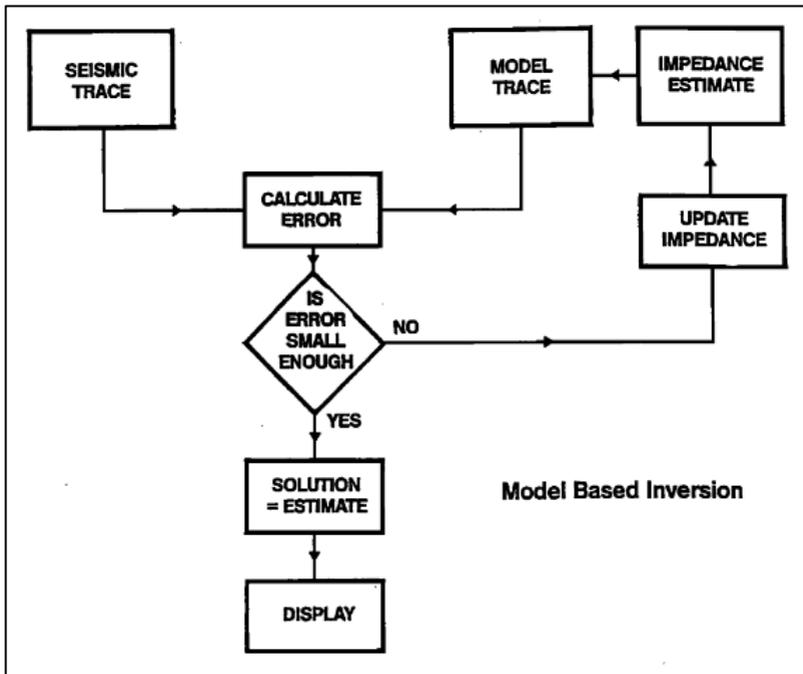


Gambar 2.8 Ilustrasi data masukan dan keluaran pada proses inversi seismik (Veeken, 2007).

2.10.1 Metode *Model Based*

Algoritma inversi ini membutuhkan data seismik *time-migrated* (bisa dalam bentuk *poststack* maupun *prestack*), sebuah wavelet, model inisial *geologi*, dan horizon yang sudah di *pick* dalam domain waktu. Metode ini dimulai dengan membuat model *geologi*, yang kemudian di iterasi hingga seismogram sintetik yang dihasilkan sesuai dengan seismogram yang diamati. Inversi ini menghasilkan resolusi yang lebih baik dibanding inversi *band-limited* dan *sparse-spike* untuk mengidentifikasi zona gas (Jafari dkk., 2017). Gambar 2.9 menunjukkan diagram alir dari inversi seismik dengan metode *model based*.



Gambar 2.9 Diagram alir proses pengerjaan inversi model based (B. H. Russell, 1988).

Seperti dijelaskan pada bagian sebelumnya, metode ini melakukan iterasi terhadap model geologi untuk meningkatkan kecocokan antara seismogram sintetik dengan data seismik aslinya. Metode ini menggunakan *generalized linear inversion* (GLI) untuk melakukan iterasi tersebut. Secara matematis, persamaan yang digunakan untuk melakukan iterasi adalah:

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\delta F(M_0)}{\delta M} \Delta M \quad (2.7)$$

Keterangan:

M_0 = model inisial,

M = model Bumi yang sebenarnya,

ΔM = perubahan pada parameter model,

$F(M)$ = nilai pengamatan,

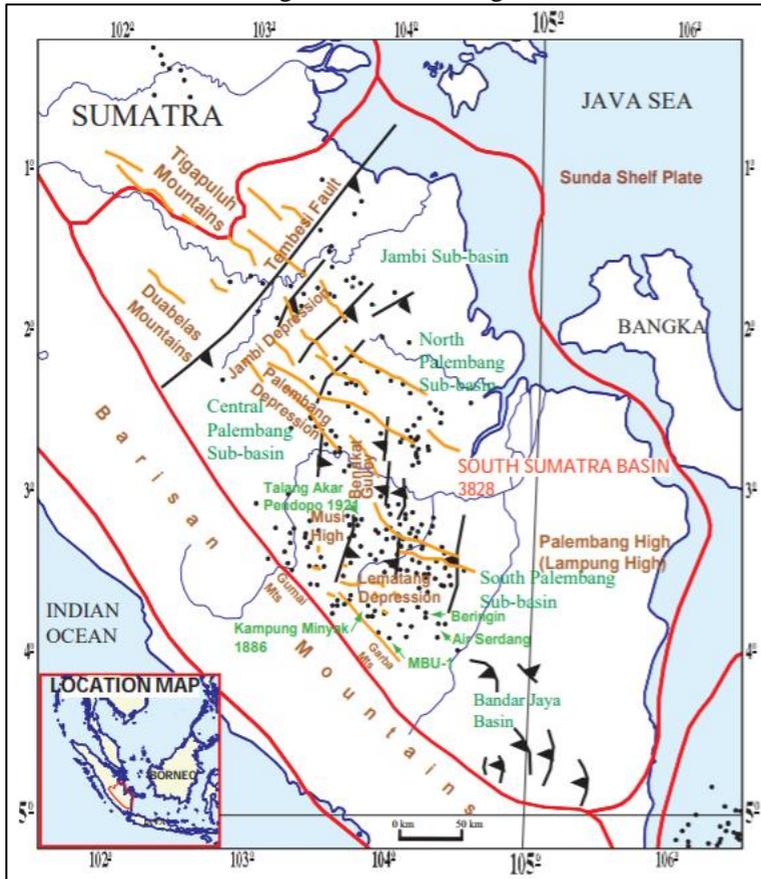
$F(M_0)$ = nilai yang dihitung pada model inisial, dan

$\frac{\delta F(M_0)}{\delta M}$ = perubahan pada nilai yang dihitung

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Pelaksanaan

Penelitian tugas akhir dilaksanakan di Divisi Eksploitasi perusahaan Petrochina International Jabung Ltd, yang beralamatkan di Menara Kuningan, Lantai 17-27, Jl. HR. Rasuna Said Blok X-7 Kav. 5, Jakarta 12940. Waktu pelaksanaan dimulai 1 Maret 2017 sampai dengan 30 September 2017. Untuk data penelitian terletak di daerah Jambi, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan.



Gambar 3.1 Peta lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001)

3.2 Ketersediaan Data

Data yang digunakan dalam penelitian adalah data perusahaan yang sedang aktif dikerjakan. Untuk itu semua nama data disamakan dan dihapus koordinat petanya. Berikut penjelasan data yang digunakan:

3.2.1 Data Seismik 3D

Data seismik bertipe seismik *poststack* 3D. Luasan data yang diberikan adalah 1262 inline & 800 crossline. Data ini digunakan sebagai data basis untuk proses inversi.

3.2.2 Data Sumur

Sumur yang digunakan pada penelitian berjumlah 12 sumur, dengan rincian 3 sumur vertikal, yaitu WA-2, WA-6, dan SA-3. 9 sumur lainnya adalah sumur deviasi, yaitu WA-1D, WA-2D, WA-3D, WA-6D, WA-7D, WA-8D, SA-12D, SA-13D, dan SA-14D. Sumur-sumur ini memiliki data seperti *well log*, *marker*, *mudlog* dan *checkshot*. Data *well log* yang ditampilkan di Tabel 3.1 merupakan kumpulan data fisika maupun petrofisika yang diperoleh dari proses *well logging*. Data *marker* merupakan penanda batas lapisan pada formasi batuan di bawah permukaan. Data *checkshot* digunakan untuk mengetahui hubungan kedalaman sumur dalam satuan kedalaman dengan interval waktu yang dibutuhkan gelombang untuk mencapai kedalaman tersebut dalam skala TWT. Sumur yang memiliki *checkshot* adalah WA-2, WA-6, SA-3, dan WA-8D. Data *mudlog* adalah data yang berisikan mengenai informasi litologi, *total gas content* dan indikasi keberadaan hidrokarbon (berupa minyak atau gas). Data ini digunakan untuk melakukan koreksi silang dengan data *well log* yang dimiliki.

Tabel 3.1 Daftar *log* pada tiap sumur

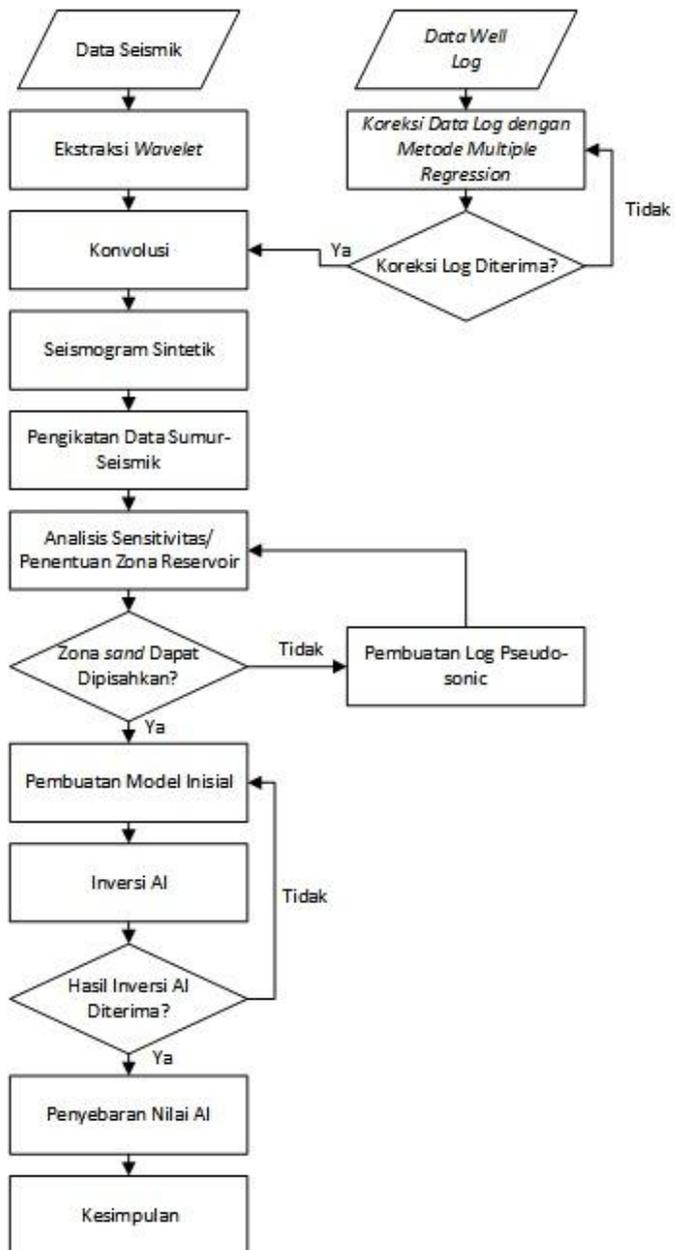
SUMUR	GR	CALI	NPHI	RHOB	RT/LLD	DT	VSHALE	POR
WA-2	V	V	V	V	X	V	V	V
WA-6	V	V	V	V	V	V	V	V
SA-3	V	V	V	V	V	V	V	V
WA-1D	V	V	V	V	V	V	V	V
WA-2D	V	V	V	V	V	V	V	V
WA-3D	V	V	V	V	V	V	V	V
WA-6D	V	V	V	V	V	V	V	V
WA-7D	V	V	V	V	V	V	V	V
WA-8D	V	V	V	V	V	V	V	V
SA-12D	V	V	V	V	V	V	V	V
SA-13D	V	V	V	V	V	V	V	V
SA-14D	V	V	V	V	V	V	V	V

3.3 Diagram Alir Penelitian

Penelitian ini mengambil topik inversi seismik impedansi akustik. Sebagai basis data, digunakan data seismik dan data *well log*. Data seismik digunakan untuk melakukan ekstraksi *wavelet*, dan data *well log* lebih lanjut akan dikonvolusikan dengan data seismik untuk mendapatkan seismogram sintetik. Namun sebelum dapat diolah, terlebih dahulu data *well log* dikoreksi dahulu karena adanya data yang rusak. Apabila hasil koreksi *log* sudah baik, maka konvolusi antara *wavelet* dan data *well log* berupa *log* reflektivitas dapat dilakukan. Setelah itu, dilakukan pengikatan data sumur-seismik untuk mengkalibrasi kedua data dalam domain yang berbeda tersebut. Apabila pengikatan telah selesai, tahapan analisis sensitivitas dikerjakan untuk menentukan zona reservoir dan non reservoirnya. Namun, analisis sensitivitas yang dilakukan tidak langsung berhasil, dikarenakan zona reservoir/batu pasir tidak dapat dipisahkan dengan zona non reservoir/batu lempung berdasarkan nilai impedansi akustiknya. Fenomena ini dikarenakan pada formasi target penelitian, batu pasir diendapkan berselingan dengan batu lempung. Hal ini akan menyulitkan pada saat proses interpretasi hasil inversi nantinya. Untuk itu, perlu dibuat sebuah *log* semu yang sensitif terhadap perubahan litologi dengan cepat. Setelah itu, analisis sensitivitas dilakukan kembali, dan dievaluasi hasilnya. Apabila zona reservoir sudah mulai

bisa terpisahkan dengan zona non reservoir, maka pembuatan model inisial dapat dilakukan sebelum memasuki tahapan inti dari pekerjaan inversi.

Setelah membuat model inisial, inversi impedansi akustik dapat dilakukan dengan beberapa parameter. Parameter ini dianalisis pengaruhnya terlebih dahulu terhadap hasil inversi. Analisis penetapan parameter dilakukan secara uji coba hingga mendapatkan nilai yang optimal. Apabila inversi telah selesai dilakukan, maka dilakukan analisis tahap kedua untuk melihat simpangan nilai impedansi akustik hasil inversi dengan nilai *log* impedansi akustik yang asli. Tahapan berikutnya, hasil dari inversi impedansi akustik akan dibuat sayatan secara horizontal pada interval yang dianggap menarik untuk dilihat persebaran nilai impedansi akustiknya. Setelah itu dilakukan interpretasi terhadap data, dan dapat ditarik kesimpulan.



Gambar 3.2 Diagram Alir Penelitian

3.4 Prosedur Penelitian

Tahapan ini mencakup penelitian yang dilakukan sehingga tercapai tujuan yang diinginkan. Pada bagian ini akan dijelaskan pada subbab 3.4.1 sampai 3.4.8.

3.4.1 Studi Pustaka

Tahapan ini dilakukan untuk mendapatkan referensi mengenai penelitian yang akan dilakukan. Bentuk referensi tersebut seperti *paper*, jurnal, buku, majalah geosains, sumber bacaan di internet, dan bahan belajar kuliah baik dari Universitas Brawijaya maupun universitas lain. Metode pelaksanaan yang dilakukan adalah membaca, membuat rangkuman dan catatan, kemudian membuat kesimpulan sendiri. Pada tahapan ini dilakukan juga diskusi dengan pembimbing dari perusahaan tempat penelitian.

3.4.2 Analisis Struktural

Analisis ini dilakukan berdasarkan bentukan *log Gamma Ray* dan adanya persilangan nilai dari *log neutron porosity* dan densitas sebagai indikasi awal adanya hidrokarbon pada kedalaman tersebut. Dengan menganalisis kedua hal ini, maka akan dapat ditentukan zona target yang baik serta dapat dihitung ketebalan reservoirnya. Pada penelitian ini, dipilih SAND E sebagai *marker* untuk diteliti.

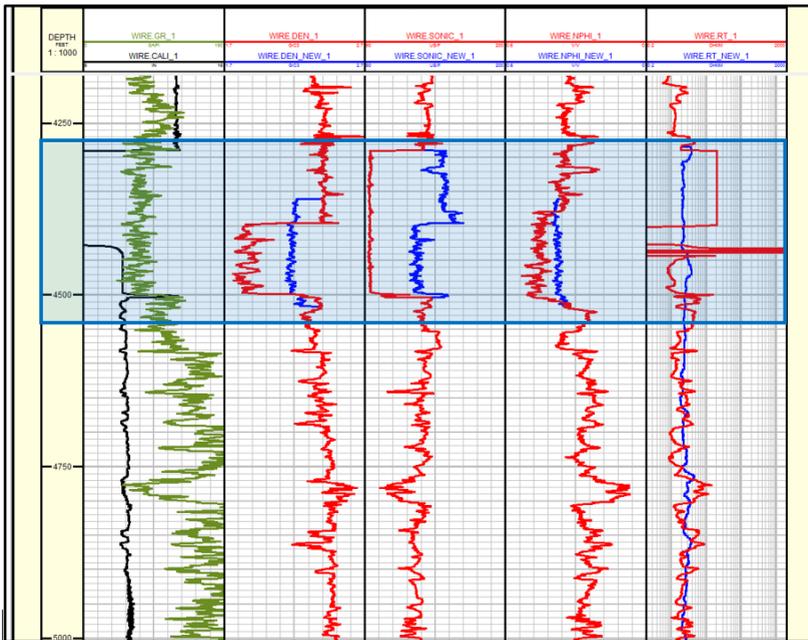
Reservoir target pada penelitian ini berada di Formasi Gumai. Ada 6 zona yang ditandai dengan *marker* pada tiap sumur. *Marker* tersebut mengindikasikan batas atas dari indikasi reservoir batu pasir yang akan diteliti. Berikut ditunjukkan kedalaman dari masing-masing *marker*.

Tabel 3.2 Tabel kedalaman *marker* pada tiap sumur.

Marker	SAND A	SAND B	SAND C	SAND D	SAND E	SAND F
Sumur	Kedalaman dalam TVDSS (m)					
SA-3	3654,00	3786,00	3913,04	4236,00	4289,50	4344,38
SA-11D	3587,00	3700,00	3916,14	4204,02	4269,38	4406,12
SA-12D	3598,00	3713,00	3929,24	4163,99	4235,96	4334,10
SA-13D	3645,00	3741,00	3929,00	4239,77	4291,65	4443,59
WA-2	3606,00	3716,00	3913,34	4225,00	4307,00	4478,42
WA-6	3612,00	3731,00	3914,24	4203,57	4270,97	4427,34
WA-1D	3527,00	3649,00	3808,06	4139,98	4228,81	4461,51
WA-2D	3526,00	3640,00	3824,27	4120,00	4207,35	4366,00
WA-3D	3500,00	3612,00	3780,84	4106,00	4192,24	4356,00
WA-6D	3529,00	3635,00	3843,04	4199,00	4274,15	4459,00
WA-7D	3476,00	3585,00	3778,69	4090,47	4193,84	4334,89
WA-8D	3581,00	3656,00	3828,49	4140,50	4244,72	4390,13

3.4.3 Koreksi *Well Log*

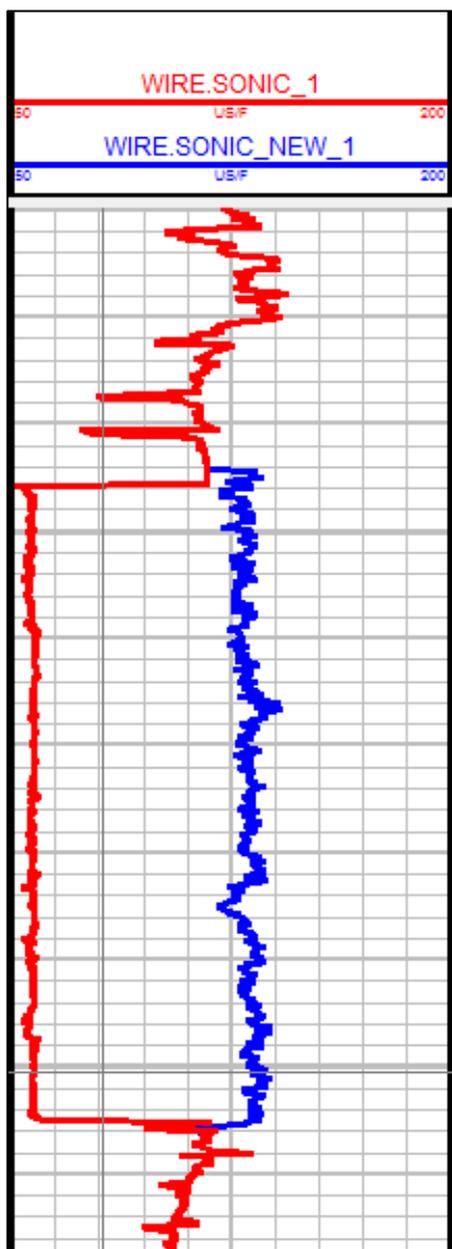
Tahapan koreksi dilakukan untuk mengoreksi data yang rusak akibat adanya efek perbedaan ukuran casing shoe di sumur pada saat proses *well logging*. Perbedaan ukuran ini menyebabkan tidak kontinunya proses akuisisi data, sehingga menyebabkan artefak atau fitur yang seperti terpotong pada data. Pada daerah yang di arsir berwarna biru pada Gambar 3.3, ditunjukkan interval *well log* yang rusak.



Gambar 3.3 Well log yang rusak pada zona casing shoe

Koreksi *log* dilakukan berdasarkan prinsip multiple regression. Dengan prinsip ini, dapat dibentuk persamaan prediksi nilai variabel dependen dari dua variabel independen maupun lebih. Prosesnya adalah dengan menetapkan satu *log* yang ingin dikoreksi sebagai variabel dependen, kemudian menetapkan beberapa *log* lainnya sebagai variabel independen. Dalam proses koreksi satu jenis *log*, jumlah variabel independen dikombinasi mulai dari 2 *log* sampai dengan maksimal berjumlah 4 *log* agar didapatkan beberapa alternatif persamaan.

Hasil dari *multiple regression* yang diambil untuk proses selanjutnya adalah persamaan hasil regresi dengan koefisien korelasi di atas 0,5. Apabila terdapat beberapa persamaan yang memiliki nilai di atas 0,5, maka diambil nilai tertinggi di antara persamaan tersebut. Contoh hasil koreksi pada sebuah *log* ditunjukkan di Gambar 3.4 dengan kurva berwarna merah adalah data asli dan kurva berwarna biru adalah data hasil koreksi.



Gambar 3.4 Hasil koreksi *well log* pada *log sonic*.

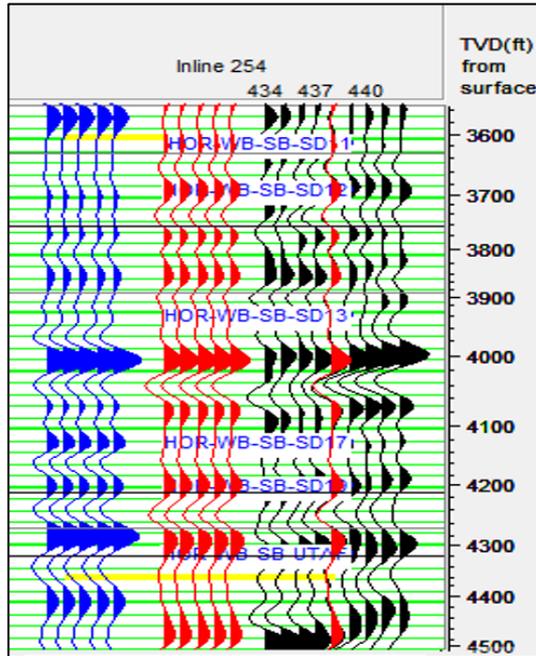
3.4.4 Pengikatan Data Sumur-Seismik

Proses ini mengkorelasikan secara manual dari data *marker* sumur yang memiliki satuan kedalaman dengan data seismik yang memiliki satuan waktu, sehingga *marker* yang terdapat di sumur dapat dihubungkan dengan refleksi yang cocok pada data seismik. Data yang dibutuhkan untuk melakukan proses ini adalah *log sonic*, *log* densitas, dan data *checkshot*.

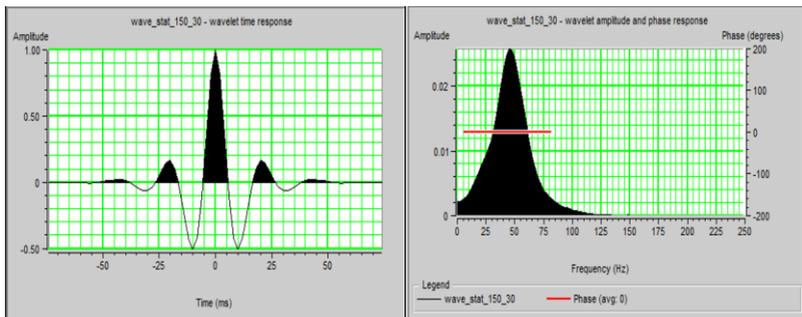
Pertama dilakukan koreksi data *sonic* pada tiap sumur dengan menggunakan *checkshot* agar resolusi data *sonic* terkalibrasi dengan resolusi data *checkshot*. Apabila data sumur tidak memiliki *checkshot*, maka sumur tersebut dapat memakai data *checkshot* pada sumur terdekat. Selanjutnya data *log sonic* yang telah dikalibrasi tadi dikonvolusi dengan data *log* densitas untuk mendapatkan *log* reflektivitas.

Langkah ketiga adalah dengan melakukan ekstraksi *wavelet* untuk membentuk seismogram sintetik. Pada penelitian ini digunakan ekstraksi *wavelet* statistik dengan fase-nol. Pertimbangan pemilihan ekstraksi *wavelet* statistik adalah karena metode ekstraksi ini dapat menyamakan spektrum amplitudonya dengan data seismik yang asli. Bentuk *wavelet* dan respon frekuensinya ditunjukkan pada Gambar 3.

Berikutnya adalah mencocokkan *event* dari seismogram sintetik dengan *event* yang dianggap terbaik dari data seismik asli dengan cara *time-shifting*. Kecocokan dari kedua *event* tersebut diukur dengan menggunakan koefisien korelasi. Semakin tinggi nilai koefisien korelasi menunjukkan tingkat kecocokan yang semakin tinggi antara data sintetik dan seismik asli. Langkah ini selesai apabila telah didapatkan nilai koefisien korelasi yang tinggi, dengan nilai *time-shifting* yang minimum. Hasil pengikatan data sumur-seismik ditunjukkan pada Gambar 3.4, dengan kurva biru merupakan seismogram sintetik, kurva merah adalah tras seismik komposit, dan kurva hitam adalah tras seismik asli. Hasil lengkap dari pengikatan data sumur-seismik dilampirkan pada Lampiran B.1 sampai B-12



Gambar 3.5 Contoh pengikatan data sumur-seismik



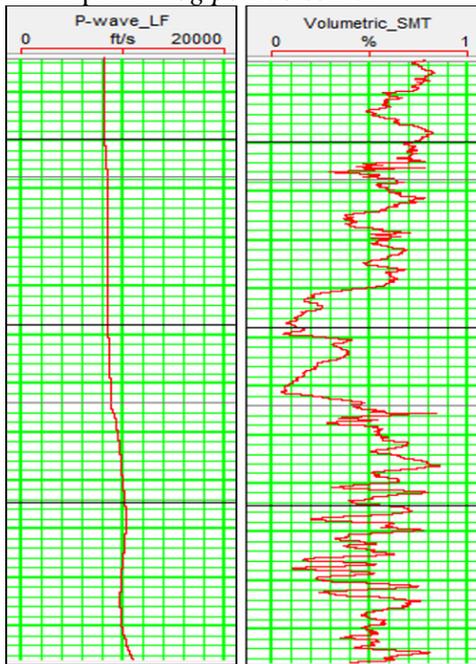
Gambar 3.6 Bentuk *wavelet* dan respon frekuensinya

3.4.5 Pembuatan *Pseudo Sonic*

Pembuatan *log* sintetik ini berdasarkan pada ide untuk menghasilkan *log sonic* yang lebih responsif terhadap perubahan litologi dibanding *log sonic* biasa. Untuk membuat *log* ini dibutuhkan *log sonic* yang mencakup frekuensi rendah dan *log* volume shale hasil

perhitungan petrofisika yang mencakup frekuensi tinggi, kemudian kedua log tersebut digabungkan secara matematis.

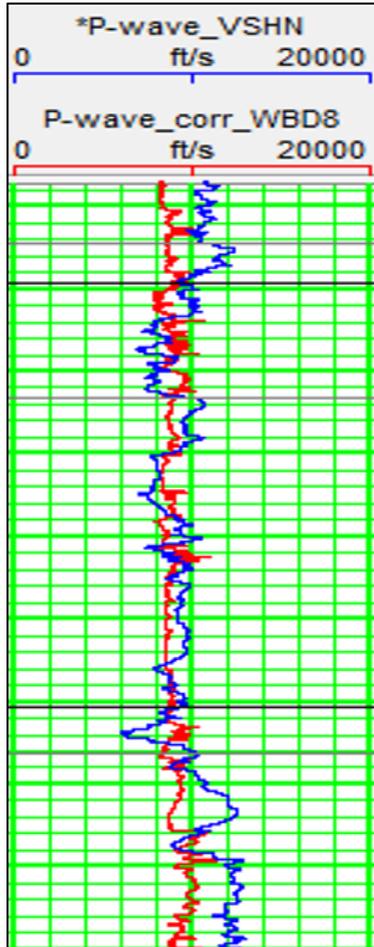
Langkah pertama adalah melakukan *filter* terhadap *log sonic* dengan *filter high cut* pada frekuensi 44 Hz, sehingga hanya frekuensi dari 0 hingga 44 Hz yang tersisa dalam *log* tersebut. Nilai 44 Hz dipilih karena angka tersebut merupakan frekuensi dominan seismik. Selanjutnya dilakukan proses *despiking* terhadap *log volume shale* untuk menghilangkan konten frekuensi yang sangat tinggi sehingga didapatkan bentuk *log* yang lebih halus. Langkah berikutnya adalah dengan mengalikan *log sonic* hasil *filter* dan *log volume shale* hasil *despiking* untuk didapatkan *log pseudo sonic*.



Gambar 3.7 Log sonic hasil filter *high cut* 44 Hz (kiri). Log volume shale hasil *despiking* (kanan).

Log pseudo sonic yang dihasilkan tidak bisa langsung digunakan karena masih memiliki selisih yang sangat besar antara nilai amplitudo terendah dan tertinggi. Hal ini disebabkan skala *log volume shale* merupakan skala probabilitas dari nilai 0 (tidak adanya batuan lempung) hingga nilai 1 (adanya batuan lempung). Untuk itu,

perlu dilakukan sebuah koreksi, yaitu normalisasi nilai *log* untuk memotong nilai yang terlampau tinggi dan rendah. Sebagai panduan, hasil normalisasi kurva *log pseudo sonic* diharapkan bisa semirip mungkin dengan kurva *log sonic* asli. Gambar 3.7 menunjukkan perbandingan *log sonic* asli (kurva merah) dengan *log pseudo sonic* setelah normalisasi (kurva biru).

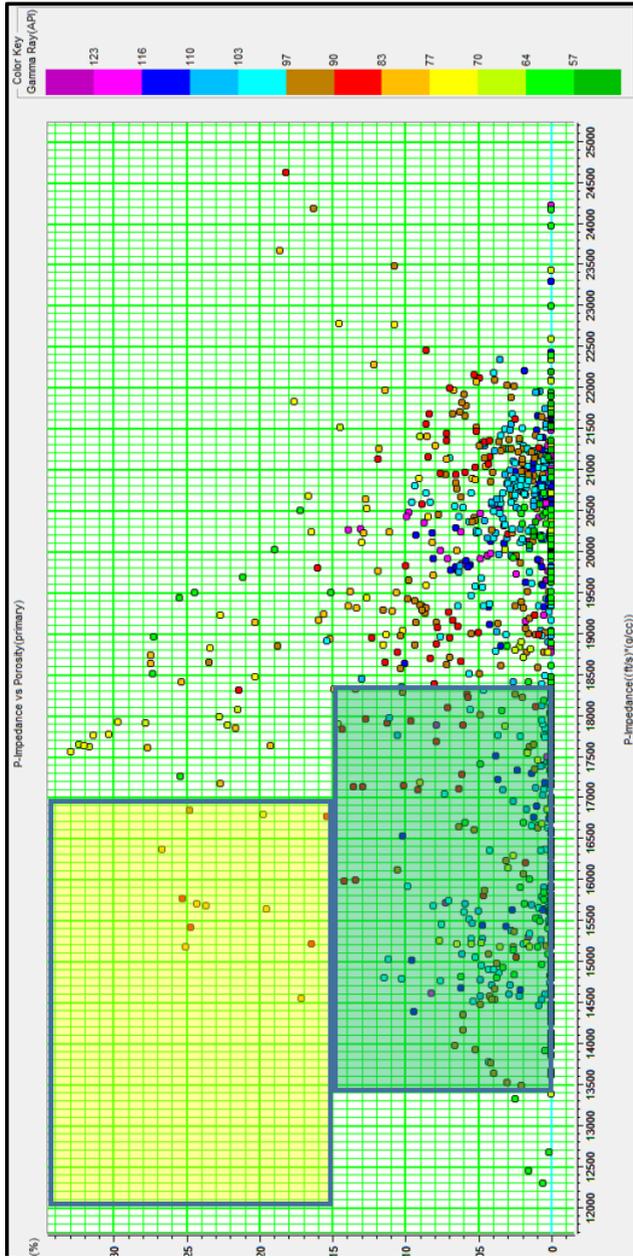


Gambar 3.8 Perbandingan nilai antara *log sonic* asli (merah) dengan *log pseudo sonic* setelah normalisasi (biru)

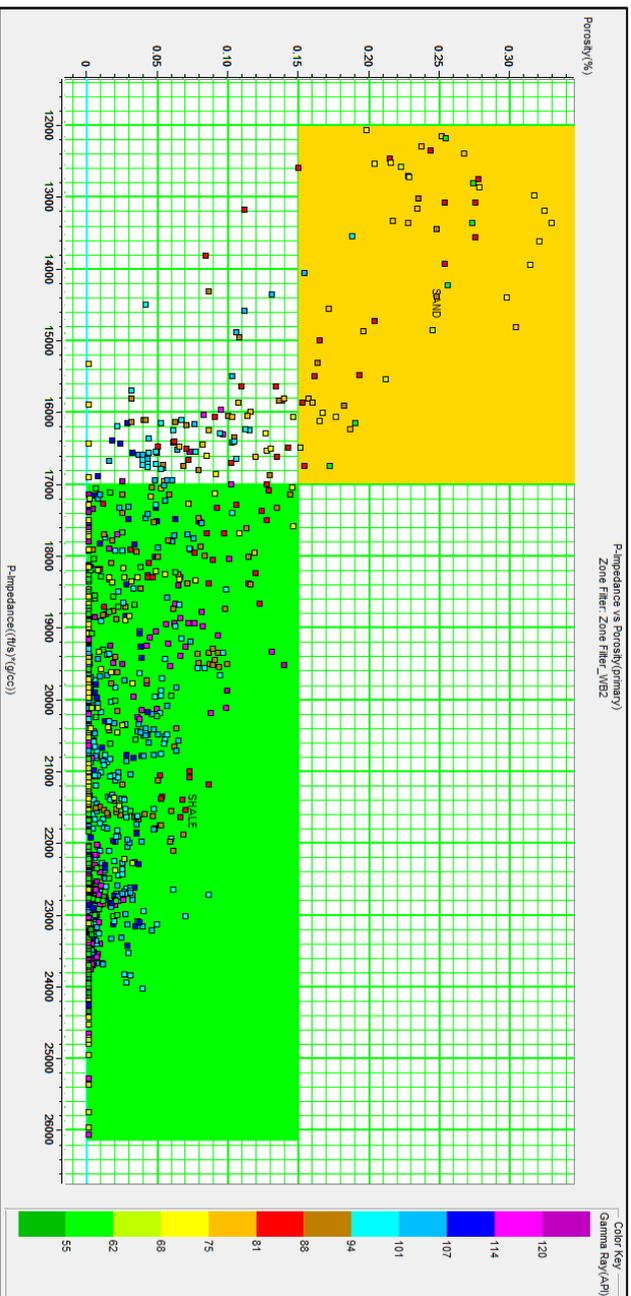
3.4.6 Analisis Sensitivitas

Untuk penelitian ini, tahapan analisis sensitivitas dilakukan dengan tujuan mengetahui zona reservoir dan non reservoir dengan cara menentukan batas nilai properti tertentu yang bersesuaian dengan sifat batuan reservoir maupun batuan non reservoir. Data *log* yang digunakan untuk analisis sensitivitas adalah *log Impedansi Akustik* yang di plot pada sumbu X dan *log porositas* yang di plot pada sumbu Y. Sebagai indeks warna digunakan *log Gamma Ray* untuk mengklasifikasikan batuan pasir dan batuan lempung dan Indeks warna resistivitas untuk memberi indikasi keberadaan hidrokarbon.

Gambar 3.9 menunjukkan analisis sensitivitas dengan menggunakan *log sonic* asli. Secara sekilas dapat dilihat zona reservoir dan non reservoir berada dalam rentang nilai Impedansi Akustik yang sama. Untuk meningkatkan sensitivitas pemisahan zona reservoir, maka dilakukan pembuatan *log pseudo sonic* (penjelasan pada sub-bab 3.4.6) dengan harapan zona reservoir dan non reservoir dapat terpisah lebih baik. Gambar 3.10 menunjukkan analisis sensitivitas pada sumur WA-2 setelah pembuatan *pseudo sonic* dengan skala warna *Gamma Ray*.



Gambar 3. 9 Analisis sensitivitas pada sumur WA-2 sebelum pembuatan *pseudo sonic*



Gambar 3.10 Analisis sensitivitas pada sumur WA-2 setelah pembuatan *pseudo sonic*

3.4.7 Inversi Seismik

Inversi seismik adalah tahapan untuk memudahkan interpretasi litologi batuan dan memfokuskan zona-zona di dalam formasi batuan yang kemungkinan terisi oleh hidrokarbon. Secara umum, proses seismik inversi diawali dengan ekstraksi *wavelet* yang sesuai dari data sumur. Selanjutnya dilakukan korelasi antara data sumur dengan data seismik. Berikutnya dibuat low frequency model sebagai model geologi bawah permukaan. Sebelum proses inversi, terlebih dahulu di analisis pre-inversi agar didapat parameter inversi yang tepat, sehingga didapatkan *log* impedansi akustik hasil inversi yang tidak jauh simpangan tren nilainya *log* impedansi akustik yang asli. Selanjutnya dilakukan inversi seismik dengan metode model-based sampai mendapatkan penampang hasil inversi.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Koreksi *Well Log*

Koreksi terhadap *well log* perlu dilakukan untuk memperbaiki nilai *log* yang rusak akibat adanya *casing shoe*. Prinsip koreksi menggunakan *multiple regression* memungkinkan untuk membuat persamaan prediksi nilai variabel dependen dari dua variabel independen ataupun lebih. Parameter yang dihasilkan dari persamaan ini dapat memberitahu seberapa besar keterkaitan dari Variabel Dependen terhadap Variabel Independen.

Koreksi ini dilakukan pada *log* densitas, *sonic*, porositas neutron, dan resistivitas. Sebagai contoh, akan diambil sumur WA-2 yang akan dibahas masing-masing hasil koreksi pada tiap *log* di sumur tersebut. Untuk hasil lengkapnya akan dilampirkan pada Lampiran A.1 sampai A.11.

4.1.1 Koreksi *Log Densitas*

Proses koreksi *log* densitas dilakukan dengan membentuk beberapa persamaan *multiple regression*. Hasil dari persamaan akan disertai koefisien korelasi dari masing-masing variabel independen terhadap variabel dependennya.

Tabel 4.1 Beberapa variasi persamaan koreksi *log* densitas beserta koefisien korelasinya.

Persamaan	Koefisien Korelasi
$(2,36272 + 0,000533531*(GR) - 1,00658e-006*(LLD))$	0,66899
$(2,06008 + 0,786505*(NPHI) - 1,8712e-006*(LLD) + 0,00123273*(GR))$	0,83541
$(2,60657 - 0,646251*(NPHI) - 2,25808e-005*(GR))$	0,77005
$(1,99067 + 0,668239*(NPHI) + 3,37538e-006*(LLD))$	0,38117

Analisis *multiple regression* pada *log* densitas dilakukan beberapa kali karena kontribusi *log* ini dalam analisis Inversi Seismik. Berdasarkan analisis *multiple regression*, maka dipilih persamaan yang melibatkan variabel porositas neutron (NPHI), resistivitas (LLD), dan *Gamma Ray* (GR) karena memiliki koefisien korelasi tertinggi, yaitu 0,83541. Gambar 4.1 menunjukkan contoh hasil koreksi pada *log* densitas di sumur WA-2. Zona yang di arsir berwarna biru merupakan zona yang dikoreksi nilainya. Kurva berwarna merah merupakan nilai *log* asli, sedangkan kurva berwarna biru merupakan nilai *log* setelah dikoreksi.



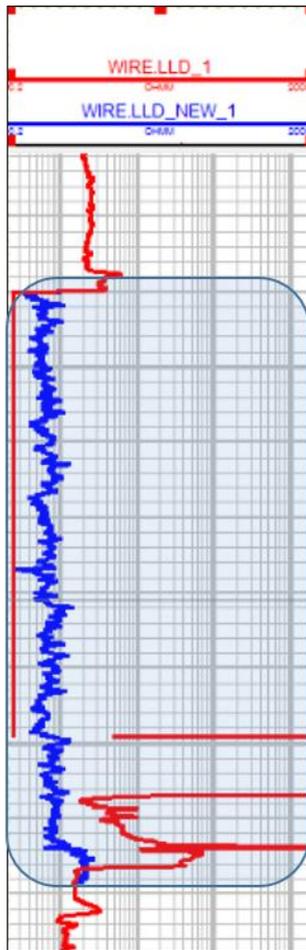
Gambar 4.1 Koreksi *log* densitas

4.1.2 Koreksi *Log* Resistivitas

Proses koreksi *log* Resistivitas pada sumur WA-2 hanya dilakukan satu kali dengan menggunakan bantuan empat Variabel Independen, yaitu Porositas Neutron, *Gamma Ray*, Densitas, dan *Sonic*. Hal ini dikarenakan kontribusi *log* resistivitas yang tidak terlalu berpengaruh baik pada inversi seismik maupun multiatribut seismik. Hasil dari persamaan akan disertai koefisien korelasi dari masing-masing Variabel Independen terhadap Variabel Dependennya. Tabel 4.2 Persamaan koreksi *log* resistivitas beserta koefisien korelasinya.

Persamaan	Koefisien Korelasi
$10^{**}(0.694256 - 3,97838*(NPHI) + 0,00265494*(GR) + 0,0305154*(DEN) + 0,00323394*(SONIC))$	0,65567

Gambar 4.2 menunjukkan hasil koreksi *log* resistivitas pada sumur WA-2. Zona yang di arsir berwarna biru merupakan zona yang dikoreksi nilainya. Kurva berwarna merah merupakan nilai *log* asli, sedangkan kurva berwarna biru merupakan nilai *log* setelah dikoreksi.



Gambar 4.2 Koreksi *log* resistivitas

4.1.3 Koreksi Porositas Neutron

Proses koreksi *log* Porositas Neutron pada sumur WA-2 hanya dilakukan satu kali dengan menggunakan bantuan dua Variabel Independen, yaitu *Sonic* dan Resistivitas. Hal ini dikarenakan kualitas *log* asli yang sudah cukup bagus. Hasil dari persamaan akan disertai koefisien korelasi dari masing-masing Variabel Independen terhadap Variabel Dependennya.

Tabel 4.3 Persamaan koreksi *log* porositas neutron beserta koefisien korelasinya.

Persamaan	Koefisien Korelasi
$(-0,0594758 - 0,029669 * \log_{10}(\text{LLD}) + 0,0032193 * (\text{SONIC}))$	0,85912

Gambar 4.3 menunjukkan hasil koreksi *log* porositas neutron pada sumur WA-2. Zona yang di arsir berwarna biru merupakan zona yang dikoreksi nilainya. Kurva berwarna merah merupakan nilai *log* asli, sedangkan kurva berwarna biru merupakan nilai *log* setelah dikoreksi.



Gambar 4.3 Koreksi *log* porositas neutron

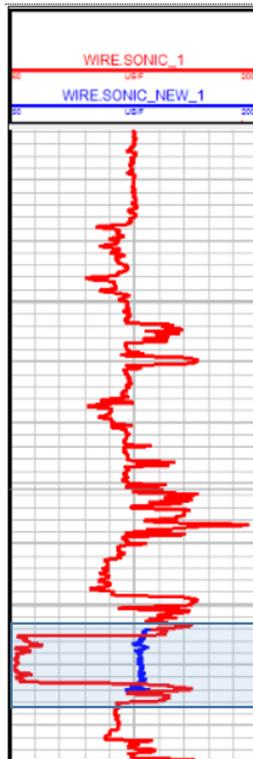
4.1.4 Koreksi *Log Sonic*

Proses koreksi *log sonic* dilakukan dengan membentuk beberapa persamaan *multiple regression*. Hasil dari persamaan akan disertai koefisien korelasi dari masing-masing Variabel Independen terhadap Variabel Dependennya.

Tabel 4.4 Beberapa variasi persamaan koreksi *log sonic* beserta koefisien korelasinya.

Persamaan	Koefisien Korelasi
$(20,5893 - 0,190303*(GR) + 0,00019079*(RT) + 48,7033*(DEN))$	0,70184
$(100,699 + 91,2684*(NPHI) - 0,0872017*(GR) + 0,346932*(DEN))$	0,72415
$(119,014 + 45,4376*(NPHI) - 0,127214*(GR) + 4,41935e-005*(RT))$	0,70887
$(20,173 + 7,58961*(NPHI) - 0,18362*(GR) + 0,000177997*(RT) + 47,7083*(DEN))$	0,70190
$(20,7876 + 6,72965*(NPHI) - 0,000105916*(RT) + 46,515*(DEN))$	0,30477

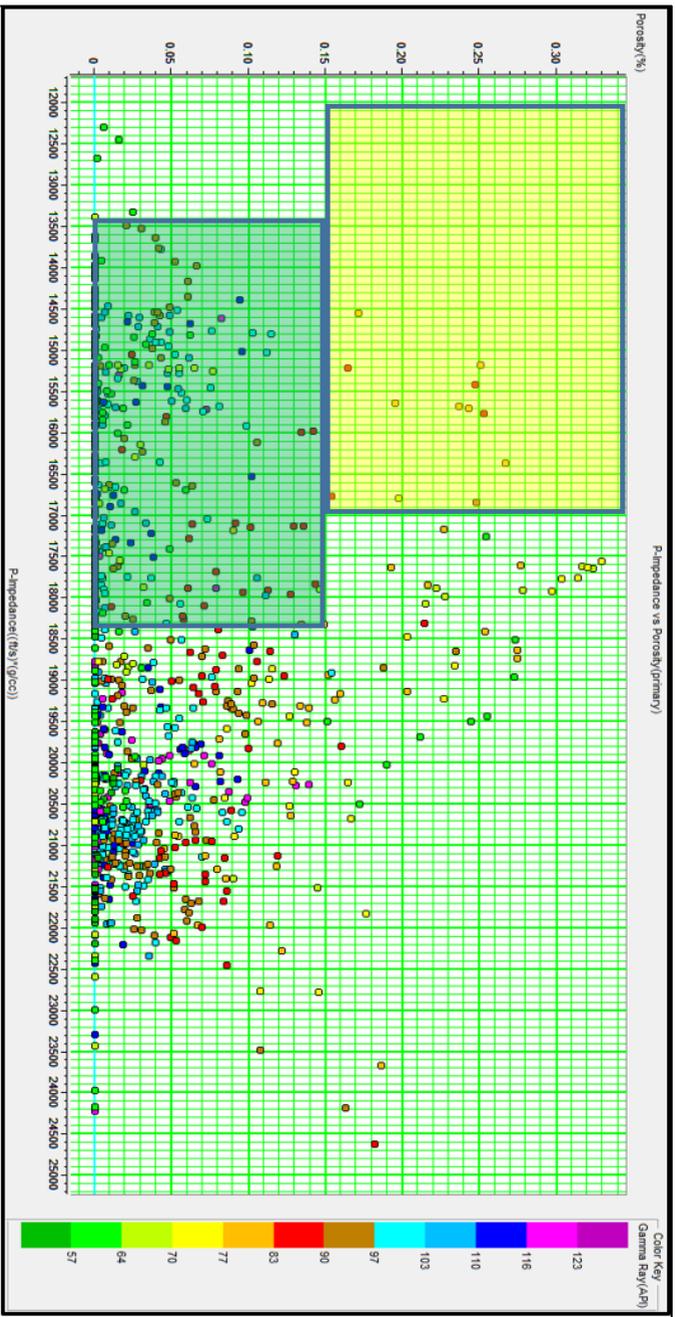
Analisis *multiple regression* pada *log sonic* dilakukan beberapa kali karena kontribusi *log* ini dalam analisis Inversi Seismik. Berdasarkan analisis *multiple regression*, maka dipilih persamaan yang melibatkan variabel porositas neutron (NPHI), densitas (DEN) dan *Gamma Ray* (GR) karena memiliki koefisien korelasi tertinggi, yaitu 0,72415. Gambar 4.4 menunjukkan contoh hasil koreksi pada *log sonic* di sumur WA-2. Zona yang di arsir berwarna biru merupakan zona yang dikoreksi nilainya. Kurva berwarna merah merupakan nilai *log* asli, sedangkan kurva berwarna biru merupakan nilai *log* setelah dikoreksi.



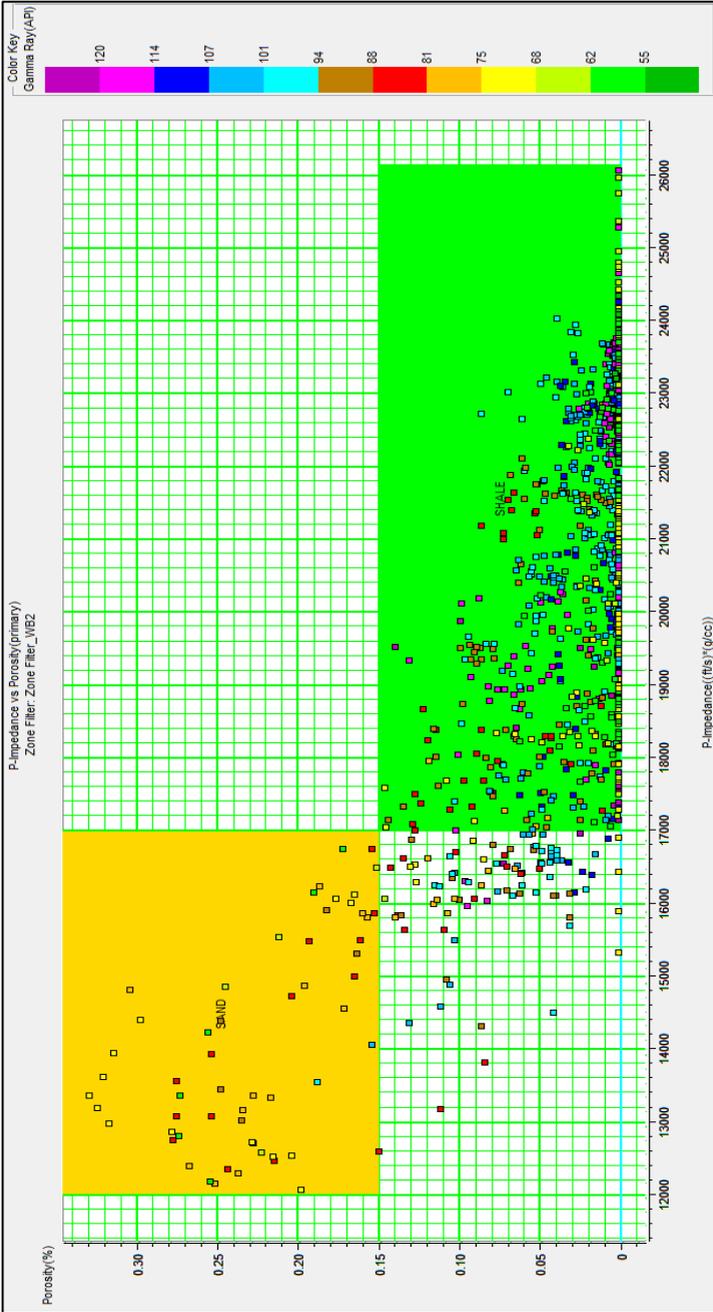
Gambar 4.4 Koreksi *log sonic*

4.2 Analisis Sensitivitas

Penentuan zona reservoir dilakukan dengan melakukan *crossplot* pada properti reservoir yang sesuai. Pada penelitian ini, dilakukan plot nilai *log* Impedansi Akustik pada sumbu X dan plot porositas pada sumbu Y. Untuk memudahkan interpretasi, digunakan skala warna *Gamma Ray* sebagai penanda zona reservoir-non reservoir, dan resistivitas sebagai indikator keberadaan hidrokarbon. Berdasarkan referensi dari perusahaan tempat penelitian, nilai *cut-off* porositas untuk reservoir adalah 15-40%, nilai *Gamma Ray* berkisar di 0-80 API, dan nilai resistivitas 2.5-3.75 Ωm .



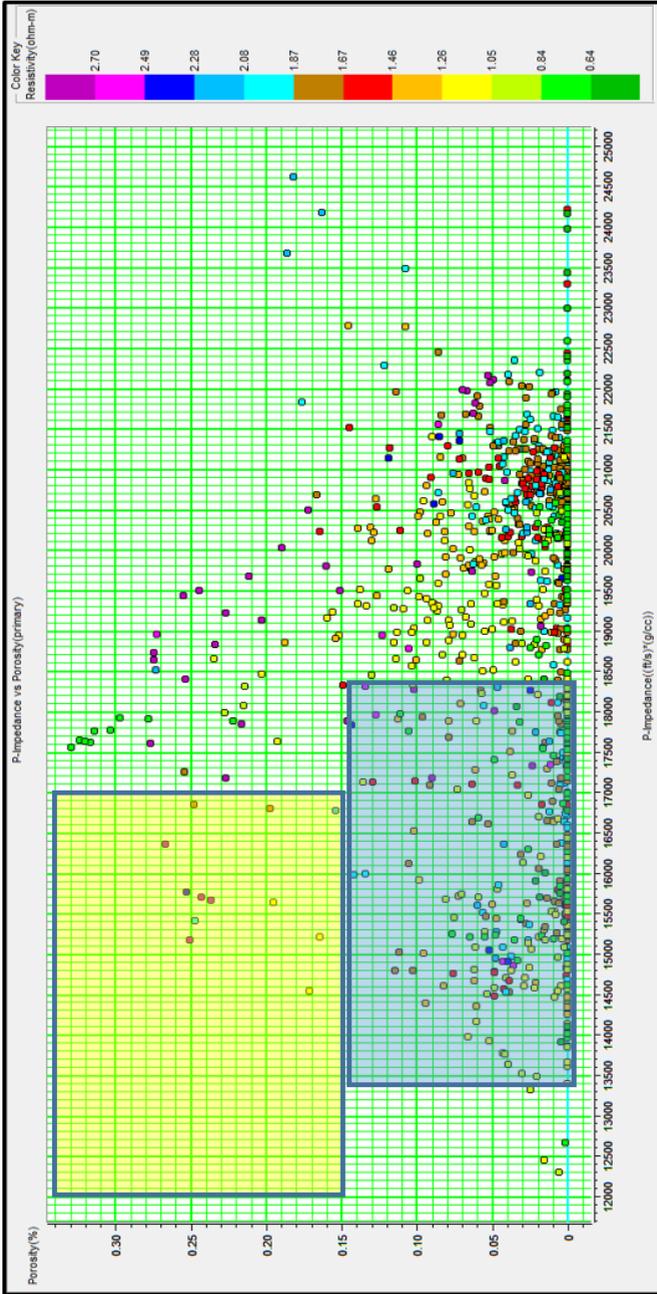
Gambar 4.5 Analisis sensitivitas sebelum aplikasi log pseudo sonic. Skala warna adalah nilai Gamma Ray



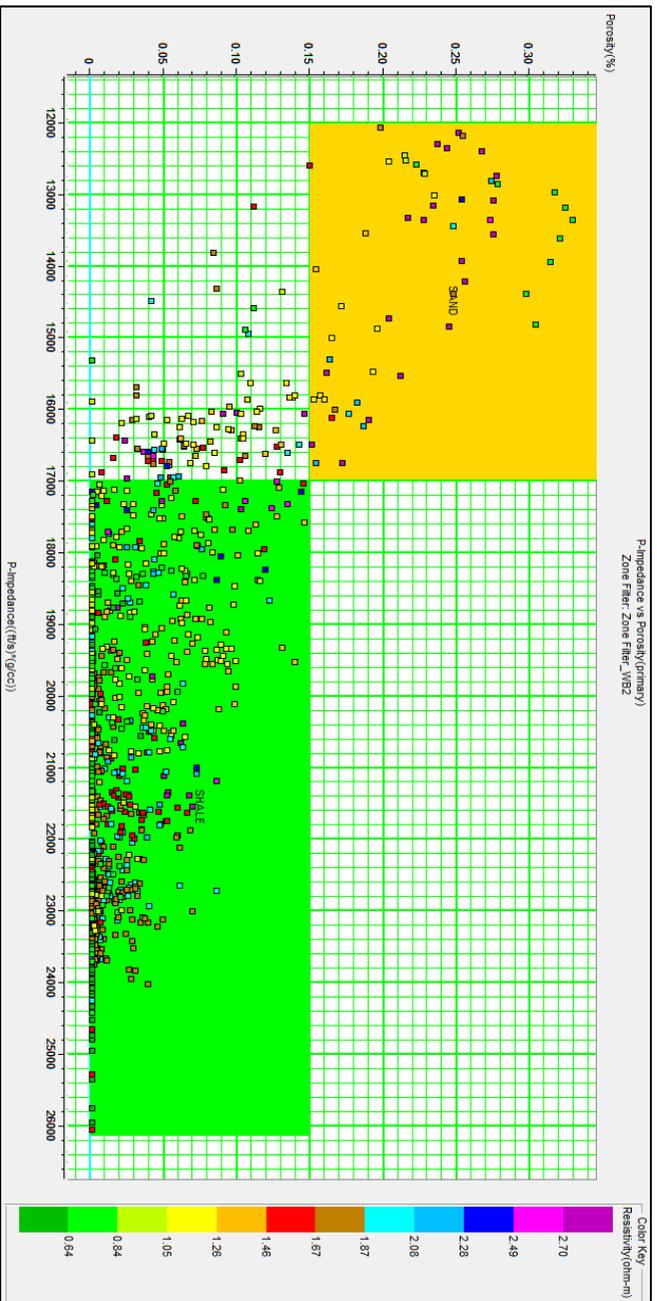
Gambar 4.6 Analisis sensitivitas setelah aplikasi log *pseudo sonic*. Skala warna adalah nilai *Gamma Ray*

Dari analisis sensitivitas tahap pertama yang dilakukan (Gambar 4.5), zona reservoir dan zona non reservoir dapat dipisahkan dari nilai porositasnya, namun tidak dapat dipisahkan berdasarkan nilai Impedansi Akustiknya. Dikonfirmasi juga dengan menggunakan skala warna *Gamma Ray*, bahwa nilai *Gamma Ray* di atas 80 API yang merupakan zona non-reservoir (ditandai dengan warna hijau) saling *overlap* dengan nilai *Gamma Ray* di bawah 80 API yang merupakan zona reservoir (diberi tanda warna kuning). Setelah digunakan *log pseudo sonic* (Gambar 4.6), dapat dilihat bahwa zona reservoir dan non-reservoir lebih mudah dipisahkan berdasarkan nilai Impedansi Akustiknya, dan kemudian dapat ditentukan nilai *cut-off* sebesar 17000 ((ft/s)*(g/cc)) atau $5,181 \cdot 10^6$ ((m/s)*(kg/m³)).

Konfirmasi kedua adalah dengan menggunakan skala warna resistivitas untuk mengetahui potensi zona yang terisi hidrokarbon. Pada Gambar 4.7, dapat dilihat bahwa zona yang seharusnya berpotensi terisi hidrokarbon berdasarkan nilai resistivitas tidak termasuk dalam cakupan rentang nilai Impedansi Akustiknya. Namun setelah dilakukan kembali analisis sensitivitas dengan menggunakan *log pseudo sonic*, bisa dilihat pada zona reservoir, lebih banyak datum dengan nilai resistivitas tinggi tercakup dalam zona reservoir (lihat Gambar 4.8). Hal ini menunjukkan bahwa dengan menggunakan *log pseudo sonic*, zona reservoir dan non reservoir akan lebih jelas terpisahkan dari nilai *cut-off* Impedansi Akustik-nya.



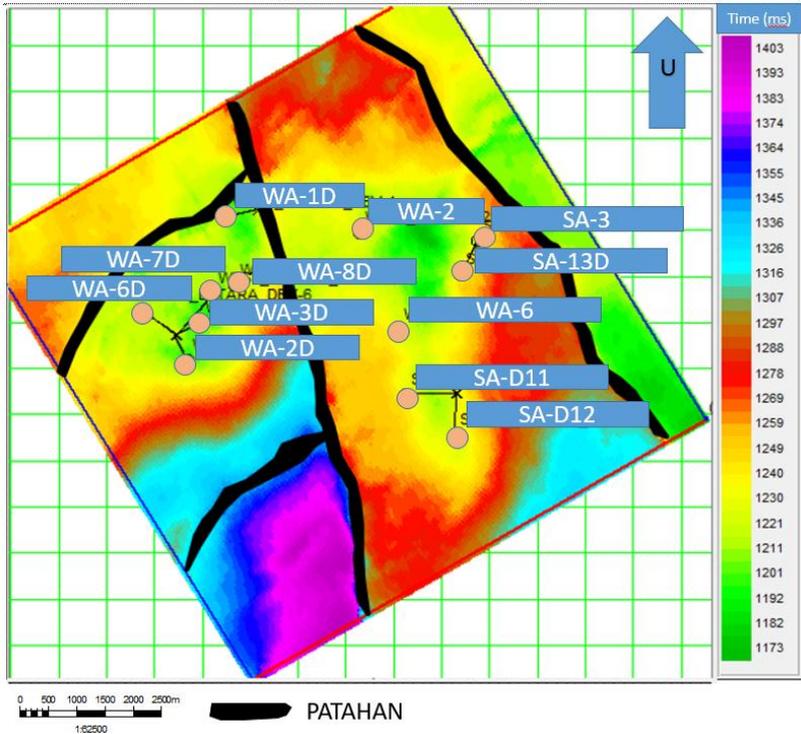
Gambar 4.7 Analisis sensitivitas sebelum aplikasi log *pseudo sonic*. Skala warna adalah nilai resistivitas



Gambar 4.8 Analisis sensitivitas setelah aplikasi log pseudo sonic. Skala warna adalah nilai resistivitas

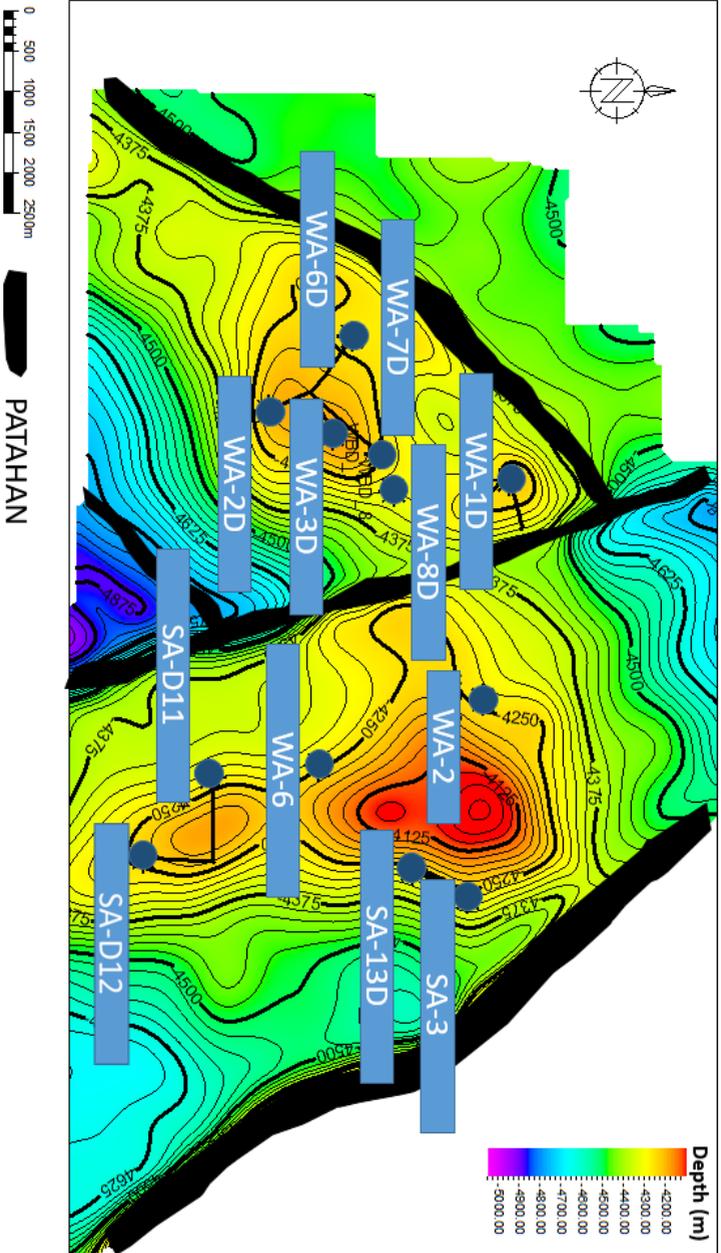
4.3 Peta Struktur Waktu dan Kedalaman

Peta struktur waktu merupakan peta bawah permukaan dalam domain waktu yang memiliki kontur untuk merepresentasikan ketinggian dari lapisan formasi batuan. Dengan peta ini, struktur-struktur *geologi* seperti patahan, cekungan, dan lainnya dapat terlihat dengan jelas. Gambar 4.9 menunjukkan peta struktur waktu pada horizon Sand E. Dalam skala yang ditampilkan, semakin besar nilainya, menunjukkan struktur yang semakin dalam.



Gambar 4.9 Peta struktur waktu pada horizon Sand E

Selanjutnya, pada Gambar 4.10 ditunjukkan peta struktur dengan domain kedalaman. Secara teori, peta ini dihasilkan dengan mengkonvolusi peta struktur waktu dengan data kecepatan. Dalam hal ini, data kecepatan yang dipakai adalah data *checkshot*.



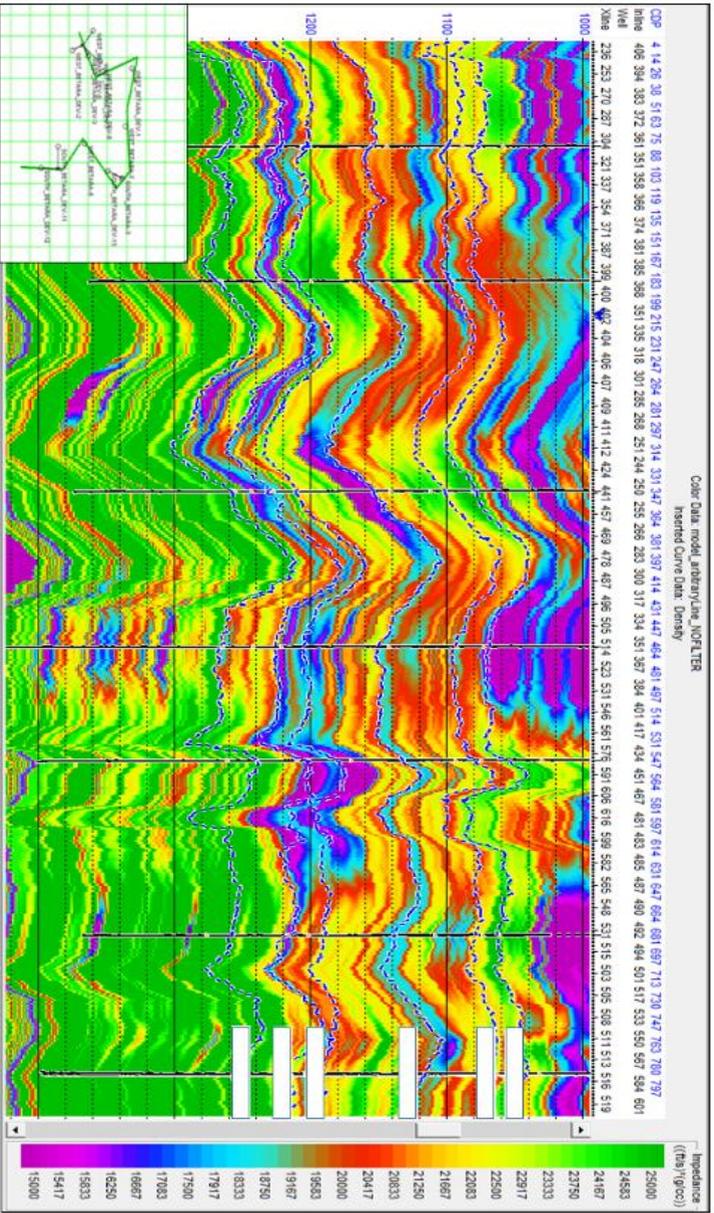
Gambar 4.10 Peta struktur kedalaman pada horizon Sand E

Berdasarkan kedua peta tersebut, telah diinterpretasikan ada dua patahan yang mengarah Barat Laut-Tenggara, dan ada dua patahan yang mengarah Timur Laut-Barat Daya. Patahan-patahan ini akan membentuk daerah tinggian yang berpotensi sebagai zona akumulasi hidrokarbon. Berdasarkan konsep *petroleum system*, hidrokarbon akan selalu menuju ke daerah yang lebih tinggi karena sifatnya sebagai fluida. Atas dasar itu, semua sumur di bor pada lokasi tepat pada tinggian, maupun di kontur sebelum puncak ketinggian.

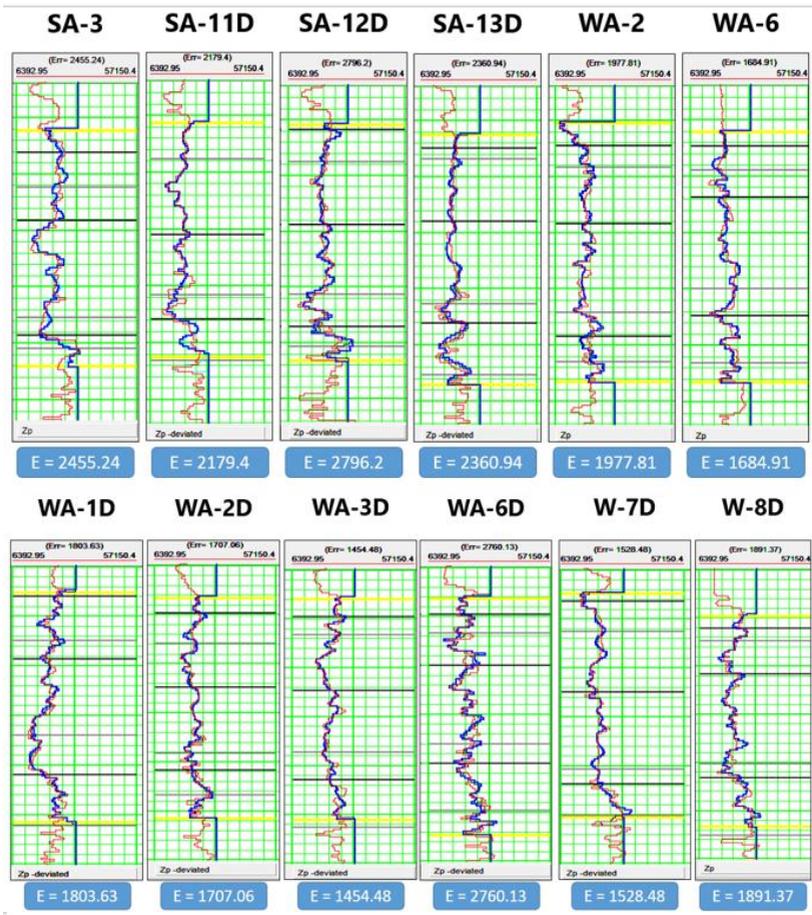
4.4 Inversi Seismik

Inversi yang dilakukan pada daerah penelitian adalah inversi dengan metode *model-based*. Berdasarkan paper (Jafari dkk., 2017) mengenai inversi seismik, dipaparkan bahwa metode *model-based* menghasilkan resolusi yang lebih baik dibanding metode *band-limited* dan *sparse-spike* dalam mengidentifikasi zona gas. Hal ini sesuai dengan tujuan penelitian yang telah dijelaskan pada bagian pendahuluan.

Pengerjaan inti inversi seismik dimulai dengan pembuatan *low frequency model* sebagai basis model geologinya. Model ini dibuat dengan menggunakan data sumur sebagai kontrol data dan *horizon* sebagai kontrol bentukan lapisannya. Selanjutnya model geologi dibuat dengan menggunakan data sumur tanpa dilakukan *filter*. Hal ini dikarenakan sumur yang digunakan sudah menggunakan *log pseudo sonic* yang mencakup frekuensi rendah. Gambar 4.11 menunjukkan model geologi yang telah dibentuk.



Gambar 4.11 Model geologi dengan kontrol sumur



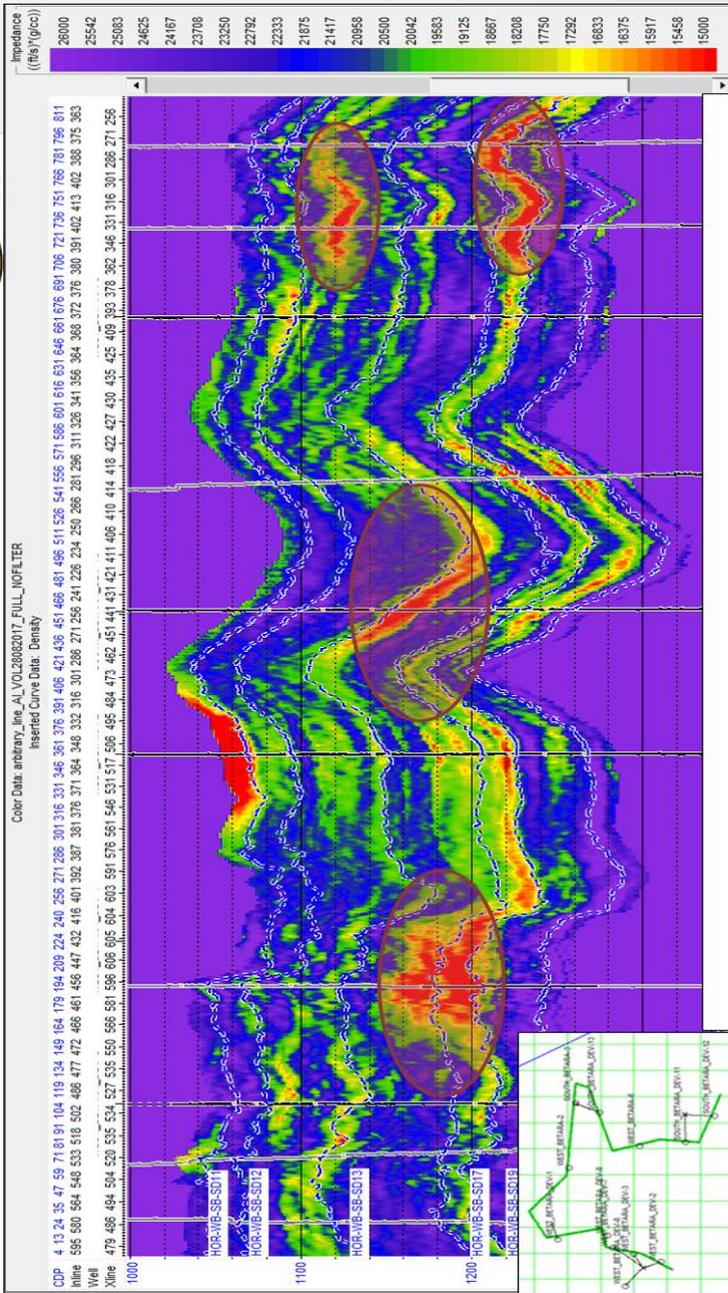
Gambar 4.12 Korelasi antara \log Impedansi Akustik asli (merah) dengan \log Impedansi Akustik hasil inversi (biru)

Setelah membentuk model *geologi*, dilakukan proses inversi dengan parameter sebagai berikut:

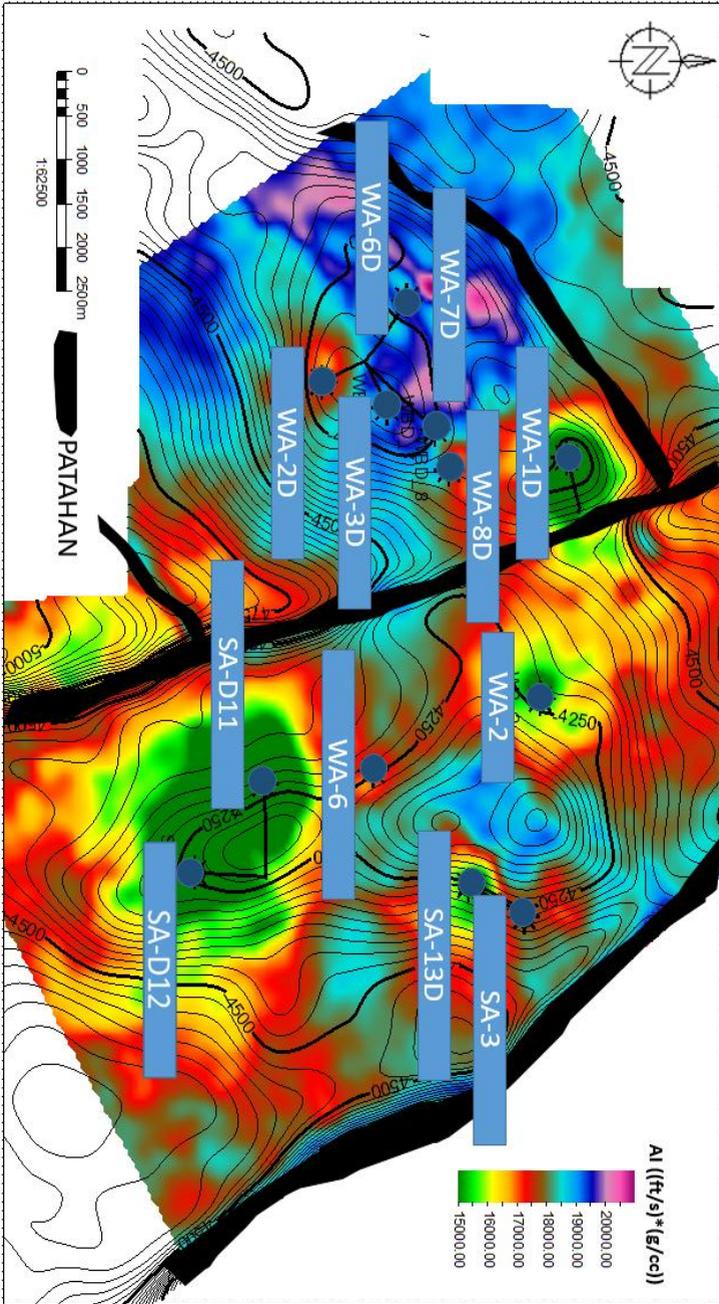
- *Window analysis*: Horizon A (-100 ms) sampai Horizon E (+100 ms)
- *Inversion option*: *Hard constraint with lower and upper Maximum Impedance Change 25%*
- *Average block size*: 2ms
- *Prewhitening*: 10%
- *Number of iterations*: 5

Parameter di atas ditentukan berdasarkan uji coba berbagai parameter, hingga dihasilkan nilai korelasi tertinggi antara *log* Impedansi Akustik asli (warna merah) dengan *log* Impedansi Akustik hasil inversi (warna biru). Garis berwarna kuning merupakan batas analisis inversinya. Gambar 4.12 menunjukkan korelasi kedua kurva tersebut beserta galat RMS (*Root Mean Square*)-nya.

Berdasarkan hasil analisis galat, didapatkan hasil inversi dengan total galat RMS adalah sebesar 2093,05 yang berarti simpangan nilai antara kedua *log* tidak terlalu jauh. Hal ini menunjukkan bahwa hasil inversi *model-based* yang telah dilakukan dapat dianggap baik. Selanjutnya akan ditunjukkan hasil inversi dengan Gambar 4.13.



Gambar 4.13 Hasil inversi model based



Gambar 4.14 Slicing Sand E

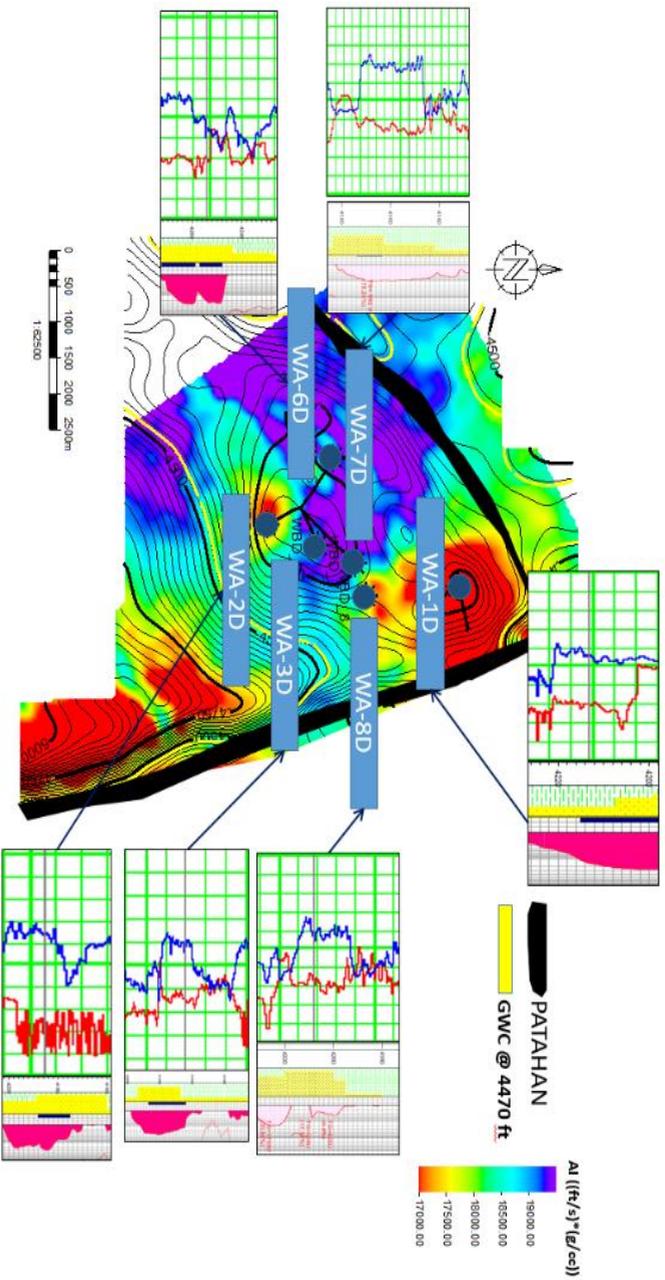
Berdasarkan analisis sensitivitas yang telah dilakukan sebelumnya, batas nilai Impedansi Akustik untuk reservoir adalah 12000 - 17000 ((ft/s)*(g/cc)) atau $3,657 \cdot 10^6 - 5,181 \cdot 10^6$ ((m/s)*(kg/m³)). Kemudian dari hasil inversi seismik, didapatkan beberapa zona reservoir dengan nilai Impedansi Akustik yang lebih rendah (ditandai dengan lingkaran merah) dari daerah sekitarnya, yaitu di kisaran 15000-17000 ((ft/s)*(g/cc)) atau $4,572 \cdot 10^6 - 5,181 \cdot 10^6$ ((m/s)*(kg/m³)).

Hasil inversi ini kemudian dibuat peta *slicing* untuk mengetahui distribusi nilai Impedansi Akustik. *Horizon* yang digunakan adalah Sand E karena berdasarkan penampang hasil inversi, didapatkan dua zona reservoir dengan ketebalan yang baik. Gambar 4.14 menunjukkan *slicing* Sand E.

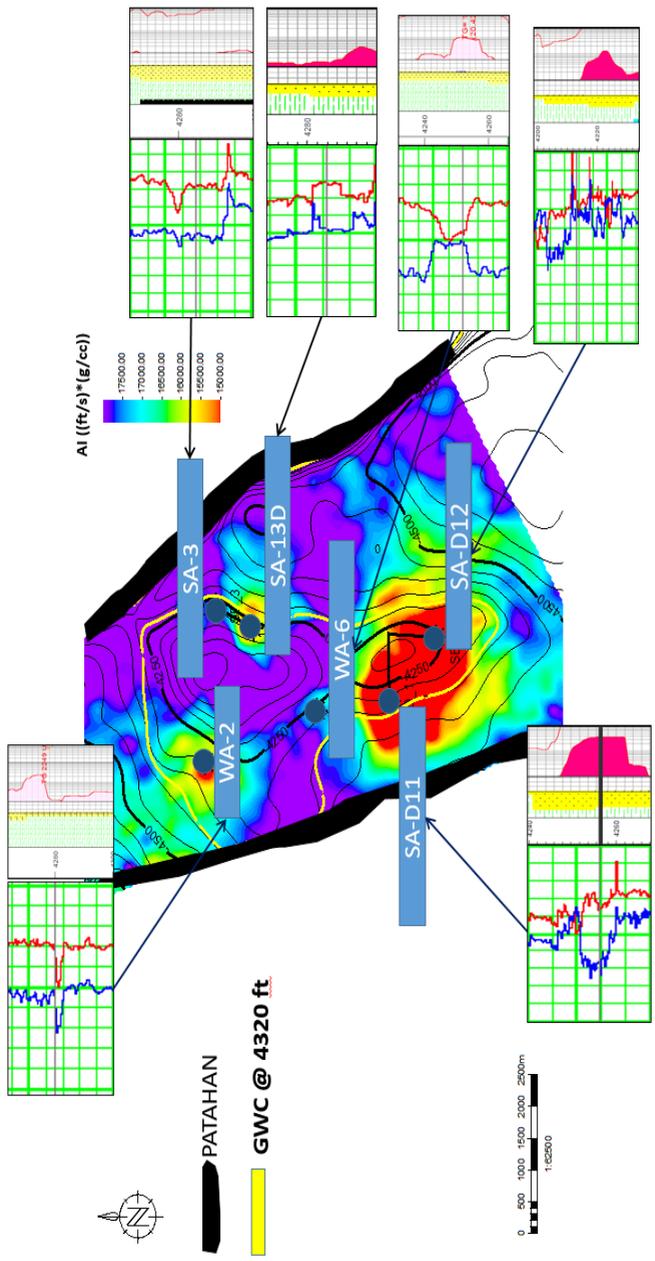
4.5 Interpretasi Lanjutan

Hasil *slicing* dari *horizon* Sand E, selanjutnya akan diintegrasikan dengan data *mudlog* sebagai kontrol data litologi dan potensi kandungan hidrokarbon. Data *slicing* ini juga di validasi silang dengan data *well log* porositas neutron-densitas untuk mengetahui potensi keberadaan hidrokarbon ditinjau secara fisis. Untuk lebih memperjelas detail interpretasi, maka hasil *slicing* akan dibagi menjadi dua bagian, yaitu bagian A dan B.

Pada bagian ini, ada empat poin penilaian interpretasi yang menunjukkan seberapa bagus potensi reservoir pada sebuah interval. Poin tersebut adalah: 1) adanya nilai impedansi akustik yang masuk dalam rentang *cut-off* zona reservoir, yaitu 12000-17000 ((ft/s)*(g/cc)) atau $3,657 \cdot 10^6 - 5,181 \cdot 10^6$ ((m/s)*(kg/m³)), 2) adanya *cross-over* pada *log* porositas neutron-densitas yang mengindikasikan keberadaan hidrokarbon, 3) data *mudlog* menunjukkan pembacaan *total gas*, dan 4) area sumur masuk dalam wilayah batas GWC (*Gas-Water Contact*)



Gambar 4.15 Peta penampang impedansi akustik bagian A dengan kalibrasi data log porositas neutron-densitas beserta data mudlog pada interval Sand E.



Gambar 4.16 Peta penampang impedansi akustik bagian B dengan kalibrasi data log porositas neutron-densitas beserta data mudlog pada interval Sand E.

Untuk penilaian pertama di bagian A, dibuktikan bahwa pada penampang impedansi akustik hasil inversi, ditunjukkan semua sumur masuk dalam area impedansi rendah sesuai *cut-off* zona reservoir hasil analisis sensitivitas. Kemudian, poin pertama didukung juga dengan data kombinasi *log* porositas neutron-densitas yang menunjukkan adanya fenomena *cross-over* atau persilangan nilai. Sesuai dengan teori, zona reservoir yang terisi gas akan menyebabkan nilai kedua *log* tersebut saling silang, karena densitas batuan yang menurun seiring dengan bertambahnya porositas batuan. Poin ketiga juga menunjukkan bukti yang positif, bahwa semua sumur mengandung gas bumi dengan jumlah yang bervariasi. Dan terakhir, dapat dilihat juga bahwa semua sumur masuk dalam zona dalam batas kontak gas dengan air (GWC). Dapat diambil kesimpulan sementara bahwa daerah penelitian pada bagian A terbukti menarik karena menunjukkan indikasi gas bumi pada interval Sand E. Peta integrasi data dapat dilihat pada Gambar 4.15.

Sedangkan untuk bagian B, poin penilaian pertama, dibuktikan bahwa pada penampang impedansi akustik hasil inversi, hanya satu dari enam sumur yang tidak masuk dalam area impedansi rendah sesuai *cut-off* zona reservoir hasil analisis sensitivitas, yaitu sumur SA-3. Kemudian, pada penilaian kedua didukung juga dengan data kombinasi *log* porositas neutron-densitas yang menunjukkan adanya fenomena *cross-over* atau persilangan nilai pada semua sumur kecuali SA-3. Poin ketiga, yaitu data *mudlog* menunjukkan bukti yang positif, bahwa semua sumur selain SA-3 mengandung gas bumi dengan jumlah yang bervariasi. Dan untuk penilaian terakhir, semua sumur masuk dalam zona dalam batas kontak gas dengan air (GWC).

Dapat diambil kesimpulan sementara bahwa daerah penelitian pada bagian B juga terbukti menarik karena menunjukkan indikasi gas bumi pada interval Sand E. Peta integrasi data dapat dilihat pada Gambar 4.16. Dari hasil inversi impedansi akustik yang telah dilakukan dengan bantuan *log pseudo sonic*, dan juga integrasi interpretasi dengan data *well log* dan *mudlog*, terbukti bahwa interval yang selama ini tidak diperhatikan untuk dilakukan studi, ternyata mengindikasikan adanya zona reservoir batu pasir yang berisikan gas. Hal ini dapat membuka peluang untuk dilakukan studi lebih lanjut seperti analisis keekonomian cadangan, pemodelan reservoir, dan karakterisasi reservoir lebih lanjut.