

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi dan Tektonik Sumatera Selatan

Provinsi Sumatera Selatan memiliki luas daratan sebesar 117.000 km². Terdapat tinggian Lampung/Palembang yang memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dari Cekungan Sunda di Provinsi Jawa Barat. Sumatera Lebih lanjut, Sumatera Selatan dibagi menjadi beberapa sub-cekungan: Jambi, Palembang Utara, Palembang Tengah, Palembang Selatan, dan Bandar Jaya. Penelitian ini memfokuskan di sub-cekungan Jambi (Bishop, 2001). Menurut (Doust dan Noble, 2008), ada beberapa fase pembentukan struktur di Cekungan Sumatera Selatan sebagaimana dijelaskan sebagai berikut.

Pertama, fase *Early Synrift* membentuk formasi Lahat dan Lematang. Keduanya dipisahkan dengan sebuah *unconformity*, yang berarti terdapat paling sedikit dua fase perekahan formasi yang terjadi. Fasies yang terbentuk adalah aluvial, lakustrin dan sedimen air payau yang ditandai dengan pasir ber-tufa, konglomerat, dan batu lempung. Formasi Lahat mengandung baik batuan reservoir dan batuan induk. Kedua, terdapat fase *Late Synrift* yang bagian utamanya membentuk zona delta yang termasuk dalam Formasi Talang Akar. Sedimen yang di endapkan berasal dari arah Timur Laut dan tren fasies cenderung berubah dari fluvial ke *basinal* pada arah Selatan-Barat. Reservoir yang terbentuk termasuk dalam dataran delta hingga batu pasir lautan, *silt*, dan batuan lempung. Ketiga, dibentuknya fase *Early Postrift* yang menandakan terjadinya fase transgresif pada lautan, akumulasi dan pembentukan karbonat dari Formasi Batu Raja, serta pengendapan sedimen di atas *graben*. Di fase ini, formasi Batu Raja dianggap sebagai reservoir yang paling penting. Dan terakhir adalah fase *Late Synrift* yang ditandai dengan dua fase progradasi delta yang terjadi pada sekuen ini, yaitu pengisian Formasi Air Benakat dan Muara Enim pada cekungan, sehingga lingkungan pengendapan menjadi lebih dangkal. Batu pasir pada formasi yang terbentuk memiliki porositas yang tergolong baik.

2.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Stratigrafi adalah ilmu yang menjelaskan mengenai perlapisan batuan serta waktu pembentukannya. Menurut (Ginger dan Fielding,

2005), ada beberapa formasi yang terbentuk pada Cekungan Sumatera Selatan. Berikut penjelasannya:

a. Batuan Dasar Pre- dan Tersier Awal

Komposisi bagian ini terdiri dari batuan sedimenter, metamorfik, dan batuan beku. Pada bagian tertua, yang digolongkan pada bagian *Malacca Microplate*, melampar pada bagian Utara dan Timur cekungan. Pada bagian ujung Selatan, terdapat *Mergui Microplate*, yang mungkin merupakan fragmen landasan benua yang lebih lemah (Ginger dan Fielding, 2005).

b. Formasi Lemat/Lahat

Formasi ini terdiri dari batuan berkarakter tufa dan klastik kasar disertai dengan sisipan batu lempung, batu pasir, dan batubara yang diendapkan pada lingkungan lakustrin. Pengendapan formasi berlangsung mulai dari Eosen Akhir hingga Oligosen Tengah. Bagian ini memiliki ketebalan yang bervariasi mulai dari tidak ditemukan sama sekali hingga 1000 m pada sub Cekungan Palembang Tengah dan Selatan (Ginger dan Fielding, 2005).

c. Formasi Talang Akar

Bagian ini dimulai dengan pengendapan fluviatil yang menyebar ke seluruh cekungan. Didapatkan tren fasies daratan dengan batu pasir melimpah hingga sedimen pasir berbentuk sabuk berliku pada fase ini, dengan perselingan sedimentasi laut seiring dengan berlanjutnya penunjaman cekungan. Pada masa Miosen awal, pengendapan fluviatil tergantikan oleh lingkungan deltaik, laut dangkal, hingga kondisi laut dalam (Ginger dan Fielding, 2005).

d. Formasi Batu Raja

Pada fase waktu Miosen Awal, berlanjut lagi transgresi lautan yang menyebabkan pengendapan batuan lempung laut dalam pada daerah *graben*, dan lautan dangkal pada tinggian cekungan. Pembentukan fasies karbonat sangat cepat sehingga menghasilkan batu gamping pada batas cekungan, dan juga terbentuk karang pada tinggian cekungan. Reservoir dengan karbonat kualitas tinggi ditemukan pada bagian Selatan cekungan (Ginger dan Fielding, 2005).

e. Formasi Gumai

Transgresi laut berlanjut pada akhir Miosen Awal sehingga mengendapkan batuan lempung lautan, batuan serpih, batuan pasir, dan beberapa bagian karbonat. Pada puncak transgresi, batuan lempung mendominasi seluruh cekungan untuk membentuk

perangkap dalam skala regional. Selanjutnya, terjadi progradasi sedimen delta, kemudian transisional, dan berlanjut hingga pergantian sedimen laut dalam ke laut dangkal (Ginger dan Fielding, 2005).

f. Formasi Air Benakat

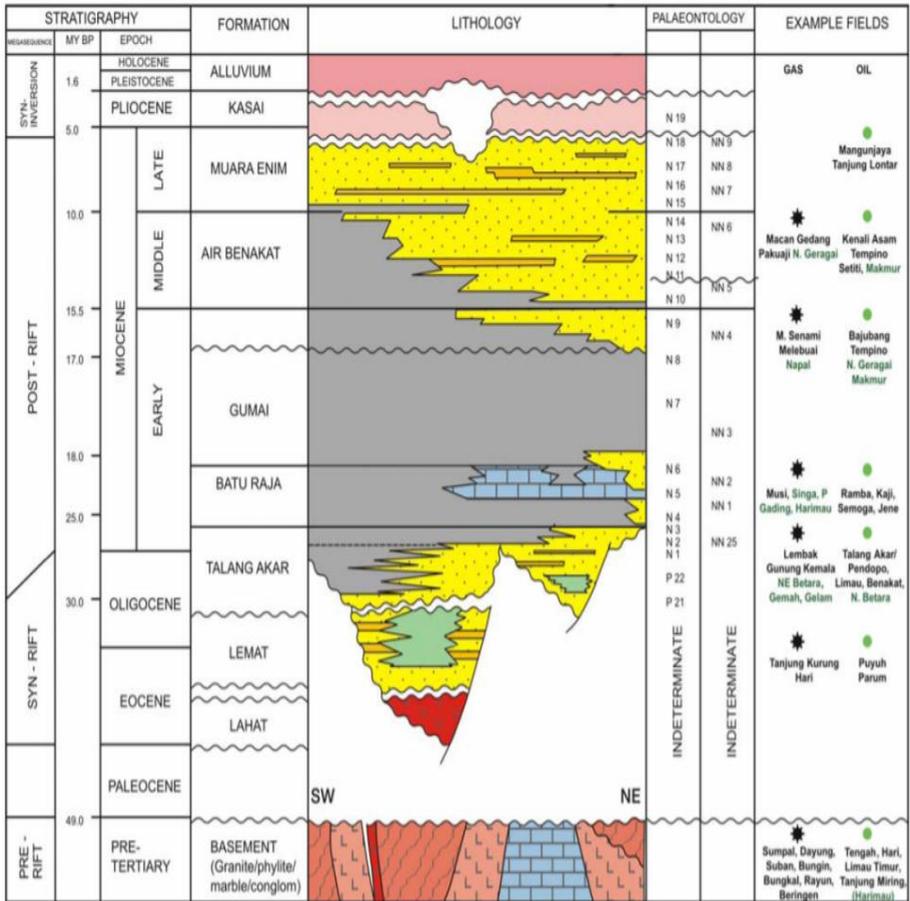
Lautan dalam pada masa akhir Miosen Awal tergantikan dengan lautan dangkal sebagai berlangsungnya sedimentasi pada bagian pinggir cekungan. Pada masa ini juga dimulai aktivitas vulkanik pada Pegunungan Barisan, sehingga menyebabkan campuran vulkaniklastik pada batu pasir yang diendapkan (Ginger dan Fielding, 2005).

g. Formasi Muara Enim

Masa Miosen Akhir memiliki ciri banyaknya sedimentasi vulkanik pada bagian Barat. Pada interval ini juga ditemukan sedimen deltaik-fluvial dan rawa dangkal, namun tidak ditemukan batuan lempung secara luas (Ginger dan Fielding, 2005).

h. Formasi Kasai

Formasi yang berlangsung pada masa Pliosen ini menandakan terbentuknya daratan sepanjang Sumatera Selatan dengan adanya kejadian vulkanisme mayor dan regresi yang lebih jauh lagi. Sedimen yang terbentuk berupa tufa, batuan *clay*, dan batu pasir berkarakter vulkaniklastik. Lebih lanjut, pada masa Pleistosen sedimentasi berlangsung secara bergantian antara pengangkatan daratan secara tektonik dan erosi pada permukaan, sehingga menyebabkan bentukan struktural yang ditemukan pada saat ini (Ginger dan Fielding, 2005). Sebagai ringkasan, berikut ditunjukkan oleh Gambar 2.1 skema pembentukan stratigrafi pada cekungan Sumatera Selatan.



Gambar 2.1 Ilustrasi pembentukan stratigrafi secara urutan waktu (Ginger dan Fielding, 2005).

2.3 Formasi Gumai sebagai Reservoir

Menurut (Bishop, 2001), mayoritas formasi Gumai terbentuk oleh batuan lempung laut, namun ditemukan batuan pasir halus pada tepian cekungan. Batuan pasir yang bisa berperan sebagai reservoir memiliki ketebalan mulai dari 5 sampai 40m, dan diendapkan pada lingkungan deltaik ataupun laut dangkal. Porositas reservoir yang ditemukan secara umum dapat dikategorikan baik, dengan besar $> 20\%$. Namun permeabilitas dari reservoir ini beragam, mulai dari 10 mD hingga 3 Darcy (Ginger dan Fielding, 2005).

2.4 *Multiple Regression*

Multiple regression, atau juga disebut analisis korelasi merupakan metode statistika untuk menyatakan hubungan atau sebuah fungsi korelasi dari sebuah variabel dependen (VD) terhadap variabel independen (VI). Bentuk hubungan yang dihasilkan oleh teknik ini tidak terikat: bisa berupa bentuk sederhana seperti garis lurus, atau bentuk kompleks seperti *curvilinear*, atau bahkan kombinasi dari kedua kemungkinan ini (Cohen dkk., 2003).

Ketika dilakukan analisis regresi, maka akan dihasilkan persamaan regresi yang dapat memprediksi nilai dari VD dengan menggunakan VI. Masing-masing dari VI ini memiliki koefisien unik yang tercantum dalam persamaan. Selanjutnya, untuk mengetahui korelasi antara VD dan VI, beserta beberapa VI yang digunakan, digunakan parameter yang disebut koefisien korelasi. Untuk melakukan interpretasi sebuah koefisien korelasi, hal yang harus dipertimbangkan adalah: (1) rentang nilai korelasi berkisar dari -1.0 sampai 1.0, (2) besaran dari koefisien korelasi menunjukkan kekuatan hubungan. Semakin jauh nilainya dari nol, maka akan semakin kuat hubungan antara dua variabel, dan (3) tanda dari koefisien korelasi menunjukkan arah hubungannya. Tanda positif bermakna semakin besar suatu variabel, maka variabel yang lain juga akan semakin besar nilainya, dan untuk tanda negatif, semakin besar nilai suatu variabel, maka variabel lainnya akan semakin kecil (DeCoster, 2007).

Bentuk umum dari *multiple regression* dengan dua permasalahan dua Variabel Independen adalah (Schermelel-Engel, 2016):

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \beta_2 Z + \varepsilon \quad (2.1)$$

Keterangan:

Y = variabel dependen,

X, Z = variabel independen,

ε = variabel galat,

β_0 = intersep (konstanta regresi), dan

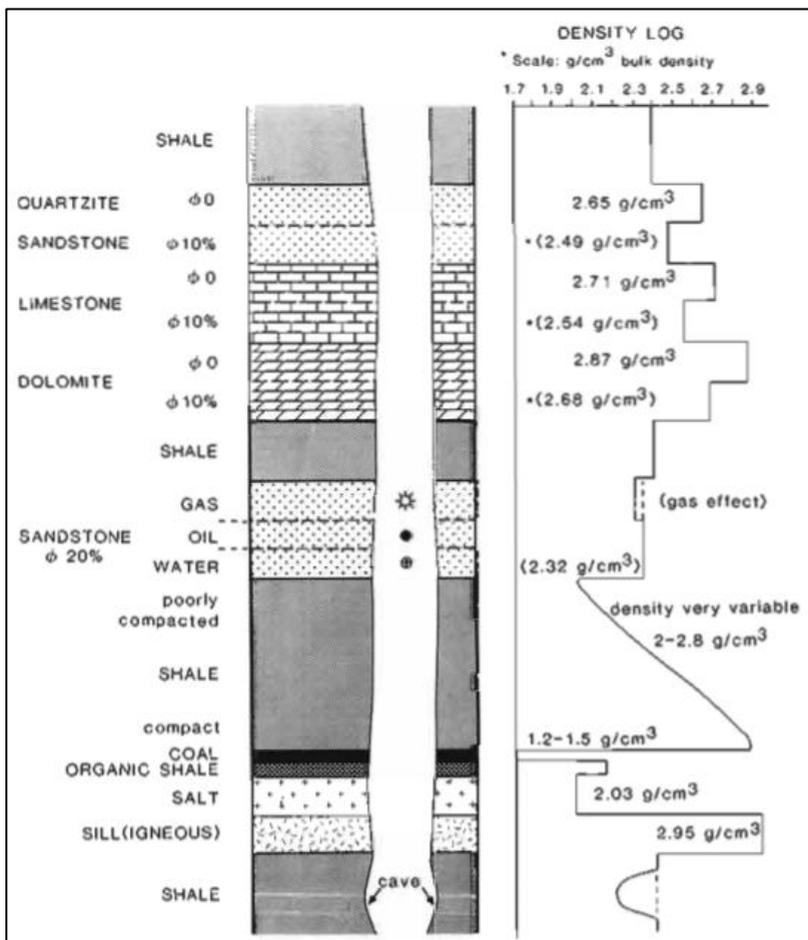
β_1, β_2 = efek linear (koefisien regresi)

2.5 Well Logging

Pengertian *well logging* memiliki beberapa interpretasi, bergantung dari sudut pandang yang menggunakannya. Untuk *geologist*, hal ini bisa berarti teknik untuk memetakan kondisi bawah permukaan. Untuk *petrophysicist*, dapat diartikan sebagai metode untuk mengevaluasi potensi produksi hidrokarbon pada sebuah reservoir. Sampai saat ini, telah diketahui lebih dari lima puluh tipe alat *well logging* yang berbeda dengan fungsi dan kegunaannya masing-masing (Ellis dan Singer, 2007). Pada beberapa sub-bab berikut, akan dijelaskan beberapa *well log* yang dipakai dalam penelitian.

2.5.1 Log Densitas

Well log jenis ini mengukur nilai densitas *bulk* dari sebuah formasi. Nilai ini merupakan total densitas dari batuan, termasuk matriks batuan dan fluida di dalam batuan. Secara kuantitatif, *log* densitas dipakai untuk menghitung nilai porositas, densitas hidrokarbon, dan juga dipakai untuk menentukan nilai impedansi akustik. Secara kualitatif, *log* ini dapat digunakan sebagai indikator *litologi*, untuk mengidentifikasi beberapa jenis mineral, dan bahkan dapat digunakan pada analisis *overpressure*. Pada prinsipnya, teknik pengukuran dari alat *log* densitas adalah menembakkan sinar gamma terfokus dengan energi sedang hingga tinggi (0.2-2.0 MeV) ke formasi untuk mengukur atenuasi antara sumber dan detektor sinar gamma. (Rider, 1996). Gambar 2.2 menunjukkan respon *log* densitas beserta nilainya pada beberapa jenis batuan.

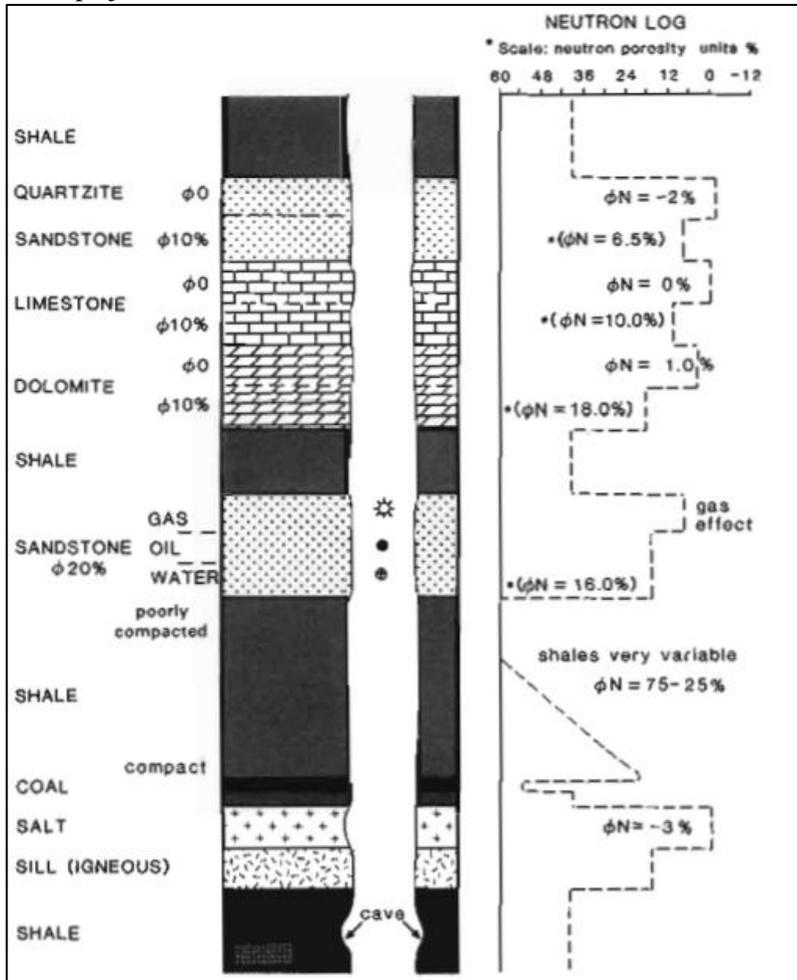


Gambar 2.2 Respon umum *log* densitas pada beberapa jenis batuan (Rider, 1996).

2.5.2 Log Porositas Neutron

Cara kerja alat *log* neutron adalah menembakkan formasi dengan neutron, dan kemudian mengukur hilangnya energi pada saat neutron tersebut menembus batuan. Satuannya diukur dengan unit *neutron porosity*. Secara kuantitatif, *log* neutron ini digunakan untuk mengukur porositas batuan, dan secara kualitatif dapat digunakan sebagai pembeda antara minyak dan gas bumi dalam formasi batuan

(Rider, 1996). Gambar 2.3 menunjukkan respon *log* ini terhadap beberapa jenis batuan.

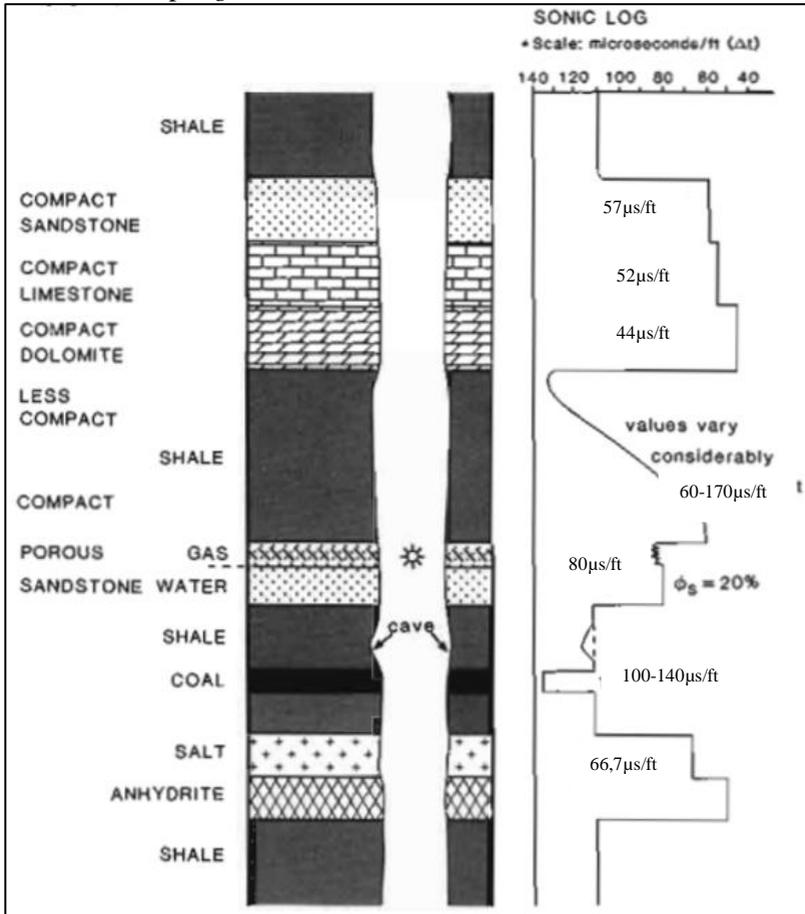


Gambar 2.3 Respon umum *log* porositas neutron pada beberapa jenis batuan (Rider, 1996).

2.5.3 Log Sonic

Log tipe ini menyediakan data berbentuk interval waktu transit (Δt) dari sebuah formasi. Hal ini merupakan ukuran dari kemampuan formasi untuk mentransmisikan gelombang suara. Secara kuantitatif,

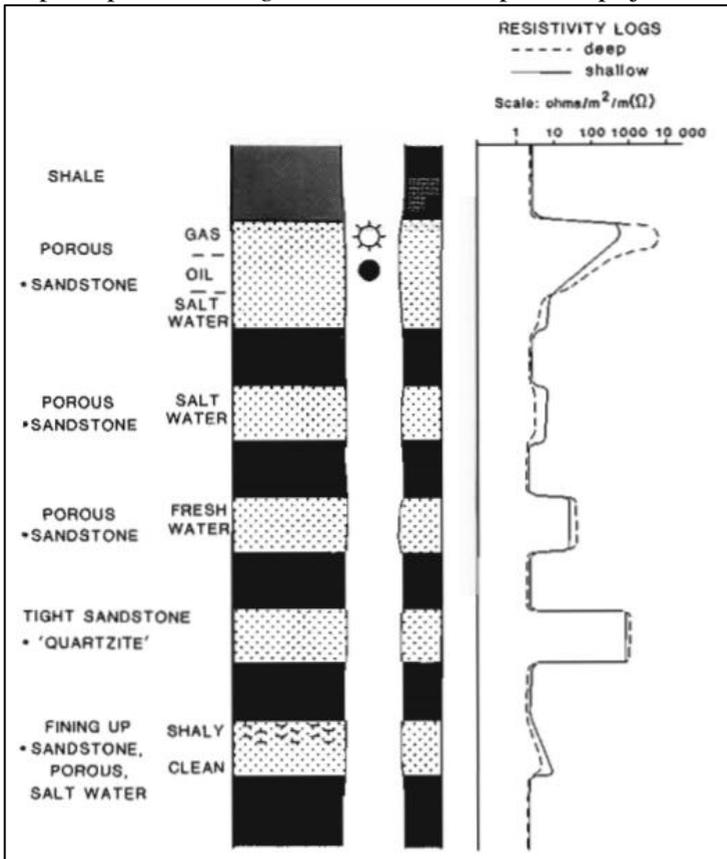
log sonic digunakan untuk mengevaluasi keberadaan porositas pada pori batuan yang terisi fluida. Dalam hal interpretasi seismik, alat ini bisa membantu mendapatkan nilai kecepatan interval dan profil kecepatan seismik. Lebih lanjut, apabila nilainya dikali dengan densitas, maka akan dapat dihasilkan *log impedansi* akustik. Untuk kegunaan kualitatif, *log sonic* dapat mengidentifikasi litologi, dan lebih jauh dapat mengindikasikan keberadaan batuan sumber di bawah permukaan (Rider, 1996). Gambar 2.4 menunjukkan beberapa respon batuan terhadap *log sonic*.



Gambar 2.4 Respon umum *log sonic* pada beberapa jenis batuan (Rider, 1996).

2.5.4 Log Resistivitas

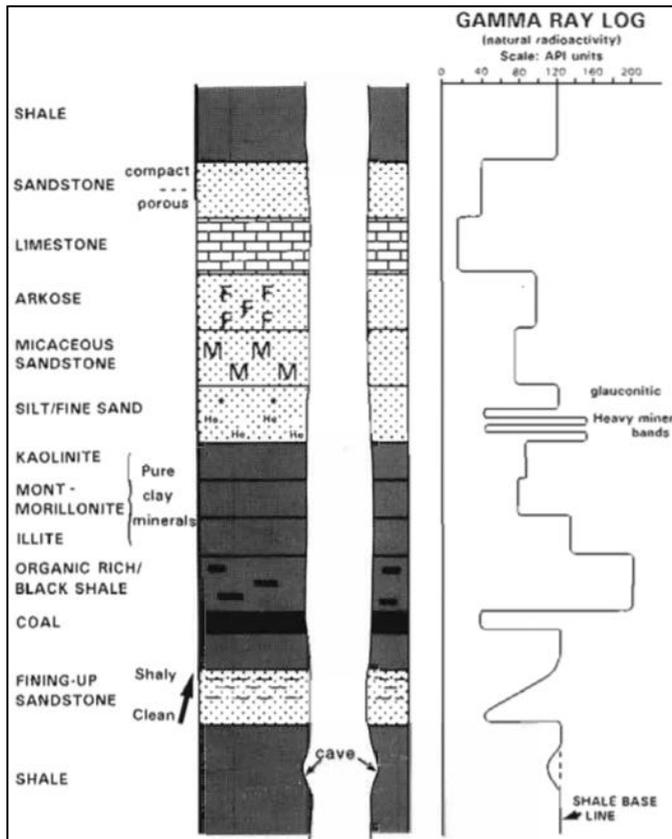
Alat ukur *log* resistivitas merupakan salah satu yang tertua dalam sejarah penggunaan *well logging*. *Log* ini merupakan pengukuran nilai resistivitas (kemampuan sebuah benda untuk menghambat laju arus) formasi. *Log* ini dikembangkan utamanya adalah menentukan zona hidrokarbon. Hal ini dikarenakan sifat hidrokarbon yang sangat resistif dibandingkan fluida lainnya. Lebih lanjut, *log* ini dapat digunakan untuk perhitungan petrofisika, seperti mencari saturasi fluida (Rider, 1996). Gambar 2.5 menunjukkan beberapa respon umum *log* resistivitas terhadap beberapa jenis batuan.



Gambar 2.5 Respon umum *log* resistivitas pada beberapa jenis batuan (Rider, 1996).

2.5.5 Log Sinar Gamma dan Kalkulasi VShale

Log sinar gamma digunakan untuk mengukur tingkat radioaktivitas alami yang dihasilkan oleh uranium, thorium, dan kalium pada formasi batuan. Lebih lanjut *log* ini dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi. Contohnya, *log* sinar gamma akan memberikan pembacaan rendah untuk batu pasir dan batuan karbonat karena kedua hal ini memiliki konsentrasi material radioaktif yang rendah (Asquith dan Gibson, 1982; Rider, 1996). Gambar 2.6 menunjukkan respon *log* sinar gamma terhadap beberapa macam batuan.



Gambar 2.6 Respon umum *log* sinar gamma pada beberapa jenis batuan (Rider, 1996).

Batuan lempung memiliki tingkat radioaktivitas yang lebih tinggi dibanding batu pasir atau karbonat, sehingga *log* sinar gamma ini dapat dipakai untuk menghitung volume batuan lempung (V_{Shale}) pada reservoir. Langkah pertama adalah dengan mencari index *Gamma Ray* dengan persamaan berikut (Asquith dan Gibson, 1982):

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.2)$$

Keterangan:

I_{GR} = indeks sinar gamma,

GR_{log} = pembacaan sinar gamma formasi pada alat,

GR_{min} = nilai minimum sinar gamma (berdasarkan batu pasir atau karbonat), dan

GR_{max} = nilai maksimum sinar gamma (berdasarkan batu lempung)

Berikutnya, V_{Shale} dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut (Asquith dan Gibson, 1982):

Untuk batuan tua dan terkonsolidasi:

$$V_{sh} = 0.33[2^{(2 \times I_{GR})} - 1, 0] \quad (2.3)$$

atau untuk batuan berumur tersier dan tidak terkonsolidasi:

$$V_{sh} = 0.083[2^{(3.7 \times I_{GR})} - 1, 0] \quad (2.4)$$

Keterangan:

V_{sh} = volume batu lempung

I_{GR} = indeks sinar gamma

2.6 Impedansi Akustik

Impedansi akustik adalah hasil perkalian dari kecepatan dan densitas. Parameter ini dapat dijadikan indikator batas *litologi* yang berbeda (Jafari dkk., 2017). Secara umum persamaannya adalah:

$$Z_p = \rho v_p \quad (2.5)$$

Keterangan:

Z_p = Impedansi Akustik ((kg/m³)*(m/s)),

ρ = densitas (kg/m³), dan

v_p = kecepatan gelombang primer (m/s).

Idealnya, sebuah batas impedansi akustik pada penampang seismik dapat diidentifikasi dengan sebuah *spike* atau lonjakan nilai data secara tiba-tiba. Dari kondisi tersebut, akan dapat dibentuk persamaan sekuen koefisien refleksi dengan asumsi berkas seismik yang menjalar adalah tegak lurus terhadap bidang perlapisan (Jafari dkk., 2017). Persamaannya tersebut dapat dibentuk sebagai berikut:

$$R_i = \frac{Z_i - Z_{i-1}}{Z_i + Z_{i-1}} \quad (2.6)$$

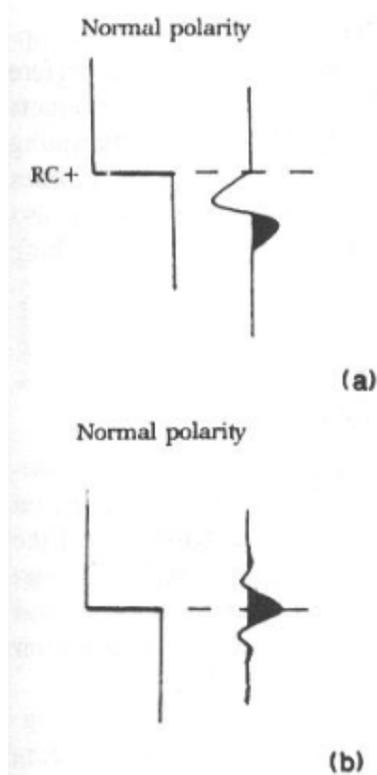
Keterangan:

R_i = sekuen koefisien refleksi ke-i pada bidang pantul

Z_i = nilai impedansi akustik pada lapisan ke-i

2.7 Wavelet Seismik

Tras seismik terdiri dari energi yang memiliki rentang frekuensi tertentu. Energi ini yang dinamakan sebagai *wavelet* (Simm dan Bacon, 2014). Berdasarkan konvensi SEG untuk polaritas standar, *wavelet* dengan fase minimum didefinisikan bahwa, untuk refleksi positif (refleksi bidang yang nilai impedansi akustiknya meningkat), maka gelombang akan mulai dengan bentuk lembah. Untuk *wavelet* dengan fase nol, titik simetri puncak dari *wavelet* menandakan adanya refleksi positif (Sheriff dan Geldart, 1995). Gambar 2.7 menunjukkan bentuk keduanya.



Gambar 2.7 Wavelet dengan polaritas standar. (a) untuk refleksi positif, wavelet fase minimum akan dimulai dengan bentuk lembah, dan (b) untuk refleksi positif, wavelet fase nol dihitung mulai dari puncak gelombang (Sheriff dan Geldart, 1995).

2.8 Low Frequency Model

Semua metode inversi seismik membutuhkan informasi *low-frequency* yang berkaitan dengan properti reservoir – seperti P Impedance, V_p/V_s , dan densitas. Biasanya, rentang *low-frequency* ini berkisar dari 0 Hz hingga 8-10 Hz (Pendrel, 2015). Model ini dapat dibentuk dengan menggunakan data sumur, horizon yang telah diinterpretasi, dan data kecepatan seismik. Ada beberapa teknik interpolasi yang dapat digunakan untuk membentuk model *low-frequency*, seperti dengan menggunakan satu sumur, *inverse-distance*, *triangulation*, *kriging*, dan *cokriging* (Ray dan Chopra, 2015).

Pembentukan model *low-frequency* dalam inversi impedansi akustik dapat dilakukan dengan menginterpolasi informasi impedansi secara lateral dengan menggunakan beberapa sumur. Algoritma interpolasi yang tidak tepat akan menjadikan hasil interpretasi tidak sesuai dengan kondisi *geologi* yang sebenarnya. Sebagai contoh adalah apabila terdapat variasi lateral properti elastik yang cukup signifikan sepanjang daerah penelitian, model yang menggunakan satu sumur tidak akan bekerja dengan baik. Dan juga, algoritma *inverse distance* dan *triangulation* biasanya akan menghasilkan efek *bull's eye* pada model *low-frequency* yang dibuat, dan lebih lanjut akan menghasilkan ambiguitas pada hasil inversi (Xi dkk., 2013).

Dua objek yang dapat digunakan untuk membentuk model *low-frequency* adalah data sumur dan data kecepatan seismik. Pengukuran data sumur dari properti elastik seismik mengandung rentang frekuensi mulai dari nol hingga sedikit di atas frekuensi seismik tertinggi, dan juga menyediakan data seperti P-sonic dan densitas. Data kecepatan seismik sendiri mengandung rentang frekuensi yang sangat sempit mulai dari nol hingga sekitar 2-3 Hz, dan normalnya juga menyediakan data kecepatan kompresional/P-sonic (Sams dan Carter, 2017).

2.9 Pengikatan Data Sumur-Seismik

Proses pengikatan data sumur-seismik secara prinsip adalah membandingkan antara data seismik asli dengan data seismik sintetik hasil konvolusi reflektivitas Bumi dengan *wavelet* seismik. Metode ini sangat berguna untuk menghubungkan gelombang seismik hasil perekaman dengan *litologi* bawah permukaan. Untuk itu, pengikatan data sumur-seismik secara akurat merupakan salah satu langkah kesuksesan interpretasi seismik (de Macedo dkk., 2017).

Secara umum, prosedur melakukan pengikatan data sumur-seismik adalah (White dan Simm, 2003):

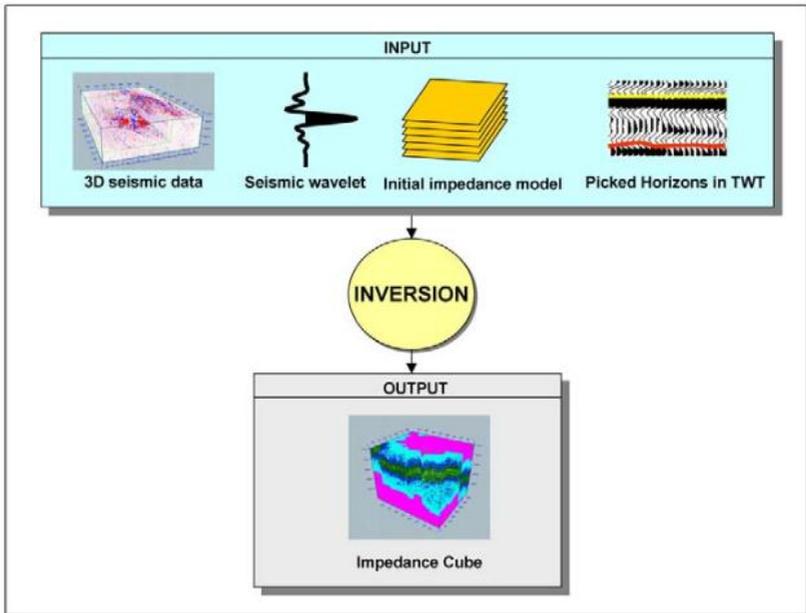
1. Melakukan kalibrasi pada *log sonic* dan densitas.
2. Membentuk seismogram sintetik dari *well-log* yang sudah dikalibrasi, kemudian dipilih deret refleksi yang sesuai. Setelah itu dibentuk deret refleksi dalam *two-way time*.
3. Lakukan perbandingan, dan tentukan *wavelet* yang tepat

2.10 Inversi Seismik *Post-stack*

Inversi seismik yang dilakukan pada data *post-stack* didefinisikan sebagai sebuah proses untuk mengekstraksi informasi impedansi akustik dari data seismik. Pada prinsipnya, diasumsikan bahwa tras seismik dapat dimodelkan dengan menggunakan model konvolusi dan persamaan koefisien refleksi pada arah pantul vertikal. Dalam penerapannya, ada beberapa metode untuk melakukan inversi *post-stack*. Namun, ada tiga kategori umum yang mencakup semuanya: 1) metode rekursif klasik, 2) metode *sparse-spike*, dan 3) metode *model-based* (B. Russell dan Hampson, 1991).

Kebanyakan dari metode inversi seismik adalah berdasar pada perhitungan selisih nilai antara seismik sintetik dan seismik yang sebenarnya. Respon seismik sintetik yang digunakan adalah hasil konvolusi dari wavelet dan reflektivitas bumi, yang merupakan fungsi impedansi akustik. Metode inversi ini juga dinamakan inversi deterministik. Seismik inversi deterministik seperti *sparse spike* atau *model-based* akan menghasilkan beberapa limitasi. Salah satu limitasi itu adalah hilangnya informasi frekuensi rendah karena terbatasnya *bandwidth* dari data seismik asli (Haryanto dkk., 2017).

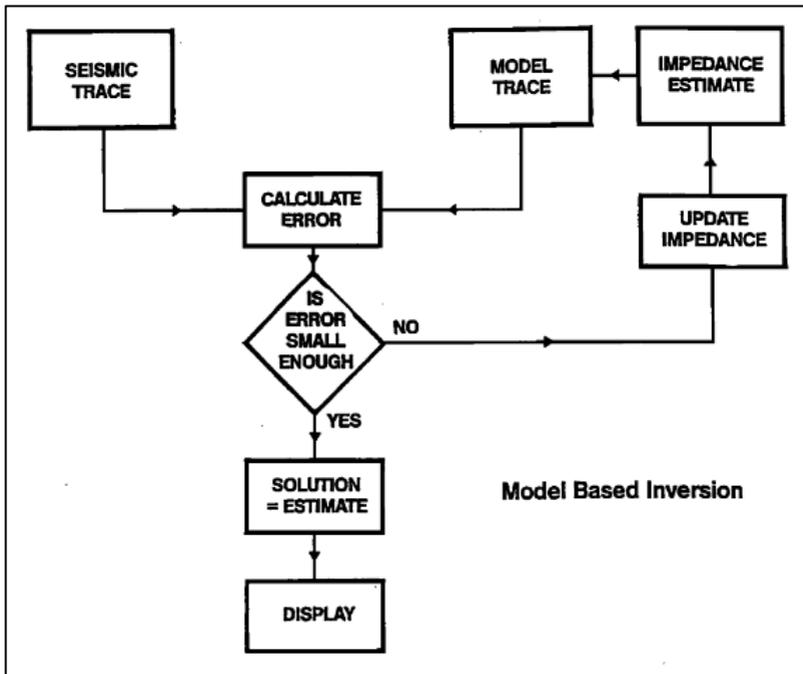
Pada penggunaannya, inversi seismik dapat memperlihatkan distribusi spasial dari sebuah karakteristik fisis dalam lapisan target hingga menentukan *litologinya*. Teknik ini juga dapat memberi indikasi keterdapatn hidrokarbon, serta memprediksi variasi lateral reservoir (Jafari dkk., 2017). Gambar 2.8 menunjukkan contoh masukan pada proses inversi seismik.



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