

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kebutuhan akan minyak dan gas bumi terus meningkat seiring dengan perkembangan teknologi dan mobilisasi manusia, namun sumber daya minyak dan gas tersebut tidak dapat diperbaharui. Salah satu jalan untuk memenuhi kebutuhan akan minyak dan gas bumi dengan *lifting* minyak semaksimal mungkin dari lapangan yg dikelola oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS), dalam hal ini PT. Chevron Pacific Indonesia merupakan salah satu KKKS di Indonesia.

Lapangan “FI” adalah salah satu lapangan eksplorasi yang dikelola oleh PT. Chevron Pacific Indonesia. Formasi Pematang pada lapangan ini memiliki potensi untuk dikembangkan lebih lanjut. Data seismik lapangan “FI” menjadi bahan yang sangat penting dalam pengembangan lapangan ini, namun data seismik saja tidak cukup, diperlukan juga data *log* sumur. Oleh karena itu, data seismik dan data *log* sumur diintegrasikan untuk mengetahui potensi pengembangan Formasi Pematang.

Atribut seismik merupakan salah satu metode yang diterapkan dalam eksplorasi untuk mendapatkan informasi dari data seismik. Atribut seismik berupa amplitudo lebih menunjukkan kontras batas lapisan antara batu pasir dan serpih. Oleh karena itu diperlukan kombinasi dari beberapa atribut seismik dan data lain untuk menemukan potensi hidrokarbon.

Metode multiatribut seismik merupakan pengembangan dari atribut seismik yang menggunakan lebih dari satu atribut seismik untuk mengetahui hubungan antara atribut seismik dengan data *log* sumur dengan mencocokkan keduanya. Dari proses pencocokan tersebut, didapat kombinasi terbaik yang digunakan untuk memprediksi sifat fisis batuan pada data seismik dan sebarannya dengan melakukan pemetaan.

1.2. Rumusan Masalah

Permasalahan yang akan dianalisis pada penelitian ini adalah:

1. Bagaimana cara mengidentifikasi dan memperkirakan karakteristik serta kualitas porositas, densitas, dan *gamma ray* batupasir pada Formasi Pematang di Lapangan “FI” dengan metode multiatribut seismik?
2. Bagaimana pola penyebaran porositas, densitas, dan *gamma ray* pada Formasi Pematang di lapangan “FI” ?

1.3. Batasan Masalah

Pada penelitian ini batasan masalah yang dikaji adalah:

1. Daerah penelitian dibatasi pada “Sand B” di Formasi Pematang.
2. Pembahasan terfokus pada prediksi penyebaran litologi dan porositas.
3. Data log yang digunakan adalah log *gamma ray*, *sonic*, densitas, dan porositas. Sedangkan data seismik yang digunakan adalah data *post stack* seismik 3D yang telah melalui tahap *processing* yang dianggap benar.
4. Metode seismik inversi yang dilakukan tidak untuk diinterpretasi lebih lanjut melainkan hanya menjadi atribut eksternal pada analisis multiatribut.
5. Volume log yang di buat antara lain volume *pseudo* densitas, *pseudo* porositas, dan *pseudo gamma ray*.

1.4. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui penyebaran batuan reservoir dari Formasi Pematang pada lapangan “FI” menggunakan analisis multiatribut seismik.

1.5. Manfaat Penelitian

Dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan informasi mengenai penyebaran porositas, densitas, dan *gamma ray* di daerah yang diteliti, sehingga dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan untuk pengembangan lapangan dan kegiatan eksplorasi selanjutnya.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

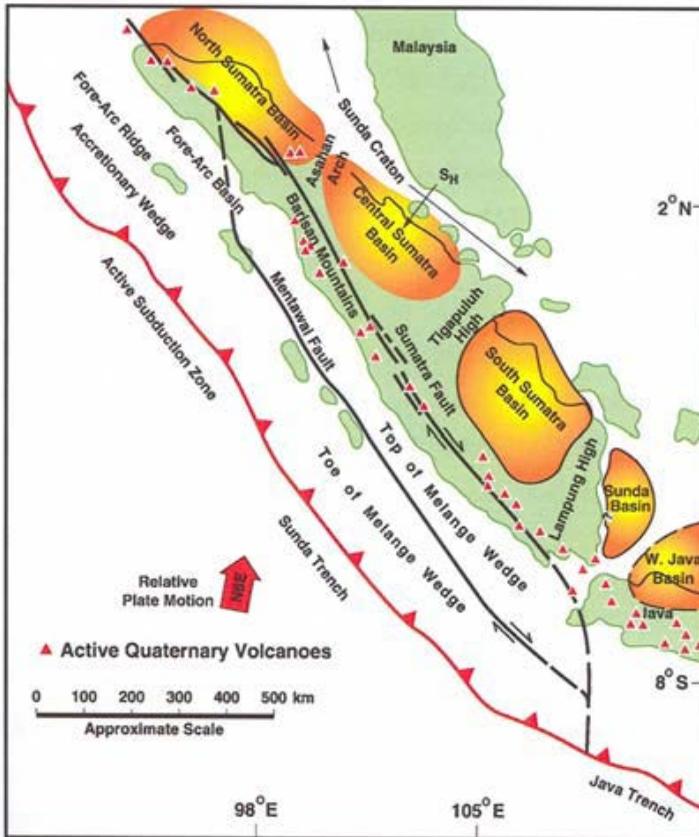
2.1 Geologi Regional

Terdapat tiga cekungan besar di pulau Sumatera yaitu: Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah, dan Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan-cekungan tersebut terjadi akibat tumbukan antara Lempeng Samudera Hindia dan Lempeng Benua Eurasia. Menurut Heidrick dan Aulia (1993), cekungan Sumatra Tengah dibatasi oleh Dataran Tinggi Asahan di sebelah Utara dan Barat Laut, di sebelah Barat dan Barat Daya cekungan terbentuk asimetri dan dibatasi oleh sesar-sesar dan singkapan batuan pratersier yang terangkat sepanjang kawasan kaki Pegunungan bukit Barisan. Tinggian Tigapuluh membatasi disebelah Tenggara, Paparan sunda menjadi batas di bagian timur sedangkan disebelah selatan tidak diketahui dengan jelas (gambar 2.1).

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan terdangkal bila dibandingkan dengan cekungan-cekungan lainnya di Paparan Sunda. Dijelaskan oleh Eubank dan Makki (1981) bahwa beberapa *graben* dari cekungan ini tersusun oleh sedimen dengan ketebalan lebih dari 10.000 kaki. Menurut Mertosono dan Nayoan (1974), Cekungan sumatera Tengah merupakan busur belakang yang berkembang sepanjang tepi Paparan Sunda bagian barat dan selatan. Cekungan Sumatera Tengah terbentuk akibat penunjaman Lempeng Samudra Hindia ke Lempeng Benua Asia. Batuan sedimen yang mengisi Cekungan Sumatera Tengah merupakan sedimen Tersier yang menutupi batuan dasar berumur Pra tersier.

Cekungan Sumatra Tengah terbentuk pada masa Tersier Awal (Eosen – Oligosen) merupakan seri dari struktur *half graben* yang dipisahkan oleh *block horst* yang memanjang berarah Barat Laut-Tenggara. Selanjutnya bentukan setengah *graben* ini diisi oleh sedimen klastik *non-marine* dan sedimen *lacustrine* (danau) dari Formasi Pematang yang memiliki ketebalan lebih dari 2000 kaki. Proses pengangkatan, perlipatan dan pensesaran terjadi terjadi pada Formasi pematang dan diikuti oleh amblasan secara regional yang menjadikan cekungan tersebut berada dalam kondisi transgresi pada Miosen Awal. Bagian Barat Daya merupakan bagian terdalam dan makin melandai ke arah Timur Laut. Hal ini disebabkan karena

adanya patahan-patahan di dasar cekungan yang umumnya berbentuk *half graben* (Mertosono dan Nayoan, 1974).



Gambar 2.1 Peta Lokasi Cekungan Sumatera Tengah (Hedrick dan Aulia, 1993)

2.1.1 Struktur Geologi Cekungan Sumatera Tengah

Struktur geologi regional Cekungan Sumatera Tengah dicirikan oleh blok-blok patahan yang mempunyai orientasi penjajaran Utara–Selatan membentuk rangkaian *horst* dan *graben*. Ada dua pola struktur di Cekungan Sumatera Tengah, yaitu pola-pola yang lebih tua cenderung berarah Utara–Selatan dan pola-pola yang

lebih muda yang berarah Baratlaut–Tenggara (Mertosono dan Nayoan, 1974).

Pada Tektonik Kapur Akhir sampai Tersier Awal (\pm 85-50 Ma) tidak terdapat perubahan struktur kecuali penurunan dasar cekungan (*subsidence*). Hal ini dibuktikan dengan adanya ketidakselarasan di beberapa sumur bagian utara Cekungan Sumatra Tengah. Masa ini merupakan masa aktifnya sesar yang berkembang di Cekungan Sumatra Tengah. Sedangkan pada tektonik Orogenesa Pliosen sampai Pleistosen (\pm 5.2–1.7 Ma) cekungan ini aktif kembali akibat tumbukan Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Eurasia yang membentuk deretan pegunungan Bukit Barisan sebagai hasil akhir proses pengangkatan. Pada masa ini terbentuk sesar Semangko di sepanjang Pulau Sumatra yang memiliki arah hampir sejajar dengan arah lipatan pada cekungan.

Cekungan Sumatra Tengah mempunyai batuan dasar Pra-Tersier yang dangkal sehingga sedimen yang menutupinya sangat mudah dipengaruhi oleh tektonik batuan dasar. Posisi tumbukan yang menyudut antara Lempeng Eurasia dan Lempeng Samudra Hindia di Sumatra menimbulkan sesar geser manganan (*dextral wrenching fault*).

Dengan demikian struktur-struktur yang ada di Cekungan Sumatra Tengah pada umumnya memiliki karakteristik *wrench tectonic* termasuk sesar-sesar yang memiliki *dip* besar seperti *flower structure*. Cekungan ini telah mengalami beberapa fase deformasi yang kompleks dan secara langsung telah mempengaruhi distribusi batuan induk, perkembangan dan pembentukan reservoir serta struktur geologinya. Perkembangan struktur geologi di Cekungan Sumatra Tengah sangat berhubungan dengan pergerakan regional litosfer dan interaksi antara lempeng-lempeng minor yang terdiri dari lempeng Mergui, Malaka dan Mutus.

Bagian timur Bukit Barisan dapat dibagi menjadi beberapa elemen tektonik yang memiliki dua sinklin kecil yaitu sinklin Bengkalis dan sinklin Kecil. Kedua sinklin tersebut dibatasi oleh *Sembilan Uplift* sedangkan *Rokan Uplift* merupakan batuan dasar yang memisahkan dataran pantai (*Coastal Plain*) dengan *Coastal Deep*, *Kubu High* memisahkan *Central Deep* dengan *Baruman Subbasin* ke arah utara. Secara geometri Cekungan Sumatra Tengah berbentuk asimetri dengan bagian terdalam ke arah baratdaya dan

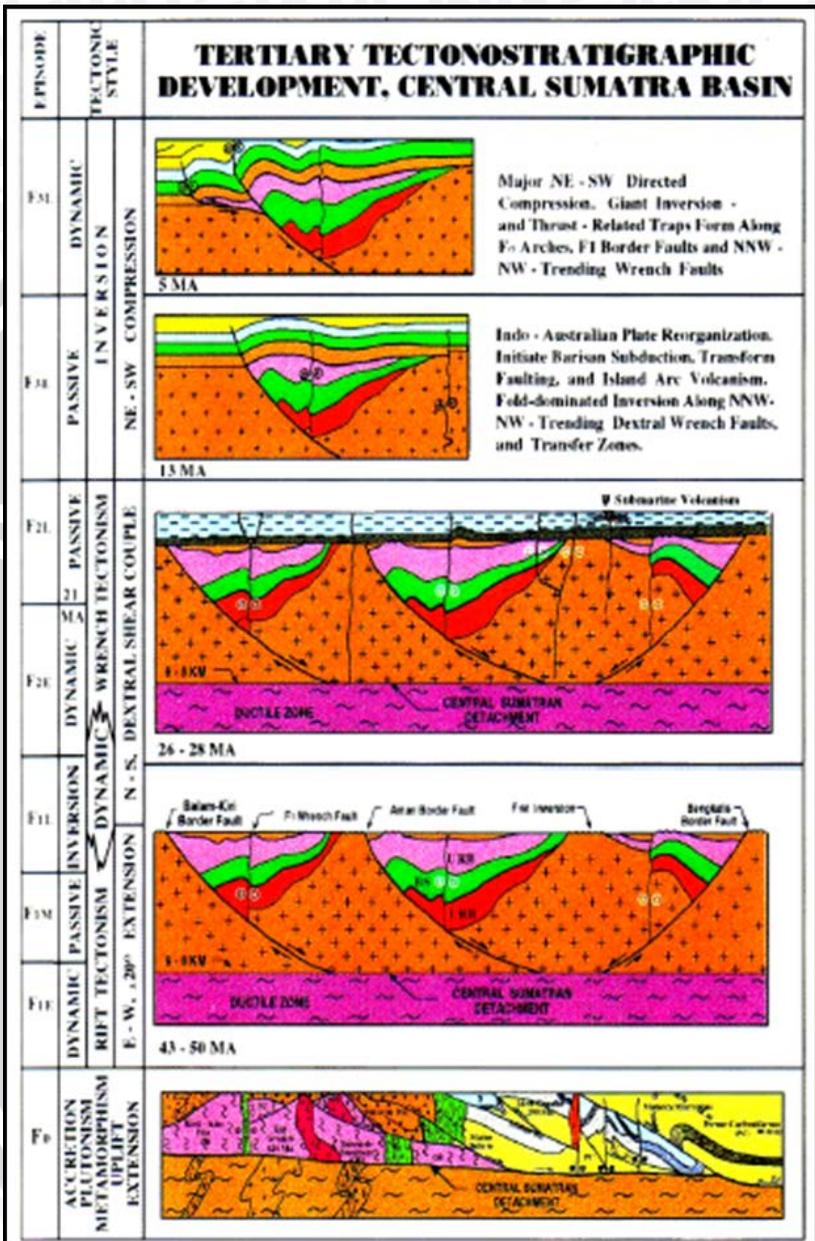
melandai ke arah timurlaut. Adanya pola asimetri merupakan hasil pembentukan patahan-patahan bongkahan dari batuan dasar (*basement*) yang berbentuk *half-graben*.

Proses sedimentasi Cekungan Sumatra Tengah terjadi pada masa Paleogen (± 60 Ma) dan Neogen (± 15 Ma) hingga sekarang. Kebanyakan batuan reservoirnya telah mengalami proses geologi yang kompleks (pengangkatan, lipatan dan patahan). Sedimentasi Cekungan Sumatra Tengah diawali dengan pengisian sedimen klastik darat yang berlangsung pada masa Paleogen diikuti pembentukan Formasi Pematang. Kemudian secara tidak selaras di atasnya diendapkan sedimen fase transgresi berlangsung pada masa Miosen ($\pm 24-5.2$ Ma) yang merupakan sedimen awal membentuk Kelompok Sihapas. Secara keseluruhan formasi ini terletak di bawah Formasi Telisa dengan hubungan menjari. Pada masa Miosen Tengah ($\pm 16.5-10.3$ Ma) di atas Kelompok Sihapas diendapkan Formasi Telisa secara transgresif meluas dan menutupi hampir seluruh cekungan. Akhir pengisian Cekungan Sumatra Tengah ditandai dengan sedimen fase regresif yang berlangsung pada masa Miosen Tengah yang membentuk Formasi Petani. Secara tidak selaras di atasnya diendapkan Formasi Minas / *Alluvium* yang masih berlangsung hingga sekarang.

Sumatera Tengah telah mengalami beberapa fase deformasi yang kompleks dan hal tersebut secara langsung telah mempengaruhi distribusi batuan induk, perkembangan dan pembentukan reservoir dan struktur geologinya. Perkembangan struktur geologi di Cekungan Sumatera Tengah sangat berhubungan dengan pergerakan regional lithosfer dan interaksi antara lempeng-lempeng minor (G.Kempt, dkk, 1997).

Terdapat empat episode tektonik regional yang sangat mempengaruhi pola struktur geologi regional Sumatera Tengah (G.Kempt, dkk. 1997), yaitu:

1. Pergerakan India ke utara (± 45 Ma).
2. Pemekaran Laut Cina Selatan (37–17 Ma) dan pembukaan Laut Andaman (17 Ma).
3. Penujaman lempeng Indo–Australia sepanjang Palung Sunda (13–0 Ma).
4. Tumbukan bagian barat lempeng Australia dengan Palung Sunda–Jawa dan Busur Luar Banda (5 Ma).



Gambar 2.2 Pembentukan episode tektonikstratigrafi tersier Cekungan Sumatera Tengah (G. Kempf, dkk. 1997)

Perkembangan struktur di Cekungan Sumatra Tengah juga dibagi menjadi empat episode tektonik utama yang ditunjukkan oleh gambar 2.2 yaitu :

- a. F 0 : Paleozoikum Akhir – Mesozoikum (*basement*)
- b. F 1 : Eosen – Oligosen (Kelompok Pematang)
- c. F 2 : Miosen Awal – Miosen Tengah (Kelompok Sihapas)
- d. F 3 : Miosen Akhir – sekarang (Formasi Petani & Minas)

a. Episode Tektonik F0 (\pm 250-50 Ma)

Episode ini terjadi pada Akhir Paleozoik sampai Mesozoik. Pada fasa ini diiringi dengan terbentuknya batuan dasar (*basement*) Cekungan Sumatera Tengah. Basement Pre-Tersier di Sumatra Tengah terdiri dari lempeng-lempeng benua dan samudra yang berbentuk mozaik. Struktur tersebut terbentuk ketika lempeng-lempeng minor Mergui, Malaka dan Mutus menjadi satu dan membentuk lempeng benua Sunda yang lebih besar. Lempeng-lempeng minor yang menyusun batuan dasar Sumatra Tengah terdiri dari Lempeng Mergui yang tersusun oleh *graywacke*, Lempeng Malaka yang tersusun oleh kuarsit dan fillit, Lempeng Mutus yang tersusun oleh ofiolit dan metesedimen dan Kelompok Tapanuli yang tersusun oleh argilit, sekis dan *tuff* (Heidrick dan Aulia, 1993).

Orientasi struktur batuan dasar memberikan efek pada lapisan sedimen tersier yang menumpang di atasnya dan mengontrol arah ekstensi dan reaktifasi yang terjadi kemudian. Pola struktur ini disebut episode tektonik F0. Ada 2 struktur utama pada *basement* yaitu pertama kelurusan utara – selatan yang merupakan sesar geser (*transform / wrench tectonic*) yang berumur Karbon (\pm 330 Ma) yang mengalami reaktivasi selama Permo-Trias (\pm 300-200 Ma), Jura (\pm 170 Ma), Kapur (\pm 100 Ma) dan Tersier (\pm 45 Ma). Kedua pada episode F0 struktur yang terjadi mulai dari Paleozoik Akhir (\pm 270 Ma) sampai Mesozoik Akhir (\pm 85 Ma) merupakan suatu multifase. Tinggian-tinggian yang terbentuk pada fase F0 adalah Tinggian Mutiara, Kampar, Napuh, Kubu, Ujung Pandang dan Pinang yang umumnya mempunyai panjang 50 km. Tinggian-tinggian tersebut menjadi batas yang penting dalam pengendapan sedimen selanjutnya. Batuan dasar yang membentuk tinggian tersebut telah mengalami perulangan perlipatan dan pensesaran selama deformasi Paleosen Akhir akibat tektonik inversi.

b. Episode Tektonik F1 ($\pm 45\text{-}26\text{ Ma}$)

Episode tektonik F1 terjadi pada Eosen hingga Oligosen. Tektonik ini terjadi akibat tumbukan Lempeng Hindia terhadap Lempeng Eurasia yang berlangsung pada kala Eosen–Oligosen. Proses tersebut membentuk suatu sistem rekahan *transtensional* (translasi dan ekstensi) yang memanjang ke arah selatan mulai dari Cina bagian selatan ke Thailand dan Malaysia hingga Sumatra dan Kalimantan Selatan (Heidrick & Aulia, 1993).

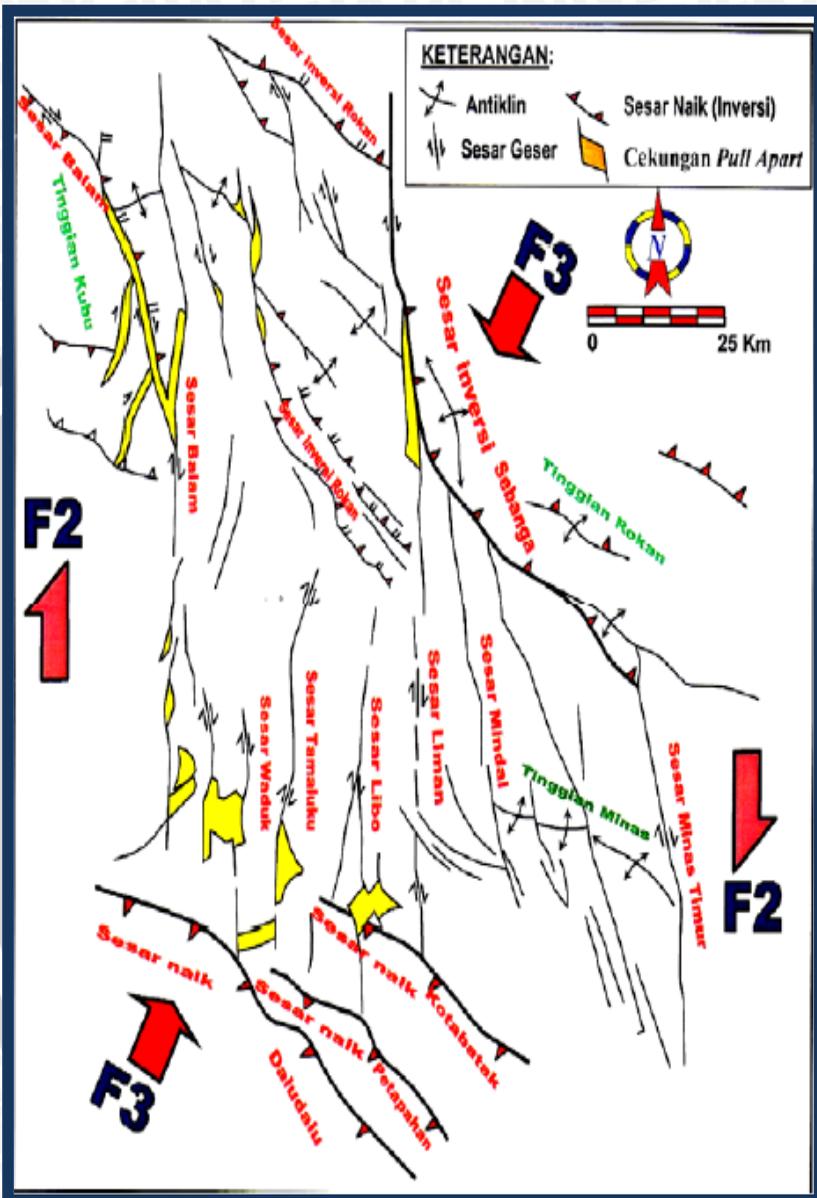
Perekahan ini menyebabkan terbentuknya serangkaian struktur *half-graben* di Cekungan Sumatra Tengah. *Half-graben* tersebut selanjutnya menjadi tempat diendapkannya sedimen-sedimen dari Kelompok Pematang. Pada akhir episode tektonik F1 terjadi pembalikan struktur yang lemah, denudasi dan pembentukan morfologi yang hampir rata. Hasil dari erosi tersebut berupa paleosol yang diendapkan di atas Formasi *Upper Red Bed*.

c. Episode Tektonik F2 ($\pm 26\text{-}13\text{ Ma}$)

Pada awal episode ini terbentuk sesar geser kanan (*dextral*) yang berarah utara–selatan, terjadi fase amblesan (*sag phase*) dan pembentukan *transtensional fracture zone*. Pada episode ini Cekungan Sumatra Tengah secara umum mengalami transgresi dan pengendapan sedimen-sedimen dari Kelompok Sihapas termasuk Formasi Telisa.

d. Episode tektonik F3 ($\pm 13 - 0\text{ Ma}$)

Episode tektonik F3 terjadi pada Akhir Miosen hingga Resent yang dinamakan dengan fasa kompresi. Gejala tektonik F3 bersamaan dengan *sea floor spreading* Laut Andaman, pengangkatan regional, terbentuknya jalur pegunungan vulkanik, *right lateral strike slip* sepanjang Bukit Barisan dengan arah $N 35^\circ W \pm 10^\circ$ dan kompresi sepanjang Cekungan Sumatera Utara dan Tengah dengan arah gaya NE–SW. Pada fasa ini terbentuk ketidakselarasan regional dan diendapkan Formasi Minas di atas Formasi Petani yang tidak selaras di atas Kelompok Sihapas. Perkembangan struktur geologi pada fase F2 dan F3 dapat ditunjukkan oleh gambar 2.3



Gambar 2.3 Kerangka struktur geologi yang berkembang pada fasa F2 (wrench fault) dan fasa F3 (inversion structure) di Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Turlington, 1996)

Bentuk struktur Cekungan Sumatra Tengah dihasilkan oleh 3 fase tektonik utama yang terpisah yaitu Orogenesa Mesozoikum Tengah ($\pm 200-80$ Ma), Tektonik Kapur Akhir-Tersier Awal ($\pm 85-50$ Ma) dan Orogenesa Pliosen-Pleistosen ($\pm 5.2-1.7$ Ma). Orogenesa Mesozoikum Tengah merupakan penyebab utama termalihkannya endapan-endapan serta terjadi pelipatan, sesar naik, sesar geser dan sesar bongkah. Sesar bongkah menyebabkan terjadinya daerah-daerah rendah (*graben*) yang kemudian secara kontinyu terisi endapan klastik. Endapan-endapan tersebut terlipat dan tersesarkan menjadi blok struktural berukuran besar yang selanjutnya diintrusi oleh batolit-batolit granit. Lajur-lajur batuan metamorf ini tersusun oleh strata dengan litologi yang berbeda, baik tingkat metamorfisme maupun intensitas deformasinya (De Coster, 1974).

2.1.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah

Sejarah geologi di Sumatera Tengah sangat dipengaruhi oleh sejarah tektoniknya. Oleh karena itu pembahasan mengenai stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah akan diletakkan dalam kerangka tektonostratigrafi. Secara umum stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari batuan dasar hingga batuan termuda, dapat dikelompokkan sebagai berikut :

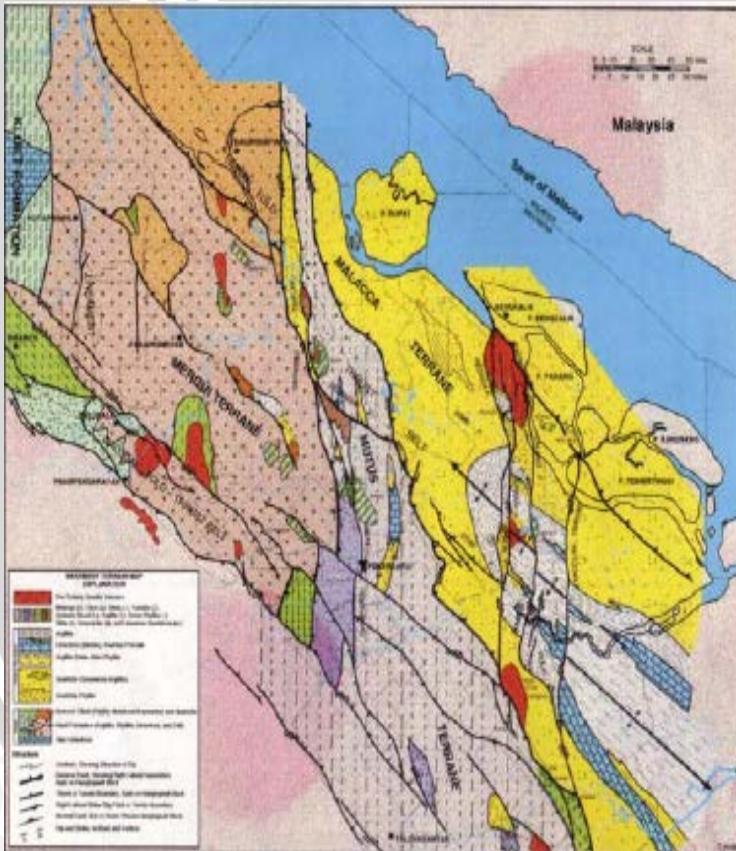
2.1.2.1 Batuan dasar (*Basement*)

Batuan dasar berumur Pra-Tersier ini berfungsi sebagai landasan (lapisan kerak) Cekungan Sumatra Tengah (gambar 2.4) yang dibagi 4 kelompok utama (Heidrick dan Turlington, 1996) yaitu

1. *Mallaca Terrane* atau *Quartzite Terrane* terdiri dari kuarsit, batugamping kristalin, sekis dan *shale* yang berumur Paleozoikum (± 270 Ma). Kelompok ini dijumpai pada *coastal plain* pada bagian timurlaut. Penyebaran kuarsit ini relatif luas.
2. *Mutus Assemblage* yang berumur Trias-Jura ($\pm 200-170$ Ma) merupakan zona suture yang memisahkan antara *Quartzite Terrane* dan *Graywacke Terrane*. Kelompok Mutus terletak di sebelah baratdaya dari *coastal plain* yang terdiri dari batu

rijang radiolaria, meta-argillit, serpih merah, lapisan tipis batugamping dan batuan beku basalt.

3. *Graywacke Terrane* atau *Mergui* terletak di baratdaya dan bagian barat dari Kelompok Mutus yang tersusun oleh *graywacke*, *pebbly-mudstone* dan kuarsit.
4. *Tapanuli Group* terdiri dari litologi yang didominasi oleh *marine slate*, *metasandstone* dan filit yang terendapkan di atas sekuen batugamping yang berumur Karbon Awal – Devon (\pm 400-300 Ma) dan merupakan salah satu batuan tertua di Sumatera.



Gambar 2.4 Penyebaran batuan dasar (basement) Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

2.1.2.2 Kelompok Pematang

Kelompok ini merupakan sedimen tertua yang diendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar. Pada formasi ini tidak ditemukan fosil, hal ini menunjukkan bahwa Formasi Pematang diendapkan tidak pada lingkungan laut (*marine*) melainkan di darat (*land*) dan di lingkungan pengendapan yang kompleks yaitu *fluvio-lacustrine paludal* yang kaya dengan bahan organik sehingga serpih organik dari Formasi Pematang ini merupakan batuan induk (*source rock*) bagi hidrokarbon yang berada di Cekungan Sumatra Tengah.

Kelompok Pematang tersusun oleh:

a. Formasi *Lower Red Bed*

Formasi *Lower Red Bed* terdiri dari batu lempung, batu pasir, batu lanau, dan konglomerat yang diendapkan pada lingkungan dataran dan kipas alluvial yang secara lateral berubah menjadi lingkungan fluvial, lakustrin, dan delta. Bagian bawah dari formasi ini beberapa cekungan yang dalam dapat mencapai ketebalan 3000 meter. Batu pasir di formasi ini mempunyai kualitas yang jelek sebagai reservoir karena masih sangat dekat dengan sumbernya.

b. Formasi *Brown Shale*

Formasi *Brown Shale* sesuai dengan namanya terdiri dari *shale* yang berwarna coklat dan diendapkan pada lingkungan danau dalam sampai dangkal dan merupakan batuan induk. Pembentukan batuan induk yang bagus pada formasi ini disebabkan oleh beberapa faktor, yaitu tidak adanya tinggian yang berarti di sepanjang sesar yang membatasi cekungan, penurunan dasar cekungan lebih cepat daripada pengendapan menyebabkan lingkungan danau menjadi lebih dalam, sesar yang berfungsi sebagai batas cekungan mempunyai *dip* yang landai sampai sedang dan pada saat *Brown Shale* diendapkan pada kondisi tektonik yang tidak aktif. Selain lempung, di formasi ini juga terdapat endapan-endapan kipas delta.

c. Formasi *Upper Red Bed*

Formasi *Upper Red Bed* diendapkan pada tahap akhir inversi minor dalam lingkungan transisi yang berubah cepat menjadi lingkungan lakustrin dalam yang diselingi oleh lakustrin dangkal. Peningkatan kecepatan sedimentasi dan suplai klastika menyebabkan cekungan menjadi penuh dan lingkungan berubah menjadi fluvial dan alluvial. Litologi penyusun formasi ini berupa batupasir, konglomerat dan *shale* berwarna merah-hijau.

2.1.2.3 Kelompok Sihapas

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang dan proses sedimentasinya bersifat transgresif, terdiri dari batupasir dengan sisipan serpih, lapisan batugamping setempat-setempat pada bagian bawah dan serpih pada bagian atas perlapisan. Kelompok Sihapas memiliki porositas dan permeabilitas tinggi dan merupakan reservoir yang baik. Ketebalan maksimum mencapai 3.300 kaki yang merupakan angka ekonomis sebagai suatu reservoir di Cekungan Sumatera Tengah (Mertosono dan Nayoan, 1974). Unit-unit sedimennya merupakan sekuen transgresi hasil perubahan dari lingkungan darat menjadi *fluvio-deltaic*. Kelompok Sihapas dibagi ke dalam 4 formasi yang berurutan dari tua ke muda sebagai berikut:

a. Formasi Menggala

Formasi Menggala berumur Miosen Bawah yang merupakan bagian penyusun paling bawah Kelompok Sihapas yang berhubungan tidak selaras bersudut di atas Formasi Pematang dan ditutupi secara selaras oleh Formasi Bangko yang ada di atasnya. Litologi berupa batupasir konglomeratan yang berselingan dengan batupasir halus – sedang. Formasi ini diendapkan di lingkungan *fluvial channel* dan memiliki ketebalan sekitar 1800 *feet* (Yarmanto dkk., 1996). Formasi Menggala merupakan kombinasi antara sedimen fluvial *non marine* dan *braided stream* klastik yang tergradasi ke arah *marine* (Dowson, dkk., 1997). Batas atas formasi ini terdapat deposisi regional dari permukaan erosi transgresif *cleaning up* oleh air laut, hal ini yang menjadikan Formasi Menggala sebagai reservoir batupasir yang bagus.

b. Formasi Bangko

Formasi Bangko berada di atas Formasi Menggala dan keduanya berhubungan secara selaras. Litologi berupa serpih abu-abu gampingan berselang-seling dengan batupasir halus – sedang dan berubah secara lateral menjadi batu gamping pada daerah yang sedikit menerima suplai material klastik. Formasi ini diendapkan di lingkungan laut terbuka (*open marine shelf*) sampai *delta plain* pada Miosen Bawah (N5) dan memiliki ketebalan sekitar 300 *feet* (Yarmanto dkk., 1996). Formasi Bangko berfungsi sebagai batuan tudung (*seal*) bagi batupasir yang ada di bawahnya. Batupasir dalam Formasi Bangko juga merupakan reservoir yang bernilai dan telah

diproduksi di Lapangan Petani, Bangko, Menggala dan Pinang. Adanya perubahan lingkungan laut menyebabkan pengendapan foraminifera yang berfungsi sebagai petunjuk umur formasi ini yaitu Miosen Bawah.

c. Formasi Bekasap

Formasi Bekasap menutupi secara selaras Formasi Bangko dan terletak di bawah Formasi Duri. Litologi berupa batupasir halus – sedang, masif dan berselingan dengan serpih tipis, kadang-kadang dijumpai fragmen batubara dan lapisan tipis batugamping. Formasi ini diendapkan di lingkungan *estuarine* dan delta yang dipengaruhi oleh *tidal* pada Miosen Bawah diketahui dari kandungan foraminifera dan memiliki ketebalan sekitar 1300 *feet* (Yarmanto dkk., 1996).

d. Formasi Duri

Formasi Duri merupakan satuan penyusun paling atas dari Kelompok Sihapas dan formasi ini menutup secara selaras Formasi Bekasap. Litologi terdiri dari selang-seling batupasir halus sampai sedang dengan serpih yang secara lateral menjadi batulempung laut dalam Formasi Telisa. Formasi ini diendapkan pada Miosen Bawah (zonasi foraminifera) di lingkungan pengendapan *barrier bar complexes* dan *prodelta self* serta memiliki ketebalan mencapai 900 *feet* (Yarmanto dkk., 1996).

2.1.2.4 Formasi Telisa

Formasi Telisa mempunyai hubungan menjari secara lateral dengan Formasi Bekasap di sebelah baratdaya dan dengan Formasi Duri di sebelah timurlaut. Litologi didominasi oleh serpih dengan selang-seling batulanau glaukonitik dan batupasir sangat halus *lenses* batugamping di beberapa tempat menunjukkan kondisi lingkungan laut terbuka yang menunjukkan periode penggenangan maksimum laut di Sumatra Tengah. Formasi ini diendapkan pada Miosen Bawah hingga Miosen Tengah di lingkungan pengendapan mulai dari *outter neritic* sampai *non marine* dan memiliki ketebalan mencapai 1600 *feet* (Yarmanto dkk., 1996). Formasi Telisa merupakan batuan penutup regional bagi Kelompok Sihapas.

2.1.2.5 Formasi Petani

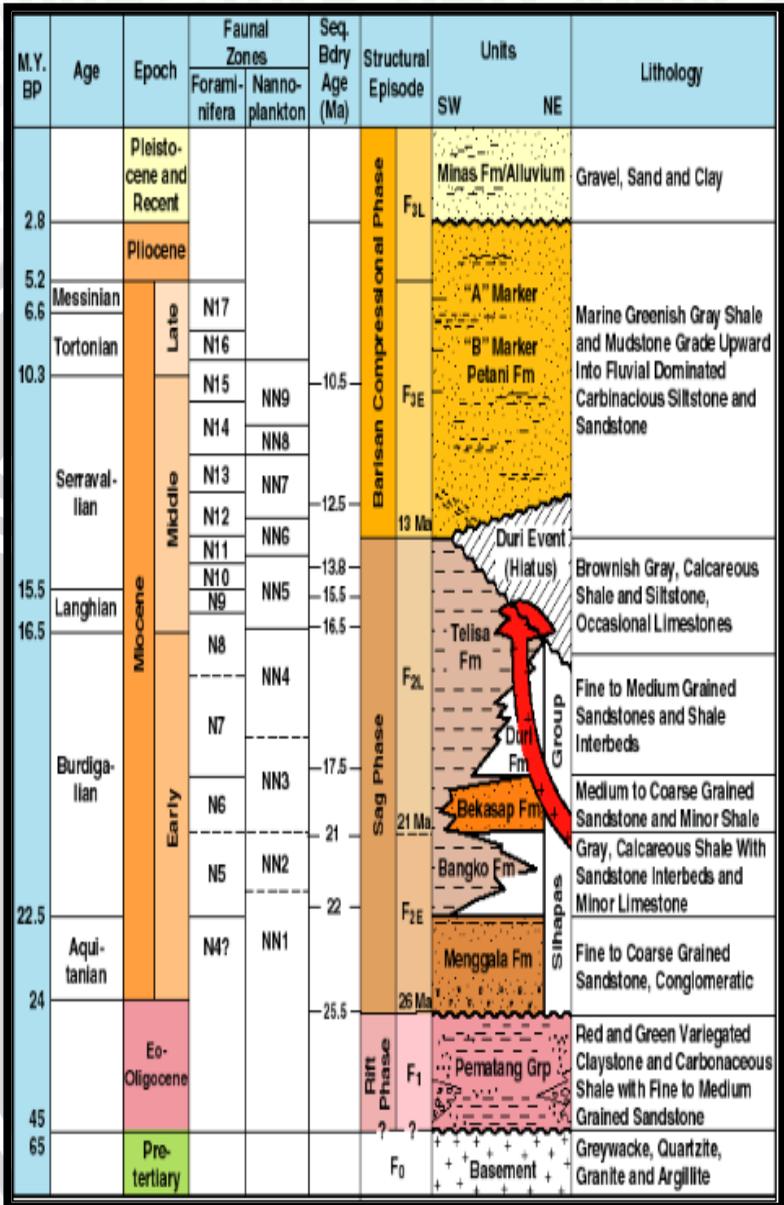
Formasi Petani diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa dan menggambarkan fase regresif dari siklus pengendapan Tersier Cekungan Sumatra Tengah. Formasi ini diendapkan mulai dari lingkungan laut dangkal, pantai, ke atas sampai lingkungan delta yang menunjukkan regresi air laut. Litologi dicirikan oleh serpih abu-abu kehijauan dengan sisipan batupasir, batulanau, batugamping yang dijumpai pada bagian bawah dan batubara banyak dijumpai pada bagian atas saat pengaruh laut berkurang. Batupasir mempunyai komposisi dominan kuarsa, berbutir halus sampai kasar, umumnya tipis-tipis, mengandung sedikit lempung dan secara umum mengkasar ke atas.

Lingkungan pengendapannya diawali dengan fasies laut dalam yang kaya dengan organik dan bergradasi menjadi endapan darat yang tidak mengandung organik. Pengendapannya ditandai oleh *Duri Event* yaitu periode nondeposisi karena adanya tektonik besar pada Miosen Tengah. Formasi ini diendapkan pada Miosen Tengah hingga Pliosen Bawah dan memiliki ketebalan mencapai 6000 *feet* (Yarmanto dkk., 1996). Penentuan umur pada formasi ini terkadang membingungkan karena tidak adanya fosil laut. Hidrokarbon yang terdapat pada formasi ini tidak komersil.

2.1.2.6 Formasi Minas

Formasi Minas merupakan endapan Kwartir dan *Alluvium Recent* yang diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Litologi dicirikan oleh lapisan-lapisan tipis konglomerat, pasir kuarsa, pasir lepas, kerikil dan lempung yang merupakan endapan fluvial sampai darat. Batuan yang terbentuk umumnya belum terkompaksi dengan baik sehingga masih bersifat lepas-lepas. Pengendapannya sudah dimulai sejak Pleistosen dan terus berlangsung hingga saat ini. Pengendapan yang terus berlanjut sampai sekarang menghasilkan endapan aluvial yang berupa campuran kerikil, pasir dan lempung. Menurut Yarmanto dkk. (1996) lingkungan pengendapannya adalah fluvial hingga pantai.

Stratigrafi cekungan Sumatra Tengah dapat ditunjukkan seperti pada gambar 2.5



Gambar 2.5 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

2.1.3 Petroleum Sistem Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah menjadi sangat menarik karena di dalamnya terkandung potensi minyak bumi yang sangat besar. Hal ini dimungkinkan karena cekungan tersebut memiliki syarat-syarat yang cukup untuk menghasilkan minyak bumi, yaitu batuan induk (*source rock*), reservoir (*reservoir rock*), batuan tudung (*cap rock*), dan jebakan/perangkap (*trap*).

2.1.3.1 Batuan induk (*Source rock*)

Batuan induk (*source rock*) sebagian besar minyak dan gas bumi di Cekungan Sumatra Tengah dihasilkan oleh serpih kaya organik dari Formasi *Brown Shale*, *Kelompok Pematang* pada lingkungan lakustrin selama Eosen – Oligosen ($\pm 26-13$ Ma). Selain itu juga serpih laut Formasi Telisa yang terendapkan pada Miosen Awal – Miosen Tengah berperan sebagai batuan induk di Lapangan Minas, Sumatra Tengah.

2.1.3.2 Reservoir

Batuan reservoir (*reservoir rock*) pada cekungan ini hampir 85 % diproduksi oleh Kelompok Sihapas pada Miosen Awal – Miosen Tengah yaitu Formasi Menggala, Formasi Bekasap dan Formasi Duri. Produksi yang terbesar berada pada Formasi Menggala yaitu terdiri batupasir berukuran sedang-kasar. Formasi Menggala terendapkan dalam lingkungan fluvial sehingga berkembang tubuh-tubuh batupasir berupa *channel* dan *bar*. Pengendapan pada lingkungan fluvial mengakibatkan adanya ketidakmenerusan distribusi batupasir pada lapangan ini. *Seal* dari reservoir Formasi Menggala adalah Formasi Bangko dan *seal* dari reservoir Formasi Bekasap dan Duri adalah Formasi Telisa (Heidrick dan Aulia, 1993).

2.1.3.3 Perangkap (*Trap*)

Perangkap (*trap*) yang terdapat pada Formasi Menggala berupa sesar (*fault*) dan antiklin. *Fault* berfungsi sebagai jalan atau salah satu cara berpindahnya (migrasi) hidrokarbon yang telah matang dari *source rock* menuju ke *reservoir rock* dan *fault seal* (berfungsi sebagai *sealing / cap rock*) yaitu *fault* yang menyebabkan

peralipasan bergeser satu dengan yang lainnya sehingga lapisan yang *porous* bertemu dengan lapisan *seal*. Hal ini menyebabkan hidrokarbon dapat terakumulasi dan terjebak di dalamnya. Sedangkan struktur antiklin yang terbentuk merupakan tempat tersimpannya hidrokarbon sesuai dengan densitas terendapkan dari bawah ke atas dari densitas berat ke densitas yang lebih ringan yaitu air, minyak dan gas. Struktur antiklin dengan arah *strike* barat laut ini merupakan *trap* reservoir produktif pada Formasi Menggala. Lapangan ini terpotong oleh zona sesar berarah barat laut – tenggara. Sesar ini memiliki *dip* hampir tegak dengan pergerakan turun.

Jenis perangkap hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Tengah umumnya merupakan perangkap struktur. Jenis perangkap struktur pada cekungan ini dapat dibedakan menjadi 3 jenis yaitu :

- a. Antiklin relief tinggi sampai sedang hasil proses F3 pada Miosen Tengah yang berarah N 10 – 25° W.
- b. Lipatan-lipatan antiklin relief tinggi yang berjajar di sepanjang *restraining fault bend* F3 yang terbentuk pada Miosen Tengah.
- c. Struktur *pop up* relief rendah F2 / F3 yang terbentuk pada Miosen Awal dan Miosen Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).

Menurut Heidrick dan Aulia (1993) sesar mendatar dekstral berarah utara-selatan di Cekungan Sumatra Tengah dapat membentuk struktur *pop up* (antiklin) pada sesar-sesar yang membelok ke kiri (*left stepping*). Struktur *pop up* tersebut berperan sebagai jebakan hidrokarbon.

2.1.3.4 Migrasi

Berpindahnya minyak dari *source rock* ke *reservoir rock* (migrasi) yang jauh mengakibatkan hidrokarbon mencapai reservoir pada formasi yang letaknya tinggi yaitu Formasi Menggala dan Formasi Bekasap. Migrasi ini dapat terjadi karena adanya perbedaan densitas. Densitas minyak yang lebih kecil menyebabkan minyak tersebut bergerak ke atas. Selain itu didukung oleh adanya *trap* berupa sesar sebagai jalan untuk minyak bermigrasi.

2.1.3.5 Batuan Tudung (Cap Rock)

Batuan tudung (cap rock) yang utama berasal dari Formasi Telisa terbentuk pada awal Miosen. Semua akumulasi minyak di Cekungan Sumatra Tengah mempunyai batuan tudung dan sekat dari Formasi Telisa. Batuan *Brown Shale* juga ditemukan sebagai tudung dan penyekat reservoir yang baik pada bagian lebih bawah Palung Pematang dengan penyebaran yang tidak begitu luas. Formasi *Red Bed* ini mengandung batulempung merah yang merupakan endapan tanah purba.

2.2 Gelombang Seismik

Gelombang seismik merupakan gelombang mekanik yang disebut juga dengan gelombang elastis karena osilasi partikel-partikel medium sehingga terjadi interaksi antara gaya gangguan melawan gaya elastik. Interaksi ini akan menghasilkan gelombang longitudinal, gelombang transversal maupun keduanya. Apabila hanya terdapat gelombang longitudinal, maka gelombang seismik ini disebut gelombang akustik.

Sumber gelombang seismik berasal dari gempa bumi alam yang dapat berupa gempa vulkanik dan tektonik. Sumber gelombang seismik buatan seperti dinamis, *air gun*, *water gun*, maupun vibroseis (Munadi, 2000).

2.2.1 Tipe Gelombang Seismik

Berdasarkan cara perambatannya gelombang seismik dibedakan atas dua tipe yaitu (Munadi, 2000):

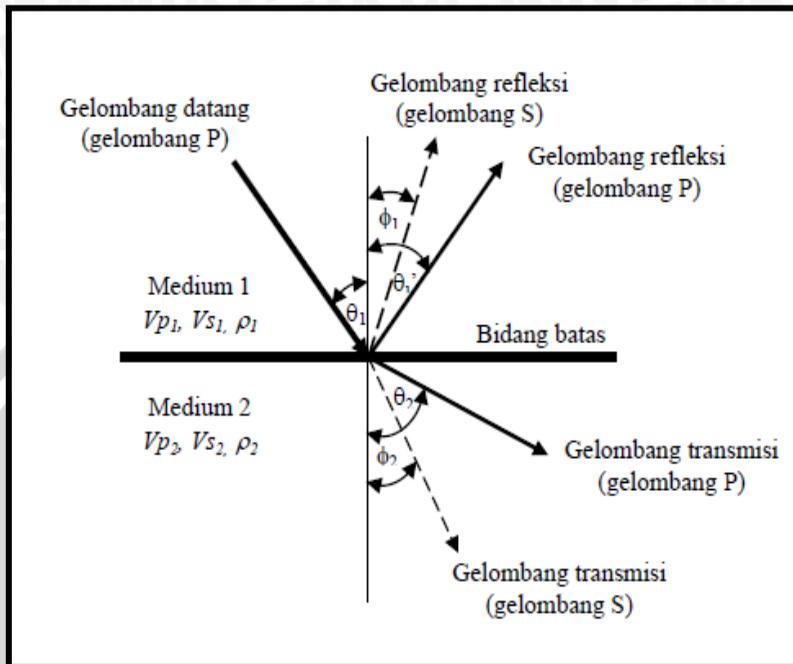
1. Gelombang longitudinal, yaitu gelombang yang arah getarnya searah dengan arah penjararannya. Gelombang ini disebut juga gelombang kompresi atau gelombang P (pressure wave).
2. Gelombang transversal, yaitu gelombang yang arah rambatnya tegak lurus dengan arah penjararannya, disebut juga gelombang S (shear wave).

2.2.2 Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode geofisika yang secara luas banyak digunakan dalam kegiatan eksplorasi hidrokarbon. Energi gelombang yang menjalar ke dalam bumi tersebut akan diserap dalam 3 bentuk yaitu: divergensi *spherical* (penyebaran bola), dimana kekuatan gelombang menurun sebanding dengan jarak akibat adanya bentangan geometris, absorpsi, dimana energi berkurang karena terserap oleh massa batuan, refleksi (terpantulkan), merupakan dasar penggunaan metode seismik refleksi ini (Neidell, 1985).

Metode seismik refleksi memanfaatkan gelombang pantul (refleksi) dari lapisan bawah permukaan. Pada dasarnya dilakukan dengan cara mengirimkan sinyal gelombang ke dalam bumi, kemudian sinyal tersebut akan dipantulkan oleh batas antara dua lapisan yang mempunyai kontras impedansi, dan selanjutnya sinyal pantulan ditangkap oleh *receiver* di permukaan. Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu datang (*travel time*), amplitudo gelombang, frekuensi dan fase gelombang. Waktu datang gelombang pantul akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang (*velocity*).

Penjalaran gelombang seismik ini mengikuti hukum Snellius dimana gelombang datang dipantulkan dan ditransmisikan jika melewati reflektor. Hukum Snellius ini, seperti ditunjukkan oleh gambar 2.6, menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Jika gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda akan menimbulkan gelombang refleksi dan refraksi. Sebagian energi akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan diteruskan sebagai gelombang P dan gelombang S (Sukmono, 2000).



Gambar 2.6 Refleksi dan transmisi gelombang P untuk sudut datang tidak sama dengan nol (Sukmono, 1999)

Lintasan gelombang pada gambar di atas menunjukkan penjalaran gelombang pada Hukum Snellius:

$$\frac{\sin \theta_1}{v_{P1}} = \frac{\sin \theta_1'}{v_{P1}} = \frac{\sin \theta_2}{v_{P2}} = \frac{\sin \phi_1}{v_{S1}} = \frac{\sin \phi_2}{v_{S2}} = p \quad (2.1)$$

Dimana:

θ_1 = Sudut datang gelombang P ϕ_1 = Sudut pantul gelombang S

θ_1' = Sudut Pantul Gelombang P ϕ_2 = Sudut bias gelombang S

θ_2 = Sudut bias gelombang P p = Parameter gelombang

v_{P1} = Kecepatan gelombang P pada medium pertama

v_{P2} = Kecepatan gelombang P pada medium kedua

v_{S1} = Kecepatan gelombang S pada medium pertama

v_{S2} = Kecepatan gelombang S pada medium kedua

(Sukmono, 1999)

Kecepatan merupakan kuantitas vektor yang menunjukkan perubahan perpindahan posisi terhadap waktu. Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik yang selalu digunakan yaitu kecepatan gelombang P dan gelombang S.

Gelombang yang merambat di bawah permukaan adalah gelombang P (*Pressure wave*) dan gelombang S (*Shear wave*). Gelombang S tidak merambat dalam zat cair dan besarnya kecepatan tergantung pada sifat elastik batuan.

Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik yang berperan penting dalam interpretasi data seismik, yaitu kecepatan gelombang P (gelombang kompresi) dan gelombang S (gelombang geser). Persamaan kedua gelombang ini dapat ditulis dalam persamaan 2.2 berikut :

$$v = \sqrt{\frac{M}{\rho}} \quad (2.2)$$

Dengan :

M = modulus elastik

ρ = densitas.

Kecepatan gelombang P dapat diterangkan sebagai fungsi dari sifat elastik seperti dalam persamaan 2.3 berikut:

$$v_p = \sqrt{\frac{K + \frac{3}{4}\mu}{\rho}} \quad (2.3)$$

Dengan :

v_p = kecepatan gelombang P (m/s)

K = modulus Bulk

μ = modulus geser

ρ = densitas.

Kecepatan gelombang S dapat ditulis :

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.4)$$

Dari persamaan 2.3 dan persamaan 2.4 dapat disusun kembali hubungan antara v_p dan v_s sebagai berikut :

$$v_p = v_s \sqrt{K + \frac{4}{3}} \quad (2.5)$$

Rasio vp/vs mengandung informasi tentang litologi, fasies, kandungan pori (terutama kehadiran gas) dan sifat mekaniknya (Sukmono, 1999).

Parameter yang paling dekat hubungannya dengan litologi adalah amplitudo, kontinuitas, frekuensi refleksi dan polaritas.

a. Amplitudo

Amplitudo menggambarkan puncak (peak) atau palung (trough) refleksi yang besarnya tergantung pada koefisien refleksi. Perubahan vertikal amplitudo digunakan untuk membantu identifikasi ketidakselarasan. Perubahan lateral amplitudo digunakan untuk membantu identifikasi perubahan fasies seismik.

b. Kontinuitas

Mencerminkan konsistensi kemenerusan lateral refleksi. Refleksi yang kontinyu mempunyai karakter yang menerus sepanjang lintasan.

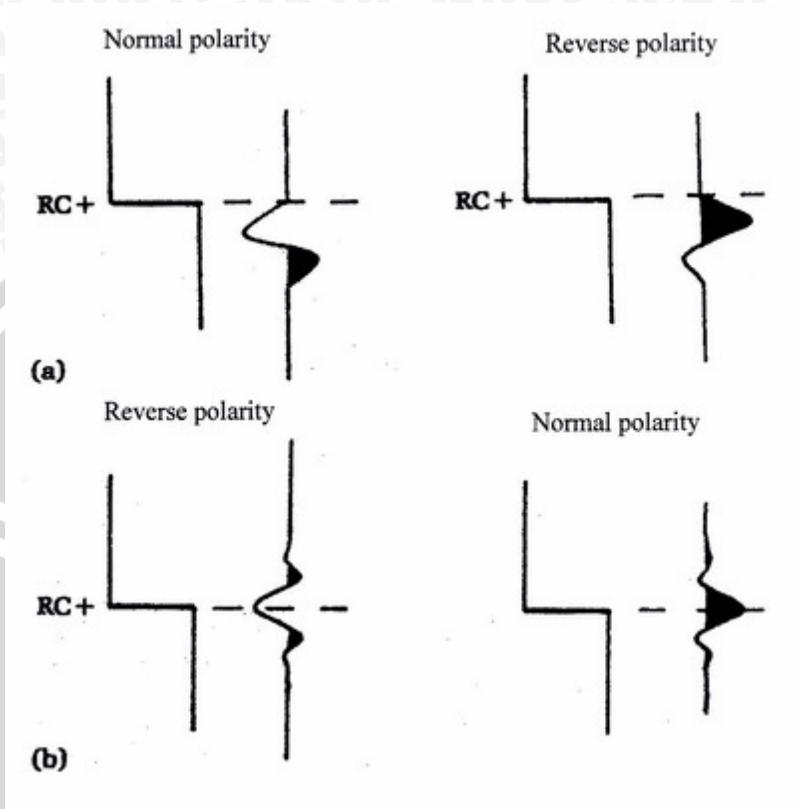
c. Frekuensi refleksi

Frekuensi refleksi adalah banyaknya frekuensi per satuan waktu. Karakterer frekuensi digunakan untuk memandu korelasi. Perubahan vertikal frekuensi refleksi dapat digunakan untuk mendeteksi batas antar sekuen pengendapan. Perubahan lateral frekuensi refleksi dapat digunakan untuk melihat perubahan lateral yang digunakan untuk menduga perubahan fasies.

d. Polaritas

Penentuan jenis polaritas sangat penting dalam *well-seismic tie*. Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik, seperti yang ditunjukkan oleh gambar 2.7. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofons atau pergerakan awal ke atas pada geofon.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negative pada tape, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.



Gambar 2.7 Polaritas normal dan terbalik menurut SEG.
 (a) *minimum phase*. (b) *zero phase*. (Badley, 1985)

Berdasarkan konvensi SEG ini, polaritas seismik dapat dihubungkan dengan nilai impedansi akustik (IA) dari lapisan-lapisan batuan sebagai berikut:

1. Batas refleksi berupa lembah (trough) pada penampang seismik jika impedansi akustik lapisan bawah > impedansi akustik lapisan di atasnya.
2. Batas refleksi berupa puncak (peak) pada penampang seismik jika impedansi akustik lapisan bawah < impedansi akustik lapisan di atasnya.

2.2.3 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah Impedansi Akustik (IA) yang merupakan hasil kali antara densitas (ρ) dan kecepatan (v). Nilai impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator perubahan litologi, porositas, kekerasan dan kandungan fluida. Secara matematis, impedansi akustik dapat ditunjukkan oleh persamaan 2.2 berikut:

$$IA = \rho v \quad (2.6)$$

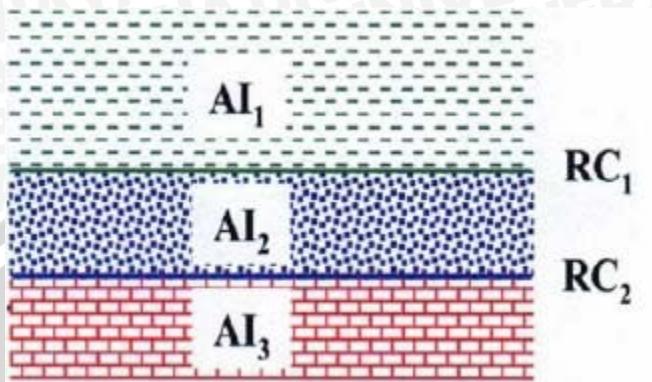
dimana : IA = Impedansi Akustik (m/s. g/cm³)
 ρ = densitas (g/cm³)
 v = kecepatan (m/s)

Harga impedansi akustik lebih dikontrol oleh kecepatan gelombang seismik pada batuan karena orde nilai kecepatan lebih besar dibandingkan dengan orde nilai densitas. Kecepatan akan meningkat dengan bertambahnya kedalaman karena efek kompaksi, sedangkan frekuensi akan berkurang akibat adanya efek atenuasi. Efek ini akan menyebabkan gelombang mengalami penurunan amplitudo ataupun perubahan frekuensi. Besar frekuensi gelombang seismik yang diserap tergantung pada sifat fisis batuan seperti porositas batuan, ukuran butir, rapat massa, dan saturasi fluida.

Koefisien refleksi merupakan perbandingan antara selisih harga impedansi akustik dengan jumlah impedansi akustik dari dua medium yang berbeda, yang saling berhubungan, seperti yang ditunjukkan oleh gambar 2.8. Besarnya koefisien refleksi dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 2.3 berikut :

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_1 + IA_2} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_1 v_1 + \rho_2 v_1} \quad (2.7)$$

dimana: KR = Koefisien refleksi bernilai -1 hingga +1
 IA_1 = Impedansi akustik lapisan batuan 1
 IA_2 = Impedansi akustik lapisan batuan 2



Gambar 2.8 Hubungan antara impedansi akustik dengan koefisien refleksi (Umam, 2004)

2.2.4 Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan atau membedakan dua bidang batas perlapisan secara vertikal. Resolusi vertikal sangat tergantung pada ketebalan dan panjang gelombang. Dua refleksi akan terpisah dengan baik jika ketebalan lapisan sama atau lebih besar dari seperempat panjang gelombang (tuning thickness). Saat ketebalan lapisan kurang dari seperempat panjang gelombang, maka dua refleksi akan menumpuk (overlap) dan terjadi interferensi. Hubungan antara frekuensi, kecepatan, dan panjang gelombang dapat ditulis secara matematis seperti pada persamaan 2.4 berikut:

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (2.8)$$

dengan λ : panjang gelombang (m)
 v : kecepatan gelombang (m/s)
 f : frekuensi (Hz)

(Sismanto, 1996)

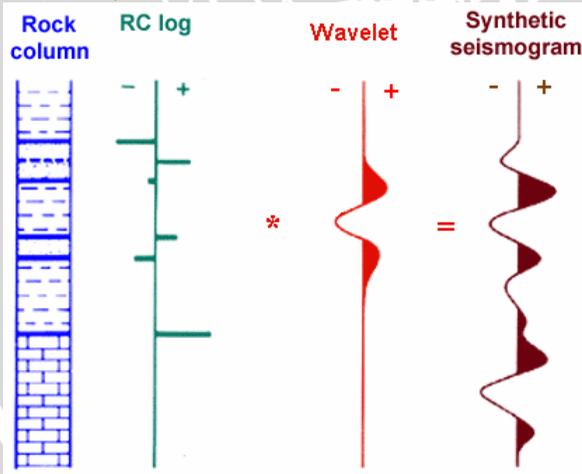
2.2.5 Wavelet

Wavelet atau disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan fase tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1996):

1. *Zero phase, wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), adalah *wavelet* yang energinya terkonsentrasi pada titik referensi nol (puncak pada batas impedansi akustik). *wavelet* ini mempunyai resolusi maksimum.
2. *Minimum phase*, adalah *wavelet* yang energinya terkonsentrasi di depan sedekat mungkin dengan titik referensi nol ($t = 0$) dan tidak ada energi sebelum $t = 0$.
3. *Maximum phase*, memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet*.
4. *Mixed phase*, merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.

2.2.6 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan *trace* seismik tiruan yang didapat dari konvolusi *wavelet* dengan data koefisien refleksi (Gambar 2.9). Koefisien refleksi (KR) didapatkan dari data log sonik dan data log densitas. Sedangkan *wavelet* dihasilkan dari pengestrakan data seismik atau data sumur. Seismogram sintetik ini, dibutuhkan untuk melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik (*well-seismic tie*). Fungsinya untuk menghubungkan kemenerusan lapisan pada data seismik dalam skala waktu. (Munadi dan Pasaribu, 1984)



Gambar 2.9 Seismogram sintetik hasil konvolusi antara *wavelet* dan koefisien refleksi (Umam, 2004)

2.3 Sifat Fisik Batuan

2.3.1 Densitas

Densitas merupakan perbandingan antara massa batuan dengan volume dari batuan itu sendiri. Secara matematis dapat dituliskan seperti persamaan 2.5 berikut:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.9)$$

Dimana: ρ = densitas atau massa jenis batuan

m = massa batuan

V = volume batuan

Besar kecilnya nilai densitas batuan dipengaruhi oleh :

- a. persentasi mineral
- b. komposisi kimia
- c. suhu dan tekanan
- d. porositas
- e. kandungan fluida

2.3.2 Porositas

Porositas merupakan suatu ukuran kapasitas batuan untuk menyimpan fluida. Porositas didefinisikan sebagai persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas, atau dapat didefinisikan sebagai perbandingan antara volume total pori-pori batuan dengan volume total batuan tiap satuan volume tertentu. Porositas batuan reservoir dapat dibedakan menjadi dua (Harsono, 1997), yaitu:

1. Porositas absolut, merupakan perbandingan antara pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen.
2. Porositas efektif, merupakan perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total.

2.3.3 Permeabilitas

Permeabilitas adalah suatu sifat batuan reservoir untuk dapat meneruskan cairan melalui pori-pori yang berhubungan tanpa merusak partikel pembentuk atau kerangka batuan tersebut.

Batuan dikatakan permeabel bila mempunyai porositas yang saling berhubungan, misalnya pori-pori, *vugs*, kapiler, retakan, dan rekahan. Porositas besar sering memberikan permeabilitas besar,

akan tetapi hal ini tidaklah selalu benar. Parameter yang berpengaruh terhadap permeabilitas disamping porositas adalah ukuran pori, bentuk butiran, dan kontinuitas (Harsono, 1997).

2.4 Data Sumur (Log)

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari suatu data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan didalam sebuah sumur. Dengan data log dapat diketahui sifat petrofisika batuan baik secara kualitatif maupun kuantitatif. Sifat petrofisika batuan ini antara lain, jenis lithologi, porositas, permeabilitas, kejenuhan air, serta kandungan hidrokarbon yang ada di dalamnya.

Ada beberapa jenis log yang digunakan dalam identifikasi kandungan hidrokarbon, yaitu log elektron, log radioaktif, dan log akustik. (Harsono, 1997)

2.4.1 Log Elektron

Log elektron adalah jenis log yang digunakan untuk mengukur sifat kelistrikan batuan. Log elektron terdiri atas :

2.4.1.1 *Spontaneous Potential (SP)*

Log SP pada prinsipnya mengukur perbedaan antara potensial arus searah dari suatu elektroda yang bergerak di dalam lubang bor dengan potensial elektroda yang berada di permukaan. Aplikasi dari *log SP* antara lain adalah untuk membedakan batuan yang permeabel dan nonpermeabel dan sebagai *clay indicator*, mencari batas lapisan permeabel dan korelasi antar sumur berdasarkan batasan lapisan tersebut, menentukan nilai resistivitas air formasi, serta memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

2.4.1.2 *Resistivity*

Log resistivity adalah log yang bekerja berdasarkan konduktivitas batuan. Jadi semakin tinggi nilai konduktivitasnya maka resistivitasnya (hambatan) semakin kecil. Arus listrik dapat mengalir didalam formasi batuan dikarenakan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Resistivitas formasi diukur dengan cara

mengirim arus bolak-balik langsung ke formasi (laterolog) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (alat induksi).

2.4.1.3 Induksi

Prinsip kerja log ini didasarkan pada sistem kerja arus sekunder yang dihasilkan oleh alat *logging*, yang kemudian diterima oleh kumparan sebagai arus konduktivitas yang sebanding dengan konduktivitas formasi, dimana selanjutnya akan dikonversikan ke dalam nilai resistivitas. Pengukuran log ini akan menghasilkan kurva *Induction Log Medium* (ILM) dan *Induction Log Depth* (ILD).

2.4.2 Log Radioaktif

2.4.2.1 Log Densitas

Beberapa kelebihan dari log densitas antara lain mampu mengukur berat jenis batuan yang kemudian digunakan untuk menentukan porositas batuan tersebut, dapat membedakan minyak dari gas dalam ruang pori-pori karena fluida tadi berbeda berat jenisnya, dan bersama *log* lain, misalnya log neutron, litologi batuan dan tipe fluida yang dikandung batuan dapat ditentukan.

Densitas batupasir biasanya lebih kecil dari densitas batubara (coal) karena porositas batupasir lebih tinggi dari porositas batubara. Pada pemakaian "*sandstone compatible scales*", maka kurva RHOB (densitas) dan NPHI (neutron) akan *crossover* (berpotongan) jika terdeteksi adanya konsistensi keberadaan gas atau minyak.

2.4.2.2 Log Sinar Gama (Gamma Ray)

Prinsip log sinar gama adalah suatu rekaman tingkat radioaktifitas alami yang terjadi karena tiga unsur, yaitu Uranium (U), Thorium (Th), dan Potassium (K) yang ada pada batuan. Sinar gama sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan impermeabel karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat didalam serpih yang tak permeabel, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeabel.

Pada formasi permeabel tingkat radiasi sinar gama lebih rendah dan kurva akan turun ke kiri. Sehingga log sinar gama adalah log permeabilitas yang bagus sekali karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih (shale) dari lapisan permeabel.

2.4.2.3 Log Neutron

Prinsip dari log neutron adalah menembakkan atom neutron ke formasi dengan energi tinggi. Neutron akan bertumbukan dengan atom hidrogen pada formasi yang akan memperlemah energi dari neutron. Log neutron mengukur jumlah atom hidrogen dalam satuan neutron porositas unit (npu) yang ada di dalam formasi. Besarnya kandungan hidrogen ini akan mengindikasikan jumlah hidrokarbon atau air yang ada dalam batuan.

2.4.3 Log Akustik

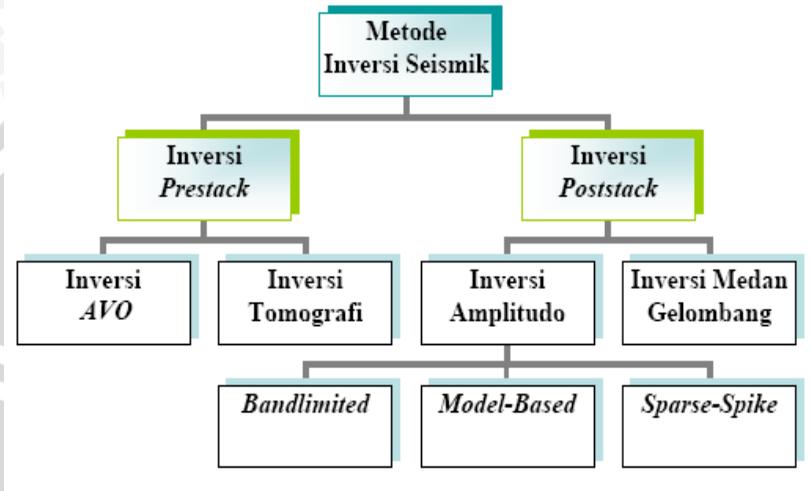
Log *sonic* sering disebut juga log akustik yang mengukur lama waktu tempuh (interval transit time) yang diperlukan oleh gelombang seismik untuk menempuh sepanjang 1 *feet* di formasi. Lama waktu tempuh berbanding terbalik terhadap nilai kecepatan. Kecepatan gelombang seismik pada batuan bervariasi, tergantung jenis batuan, besar porositas, kandungan fluida dan lain-lain (Harsono, 1997).

2.5 Seismik Inversi

Secara garis besar inversi seismik dapat dipisahkan menjadi dua jenis yaitu inversi pre-stack dan inversi *poststack* (Gambar 2.10). Inversi *prestack* dilakukan pada data seismik yang belum di-*stack* (CDP gather). Inversi ini bertujuan untuk menurunkan parameter elastik untuk penentuan karakter batuan. Inversi seismik *poststack* merupakan teknik untuk mendapatkan kembali nilai koefisien refleksi dari rekaman seismik yang selanjutnya digunakan untuk menentukan nilai impedansi akustik lapisan batuan. Inversi *poststack* inilah yang dilakukan pada penelitian ini.

Inversi seismik adalah suatu proses untuk menghitung model impedansi bawah permukaan yang sesuai dengan penampang seismik. Karena hilangnya baik frekuensi rendah maupun tinggi pada proses seismik, maka informasi yang dibutuhkan untuk pembuatan profil impedansi ini tidak bisa hanya didapatkan dari penampang seismik saja. Dua tipe data yang diperlukan untuk input dalam proses inversi adalah data seismik dan data model inisial yang dibuat pada tahap pembuatan model. Model ini menggambarkan model inisial dari struktur kecepatan yang akan digunakan untuk membatasi inversi, dimana hasil akhir pada model impedansi dibatasi hanya

dapat bergeser sekian persen dari model awalnya. Hasil akhir adalah profil impedansi yang berubah sekecil mungkin dari model inisial namun juga semirip mungkin dalam memodelkan data sebenarnya. (Russell, 2004)



Gambar 2.10 Berbagai macam metode seismik inversi

2.5.1 Inversi *Bandlimited*

Metode inversi *bandlimited* merupakan istilah lain dari inversi rekursif. Dinamakan *bandlimited* karena *trace* akhir impedansi memiliki pita frekuensi yang sama seperti pada data seismik. Metode ini merupakan metode inversi paling awal dan paling sederhana.

2.5.2 Inversi *Model Based*

Pada inversi *model based*, reflektivitas di definisikan sebagai sekuen yang memberikan kecocokan yang paling baik pada data seismik. Dengan kata lain, kita mencari reflektivitas yang dikonvolusikan dengan *wavelet* untuk memberikan pendekatan terbaik dengan *trace* seismik.

Inversi *model based* dikembangkan untuk memecahkan masalah yang muncul pada metode rekursif diantaranya yaitu: pengaruh akumulasi *noise*, *bad amplitude recovery*, dan *band limited seismic data*.

Keunggulan metode inversi *model based* adalah inversi yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), kurang sensitif terhadap *noise*, dan nilai impedansi akustiknya didapat berbentuk *blocky* yang memiliki nilai impedansi yang kontrasi sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas dan batas bawah suatu lapisan reservoir.

2.5.3 Inversi *Sparse Spike*

Inversi *sparse spike* menggunakan asumsi bahwa hanya *spike* yang besar yang memiliki arti yang digunakan dalam proses inversi. Metode ini mencari *spike* yang besar dengan memeriksa *trace* seismik. Deret reflektivitas satu *spike* dibuat dalam satu waktu. *Spike* tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. *Spike* yang baru lebih kecil daripada sebelumnya. Inversi *sparse spike* menggunakan parameter yang sama dengan inversi *model based*. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung berapa banyak *spike* yang akan dipisahkan dalam setiap *trace*.

2.6 Analisis Multiatribut

Analisis multiatribut seismik adalah suatu hubungan dengan pendekatan geostatistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk prediksi beberapa properti fisik bumi (Sukmono, 2001).

2.6.1 Atribut Input Multiatribut Seismik (Internal Attribute)

Atribut seismik dibagi dalam 2 kategori yaitu :

1. Atribut *Horizon-based*, dihitung sebagai nilai rata-rata antara dua horizon.
2. Atribut *Sample-based*, merupakan transformasi dari *trace* input untuk menghasilkan *trace output* lainnya dengan jumlah yang sama dengan *trace input* (nilainya dihitung sampel per sampel).

Atribut yang digunakan dalam analisis multiatribut dengan menggunakan perangkat lunak EMERGE harus dalam bentuk *sample-based attributes*, dimana 23 jenis atribut digunakan sebagai

input. Atribut-atribut ini dapat dikelompokkan kedalam 5 kategori, yaitu :

- 1 Atribut Sesaat
 - 1.1. Kuat Refleksi
 - 1.2. Fasa Sesaat
 - 1.3. Frekuensi Sesaat
 - 1.4. Kosinus Fasa Sesaat
 - 1.5. Polaritas Semu
 - 1.6. *Amplitude Weighted Cosine Phase*
 - 1.7. *Amplitude Weighted Frequency*
 - 1.8. *Amplitude Weighted Phase*
- 2 *Windowed Frequency Attributes*
 - 2.1 *Avarage Frequency Amplitude*
 - 2.2 *Frekuensi Dominan*
- 3 *Filter Slices (Band Filter)*
 - 3.1 Filter 5/10 – 15/20 Hz
 - 3.2 Filter 15/20 – 25/30 Hz
 - 3.3 Filter 25/30 – 35/40 Hz
 - 3.4 Filter 35/40 – 45/50 Hz
 - 3.5 Filter 45/50 – 55/60 Hz
 - 3.6 Filter 55/60 – 65/70 Hz
- 4 *Derivative Attributes*
 - 4.1 *Derivative of the Seismic Trace*
 - 4.2 *Derivative Instantaneous Amplitude*
 - 4.3 *Second Derivative of the Seismic Trace*
 - 4.4 *Second Derivative Instantaneous Amplitude*
- 5 *Integrated Attributes*
 - 5.1 *Integrated Seismic Trace*
 - 5.2 *Integrated Reflection Strength*
- 6 *Time (a linear ramp)*

2.6.2 Crossplot

Salah satu cara untuk mengukur korelasi antara data target dan atribut adalah dengan melakukan *crossplot* antara keduanya. Hubungan antara log target dengan atribut diasumsikan dalam persamaan 2.6 sebagai garis lurus dengan regresi linier :

$$y = a + b \cdot x \quad (2.10)$$

Koefisien a dan b pada persamaan 2.6 diperoleh dengan meminimalkan *mean square prediction error*:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b \cdot x_i)^2 \quad (2.11)$$

Dimana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *crossplot*. Nilai ini merupakan prediksi *error*, yaitu hasil pengukuran kecocokan untuk garis regresi. Prediksi *error* ini merupakan perbedaan RMS antara target log sebenarnya dan target log prediksi.

2.6.3 Regresi Linier Multiatribut

Dalam metoda ini, tujuan kita adalah untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Pada kenyataannya, kita menganalisis data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Salah satu alasan kenapa kita melakukan hal ini karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan dari pada data seismik itu sendiri, banyak dari atribut ini bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi.

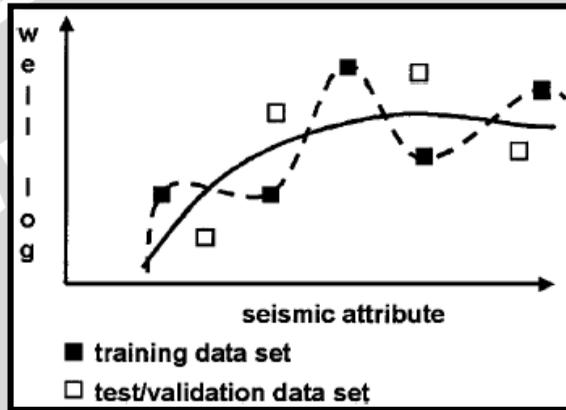
2.6.4 Validasi

Validasi merupakan parameter untuk menentukan kebenaran jumlah atribut yang digunakan. Transformasi multiatribut dengan $N+1$ atribut harus selalu memiliki prediksi *error* yang lebih kecil atau sama dengan transformasi menggunakan N atribut.

Cross-validation dibagi atas 2 bagian, yaitu *training* data dan *validation* data, seperti pada gambar 2.11. *Training* data terdiri atas sampel dari semua sumur dan digunakan untuk menghasilkan transformasi, sedangkan *validation* data terdiri atas sample dari sumur yang tersembunyi dan digunakan untuk mengukur prediksi *error* akhir. *Validation error* total adalah *Root Mean Squares* rata-rata dari individual *error* :

$$E_v^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad (2.12)$$

dimana E_v adalah validasi *error* total, e_{vi} adalah validasi *error* sumur i , dan N adalah jumlah sumur dalam analisis.



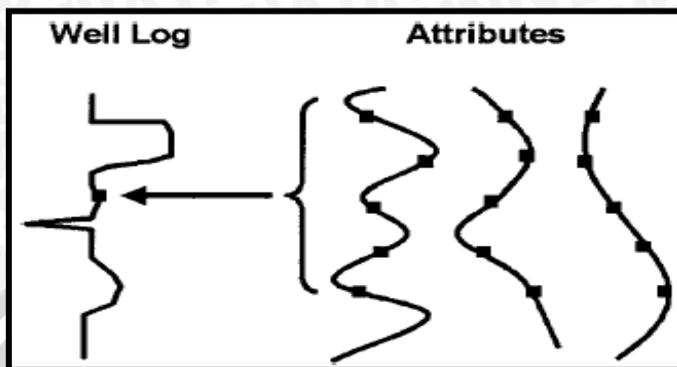
Gambar 2.11 Ilustrasi dari *Cross-validation* (Russell, 2004)

2.6.5 Convolutional Multi Attribute

Derivatif dari regresi multiatribut mengasumsikan bobot tunggal dari masing-masing atribut. *Convolutional Operator* digunakan untuk membuat korelasi antara log target dengan atribut pada basis *sample by sample* lebih optimal, seperti yang ditunjukkan oleh gambar 2.12. Persamaan 2.9 dibawah menunjukkan convolutional operator

$$L = w_0 + w_1 * A_1 + w_2 * A_2 + w_3 * A_3 \quad (2.13)$$

Dimana $*$ merepresentasikan konvolusi dan w_i adalah operator *length*.



Gambar 2.12 Convolutional operator untuk menghubungkan atribut seismik dengan log target.

2.7 Neural Network

Regresi multiatribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linier fungsional yang baik antara log yang diprediksi dan atribut seismik. Pada kasus yang nonlinier dapat diaplikasikan transformasi tersebut dengan metode *Neural Network* sebagai algoritma prediksi. Dalam pengertian umum *Artificial Neural Network* (ANN) adalah sekumpulan komponen elektronik atau program komputer yang di desain untuk memodelkan kerja sistem otak. Otak manusia dideskripsikan sebagai suatu sistem yang kompleks, tidak linier dan mempunyai system informasi dan proses yang paralel. Komponen struktural otak manusia adalah sel-sel syaraf yang disebut neuron yang tersambung dengan jumlah besar koneksi yang disebut sinapsis. Sistem kompleks ini mempunyai kemampuan yang luar biasa untuk membangun cara kerjanya dan menyimpan informasi.

Neural network meniru kerja otak manusia dalam dua aspek:

1. Pengetahuan atau data didapatkan dari proses training
2. Kekeuatan koneksi inter-neuron diketahui sebagai bobot sinaptik yang digunakan untuk menyimpan pengetahuan tersebut.

Prosedur yang digunakan dalam proses *training* disebut algoritma *training*. Algoritma *training* ini berfungsi untuk memodifikasi bobot sinaptik dari sebuah *network* untuk mendesain sebuah objek yang diinginkan. Meskipun *Neural Network* tergolong

baru dalam dunia perminyakan, secara sejarah sudah dikenal sejak tahun 1940 dimana pada saat itu para psikolog mencoba untuk memodelkan cara otak manusia dalam belajar. Seiring dengan penemuan komputer, peneliti mengembangkan sebuah program untuk melihat simulasi kerja otak manusia yang kompleks. Pada tahun 1969, Marvin Minsky menemukan satu metode Perceptron yang dapat menyelesaikan beberapa masalah sederhana. Tahun 1986, Rumelhart dan McClelland mempublikasikan sebuah algoritma *Back-Propagation* yang di kenal sebagai MLFN (Multi Layer Fed Forward Neural Network) saat ini. Tahun 1990, Donald Specht menemukan PNN (Probabilistic Neural Network) dan metode ini menjadi populer dilingkungan geofisika. (Branches, 2002)

2.7.1 Probabilistic Neural Network

Ide dasar dibalik *Probabilistic Neural Network* (PNN) adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut variable independen untuk memprediksi variable dependen tunggal. Variabel independen direpresentasikan sebagai vektor $x = [x_1, x_2, x_3, x_4, \dots, x_p]$ dimana p adalah variable independen. Sedangkan variable dependen adalah y . Tujuan algoritma ini adalah untuk memperediksi variabel y yang tidak diketahui. Estimasi ini didasarkan pada persamaan fundamental dari regresi umum PNN yaitu:

$$y'(x) = \frac{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D x, x_i)} \quad (2.14)$$

Dimana n adalah jumlah dari sampel dan $D(x, x_i)$ adalah

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^p \frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_i} \quad (2.15)$$

D adalah jarak yang diskalakan diantara poin yang akan diestimasi, jarak tersebut yang disebut *smoothing* parameter. Untuk sampel ke m , prediksinya:

$$y'_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n \exp(-D(x_m, x_i))}{\sum_{i \neq m}^n \exp(-D x_m, x_i)} \quad (2.16)$$

Jadi nilai yang diprediksi dari sampel ke m adalah y'_m , jika di ketahui nilai y_m maka dapat diprediksi *error* validasinya yaitu:

$$e_m = (y_m - y'_m)^2 \quad (2.17)$$

Dan total *error* prediksinya adalah

$$e = \sum_{i=1}^n (y_i - y'_i)^2 \quad (2.18)$$

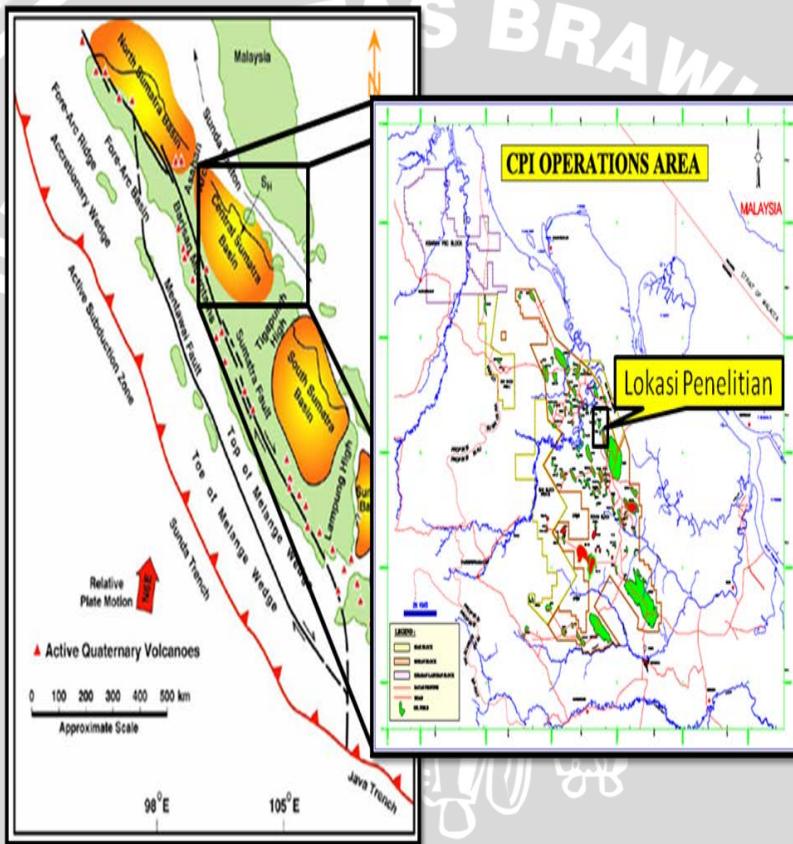
Tujuan algoritma *Neural Network* ini adalah untuk meminimalkan *error*. Ini dilakukan dengan terus menerus memperbaharui faktor bobot. algoritma *conjugate-gradient* dikombinasikan dengan *simulated annealing* untuk mencari fungsi *error* global yang paling minimum. (Branches, 2002)



BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan mulai tanggal 19 Oktober 2010 sampai tanggal 24 Desember 2010 bertempat di Departemen Eksplorasi PT. Chevron Pacific Indonesia, Rumbai, Propinsi Riau.



Gambar 3.1 Lokasi penelitian

3.2 Data Penelitian

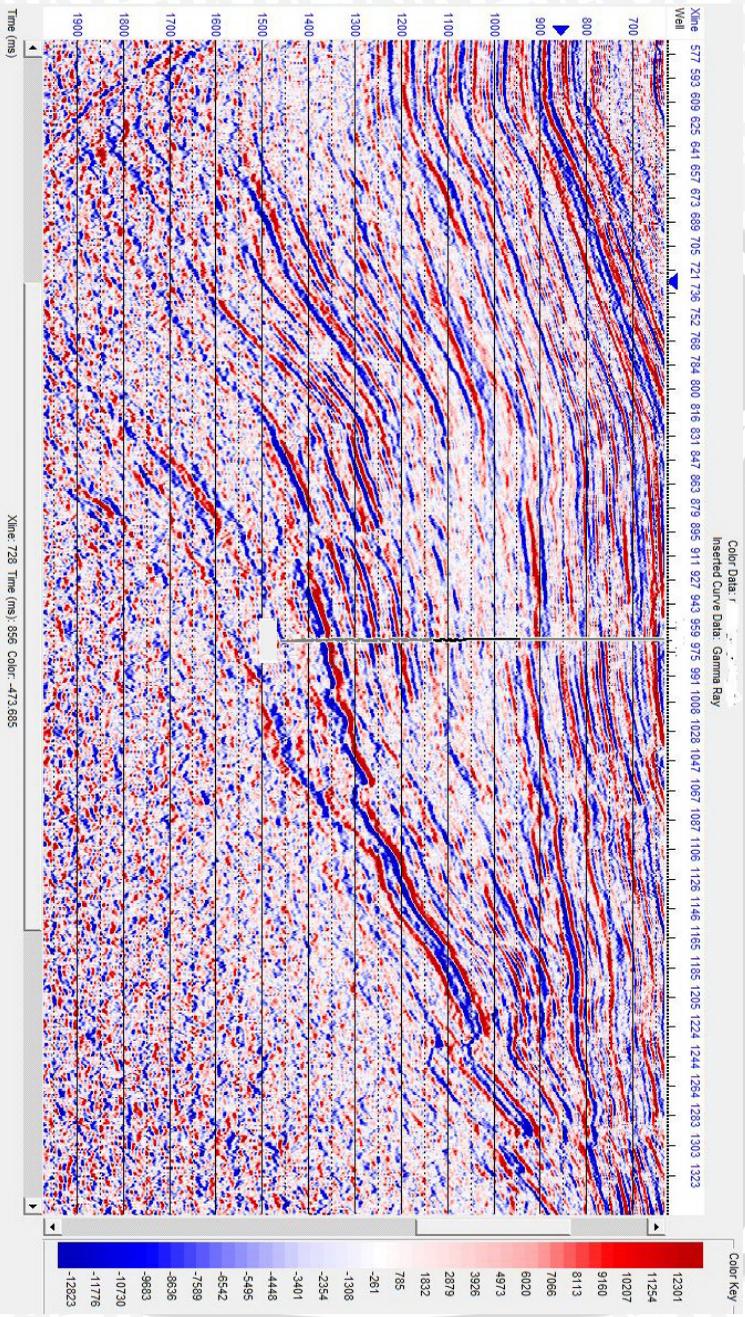
3.2.1 Data Seismik

Penelitian ini menggunakan data seismik *post stack* 3D dengan polaritas normal dan fasa campuran. Sampling interval seismik adalah 2 ms. Penelitian dibatasi dari inline 248 – 348 dan crossline 745 – 1150. Data seismik ini telah melalui proses-proses penghilangan *noise* serta melalui pengolahan awal meliputi *demultiplex*, *labeling*, *editing*, *true amplitude recovery*, *muting*, NMO (Normal Move Out) *correction*, *velocity analysis*, *refraction static* dan pengolahan akhir seperti *stacking*, *dekonvolusi* dan migrasi sehingga dianggap memiliki kualitas yang baik untuk diproses dan diinterpretasi lebih lanjut. Penampang seismik yang dipakai dalam penelitian ini dapat dilihat pada gambar 3.2.

3.2.2 Data Sumur

Penelitian ini menggunakan data dari 4 sumur yang semuanya merupakan sumur produksi. Penulis memilih keempat sumur tersebut berdasarkan kelengkapan dan kualitas datanya. Empat sumur yang digunakan dalam penelitian ini antara lain FI - 1, FI - 2, FI - 3, dan FI - 4. Keempat sumur memiliki data log yang lengkap dan kualitasnya baik, namun hanya 2 sumur yang memiliki data *checkshot*.

Data log yang tersedia dari masing-masing sumur cukup lengkap, diantaranya log *caliper* untuk mengetahui diameter dan kondisi lubang bor dan log *resistivity* untuk mengetahui kandungan batuan dengan cara menginduksinya, dan beberapa log lain. Namun, hanya beberapa log saja yang dipakai dalam penelitian, yaitu log *density*, log *velocity*, dan log *P-Impedance* untuk inversi impedansi akustik. Sedangkan untuk analisis seismik multiatribut digunakan log *density*, log *porosity*, dan log *gamma ray*. Informasi lengkap keempat sumur yang dipakai dalam penelitian ini beserta log-nya dapat dilihat pada tabel 3.1 di bawah ini:



Gambar 3.2 Data seismik 3D

Tabel 3.1 Data sumur yang digunakan dalam penelitian

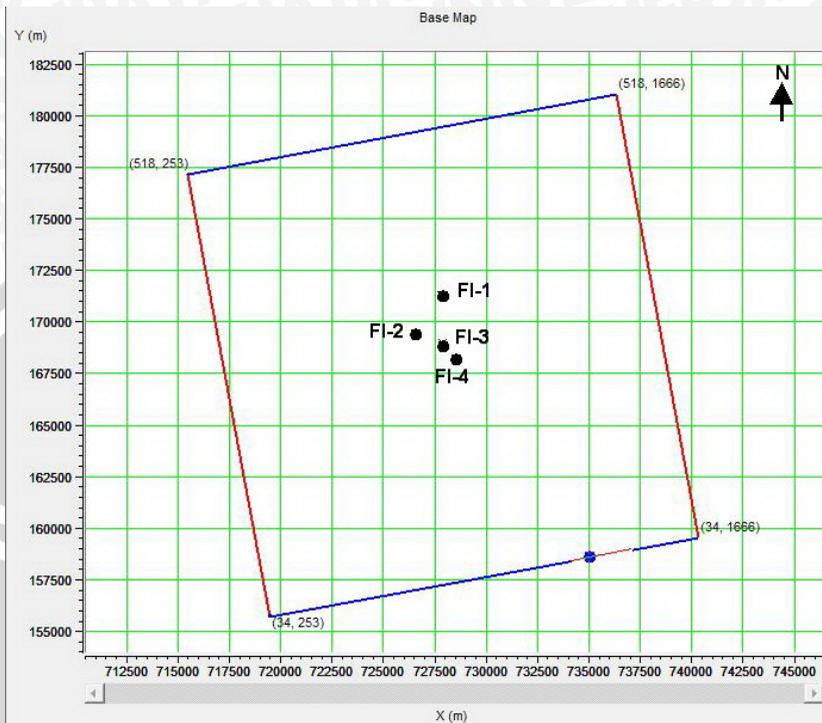
Log Type	Sumur			
	FI-1	FI-2	FI-3	FI-4
Caliper	v	v	v	v
Gamma Ray	v	v	v	v
NPHI	v	v	v	v
RHOB	v	v	v	v
Vp	v	v	v	v
Vshale	v	v	v	v
Resistivity	v	v	v	v
Water Saturation	v	v	v	v
Porosity Effective	v	v	v	v
Checkshot	x	v	x	v
Inline	341	304	289	270
Crossline	992	887	967	1002

3.2.3 Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk *well-seismik tie*, mengkonversi kedalaman (sumur) ke domain waktu (seismik), dan mengkoreksi data *sonic*. Seperti telah dijelaskan sebelumnya, dari empat sumur yang dipakai dalam penelitian ini hanya dua sumur yang memiliki data *checkshot*. Sumur-sumur yang memiliki data *checkshot* adalah FI - 2 dan FI - 4.

3.2.4 Peta Dasar (Basemap)

Peta dasar seismik menggambarkan penampang x dan y yang menunjukkan kerangka survei daerah penelitian beserta posisi sumur pada lintasan seismik (dalam bentuk *inline-crossline*) seperti yang ditunjukkan oleh gambar 3.3.



Gambar 3.3 Basemap sumur penelitian

3.3 Pengolahan Data

3.3.1 Perangkat Keras dan Perangkat Lunak

Pengolahan data pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak sebagai berikut:

1. Red Hat Enterprise Linux
2. Hampson Russell CE8R4
 - a. Geoview berfungsi sebagai *loader database* sumur, log dan *top marker* yang digunakan untuk penelitian.
 - b. eLog digunakan untuk memperbaiki log, membuat log baru, koreksi *checkshot*, analisis *crossplot* dan *well-seismic tie*.
 - c. STRATA digunakan untuk interpretasi horizon, pembuatan model dan tahapan inversi.

- d. EMERGE digunakan untuk analisis multiatribut dan pembuatan volume *pseudo*, baik porositas maupun densitas.

Perangkat keras yang digunakan dalam pengolahan data ini adalah satu unit Workstation HP xw9300.

3.3.2 Pengolahan Data Sumur

Data-data sumur yang telah dipilah kemudian diperiksa nilai serta satuannya masing-masing, seperti *Kelly Bushing*, koordinat sumur, dan nilai data tiap log. Lalu menghilangkan harga pembacaan pada interval yang tidak digunakan dalam analisis terutama interval harga yang tidak valid seperti yang terdapat pada log densitas, menunjukkan beberapa nilai negatif akibat adanya *washout*.

3.3.2.1 Koreksi Log *Sonic*

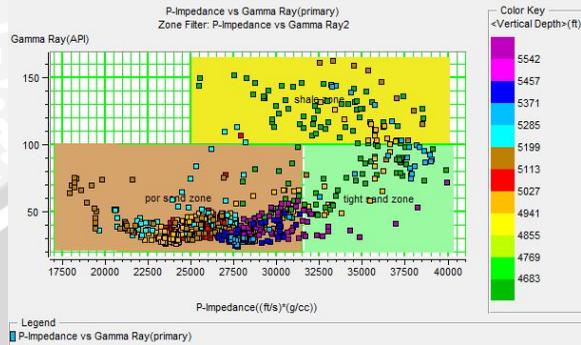
Koreksi pada log *sonic* bertujuan untuk mendapatkan nilai log *sonic* yang benar dan yang akan dipakai dalam proses *well-seismic tie*, kemudian dilakukan koreksi *checkshot*, sehingga log *sonic* berada pada posisi kedalaman dan waktu yang benar.

3.3.2.2 Analisis *Crossplot Log*

Untuk menentukan parameter yang sensitif terhadap perubahan litologi maupun porositas pada sumur, dilakukanlah teknik *crossplot* antara 2 log dalam sistem kartesian sumbu koordinat x dan y. Dengan mengetahui korelasi antara dua parameter atau lebih maka dapat dikelompokkan zona-zona yang memiliki kesamaan karakter litologi atau porositas yang ditandai dengan kisaran nilai parameter tertentu. *Crossplot* dilakukan pada interval waktu 1100 ms sampai 1350 ms. Penggunaan rentang waktu tersebut karena zona target berada pada waktu itu. Berikut adalah *crossplot* yang dilakukan:

1. Impedansi akustik vs sinar gama

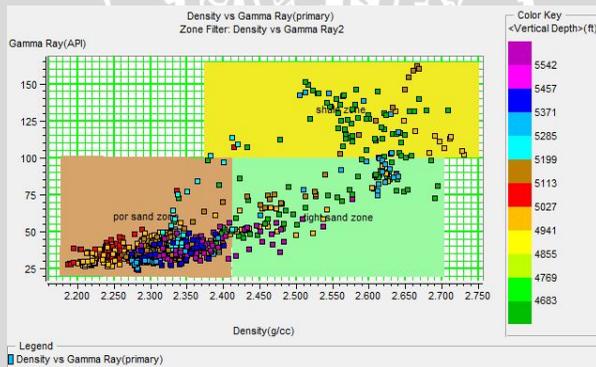
Terjadi *overlapping* nilai impedansi akustik antara batupasir dan serpih (shale).



Gambar 3.4 Crossplot impedansi akustik dan sinar gamma

2. Densitas vs sinar gamma

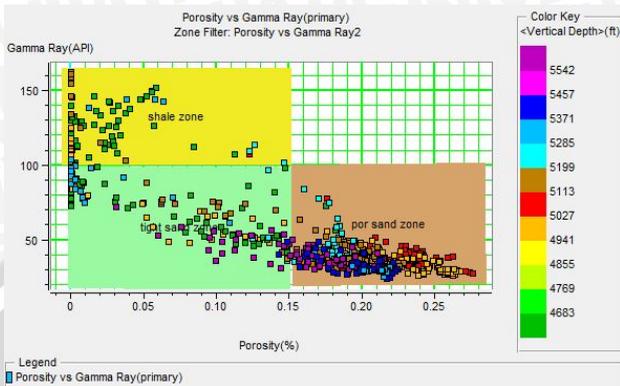
Porous sand dan serpih (shale) dapat dipisahkan oleh harga densitas namun antara *tight sand* dan serpih (shale) masih *overlapping*.



Gambar 3.5 Crossplot densitas dan sinar gamma

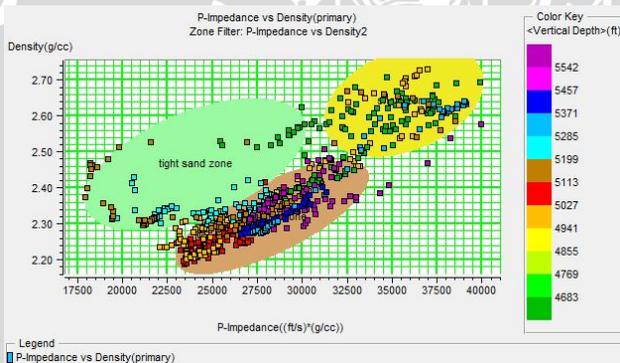
3. Porositas vs sinar gamma

Porous sand dan serpih (shale) dapat dipisahkan dengan baik namun *tight sand* masih *overlapping* dengan serpih (shale)



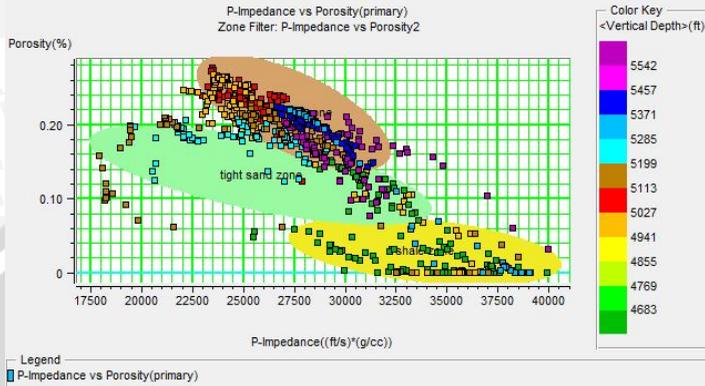
Gambar 3.6 Crossplot porositas dan sinar gama

- Impedansi akustik vs densitas
Porous dan tight sand masih overlapping.



Gambar 3.7 Crossplot impedansi akustik dan densitas

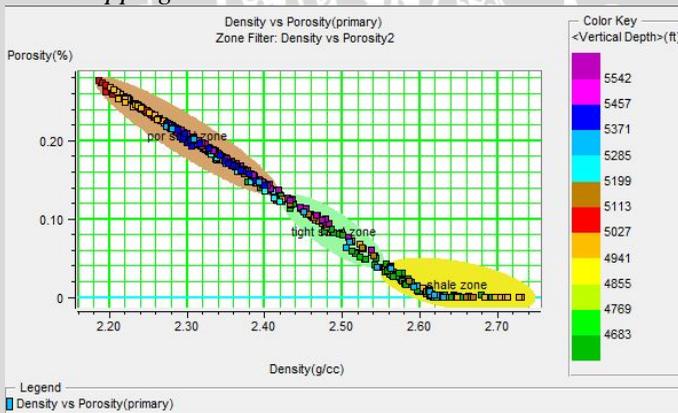
- Impedansi akustik vs porositas
Masih terjadi overlapping antara batupasir dan serpih (shale)



Gambar 3.8 Crossplot impedansi akustik dan porositas

6. Porositas vs densitas

Crossplot ini cukup baik dalam memisahkan batupasir dan serpih (shale) meskipun *porous* dan *tight sand* masih sedikit *overlapping*.



Gambar 3.9 Crossplot porositas dan densitas

Dari hasil *crossplot* di atas terlihat bahwa nilai impedansi akustik batupasir zona target tidak dapat dipisahkan dengan serpih (shale), sehingga hasil inversi tidak dapat dianalisis langsung untuk mengetahui sebaran batupasir. Nilai sinar gamma dan porositas zona target dapat dibedakan antara batupasir dan serpih (shale) jika di-crossplot-kan dengan densitas, sehingga jenis atribut yang digunakan adalah densitas, sinar gamma dan porositas dalam proses multiatribut.

3.3.2.3 Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* diperlukan untuk menghitung ketebalan lapisan minimum agar dapat dibedakan oleh seismik terhadap lapisan lainnya. Jika lapisan memiliki ketebalan di bawah ketebalan *tuning thickness* maka akan terjadi penumpukan amplitudo gelombang. Jika tidak dikenali dapat mengakibatkan kesalahan interpretasi (pitfall).

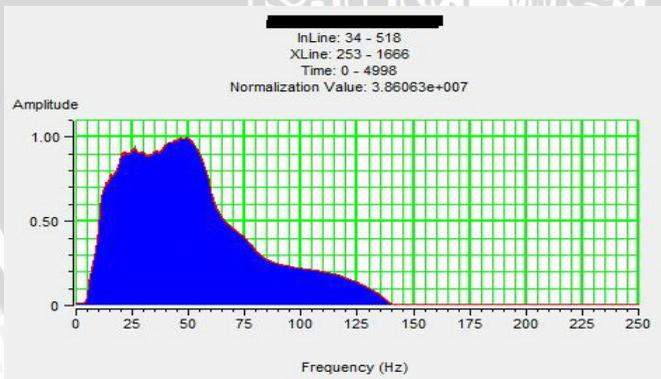
Pada penelitian ini zona target adalah reservoir sand B Formasi Pematang. Seismik yang dipakai dalam penelitian pada zona target memiliki frekuensi dominan sekitar 50 Hz. Berdasarkan data *depth-time table velocity* dan data *log sonic* (V_p), dapat diketahui kecepatan rata-rata perambatan gelombang pada zona target.

3.3.3 Pengolahan Data Seismik

Setelah melakukan pengolahan data sumur, kemudian pengolahan data seismik dilakukan sebagai berikut:

3.3.3.1 Analisis Spektrum Amplitudo

Analisis spektrum amplitudo dilakukan untuk mengetahui kisaran frekuensi optimal pada data seismik. Frekuensi optimal ini nantinya akan dijadikan input untuk pembuatan *wavelet* teoretis *bandpass*, karena berdasarkan teori bahwa *wavelet* yang digunakan sebaiknya sama dengan yang digunakan pada *trace* seismik. Kisaran frekuensi optimal seismik adalah antara 10 – 80 Hz, dengan frekuensi maksimum 50 Hz.



Gambar 3.10 Spektrum amplitudo seismik

3.3.3.2 *Well-Seismic Tie*

Langkah pertama yang dilakukan dalam proses *well-seismic tie* adalah dengan mengoreksi kecepatan dengan data *checkshot*. Selanjutnya dilakukan korelasi antara *trace* seismik dengan sintetiknya sampai memberikan harga korelasi yang cukup besar. Sintetik seismogram diperoleh dengan cara mengkonvolusikan koefisien refleksi dari sumur dengan *wavelet* tertentu. Maka, tahapan ekstraksi *wavelet* harus dilakukan dengan teliti dan hati-hati agar mendapatkan *wavelet* yang sesuai guna mendapatkan hasil yang bagus pada proses inversi yang dilakukan kemudian.

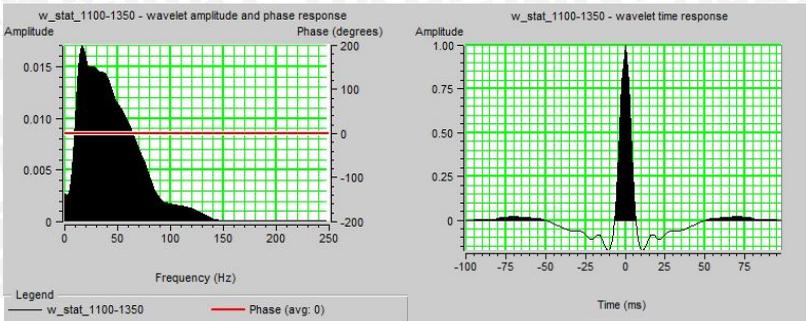
Ekstraksi *wavelet* dilakukan untuk mencari *wavelet* terbaik untuk korelasi sumur dan seismik. Proses ekstraksi *wavelet* dalam penelitian ini dilakukan dengan beberapa metode, yaitu:

1. Menggunakan cara statistik, yaitu dengan mengekstraksi *wavelet* dari *cube* data seismik di sekitar zona target.
2. Menggunakan data sumur, yaitu *wavelet* diekstraksi pada lokasi sumur.
3. Menggunakan *wavelet bandpass*.

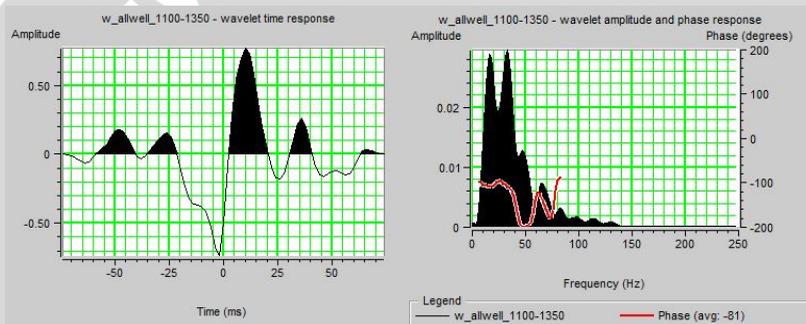
Ekstraksi dengan cara statistik dilakukan dengan window 1100–1350 ms. Gambar 3.11 menunjukkan respon fase dan waktu *wavelet* hasil ekstraksi statistik.

Untuk ekstraksi *wavelet* tiap sumur, didapat bahwa sumur FI-3 memberikan nilai korelasi yang cukup baik. Kemudian dibuat *wavelet* juga dengan menggunakan semua sumur (4 sumur). Nilai korelasi yang dihasilkan cukup tinggi. Respon fase dan waktu *wavelet* dari semua sumur dapat dilihat pada gambar 3.12.

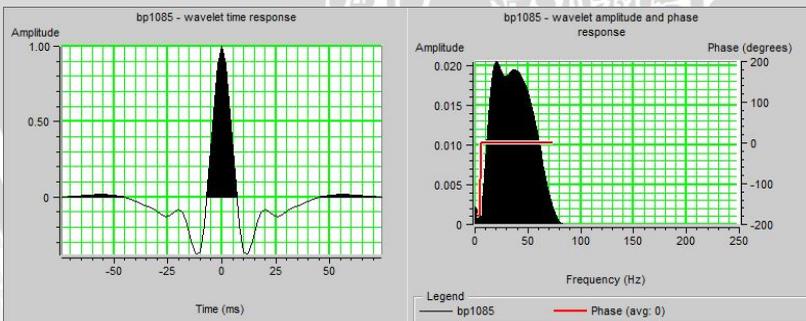
Karena belum mendapatkan nilai korelasi yang cukup baik, maka selanjutnya dibuat *bandpass wavelet* dengan *low cut* 10 Hz, *low pass* 15 Hz, *high cut* 40 Hz, dan *high pass* 85 Hz. Pemilihan frekuensi-frekuensi tersebut dilihat dari respon fasa dan waktu dari *wavelet* yang dihasilkan semua sumur. Gambar 3.13 menunjukkan *wavelet bandpass*.



Gambar 3.11 Respon fase dan waktu dari *wavelet* hasil ekstraksi statistik



Gambar 3.12 Respon fase dan waktu dari *wavelet* hasil ekstraksi semua sumur



Gambar 3.13 Respon fase dan waktu dari *bandpass wavelet*

Berikut adalah tabel 3.2 yang menunjukkan korelasi antara seismik dengan sintetik dari semua metode yang dilakukan.

Tabel 3.2 Pebandingan koefisien korelasi pada setiap sumur

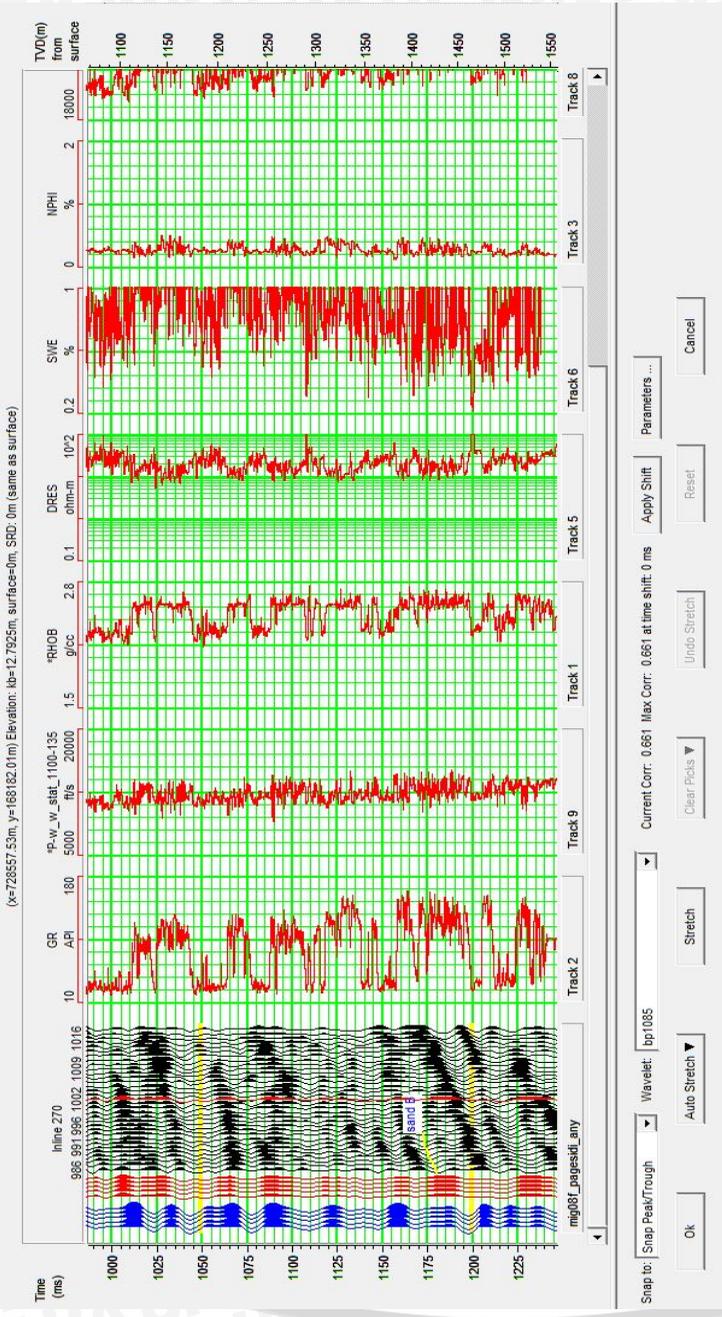
Wavelet	Nilai Korelasi Sumur				Rata - rata
	FI-1	FI-2	FI-3	FI-4	
FI-3	0.647	0.680	0.654	0.556	0.628
All Well	0.675	0.772	0.449	0.802	0.585
Statistik	0.575	0.764	0.613	0.614	0.630
Bandpass	0.635	0.765	0.659	0.661	0.661

Dilihat dari nilai korelasinya, maka dipilih *bandpass wavelet* karena koefisien korelasinya relatif lebih tinggi dibandingkan metode yang lain dengan nilai koefisien korelasi rata-rata 0.661.

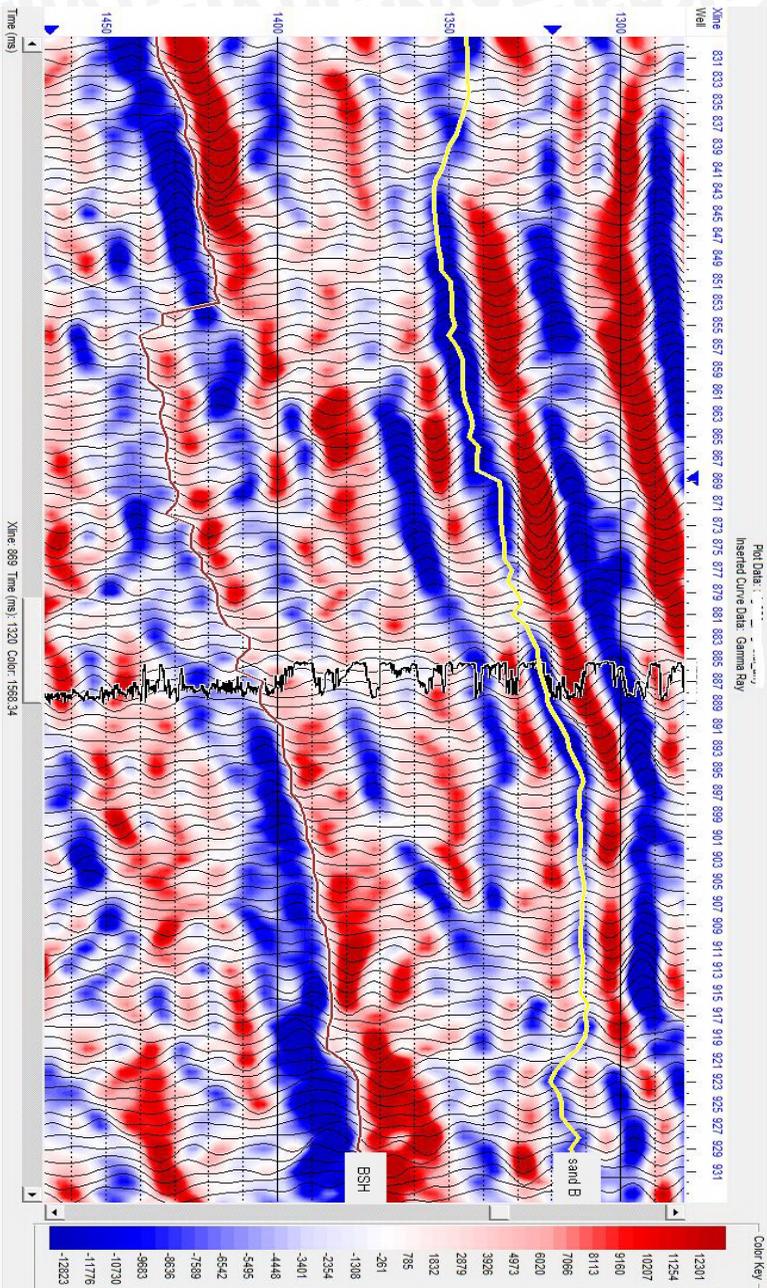
Selanjutnya *wavelet* yang telah dihasilkan dikonvolusikan dengan koefisien refleksi dari sumur untuk membuat seismogram sintetik yang digunakan pada proses *well-seismic tie*. Untuk mencocokkan antara seismogram sintetik dengan data seismik, dilakukan proses peregangan (*stretch*) dan pemampatan (*squeeze*). Gambar 3.14 menunjukkan *well-seismic tie* pada sumur FI-4

3.3.3.3 Interpretasi Horison

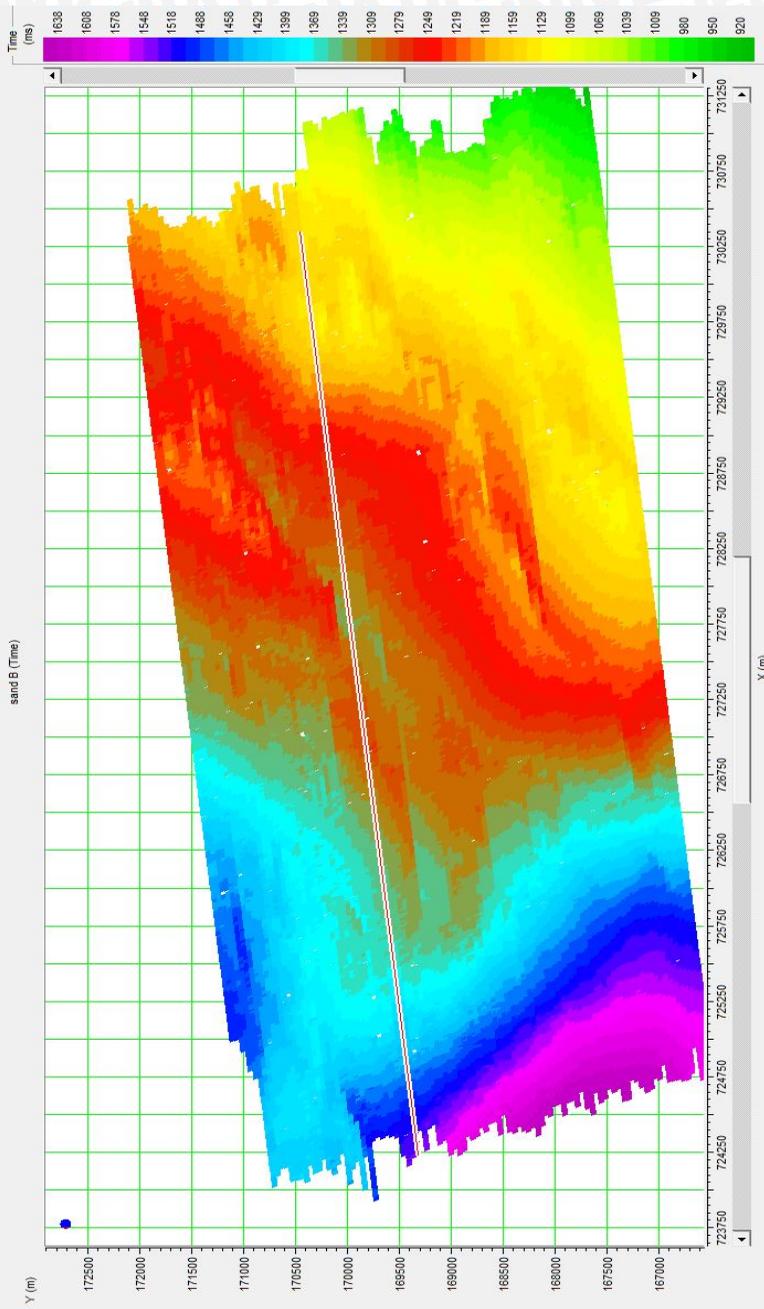
Penulis melakukan interpretasi horison pada *inline* 248 – 348 dengan increment 1 serta pada *crossline* 745 – 1150 juga dengan increment 1. *Picking* horizon terhadap horizon sand B dilakukan berdasarkan acuan penanda pada sumur-sumur yang berada pada area penelitian. Horizon ini akan dipakai sebagai *window* dalam proses inversi dan pembuatan model awalnya. *Picking* dilakukan pada *trough*. Penampang horizon sand B dapat dilihat pada gambar 3.15 dan gambar 3.16 menunjukkan *slice* horizon sand B.



Gambar 3.14 Proses well-seismic tie dan nilai koefisien korelasi menggunakan bandpass wavelet.



Gambar 3.15 Horizon sand B pada trace seismik



Gambar 3.16 Hasil picking horizon sand B

3.4 Seismik Inversi

3.4.1 Pembuatan Model Awal

Model awal dalam proses inversi diperlukan untuk mengontrol hasil inversi yang dilakukan selanjutnya. Model geologi ini dibuat dengan menggunakan data sumur dan horizon. Data sumur digunakan sebagai acuan nilai impedansi sedangkan horizon digunakan dalam interpolasi nilai impedansi.

Parameter yang menjadi masukan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

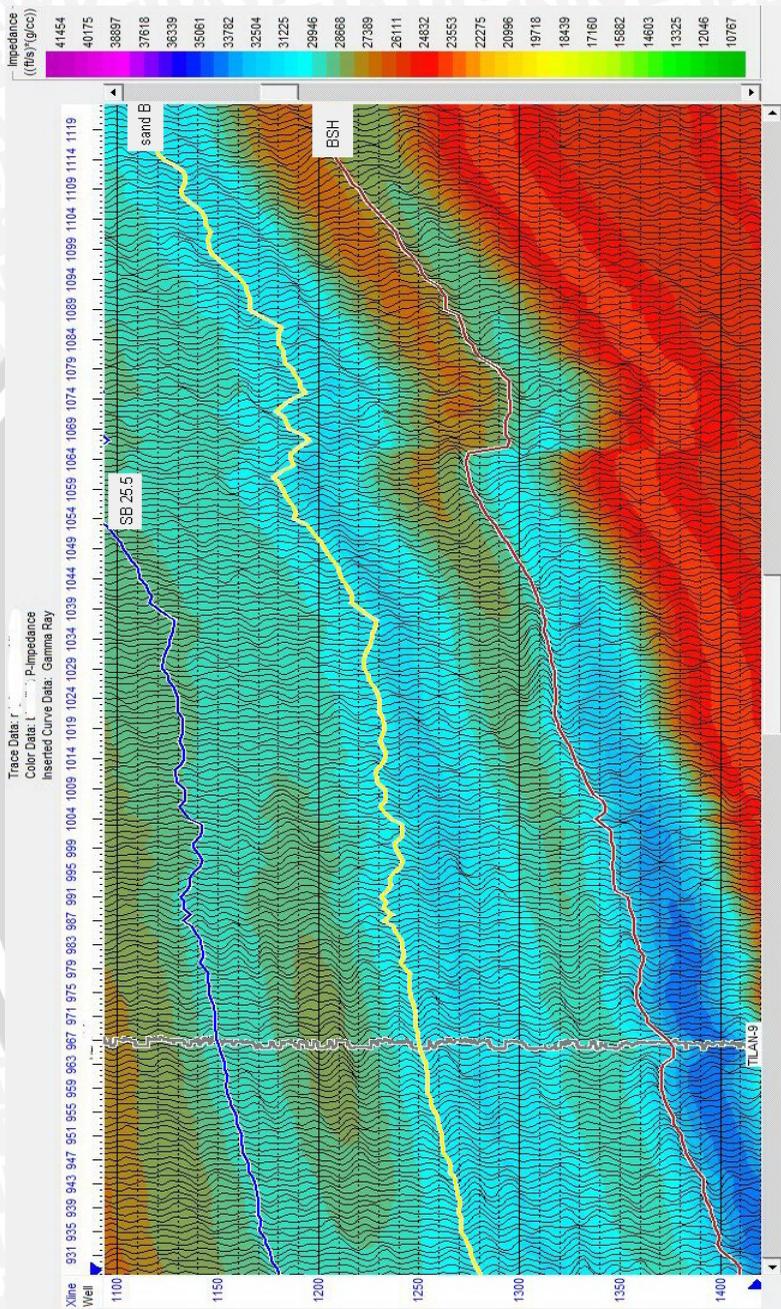
Sumur : FI-1, FI-2, FI-3, FI-4

Horizon : horizon SB 25.5, horizon reservoir sand B, dan horizon BSH

Wavelet : *bandpass wavelet* dengan *low cut* 10 Hz, *low pass* 15 Hz, *high pass* 40 Hz, dan *high cut* 85 Hz

Model inisial yang dihasilkan bisa dilihat pada gambar 3.17





Gambar 3.17 Model awal inversi impedansi akustik di sumur FI-2

3.4.2 Inversi Seismik

3.4.2.1 Inversi *Bandlimited*

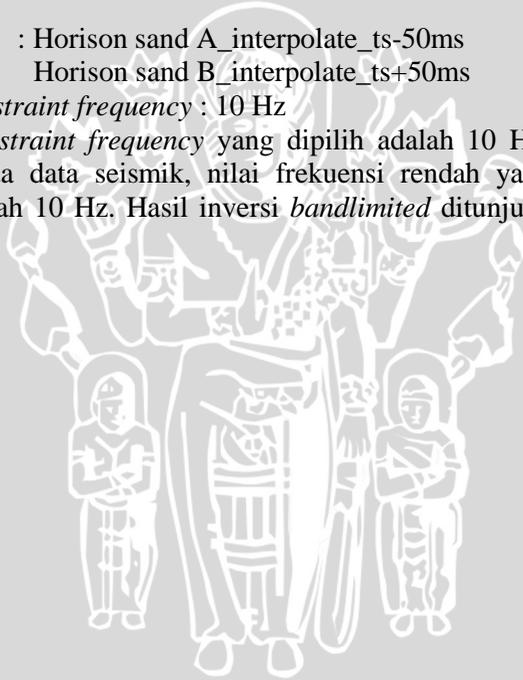
Pada inversi ini, yang menjadi parameter masukan yang cukup penting adalah *highcut constraint*. Parameter ini digunakan untuk mengganti frekuensi yang rendah yang hilang pada seismik. Semua frekuensi yang bernilai di atas nilai frekuensi masukan akan dihilangkan dari model inisial dan semua frekuensi yang berada di bawah nilai frekuensi akan dihilangkan dari *trace* seismik yang telah diinversi secara rekursif. Kemudian kedua data ini digabungkan untuk memperoleh hasil akhir.

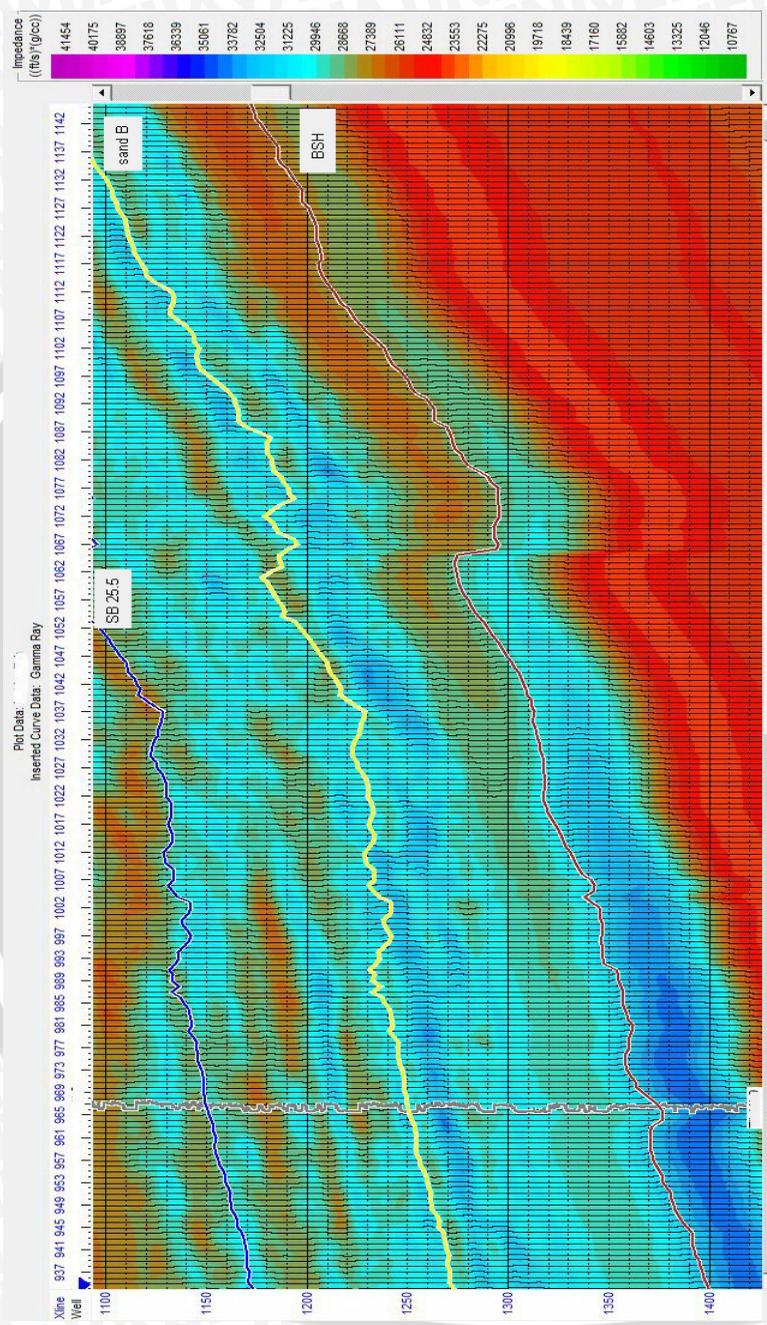
Parameter masukan secara lengkap untuk metode inversi *bandlimited* yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

Window : Horison sand A_interpolate_ts-50ms
Horison sand B_interpolate_ts+50ms

Maximum constraint frequency : 10 Hz

Maximum constraint frequency yang dipilih adalah 10 Hz, karena umumnya pada data seismik, nilai frekuensi rendah yang hilang adalah di bawah 10 Hz. Hasil inversi *bandlimited* ditunjukkan oleh gambar 3.18.





Gambar 3.18 Hasil inversi bandlimited

3.4.2.2 Inversi *Model Based*

Metode inversi *model based* ini terbagi menjadi dua metode yaitu metode *constrained* dan *stochastic*. Pada metode *constrained*, ditentukan sejauh apa impedansi dari hasil inversi dapat berubah dari model inisialnya (ditentukan batas atau *constrain*-nya). Sedangkan pada metode *stochastic* tidak ditentukan sejauh apa impedansi dari hasil inversi dapat berubah dari model inisialnya. Pada penelitian ini, yang dilakukan adalah metode *model based hard constrained* dengan parameter sebagai berikut:

Window : Horizon sand A_interpolate_ts-50ms
Horizon sand B_interpolate_ts+50ms

Maximum constraint frequency : 10 Hz

Constrained : lower 25% dan upper 25%

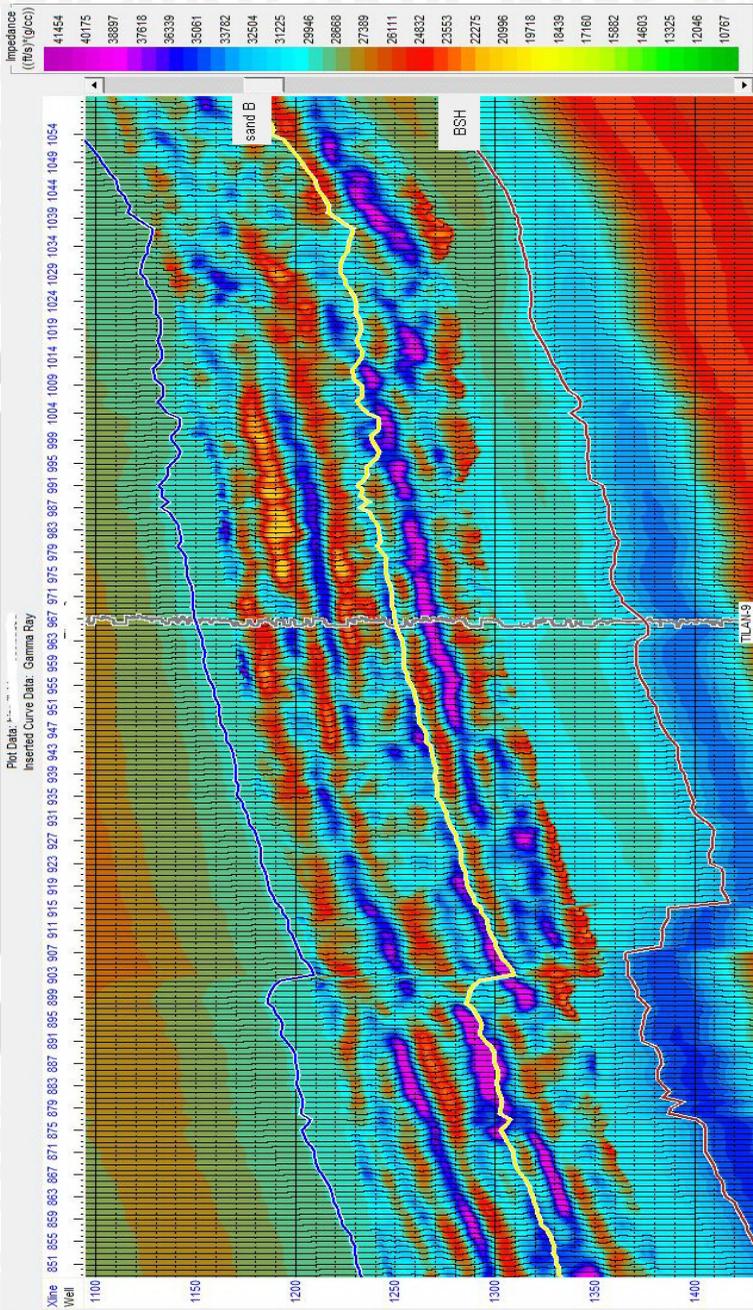
Prewhitening : 1%

Average block size : 2ms

Iterasi : 20

Gambar 3.19 menunjukkan hasil inversi *model based*.





Gambar 3.19 Hasil inversi model based

3.4.2.3 Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *sparse spike* juga dibagi menjadi dua teknik, yaitu *sparse spike linear programming* dan *sparse spike maximum likelihood*. Inversi *sparse spike* yang pertama didasarkan pada algoritma pemrograman yang bertujuan untuk memperbaiki model impedansi akustik dengan reflektivitas “jarang” dengan meminimalkan *error* antara *trace* model dengan *trace* seismik. Sedangkan inversi *sparse spike maximum likelihood* berdasarkan pada algoritma dekonvolusi *maximum likelihood*. Untuk setiap *trace*, rangkaian reflektivitas diestimasi dengan cara menambahkan koefisien refleksi satu per satu hingga hasil optimal diperoleh. Reflektivitas keseluruhan kemudian diperbaiki secara gradual hingga hasil *trace* sintetik sesuai dengan *trace* sebenarnya. Untuk kedua metode ini diasumsikan bahwa *wavelet* pada data seismik diketahui yaitu *bandpass wavelet*. Pada penelitian ini dilakukan inversi *sparse spike maximum likelihood* dengan parameter sebagai berikut:

Window : Horizon sand A_interpolate_ts-50ms
Horizon sand B_interpolate_ts+50ms

Maximum constraint frequency : 10 Hz

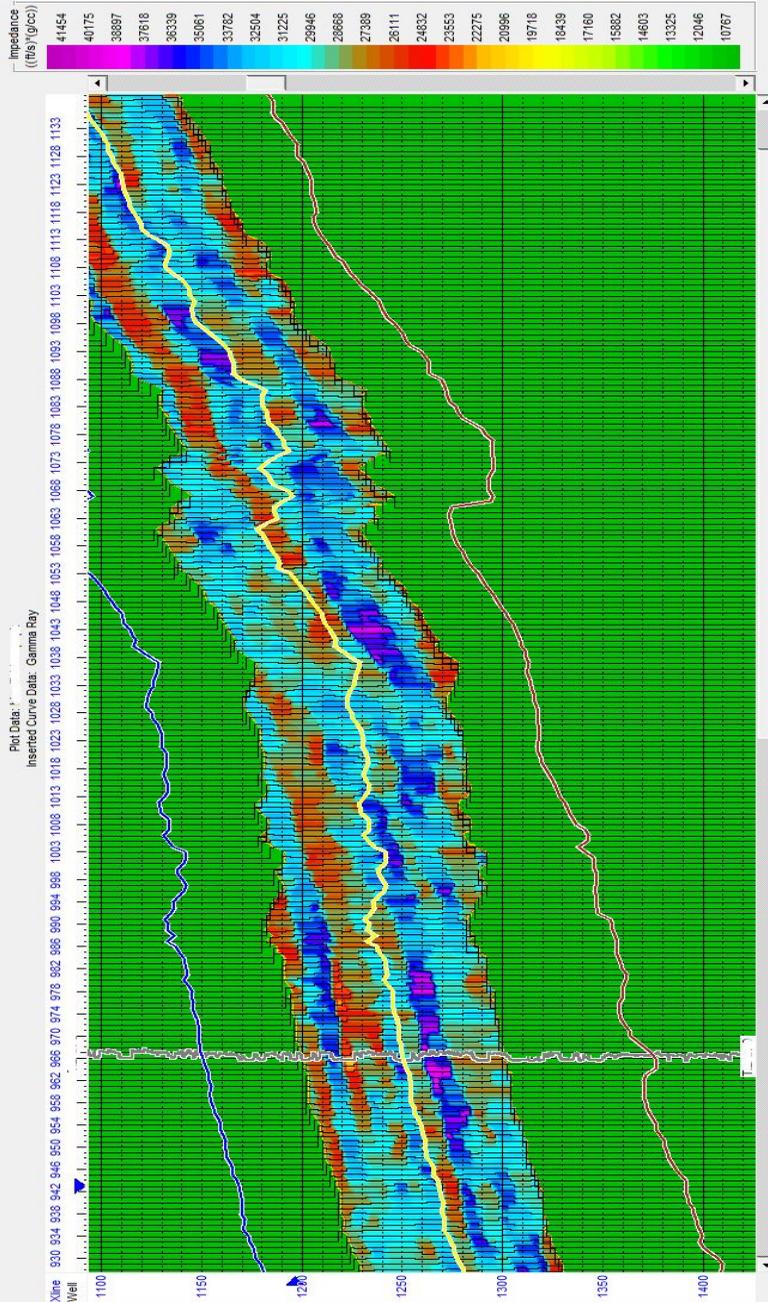
Constrained : lower 25% dan upper 25%

Prewhitening : 1%

Average block size : 2ms

Iterasi : 5

Hasil inversi *sparse spike* ditunjukkan oleh gambar 3.20.



Gambar 3.20 Hasil inversi sparse spike

3.4.3 Proses Seismik Inversi

Dari ketiga metode inversi yang dilakukan, penulis mengamati bahwa metode inversi *model based* dan *sparse spike* menghasilkan nilai korelasi seismogram sintetik dengan seismik sebenarnya yang paling tinggi di antara metode inversi lain. Pada kedua metode proses inversi bersifat iteratif, yang artinya dilakukan iterasi untuk mendapatkan model final. Pada tabel di bawah ini diperlihatkan perbandingan *error* yang didapatkan melalui inversi *model based* dan *sparse spike* tiap proses iterasi. Proses iterasi dianggap sudah cukup sampai didapatkan nilai kestabilan *error* minimum. Tabel 3.3 berikut adalah tabel yang merepresentasikan *error* yang didapat dari inversi *model based* dan inversi *sparse spike* pada tiap iterasi:

Tabel 3.3 Perbandingan error sintetik antara Metode (a) *Model based* dan (b) *Sparse spike*

Iteration	Total error	Iteration	Total error
5	0.324311	5	3.10608
10	0.298294	10	3.11888
15	0.296531	15	3.11792
20	0.293294	20	3.12123
25	0.298868	25	3.12025

(a)

(b)

3.5 Proses Multiatribut

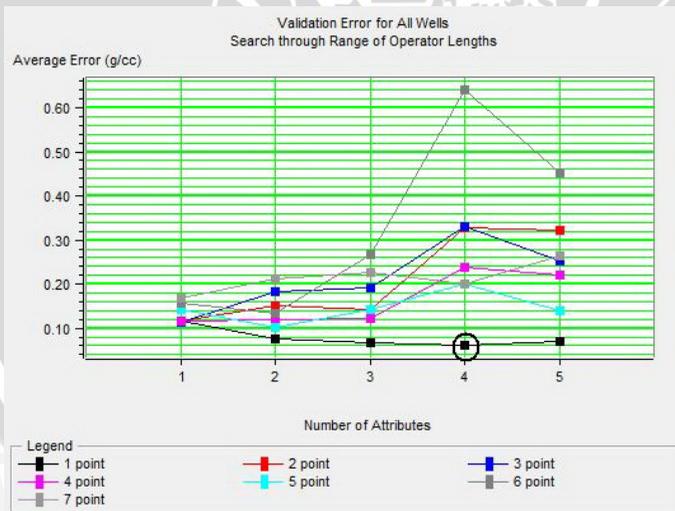
Setelah dilakukan *well-seismic tie*, *crossplot*, dan pembuatan *cube* impedansi dari inversi, selanjutnya dilakukan proses analisis multiatribut. Pada penelitian ini volume yang akan dibuat adalah volume pseudo-densitas, pseudo-porositas, dan pseudo-sinar gama. Alasan dibuat volume ini berdasarkan dari hasil *crossplot* dan juga untuk melihat persebaran batupasir berdasarkan nilai densitas dan sinar gama. Selain itu, volume pseudo-porositas dibuat untuk mengetahui penyebaran porositas dari target.

Volume impedansi akustik akan dijadikan atribut eksternal dalam proses multiatribut ini. Volume inversi yang dipilih untuk digunakan adalah volume inversi yang dihasilkan dari metode *model based*.

3.5.1 Volume Pseudo-Densitas

Pada pembuatan volume ini digunakan log densitas sebagai target log dan sebagai eksternal atribut digunakan volume impedansi akustik hasil inversi. Untuk menentukan kelompok atribut yang akan digunakan untuk membuat volume density dilakukan *training* terhadap kelompok multiatribut tersebut. Hal pertama yang dilakukan adalah memilih operator *length* terbaik. Dengan memilih operator *length* lebih dari satu, maka data sampel yang diikutsertakan dalam proses multiatribut melibatkan data tetangga sejauh besar operator *length* yang dipilih tersebut. Besar operator *length* yang digunakan ditentukan dengan melakukan tes operator *length*.

Selanjutnya dilihat berapa banyak atribut yang dapat digunakan sebelum data mengalami *overtraining*. Untuk itu, digunakan *error* prediksi dan *error* validasi. *Error* prediksi selalu akan berkurang seiring dengan bertambah banyaknya jumlah atribut yang digunakan. Maka dari itu, digunakan juga *error* validasi, yaitu *error* prediksi yang akan didapatkan bila salah satu sumur tidak diikutsertakan pada proses analisis multiatribut tersebut. Nilai validasi ini menunjukkan tingkat kepercayaan bila hasil analisis diberlakukan ke seluruh volume seismik.



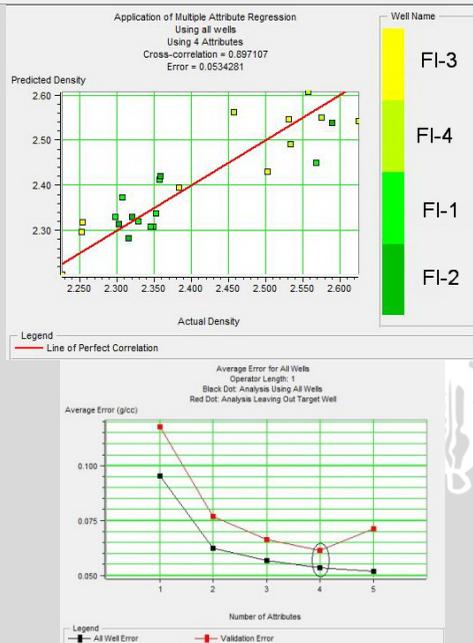
Gambar 3.21 Tes operator *length* pada analisis multiatribut volume pseudo-densitas

Dari tes operator *length* tersebut dapat dilihat bahwa operator *length* yang paling baik digunakan adalah 1 dengan jumlah atribut maksimal yang dapat digunakan adalah 4 buah atribut.

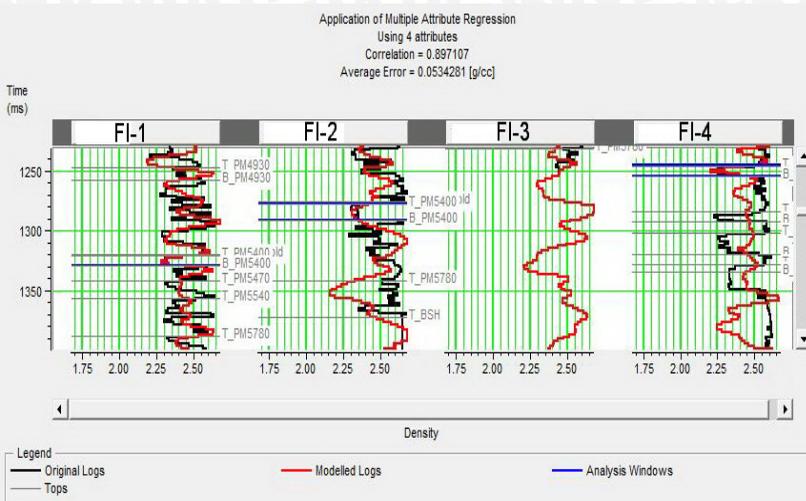
Multi-Attribute List Multi Attribute List 1_1pt

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	1 / (Density)	Filter 5/10-15/20	0.095249	0.117677
2	1 / (Density)	Derivative	0.062250	0.076715
3	1 / (Density)	Cosine Instantaneous Phase	0.056823	0.066212
4	1 / (Density)	Filter 45/50-55/60	0.053428	0.061327
5	1 / (Density)	Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.051856	0.071437

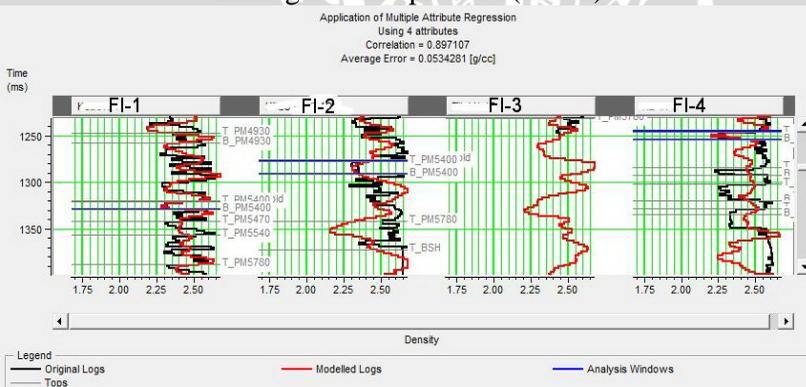
There are 5 transforms.



Gambar 3.22 Error prediksi dan tabel data yang digunakan dalam proses analisis mutiatribut pseudo-densitas



Gambar 3.23 Hasil korelasi antara log densitas sebenarnya (hitam) dan log densitas prediksi (merah)

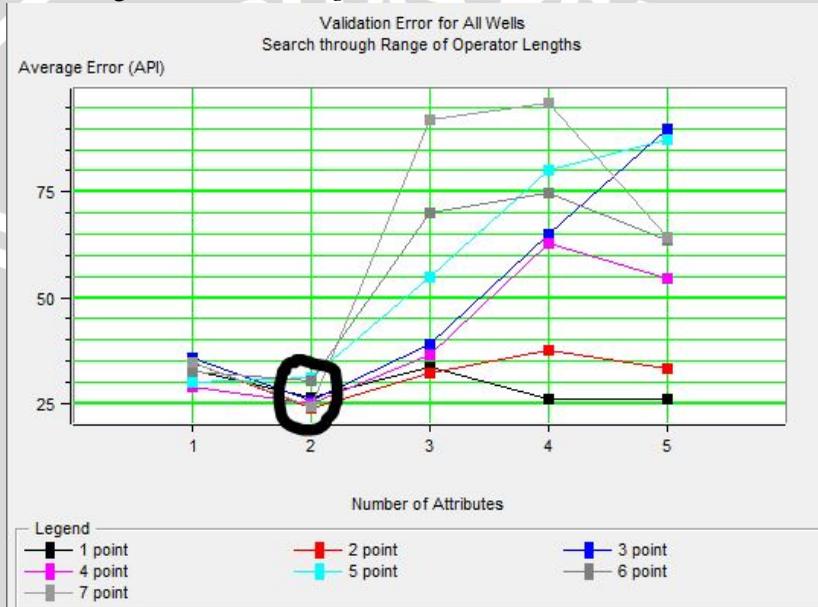


Gambar 3.24 Hasil validasi antara log densitas sebenarnya (hitam) dan log densitas prediksi (merah)

Hasil analisis multiatribut menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.897107 dengan nilai *error* sebesar 0.0534281. Hasil validasi juga menunjukkan korelasi yang baik yaitu 0.897107 dengan nilai *error* 0.0534281. Dengan melihat hasil korelasi yang cukup baik antara hasil *training* dengan data log, maka hasil *training* ini dianggap cukup valid untuk dibuat volumenya. Volume ini kemudian akan digunakan untuk interpretasi lebih lanjut dan sebagai eksternal atribut pada pembuatan volume pseudo-sinar gama.

3.5.2 Volume Pseudo-Sinar Gama

Pada pembuatan volume ini digunakan log sinar gama sebagai log target dan untuk eksternal atributnya digunakan volume inversi *model based* dan volume pseudo-densitas. Untuk menentukan kelompok atribut yang akan digunakan untuk membuat volume pseudo-sinar gama, dilakukan pemilihan operator *length* terbaik. Selanjutnya dilihat berapa banyak atribut yang digunakan sebelum data mengalami *overtraining*.

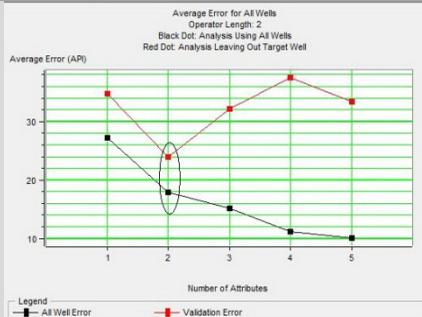
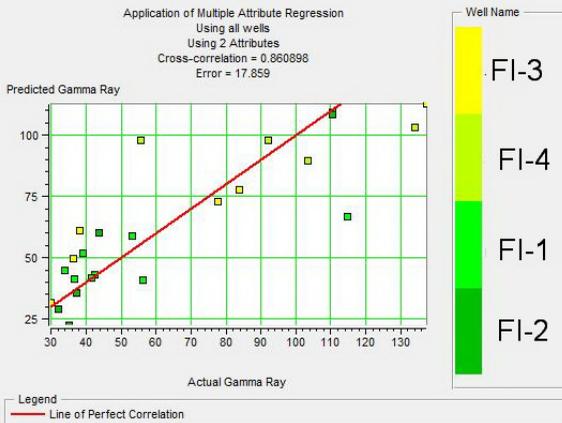


Gambar 3.25 Tes operator *length* pada analisis multiatribut volume pseudo-sinar gama

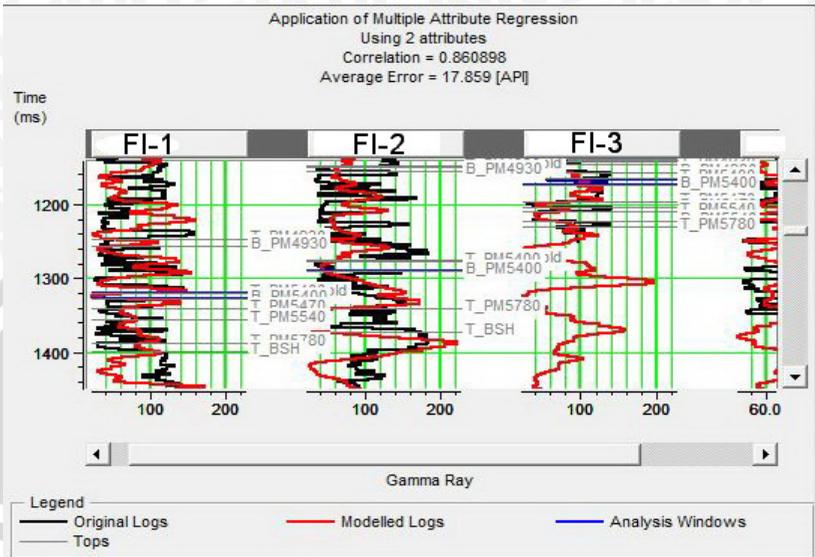
Dari hasil tes operator *length* tersebut, dapat dilihat bahwa jumlah operator yang paling baik digunakan adalah 2 dengan menggunakan 2 atribut.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Sqrt(Gamma Ray)	Derivative	27.270791	34.743495
2	Sqrt(Gamma Ray)	Filter 5/10-15/20	17.858957	23.904083
3	Sqrt(Gamma Ray)	Second Derivative Instantaneous Amplitude	15.198833	32.192564
4	Sqrt(Gamma Ray)	Filter 35/40-45/50	11.113600	37.516728
5	Sqrt(Gamma Ray)	Filter 55/60-65/70	10.080070	33.393370

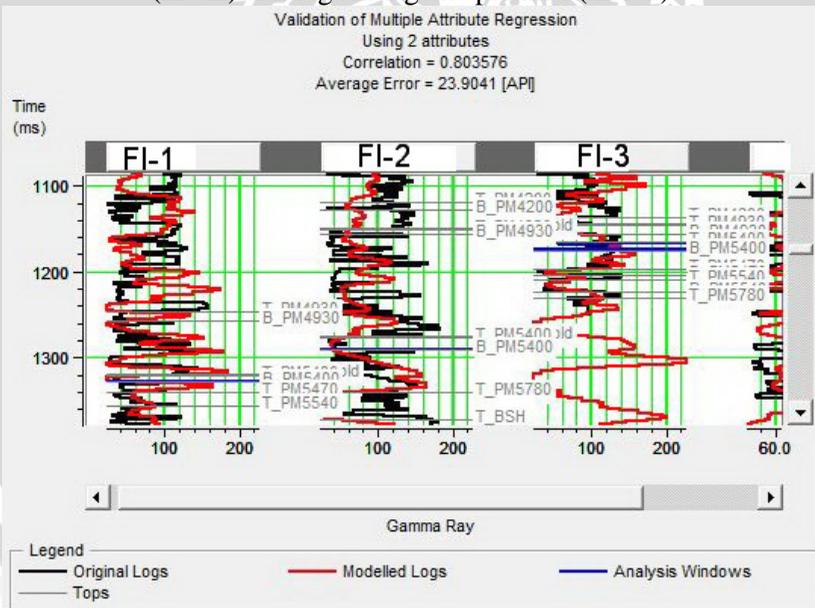
There are 5 transforms.



Gambar 3.26 Error prediksi dan tabel data yang digunakan dalam proses analisis mutiatribut pseudo-sinar gama



Gambar 3.27 Hasil korelasi antara log sinar gama sebenarnya (hitam) dan log sinar gama prediksi (merah)

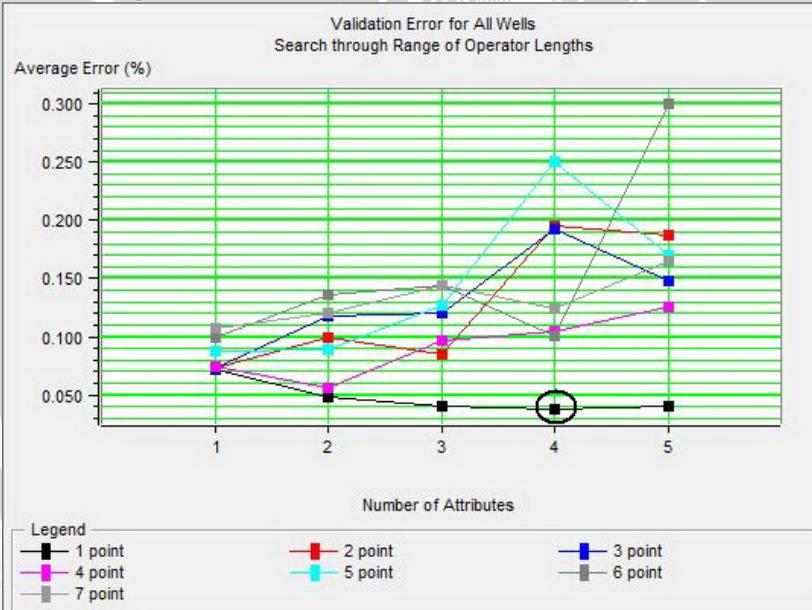


Gambar 3.28 Hasil validasi antara log sinar gama sebenarnya (hitam) dan log sinar gama prediksi (merah)

Hasil analisis multiatribut menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.860898 dengan nilai *error* sebesar 17.859. Hasil validasi juga menunjukkan korelasi yang baik yaitu 0.803576 dengan *error* 23.9041. Dengan melihat hasil korelasi yang cukup baik antara hasil *training* dengan data log, maka hasil *training* ini dianggap cukup valid untuk dibuat volumenya.

3.5.3 Volume Pseudo-Porositas

Pada pembuatan volume ini digunakan log porositas sebagai target log dan untuk eksternal atributnya digunakan volume inversi *model based* dan volume pseudo-densitas. Untuk menentukan kelompok atribut yang akan digunakan untuk membuat volume porositas dengan memilih operator *length* terbaik. Selanjutnya dilihat berapa banyak atribut yang digunakan sebelum data mengalami *overtraining*.



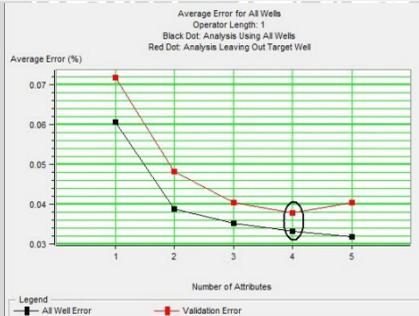
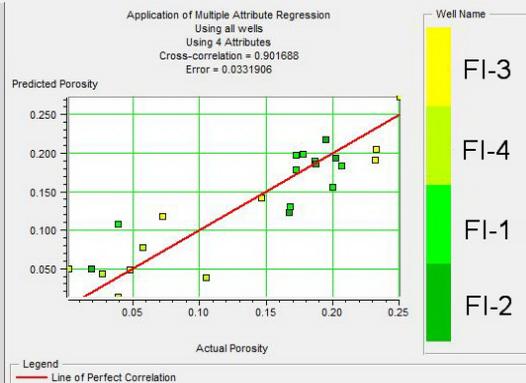
Gambar 3.29 Tes operator *length* pada analisis multiatribut volume pseudo-porositas

Dari hasil tes operator *length* tersebut, dapat dilihat bahwa jumlah operator yang paling baik digunakan adalah 1 dengan menggunakan 4 atribut.

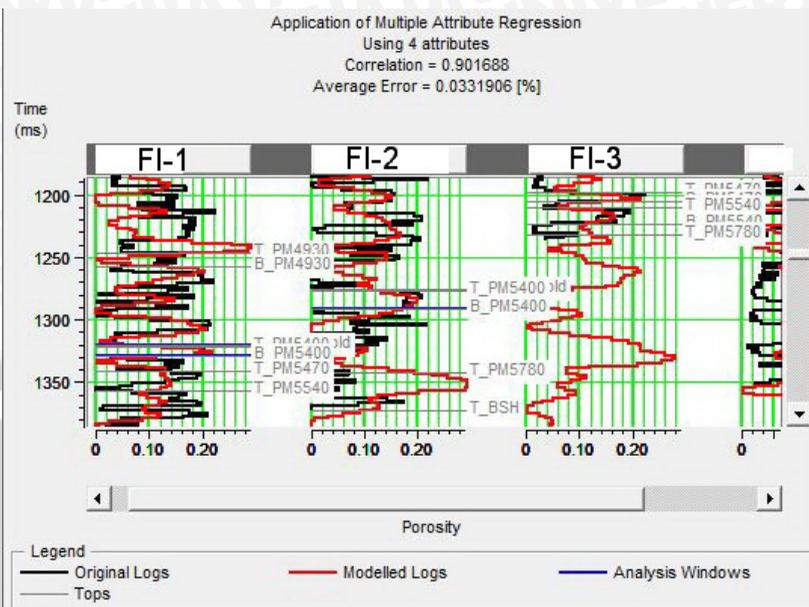
Multi-Attribute List Multi Attribute List 1_1pt

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Filter 5/10-15/20	0.060482	0.071759
2	Porosity	Derivative	0.038790	0.048233
3	Porosity	Cosine Instantaneous Phase	0.035297	0.040421
4	Porosity	Filter 45/50-55/60	0.033191	0.037743
5	Porosity	Amplitude Weighted Phase	0.031802	0.040431

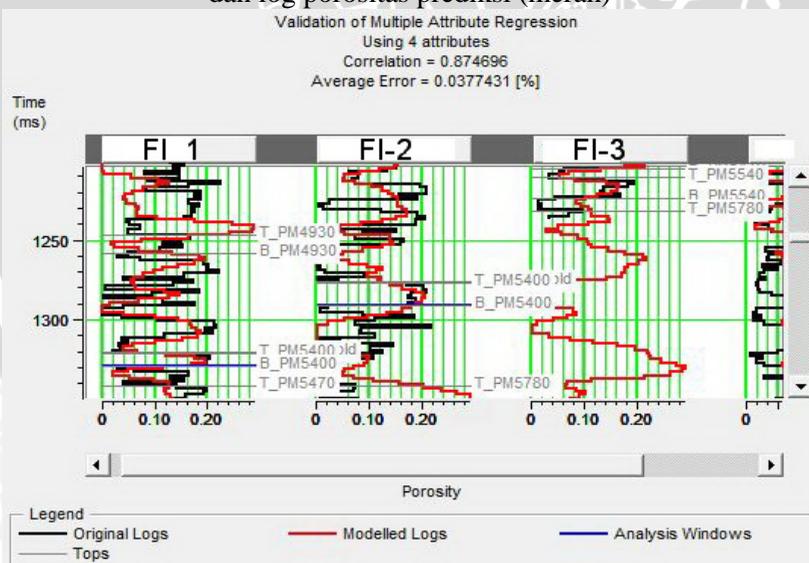
There are 5 transforms.



Gambar 3.30 Error prediksi dan tabel data yang digunakan dalam proses analisis mutiatribut pseudo-porositas



Gambar 3.31 Hasil korelasi antara log porositas sebenarnya (hitam) dan log porositas prediksi (merah)



Gambar 3.32 Hasil validasi antara log porositas sebenarnya (hitam) dan log porositas prediksi (merah)

Hasil analisis multiatribut menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.901688 dengan nilai *error* sebesar 0.0331906. Hasil validasi juga menunjukkan korelasi yang baik yaitu 0.874696 dengan *error* 0.0377431. Dengan melihat hasil korelasi yang cukup baik antara hasil *training* dengan data sumur, maka hasil *training* ini dianggap cukup valid untuk dibuat volumenya.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Well-Seismic Tie

Seismogram sintetik untuk keempat sumur menunjukkan hasil yang baik. Terdapat kesesuaian bentuk dan ukuran antara seismogram sintetik dengan *trace* seismik sebenarnya. Hal ini diperlihatkan oleh nilai korelasi antara seismogram sintetik dengan *trace* seismik sebenarnya yang baik dengan total korelasi 0.661. Setelah dilakukan *trial* dan *error*, *wavelet* terbaik yang digunakan adalah *bandpass wavelet* dengan *low cut* 10 Hz, *low pass* 15 Hz, *high pass* 40 Hz, dan *high cut* 85 Hz.

Nilai korelasi ini juga dipengaruhi oleh besarnya *window* yang digunakan untuk proses korelasi tersebut. Maka, sebaiknya *window* yang digunakan mencakup zona target serta tidak terlalu kecil dan tidak terlalu besar.

4.2 Analisis Tuning Thickness

Tabel 4.1 Analisis *tuning thickness* sand B

Sumur	Kecepatan (ft/s)	Ketebalan (ft)
FI-1	7956.715	60.700
FI-2	8563.536	61.200
FI-3	7973.963	48.990
FI-4	8117.155	47.790
Rata-rata	8152.842	54.670
<i>Tuning thickness</i>		40.764

Dengan asumsi frekuensi dominan pada zona target adalah 50 Hz, maka didapatkan resolusi vertikal seismik sebesar λ seperti pada tabel. Zona target sand B Formasi Pematang masih berada dalam kisaran resolusi vertikal seismik dan terhindar dari penumpukan amplitudo gelombang (*pitfall*).

4.3 Analisis Inversi

4.3.1 Analisis Model Inisial

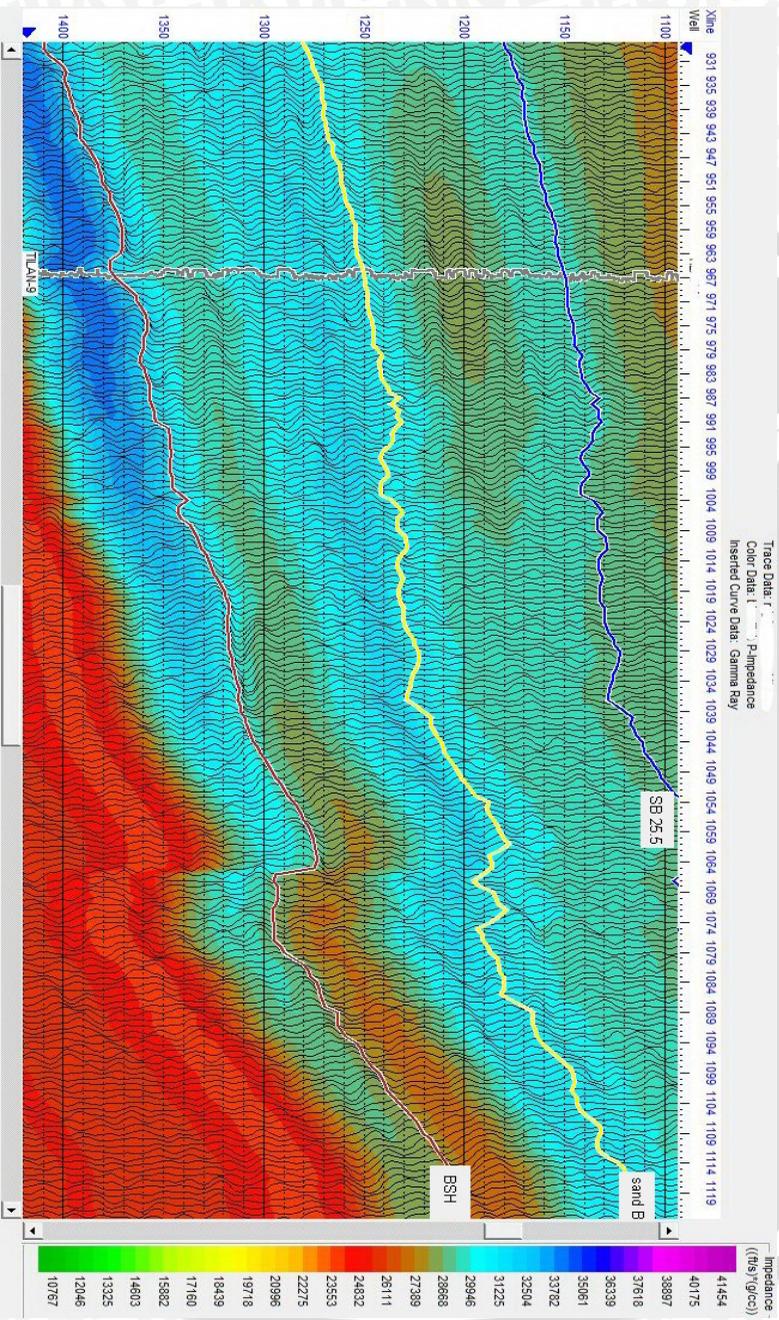
Model inisial dibuat menggunakan penampang seismik 3D, *wavelet* hasil analisis, tiga horizon (SB 25.5, horizon reservoir sand B, dan horizon BSH) dan empat data sumur sebagai kontrol. Model

inisial ini sudah menunjukkan hasil yang cukup baik, dengan ekstrapolasi nilai impedansi akustik mengikuti kontrol dari empat sumur tersebut. Horizon sendiri digunakan sebagai panduan dalam ekstrapolasi data sumur tersebut pada volume seismik. Model inisial ditunjukkan oleh gambar 4.1.

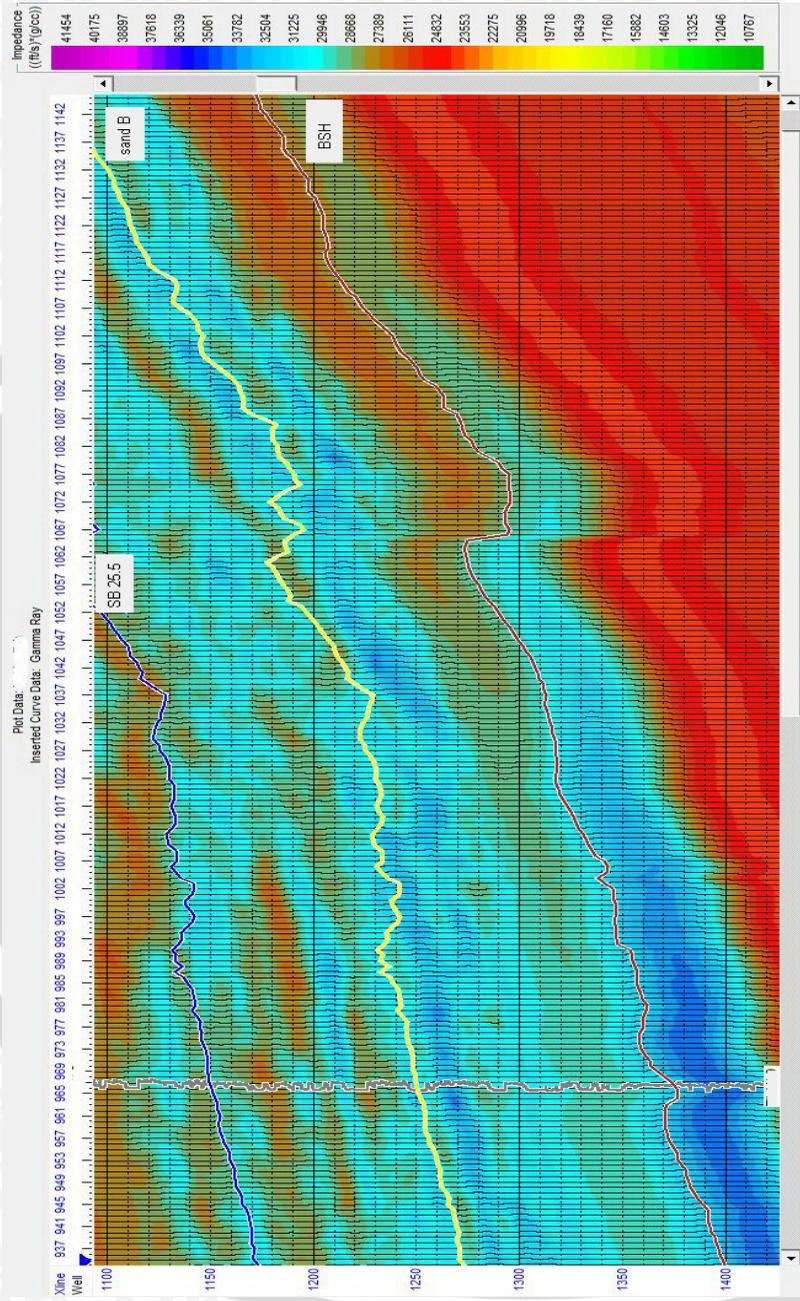
4.3.2 Analisis Hasil Inversi

Secara umum, metode *bandlimited* belum menunjukkan *display* akhir yang baik. Hasil inversi ini sudah dapat memisahkan antara *top* dan *bottom* dari zona target di sekitar data sumur, namun kemenerusan lateralnya kurang baik. Dua *display* yang menunjukkan hasil yang baik dan cukup serupa adalah inversi metode *model based* dan *sparse spike*. Hasil inversi *bandlimited*, *model based* dan *sparse spike* secara berturut-turut ditunjukkan oleh gambar 4.2, gambar 4.3, dan gambar 4.4.

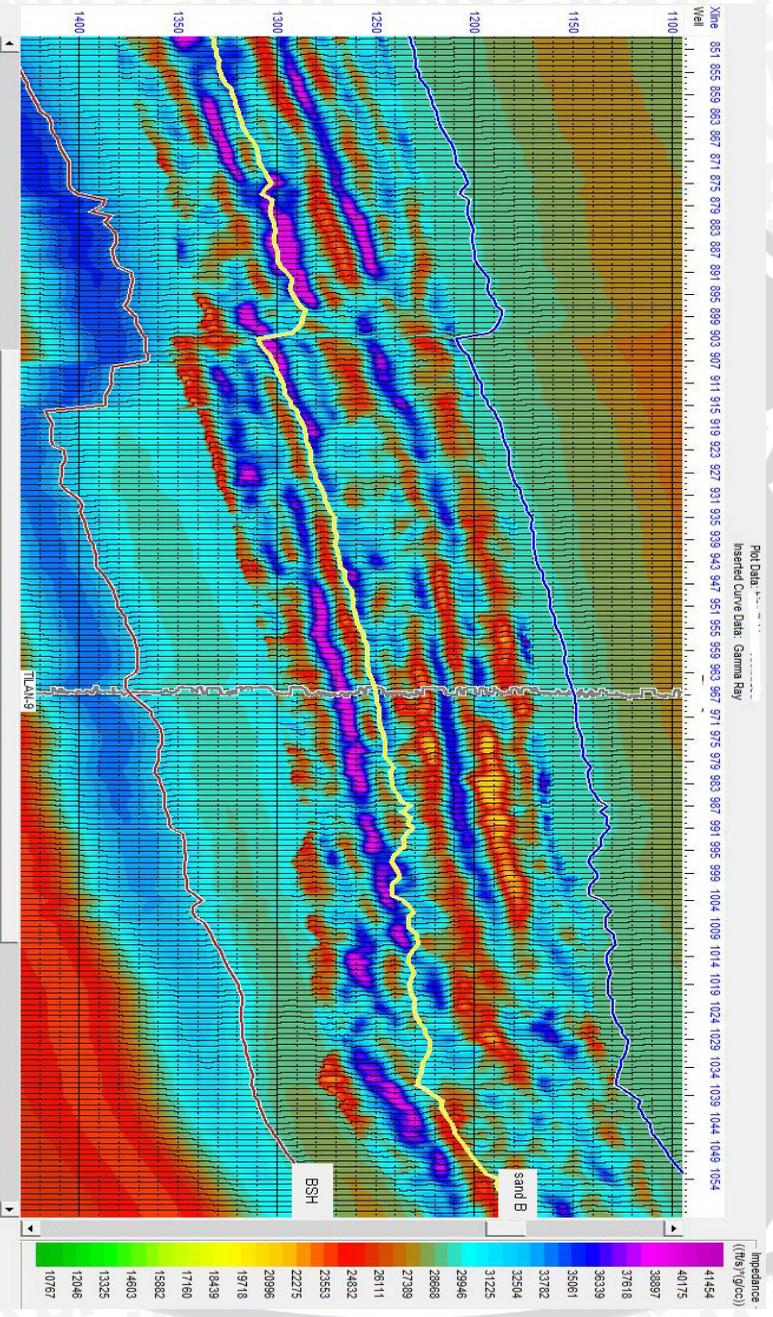




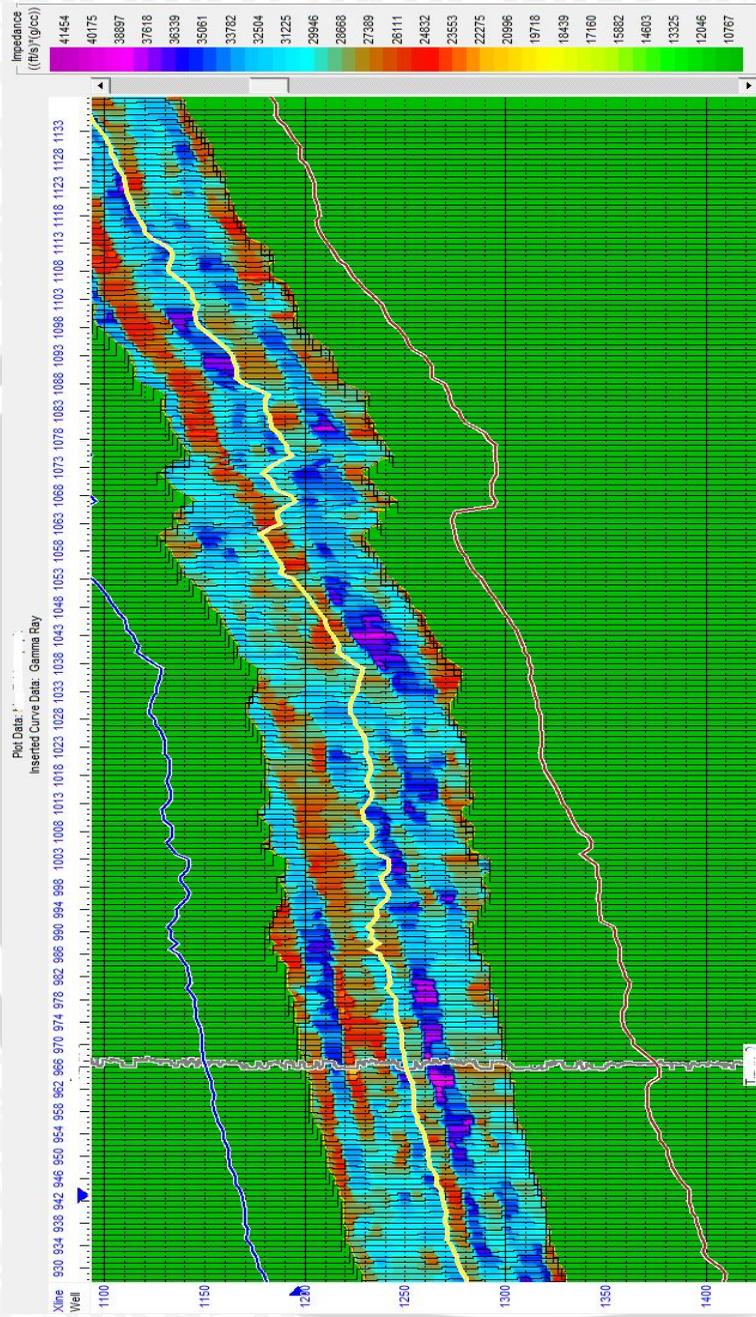
Gambar 4.1 Model awal inversi impedansi akustik di sumur FI-2



Gambar 4.2 Hasil Inversi Bandlimited



Gambar 4.3 Hasil Inversi Model based



Gambar 4.4 Hasil Inversi Sparse spike

Penentuan metode yang lebih baik antara *model based* dengan *sparse spike* dilakukan berdasarkan perbandingan hasil analisis inversi yang telah dilakukan sebelum membuat *cube* impedansi. Berikut adalah tabel perbandingan hasil *error* antara metode *sparse spike* dan metode *model based*. Selain itu dilakukan beberapa kali iterasi untuk menentukan iterasi terbaik yang akan digunakan dalam proses inversi sebelum nilai *error* relatif konstan.

Tabel 4.2 Perbandingan *Error* Sintetik antara Metode (a) *Model based* dan (b) *Sparse spike*

<i>Iteration</i>	<i>Total error</i>	<i>Iteration</i>	<i>Total error</i>
5	0.324311	5	3.10608
10	0.298294	10	3.11888
15	0.296531	15	3.11792
20	0.293294	20	3.12123
25	0.298868	25	3.12025

(a)

(b)

Trace error didapatkan dari hasil pengurangan antara *trace* sintetik dan *trace* sebenarnya. *Trace error* idealnya bernilai nol yang artinya sintetik model dan data seismik sebenarnya adalah sama. Namun, karena nilai ideal tersebut sulit didapatkan, maka dicari hasil inversi yang akan mendapatkan nilai *trace error* yang mendekati nol.

Hasil dari proses inversi ini menunjukkan bahwa *top* dan *bottom* dari zona target sudah dapat digambarkan dengan cukup baik. Dari analisis yang telah dilakukan di atas, maka disimpulkan bahwa metode yang paling baik untuk penelitian ini adalah metode *model based*. Volume hasil inversi *model based* inilah yang akan menjadi eksternal atribut dalam proses multiatribut.

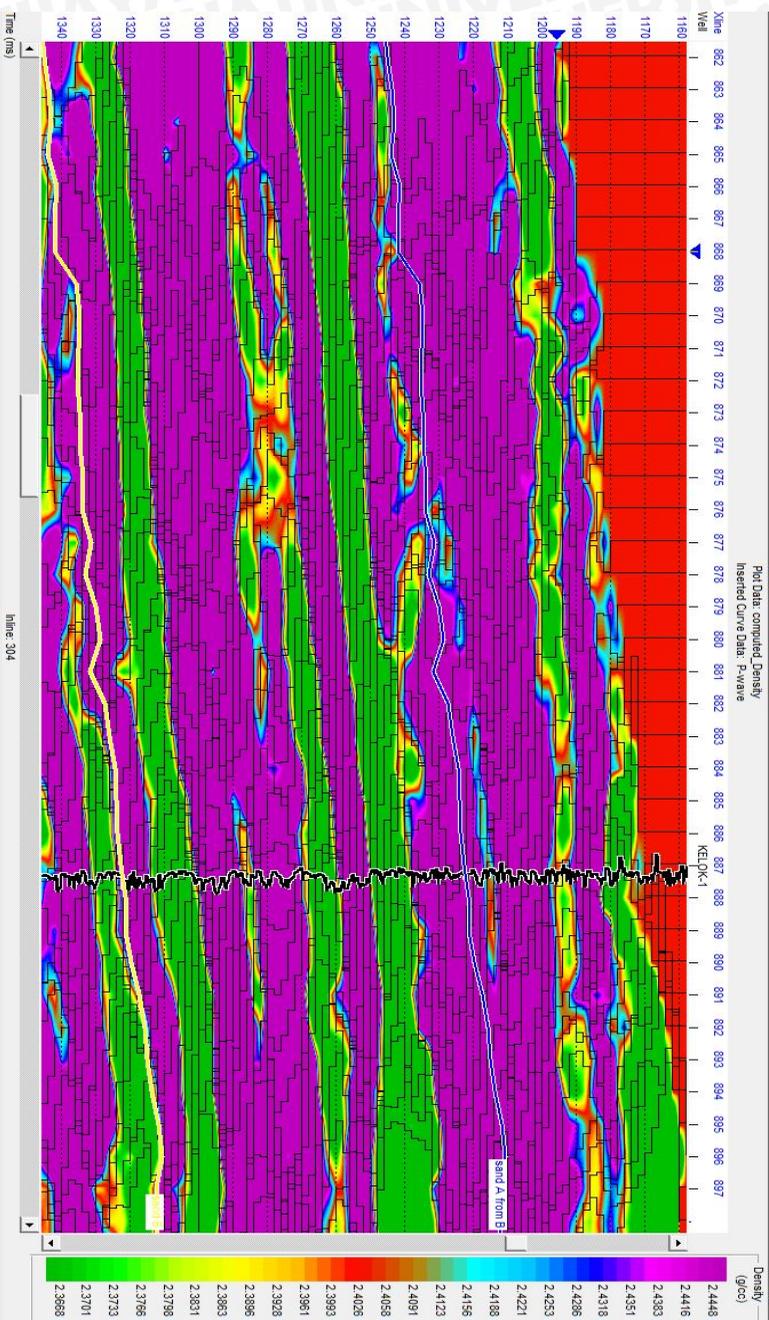
4.4 Analisis Multiatribut

Penampang volume pseudo-densitas memperlihatkan kecocokan antara densitas sumur dengan densitas prediksi. Hasil *training* dan validasi yang didapat untuk regresi linier multiatribut memiliki nilai yang sama yaitu 0.897107. Hasil ini menunjukkan densitas prediksi dengan multiatribut seismik mendekati nilai densitas sumur dengan baik. Atas dasar ini diasumsikan bahwa

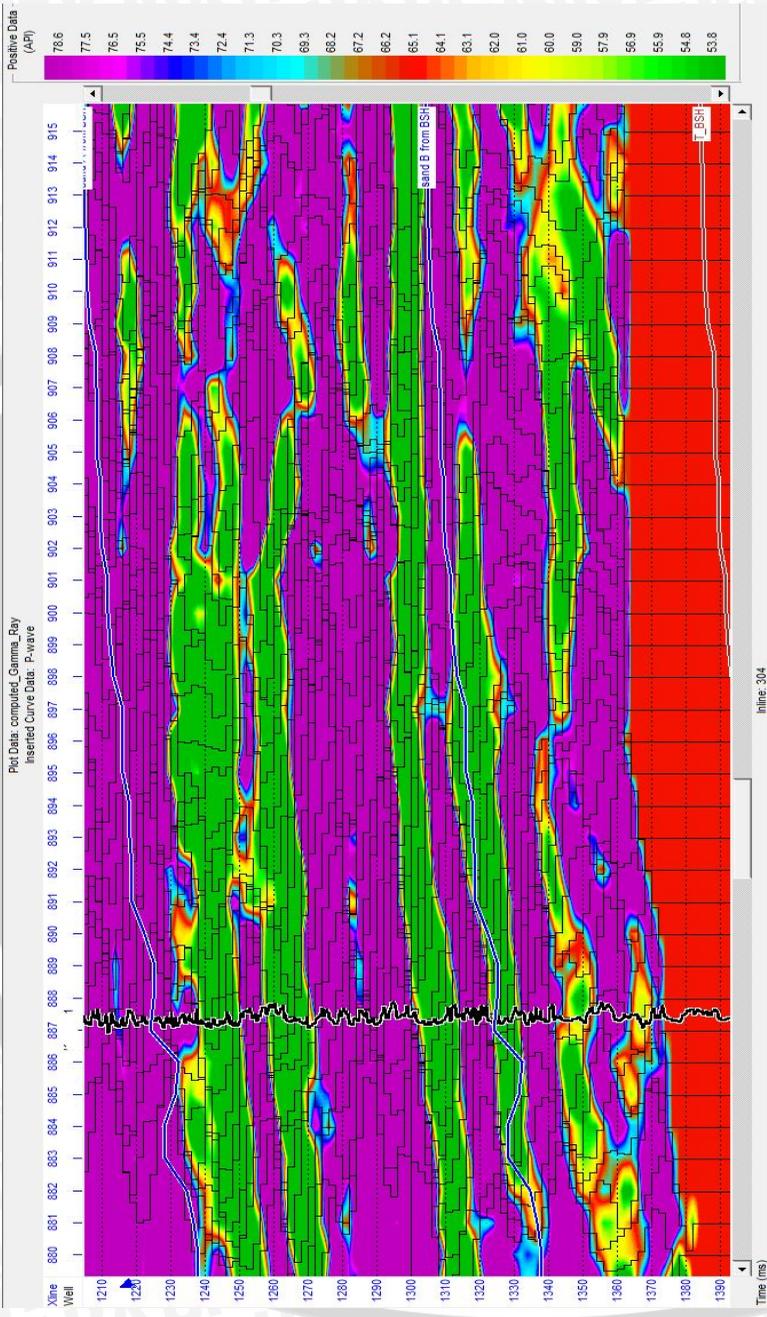
volume densitas yang dihasilkan valid untuk memprediksi penyebaran nilai densitas pada sand B dan juga diharapkan bisa membedakan penyebaran reservoir dan non-reservoir pada interval zona target.

Dari penampang volum pseudo-sinar gama, juga terlihat kecocokan antara nilai sinar gama sumur dan sinar gama prediksi. Hasil *training* dan validasi yang didapat untuk regresi linier multiatribut adalah 0.860898 dan 0.803576. Perbandingan peta kedua hasil ini menunjukkan nilai sinar gama prediksi dengan menggunakan multi-atribut biasa memberikan hasil prediksi sinar gama yang lebih baik, sehingga diasumsikan bahwa volume sinar gama yang dihasilkan valid untuk memprediksi penyebaran sand B dan juga diharapkan bisa membedakan penyebaran reservoir dan non-reservoir pada interval zona target.

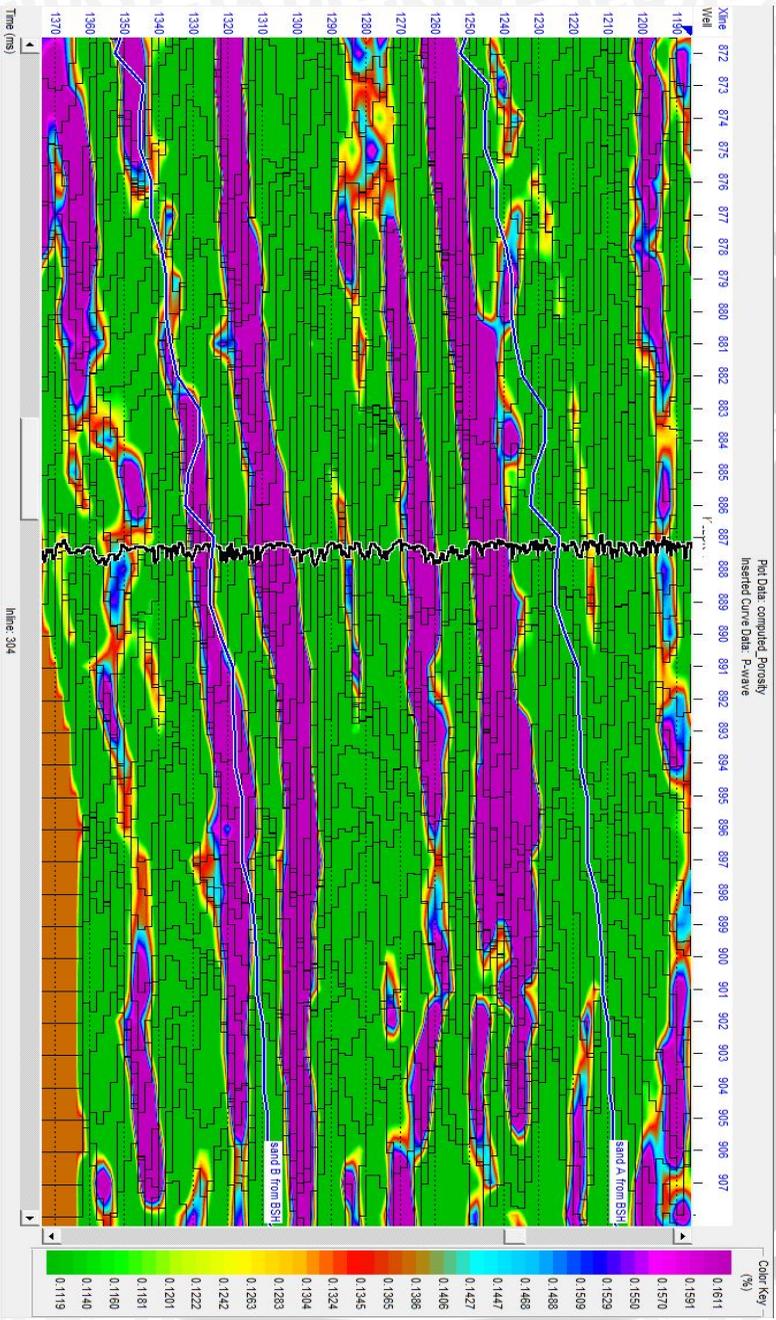
Penampang volum pseudo-porositas juga memperlihatkan kecocokan antara porositas sumur dan porositas prediksi. Hasil *training* dan validasi yang didapat untuk regresi linierr multiatribut adalah 0.901688 dan 0.874696. Atas dasar ini diasumsikan bahwa volume porositas yang dihasilkan valid untuk memprediksi penyebaran sand B dan juga diharapkan bisa membedakan penyebaran reservoir dan non-reservoir pada interval zona target. Secara berturut-turut, penampang pseudo-densitas, pseudo-sinar gama dan pseudo-porositas ditunjukkan oleh gambar 4.5, gambar 4.6 dan gambar 4.7.



Gambar 4.5 Penampang pseudo-densitas



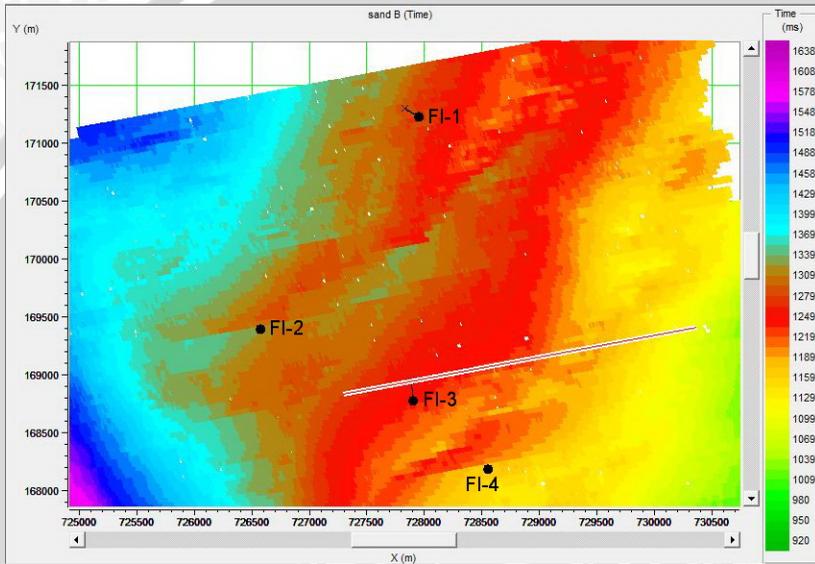
Gambar 4.6 Penampang pseudo-sinar gama



Gambar 4.7 Penampang pseudo-porositas

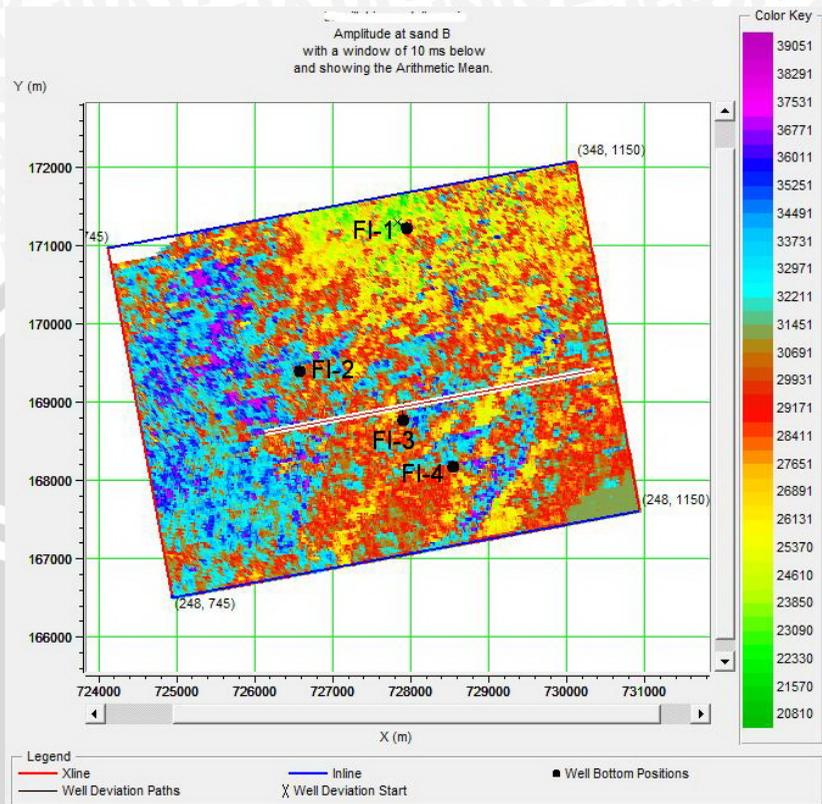
4.5 Analisis Peta

Peta yang dibuat dalam penelitian ini antara lain *time slice* sand B, *horizon slice* inversi *model based* pada sand B, *slice volume* pseudo-densitas, *slice volume* pseudo-porositas, dan *slice volum* pseudo-sinar gama. Sisi atas dari peta adalah arah utara.



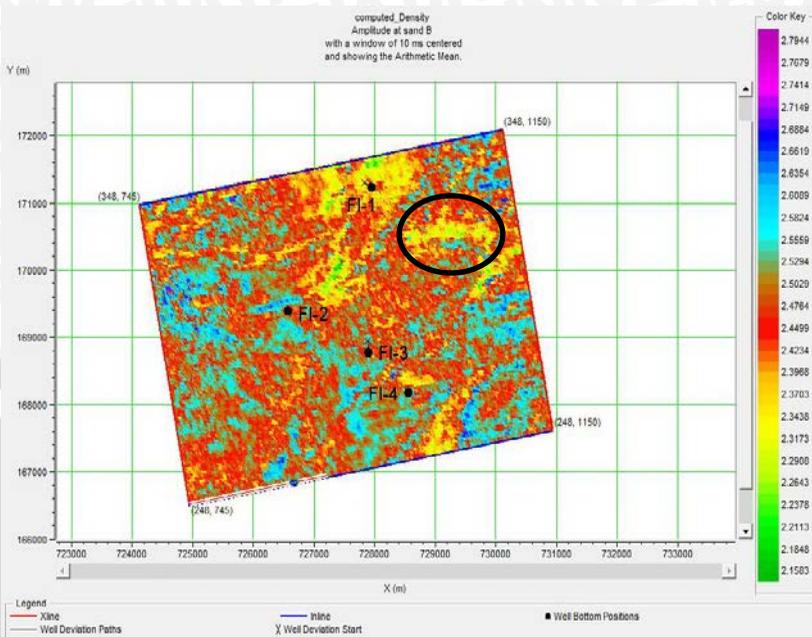
Gambar 4.8 Time slice sand B

Time slice menunjukkan bagian Timur daerah penelitian merupakan daerah tinggi dan bagian Barat merupakan daerah rendahan.



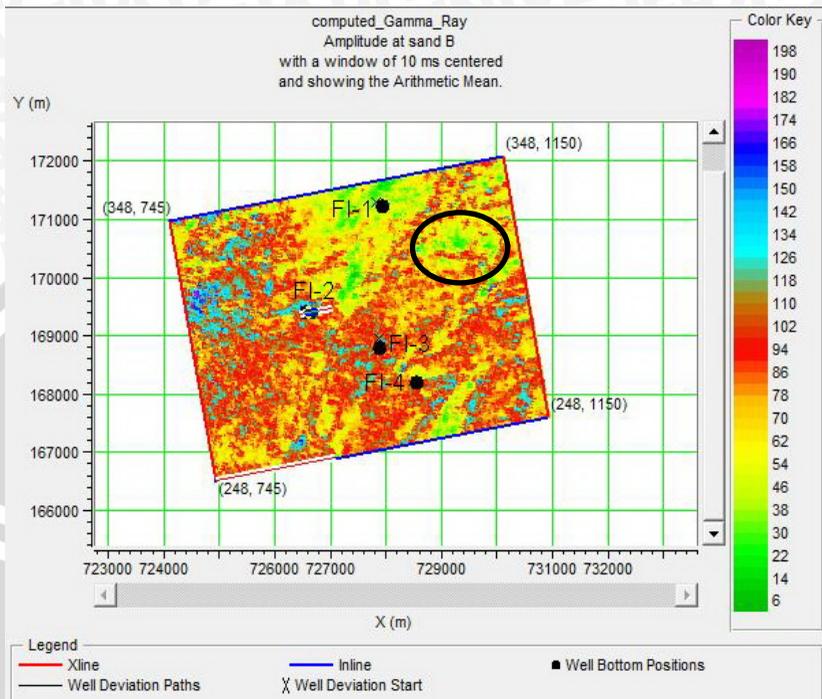
Gambar 4.9 *Slice* impedansi akustik sand B

Slice di atas menunjukkan nilai impedansi dari daerah penelitian. Bagian Timur daerah penelitian mempunyai nilai impedansi akustik yang lebih rendah dari bagian Barat.



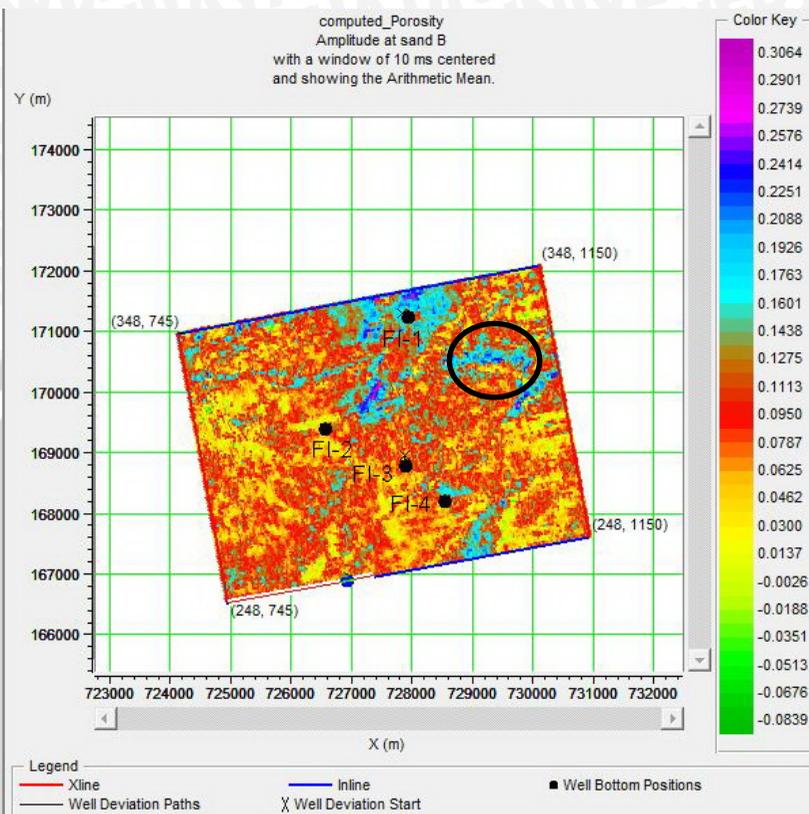
Gambar 4.10 Slice pseudo-densitas sand B

Slice di atas menunjukkan nilai densitas dari daerah penelitian. Bagian Timur memiliki nilai densitas yang lebih rendah dibandingkan bagian Barat daerah penelitian. Daerah yang dilingkari memungkinkan untuk menjadi daerah pengembangan karena memiliki batupasir dengan densitas 2.0-2.5 g/cc.



Gambar 4.11 *Slice* pseudo-sinar gama sand B

Slice di atas menunjukkan nilai sinar gama dari daerah penelitian. Bagian Timur memiliki nilai sinar gama yang lebih rendah dibandingkan bagian Barat daerah penelitian. Sinar gama pada daerah yang dilingkari berkisar antara 10-50 API.



Gambar 4.12 *Slice* pseudo-porositas sand B

Slice di atas menunjukkan nilai porositas dari daerah penelitian. Daerah yang dilingkari memungkinkan untuk menjadi daerah pengembangan karena memiliki batupasir dengan porositas 15-25%.

Dari kelima peta di atas dapat disimpulkan daerah Timur daerah penelitian, khususnya daerah yang dilingkari, memiliki batupasir dengan densitas 2.0-2.5 g/cc, sinar gama berkisar 10-50 API dan porositas 15-25% sehingga memiliki potensi yang baik untuk pengembangan sumur selanjutnya.

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Metode seismik multiatribut memberikan hasil yang baik untuk pembuatan volume pseudo-densitas, pseudo-sinar gama dan pseudo-porositas.
2. Seismik multiatribut memberikan hasil yang baik karena langsung memberikan nilai dari propertinya.
3. Reservoir di daerah Timur terdiri dari batupasir dengan densitas berkisar antara 2.0-2.5 g/cc dan porositas 15-25%. Daerah Barat terdiri dari batupasir dengan densitas 2.4-2.8 g/cc dan porositas 0-10%.
4. Bagian Timur daerah penelitian memiliki batupasir yang lebih baik dengan densitas rendah dan porositas tinggi.

5.2 Saran

1. Perlu lebih banyak data *checkshot* untuk menghasilkan *well-seismic tie* yang lebih baik.
2. Proses *picking* horizon merupakan hal yang sangat penting, karena kesalahan *picking* dapat mengakibatkan kesalahan interpretasi.
3. Perlu adanya integrasi dengan metode lain seperti AVO, inversi EI maupun LMR untuk karakterisasi reservoir lebih jauh.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



DAFTAR PUSTAKA

- Badley, M.E. 1985. *Practical Seismic Interpretation*. Prentice Hall. USA
- Branches, Rafael E. 2002. *Seismic Attributes to Pseudo-well-log Volume Using Neural Networks : Practical Considerations*, The Leading Edge, Vol. 21, No. 10, p. 996-1001
- De Coster, G.L. 1974. *The Geology of Central and South Sumatera Basins*. Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention. USA.
- Dawson, W.C., Yarmanto, Sukanta, U., Kadar, D., dan Sangree, J.B. 1997. *Regional Sequence Stratigraphic Correlation Central Sumatera*. PT. Caltex Pacific Indonesia. Rumbai. Tidak dipublikasikan.
- Eubank, R.T., & Makki, A. C. 1981. *Structural Geology of the Central Sumatra Basin*. Proceeding IPA, 10th Annual Convention, p. 285 – 317.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.
- Heidrick, T. dan Aulia K., 1993. *A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia*. Proceeding 21st Annual Convnvention. IPA.
- Heidrick dan Turlington. 1996. *Central Sumatera Basin in Petroleum Geology of Indonesian Basin : Principles, Methods and Application*, v.2, Jakarta. Indonesia.
- Kempt, G., S. Minifie, D. Rutlay, dan J. Stanton, 1997, *Indonesian Petroleum System Study Central Sumatera Basin*, Santos Asia Pacific Pty Ltd.
- Mertosono dan Nayoan. 1974. *The Geology of Central Sumatera Basins*. Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention p. 77-110. USA.
- Munadi dan Pasaribu, 1984. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Universitas Indonesia. Jakarta.
- Munadi, Suprajitno. 2000. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Program Studi Geofisika UI. Depok.
- Neidell, N.S. 1985. *Geophysical principles and techniques*. AAPG. CE Payton. USA.

- Russel, B.H. 2004. *Hampson-Russell Software Book Guide*. Hampson-Russel Services Ltd. USA.
- Sismanto. 1996. *Pengolahan Data Seismik*. Laboratorium Geofisika Fakultas MIPA UGM. Jogjakarta.
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Laboratorium Geofisika Reservoir Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung.
- Sukmono, S. 2001. *Seismic Attributes For Reservoir Characterization*. Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Umam M S. 2004. *Seismic Interpretation in Petroleum Exploration and Production*. UB AAPG Student Chapter One Day Course by Chevron: Pekanbaru.
- Yarmanto, Aulia, K., Mertani, B., Heidrick, T.L. 1996. *Petroleum Geology of Central Sumatera Basins*. PT. Caltex Pacific Indonesia. Rumbai – Indonesia, tidak diterbitkan.

