

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Geofisika merupakan suatu cabang ilmu fisika yang mempelajari sifat-sifat bumi berdasarkan sifat fisisnya. Salah satu penerapan ilmu geofisika tersebut adalah pada eksplorasi minyak dan gas bumi. Metode geofisika yang berperan penting terhadap eksplorasi minyak dan gas adalah metode seismik refleksi.

Metode seismik refleksi merupakan metode geofisika aktif yang memanfaatkan sumber seismik buatan (dapat berupa ledakan, pukulan, dll). Gelombang yang datang akan merambat melalui medium tanah/batuan di bawah permukaan, dimana perambatan gelombang tersebut akan memenuhi hukum-hukum elastisitas ke segala arah dan mengalami pemantulan maupun pembiasan sebagai akibat dari adanya perbedaan kecepatan ketika melalui pelapisan medium yang berbeda. Pada jarak tertentu di permukaan, gerakan partikel tersebut direkam oleh sensor sebagai fungsi waktu. Berdasarkan data rekaman tersebut selanjutnya dapat diperkirakan bentuk lapisan/struktur bawah permukaan.

Kecepatan gelombang merambat serta densitas atau kerapatan merupakan sifat fisis utama dari lapisan batuan. Secara matematis, nilai yang menggambarkan kedua sifat fisis tersebut disebut dengan Impedansi Akustik (AI). Dengan kata lain, AI merupakan ketahanan batuan untuk menahan gelombang seismik. Perbedaan nilai Impedansi Akustik dapat diperkirakan berdasarkan besarnya amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya maka akan semakin besar refleksi dan perbedaan nilai impedansi akustiknya.

Seperti yang sudah diketahui, eksplorasi minyak dan gas bumi sangat sulit, mahal, dan terbatas untuk dilakukan. Untuk itu dilakukannya banyak cara dalam meminimalisir biaya produksi tetapi mengoptimalkan hasil produksi, cara yang digunakan diantaranya adalah dengan pencarian reservoir baru. Pada umumnya batuan reservoir yang digunakan dalam industri minyak dan gas bumi merupakan batuan reservoir yang memiliki karakteristik porositas yang baik dengan nilai AI rendah seperti contohnya reservoir batu pasir atau batu gamping. Pada penelitian kali ini penulis melakukan analisis karakter dari suatu reservoir baru yaitu

reservoir batuan konglomeratik yang terdeposisikan pada lingkungan kipas aluvial. Batuan konglomeratik merupakan salah satu batuan sedimen klastik yang terbentuk dari fragmen-fragmen berukuran besar dan memiliki sortasi yang buruk. Batuan konglomeratik tidak memiliki karakter porositas yang baik berbeda dengan karakter batuan reservoir pada umumnya. Oleh sebab itu, melihat karakter dari batuan konglomeratik yang berbeda dengan reservoir lainnya merupakan tantangan tersendiri untuk penulis dalam melakukan penelitian ini.

Metode seismik inversi merupakan salah satu metode efektif yang telah banyak digunakan dalam industri minyak dan gas bumi untuk merepresentasikan sifat fisis batuan secara rinci dan lebih rill pada batuan reservoir berporos. Dengan demikian, metode seismik inversi akan digunakan oleh penulis dalam tugas akhir ini untuk mengetahui karakter dari reservoir batuan konglomeratik serta untuk mengetahui potensi dari batuan konglomeratik sebagai batuan reservoir baru.

1.2 Perumusan Masalah

1. Bagaimana model bawah permukaan pada lapisan konglomeratik berdasarkan nilai impedansi akustiknya?
2. Bagaimana potensi reservoir konglomeratik pada lapangan "AR"?

1.3 Tujuan

Adapun tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

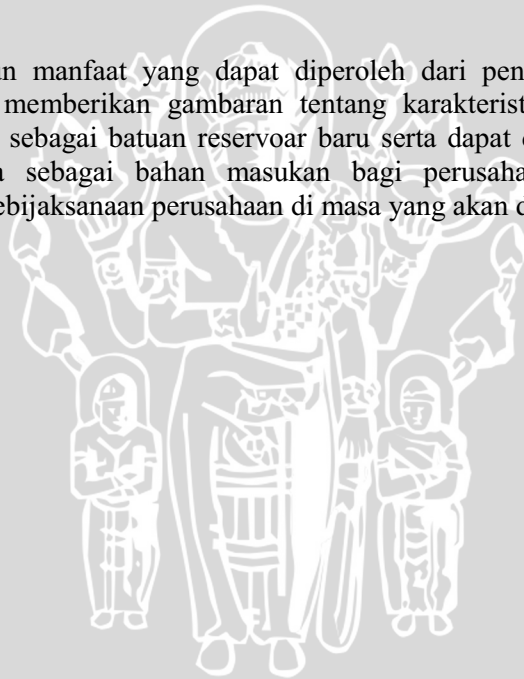
1. Membuat sebaran nilai Impedansi Akustik lapisan batuan konglomeratik pada daerah penelitian.
2. Mengkorelasikan hasil sebaran inversi AI yang didapat dengan hasil studi sebelumnya.
3. Merekomendasikan lokasi pemboran yang optimum.

1.4 Batasan Masalah

1. Membandingkan hasil inversi impedansi akustik dari beberapa pemodelan inversi seperti *Bandlimited*, *Model Based*, dan *Max. Likelihood SparseSpike*.
2. Studi sebelumnya yang digunakan adalah peta interpretasi struktur dengan distribusi hasil perhitungan petrofisika.
3. Karakterisasi reservoir dikonsepsikan berdasarkan pada nilai impedansi akustik.
4. Penelitian dilakukan pada reservoir konglomeratik formasi Talang Akar Bawah (LTAF).

1.5 Manfaat

Adapun manfaat yang dapat diperoleh dari penelitian ini adalah untuk memberikan gambaran tentang karakteristik batuan konglomeratik sebagai batuan reservoir baru serta dapat digunakan sebaik-baiknya sebagai bahan masukan bagi perusahaan untuk menentukan kebijaksanaan perusahaan di masa yang akan datang.





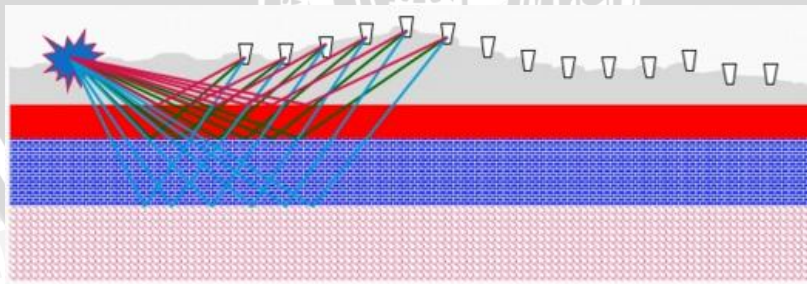
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II TEORI DASAR

2.1 Konsep Metode Seismik Refleksi

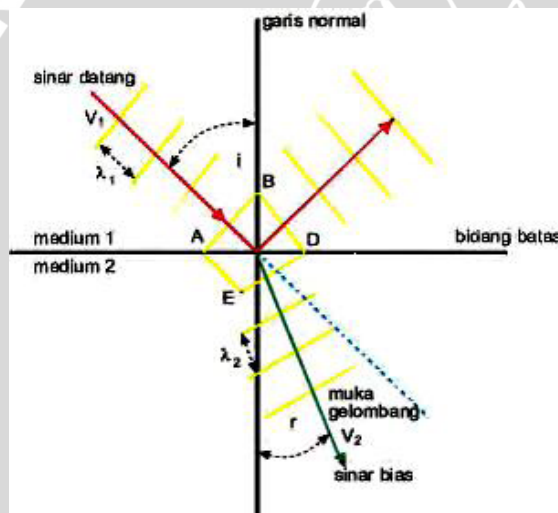
Metoda seismik adalah salah satu metoda eksplorasi yang didasarkan pada pengukuran respon gelombang elastik yang dikirimkan ke bawah permukaan dan kemudian direfleksikan sepanjang perbedaan lapisan tanah atau batas-batas batuan. Sumber dari gelombang seismik yang umumnya digunakan di darat adalah ledakan dinamit, sedangkan di laut menggunakan sumber getar berupa *airgun*. Respon yang tertangkap dari tanah diukur dengan sensor yang disebut *geophone* (survey di darat) atau *hidrophone* (survey di laut). Data yang terekam oleh *receiver* ini adalah waktu tempuh (*travel time*) gelombang pantul, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variabel lain yang dapat dimanfaatkan adalah frekuensi, amplitudo, dan fasa gelombang.

Penyelidikan seismik dilakukan dengan cara membuat getaran dari suatu sumber getar. Getaran tersebut akan merambat ke segala arah di bawah permukaan sebagai gelombang getar. Gelombang yang datang mengenai lapisan-lapisan batuan akan mengalami pemantulan, pembiasan, dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang yang datang akan berbeda-beda tergantung sifat fisik batuan yang meliputi densitas, porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman batuan. Gelombang yang dipantulkan akan ditangkap oleh *geophone* di permukaan dan diteruskan ke instrumen untuk direkam. Hasil rekaman akan mendapatkan penampang seismik.



Gambar 2.1 Proses Seismik Refleksi (Hutabarat,2009)

Untuk menerangkan perambatan gelombang ke segala arah dan gejala-gejala yang berhubungan dengan hal ini, Christian Huygens menyusun suatu teori yang dikenal sebagai *Prinsip Huygens*. Teorinya dapat berlaku baik untuk gelombang elastis atau gelombang mekanis dalam suatu medium, yang mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Kemudian *Snellius* mengembangkannya dan menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh di atas bidang batas dua medium yang berbeda, maka gelombang akan terbagi. Gelombang tersebut sebagian terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat dibawah permukaan. Sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang (Hutabarat, 2009).



Gambar 2.2 Pemantulan dan Pembiasan Gelombang pada Bidang Batas (Hutabarat,2009)

Hukum Snellius tersebut dapat dinyatakan dalam persamaan matematis sebagai berikut:

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (2.1)$$

Dimana : v_1 dan v_2 = kecepatan gelombang pada medium 1 (n_1) dan medium 2 (n_2), sedangkan θ_1 merupakan sudut pantul gelombang dan θ_2 merupakan sudut bias gelombang P.

2.2 Komponen Seismik Refleksi

2.2.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik atau *Acoustic Impedance (AI)* merupakan sifat yang khas pada batuan yang merupakan hasil perkalian antar densitas (ρ) dan kecepatan gelombang seismik (V). Secara matematis persamaan AI adalah sebagai berikut:

$$AI = \rho v \quad (2.2)$$

dengan: AI = Impedansi Akustik (m/s. g/cc)

ρ = densitas (g/cc)

v = kecepatan gelombang seismik (m/s)

Pada persamaan (2.2) harga impedansi akustik ini lebih dipengaruhi oleh kecepatan dibanding densitas. Sebagai contoh, variasi porositas atau material pengisi pori batuan yang berisi fluida (misalnya air, minyak, dan gas pada batupasir) mempunyai efek yang lebih signifikan pada log kecepatan dibandingkan dengan log densitas. Keberadaan gas bumi dalam batuan resevoir menyebabkan impedansi akustik yang lebih rendah, karena adanya gas bumi dapat menyebabkan turunnya kecepatan gelombang seismik dalam batuan.

Impedansi akustik dianalogikan sebagai *acoustic hardness* (Sukmono, 1999). Batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan seperti batugamping (*limestone*) dan granit mempunyai impedansi akustik yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung (*clay*) yang lebih mudah dimampatkan mempunyai nilai impedansi akustik yang rendah.

Nilai kontras AI dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras AI - nya. Hasil penampang AI akan memberikan deskripsi geologi bawah permukaan yang lebih rinci dan jelas dibandingkan dengan penampang seismik konvensional. Impedansi akustik dapat mencitrakan batas lapisan dan sebagai indikator litologi, porositas hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan dan dapat digunakan untuk deskripsi karakteristik reservoir.

2.2.2 Koefisien Refleksi

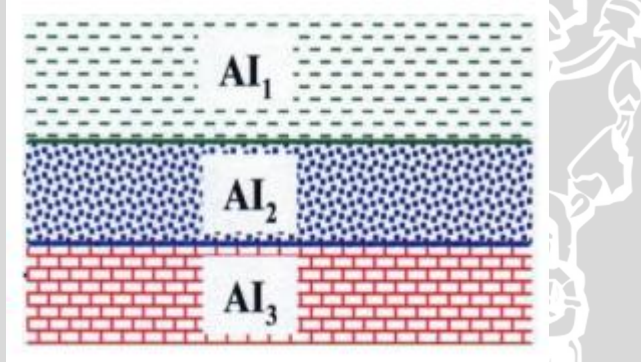
Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang merepresentasikan bidang batas lapisan yang memiliki impedansi akustik yang

berbeda. Koefisien refleksi merupakan perbandingan dari amplitudo gelombang pantul (A_1) dengan amplitudo gelombang datang (A_0). Koefisien refleksi tergantung pada beberapa faktor, yaitu: perbedaan nilai densitas (ρ), kecepatan gelombang kompresi (v_p), dan sudut datang gelombang seismik. Koefisien refleksi dengan sudut datang nol derajat (0) adalah besarnya koefisien refleksi untuk gelombang yang datang tegak lurus terhadap bidang pemantul (Sukmono, 2000). Nilai koefisien refleksi gelombang P pada sudut datang nol KR adalah:

$$KR = \frac{AI_{(i+1)} - AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} = \frac{A_1}{A_0} \quad (2.3)$$

dengan: KR = koefisien refleksi
 $AI(i)$ = nilai impedansi akustik pada lapisan ke i
 $AI(i+1)$ = nilai impedansi akustik pada lapisan ke $i+1$

Hubungan antara koefisien refleksi dan impedansi akustik dari lapisan 1 dan lapisan 2 dapat dilihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Hubungan antara Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi (Sukmono,2000)

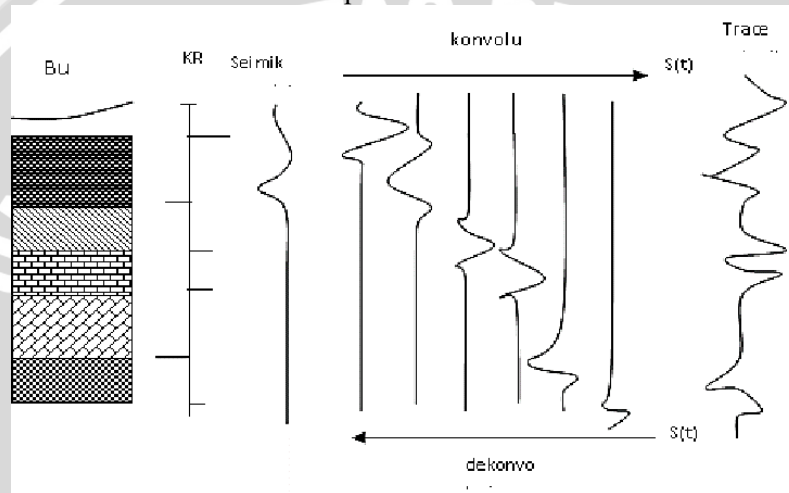
2.2.3 Tras Seismik

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk tras seismik yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap tras merupakan hasil konvolusi (Gambar 2.4) sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russell, 1988).

Dapat dituliskan dalam bentuk persamaan sebagai berikut:

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (2.4)$$

- dimana: $S(t)$ = tras seismik
 $W(t)$ = *wavelet* seismik
 $r(t)$ = reflektivitas bumi
 $n(t)$ = *noise*
 $*$ = simbol dari operasi konvolusi



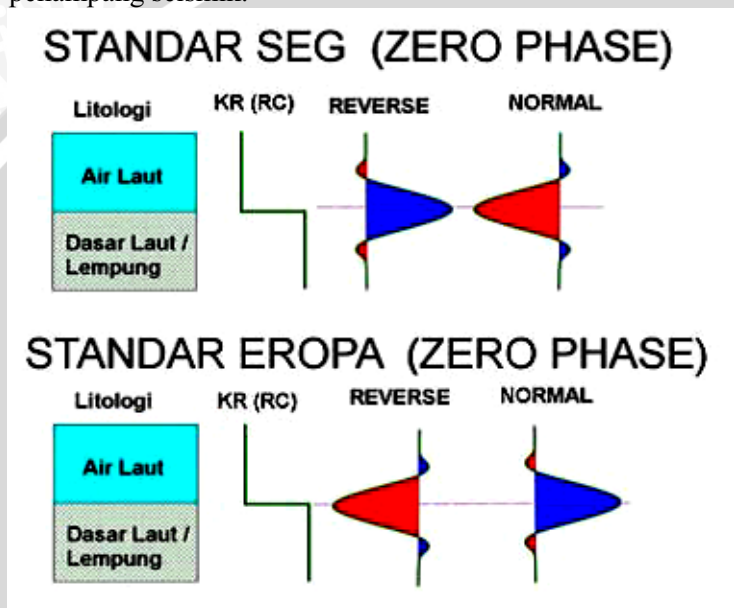
Gambar 2.4 Ilustrasi Proses Penghasilan Tras Seismik (Partyka, 1999)

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1988).

2.2.4 Polaritas

Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $AI_2 > AI_1$, maka akan didapatkan bentuk puncak (*peak*), dan akan mendapatkan palung (*trough*) jika $AI_2 < AI_1$. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai:

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada *hidrophone* di air atau pergerakan awal keatas pada *geophone* didarat.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.



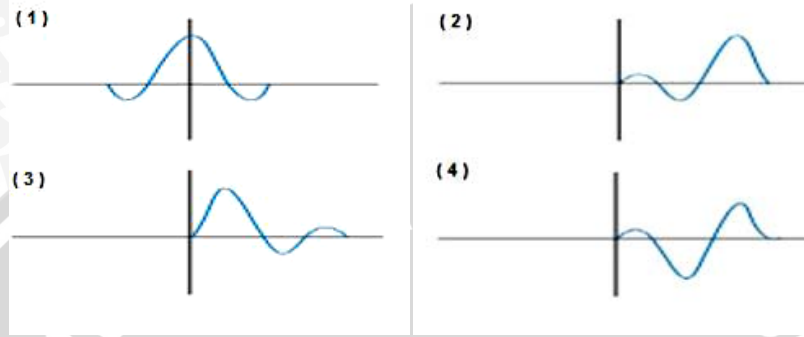
Gambar 2.5 Polaritas normal dan polaritas terbalik (Abdullah, 2007)

2.2.5 Wavelet

Wavelet atau disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan *phase* tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1999):

1. *Zero phase, wavelet* berfase nol yaitu *wavelet* yang energinya terkonsentrasi pada titik referensi nol (*peak* pada batas *akustik impedance*). *Wavelet* ini mempunyai resolusi maksimum.
2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang energinya terkonsentrasi di depan sedekat mungkin dengan titik referensi nol ($t=0$) dan tidak ada energi sebelum $t=0$.
3. *Maksimum phase*, yaitu *wavelet* yang energinya terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet*.

4. *Mix phase*, merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.



Gambar 2.6 Jenis-jenis wavelet 1) *Zero Phase Wavelet*, 2) *Maximum Phase Wavelet*, 3) *Minimum Phase Wavelet*, 4) *Mixed Phase Wavelet* (Sukmono,1999)

2.2.6 Resolusi Seismik

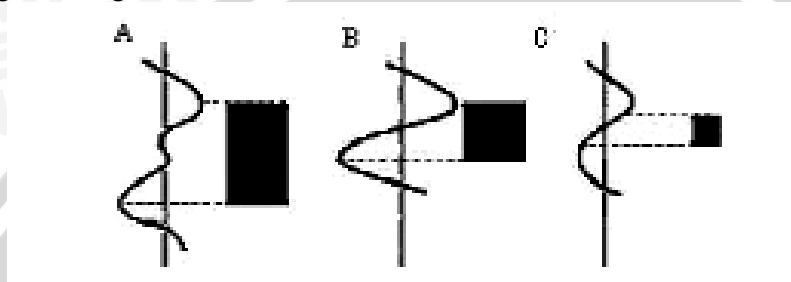
Resolusi adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Interval frekuensi dari seismik hanya antara 10 - 70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik.

Resolusi terbagi menjadi resolusi vertikal dan resolusi horizontal. Resolusi vertikal besarnya berkisar antara seperdelapan sampai seperempat panjang gelombang (Sheriff dan Geldart, 1995). Hubungan frekuensi (f), kecepatan (v), dan panjang gelombang (λ) dirumuskan sebagai berikut:

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (2.5)$$

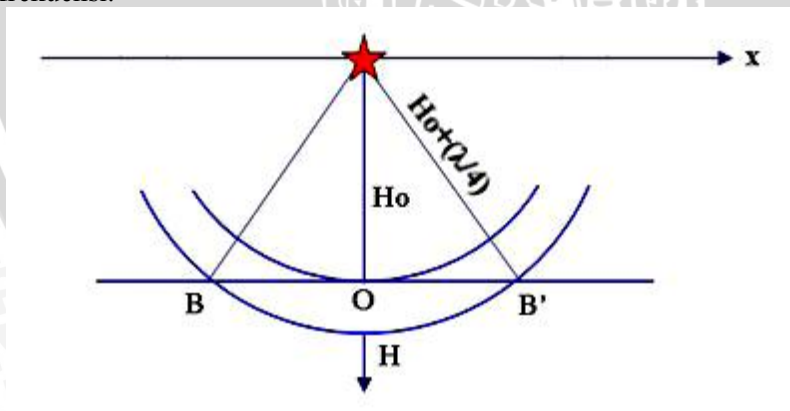
Resolusi vertikal merupakan kemampuan akuisisi seismik untuk dapat memisahkan atau membedakan dua bidang batas perlapisan batuan secara vertikal. Resolusi ini dicerminkan oleh suatu batas dimana kedua reflektor masih dapat dipisahkan dan besarnya tergantung pada ketebalan dan panjang gelombang. Resolusi minimum yang masih dapat ditampilkan oleh gelombang seismik adalah $\frac{1}{4} \lambda$ disebut juga *tuning thickness*, dimana adalah panjang gelombang minimum yang masih dapat dideteksi oleh data seismik. Untuk dua buah refleksi yang dihasilkan oleh suatu lapisan tipis (satu refleksi dari atas dan yang lainnya dari bawah), terdapat

suatu batas dimana kedua refleksi tersebut masih bisa dipisahkan. Batas tersebut tergantung pada ketebalan dan panjang gelombang. Kedua refleksi akan terpisah dengan baik bila ketebalannya sama atau lebih besar daripada setengah panjang gelombang wavelet seismik.



Gambar 2.7 Efek interferensi, (a) ketebalan lapisan $>$ tuning thickness, (b) ketebalan lapisan = tuning thickness, (c) ketebalan lapisan $<$ tuning thickness. (Abdullah, 2007)

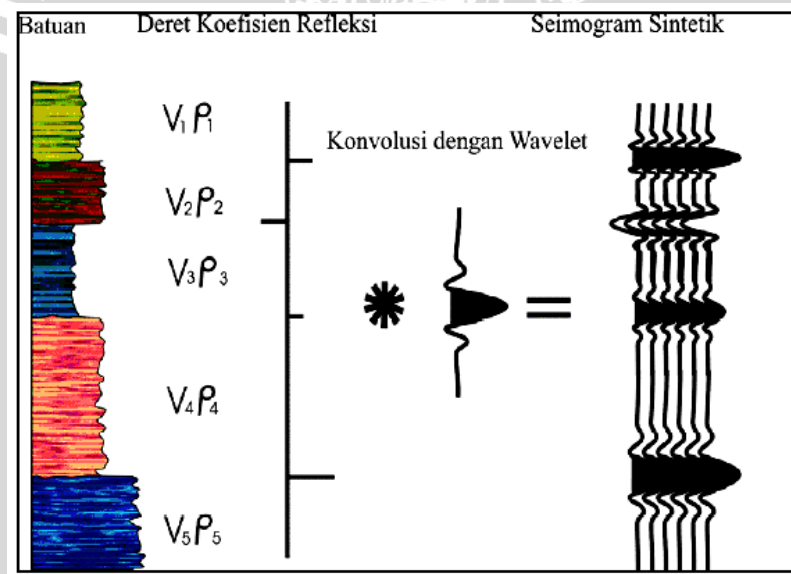
Sedangkan resolusi horisontal merupakan kemampuan akuisisi seismik untuk dapat memisahkan dua kenampakan permukaan reflektor. Ambang batas resolusi horisontal atau *spatial* adalah sama dengan jari-jari (radius) zona fresnel pertama, nilainya tergantung dari panjang gelombang dan kedalaman. Dengan demikian maka resolusi nilai horisontal dan vertikal tergantung pada kecepatan dan frekuensi.



Gambar 2.8 Magnitudo Zona Fresnel (Abdullah, 2007)

2.2.7 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut. Seismogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana yang kita ketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Sehingga, sebelum kita melakukan pengikatan (*well-seismic tie*), langkah awal yang harus kita lakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur.



Gambar 2.9 Seismogram sintetik yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan wavelet (Sukmono, 1999)

2.3 Tinjauan Umum Data Sumur

2.3.1 Wireline Logging

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Kegiatan untuk mendapatkan data log disebut 'logging'. Logging memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitatif banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situasi dan kondisi sesungguhnya. Kurva log memberikan informasi yang dibutuhkan untuk mengetahui sifat – sifat batuan dan cairan.

2.3.1.1 Log Sinar Gamma (*Gamma-Ray Log*)

Log *Gamma-Ray* adalah metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat didalam lapisan batuan disepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya *Uranium, Thorium, Potassium, Radium* (Harsono, 1997). Pengukuran *Gamma-Ray* dilakukan dengan menurunkan instrumen *Gamma-Ray log* kedalam lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap lapisan bawah permukaan. Batu serpih (*shale*) bersifat lebih radioaktif bila dibandingkan dengan batu pasir atau karbonat, oleh karena itu *LogGamma-Ray* dapat digunakan untuk menghitung volume shale di *reservoir* berpori. *Volume shale* dinyatakan sebagai pecahan desimal atau persentase disebut *Vshale*. Nilai ini kemudian dapat diterapkan pada analisis *shale* dan *sand*.

2.3.1.2 Log Densitas

Log densitas adalah kurva yang menunjukkan besarnya densitas '*bulk density*' dari batuan yang ditembus oleh lubang bor. Log densitas digunakan untuk mengukur densitas semu formasi menggunakan sumber radioaktif yang ditembakkan ke formasi dengan sinar gamma energi menengah kedalam suatu formasi sehingga akan bertumbukkan dengan elektron-elektron yang ada. Energi sinar gamma tersebut dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkam ke permukaan. Hal ini mencerminkan fungsi dari harga rata-rata kerapatan batuan. Kegunaan dari Log Densitas ini antara lain adalah menentukan harga porositas batuan serta menentukan densitas batuan dan hidrokarbon.

2.3.1.3 Log Neutron Porosity

Log *Neutron* digunakan untuk mendeliniasi formasi yang poros dan mendeterminasi porositasnya. Log ini mendeteksi keberadaan hidrogen di dalam formasi. Jadi pada formasi bersih dimana pori – pori telah terisi oleh air atau minyak, log neutron merefleksikan porositas yang terisi oleh fluida. Log Neutron Porosity tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan, semakin banyak kandungan hidrogennya dan semakin tinggi indeks hidrogennya (Harsono, 1997).

2.3.1.4 Log Sonic (P-wave)

Log *sonic* adalah log yang menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan kedalam formasi sehingga pantulan suara yang kembali diterima oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke receiver disebut “*intervaltransit time*” atau Δt . Besar atau kecilnya Δt yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan dan besarnya porositas batuan serta isi kandungan dalam batuan (Harsono, 1997).

2.3.1.5 Log Resistivitas

Log resistivitas atau log tahanan jenis merupakan log yang mengukur tahanan dari fluida dalam pori-pori batuan terhadap aliran elektrik. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan *Ohm-Meter*, dan biasanya dibuat dalam skala *logarithmic* dengan nilai antara 0.2 sampai dengan 2000 *OhmMeter*. Metode *resistivity logging* ini dilakukan karena pada hakekatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu (Harsono, 1997).

2.3.1.6 Analisis Lapisan Konglomeratik berdasarkan Data Log

Lapisan batuan konglomeratik pada lapangan ‘AR’ merupakan batuan konglomeratik yang terbentuk pada umur Kertasius. Pada daerah *basement high* saat terjadinya proses deformasi *plio-plistocene*, memberikan gaya kompresi sehingga terjadinya reaktivasi sesar normal yang seharusnya sesar turun menjadi sesar naik. Terjadinya erosi pada daerah *granite basement*

high tersebut membentuk suatu daerah kipas aluvial (*aluvial fan*) dan terdistribusinya lapisan batuan konglomeratik pada daerah tersebut.

Menurut (Abidin,2016) batuan konglomeratik pada lapangan ‘AR’ jika didasarkan dari data log memiliki rentang nilai tertentu.

Untuk analisis dari log *gamma-ray* batuan konglomeratik memiliki nilai yang tinggi. Hal tersebut menandakan pada batuan konglomeratik memiliki kandungan radioaktif yang cukup tinggi. Berdasarkan hasil identifikasi, pada batuan konglomeratik terdapat mineral-mineral vulkanik yang merupakan endapan batuan granit yang berasal dari erosi daerah tinggian/pegunungan sehingga menyebabkan naiknya nilai log *gamma-ray*. Untuk nilai log resistivitas batuan konglomeratik memiliki nilai sedang hingga tinggi. Nilai log neutron juga menunjukkan rata-rata nilai yang cukup tinggi, hal tersebut berarti pada lapisan batuan konglomeratik memiliki kandungan hidrogen yang tinggi. Untuk nilai log densitas menunjukkan nilai yang tidak seragam hal tersebut menandakan bahwa pada lapisan batuan konglomeratik tidak memiliki kerapatan batuan yang seragam hal tersebut ditunjukkan juga dengan nilai log *sonic* yang tidak seragam pula. Untuk tabel respon log sumur terhadap batuan konglomeratik dapat dilihat pada tabel 2.1.

Tabel 2.1 Tabel Respon Log Sumur terhadap Konglomeratik(Abidin,2016)

No	WELL LOG	CONGLOMERATE
1.	Gamma Ray Log	HIGH 310 – 523 API
2.	Resistivity Log	DEFLECTION TO HIGH 6,3 – 88 ohmM
3.	Neutron Log	MED - HIGH 0,050 - 0,31 npu
4.	Density Log	LOW - HIGH 2,12 - 2,53 g/cc NOT UNIFORM
5.	Sonic Log	LOW - HIGH 67,3 – 95,8 μ s/ft. DENSITY LOG-LIKE
6.	Ketebalan rata-rata	98 feet

2.3.2 Borehole Seismic

2.3.2.1 Survei *Checkshot*

Tujuan dari survei *checkshot* adalah untuk mendapatkan hubungan domain waktu dan kedalaman yang digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik.

Pada prinsipnya survey *checkshot* sama seperti survey pada seismik, akan tetapi letak *geophone* pada *checkshot* diletakkan pada sumur. Sehingga di dapatkan waktu *one way time* yang direkam oleh geofon pada kedalaman tertentu. Dari sinilah dapat diketahui hubungan waktu penjalaran gelombang seismik pada sumur tersebut.

2.3.2.2 *Vertical Seismic Profiling (VSP)*

Vertical seismic profiling (VSP) adalah suatu metoda pengukuran dimana sinyal seismik yang dibuat di permukaan direkam oleh *geophone* yang ditempatkan dalam sumur dengan kedalaman yang berbeda-beda. Perbedaan yang mendasar dari VSP dan survei seismik permukaan. *Geophone* yang ditempatkan di bawah permukaan dalam perekaman data VSP merekam baik gelombang seismik *upgoing* maupun *downgoing*, sementara pada survei seismik permukaan hanya gelombang *upgoing* yang terukur. VSP hampir sama dengan survei kecepatan karena geometri perekaman yang dipakai sama, tetapi ada beberapa perbedaan dalam survei VSP dan kecepatan yaitu:

1. Jarak antar *geophone* dalam survei VSP lebih rapat, antara 15 – 40 meter, sementara dalam survei kecepatan mencapai ratusan meter.
2. Dalam survei kecepatan hanya waktu *first break* yang dibutuhkan, sementara dalam VSP dibutuhkan waktu *first break* dan *event upgoing* dan *downgoing* (Harsono, 1997).

2.3.3 *Mud-Logging*

Mud logging merupakan proses mensirkulasikan dan memantau perpindahan *mud* dan *cutting* pada sumur selama pemboran.

Mud-logging unit akan menghasilkan *mud log* yang akan dikirim ke kantor pusat perusahaan minyak. *mud log* tersebut meliputi:

- a. Pembacaan gas yang diperoleh dari detektor gas atau kromatograf

- b. Pengecekan terhadap ketidakhadiran gas beracun (H_2S , SO_2)
- c. Laporan analisis *cutting* yang telah dideskripsi secara lengkap
- d. *Rate of Penetration (ROP)*
- e. Indikasi keberadaan hidrokarbon yang terdapat di dalam sampel

Mud log digunakan untuk Identifikasi tipe formasi dan litologi yang di bor, identifikasi zona yang *porous* dan permeabel, *picking of coring, casing*, atau batas kedalaman pengeboran akhir serta untuk memastikan keberadaan hidrokarbon sampai pada tahap membedakan jenis hidrokarbon tersebut (Harsono, 1997).

2.3.4 Core/Cutting

Coring adalah suatu usaha untuk mendapatkan contoh batuan (*core*) dari formasi di bawah permukaan untuk dianalisa sifat fisik batuan secara langsung. Sedangkan analisa *core* adalah kegiatan pengukuran sifat-sifat fisik batuan yang dilakukan di laboratorium terhadap contoh batuan.

Setelah pengeboran, *core* (biasanya 0,5 m setiap 10 menit) dibungkus dan dijaga agar tetap awet. *Core* tersebut mewakili kondisi batuan tempatnya semula berada dan relatif tidak mengalami gangguan sehingga banyak informasi yang bisa didapat. Informasi penting yang bisa didapat oleh seorang petrofisis dari data *core* tersebut antara lain:

- a. Homogenitas reservoir
- b. Tipe sementasi dan distribusi dari porositas dan permeabilitas
- c. Kehadiran hidrokarbon dari bau dan pengujian dengan sinar *ultraviolet*
- d. Tipe mineral
- e. Kehadiran *fracture* dan orientasinya
- f. Kenampakan *dip*
- g. Keterbatasan Analisis *Core*

2.4 Sistem Petroleum

Dalam upaya pencarian hidrokarbon, terdapat lima faktor (*petroleum system*) yang harus diperhatikan yaitu adanya *source rock*, migrasi, *reservoir*, *seal* dan *reservoir trap*.

2.4.1 Source Rock (Batuan Induk)

Batuan induk ialah batuan yang merupakan tempat minyak dan gas bumi terbentuk. Pada umumnya batuan induk dibayangkan sebagai batuan serpih berwarna gelap, kaya akan zat organik dan biasanya diendapkan dalam lingkungan *marine*. Karena gradien panas bumi dan gaya tektonik serta pembebanan, oleh temperatur tinggi dan tekanan, zat organik tersebut diubah menjadi minyak dan gas bumi dan diperas ke luar untuk bermigrasi ke batuan *reservoir*. Disimpulkan pula, bahwa minyak bumi yang telah bermigrasi keluar hanya merupakan fraksi kecil saja bila dibandingkan dengan yang masih berada di dalam batuan induk. Proses selanjutnya yang terjadi dalam batuan sumber ini adalah pematangan. Dari beberapa hipotesa diketahui bahwa pematangan hidrokarbon dipandang dari perbandingan hidrogen dan karbon yang akan meningkat sejalan dengan umur dan kedalaman batuan sumber itu sendiri (Koesoemadinata, 1980).

2.4.2 Migrasi

Migrasi adalah perpindahan hidrokarbon dari batuan sumber melewati rekahan dan pori-pori batuan waduk menuju tempat yang lebih tinggi. Dengan demikian minyak yang terbentuk terdapat dalam bentuk tetes-tetes kecil atau mungkin sebagai koloid, sehingga untuk terjadinya suatu akumulasi komersial perlu adanya pengkonsentrasian, antara lain, keluarnya tetes-tetes tersebut ke dalam batuan *reservoir*, dan kemudian bergerak ke perangkap. Beberapa jenis sumber penggerak perpindahan hidrokarbon ini diantaranya adalah kompaksi, tegangan permukaan, gaya pelampungan, tekanan hidrostatik, tekanan gas dan gradien hidrodinamik. Mekanisme pergerakan hidrokarbon sendiri dibedakan pada dua hal yaitu perpindahan dengan pertolongan air dan tanpa pertolongan air. Secara sederhana dapat dikatakan bahwa migrasi hidrokarbon dipengaruhi oleh kemiringan lapisan secara regional (Koesoemadinata, 1980).

2.4.3 Reservoir

Batuan *reservoir* adalah wadah di bawah permukaan yang mengandung minyak dan gas. Ruangan penyimpanan minyak dalam *reservoir* berupa rongga-rongga atau pori-pori yang terdapat diantara butiran mineral atau dapat pula di dalam rekahan batuan yang mempunyai porositas rendah. Setiap batuan dapat bertindak sebagai *reservoir* asal mempunyai kemampuan untuk menyimpan dan

melepaskan minyak bumi. Perbedaan antara porositas dan permeabilitas ialah, bahwa porositas menentukan jumlah cairan yang terdapat sedangkan permeabilitas menentukan jumlahnya yang dapat diproduksi (Sukmono, 2001).

2.4.4 Seal (Lapisan Penutup)

Lapisan penutup, yaitu suatu lapisan yang tidak permeabel atau dapat dilewati oleh fluida, yang terdapat di atas suatu *reservoir* dan menghalangi minyak dan gas yang keluar dari *reservoir*.

2.4.5 Reservoir Trap (Perangkap Reservoir)

Reservoir trap yaitu suatu unsur pembentuk *reservoir* yang bentuknya sedemikian rupa sehingga minyak dan gas bumi berada di bagian teratas *reservoir*. Bentuk perangkap ini sangat ditentukan oleh cara terdapatnya minyak bumi, yaitu selalu berasosiasi dengan air dimana air mempunyai berat jenis yang jauh lebih tinggi. Pembentukan lapisan penyekat lapisan *reservoir* pada umumnya dapat terjadi secara: struktur, stratigrafi, dan kombinasi (Koesoemadinata, 1980).

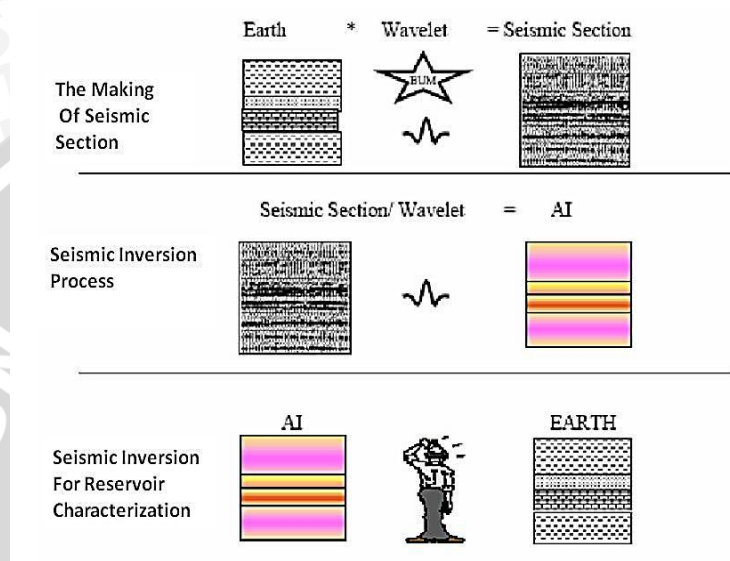
2.5 Metode Seismik Inversi

Pengertian secara lebih spesifik tentang inversi seismik dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan (*forward modeling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi (Gambar 2.10).

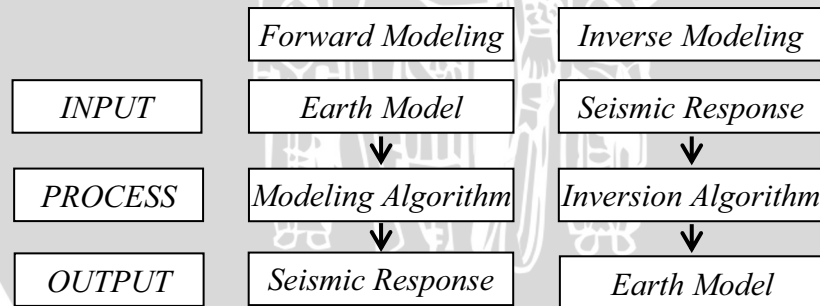
Russell (1988) membagi metode inversi seismik dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* dilakukan pada data seismik yang belum di-*stack* (CDP gather). Inversi ini bertujuan untuk menurunkan parameter elastik untuk penentuan karakter batuan. Inversi *post-stack* terdiri dari inversi rekursif (*Bandlimited*), inversi berbasis model (*Model Based*) dan inversi *Sparse Spike*.

Pada metode inversi seismik penampang seismik dikonversi kedalam bentuk impedansi akustik yang merepresentasikan sifat fisis

batuan sehingga lebih mudah untuk diinterpretasi menjadi parameter-parameter petrofisik misalnya untuk menentukan ketebalan, porositas dan penyebarannya.



Gambar 2.10 Diagram konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000)



Gambar 2.11 Diagram alir pemodelan kedepan dan inversi (Sukmono, 1999)

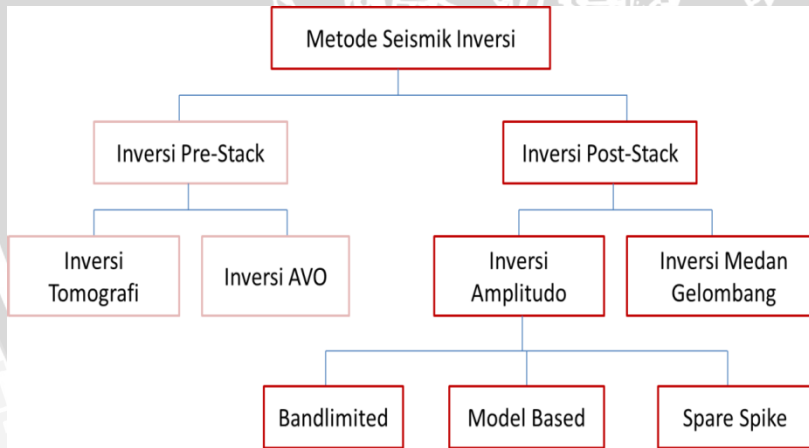
Metode inversi seismik dikembangkan untuk membantu interpretasi seismik berdasarkan pada prioritas data masukan (*pre-stack analysis* atau *post stack analysis*), efisiensi biaya dan waktu,

obyek fisis yang dianalisis, mutu tampilan akhir serta keakuratannya dalam memetakan struktur bawah tanah.

Metode inversi seismik terbagi atas inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* terdiri atas inversi amplitudo ($AVO = Amplitude\ Versus\ Offset$) dan inversi waktu penjalaran (*traveltime*) atau tomografi. AVO merupakan metode inversi yang digunakan untuk menentukan parameter elastisitas dari amplitudo refleksi hasil pengukuran sebagai fungsi *offset* (sudut datang), sedangkan inversi tomografi adalah inversi untuk menentukan struktur bumi dari sejumlah waktu penjalaran gelombang seismik hasil pengukuran. Inversi *post-stack* terdiri atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Berdasarkan algoritmanya, inversi amplitudo dibedakan menjadi inversi *Bandlimited*, *Model Based*, dan *Sparse Spike*.

Model awal yang dilakukan sebelum proses inversi adalah model impedansi akustik (AI) yang merupakan hasil perkalian antara kecepatan gelombang P (vp) dari log sonik dengan densitasnya (ρ) dari log densitas.

Gambar 2.12 adalah diagram yang menggambarkan berbagai jenis teknik inversi seismik:



Gambar 2.12 Diagram berbagai jenis model teknik inversi seismik (Russel, 1988)

2.5.1 Metode Inversi *Bandlimited* (Rekursif)

Metode inversi *Bandlimited* atau rekursif ini alogaritma inversi yang mengabaikan efek wavelet seismik dan menginversi data

seismik menggunakan algoritma rekursif klasik yang mengasumsikan *trace* seismik sebagai suatu deret koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet zero-phase*. Metode ini merupakan metode yang paling awal yang digunakan dalam metode inversi (Russell, 1988).

$$r_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_i V_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.6)$$

$$Z_{i+1} = Z_i * \prod \left[\frac{1+r_i}{1-r_i} \right] \quad (2.7)$$

Dimana: r = koefisien refleksi
 ρ = densitas
 v = kecepatan gel P
 Z = impedansi akustik

Pada Metode Inversi *Bandlimited* atau Rekursif ini, perhitungan dimulai dari lapisan pertama, impedansi lapisan berikutnya ditentukan dengan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik lapisan di atasnya dengan perumusan (Lasmaditya, 2009):

Data seismik secara sederhana diasumsikan untuk dapat sesuai dengan model pada sisi kiri persamaan (2.6) dan diinversi dengan menggunakan hubungan terbalik pada persamaan (2.7). Jadi pada inversi metode *bandlimited* ini mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* fase nol (*zero phase*) tersebut.

Kelebihan inversi rekursif adalah waktu proses komputasi relatif cepat, menggunakan data seismik sepenuhnya dalam perhitungan, dan hasilnya berupa *wiggle trace* yang mirip dengan data seismik serta memberikan hasil resolusi dengan *bandwidth* yang sama dengan data seismik.

Kekurangan dari metode inversi rekursif/ *Bandlimited* yaitu:

- Noise* dianggap sebagai tras seismik dan diikutkan dalam perhitungan sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu.
- Metode ini tidak menggunakan kontrol geologi sehingga hampir identik dengan permodelan ke depan.

- c. Kehilangan komponen frekuensi rendah (efek *bandlimited*) dan tinggi mengakibatkan prediksi impedansi akustik kurang baik secara lateral.

2.5.2 Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse Spike* adalah metode inversi dengan mengekstrapolasi spektrum frekuensi di luar batas filter untuk menghindari hilangnya frekuensi rendah. Metode *Sparse Spike* ini mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background*. Kemudian dilakukan estimasi wavelet berdasarkan asumsi model tersebut. *Sparse-spike* mengasumsikan bahwa hanya *spike* yang besar yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari tras seismik. *Spike-spike* tersebut ditambahkan sampai tras dimodelkan secara cukup akurat. Amplitudo dari blok impedansi ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi *Model Based*. Input parameter yang menjadi masukan tambahan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap *trace* seismik dan *threshold* pendeteksian seismik (Sukmono, 2000). Model dasar dari tras seismik didefinisikan oleh:

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (2.8)$$

dimana: $S(t)$ = tras seismik
 $W(t)$ = wavelet seismik
 $r(t)$ = koefisien refleksi
 $n(t)$ = noise
 $*$ = simbol dari operasi konvolusi

Persamaan mengandung tiga variabel yang tidak diketahui sehingga sulit untuk menyelesaikan persamaan tersebut, namun dengan menggunakan asumsi tertentu, permasalahan dekonvolusi dapat diselesaikan dengan teknik dekonvolusi yang dikelompokkan dalam metode *sparse-spike*. Teknik-teknik tersebut yaitu Inversi *Maximum-Likelihood*

Inversi *Maximum-Likelihood Sparse Spike* merupakan salah satu penerapan langsung dari teori dekonvolusi di atas adalah dengan menginversi reflektivitas hasil estimasi menjadi impedansi band lebar atau bloki dari data seismik. Jika diketahui reflektivitas $r(i)$, maka impedansi $Z(i)$ dapat ditulis:

$$Z(i) = Z(i - 1) \left[\frac{1+r(i)}{1-r(i)} \right] \quad (2.9)$$

Penerapan persamaan ini dalam mengestimasi reflektivitas dari MLD memberikan hasil yang kurang memuaskan karena kehadiran bising tambahan. Meskipun algoritma MLD mengekstrapolasi di luar *bandwith* wavelet untuk menghasilkan estimasi reflektivitas band lebar, reabilitas estimasi ini berkurang karena bising pada frekuensi rendah diujung spektrum. Hasilnya adalah bahwa saat fenomena panjang gelombang pendek impedansi dapat direkonstruksi, pola umum tidak dapat dipecahkan dengan baik. Hal ini ekuivalen dengan menyatakan bahwa skala waktu pada *spike* estimasi reflektivitas dapat dipecahkan lebih baik daripada amplitudonya. Untuk menstabilkan estimasi reflektivitas ini rekaman independen pola impedansi dapat dimasukkan sebagai input kontrol. Karena $r(i) < 1$, maka diturunkan persamaan konvolusional antara IA dan reflektivitas

$$\ln Z(i) = 2H(i) * r(i) + n(i) \quad (2.10)$$

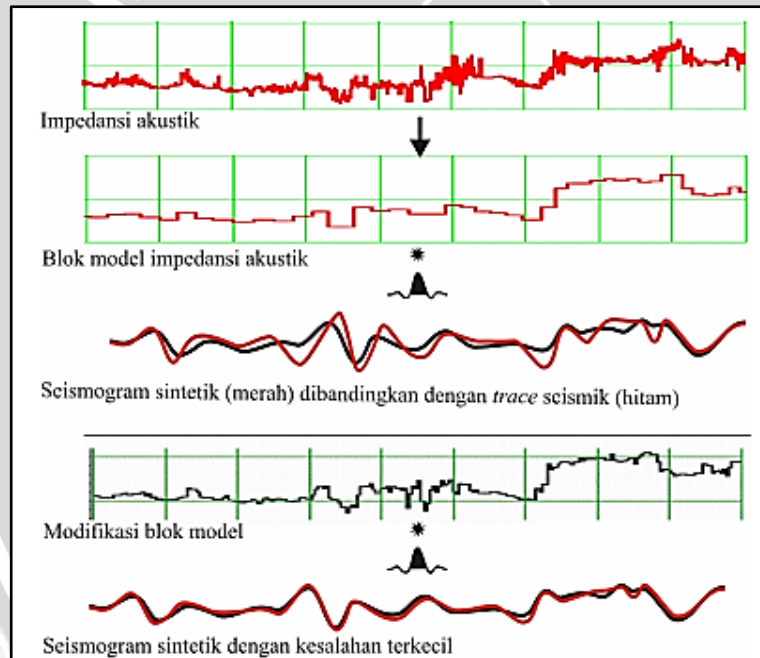
dimana: $Z(i)$ = pola impedansi akustik yang diketahui
 $H(i)$ = 1 jika $i < 0$ atau 0 jika $i > 0$
 $n(i)$ = 'error' pada pola yang diinputkan
 $r(i)$ = koefisien refleksi

Kehadiran seri error $n(i)$ menunjukkan fakta bahwa informasi pola yang diberikan adalah berupa estimasi. Sekarang kita mempunyai 2 seri waktu : trace seismik $T(i)$ dan log Impedansi $\ln Z(i)$, masing-masing dengan wavelet dan bising. Fungsi objektif dimodifikasi sedemikian rupa sehingga mengandung dua suku yang diboboti oleh variasi bising relatif.

Peminimalan fungsi ini akan memberikan solusi bagi koefisien refleksi yang berusaha mengkompromikan dengan pemodelan silmultan trace seismik saat menyesuaikan dengan pola impedansi yang telah diketahui. Jika noise seismik dan Impedansi trend noise dimodelkan sebagai sekuen *Gaussian* maka variansinya menjadi parameter 'tuning' dimana penggunaan dapat memodifikasi untuk menggeser titik-titik dimana kompromi terjadi. Artinya pada satu sisi ekstrim saja informasi seismik digunakan dan pada ekstrim lainnya hanya digunakan trend impedansi (Sukmono, 2000).

2.5.3 Metode Inversi Model Based

Metode inversi berbasis model (*Model Based Inversion*) disebut tersusun dari blok-blok kecil. Konsep inversi dengan metode ini dimulai dengan membuat model inisial impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik dan dikonvolusikan dengan wavelet yang menghasilkan seismogram sintetik pada tiap-tiap *trace*. Seismogram sintetik ini kemudian dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya dan dihitung kesalahannya. Proses ini dilakukan secara iteratif dengan memodifikasi blok *trace* model hingga diperoleh hasil sintetik dengan kesalahan terkecil. Impedansi akustik hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir inversi (Gambar 2.13).



Gambar 2.13 Proses Inversi Model Based (Rusell,1996)

Apabila data seismik konvensional melihat batuan di bawah permukaan sebagai batas antar lapisan batuan, maka data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Oleh karena itu, data impedansi akustik

lebih mendekat gambaran nyata lapisan di bawah permukaan sehingga menjadi lebih mudah untuk dimengerti. Data impedansi akustik hasil impedansi ini mampu memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai penyebaran batuan baik secara vertikal maupun secara lateral.

Metode inversi *model based* mempunyai keunggulan karena hasil yang didapatkan memiliki kontrol yang baik karena menghindari inversi langsung dari data seismik. Hasil inversi digambarkan dalam bentuk *blocky* yang memiliki nilai impedansi akustik yang kontras, sehingga mempermudah dalam penentuan batas suatu lapisan *reservoir*. Kelemahan metode inversi *model based* terletak pada ketidaknikan hasil inversi. Dengan kata lain, ada banyak kemungkinan solusi model untuk dapat menghasilkan suatu keluaran hasil yang sama (Schneider dkk, 1983).

2.6 Tinjauan Umum Kondisi Geologi Cekungan Sumatra Selatan

Cekungan Sumatra Selatan terletak di sebelah timur Pegunungan Barisan dan meluas ke daerah lepas pantai dan dianggap sebagai suatu cekungan *foreland* atau *back-arc*. Cekungan sumatra selatan terletak di bagian barat daerah Jambi. Sub-cekungan Jambi adalah bagian dari Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan cekungan belakang busur (*back arc basin*) berumur Tersier yang terbentuk akibat tumbukan antara *Sundaland* dan *Lempeng Hindia*. Secara Geografis Sub-cekungan Jambi dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh di sebelah utara, Pegunungan Duabelas dan Tinggian Tamiang di bagian selatan, Paparan Sunda di sebelah timur, dan Bukit Barisan di sebelah barat. Cekungan Sumatra Selatan terbentuk pada periode tektonik ekstensional Pra-Tersier sampai Tersier Awal.

2.6.1 Struktur Geologi Sumatra Selatan

Menurut (Ginger and Fielding, 2005) terdapat tiga periode tektonik dan sedimentasi yang mempengaruhi struktur Cekungan Sumatra Selatan:

1. *Syn-Rift Megasequence (Eosen – Oligosen Awal)*

Akibat dari proses subduksi di sepanjang Palung Sumatera Barat, kerak benua di Sumatera Selatan mengalami ekstensi

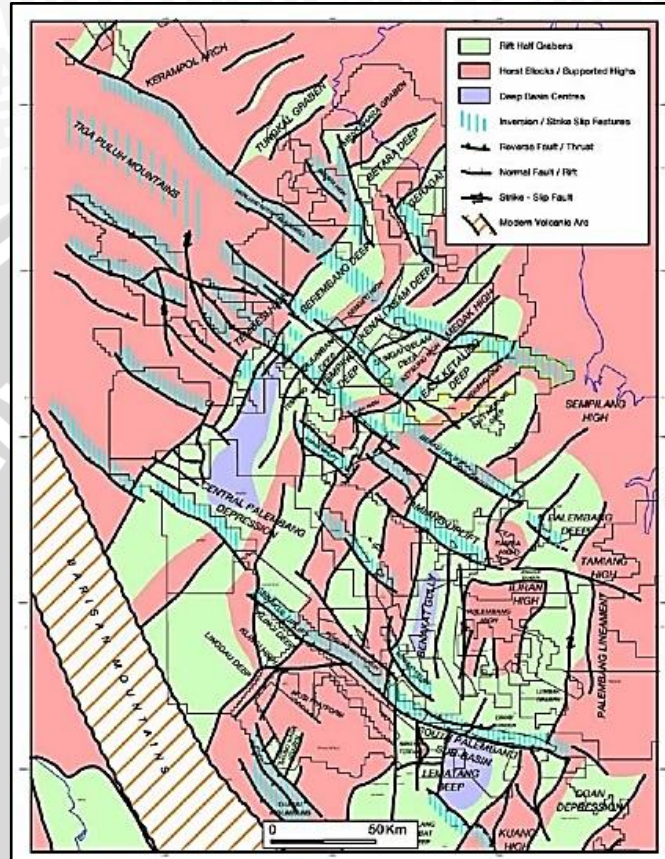
(peregangan). Regangan ini mengakibatkan terbentuknya sejumlah *half graben*. Pada awalnya, orientasi ekstensi adalah Timur – Barat sehingga menghasilkan *horst* dan *graben* yang memiliki orientasi Utara – Selatan. Pada kala Miosen, Sumatera Selatan mengalami rotasi sekitar 15° searah jarum jam sehingga menghasilkan orientasi *graben* berarah Utara – Timur Laut dan Selatan – Barat Daya.

2. *Post Rift Megasequence (Oligosen Akhir – Miocene Tengah)*

Graben yang terbentuk mengalami *subsidence* sampai periode dimana tektonik tidak aktif, kemudian cekungan berada pada lingkungan laut. Pada Miosen Awal – Miosen Tengah, mulai terjadi aktivitas tektonik yang menghasilkan lipatan kompresional dikarenakan adanya subduksi *oblique* dari lempeng samudera yang berada di sebelah tenggara pulau Sumatra.

3. *Fase Syn-Orogenik (Miosen Akhir – Sekarang)*

Peristiwa orogenik menyebabkan terbentuknya *Orogeny* Barisan di sepanjang Sumatera seperti saat ini. Lipatan *transpersional* yang memiliki orientasi Barat Laut – Tenggara terbentuk di sepanjang cekungan. Pada Pliosen – Plistosen, terjadi tektonik kompresional yang sangat kuat disertai dengan *uplifting* busur vulkanik ke arah barat. Pada saat ini, sejumlah jebakan struktural hidrokarbon di pusat cekungan terbentuk.



Gambar 2.14 Elemen struktur dari Cekungan Sumatra Selatan menunjukkan orientasi pataham NE-SW (Ginger and Fielding, 2005)

1.6.2 Stratigrafi Regional

Menurut Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan tersusun oleh (Ginger and Fielding, 2005):

1. Basement Pre-Tersier
2. Formasi Lahat
3. Formasi Talang Akar
4. Formasi Baturaja
5. Formasi Gumai

6. Formasi Air Benakat
7. Formasi Muara Enim
8. Formasi Kasai dan
9. Endapan Alluvial

2.6.2.1. Basement Pre-Tersier

Basement cekungan Sumatera Selatan tersusun atas batuan beku, batuan sedimen, dan batuan metamorf. *Basement* paling tua dan paling tidak terdeformasi dan merupakan bagian dari mikrolempeng Malaka, terletak di bagian utara dan timur cekungan. Di sebelah selatan terdapat *basement* yang mengalami deformasi merupakan sisa dari mikrolempeng Mergui. Mikrolempeng Malaka dan Mergui dipisahkan oleh *Assemblage Mutus* yang berupa fragmen material yang terdeformasi. Sisanya, *basement* cekungan Sumatera Selatan berupa granit, batuan vulkanik, dan batuan metamorf yang terdeformasi dan berumur Kapur akhir dan Tersier. Morfologi *basement* ini diyakini telah mempengaruhi morfologi rekahan Eo-Oligosen lokasi dan pembentukan inversi/*strike slip Plio-Pleistosen*, kandungan CO₂ tinggi dalam hidrokarbon lokal, dan pembentukan rekahan pada *basement* (Ginger and Fielding, 2005).

2.6.2.2 Formasi Lahat

Formasi Lahat terdiri dari endapan vulkanik, kipas aluvial, dataran banjir, dan lakustrin. Penyebarannya dikontrol oleh *graben*, yang dibagian atasnya ditutupi secara tidak selaras oleh endapan berumur Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah. Memiliki ketebalan > 2000 m terutama dibagian tengah *graben*, dan pada bagian tinggian endapan ini tidak dijumpai. Pembagian secara lebih terperinci dapat dijelaskan sebagai berikut:

- Di bagian bawah berupa endapan vulkanik Kikin yang terdiri dari aliran lava andesit dan piroklastik (dapat mencapai ketebalan 800 m).
- Di bagian tengah diendapkan anggota klastik kasar Lemat yang terdiri dari endapan kipas aluvial
- dan dataran aluvial (ketebalan beberapa ratus meter).
- Di bagian atas diendapkan anggota Serpih Benakat yang berselingan dengan lapisan batubara (ketebalan 400 – 600 m).

2.6.2.3 Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar (TAF) diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Lahat (LAF) dengan ketebalan > 1000 m pada bagian terdalam dan seringkali tidak muncul pada daerah tinggian. Di bagian bawah berupa endapan progradasi yaitu endapan aluvial dan dataran delta dan di bagian atas berupa endapan transgresif yaitu endapan tebal batupasir dengan sedikit sisipan serpih dan lapisan batubara. Formasi ini mulai diendapkan pada akhir Oligosen (Ginger and Fielding, 2005).

2.6.2.4 Formasi Batu Raja

Batugamping ini berkembang dari Sub Cekungan Palembang Selatan ke arah utara ke Sub Cekungan Jambi. Pada bagian terdalam dari Sub Cekungan Jambi dan Palembang Tengah, batu gamping Formasi Baturaja (BRF) digantikan oleh endapan *marine* berupa serpih-gampingan yang seringkali tidak bisa dipisahkan dengan Formasi Gumai (GUF) berupa endapan serpih. Ke arah timur batu gamping memperlihatkan perselingan dengan batulumpur karbonatan dan batupasir. Batu gamping ini berupa karbonat *platform* dan secara lokal di bagian atasnya berupareef *build-up*, memiliki ketebalan 60–100 m namun kadang-kadang dapat mencapai 200 m apabila berupa *reef build-up*.

2.6.2.5 Formasi Gumai

Formasi ini menyebar dari arah timur laut dan timur sampai ke Paparan Sunda, dan hadir sebagai endapan *marine* dari suatu laut terbuka. Formasi Gumai didominasi oleh endapan serpih terutama di Cekungan Sumatera Selatan dan beberapa lapisan tipis batu gamping (*stringer*) di daerah Jambi, lapisan vulkanik, serta setempat sisipan batulanau dan batupasir halus, memiliki ketebalan berkisar dari 450–750 m, pada bagian tengah Sub Cekungan Jambi ketebalannya dapat mencapai 1.735 m, sedangkan di Sub Cekungan Palembang Selatan ketebalannya dapat mencapai 2.100 m (Ginger and Fielding, 2005).

2.6.2.6 Formasi Air Benakat

Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Gumai (GUF), terdiri dari endapan batupasir, perselingan dengan serpih dan batu gamping (setempat), kadang-kadang dijumpai lapisan batubara, diendapkan pada lingkungan *marine* terutama di daerah *tidal-to-wave influence deltaic*. Endapan klastik ini membaji ke arah tenggara

yaitu ke arah Sub Cekungan Palembang Tengah dan Palembang Selatan. Endapan yang berpotensi sebagai *reservoir* terutama pada fasies distal. Formasi Air Benakat memiliki ketebalan berkisar antara 850 – 950 m dan pada bagian utara memiliki ketebalan 1400 – 1500 m.

2.6.2.7 Formasi Muara Enim

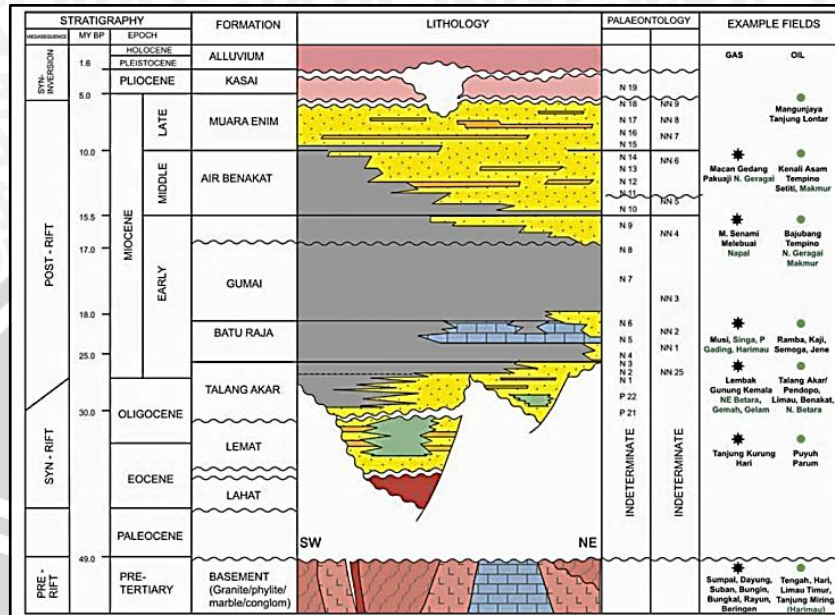
Siklus pengendapan transgresif – regresif diawali dari Formasi Air Benakat (ABF) yang berubah secara perlahan menjadi Formasi Muara Enim (MEF) yang terdiri dari perselingan serpih karbonatan, batulanau, batupasir, dicirikan oleh melimpahnya lignit (satu lapisan lignit dapat mencapai ketebalan 30 m), dan sisipan tufan seringkali dijumpai secara lokal (Ginger and Fielding, 2005).

2.6.2.8 Formasi Kasai

Formasi Kasai diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Muara Enim (MEF) terutama di bagian tengah cekungan, hadir sebagai perselingan endapan vulkanik klastik dengan serpih bentonit serta sisipan lignit.

2.6.2.9 Aluvial dan Vulkanik Kuartar

Pada bagian atas Formasi Kasai diendapkan endapan aluvial dan vulkanik Kuartar dengan kontak tidak selaras.



Gambar 2.15 Diagram Kronostratigrafi pada Cekungan Sumatra Selatan (Ginger&Fielding,2005)

2.6.3 Statigrafi Regional Blok Jabung

Blok Jabung merupakan bagian dari Sub-Cekungan Sumatra Selatan, terletak di sepanjang *Sunda Arc* dimana kerak samudra dari Samudra Hindia mulai tersubduksi ke bagian utara paparan Sunda. Stratigrafi regional pada wilayah blok jabung dapat dikatakan serupa dengan stratigrafi regional cekungan Sumatra Selatan, hanya terdapat beberapa formasi yang pada cekungan Sumatra Selatan yang tidak terdapat pada blok Jabung.

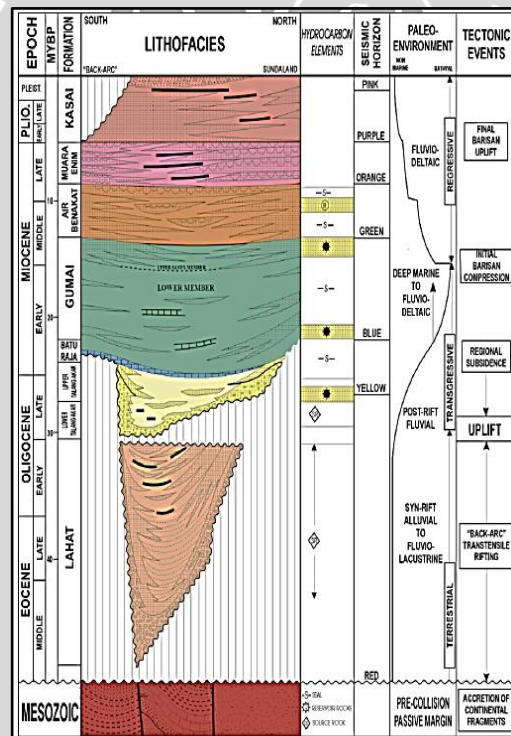
Rangkaian Stratigrafi dari Blok Jabung dimulai dari Siklus transgresi sekuen yang dimulai pada kala *Eocene* akhir hingga Awal *Oligocene* dengan deposisi yang berasal pada saat proses *syn-rift*. Pada proses tersebut terjaditransgresi di lingkungan *alluvial kefluvial-deltaic* yang mana secara lokal merupakan lingkungan pengendapan lakustrin dan *marginal marine* yang secara *progressive* mengisi penurunan dari *half-graben*, serta secara cepat menutupi *basement high* kemudian membentuk Formasi Lahat dan Talang Akar.

Kemudian kondisi permukaan air laut naik secara cepat selama proses transgresi tersebut berlangsung. Menyebabkan distribusi dari

lingkungan *open marinedan* membentuk Formasi Gumai. Permulaan pengangkatan *Sunda Shield* ke bagian timur pada kala *miocene* tengah menandai akhir dari fase transgresi tersebut dan permulaan dari fase regresi.

Formasi Air benakat terdepositkan sebagai hasil dari peningkatan sedimen dari *Sunda Landmass* ke bagian timur laut. Pergerakan laju yang cepat pada saat kompresi pada akhir miocene mempercepat *sedimen influx* dan membentuk Formasi Muara Enim yang terdiri dari *channel sand* yang tebal dan diselingi oleh *shale* dan *coal*.

Sekuen yang paling muda adalah Formasi Kasai dengan regresi dari lingkungan *fluvio-deltaic* serta Formasi Muara Enim. Rangkaian stratigrafi tersebut dapat dilihat pada Gambar 2.16.



Gambar 2.16 Diagram Kronostratigrafi pada Blok Jabung, Cekungan Sumatra Selatan (Petrochina, 2010)

2.6.4 Source Rock dan Migrasi Hidrokarbon

Formasi Talang Akar menjadi sumber utama sebagai hidrokarbon yang komersial di Cekungan Sumatera Selatan. Formasi Lemat/Lahat (Eosen – Oligosen) sebagai *source rock* lakustrin sampai paralik. Potensial *source rock* secara lokal ditemukan di Formasi Gumai yang berupa batuserpih laut. Analisis minyak dari cekungan Sumatera Selatan dapat dibagi menjadi tiga tipe:

- a. Minyak yang diturunkan dari kerogen tipe D/E terestrial
 - b. Minyak yang diturunkan dari kerogen tipe C lakustrin
 - c. Minyak yang diturunkan dari campuran kerogen tipe D/E dan C
- Proses migrasi terjadi pada saat fase *Syn-Rift* akibat dari proses subduksi di sepanjang Palung Sumatera Barat, kerak benua di Sumatera Selatan mengalami ekstensi (peregangan) pada kala Eosen hingga Awal Oligosen. Regangan ini mengakibatkan terbentuknya sejumlah *half graben* yang kemudian terjadi proses inversi secara berangsur membuat minyak bumi terakumulasi ke atas.

2.6.5 Batuan Reservoir

Batuan yang berpotensi sebagai reservoir terdapat pada beberapa formasi batuan, diantaranya:

a. *Basement Pra-Tersier*

Reservoir terdiri dari granit, karbonat, konglomerat, dan batupasir terkekarkan dengan porositas rendah (<10%) dan permeabilitas matriks rendah. Aktivitas hidrotermal dan karstifikasi *basement* karbonat menyebabkan porositas sekunder secara lokal. Permeabilitas dikendalikan oleh rekahan.

b. *Formasi Lemat*

Anggota Benakat pasiran dari Formasi Lemat merupakan *reservoir* komersial yang terbukti pada Lapangan Benakat. Sedimen Lahat/Lemat juga dilaporkan sebagai *reservoir* di Lapangan Puyuh dan Ibul. Porositas di batupasir dan konglomerat bervariasi.

c. *Formasi Talang Akar*

Reservoir Formasi Talang Akar Bawah terdiri dari batupasir *channel – fill*, *crevasse splay*, dan *point bar* yang berasal dari *fluvial-deltaic* di sebelah utara dan *delta – plain channel*, *delta front*, *river mouth bar*, dan *marine barrier – bar* di selatan. Suksesi *nonmarine* (*alluvial fans*, *braid – plain*, dan sistem *meander*) menunjukkan pengembangan vertikal proksimal sampai distal terhadap waktu yang

setara dengan transgresi laut di selatan. Kualitas *reservoir* pasir terkonsentrasi dalam *braid-plain* dan *meander channel*. Terdapat hubungan spasial antara fasies fluvial dengan waktu permulaan topografi rekahan dan jarak dari sumber sedimen. Kualitas *reservoir* buruk pada alluvial sedimen proksimal dan deltaik distal dengan porositas 10-15% dan permeabilitas 1 – 50 mD. Sebaliknya, kualitas *reservoir* baik pada endapan sedimen yang cukup jauh dari sumber sedimen dan tingkat kematangan sedang hingga tinggi secara tekstur dan mineralogi tetapi masih dalam lingkungan berenergi tinggi. Porositas sekitar 15-29% dengan permeabilitas 100-3000 mD. Di bagian barat cekungan sebuah peningkatan kandungan vulkanik-klastik menghasilkan penurunan porositas dan permeabilitas akibat tertutupnya pori – pori oleh lempung autigenik.

d. Formasi Batu Raja

Singkapan Batu Raja tersusun dari campuran suksesi *wackestone*, *packstone*, *grainstone*, dan batuan terumbu *framework*. Data sumur menunjukkan bahwa porositas batu raja umumnya terbentuk secara sekunder, yang merupakan hasil eksposur freatik segera setelah pengendapan dan akibat penimbunan (Ginger and Fielding, 2005).

2.6.6 Seal(Lapisan Penutup)

a. Seal Regional

Batuserpih laut terbuka Miosen Awal dan Tengah menyediakan kualitas tertinggi *seal* dalam skala regional, yang meliputi Formasi Talang Akar Atas, Batu Raja, dan Formasi Gumai. Talang Akar Atas merupakan *seal* paling efektif di bagian tengah cekungan. Area di mana Formasi Gumai Bawah tidak menjadi *seal* yang efektif adalah di bagian barat dekat dengan Pegunungan Barisan.

b. Seal Intraformasi dan Lateral

Platform karbonat non terumbu Formasi Batu Raja meskipun bukan *seal* efektif dalam skala regional mampu menjebak hidrokarbon dalam skala lapangan yang luas. *Seal* kapasitas lokal umum dijumpai dalam siklus sedimen di Formasi Talang Akar, Gumai, dan Air Benakat. (Ginger and Fielding, 2005).

2.6.7 Sistem Petroleum

a. Pre-Tertiary Basement Play

Pada *BasementPlay* ditemukan tiga area yang terbukti yaitu dua berada di Sub-Cekungan Jambi dan utara bagian dari UEP II Jambi Barat serta satu di Sub-Cekungan Palembang (daerah Beringin).

b. Formasi Lower Talang Akar (dan Lemat/Lahat) Play

Pada Formasi Talang Akar daerah utama untuk minyak terletak di bagian utara, dengan potensi gas terdapat pada bagian tengah dari cekungan. Faktor kritis untuk menghasilkan daerah reservoir yang efektif berkonsentrasi sepanjang *margin* timur dari cekungan dekat dengan input sedimen dengan reservoir yang buruk mengandung konten gunung api serta batu pasir pada bagian tengah.

c. Formasi Batu Raja Play

Area yang sudah terbukti dari Formasi Batu Raja berada pada bagian timur dan selatan dari cekungan. Faktor utama pada *play* tersebut adalah daerah reservoir yang efektif (karbonat dengan porositas yang tinggi) dengan *seal* Formasi Gumai.

d. Formasi Gumai Play

Jalur dari *play* pada Formasi Gumai terdapat pada bagian utara dan timur dari cekungan. Faktor penting dari *play* ini adalah daerah reservoir yang bersih dan batu pasir yang memiliki porositas yang tinggi dengan *seal* dikontrol dari jalur *play* pada bagian (Ginger and Fielding, 2005).



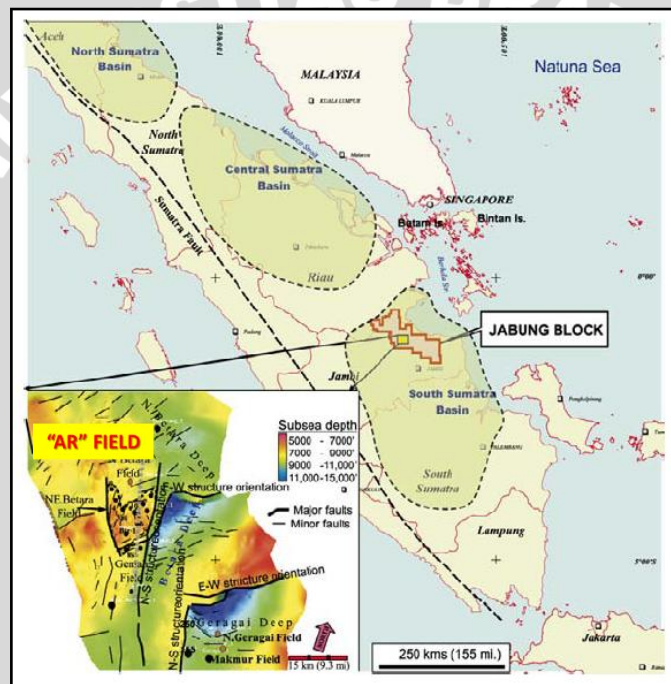
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini berlangsung dari tanggal 01 April 2016 hingga Juni 2012 yang bertempat di Gedung Menara Kuningan Lantai 19, PetroChina, Jakarta Selatan. Daerah yang menjadi lokasi penelitian terletak di Lapangan “AR” Blok Jabung, Cekungan Sumatra Selatan. Daerah tersebut dapat dilihat pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1Lokasi Penelitian, Blok Jabung, Cekungan Sumatra Selatan (Suta dan Utomo, 2004)

3.2 Rancangan Penelitian

Penelitian ini dilakukan untuk memperoleh data yang dapat digunakan untuk menguji hasil studi yang dilakukan sebelumnya. Pada penelitian kali ini hal pertama yang dilakukan adalah studi literatur mengenai lapangan ‘AR’. Studi literatur yang digunakan dalam penelitian ini meliputi; geologi regional, sejarah tektonik cekungan, stratigrafi formasi, dan *petroleum system*. Data

geologi tersebut sangat berguna untuk memberikan gambaran mengenai keadaan regional pada daerah penelitian, yang didasarkan pada proses pembentukan cekungan, subduksi, serta proses sedimentasi. Studi selanjutnya adalah mengenai metode seismik inversi yang akan digunakan dalam penelitian. Studi literatur dilakukan pada jurnal, buku, serta hasil studi yang sebelumnya telah dilakukan pada lokasi penelitian.

Kemudian selanjutnya dilakukan proses pengolahan data dalam suatu *project* kerja. Perangkat yang digunakan dalam mendukung penelitian kali ini adalah berupa perangkat keras (*hardware*) dan perangkat lunak (*software*). Perangkat keras yang digunakan adalah seperangkat PC dengan spesifikasi; *Intel CORE i7 Processor* dengan *RAM 8 GB* dan *64-bit Operating System*

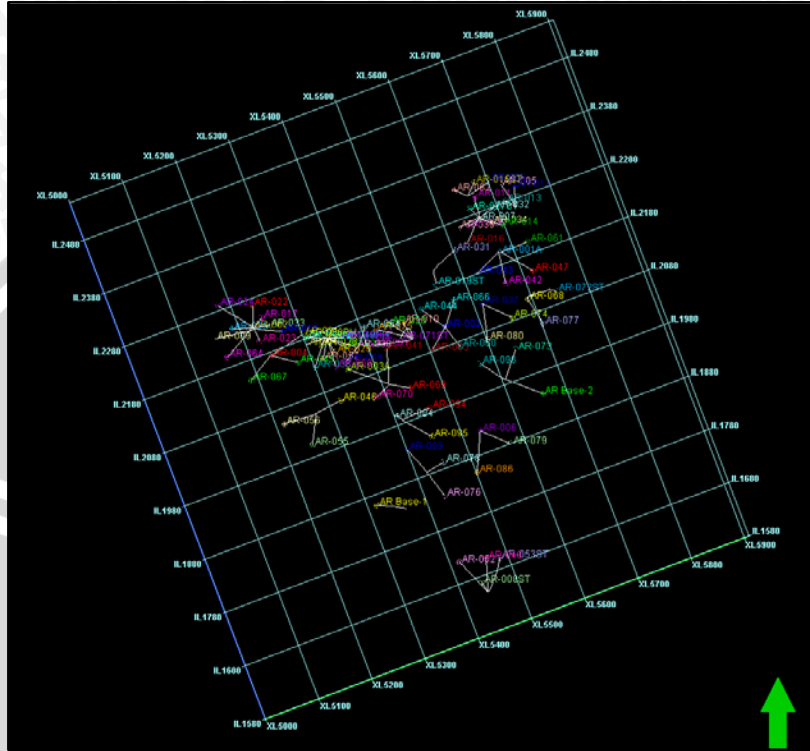
Adapun perangkat lunak yang digunakan adalah *Hampson Russell* versi *CE8/R4* yang digunakan untuk mengolah dan menganalisa data log, pembuatan model awal hingga melakukan proses inversi yang merupakan tujuan dari dilaksanakannya penelitian kali ini. Perangkat lunak lain yang digunakan adalah *Petrel 2013* untuk menampilkan peta sebaran reservoir berdasarkan hasil proses inversi dan dikorelasikan dengan struktur regional dari daerah penelitian.

3.3 Materi Penelitian

Pada penelitian kali ini digunakan dua data utama serta beberapa data penunjang. Data utama yang digunakan pada penelitian ini meliputi data seismik 3D dan data sumur, sedangkan data pendukung lainnya berupa informasi geologi dan stratigrafi untuk mendukung proses interpretasi.

3.3.1 Peta Dasar (*base map*)

Peta dasar atau dapat disebut sebagai *base map* adalah peta yang memuat informasi tentang luas daerah penelitian berdasarkan pada data seismik yang digunakan serta memuat lokasi-lokasi sumur yang terdapat di area penelitian. Peta dasar penelitian tersebut dapat dilihat pada Gambar 3.2.



Gambar 3.2 Base Map penelitian yang berada dalam cube seismik 3D dengan data sumur yang terdapat didalamnya.

3.3.2 Data Seismik

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini adalah Data Seismik 3D dengan *inline* 1580 – 2550 dan *crossline* 5000 – 5908 serta *time range* 50 – 1920 ms, sedangkan daerah penelitian dibatasi hanya pada *inline* 1645 – 2280 dan *crossline* 5100 – 5474 serta *time range* 1200 – 1900 ms. Data seismik 3D secara keseluruhan blok dapat dilihat pada Gambar 3.2.

3.3.3 Data Sumur

Penelitian kali ini menggunakan 8 data sumur utama serta 42 data sumur penunjang. Sumur utama yang digunakan yaitu: AR-002, AR-004, AR-006 sebagai sumur vertikal, serta sumur AR-084, AR-094, AR-095, AR-096, AR Base-001 kelima sumur tersebut merupakan sumur *directional* atau sumur yang di bor secara miring. Terdapat beberapa data sumur lainnya sebanyak 84 sebagai pendukung.

Pada Data Sumur terdapat data log yang digunakan sebagai pengontrol dalam proses interpretasi. Adapun data log yang digunakan meliputi; log *Gamma-Ray*, log Densitas, log *P-Wave (Sonic)*, dan log Resistivitas.

3.3.4 Data Checkshot

Data checkshot merupakan data yang digunakan untuk mendapatkan hubungan antara domain waktu pada data seismik dan domain kedalaman pada data sumur. Data checkshot terlebih dahulu dikoreksi dengan data log *sonic* untuk mendapatkan kecocokan antara data sumur dan data seismik yang selanjutnya dilakukan proses *well to seismic tie*. Data checkshot biasanya dimiliki oleh setiap sumur, tetapi apabila tidak ditemukannya data checkshot tersebut untuk beberapa sumur, maka digunakan data checkshot dari sumur terdekat dengan pendekatan bahwa sumur tersebut memiliki nilai distribusi kecepatan yang tidak terlalu berbeda. Pada penelitian ini terdapat 8 data checkshot yang masing-masing terdapat pada kedelapan sumur utama yang digunakan pada penelitian.

3.3.5 Data Survei Deviasi

Pada saat melakukan pemboran, sumur tidak selalu dilakukan pada posisi vertikal, terkadang sumur dengan sengaja dibuat miring untuk suatu tujuan atau alasan tertentu. Penyimpangan arah lubang bor dari garis vertikal, yang dinyatakan dalam derajat tersebut diukur dan disesuaikan dengan kedalamannya. Data tersebut disebut sebagai data survei deviasi sumur. Pada penelitian kali ini data survei deviasi tersedia pada semua sumur *directional* atau sumur yang sengaja dibor miring.

3.3.6 Data Composite Log dan Mud Log

Data *Composite log* merupakan data dari beberapa log yang digabungkan menjadi satu dan disesuaikan dengan kedalamannya sedangkan data *Mud log* merupakan hasil evaluasi material hancuran

batuan oleh mata bor yang dibawa oleh lumpur pemboran ke permukaan. Kedua data tersebut sangat berguna untuk banyak hal seperti membantu identifikasi litologi serta tipe formasi dari lapisan batuan dari sumur yang dibor.

3.3.7 Data Marker (*Well Top*)

Data marker atau *well top* merupakan data yang sangat esensial untuk melakukan interpretasi horizon. Data *well top* merupakan data yang memuat batas atas dari formasi yang akan dilakukan penelitian. Pada penelitian kali ini digunakan tiga data *well top* yaitu formasi *Lower Talang Akar* (LTAF), formasi Konglomeratik, serta formasi *Basement*.

3.3.8 Data Peta Struktur Hasil Perhitungan Petrofisika

Pada penelitian ini, dilakukan distribusi hasil perhitungan petrofisika ke peta struktur kedalaman kemudian dari peta tersebut akan dibandingkan dengan peta distribusi hasil inversi. Hasil perhitungan petrofisika yang digunakan adalah peta perhitungan porositas efektif, peta *isochore*, serta peta saturasi air.

3.4 Langkah Penelitian

Sebelum dilakukannya proses pengolahan data, dilakukan terlebih dahulu studi literatur serta analisa zona yang akan dijadikan target penelitian. Adapun tahapan dari proses pengolahan data ini meliputi:

3.4.1 Korelasi Statigrafi

Pemilihan zona target penelitian dianalisa berdasarkan hasil korelasi antara data log yang terdapat pada data sumur. Data log yang digunakan merupakan data log hasil *editing* sehingga tidak perlu dilakukannya *editing* kembali. Tahapan pertama yang dilakukan adalah dengan menganalisa statigrafi daerah penelitian yang didasarkan pada data log yang terdapat dalam data sumur. Pada tahapan ini dilakukan korelasi dari semua sumur yang memiliki log dengan karakter yang sama. Pada daerah reservoir yang menjadi target penelitian memiliki karakter nilai Log *Gamma-Ray* yang tinggi, nilai Log Resistivitas yang tinggi, nilai Log Neutron yang sedang hingga tinggi, serta nilai Log Densitas yang kurang seragam. Dari hasil kecocokan semua log tersebut dapat dibatasi antara zona

target dengan zona non target yang biasa disebut sebagai data marker (*well top*).

3.4.2 Analisa Sensitivitas Batuan

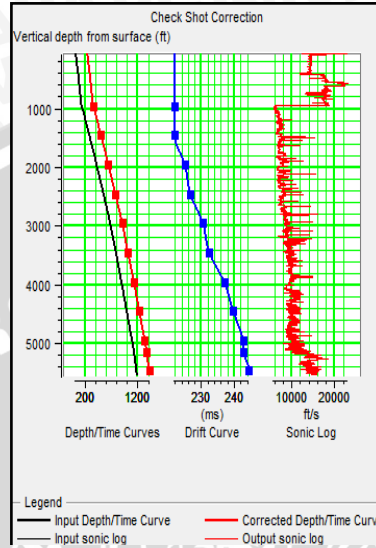
Analisa sensitivitas didasarkan pada *cross-plot* dari sebaran data log yang menjadi karakteristik dari zona target. Analisa sensitivitas dilakukan untuk menentukan batas nilai (*cut-off*) antara daerah yang menjadi target (*reservoir*) dengan daerah non target (*non-reservoir*). Pada penelitian kali uji *cross-plot* yang dilakukan adalah *cross-plot* antara log porositas yang didapatkan dari perhitungan nilai densitas batuan (PHID) dengan log *P-Impedance* yang merupakan log yang didasari dari nilai Impedansi Akustik (AI). Selain untuk mengetahui batas nilai (*cut-off*) zona target, analisa sensitivitas ini berguna untuk mengetahui hubungan antara nilai AI dengan nilai porositas.

3.4.3 Well - Seismic Tie

Kedua data utama yang digunakan dalam penelitian merupakan data yang berada dalam domain yang berbeda, dimana data seismik berada dalam domain waktu (*time*) dan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Dikarenakan hal tersebut, kedua data tersebut perlu diintegrasikan dengan dilakukannya pengikatan antara data seismik dan data sumur yang disebut dengan proses *Well-Seismic Tie*. Sebelum melakukan proses *well-seismic tie* dilakukan serangkaian proses yaitu koreksi data checkshot yang digunakan.

a. Koreksi Checkshot

Setelah melakukan *input* Data Log yang terdapat dalam serangkaian data sumur, dilakukan beberapa koreksi lanjutan termasuk koreksi Checkshot. Koreksi checkshot digunakan untuk menyesuaikan kecepatan gelombang seismik pada data sumur terhadap data seismik. Dengan kata lain dilakukannya koreksi data sumur terhadap domain waktu. Data yang dibutuhkan untuk koreksi Checkshot ini adalah data *log sonic* dan data *checkshot*.



Gambar 3.3 Koreksi CheckShot

Dalam proses *Well-Seismic Tie*al utama yang sangat mempengaruhi hasil korelasi adalah penentuan jenis wavelet dengan karakter yang paling sesuai dengan tras data seismik. Pemilihan wavelet merupakan hal yang sangat penting karena dalam wavelet terdapat beberapa informasi-informasi penting yang mempengaruhi proses inversi seperti fase, amplitudo, frekuensi dan informasi penting lainnya.

Terdapat beberapa macam metoda dalam melakukan ekstraksi wavelet. Dalam penelitian kali ini dilakukan beberapa ekstaksi wavelet untuk mendapatkan nilai korelasi yang terbaik. Dari hasil proses ekstraksi wavelet yang berbeda tersebut, yang memiliki nilai korelasi rata-rata terbaik adalah wavelet *statistical*. Hal tersebut dikarenakan proses ekstaksi wavelet tersebut menganalisa korelasi secara otomatis dari tras seismik dan data sumur.

Setelah mendapatkan wavelet dengan korelasi terbaik, selanjutnya adalah pembuatan seismogram sintetik dengan mengkonvolusikan *Log Reflectivity* dengan wavelet. Kemudian proses pengikatan (*Well-Seismic Tie*) dimulai. Pada proses ini dilakukan *shifting* dan *stretching* atau *squeezing* untuk mendapatkan nilai korelasi yang terbaik.

3.4.4 Analisa *Tuning Thickness*

Analisa *tuning thickness* dilakukan untuk dapat menentukan apakah lapisan reservoir target memiliki ketebalan minimum yang dapat teresolusi secara baik dalam data seismik atau dengan kata lain ketebalan reservoir target dapat dideteksi dalam data seismik atau tidak. *Tuning thickness* dapat ditunjukkan dalam persamaan 4.2

$$T = \frac{1}{4} \lambda = \frac{1}{4} \cdot \frac{v}{f} \quad 4.2$$

Ket : T : *Tuning thickness*
 v : kecepatan gelombang seismik
 f : frekuensi dominan

3.4.5 Model Awal (*Initial Model*)

Model awal atau yang biasa disebut *initial model* merupakan proses yang dilakukan sebagai dugaan awal nilai impedansi sebelum diolah dengan proses inversi dengan kontrol dari hasil *well-seismic tie* dan *interpretasi horizon*. Dari data sumur dapat diperoleh deskripsi geologi sertamemberikan kontrol secara vertikal sedangkan pola penyebaran deskripsi tersebut akan diinterpolasi dari sumur satu ke sumur lain berdasarkan *picking horizon* atau dengan kata lain digunakan sebagai kontrol secara lateral.

Pembuatan model awal memerlukan data log *sonic* yang telah dilakukan proses *well-seismic tie* sebelumnya dan data *horizon* yang telah diinterpretasi sebagai suatu penampang (*surface*). Pada penelitian ini sumur yang digunakan sebagai kontrol model awal sebanyak 8 sumur dengan parameter *high-cut frequency* sebesar 10/15 Hz.

3.4.6 Analisa Inversi

Analisa seismik inversi dilakukan berdasarkan model awal yang dibuat. Selanjutnya dilakukan serangkaian tes parameter untuk menganalisa data seismik sebelum dilakukannya proses inversi. Analisa inversi ini dilakukan untuk memudahkan inversi dikarenakan pada proses ini dapat dilihat hasil dari inversi yang dilakukan berdasarkan sumur yang ingin digunakan sehingga kita dapat melakukan uji inversi berdasarkan parameter tertentu tanpa harus melakukan proses inversi di seluruh *volume* seismik.

Setelah dilakukannya analisa proses inversi dan didapatkan hasil korelasi terbaik, tahapan selanjutnya yang dilakukan adalah

proses kalkulasi nilai impedansi pada seluruh lapisan bawah permukaan pada keseluruhan data seismik. Dengan kata lain, proses inversi menggunakan data seismik untuk menentukan model geologi bawah permukaan. Hasil dari proses inversi ini berupa penampang yang menunjukkan perbedaan nilai impedansi akustik pada masing-masing lapisan.

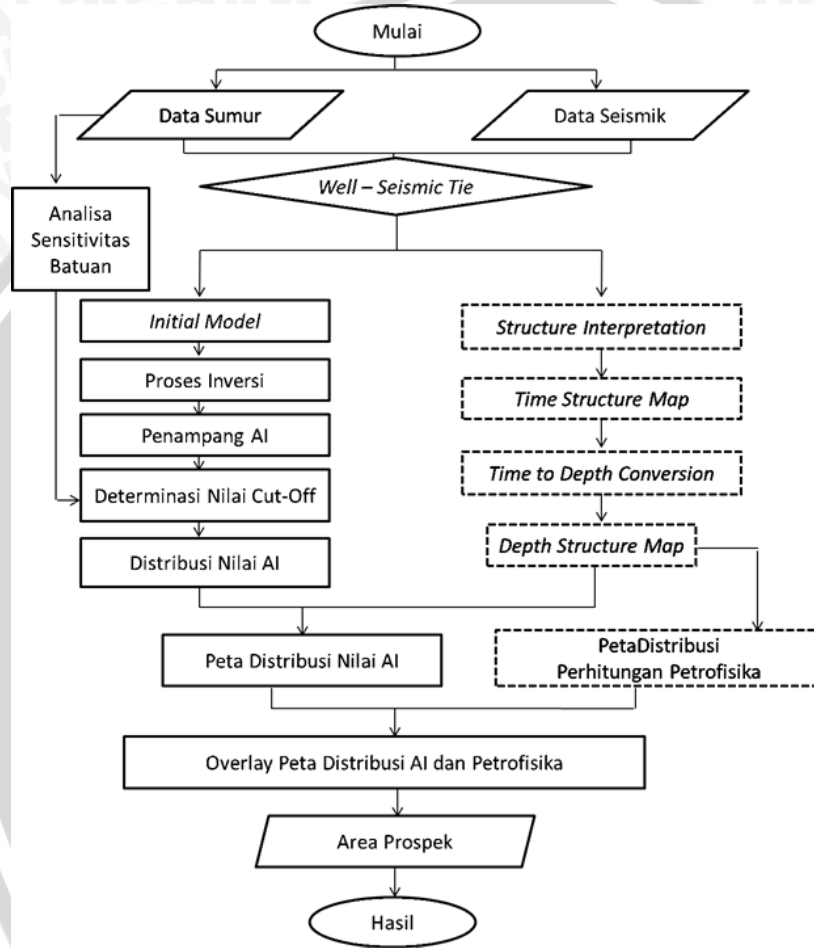
3.4.7 Distribusi Sebaran Nilai AI

Untuk melihat persebaran nilai AI secara lateral dari lapangan penelitian, dilakukan distribusi nilai hasil inversi AI ke peta struktur dari formasi konglomeratik dalam satuan kedalaman (*depth structure map*) yang didapatkan dari studi sebelumnya. Dari persebaran nilai tersebut dapat dilihat daerah mana saja yang memiliki nilai AI sesuai dengan zona target yang ditunjukkan dengan *range* warna tertentu.

3.4.8 Overlay Peta Distribusi Nilai AI dengan Peta Distribusi Hasil Perhitungan Petrofisika

Peta distribusi perhitungan petrofisika yang didapatkan dari studi sebelumnya yaitu peta hasil perhitungan porositas efektif, peta *isochore* lapisan konglomeratik, serta peta distribusi saturasi air. Dari ketiga peta tersebut dilakukan zonasi terhadap daerah yang memiliki prospek yang baik berdasarkan atribut dari masing-masing peta tersebut. Kemudian dari hasil zonasi dari ketiga peta tersebut dilakukan overlay ke dalam peta distribusi nilai AI. Dari hasil overlay tersebut akan ditentukan daerah terbaik yang merupakan daerah yang memiliki nilai AI sesuai target dan memiliki sifat-sifat petrofisika yang terbaik. Daerah tersebut akan dijadikan zona prospek potensi hidrokarbon pada daerah penelitian untuk menentukan hasil pemboran yang optimum.

3.5 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.4 Diagram Alir Penelitian

BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisa Sensitivitas Batuan

Untuk mengetahui parameter fisis dari batuan seperti porositas, densitas, kecepatan gelombang, resistivitas dan lain-lain adalah dengan menganalisa respon dari data log terhadap karakter masing-masing batuan. Perbedaan karakter dari batuan menyebabkan rentang nilai tertentu dari respon log sumur, walaupun sejatinya batuan tersebut jarang bersifat homogen. Untuk mengetahui hubungan dari parameter-parameter fisis batuan tersebut dilakukan analisa sensitivitas batuan dengan menggunakan data log yang terdapat dalam data sumur.

Analisa sensitivitas batuan dilakukan untuk membedakan satu batuan dengan batuan lainya dengan menganalisa perbedaan dari karakter fisis batuan berdasarkan perubahan litologi yang ada pada batuan tersebut, serta mengetahui batas nilai dari parameter fisis batuan satu dengan batuan lainnya yang bersangkutan atau dengan kata lain menentukan *cut-off* parameter fisisnya. Analisa sensitivitas dilakukan dengan analisa *crossplot* dari parameter fisis yang ingin diketahui nilai *cut-off*-nya serta *trend* nilai dari hubungan antara kedua parameter fisis yang dilakukan *crossplot* tersebut. Hal ini memberikan ciri khas tersendiri terhadap batuan yang ada.

Pada penelitian ini analisa *crossplot* digunakan untuk membedakan dua litologi batuan utama yaitu batuan konglomeratik dan batuan non konglomeratik. Parameter fisis utama yang digunakan adalah log *p-impedance* yang merepresentasikan nilai impedansi akustik dari batuan tersebut dan log PHI-D yang merupakan log Porositas yang didapat dari perhitungan log densitas yang dapat dilihat pada persamaan 4.1. Dari kedua parameter tersebut dilakukan analisa *crossplot* pada masing-masing sumur yang digunakan dalam proses inversi.

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad 4.1$$

dimana : ϕ_d : porositas formasi (PHI-D)

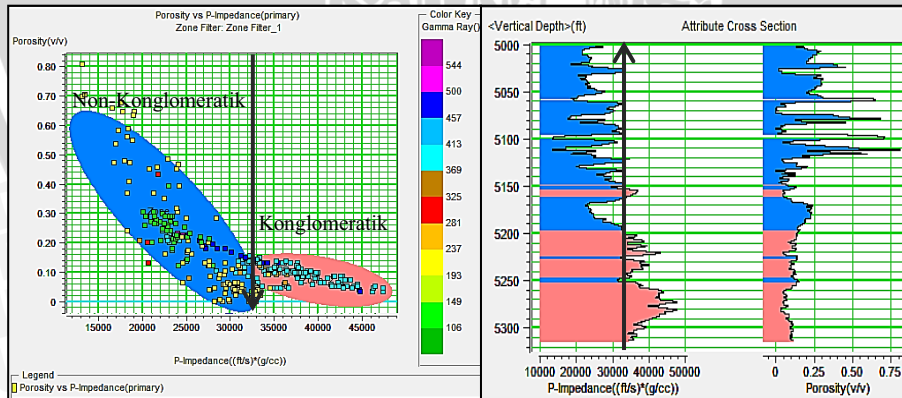
ρ_{ma} : densitas matriks formasi

ρ_b : *bulk density* pada formasi

ρ_f : densitas dari fluida pada pori

Crossplot pertama dilakukan pada sumur AR-002 dengan parameter fisis *P-impedance* dan PHI-D serta *color key* menggunakan *log Gamma-Ray*. *Crossplot* ini digunakan untuk mengetahui karakter batuan berdasarkan hubungannya antara nilai Impedansi Akustik, Porositas serta hubungannya dengan unsur radioaktif yang terdapat dalam batuan yang didasarkan pada nilai *log Gamma-Ray*-nya. Secara umum nilai *log P-impedance* berbanding terbalik dengan *log Porositas* yang berarti bahwa semakin tinggi nilai impedansinya, maka semakin rendah pula nilai porositasnya. Pada Gambar 4.1 dapat dilihat jelas bahwa lapisan batuan konglomeratik memiliki nilai impedansi yang tinggi dan nilai porositas yang rendah serta nilai *gamma-ray* yang tinggi. Hal tersebut menandakan bahwa lapisan batuan konglomeratik memiliki karakteristik densitas yang atau rapat jenis yang tinggi serta memiliki kandungan unsur radioaktif yang cenderung tinggi berbeda dengan karakteristik batuan konglomeratik pada umumnya. Perihal kasus ini dikarenakan pada lapisan batuan konglomeratik memiliki unsur-unsur vulkanik yang berasal dari batuan granit yang sejatinya merupakan batuan beku asam.

Pemilihan nilai *cut-off p-impedance* pada sumur AR-002 yang membedakan antara batuan konglomeratik dan batuan non-konglomeratik berada pada rentang sekitar 33.000 (ft/s)*(g/cc). Karakter nilai *p-impedance* batuan konglomeratik dapat dibedakan secara tegas dengan nilai *p-impedance* 33.000 – 49.000 (ft/s)*(g/cc).

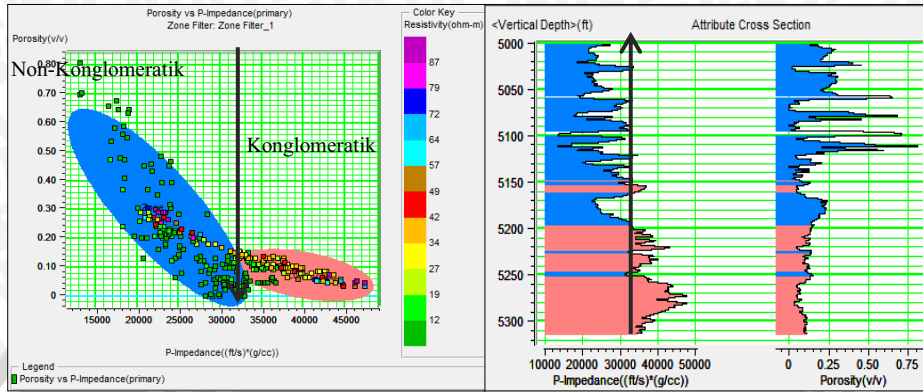


Gambar 4.1 *Crossplot P-impedance* vs Porositas serta *cross section* dengan *color key* *Gamma-Ray* pada sumur AR-002 yang menunjukkan nilai *cut-off p-impedance* 33.000 (ft/s)*(g/cc).

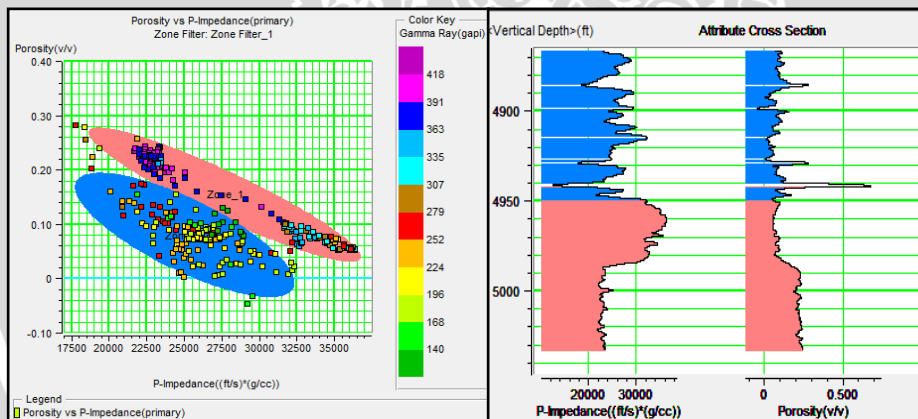
Crossplot kedua dilakukan pada sumur yang sama yaitu sumur AR-002 dengan parameter yang sama yaitu *P-Impedance* dan Porositas tetapi dengan *color-key* yang berbeda yaitu dengan log Resistivitas sebagai *color-key*. Secara umum, log resistivitas mengukur sifat batuan dan fluida pori disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikkannya. Dengan prinsip sederhana bahwa air memiliki nilai resistivitas yang sangat rendah, sedangkan hidrokarbon (minyak-gas) memiliki nilai resistivitas yang relatif tinggi. *Crossplot* kedua ini dilakukan pula untuk melihat kontinuitas dari *trend* persebaran litologi pada *crossplot* pertama.

Dari Gambar 4.2 dapat dilihat bahwa *trend* persebaran litologi bersifat kontinu dengan *crossplot* pertama. Hasil nilai *cut-off p-impedance* dari *crossplot* kedua memiliki nilai yang tidak jauh berbeda dengan *crossplot* pertama yaitu sebesar $32.700 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(gr/cc)}$ dengan rentang nilai impedansi untuk lapisan konglomeratik sebesar $32.700 - 49.000 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(gr/cc)}$.

Kedua *crossplot* dengan menggunakan kedua parameter tersebut secara kontinu dilakukan penelitian pada ke-delapan sumur yang akan digunakan. Karena karakter dari sumur yang berbeda-beda hal tersebut menyebabkan terjadi perbedaan *trend* pada beberapa sumur. Seperti salah satunya dapat dilihat pada sumur AR-084. Dari *crossplot* yang dilakukan pada sumur tersebut dapat dilihat bahwa secara umum litologi dari batuan konglomeratik dan non-konglomeratik dapat dibedakan dengan jelas tetapi berdasarkan nilai *p-impedance*-nya tidak dapat ditentukan nilai *cut-off*. Kondisi ini merupakan kondisi yang cukup menarik, jika dilihat pada data lognya pada Gambar 4.4 terjadi perubahan yang cukup signifikan pada log porositasnya yang tentunya mempengaruhi nilai dari log *p-impedance*-nya. Hal ini kemungkinan dikarenakan adanya *fracture* atau patahan pada sumur AR-084 atau kemungkinan adanya indikasi gas lokal pada sumur tersebut.



Gambar 4.2 Crossplot *P-impedance* vs Porositas serta cross section dengan color key Resistivitas pada sumur AR-002 yang menunjukkan nilai *cut-off p-impedance* 32.700 (ft/s)*(g/cc)



Gambar 4.3 Crossplot *P-impedance* vs Porositas dengan color key *Gamma-Ray* pada sumur AR-084 yang tidak dapat ditentukan nilai *cut-off* nya.