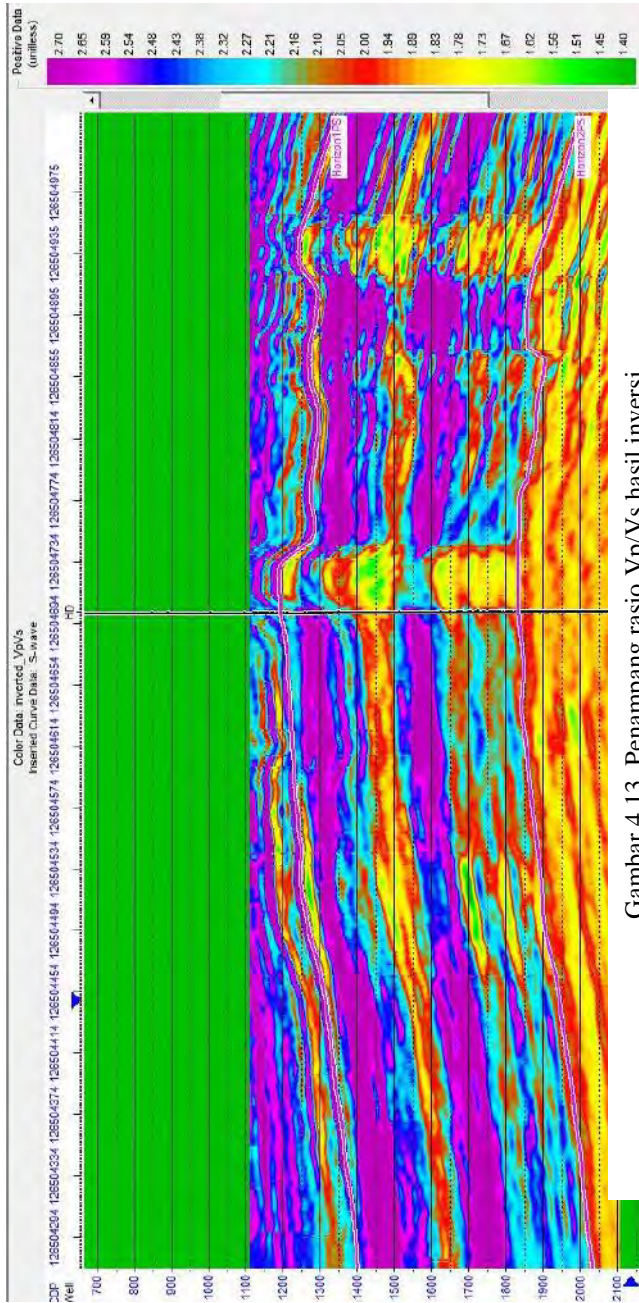
Gambar 4.11 QC pada hasil inversi impedansi S

Seharusnya proses *event matching* tersebut dapat meningkatkan kualitas konversi *domain* seismik *PS stack PS time*, namun proses tersebut malah memperburuk hasil dari inversi. Untuk menganalisa mengapa hal itu terjadi maka dilihat kembali penampang seismik *PP stack PP time* dan seismik *PS stack PS time* sebelum dilakukan proses *event matching* yang ditunjukkan oleh gambar (4.12).

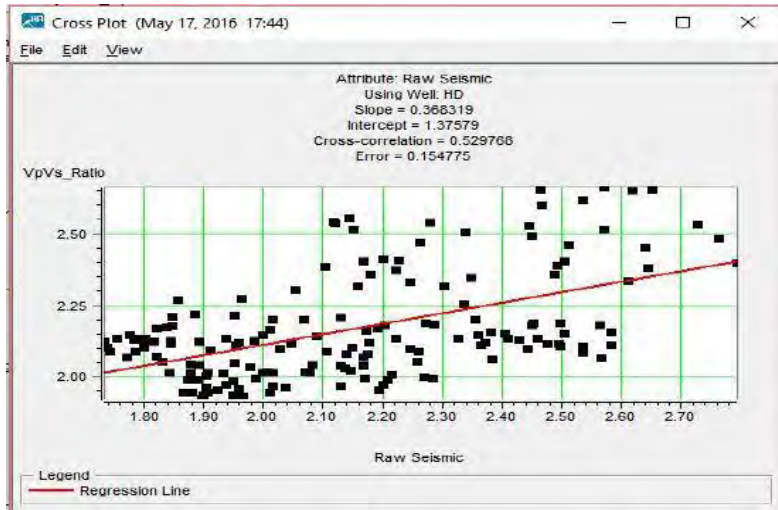


Gambar 4.12 Perbandingan event seismik a) PP stack PP time, b) PS stack PS time sebelum proses

Pada gambar (4.12) dapat dilihat *event* seismik *PP stack PP time* yang ditunjukkan oleh panah merah yaitu horizon1 berwarna hijau yang *dipicking* pada seismik *PP* turun mengikuti pola patahan. Namun pada penampang seismik *PS stack PS time* horizon (hijau) tersebut tidak *matching* dengan *event* horizon1 *PS (magenta)* yang juga ditunjukkan oleh garis panah merah. Jika dilihat dari patahan yang ditunjukkan oleh garis putus putus warna hitam, maka seharusnya *event* horizon1 *PS* berada pada posisi yang ditunjukkan oleh garis panah yang berwarna kuning. Sehingga dapat disimpulkan bahwa seismik *PS stack PS time* masih belum terkonversi *domain* secara benar. Proses konversi *domain* yang telah dilakukan adalah dengan menggunakan model kecepatan dari data sumur pada gambar (3.10). Model kecepatan yang digunakan ini hanya mengandalkan sebuah data sumur dan didistribusikan secara lateral mengikuti bentuk horizon, selain itu juga data kecepatan sumur hanya ada mulai pada kedalaman 640 *ms*, untuk mengisi data tersebut dilakukan interpolasi pada kecepatan model sehingga nilai kecepatan model pada kedalaman kurang dari 640 *ms* akan tidak akurat. Karena keterbatasan tersebutlah model kecepatan ini tidak dapat mengkonversikan *domain* secara benar. Untuk meningkatkan kualitas konversi *domain* seharusnya dibutuhkan kecepatan model yang lebih akurat seperti kecepatan model dari hasil proses *event registering* pada saat pengolahan data seismik. Untuk hasil inversi lain yang diharapkan dapat membantu dalam menganalisa litologi, yakni parameter rasio V_p/V_s seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.13) yang didapat dari pembagian nilai impedansi *P* dan impedansi *S* hasil inversi, tidak akan valid untuk keseluruhan datanya dikarenakan oleh masih belum sempurnanya proses *domain* konversi *PS stack PS time* menjadi *PP time*. Nilai *QC* juga menunjukkan hasil *cross correlation* yang buruk yaitu sekitar 0.5 yang ditunjukkan oleh gambar (4.14). Sehingga pada penelitian ini tidak dapat dilakukan analisa litologinya. Dikarenakan tidak adanya model kecepatan yang lebih akurat seperti model kecepatan dari *event registering* seismik *PS* menjadi seismik *PP time* pada pengolahan data seismik, maka data seismik *PS stack PP time* yang telah dikonversi menggunakan model kecepatan hasil pengolahan data seismik digunakan sebagai data masukan pada alur penelitian kedua.



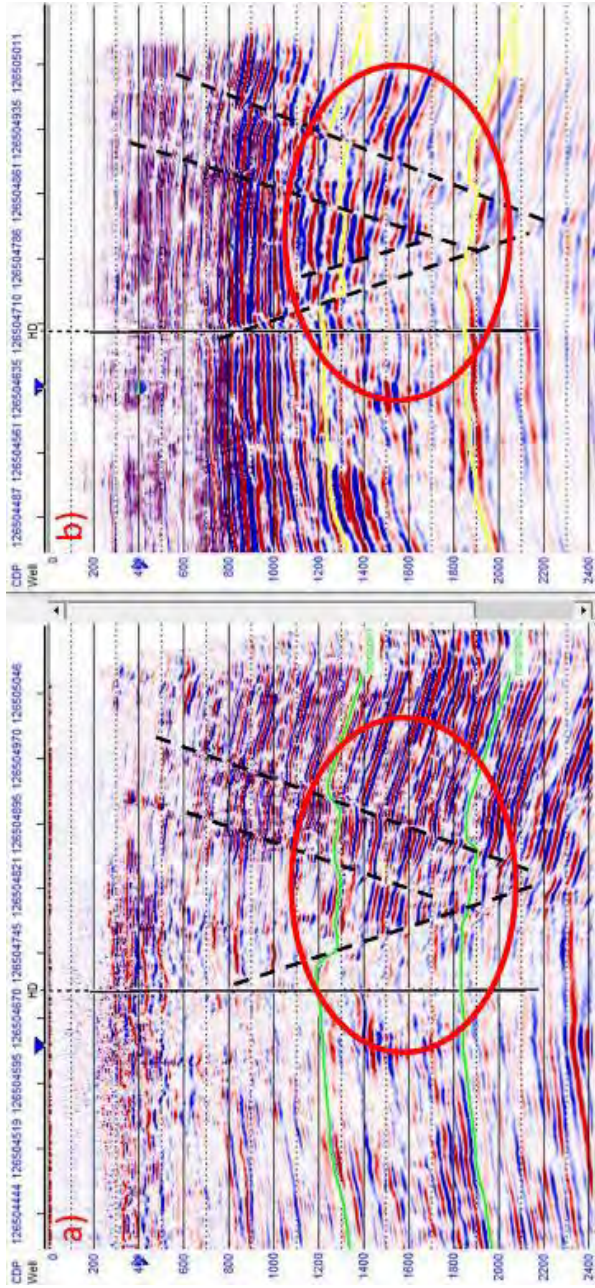
Gambar 4.13 Penampang rasio Vp/Vs hasil inversi



Gambar 4.14 QC pada hasil inversi rasio Vp/Vs

4.3 Analisa Proses Inversi alur Penelitian Kedua

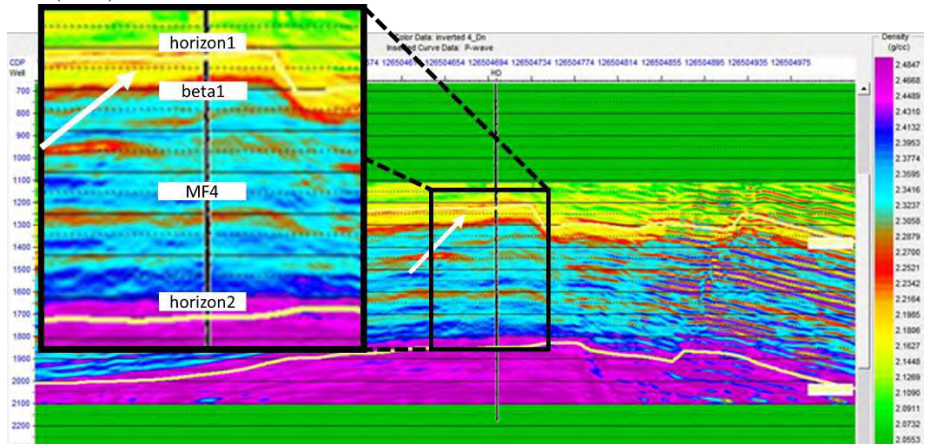
Alur penelitian kedua ini dilakukan karena adanya keterbatasan pada alur penelitian sebelumnya. Sehingga data seismik PS *stack* PS *time* diganti dengan seismik PS *stack* PP *time* yang telah dilakukan konversi *domain* dalam proses *event registering* PS-PP *time* pada pengolahan data seismik sehingga dalam alur ini tidak dilakukan proses konversi *domain*. Data seismik PS *stack* PP *time* yang digunakan tersebut sudah memiliki *event* yang sesuai dengan *event* pada data seismik PP *stack* PP *time* seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.15).



Gambar 4.15 Perbandingan *event* seismik setelah proses picking horizon. a) PP *stack* PP time, b) PS *stack* PP time

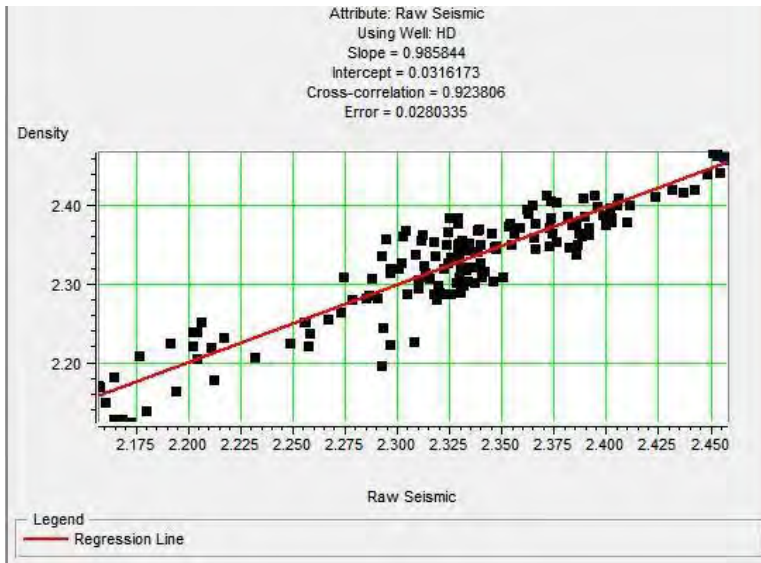
Pada gambar (4.15) dapat dilihat *event* pada seismik PP *stack PP time* yang ditandai oleh horizon berwarna hijau telah sesuai dengan *event* pada seismik PS *stack PP time* yang ditandai oleh horizon yang berwarna kuning. Kedua *event* seismik PP *stack PP time* dan PS *stack PP time* tersebut dikatakan sesuai atau *matching* dikarenakan kedua horizon tersebut berada pada kedalaman yang sama dan horizon-horizon tersebut mengikuti pola patahan yang sama pada masing-masing data seismik.

hasil dari proses *joint inversion* pada alur penelitian kedua ini sama dengan pada alur penelitian pertama yaitu berupa penampang densitas, impedansi P dan impedansi S seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.16), (4.18) dan (4.20).



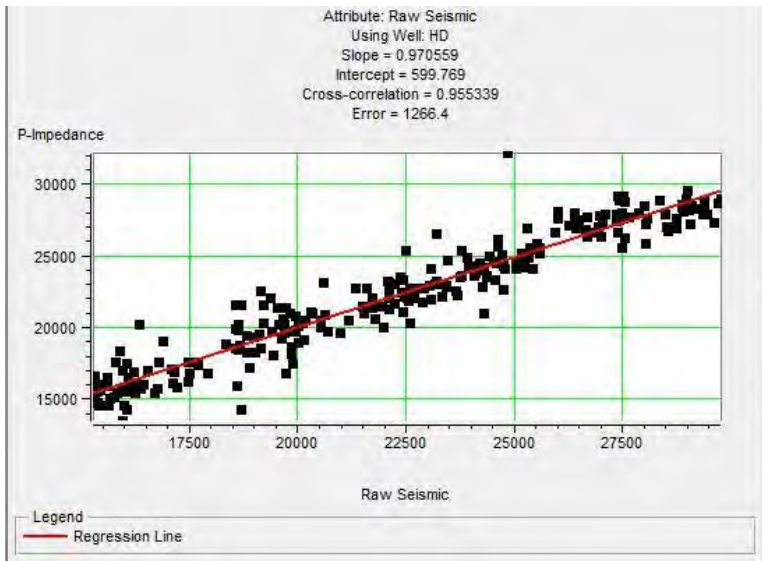
Gambar 4.16 Penampang densitas hasil inversi

Gambar (4.16) yang merupakan densitas hasil *joint inversion* dengan nilai densitas berkisar antara 2.0553 – 2.4847 (g/cc) di antara horizon1 dan horizon2. Dapat dilihat juga diantara kedalaman marker horizon1 dan horizon2 terlihat adanya perbedaan dua kontras perlapisan densitas yang berbeda yaitu pada kedalaman horizon1 sampai beta1 yang bernilai rendah sekitar 2.1 sampai 2.2 (g/cc) dan dari beta 1 sampai horizon2 yang bernilai tinggi yaitu sekitar 2.3 sampai 2.4 (g/cc). Perbedaan densitas perlapisan tersebut disebabkan oleh adanya perbedaan litologi yang akan dijelaskan pada subbab analisa litologi. Untuk mengetahui nilai densitas tersebut valid atau tidak, maka dilakukan *quality control* antara nilai densitas sumur dengan nilai densitas hasil inversi yang berada di dekat posisi sumur. Hasil QC berupa nilai *cross correlation* di antara kedua data yaitu didapat sebesar 0.923806 seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.17). Dari hasil QC dapat dinyatakan bahwa nilai densitas hasil inversi memiliki nilai yang hampir sama dengan nilai densitas pada sumur sehingga dinyatakan valid.



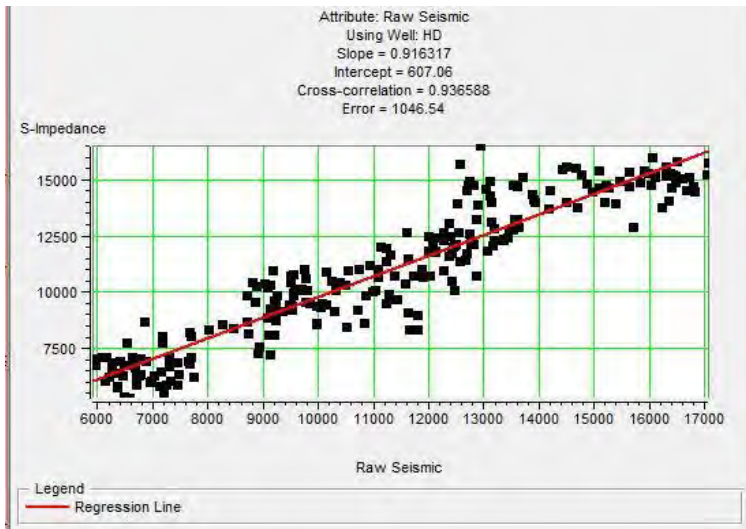
Gambar 4.17 QC pada hasil inversi densitas

Pada gambar (4.18) yang merupakan impedansi P hasil *joint inversion* dengan nilai impedansi P berkisar antara 14451 – 26008 (ft/s)/(g/cc) di antara horizon1 dan horizon2. Dilakukan *quality control* antara nilai impedansi P sumur dengan nilai impedansi P hasil inversi yang berada di dekat sumur. Hasil QC berupa nilai *cross correlation* di antara kedua data yaitu didapat sebesar 0.955339 seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.19). Dari hasil QC dapat dinyatakan bahwa nilai impedansi P hasil inversi memiliki nilai yang hampir sama dengan impedansi P sumur sehingga dinyatakan valid. Jika dilihat secara keseluruhan pada penampang impedansi P di antara horizon1 dan horizon2, pada bagian sebelah kanan sumur memiliki perlapisan yang lebih terlihat atau lebih tipis-tipis dibandingkan dengan bagian sebelah kiri dari sumur. Hal tersebut terjadi karena seismik PP *stack* PP *time* yang digunakan sebagai masukan pada bagian kanan dari sumur memiliki kontras batas perlapisan yang lebih rapat dan tipis dibandingkan dengan bagian sebelah kiri dari sumur. Dikarenakan *trace-trace* sintetik seismik dari hasil tebakan impedansi pada perhitungan inversi harus mendekati *trace-trace* real dari data seismik yang dijelaskan pada persamaan (2.22), sehingga hasil inversi mengikuti pola bentuk dari batas perlapisan pada data seismik. Pada penampang impedansi hasil inversi tersebut juga dapat dilihat adanya anomali-anomali impedansi P rendah dibandingkan dengan nilai impedansi sekitarnya seperti yang ditunjukkan oleh panah berwarna putih pada gambar (4.19), anomali anomali tersebut akan dianalisa dengan menggunakan parameter-parameter hasil inversi lainnya pada subbab selanjutnya.



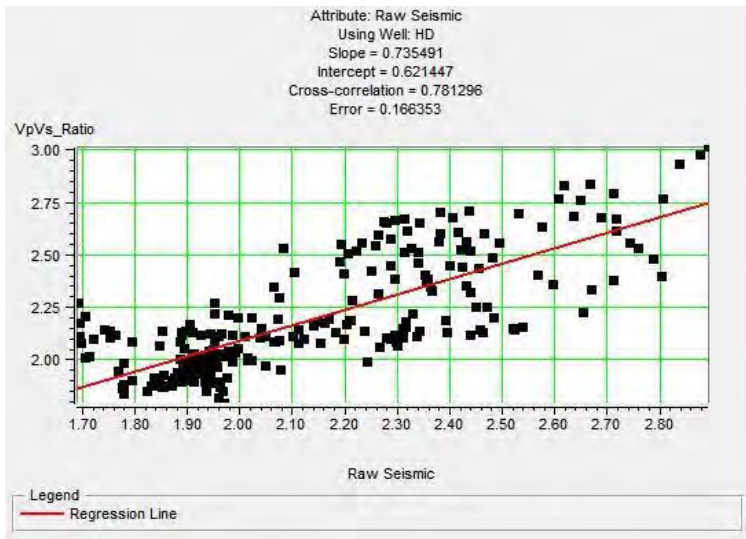
Gambar 4.18 QC pada hasil inversi impedansi P

Pada gambar (4.20) yang merupakan impedansi S hasil *joint inversion* dengan nilai impedansi S berkisar antara 6077 – 13216 (ft/s)/(g/cc) di antara *event horizon1* dan *horizon2*. Dilakukan *quality control* antara nilai impedansi S sumur dengan nilai impedansi S hasil inversi yang berada di dekat sumur. Hasil QC berupa nilai *cross correlation* di antara kedua data yaitu didapat sebesar 0.936588 seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.21). Dari hasil QC dapat dinyatakan bahwa nilai impedansi S hasil inversi memiliki nilai yang hampir sama dengan impedansi S sumur sehingga hasil inversi dinyatakan valid.

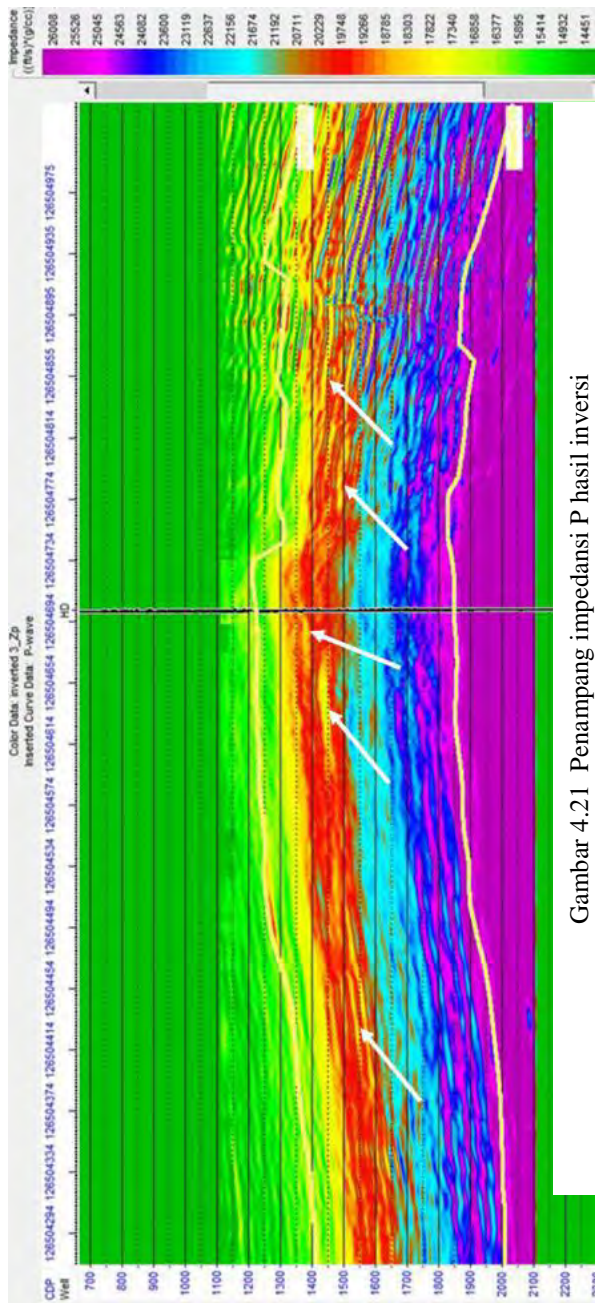


Gambar 4.19 QC pada hasil inversi impedansi S

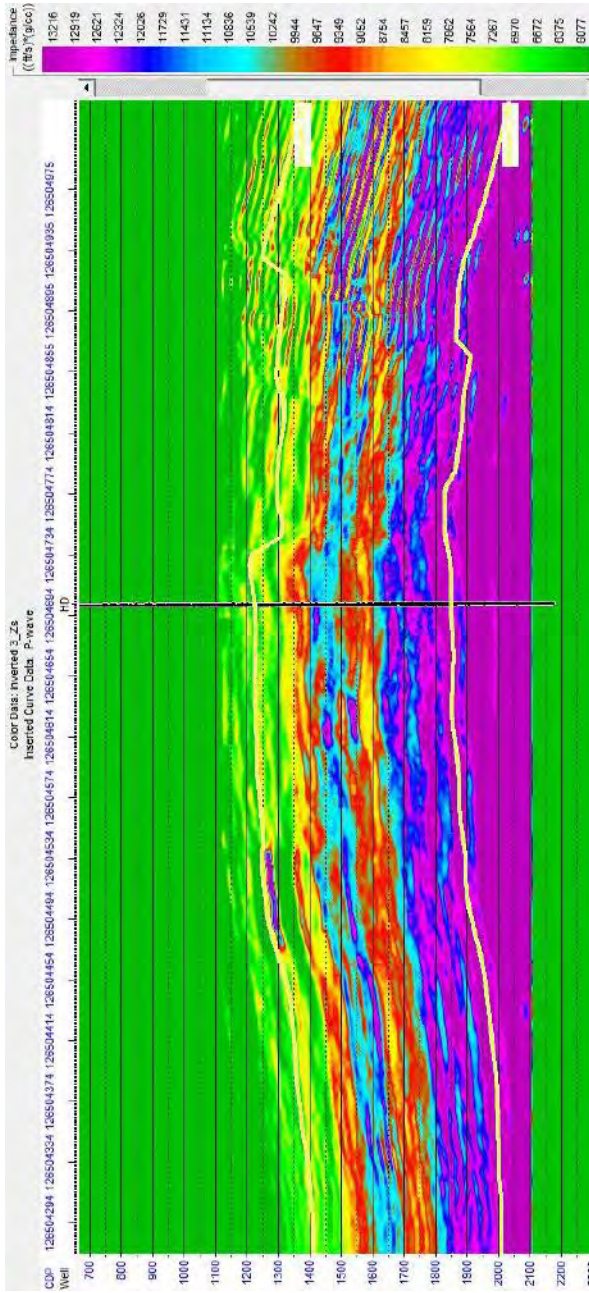
Dari hasil inversi tiga parameter sebelumnya, dapat diturunkan parameter lain yang diharapkan dapat membantu dalam menganalisa litologi, yakni parameter rasio V_p/V_s seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.22) yang didapat dari hasil perbandingan nilai impedansi P dengan impedansi S hasil *joint inversion* dengan nilai rasio V_p/V_s berkisar antara 1.4 – 2.7 di antara *event horizon1* dan *horizon2*. Dilakukan *quality control* antara nilai rasio V_p/V_s sumur dengan nilai rasio V_p/V_s hasil inversi yang berada di dekat sumur. Hasil QC berupa nilai *cross correlation* di antara kedua data yaitu didapat sebesar 0.781296 seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.23). Dari hasil QC dapat dinyatakan bahwa nilai rasio V_p/V_s hasil inversi memiliki nilai yang hampir sama dengan nilai V_p/V_s sumur sehingga hasil inversi dinyatakan cukup baik.



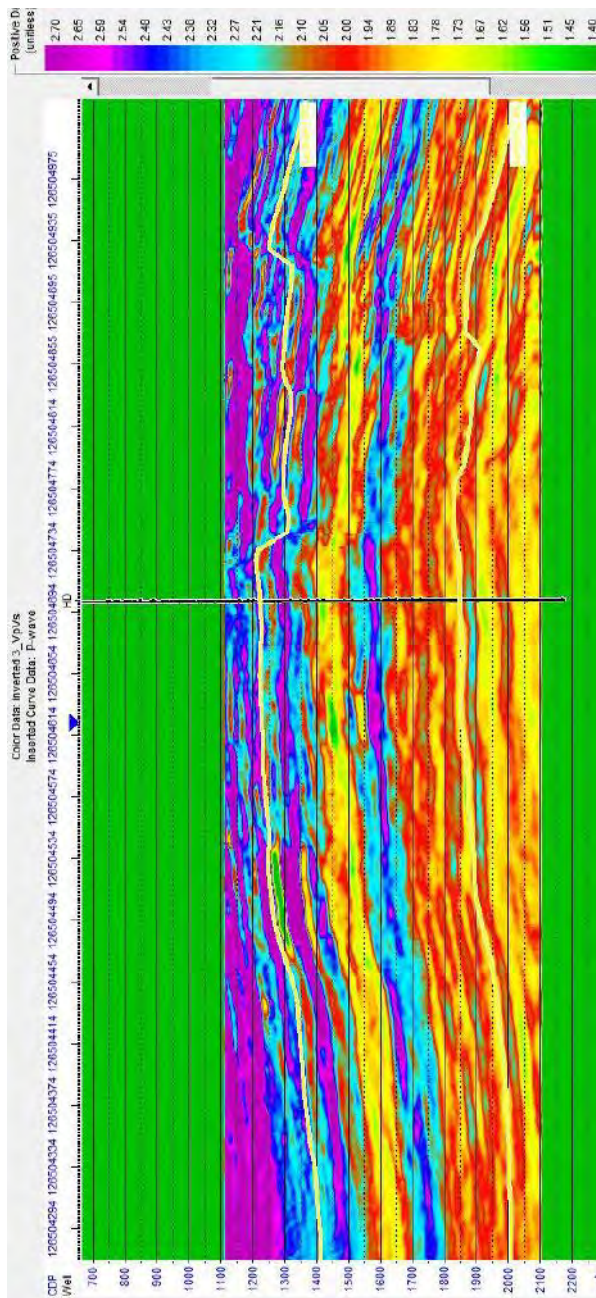
Gambar 4. 20 Penampang rasio Vp/Vs hasil inversi



Gambar 4.21 Penampang impedansi P hasil inversi



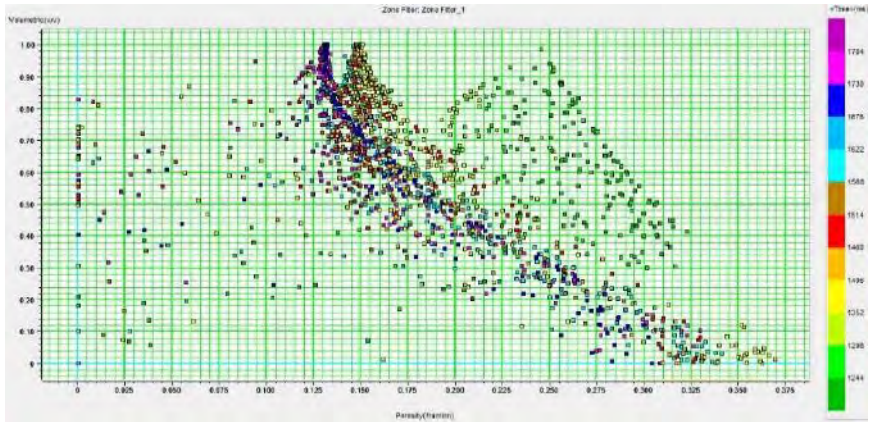
Gambar 4.22 Penampang impedansi S hasil inversi



Gambar 4.23 Penampang rasio Vp/Vs hasil inversi

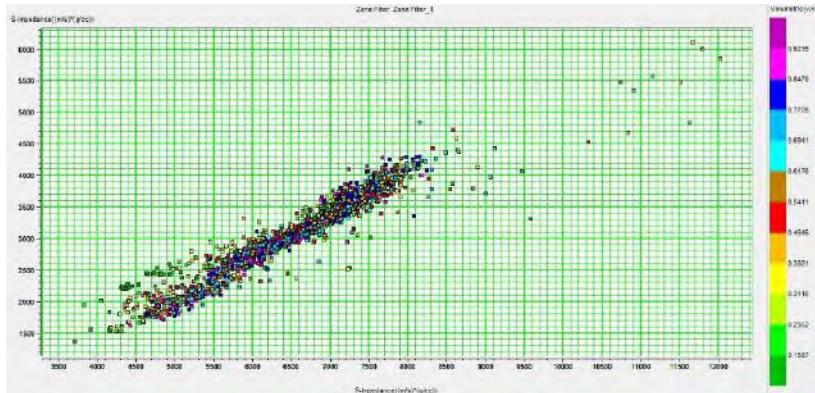
4.4 Analisa Litologi

Analisa litologi dilakukan dengan melakukan uji sensitivitas sumur. Maksudnya adalah dengan melakukan *crossplot* pada data sumur tertentu untuk melihat apakah suatu jenis litologi dapat dibedakan dengan suatu jenis litologi lainnya. Pada penelitian ini dilakukan analisa terhadap litologi *sandstone* dan *shale*. Dari data sumur porositas dan volume *clay* dilakukan *crossplot* untuk memisahkan litologi *sandstone* dan *shale*. *Crossplot* dilakukan pada seluruh data pada kedalaman horizon1 sampai horizon2. Hasil *crossplot* ditunjukkan oleh gambar (4.24).



Gambar 4.24 *Crossplot* antara data sumur volume *clay* (sumbu y) dan porositas (sumbu x) pada kedalaman horizon1 sampai horizon2

Pada gambar (4.24) *crossplot* tidak dapat memisahkan secara jelas di mana zona litologi *sandstone* dan zona litologi *shale*. Seharusnya litologi *sandstone* memiliki nilai porositas yang tinggi dan volume *clay* yang rendah, sedangkan untuk litologi *shale* berlaku sebaliknya sehingga ada pemisahan zona yang jelas. Selanjutnya dilakukan *crossplot* antara data sumur impedansi P dan impedansi S serta skala warna berupa volume *clay* untuk melihat apakah zona *sandstone* dan *shale* dapat dipisahkan. *Crossplot* tersebut ditunjukkan oleh gambar (4.25).

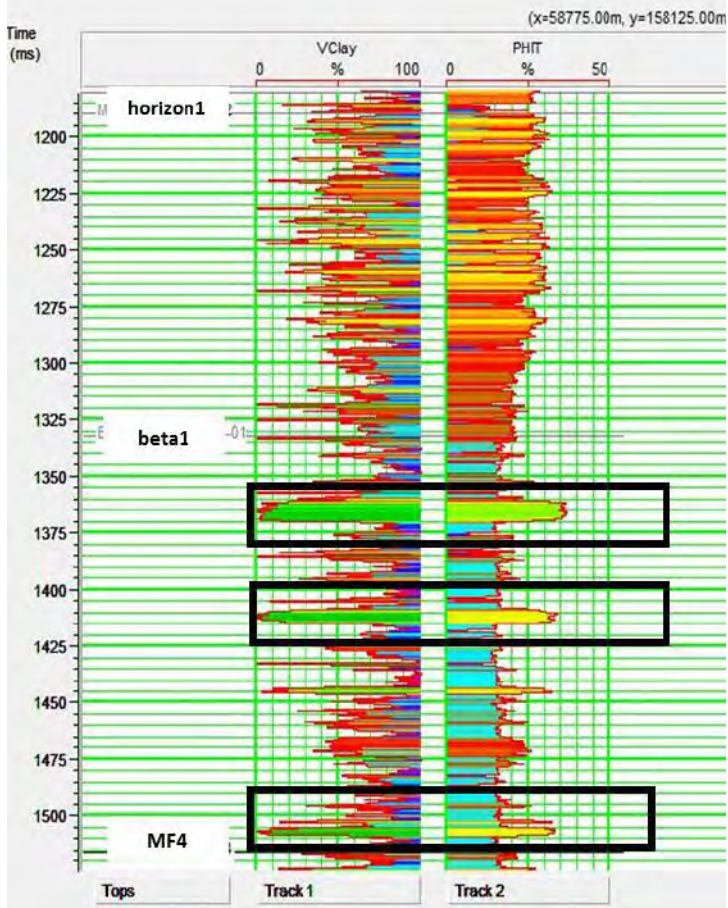


Gambar 4.25 *Crossplot* antara data sumur impedansi P (sumbu x) dan impedansi S (sumbu y) pada kedalaman horizon1 sampai horizon2

Pada gambar (4.25) juga tidak dapat dilihat adanya zona yang terpisah yang membedakan litologi *sandstone* dan *shale* secara jelas. Hal tersebut juga ditunjukkan oleh skala warna yang menunjukkan adanya tumpang tindih antara nilai volume *clay* yang rendah dengan volume *clay* yang tinggi. Sehingga untuk pemisahan litologi *sandstone* dan *shale* masih belum bisa didapat.

Dengan menganalisa langsung terhadap log data sumur volume *clay* dan porositas yang ditunjukkan oleh gambar (4.26) maka dapat diambil kesimpulan bahwa pemisahan litologi sulit dilakukan karena *crossplot* yang dilakukan mencakup semua data sumur pada kedalaman horizon1 sampai horizon2 yang pada gambar (4.26) sangat jelas menunjukkan adanya perbedaan normalitas log pada kedalaman horizon1 sampai beta1 dengan yang berada pada kedalaman beta1 sampai MF4. Pada kedalaman horizon1 sampai beta1 memiliki nilai normal porositas yang lebih besar daripada data log porositas pada kedalaman beta1 sampai MF4, begitu juga dengan yang ditunjukkan oleh log volume *clay* yang menunjukkan kedua rentang kedalaman tersebut memiliki nilai normal yang berbeda. perbedaan normalitas nilai log tersebut disebabkan oleh litologi dasar yang berbeda seperti adanya tekanan yang lebih besar pada kedalaman dibawahnya sehingga memiliki normalitas porositas yang lebih rendah ataupun adanya perbedaan proses sedimentasi dan pengendapan. Sehingga untuk dapat memisahkan litologi *sandstone* dan *shale*, uji sensitivitas sumur harus dipisahkan antara kedalaman horizon1 sampai beta1 dan beta1 sampai MF4. Uji sensitivitas dilakukan pada kedalaman beta1 sampai MF4 dikarenakan adanya anomali yang kontras pada rentang kedalaman tersebut. Sedangkan pada kedalaman horizon1 sampai beta1 tidak dapat menunjukkan anomali. Pada gambar (4.26) adanya anomali pada rentang kedalaman beta1 sampai MF4 yaitu seperti yang ditunjukkan oleh kotak berwarna hitam. Anomali tersebut memiliki nilai volume *clay* yang rendah dan porositas yang tinggi.

Anomali tersebut dapat dikatakan lapisan *sandstone* dikarenakan *sandstone* memiliki kandungan *clay* yang rendah serta memiliki porositas yang besar.

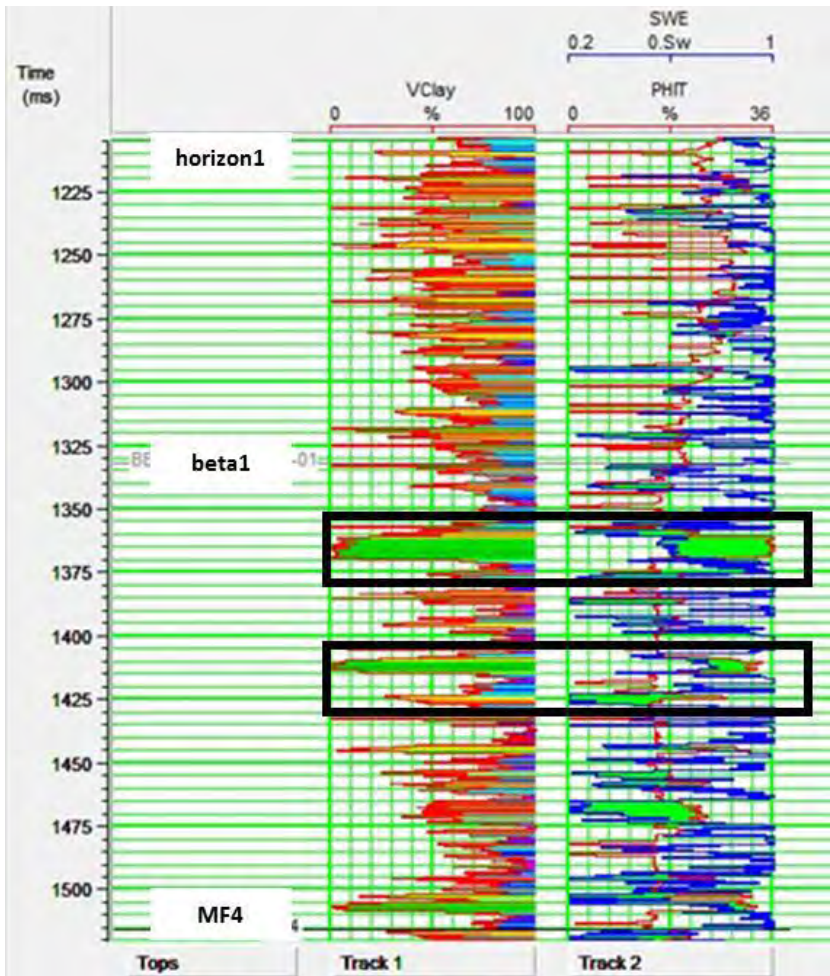


Gambar 4.26 Data sumur volume *clay* dan *porositas* pada dua rentang kedalaman horizon1 sampai beta1 dan beta1 sampai MF4

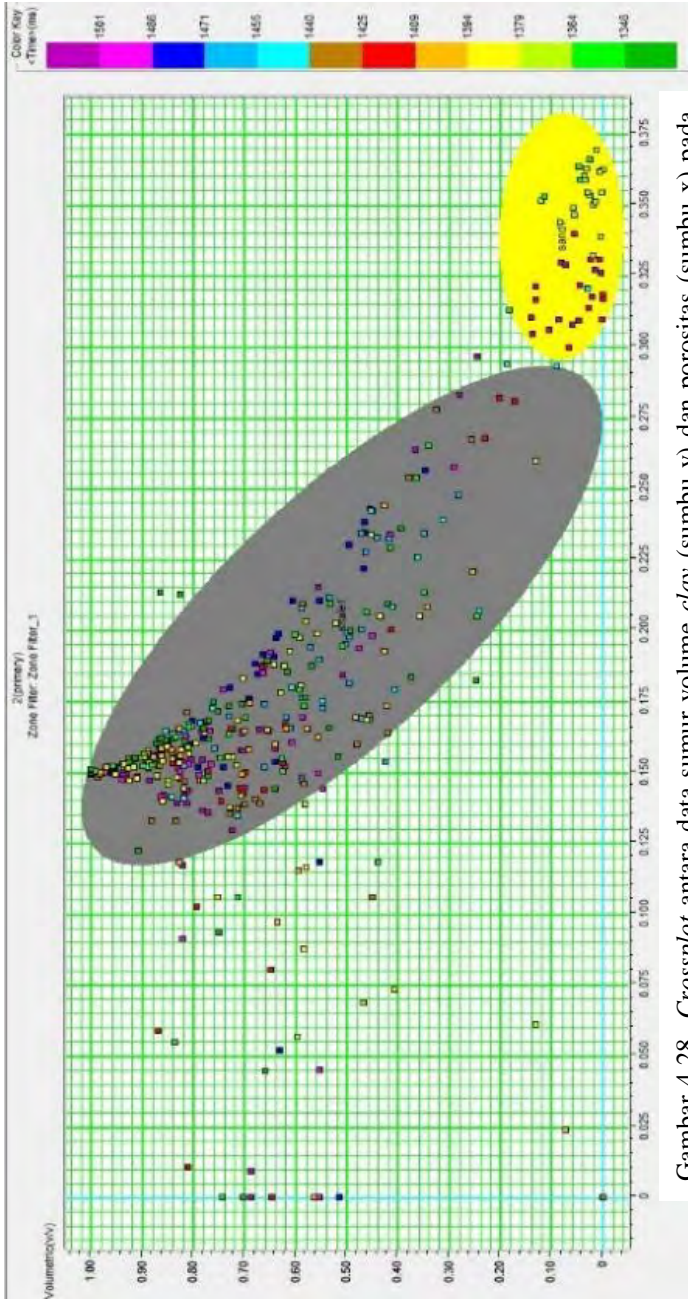
Untuk menganalisa lebih lanjut maka ditambahkan data log saturasi air untuk menganalisa kandungan hidrokarbon pada lapisan *sandstone* tersebut seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.27). pada gambar (4.27) data log saturasi air ditumpang tindihkan dengan data log porositas sehingga diketahui kandungan hidrokarbonnya. Nilai porositas yang tinggi dan saturasi air yang rendah menandakan lapisan *sandstone* tersebut memiliki kandungan hidrokarbon yang tinggi, sebaliknya jika lapisan *sandstone* tersebut memiliki porositas tinggi dan saturasi air tinggi maka lapisan *sandstone* tersebut memiliki kandungan air

yang banyak atau kandungan hidrokarbon yang sedikit. setelah dilakukan tumpang tindih antara log porositas (log merah) pada *track* 2 dan saturasi air (log biru) pada *track* 2 didapat lapisan yang berada pada kedalaman horizon1 sampai beta1 memiliki porositas yang tinggi namun memiliki saturasi air yang tinggi juga sehingga dapat dikatakan lapisan tersebut merupakan sandstone yang terisi oleh air. Pada kedalaman beta1 sampai MF4 adanya anomali yang memiliki nilai saturasi air yang rendah dan porositas yang tinggi ditandai oleh besarnya separasi di antara nilai porositas dengan log saturasi air seperti yang ditunjukkan oleh kotak yang berwarna hitam.

Oleh karena zona kedalaman beta1 sampai MF4 memiliki anomali hidrokarbon pada lapisan *sandstone* maka uji sensitivitas dilakukan pada rentang kedalaman tersebut. Gambar (4.28) menunjukkan *crossplot* antara data sumur volume *clay* dan porositas pada kedalaman beta1 sampai MF4. Terlihat adanya dua zona yang terpisah yang menandakan perbedaan litologi. Zona pertama yang ditunjukkan oleh warna kuning memiliki porositas yang tinggi yaitu berada dalam rentang 0.3 sampai 0.37 % dan nilai volume *clay* yang sangat rendah yaitu berada dalam rentang 0 sampai 0.2 sehingga zona yang berwarna kuning tersebut diinterpretasikan sebagai zona litologi *sandstone*. Zona kedua adalah zona yang ditunjukkan oleh warna abu-abu yang memiliki nilai porositas yang lebih rendah dan volume *clay* yang lebih tinggi daripada zona litologi *sandstone*. Zona tersebut dapat diinterpretasikan sebagai litologi *shale*.

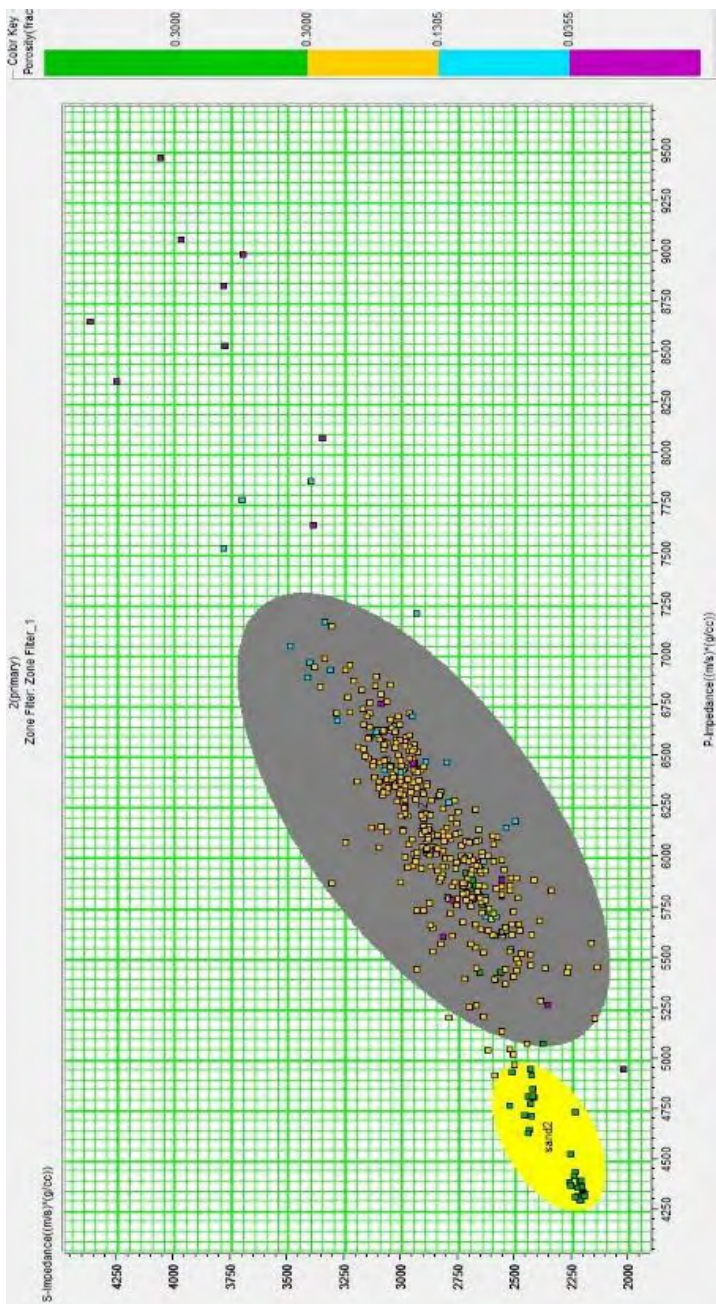


Gambar 4.27 Data sumur volume *clay*, porositas dan saturasi air pada dua rentang kedalaman horizon1 sampai beta1 dan beta1 sampai MF4

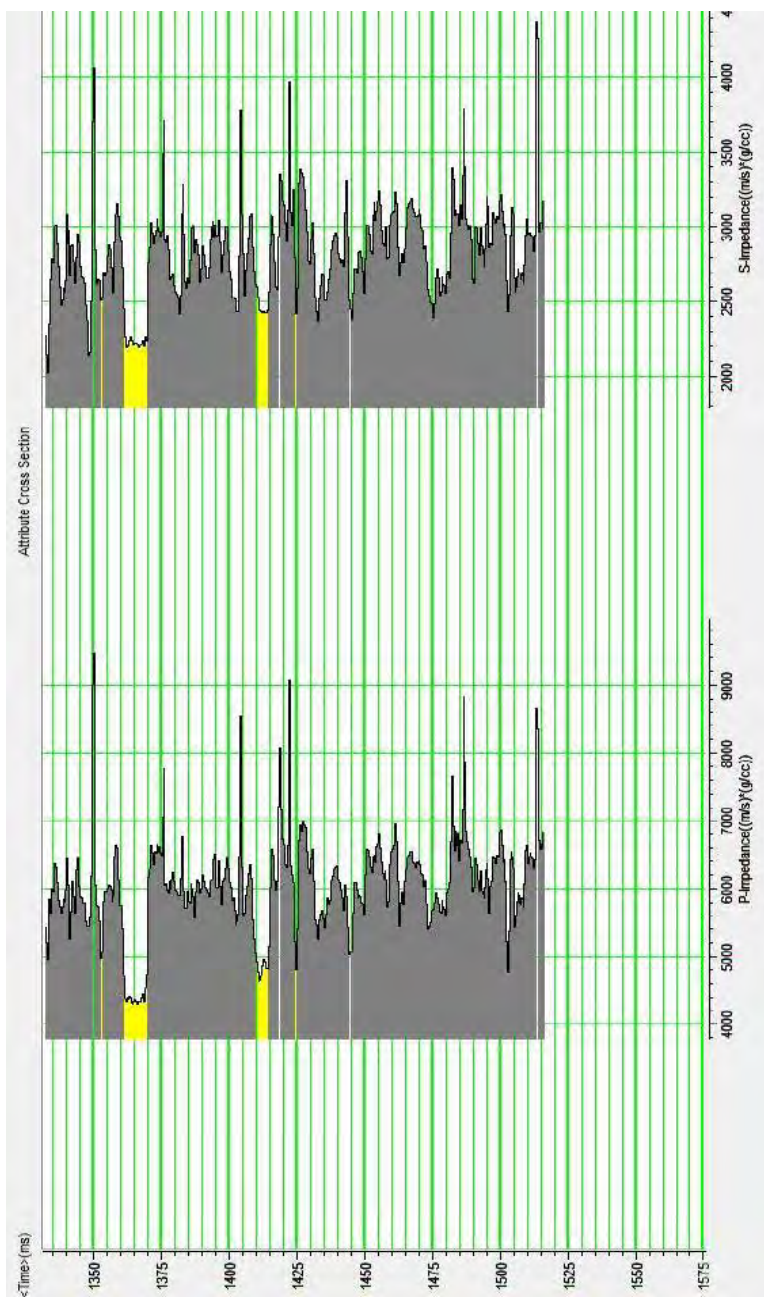


Gambar 4.28 *Crossplot* antara data sumur volume *clay* (sumbu *y*) dan porositas (sumbu *x*) pada kedalaman betal sampai MF4

Selanjutnya untuk mengetahui hubungan kedua litologi tersebut dengan parameter impedansi P dan impedansi S maka uji sensitivitas selanjutnya dilakukan *crossplot* antara data log impedansi P dengan Impedansi S dengan skala warna berupa nilai log porositas seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.29). Pada gambar (4.29) terdapat dua zona yang terpisah yang menandakan adanya perbedaan litologi yang jelas. Zona pertama adalah zona yang berwarna kuning yang memiliki nilai impedansi P yang rendah yaitu berada dalam rentang 4250 sampai 5000 ((m/s)(g/cc)) dan nilai impedansi S yang rendah dengan rentang 2100 sampai 2600 ((m/s)(g/cc)). Zona tersebut juga memiliki nilai porositas yang sama dengan batas porositas pada zona *crossplot* sebelumnya yaitu 0.3 sampai 0.37 yang ditandai dengan warna data hijau sesuai dengan skala warna porositas pada *crossplot*. Sehingga dapat disimpulkan bahwa zona yang berwarna kuning tersebut merupakan zona litologi *sandstone*. Sedangkan zona kedua yang berwarna abu-abu memiliki nilai impedansi P dan impedansi S yang lebih besar daripada zona litologi *saandstone* serta ditunjukkan oleh skala warna porositas yang lebih kecil dari rentang nilai porositas pada *crossplot* sebelumnya yaitu lebih kecil daripada 0.3. Sehingga zona yang berwarna abu-abu tersebut merupakan zona litologi *shale*. Kedua zona litologi tersebut dapat dengan jelas dibedakan dengan menggunakan uji sensitivitas dengan *crossplot* antara impedansi P dan Impedansi S dengan pola zona yang ditunjukkan oleh gambar (4.29). Pada gambar (4.30) kedua zona tersebut ditunjukkan pada data sumur log impedansi P dan impedansi S yang menandakan lapisan *sandstone* berwarna kuning dan *shale* yang berwarna abu-abu. Lapisan *sandstone* yang memiliki rentang porositas 0.3 sampai 0.37 % ini sesuai dengan data sumur yang telah dijelaskan sebelumnya pada gambar (2.26).

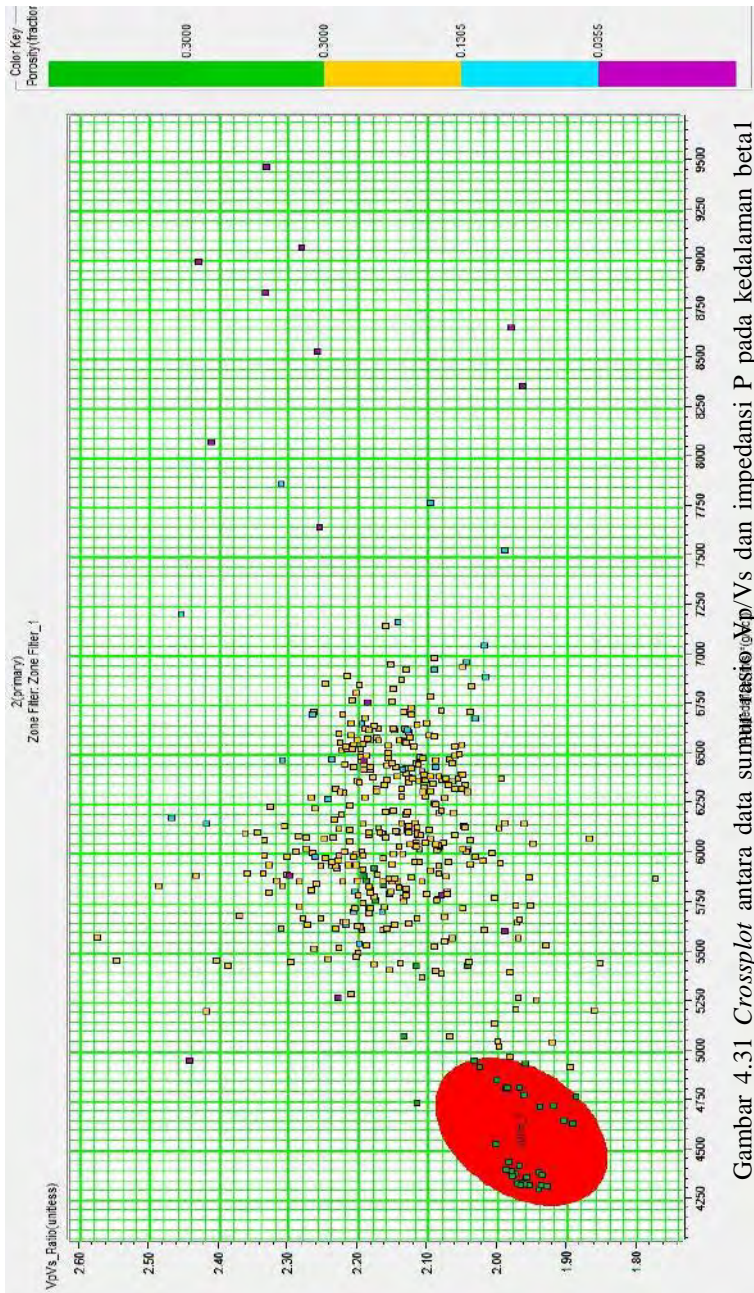


Gambar 4.29 *Crossplot* antara data log impedansi P (sumbu x) dengan Impedansi S (sumbu y) dengan skala warna berupa nilai log porositas

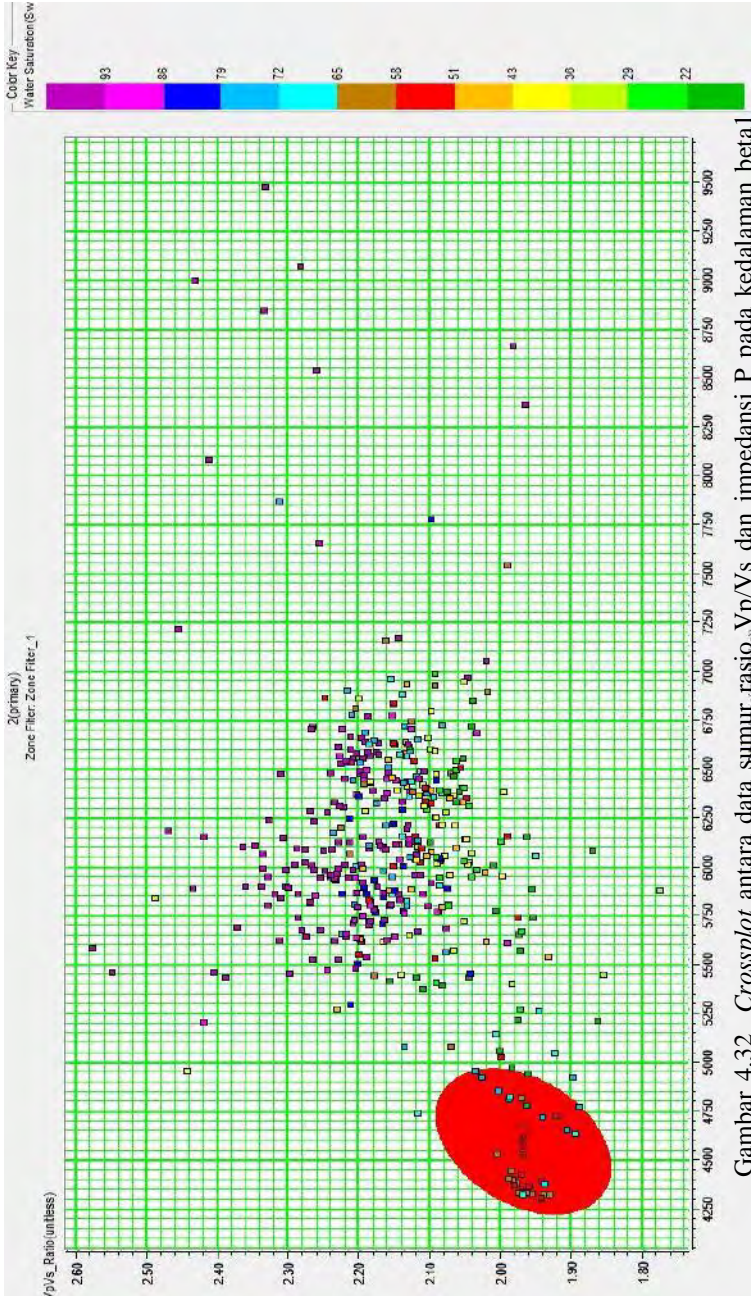


Gambar 4.30 Zona litologi *sandstone* dan *shale* pada data sumur kedalaman beta1 sampai MF4

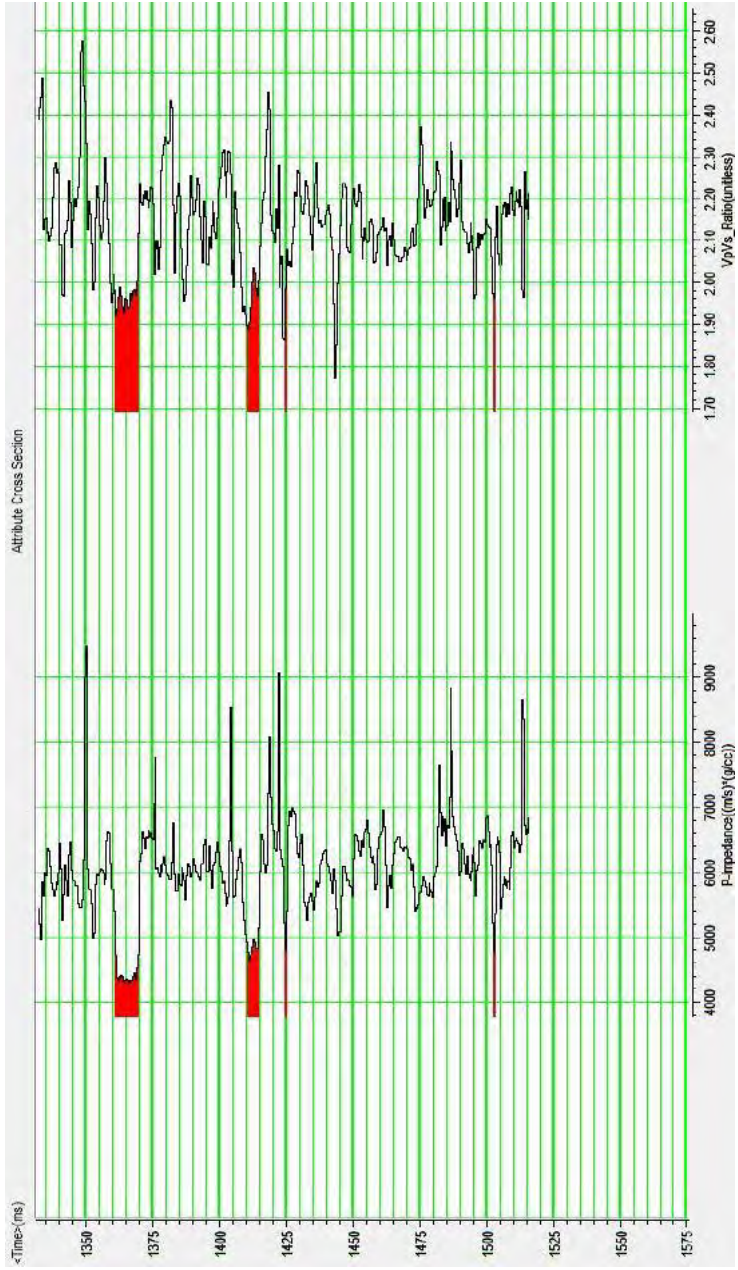
Uji sensitivitas selanjutnya adalah dengan melakukan crossplot data log impedansi P terhadap nilai rasio V_p/V_s seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.31). Uji sensitivitas dengan menggunakan *crossplot* ini bertujuan untuk menentukan zona dengan kandungan hidrokarbon. Didapat zona yang terpisah dengan kontrol nilai porositas 0.3 sampai 0.37 sebagai skala warna. Zona tersebut berwarna merah yang terpisah cukup jelas dengan nilai rentang impedansi P rendah yang sama dengan *crossplot* sebelumnya yaitu sekitar 4250 sampai 5000 ((m/s)(g/cc)) dan nilai rasio V_p/V_s yang juga rendah. Untuk mengetahui kandungan fluidanya maka kontrol skala warna diganti dengan log saturasi air seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.32). Nilai saturasi air pada zona tersebut adalah berada dalam rentang 50 sampai 70 % tersaturasi air. Sehingga uji sensitivitas dengan menggunakan *crossplot* antara data sumur rasio V_p/V_s dengan impedansi P untuk menentukan zona litologi *sandstone* tersaturasi fluida dapat dilakukan dengan pola zona seperti pada gambar (4.31) dan (4.32) tersebut. Pada gambar (4.33) zona tersebut ditunjukkan pada data sumur log impedansi P dan rasio V_p/V_s yang menandakan lapisan *sandstone* yang tersaturasi hidrokarbon yang berwarna abu-abu. Lapisan tersebut memiliki rentang 50 sampai 70 % tersaturasi air atau sebaliknya tersaturasi hidrokarbon. Zona pada sumur tersebut berkesesuaian dengan zona *sandstone* pada gambar (4.30). Hal tersebut menguatkan dugaan awal bahwa lapisan *sandstone* tersebut mengandung hidrokarbon dengan nilai saturasi air sebesar 50 hingga 70 %. Lapisan yang ditunjukkan oleh gambar (4.33) tersebut jika dilihat dari penampang rasio V_p/V_s hasil inversi yang ditunjukkan oleh gambar (4.34) yaitu berada pada kedalaman sekitar 1350 ms dan 1400 ms seperti yang ditunjukkan oleh garis panah berwarna putih. Pada kedalaman tersebut nilai rasio V_p/V_s rendah pada penampang rasio hasil inversi yang berkisar antara 1.5 sampai 2 yang berkesesuaian dengan pola zona uji sensitivitas yang ditunjukkan oleh gambar (4.32) dengan nilai rasio V_p/V_s rendah dan impedansi P rendah.



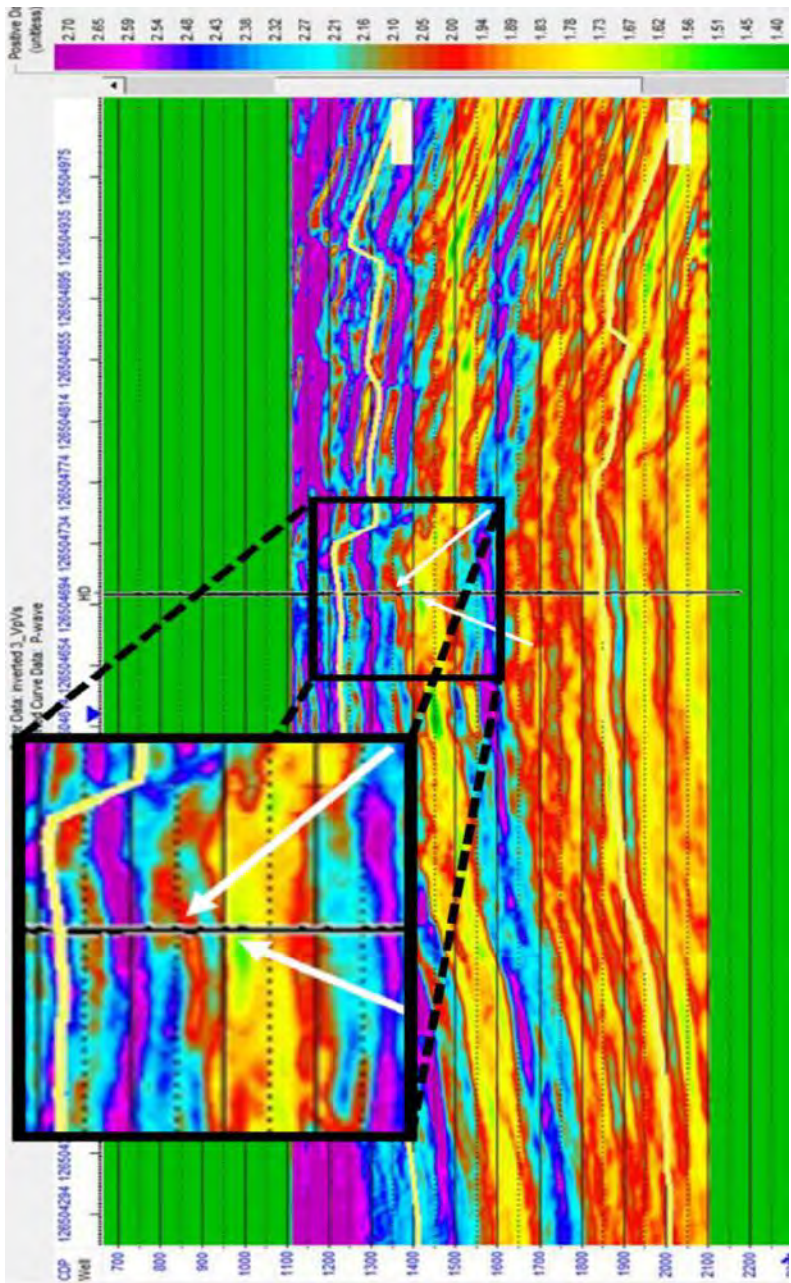
Gambar 4.31 Crossplot antara data sumbu-rasio V_p/V_s dan impedansi P pada kedalaman betal sampai MF4 dengan skala warna porositas



Gambar 4.32 Crossplot antara data sumur, rasio V_p/V_s dan impedansi P pada kedalaman betal sampai MIF4 dengan skala warna saturasi air



Gambar 4.33 Zona litologi *sandstone* yang *tersaturasi* hidrokarbon pada data sumur kedalaman beta1 sampai MF4



Gambar 4.34 Penampang rasio Vp/Vs hasil inversi yang menunjukkan posisi anomali

Untuk melihat sebaran litologi tersebut pada penampang seismik hasil inversi, maka dilakukan *crossplot* antara impedansi P dengan impedansi S dari hasil inversi mengikuti pola uji sensitivitas sumur pada gambar (4.29) sehingga didapat litologi *sandstone* dan *shale* yang tersebar mengikuti pola horizon pada kedalaman beta1 sampai MF4 seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.35). Litologi *sandstone* ditunjukkan oleh warna kuning sedangkan *shale* ditunjukkan oleh warna abu-abu. Jika dilihat pada sekitar sumur yang berwarna biru, maka litologi *sandstone* berada pada kedalaman sekitar 1350 ms dan 1400 ms. Nilai kedalaman tersebut juga sesuai dengan litologi *sandstone* pada uji sensitivitas sumur pada gambar (4.30). Sedangkan untuk melihat litologi *sandstone* tersaturasi hidrakanbon, maka dilakukan *crossplot* antara impedansi P dan rasio V_p/V_s dari hasil inversi mengikuti pola uji sensitivitas sumur pada gambar (4.31) sehingga didapat litologi *sandstone* tersaturasi fluida seperti yang ditunjukkan oleh gambar (4.36). *Sandstone* yang tersaturasi hidrokarbon tersebut ditunjukkan oleh warna merah. Jika dilihat disekitar sumur yang berwarna biru, maka litologi *sandstone* tersaturasi hidrokarbon berada pada kedalaman sekitar 1350 ms dan 1400 ms. Nilai kedalaman tersebut juga sesuai dengan litologi *sandstone* tersaturasi hidrokarbon pada uji sensitivitas sumur pada gambar (4.33).

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diperoleh dari tugas akhir ini adalah:

1. Proses konversi domain merupakan tahapan yang sangat penting sebelum dilakukannya proses *joint PP and PS inversion*. Jika *event* antara seismik PP dan PS tidak *matching* maka akan memberikan hasil inversi yang buruk.
2. Proses *joint inversion* membutuhkan persamaan hubungan antara parameter impedansi P, impedansi S dan densitas dari data sumur untuk melakukan tebakan iterasi awal berupa model awal impedansi P.
3. Hasil *joint inversion* dengan menggunakan alur penelitian pertama memiliki hasil yang buruk dikarenakan oleh keterbatasan model kecepatan yang hanya diturunkan dari data sumur. Data kecepatan gelombang P dan S tidak dimuai dari permukaan. Dan juga tidak dapat mewakili kecepatan pada seluruh penampang secara lateral.
4. Hasil *joint inversion* dengan menggunakan alur penelitian kedua lebih baik dikarenakan data seismik PS yang digunakan telah dilakukan konversi domain dengan menggunakan model kecepatan yang didapat saat proses pengolahan data seismik yang mencakupi seluruh penampang seismik dan tidak hanya diwakilkan oleh data sumur.
5. Dari uji sensitivitas sumur, parameter impedansi P dan impedansi S sensitif terhadap litologi *sandstone* dengan nilai impedansi P rendah yaitu berada dalam rentang 4250 sampai 5000 ((m/s)(g/cc)) dan nilai impedansi S yang rendah dengan rentang 2100 sampai 2600 ((m/s)(g/cc)).
6. Dari uji sensitivitas sumur, parameter impedansi P dan rasio V_p/V_s sensitif terhadap litologi *sandstone* tersaturasi hidrokarbon (gas) dengan nilai impedansi P rendah yaitu berada dalam rentang 4250 sampai 5000 ((m/s)(g/cc)) dan nilai V_p/V_s yang rendah dengan rentang 1.9 sampai 2.
7. Dari parameter hasil *joint inversion* dengan mengikuti pola *crossplot* dari proses uji sensitivitas sumur didapat sebaran litologi *sandstone*, *shale* dan *sandstone* tersaturasi hidrokarbon (gas) yang tegas pada penampang bawah permukaan..

5.2 Saran

1. Konversi domain sebaiknya menggunakan model kecepatan dari hasil proses pengolahan data seismik.

2. Perlu dilakukanya analisis fasies seismik lebih lanjut dan data geologi lapangan penelitian untuk mengetahui proses pengendapan secara detail.

DAFTAR PUSTAKA

- Behle, A. and Dohr, G., 1985. *Converted Wave In Exploration Seismics*. London-Amsterdam. Geophysical press.
- Buland, A. and Omre, H., 2003. *Bayesian linearized AVO inversion*. *Geophysics*, 68, 185-198
- Chopra, Satinder and Stewart, 2010. *Introduction To This Special Section: Multicomponent Seismic*. The Leading Edge.
- Dang, Yian and Leendert Padmos. 2010. *Delineating Oil-Sand Reservoirs With High-Resolution PP/PS Processing And Joint Inversion In The Junggar Basin, Northwest China*. The Leading Edge.
- Fatti, J., Smith, G., Vail, P., Strauss, P., and Levitt, P., 1994. *Detection Of Gas In Sandstone Reservoirs Using AVO Analysis: A 3D Seismic Case History Using The Geostack Technique*. *Geophysics*, 59, 1362-1376.
- Ginger, D. C., W. O. Ardjakusumah, R. J. Hedley, and J. Potheary, 1993. *Inversion History Of The West Natuna Basin: Examples From The Cumi-Cumi PSC*: Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, v. 22, no. 1, p. 635–658.
- Russel Software Service, Ltd., 2000. *ProMC Tutorial*.
- Russell, B. and Hampson, D., 2005, *Joint simultaneous inversion of PP and PS angle gathers*: SEG Annual Meeting, 6-11 November, Houston, Texas.
- Lawton, Don. C., dkk., 2001. *Multicomponent Survey*. Calgary Airport CREWES Research Report. Volume 13.
- Margrave, G.F., Stewart, R. R. and Larsen, J. A., 2001, *Joint PP and PS seismic inversion*: The Leading Edge, 20, no. 9, 1048-1052.
- Miller, S.L.M., 1996. *Multicomponent Seismic Data Interpretation*: M.Sc. thesis. University of Calgary.
- Sheriff, R.E., and Geidart, L.P., 1995. *Exploration Seismology 2nd Edition*. Cambridge University Press. Tusla.

Simmons, J.L. and Backus, M.M., 1996, *Waveform-based AVO inversion and AVO prediction-error*: Geophysics, 61, 1575-1588.

Smit, Frans, Maarten Ligtenag and Peter W., 2006. *Toward Affordable Permanent Seismic Reservoir Monitoring Using the Sparse OBC Concept*. The Leading Edge.

Stewart, R. R., J. E. Gaiser, R. J. Brown and D. C. Lawton., 2003. *Converted Wave Seismic Exploration: Applications*: Geophysics, **68**, p. 40-53.

Sukmono, 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika. Itb. Bandung.

WesternGeco. 2016. *Enhancing exploration results and reducing the risk in reservoir development. Multicomponent Seismic Overview*, <http://www.slb.com/services/seismic/seismic_acquisition/services/marine/technologies/qseabed.aspx>.

BIODATA PENULIS



Hafidz Dezulfakar lahir di Tapaktuan, 10 Juli 1994. Selama menjadi mahasiswa Teknik Geofisika ITS penulis mengikuti organisasi *SEG Student Chapter* ITS sebagai pengurus (2014 – 2015) dan sebagai Kepala Departemen Keprofesian Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (2014–2015). Selama menjabat telah banyak menyelenggarakan kuliah tamu yang diisi oleh para profesional serta mengadakan fieldtrip ke salah satu lapangan minyak di Jawa Timur yang dikelola oleh Mobil Cepu Ltd. Selain organisasi, pada bidang keilmuan penulis mempublikasikan tiga paper yaitu pada kegiatan

40th Indonesian Petroleum Association (IPA) Convention And Exhibition (2016) yang merupakan kegiatan tahunan IPA yang diikuti oleh para *profesional* dan *student* dari dalam dan luar negeri. Pada kegiatan tersebut penulis terpilih sebagai *paper poster presenter* yang mewakili ITS bersama 8 *student presenter* lainnya dari seluruh universitas di Indonesia. Judul papernya yaitu *Gas Hydrate Exploration Using Continous Wavelet Transform Based on Spectral Decomposition*. Yang kedua adalah pada kegiatan *South Asian Geosciences Student Conference (SAGSC 2016)* yang merupakan acara konferensi internasional khusus dibidang geosains yang diadakan oleh *Society of Exploration Geophysicist (SEG)*. Judul paper yang dipublikasikan adalah *Lithology Analysis Using Independent PP and PS (Converted Wave) Inversion*. Yang ketiga adalah *The Southeast Asian Conference on Geophysics (SEACG 2016)* yang merupakan acara konferensi internasional dibidang geofisika yang melibatkan para *profesional* dan *student*, pada kegiatan ini paper yang dipublikasikan adalah dengan judul *Horizontal-Vertical Spectral Ratio Method in Microtremor to Measure Sedimentary Thickness at Sedati Mud Volcano*. Selain itu penulis juga telah menjadi peserta lomba Petrosmart yang mewakili ITS pada kegiatan *International Oil and Gas Symposium* yang diadakan oleh *Society of Petroleum Engineers (SPE) Student Chapter* Universitas Teknologi Malaysia dan juga sebagai peserta lomba Petrobowl mewakili ITS pada kegiatan Petrofest yang diadakan oleh *Society of Petroleum Engineers (SPE) Student Chapter* UGM dan UPN di Yogyakarta. Penulis juga memiliki pengalaman kerja praktek di PT. BSP Pertamina Hulu Energy (2015) dengan tema Analisa Multi Atribut Seismik. Apabila ingin berdiskusi lebih jauh terkait Tugas Akhir dapat menghubungi langsung penulis.