

**ESTIMASI PENYEBARAN HIDROKARBON DENGAN
PEMODELAN SEISMIK INVERSI STOKASTIK
DI LAPANGAN "X", SUMATERA SELATAN**

TESIS

**Karya Tulis sebagai salah satu syarat
Untuk memperoleh gelar Magister dari
Universitas Indonesia**



Disusun oleh :

Eko Bayu Purwasatriya

NPM : 630521007Y

**Program Pascasarjana Geofisika Reservoir
Departemen Fisika
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Universitas Indonesia**

2008

SARI

**ESTIMASI PENYEBARAN HIDROKARBON DENGAN
PEMODELAN SEISMIC INVERSI STOKASTIK
DI LAPANGAN "X", SUMATERA SELATAN**

Oleh :

Eko Bayu Purwasatriya

Geofisika Reservoir
Universitas Indonesia

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan yang sudah terbukti menghasilkan hidrokarbon di Indonesia. Tipe perangkap hidrokarbon yang berkembang selain perangkap struktural ada juga perangkap stratigrafi, dimana properti batuan akan berbeda-beda secara lateral

Pemodelan seismik inversi stokastik adalah inversi seismik dengan metoda geostatistik, dimana statistik dari data log sumur pemboran di integrasikan ke data seismik sehingga memberikan gambaran yang lebih baik mengenai karakterisasi reservoirnya. Kemudian data-data tersebut digunakan untuk mengestimasi properti batuan ditempat lainnya.

Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa peta probabilitas hidrokarbon baik pada horison A, B maupun C, mengindikasikan tingkat peluang mendapatkan hidrokarbon yang cukup tinggi dan mempunyai pola seperti pola struktur antiklinnya. Peta-peta probabilitas ini dapat digunakan untuk membantu pengembangan lapangan, dimana dapat dicari arah peningkatan nilai probabilitas hidrokarbonnya. Namun demikian hasil penelitian ini tidak dapat berdiri sendiri dan harus dibantu dengan data dan penelitian lainnya untuk memperkecil resiko eksplorasi lapangan minyak.

ABSTRACT

ESTIMATION OF HYDROCARBON DISTRIBUTION USING STOCHASTIC SEISMIC INVERSION IN FIELD "X", SOUTH SUMATERA

By :

Eko Bayu Purwasatriya

Reservoir Geophysics
University of Indonesia

South Sumatera basin is one of proven hydrocarbon's basin in Indonesia. This basin has various type of hydrocarbon's trap, both structural and stratigraphic type, which have different reservoir properties laterally.

Stochastic seismic inversion is a seismic inversion that using geostatistic method on its process, where the result of statistical analysis from well log data will be integrated to seismic data, to have a better reservoir characterization. Based on that model, we can estimate the reservoir properties for other place outside the well.

The result of this study showing that, the hydrocarbon's probability maps on horizon A, B and C indicating high probability of hydrocarbon in this area and usually have a pattern like its structural trap, in this case is an anticline structure. This hydrocarbon's probability maps can be useful to assist on field's development, where we can investigate the distribution of hydrocarbon's probability to find the direction of field's development. However, this study should be supported by other data and other research to minimize the risk on hydrocarbon's exploration.

LEMBAR PERSETUJUAN

Judul : Estimasi Penyebaran Hidrokarbon dengan Pemodelan
Seismik Inversi Stokastik Di Lapangan “X”, Sumatera Selatan.
Nama : Eko Bayu Purwasatriya
NPM : 630521007Y

Menyetujui :

Pembimbing :

(Dr. Abdul Haris)

Penguji :

(Prof. Dr. Suprajitno M.)

(Dr. Adriansyah)

(Dr. Ricky Wibowo)

Program Studi Magister Fisika
Program Pascasarjana FMIPA UI
Ketua

(Dr. Dedi Suyanto)

NIP. 130 935 271

Tanggal Lulus : 31 Mei 2008



*Karya Ilmiah ini kupersembahkan kepada
Orang-orang yang kucintai yang selalu memberi semangat
dan harapan dalam hidupku:
Ayah dan ibuku, Istriku tercinta Hana Priningsih serta
anak-anakku Annisa Putri Satriana dan Aisyah Zahia Putri Satriana*

KATA PENGANTAR

Puji Syukur hanya kepada Allah SWT, yang hanya karena rahmat dan hidayah-Nya maka penulis dapat menyelesaikan Tesis ini. Penulisan tesis dengan judul **ESTIMASI PENYEBARAN HIDROKARBON DENGAN PEMODELAN SEISMIK INVERSI STOKASTIK DI LAPANGAN "X", SUMATERA SELATAN**, ini ditujukan untuk memenuhi kurikulum perkuliahan dan merupakan salah satu persyaratan dalam menempuh ujian Magister Fisika Program Studi Geofisika Reservoir, Pascasarjana FMIPA Universitas Indonesia. terselesaikannya penulisan tesis ini tidak terlepas dari bimbingan dan bantuan semua pihak. Untuk itu penulis menyampaikan penghargaan dan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Dr. Abdul Haris, selaku pembimbing tesis ini, yang telah memberikan banyak bantuan dan pengarahan sehingga tesis ini dapat diselesaikan dengan baik.
2. Bpk. Erwinsyah M.Si, dari PT. Pertamina Sumbagsel, yang telah membantu sehingga penulis dapat melakukan analisis pada data PT. Pertamina Sumbagsel untuk tesis ini.
3. Teman-teman mahasiswa Geofisika Reservoir Pascasarjana FMIPA Universitas Indonesia, khususnya angkatan 2005.
4. Ayah dan Ibuku, Istriku tercinta serta anak-anakku yang kusayangi, yang telah memberikan semangat dan dorongan moril kepada penulis.

Akhir kata, mudah-mudahan tesis ini dapat bermanfaat bagi para pembaca pada umumnya dan penulis pada khususnya. Untuk penyempurnaan tesis ini, penulis sangat mengharapkan kritik dan saran yang membangun dari semua pihak.

Jakarta, Mei 2008

Penulis

Eko Bayu Purwasatriya
630521007Y

DAFTAR ISI

	Halaman
Halaman Judul	i
Sari.....	ii
Abstract.....	iii
Lembar Persetujuan.....	iv
Halaman persembahan.....	v
Kata Pengantar.....	vi
Daftar Isi.....	vii
Daftar Gambar.....	ix
BAB I. PENDAHULUAN	
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Permasalahan dan Pembatasan Masalah.....	2
I.3. Maksud dan Tujuan Penelitian.....	2
I.4. Hasil Penelitian yang diharapkan.....	2
I.5. Sistematika Penulisan.....	3
BAB II. GEOLOGI	
II.1. Geologi Regional.....	4
II.2. Stratigrafi Regional.....	5
II.3. Petroleum System.....	7
II.4. Target Reservoir Daerah Penelitian.....j.....	8
BAB III. DASAR TEORI	
III.1. Inversi Seismik.....	9
III.2. Amplitude Versus Offset (AVO).....	10
III.3. Pendekatan Stokastik.....	15
III.4. Teorema Bayes.....	15

BAB IV. METODOLOGI PENELITIAN

IV.1. Data dan Perangkat Lunak.....	17
IV.2. Alur Kerja Penelitian.....	17

BAB V. PEMBAHASAN DAN HASIL PENELITIAN

V.1. Persiapan Data.....	21
V.2. Pembuatan <i>Data Slices</i> dan Ekstraksi Wavelet.....	23
V.3. Analisa Trend Data Sumur dan Pembuatan Model Stokastik.....	31
V.4. Simulasi Model Stokastik.....	38
V.5. Kalibrasi Data dan Penentuan <i>Scaler</i>	40
V.6. Pembuatan Peta Probabilitas.....	42

BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN

VI.1. Kesimpulan	57
VI.2. Saran.....	58

ACUAN.....	59
------------	----

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Peta lokasi Cekungan Sumatera Selatan.....	4
Gambar 2.2. Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.....	6
Gambar 3.1. Model konversi gelombang pada bidang batas lapisan.....	11
Gambar 4.1. Model 3 layer, dimana masing-masing parameter mempunyai distribusi probabilitas.....	18
Gambar 4.2. Pada model 3 layer, batupasir dideskripsikan mempunyai beberapa parameter petrofisika.....	18
Gambar 4.3. Bagan alur kerja penelitian.....	19
Gambar 5.1. Basemap seismik dan contoh trace gather seismik 3D.....	21
Gambar 5.2. Kurva log sumur Salemba-01.....	22
Gambar 5.3. Horison A, B dan C pada data seismik 3D.....	23
Gambar 5.4. Peta Struktur Waktu Horison A.....	24
Gambar 5.5. Peta Struktur Waktu Horison B.....	24
Gambar 5.6. Peta Struktur Waktu Horison C.....	25
Gambar 5.7. Zona horison A dan B pada kurva log Sumur Salemba-01.....	26
Gambar 5.8. Peta atribut scaled Poisson's Ratio horison A.....	27
Gambar 5.9. Peta atribut scaled Poisson's Ratio dengan zona hidrokarbon (merah) dan zona wet (biru).....	27
Gambar 5.10. Peta atribut intercept horison A.....	28
Gambar 5.11. Peta atribut intercept dengan zona hidrokarbon (merah) dan zona wet (biru).....	28
Gambar 5.12. Peta atribut gradient horison A.....	29
Gambar 5.13. Peta atribut gradient dengan zona hidrokarbon (merah) dan zona wet (biru).....	29
Gambar 5.14. Hasil ekstraksi wavelet.....	30
Gambar 5.15. Kurva trend nilai velocity dan density shale.....	31

Gambar 5.16. Kurva trend nilai velocity dan density sand.....	32
Gambar 5.17. Kurva trend nilai velocity dan porosity sand.....	32
Gambar 5.18. Kurva plot antara Poisson's ratio dan V-shale.....	36
Gambar 5.19. Model 3 layer dengan intercept dan gradient.....	38
Gambar 5.20. Hasil simulasi pada empat kedalaman berbeda.....	39
Gambar 5.21. Hasil simulasi pada semua kedalaman.....	39
Gambar 5.22. Plot data sebenarnya dibandingkan data simulasi.....	40
Gambar 5.23. Plot data sebenarnya dan data model setelah dikalibrasi.....	42
Gambar 5.24. Peta probabilitas hidrokarbon horison A.....	44
Gambar 5.25. Peta probabilitas gas horison A.....	45
Gambar 5.26. Peta probabilitas minyak horison A.....	46
Gambar 5.27. Peta indikator horison A.....	47
Gambar 5.28. Peta probabilitas hidrokarbon horison B.....	48
Gambar 5.29. Peta probabilitas gas horison B.....	49
Gambar 5.30. Peta probabilitas minyak horison B.....	50
Gambar 5.31. Peta indikator horison B.....	51
Gambar 5.32. Peta probabilitas hidrokarbon horison C.....	52
Gambar 5.33. Peta probabilitas gas horison C.....	53
Gambar 5.34. Peta probabilitas minyak horison C.....	54
Gambar 5.35. Peta indikator horison C.....	55

BAB I

PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Cekungan Sumatera Selatan merupakan satu diantara banyak cekungan back arc yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon di Indonesia. Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja merupakan formasi yang penting dalam menghasilkan minyak dan gas bumi di cekungan ini. Cekungan Sumatera Selatan terletak di sebelah timur Pegunungan Barisan memanjang ke arah timur laut sampai ke daerah lepas pantainya. Cekungan Sumatera Selatan ini merupakan daerah *back-arc basin* yang dibatasi oleh Pegunungan Barisan di sebelah Barat Daya dan Sunda Shelf di bagian Timur Laut nya (de Coster, 1974). Cekungan ini sudah terbukti menghasilkan hidrokarbon dan tipe perangkap hidrokarbon yang berkembang selain perangkap struktural ada juga perangkap stratigrafi, dimana properti batuan nya seperti porositas dan saturasinya akan berbeda-beda secara lateral.

Inversi data seismik merupakan metoda yang dilakukan dalam memperkirakan parameter batuan. Inversi data seismik memegang peranan penting dalam karakterisasi reservoir hidrokarbon. Inversi seismik dijadikan cara untuk memperoleh informasi litologi. Informasi litologi sangat penting dalam mengkarakterisasi reservoir. Teknik inversi lanjutan berupa inversi AVO mampu untuk mengestimasi fluida yang terkandung dalam batuan berpori sekaligus litologinya. Estimasi zona hidrokarbon merupakan tahapan penting dalam karakterisasi reservoir hidrokarbon. Oleh karena itu, inversi seismik menjadi salah satu cara yang baik dalam mengkarakterisasi reservoir hidrokarbon

Pemodelan seismik inversi stokastik adalah inversi seismik dengan metoda geostatistik, dimana statistik dari data log sumur pemboran di integrasikan ke data seismik sehingga memberikan gambaran yang lebih baik mengenai karakterisasi reservoirnya. Kemudian data-data tersebut digunakan untuk mengestimasi properti batuan ditempat lainnya.

I.2. Permasalahan dan Pembatasan Masalah

Pada kerangka kerja stokastik, parameter reservoir dan atribut seismik pada lokasi-lokasi yang tidak ada sampel dari sumurnya dianggap sebagai variabel yang acak dan di estimasi secara berkelanjutan sesuai dengan data yang ada. Beberapa permasalahan yang ada pada penelitian ini antara lain :

- Bagaimanakah karakterisasi reservoir pada daerah penelitian ini jika diestimasi berdasarkan pemodelan stokastik.
- Dengan karakterisasi reservoir tersebut, apakah dapat ditemukan zona-zona yang memiliki probabilitas hidrokarbon yang tinggi dan memungkinkan untuk dilakukan eksplorasi lebih lanjut.

Pembatasan masalah dalam penelitian ini adalah bahwa penelitian ini menggunakan data seismik gather yang preserved amplitude dan telah dikoreksi NMO, namun demikian penulis tidak melakukan prosesingnya, sehingga masalah tersebut tidak dibahas dalam penelitian ini, namun hanya sebagai informasi saja.

I.3. Maksud dan Tujuan Penelitian

Adapun maksud penelitian ini adalah untuk melakukan pemodelan stokastik pada reservoir dari data sumur di daerah penelitian dan tujuannya adalah mengestimasi probabilitas hidrokarbon dari reservoir di luar sumur tersebut sehingga diharapkan dapat menemukan zona-zona yang dapat dilakukan eksplorasi lebih lanjut.

I.4. Hasil Penelitian yang diharapkan

Hasil penelitian yang diharapkan antara lain :

- Mendapatkan model stokastik dari data sumur untuk memodelkan reservoir dalam bentuk atribut seismik yaitu intercept dan gradien, baik yang mengandung fluida air formasi, minyak maupun gas
- Mendapatkan peta-peta penyebaran probabilitas hidrokarbon di daerah penelitian pada beberapa zona interest, sehingga diharapkan dapat membantu untuk pengembangan lapangan ataupun untuk eksplorasi lebih lanjut

I.5. Sistematika Penulisan

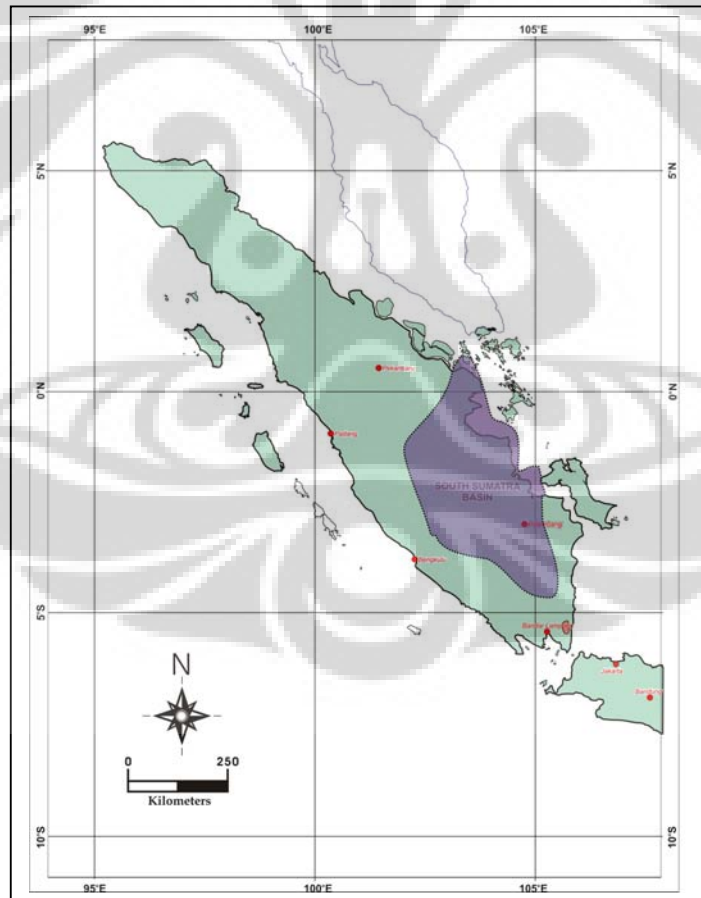
Penelitian ini menggunakan sistematika penulisan sebagai berikut :

- Latar belakang penelitian, permasalahan dan pembatasan masalahnya, maksud dan tujuan penelitian beserta hasil yang diharapkan akan dibahas pada Bab I penelitian ini.
- Bab II akan membahas mengenai geologi daerah penelitian, mulai dari geologi regional, stratigrafi regional sampai dengan *petroleum systems* pada daerah penelitian.
- Bab III akan membahas mengenai dasar teori inversi seismik, atribut AVO, pendekatan stokastik dan teorema Bayes yang akan dipakai dalam pengerjaan penelitian.
- Metodologi penelitian akan dibahas pada Bab IV, dimana akan dijelaskan mengenai konsep dasar metode penelitian dan alur kerja yang dipakai dalam penelitian ini.
- Pembahasan hasil penelitian akan menjelaskan secara lebih detil mengenai hal-hal yang dikerjakan dalam penelitian ini, mulai dari persiapan data, pembuatan data *slices* dan ekstraksi *wavelet*, analisis trend data sumur, pembuatan model stokastik, simulasi model stokastiknya, kalibrasi data model dengan data sebenarnya dengan cara menentukan *scaler* dan pembuatan peta-peta probabilitas sebagai hasil akhir dari penelitian ini. Hal ini akan dibahas pada Bab V penelitian ini.
- Sebagai penutup yaitu dibuat kesimpulan dari hasil akhir penelitian ini dan beberapa saran-saran yang akan penulis sampaikan dalam Bab VI.

BAB II GEOLOGI

II.1. Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan terletak di sebelah timur Pegunungan Barisan memanjang ke arah timur laut sampai ke daerah lepas pantainya. Cekungan Sumatera Selatan ini merupakan daerah *back-arc basin* yang dibatasi oleh Pegunungan Barisan di sebelah Barat Daya dan Sunda Shelf di bagian Timur Laut nya (de Coster, 1974). Cekungan Sumatera Selatan terbentuk pada fase ekstension yang terjadi pada jaman Pre-Tersier sampai Awal Tersier (Daly et.al., 1987). Aktivitas gunung api (*orogenic*) yang terjadi pada jaman Kapur sampai Eosen membagi cekungan ini menjadi 4 (empat) bagian atau sub-cekungan. Lokasi dari Cekungan Sumatera Selatan ini dapat dilihat pada gambar 2.1. dibawah ini :



Gambar 2.1. Peta Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Lemigas, 2005)

II.2. Stratigrafi Regional

Gambar 2.2 menunjukkan formasi-formasi Zaman Tersier dari tua ke muda dengan penjelasan sebagai berikut :

- Formasi Lahat

Formasi ini terdapat secara tidak selaras diatas formasi-formasi zaman Pra-Tersier. Ketebalannya bisa mencapai 3350 meter dan terdiri atas breksi vulkanik andesitik, tuf, endapan lahar dan aliran lava dengan sisipan batupasir kuarsa di bagian tengahnya. Umur formasi ini antara Eosen – Oligosen. Formasi ini mempunyai 3 anggota yaitu : Kikim Bawah, Batupasir Kuarsa, dan Kikim Atas.

- Pre-Baturaja Klastik

Diantara Formasi Lahat vulkanik dengan Formasi Baturaja, terdapat kompleks batuan sedimen klastik dengan variasi yang berbeda-beda. Pada bagian bawah terdapat kompleks batuan sedimen vulkaniklastik dan lempung lakustrin yang disebut sebagai Formasi Lemat. Pada bagian atas terdapat sedimen fluvial-deltaik disebut sebagai Formasi Talang Akar. Umur batuan ini pada umumnya adalah Oligosen Akhir.

- Formasi Baturaja

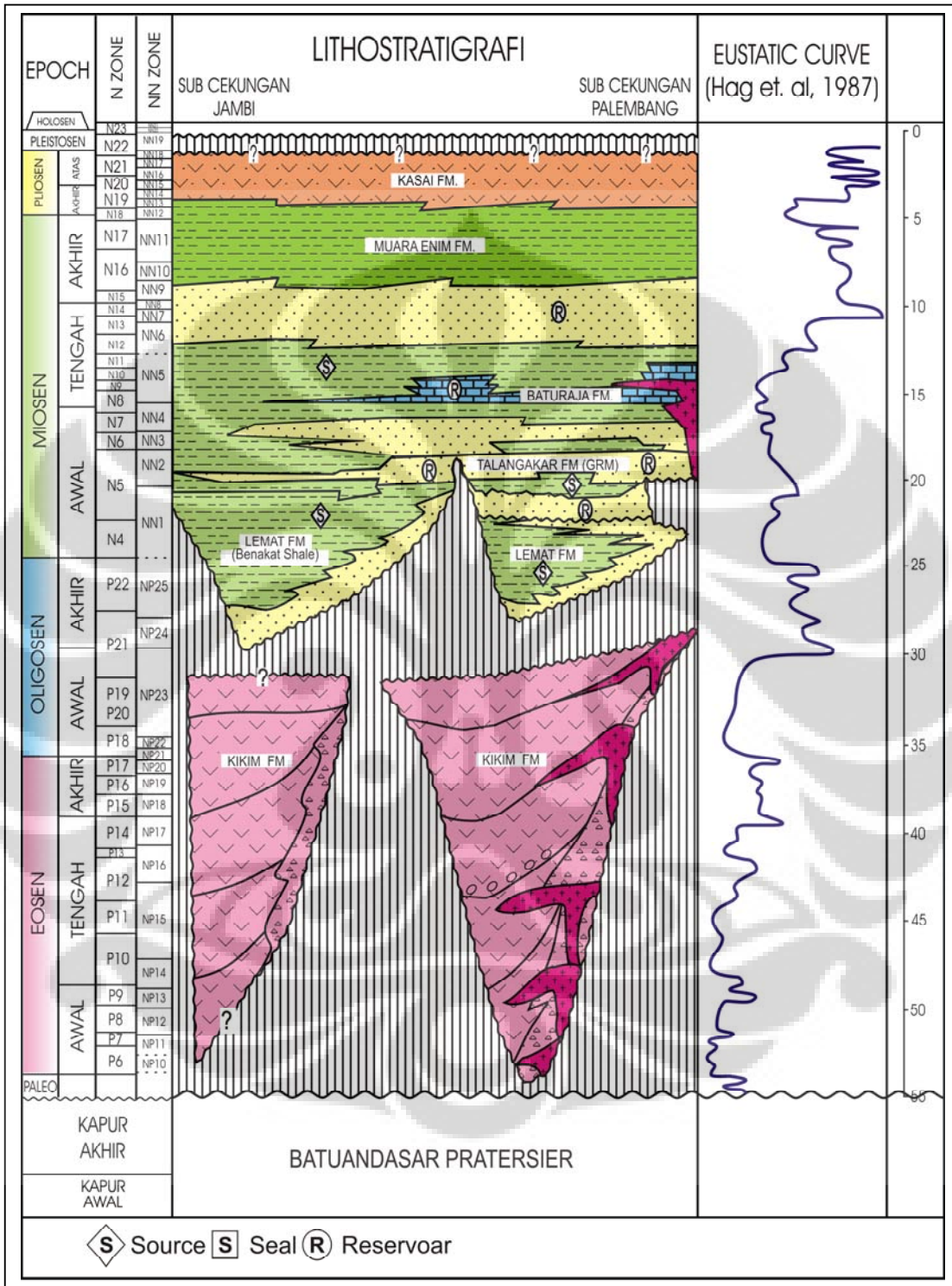
Formasi ini terdiri atas batugamping yang banyak ditemukan secara lokal di berbagai tempat pada fasies *shallow water* dekat dengan *base* dari Formasi Telisa Bawah, sehingga sangat memungkinkan bahwa Formasi Baturaja ini sebenarnya adalah anggota dari Formasi Telisa. Umur formasi ini adalah Miosen Awal.

- Formasi Telisa / Formasi Gumai

Formasi telisa dicirikan oleh lapisan tebal lempung yang berwarna abu-abu gelap. Umur formasi ini sangat bervariasi tergantung dari posisinya pada Cekungan Sumatera Selatan. Variasi umurnya antara N4 – N10.

- Formasi Palembang

Formasi ini terdiri atas 3 anggota yaitu : Palembang Bawah (Air Benakat), Palembang Tengah (Muara Enim) dan Palembang Atas (Kasai). Formasi ini merupakan fase regresif dari Cekungan Sumatera Selatan, sehingga fasiesnya menunjukkan pendangkalan mulai fasies laut dangkal di bagian bawah dan fasies fluvial di bagian atasnya.



Gambar 2.2. Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Lemigas, 2005)

II.3. Petroleum System

II.3.a. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk utama di Cekungan Sumatera Selatan ini adalah endapan *fluvio-deltaic marginal marine*, endapan lakustrin dan fasies batubara yang berumur antara Eosen Akhir-Oligosen Tengah pada Formasi Lemat dan berumur Oligosen Akhir-Miosen Awal pada Formasi Talang Akar. Batuan tersebut mempunyai TOC lebih besar dari 3% dan HI lebih besar dari 300. Tipe kerogennya adalah tipe II atau tipe III yang umumnya terbentuk dari material tumbuhan tinggi dengan sedikit kandungan leptinit, alga dan exinit.

II.3.b. Kematangan Batuan Induk (*Maturity*)

Rata-rata gradien geothermal di Cekungan Sumatera Selatan adalah 2.89°F/100 ft. Dengan asumsi bahwa minyak terbentuk pada suhu 250°F, maka kedalaman *oil window* berkisar 5600 ft (1700 m). Dan jika gas terbentuk pada suhu 300°F, maka kedalaman *gas window* pada 7300 ft (2300 m)

II.3.c. Reservoir

Reservoir utama penghasil hidrokarbon di Cekungan Sumatera Selatan adalah Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja dan Formasi Air Benakat. Batupasir pada Formasi Talang Akar mempunyai porositas antara 18% - 30%. Batuan karbonat pada Formasi Baturaja terbagi menjadi 2 yaitu fasies lagoon dan fasies reef. Formasi Air Benakat juga terdiri atas Batupasir sebagai batuan reservoirnya.

II.3.d. Batuan Penutup (*Seal*)

Batuan penutup pada umumnya terdiri atas serpih dan batulempung *intraformational* pada formasi tersebut. Serpih pada Formasi Gumai Bawah dapat menjadi batuan penutup regional untuk reservoir yang lebih tua (Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja). Formasi Air Benakat biasanya mempunyai batuan penutup yang kurang baik karena terdiri atas batupasir dan batulanau.

II.3.e. Play Hidrokarbon

Target reservoir utama biasanya adalah batupasir pada Formasi Talang Akar, dengan perangkap struktur antiklin yang terbentuk akibat gaya kompresi pada kala Plio-Pleistosen. Batuan karbonat Formasi Baturaja adalah target lainnya dengan tipe perangkap struktur, stratigrafi atau kombinasi antara struktur dan stratigrafi. Batupasir pada Formasi Air Benakat merupakan target tambahan dengan tipe perangkap struktur.

II.4. Target Reservoir Daerah Penelitian

Target reservoir pada daerah penelitian ini adalah pada Formasi Talang Akar dimana jenis litologinya adalah berupa batupasir. Data horison A, B dan C yang akan digunakan dalam penelitian ini semuanya terletak pada Formasi Talang Akar, dimana dari ketiga horison tersebut, dua diantaranya telah memproduksi hidrokarbon berupa minyak yaitu horison A dan B.



BAB III DASAR TEORI

III.1. Inversi Seismik

Seismik inversi adalah suatu teknik untuk membuat model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Rekaman seismik pada dasarnya merupakan hasil konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet yang sering disebut sebagai pemodelan kedepan (*forward modelling*). Sedangkan pemodelan ke belakang (*inverse modelling*) merupakan proses dekonvolusi antara seismik dengan wavelet yang menghasilkan koefisien refleksi. Penampang impedansi akustik akan memberikan gambaran bawah permukaan secara lebih detail bila dibandingkan dengan penampang seismik konvensional, koefisien refleksi pada penampang konvensional menggambarkan batas lapisan sedangkan impedansi akustik akan menggambarkan lapisan itu sendiri. Tras seismik merupakan konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* seperti ditunjukkan pada persamaan 3.1 berikut ini:

$$s(t) = KR(t) * W(t) \quad (3.1)$$

dengan,

- s(t) = Tras seismik,
- KR(t) = Koefisien refleksi,
- W(t) = Wavelet seismik.
- * = Proses konvolusi

Koefisien refleksi yang didapat dari bumi ini bersifat *unlimited*, sedangkan wavelet seismik *bandlimited*, dengan demikian pada saat kedua besaran tersebut dikonvolusikan maka akan menghasilkan tras seismik yang *bandlimited* pula. Dengan demikian ada kisaran frekuensi rendah dan tinggi yang hilang. Pada saat akan melakukan inversi sangatlah harus melakukan *recovery* terhadap frekuensi yang hilang tadi, karena apabila tidak dilakukan akan mengakibatkan nilai impedansi akustik yang dihasilkan tidaklah benar, selain itu resolusi dan model yang dihasilkan juga menjadi tidak benar.

III.2. Amplitude Versus Offset (AVO)

Konsep AVO timbul tatkala terjadi suatu keadaan dimana amplitudo gelombang refleksi bertambah besar sejalan dengan membesarnya jarak (*offset*) dari sumber gelombang terhadap penerima, ketika gelombang seismik dipantulkan oleh suatu bidang batas atau reflektor pada suatu keadaan tertentu. Pada hakekatnya AVO merupakan suatu anomali amplitudo, yaitu perubahan amplitudo seiring dengan bertambahnya jarak. Dalam implementasi secara matematis, membesarnya *offset* merupakan membesarnya sudut datang (*angle of incidence*), sehingga AVO disebut juga sebagai AVA (*Amplitude Variation with Angle*). Batas maksimum jarak adalah jarak yang bersesuaian dengan sudut datang kritis yaitu sudut datang dimana amplitudo tepat tidak akan membesar dengan bertambahnya jarak.

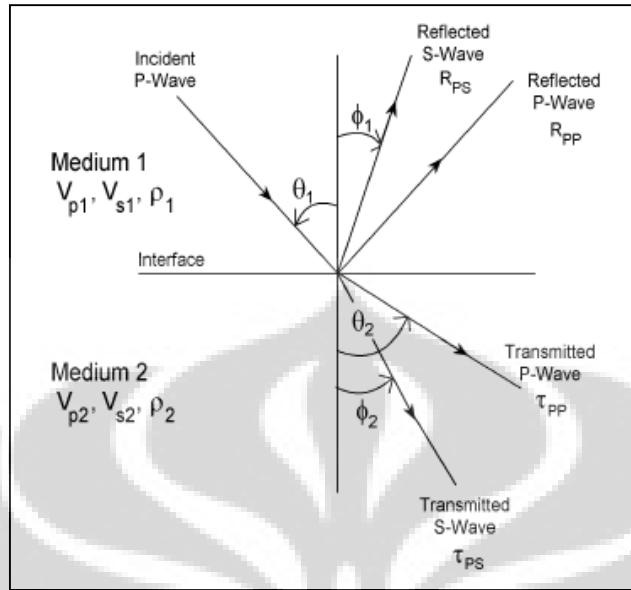
Apabila gelombang seismik P yang datang pada keadaan normal (vertikal) mengenai batas antara dua litologi batuan yang memiliki perbedaan nilai impedansi akustik ($AI = \text{densitas} \times \text{kecepatan gelombang seismik}$), maka gelombang tersebut akan terpantulkan dan memiliki nilai koefisien refleksi pada persamaan 3.2 berikut:

$$KR_i = \frac{AI_{(i+1)} - AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} \quad (3.2.)$$

dimana,

- KR_i : koefisien refleksi lapisan ke-i,
- AI_i : impedansi akustik lapisan ke-i,
- $AI_{(i+1)}$: impedansi akustik lapisan ke-i+1.

Pada saat gelombang P yang datang mengenai batas antara dua lapisan tidak pada keadaan vertikal, maka akan terjadi konversi dari gelombang datang P menjadi empat mode konversi yaitu refleksi gelombang P (R_{pp}), refleksi gelombang S (R_{ps}), transmisi gelombang P (T_{pp}), dan transmisi gelombang S (T_{ps}) (Gambar 3.1). Dengan demikian, besarnya koefisien refleksi bergantung dari kecepatan gelombang P (V_p), kecepatan gelombang S (V_s), dan densitas (ρ) dari setiap lapisan. Variasi dari koefisien refleksi dan koefisien transmisi yang berhubungan dengan peningkatan *offset* atau sudut datang inilah yang selanjutnya akan menjadi dasar untuk analisa AVO.



Gambar 3.1. Model konversi gelombang pada bidang batas lapisan

Berdasarkan dari model konversi tersebut, telah diturunkan beberapa perumusan untuk menentukan koefisien refleksi yang berhubungan dengan refleksi gelombang P saja (R_{pp}) pada sudut tertentu, diantaranya adalah :

III.2.a. Persamaan Zoeppritz

Knott (1899) dan *Zoeppritz* (1919) menurunkan nilai koefisien refleksi dan transmisi dengan mengamati *stress* dan *displacement* yang terjadi disepanjang batas lapisan antara dua media baik pada arah normal maupun tangensial. Hasilnya adalah seperti pada persamaan 3.3. berikut :

$$\begin{bmatrix} R_p \\ R_s \\ T_p \\ T_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin\theta_1 & -\cos\phi_1 & \sin\theta_2 & -\cos\phi_2 \\ \cos\theta_1 & -\sin\phi_1 & \cos\theta_2 & \sin\phi_2 \\ -\sin 2\theta_1 & -\frac{V_{p1}}{V_{s1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{s2}^2 V_{p1}}{\rho_1 V_{s1} V_{p2}} \cos 2\theta_1 & -\frac{\rho_2 V_{s2} V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{s1}}{V_{p1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{p2}}{\rho_1 V_{p1}} \cos 2\phi_2 & \frac{\rho_2 V_{p2}}{\rho_1 V_{s1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin\theta_1 \\ \cos\theta_1 \\ -\sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

III.2.b. Persamaan Aki-Richard

Persamaan *Zoeppritz* diatas dapat secara baik menurunkan nilai amplitudo refleksi gelombang P sebagai fungsi sudut datang, namun tidak memberikan hubungan secara intuitif dari amplitudo yang berhubungan dengan berbagai parameter fisis. Maka *Aki-Richard* melakukan penyederhanaan dengan melakukan linearisasi dan menuliskannya kembali dalam tiga bentuk utama yaitu bentuk pertama terkait dengan V_p , bentuk kedua terkait dengan densitas dan bentuk ketiga terkait dengan V_s , yang dapat dilihat pada persamaan 3.4

$$R(\theta) = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (3.4)$$

dimana:

$$\begin{aligned} a &= 1 / (2 \cos^2 \theta), \\ b &= 0.5 - [2(V_s^2/V_p^2) \sin^2 \theta], \\ c &= -4(V_s^2/V_p^2) \sin^2 \theta, \\ V_p &= (V_{p1} + V_{p2})/2, \\ V_s &= (V_{s1} + V_{s2})/2, \\ \rho &= (\rho_1 + \rho_2)/2, \\ \theta &= (\theta_1 + \theta_2)/2, \\ \Delta V_p &= V_{p2} - V_{p1}, \\ \Delta V_s &= V_{s2} - V_{s1}, \\ \Delta \rho &= \rho_2 - \rho_1 \end{aligned}$$

Wiggins melakukan penyederhanaan kembali dari persamaan *Aki-Richard* dengan menuliskannya kedalam tiga parameter yaitu A, B, dan C. Persamaan ini secara intuitif masih sama dengan persamaan *Aki-Richard* hanya saja memiliki kelebihan untuk menganalisa AVO lebih mudah.

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (3.5)$$

dengan,

$$\begin{aligned} A &= R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \\ B &= \text{Gradien} = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left[\frac{V_s^2}{V_p^2} \right] \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left[\frac{V_s^2}{V_p^2} \right] \frac{\Delta \rho}{\rho} \\ C &= \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \end{aligned}$$

Pada persamaan 3.5, suku pertama, A, merupakan nilai koefisien refleksi gelombang P pada sudut normal, besarnya A ini dipengaruhi oleh kecepatan gelombang P (V_p) dan densitas (ρ). A ini sering pula disebut sebagai *intercept*. Suku yang kedua, B, merupakan gradien yang dikalikan dengan faktor $\sin^2\theta$, memperlihatkan perubahan nilai koefisien refleksi untuk setiap sample waktu sebagai fungsi dari *offset*. Nilai gradien inilah yang akan memperlihatkan keberadaan dari anomali AVO. Besarnya gradien ini sangat dipengaruhi oleh kecepatan gelombang P (V_p), kecepatan gelombang S (V_s), dan densitas (ρ) dari masing-masing lapisan. Sedangkan suku yang ketiga, C, adalah kurvatur, besarnya nilai dari kurvatur hanya dipengaruhi oleh kecepatan gelombang P (V_p) saja. Kurvatur ini dikalikan dengan faktor $\sin^2\theta \tan^2\theta$ dan tidak memiliki kontribusi yang cukup signifikan untuk analisa AVO pada sudut datang yang kurang dari 30° .

III.2.c. Persamaan Biot-Gassmann

Biot (1956) dan *Gassmann* (1951) secara terpisah mengembangkan teori penjalaran gelombang dalam batuan tersaturasi yang bergantung kepada *bulk modulus*, *shear modulus*, dan densitas seperti pada persamaan 3.6 berikut:

$$V_p^2 = \frac{K_p + K_b + \frac{4}{3}\mu}{\rho_b} \quad (3.6)$$

$$V_s^2 = \frac{\mu}{\rho_b} \quad (3.7)$$

dimana :

ρ_b = Densitas batuan

K_p = Modulus pori

K_b = Modulus bulk solid

μ = Shear modulus

Seperti diketahui bahwa densitas batuan adalah:

$$\rho_b = \Phi \rho_f + (1 - \Phi) \rho_m \quad (3.8)$$

dengan Φ adalah porositas, ρ_f dan ρ_m adalah densitas fluida dan matriks.

Persamaan 3.8 ini merupakan bentuk dasar untuk evaluasi porositas bagi persamaan 3.6 dan 3.7. Jika persamaan 3.6 dibagi dengan persamaan 3.7 maka akan didapat hubungan sederhana antara pori-pori modulus K_p dan $(V_p/V_s)^2$ sebagai berikut:

$$\frac{V_p^2}{V_s^2} = \frac{K_p}{\mu} + \frac{K_b}{\mu} + \frac{4}{3} \quad (3.9)$$

Murphy (1993) menunjukkan pada batupasir yang bersih dimana porinya terisi gas terdapat adanya hubungan ketergantungan antara bulk modulus dan shear modulus, dimana rasio antara K_b/μ didapat nilai yang konstan yaitu 0.9, Sedangkan rasio $K_p/\mu=0$. Dengan demikian nilai V_p/V_s untuk batuan yang terisi gas adalah 1.5. Hubungan K_b dan μ ini dapat digunakan untuk merubah modulus fluida pengisi pori K_f . Pada persamaan 3.9, jika $K_b = 0.9\mu$ harga K_p akan berhubungan dengan p_b , V_p , dan V_s yang dituliskan sebagai berikut:

$$K_p = p_b (V_p^2 - 2.2333V_s^2) \quad (3.10)$$

Berdasarkan persamaan *Biott-Gassman* harga K_p adalah :

$$K_p = \frac{\alpha^2}{\frac{(\alpha - \Phi)}{K_m} + \frac{\Phi}{K_f}} \quad (3.11)$$

Dengan $\alpha = 1 - K_b/K_m$ yang menunjukkan hubungan relatif antara kerangka dengan solid. K_m adalah modulus dari matriks atau butir batuan yang harganya 36 MPa untuk pasir kwarsa, sedangkan harga K_p terukur dari persamaan 3.10. Dengan demikian harga K_f dari persamaan 3.11 adalah :

$$K_f = \frac{\Phi \cdot K_m \cdot K_p}{\alpha^2 K_m - (\alpha - \Phi) K_p} \quad (3.12)$$

$$\frac{K_{sat}}{K_m - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_m - K_{sat}} + \frac{K_{fl}}{\Phi(K_m - K_{fl})} \quad (3.13)$$

$$\mu_{sat} = \mu_{dry}$$

Persamaan *Biott-Gassman* ini digunakan pada saat substitusi fluida untuk memperkirakan harga V_p dan V_s batuan yang tersaturasi oleh fluida baru, persamaan *Biott-Gassman* ini mengasumsikan bahwa bulk modulus konstan.

III.3. Pendekatan Stokastik

Parameter reservoir dilapangan biasanya mempunyai variasi yang cukup ekstrim, sehingga nilainya tidak dapat diprediksi dengan memanfaatkan formulasi matematika atau logika-logika lain yang punya aturan yang jelas. Dalam hal ini kita seolah-olah berhadapan dengan variabel yang terdistribusi secara acak (variabel random), akibatnya pendekatan deterministik akan memberikan hasil yang salah

Untuk mengatasi masalah yang diutarakan diatas, maka diperkenalkan pendekatan stokastik yang pada tahap awalnya berusaha mengenal distribusi statistik berdasarkan data pengamatan yang terbatas, kemudian menerapkan kaidah-kaidah statistik di area yang disimulasi tadi. (Munadi, 2005)

III.4. Teorema Bayes

Jika ada dua macam kejadian yaitu kejadian A dan B, anggap bahwa probabilitas A muncul adalah $P(A)$ dan probabilitas B muncul adalah $P(B)$. Probabilitas bahwa A dan B akan sama-sama muncul dinotasikan sebagai $P(A,B)$. Ulrych, dkk merumuskan bahwa :

$$P(A,B) = P(A|B) \cdot P(B) = P(B|A) \cdot P(A) \quad (3.14)$$

Pada persamaan 3.14, keduanya $P(A|B)$ dan $P(B|A)$ disebut probabilitas kondisional. $P(A|B)$ adalah probabilitas dimana A muncul karena B juga muncul, atau probabilitas kemunculan A karena ada B. Dengan mengatur kembali persamaan 3.14 akan didapat :

$$P(B|A) = P(A|B) P(B) / P(A) \quad (3.15)$$

Pada persamaan 3.15, $P(B|A)$ adalah PDF (Probability Density Function) yang diinginkan dan merupakan distribusi parameter model posterior dari data atau probabilitas bahwa model tersebut benar dengan adanya data yang tersedia.

$P(A|B)$ dinamakan fungsi kemiripan (likelihood function) yang menyatakan PDF yang bersesuaian dengan realisasi yang mungkin terjadi untuk suatu parameter tertentu. Sedangkan $P(B)$ adalah probabilitas yang terdahulu (prior probability) dari sebuah model. (Murdianto, 2005)

Aturan Bayes ini menarik karena menyuguhkan formulasi matematika untuk menangani bagaimana suatu nilai peluang dapat direvisi (diupdate) bila informasi baru tersedia. Jadi bila ada suatu kejadian dengan peluang $P(x)$ maka peluang ini akan berubah bila ada data baru y yang datang belakangan sehingga $P(x)$ berubah menjadi $P(x|y)$.



BAB IV METODOLOGI PENELITIAN

IV.1. Data dan Perangkat Lunak

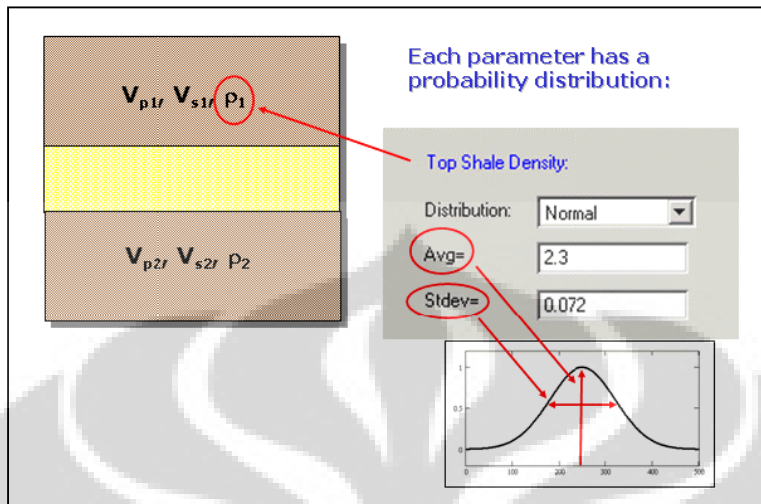
Data-data yang diperlukan dalam penelitian ini adalah data seismik, data log sumur dan data informasi geologi. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D dalam bentuk CDP gather dan data log sumur yang dibutuhkan adalah semua data log sumur seperti log Gamma Ray (GR), log densitas (RhoB), log resistivitas (Laterolog atau Induction), log sonic (DT) dan lainnya. Informasi geologi diperlukan untuk mengetahui karakter reservoirnya.

Perangkat lunak yang digunakan yaitu Hampson Russell yang akan digunakan untuk pembuatan sintetik seismogram, ekstraksi *wavelet*, proses inversi seismik dan pemodelan stokastik.

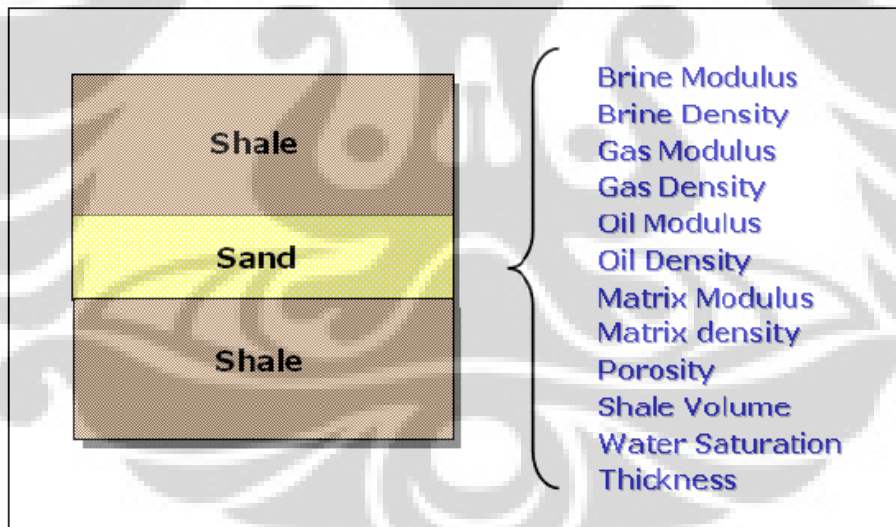
Dari data-data yang ada dan dengan menggunakan perangkat lunak tersebut diatas, maka kemudian dilakukan analisis mengenai parameter-parameter petrofisik yang ada dalam data log sumur dan dilakukan *crossplotting* dengan atribut seismiknya. Analisis ini disebut juga sebagai analisis sensitivitas, untuk melihat korelasi antara data sumur dengan data seismiknya. Kemudian setelah itu baru dilakukan langkah-langkah pemodelan stokastik sehingga didapatkan karakter reservoir ditempat lain.

IV.2. Alur Kerja Penelitian

Pada alur kerja penelitian ini, asumsi yang dipakai dalam memodelkan reservoirnya yaitu model 3 *layer*, dimana reservoir yang berupa batupasir diapit oleh dua lapisan *shale* diatas dan dibawahnya (Gambar 4.1.). Masing-masing parameter dalam model ini sebenarnya mempunyai distribusi probabilitas yang menjelaskan mengenai nilai ketidakpastian dari parameter-parameter tersebut. *Shales* dideskripsikan oleh parameter-parameter utama berupa V_p , V_s dan Densitas. Sedangkan batupasir dideskripsikan oleh beberapa parameter-parameter petrofisik seperti modulus dan densitas fluida (*brine, oil dan gas*), modulus dan densitas matrix, porositas, volume shale, saturasi air dan ketebalan (Gambar 4.2.). Pada penelitian ini akan lebih memfokuskan kepada nilai intercept dan gradien yang menunjukkan kandungan fluida di dalam reservoirnya.

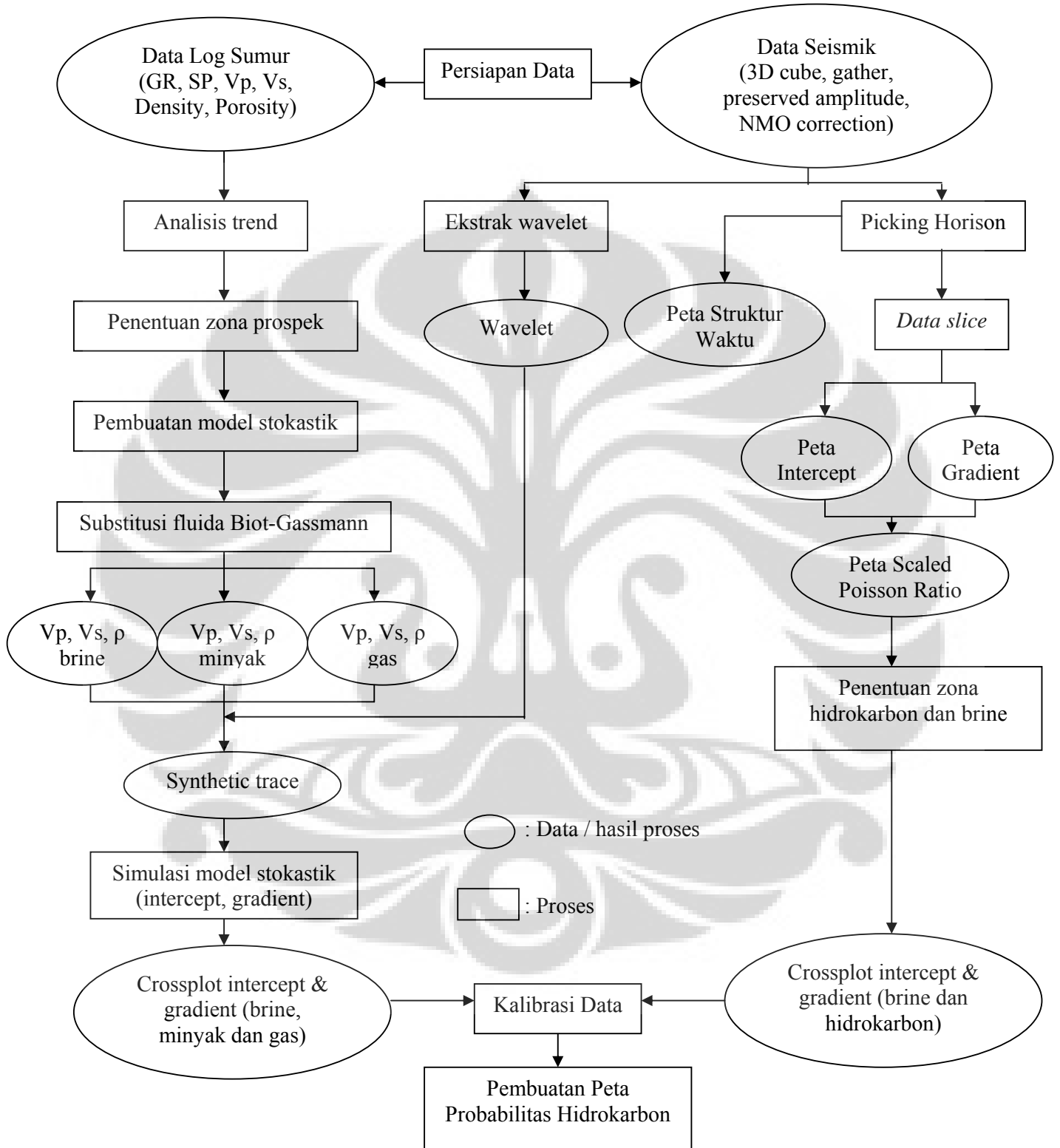


Gambar 4.1. Model 3 layer, dimana masing-masing parameter mempunyai distribusi probabilitas (Hampson, D. and Russell, B., 2004)



Gambar 4.2. Pada model 3 layer, batupasir dideskripsikan mempunyai beberapa parameter petrofisika (Hampson, D. and Russell, B., 2004)

Secara umum, bagan alur kerja penelitiannya pada gambar 4.3. berikut :



Gambar 4.3. Bagan alur kerja penelitian

Penelitian ini menggunakan dua data utama yaitu data seismik, dalam hal ini data seismik pre-stack 3D dan data log sumur pemboran. Kedua data utama tersebut masing-masing mempunyai proses sendiri-sendiri. Data sumur dalam penelitian ini akan berfungsi sebagai model yang akan mengontrol penyebaran spasial dari data seismik, oleh karena itu, pada data sumur dilakukan analisis trend, pembuatan model secara stokastik dan simulasi model stokastik tersebut. Hasil yang akan didapat adalah berupa nilai intercept dan gradien yang di olah dari data V_p , V_s dan densitas. Dengan menggunakan formula Biot-Gassmann didapatkan nilai-nilai intercept dan gradien untuk fluida air formasi, minyak dan gas.

Data seismik digunakan sebagai data sebenarnya yang akan di interpretasi mengenai probabilitas penyebaran hidrokarbon dari masing-masing horison di daerah ini dengan menggunakan data sumur pemboran sebagai kontrol dan modelnya. Dari data seismik tersebut perlu dilakukan picking horison pada zona-zona yang prospek mengandung hidrokarbon dan kemudian dilakukan *depth slice* pada horison tersebut untuk mendapatkan data intercept dan gradiennya. Selain itu, dari data seismik juga perlu dilakukan ekstraksi wavelet yang akan digunakan untuk membuat trace sintetik pada model dari data sumur.

Setelah itu, kedua data tersebut dikalibrasi, karena terdapat perbedaan skala resolusi antara data seismik dan data sumur, sehingga diperlukan identifikasi faktor pengali atau sering disebut *scaler* untuk mencocokkan nilai-nilai kedua data tersebut. Kemudian setelah kedua data cocok, maka dilakukan perhitungan probabilitas hidrokarbon baik minyak maupun gas dan disajikan dalam bentuk peta-peta probabilitas hidrokarbon. Perincian detil mengenai alur kerja ini akan dibahas pada bab selanjutnya mengenai pembahasan hasil penelitian

BAB V

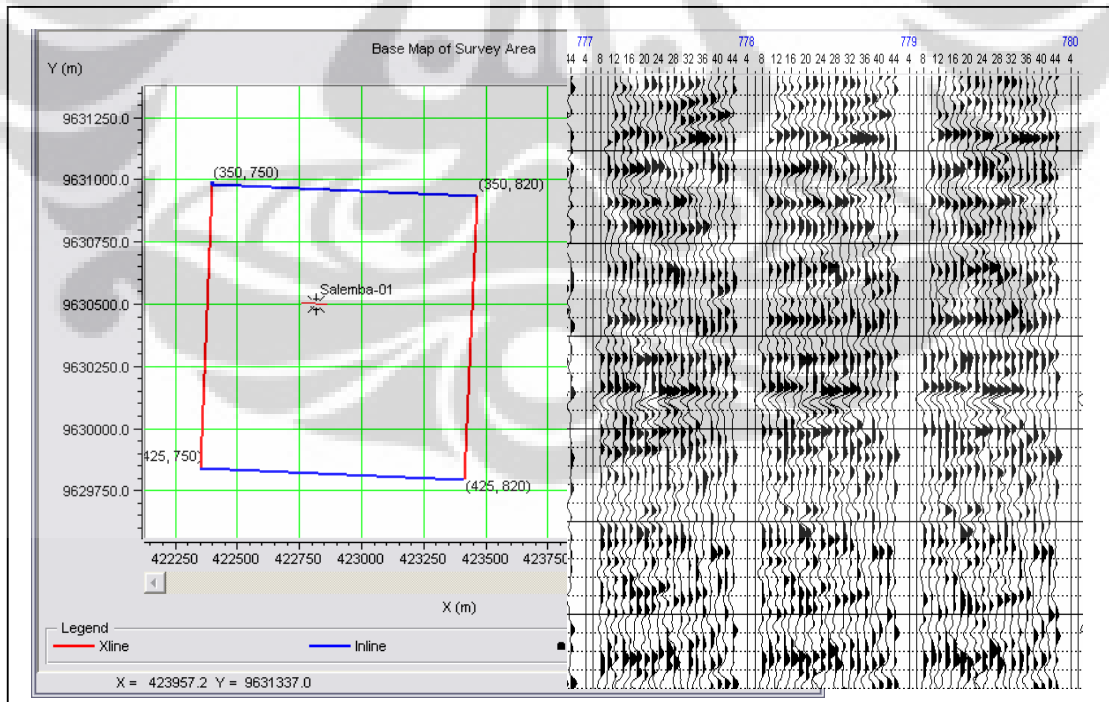
PEMBAHASAN DAN HASIL PENELITIAN

V.1. Persiapan Data

Yang pertama dilakukan untuk melakukan penelitian ini adalah loading data-data yang ada ke dalam *workstation* dengan menggunakan perangkat lunak Hampson Russell. Data-data tersebut adalah :

- Data Seismik

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D dalam bentuk gather, preserved amplitude dan sudah dilakukan NMO. Data seismik ini nantinya akan diekstrak atribut-atributnya seperti ekstraksi wavelet, intercept, gradient dan scaled poisson's ratio. Range seismik 3D yang dipakai adalah dari inline 350-425 dan crossline 750-820, increment 1 dan spacing 15 m x 15 m. Jarak offsetnya adalah 4 – 44 m dan time range 500 – 2500 ms. Didalam volume seismik ini terdapat satu sumur pemboran yang diberi nama Salemba-01. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 5.1.

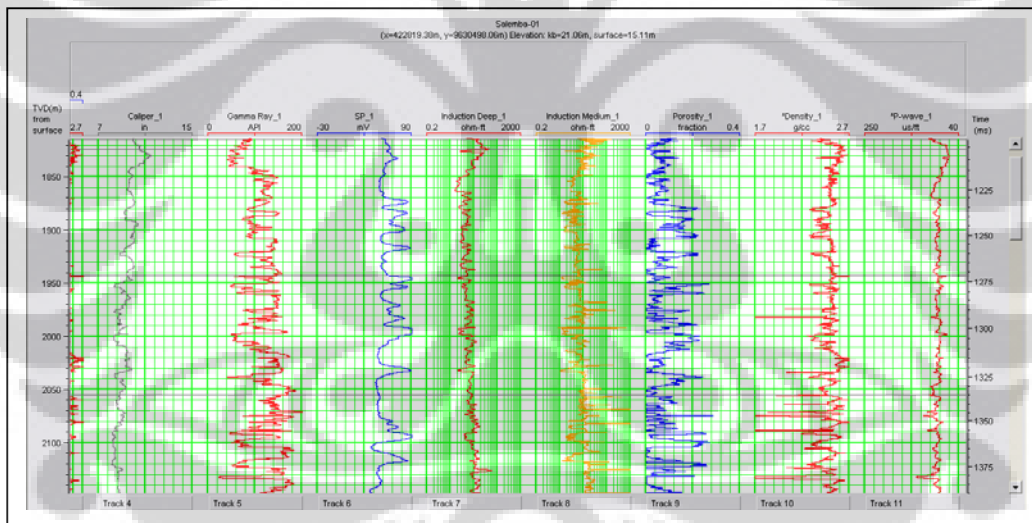


Gambar 5.1. Basemap seismik dan contoh trace gather seismik 3D

- Data Sumur Pemboran

Data sumur yang digunakan adalah Sumur Salemba-01 dengan posisi lokasi pada inline 380, crossline 779 dan CDP 2160. Sedangkan koordinatnya adalah X: 422819.38 m dan Y: 9630498.06 m. Kurva log pada sumur ini mempunyai range kedalaman 1800 m – 3094 m dan jenisnya adalah (Gambar 5.2) :

- Caliper
- Gamma Ray
- SP
- Deep Induction
- Medium Induction
- RhoB (densitas)
- Neutron Porosity
- Sonic



Gambar 5.2. Kurva log Sumur Salemba-01

Dari kurva-kurva log inilah yang nantinya akan dianalisis mengenai properti batuan untuk mendapatkan model-model analisa stokastik. Kurva-kurva utama yang digunakan untuk model stokastiknya adalah

- kurva GR (Gamma Ray) untuk membedakan sand dan shale
- kurva Sonic (P-wave) untuk mendapatkan nilai V_p dan V_s
- kurva RhoB untuk mendapatkan nilai densitas
- kurva Neutron porositas untuk mendapatkan nilai porositas

- Data Horizon

Ada 3 data horizon yang akan dipakai dalam analisis ini, dimana masing-masing horizon telah terbukti menghasilkan hidrokarbon pada Sumur Salemba-01.

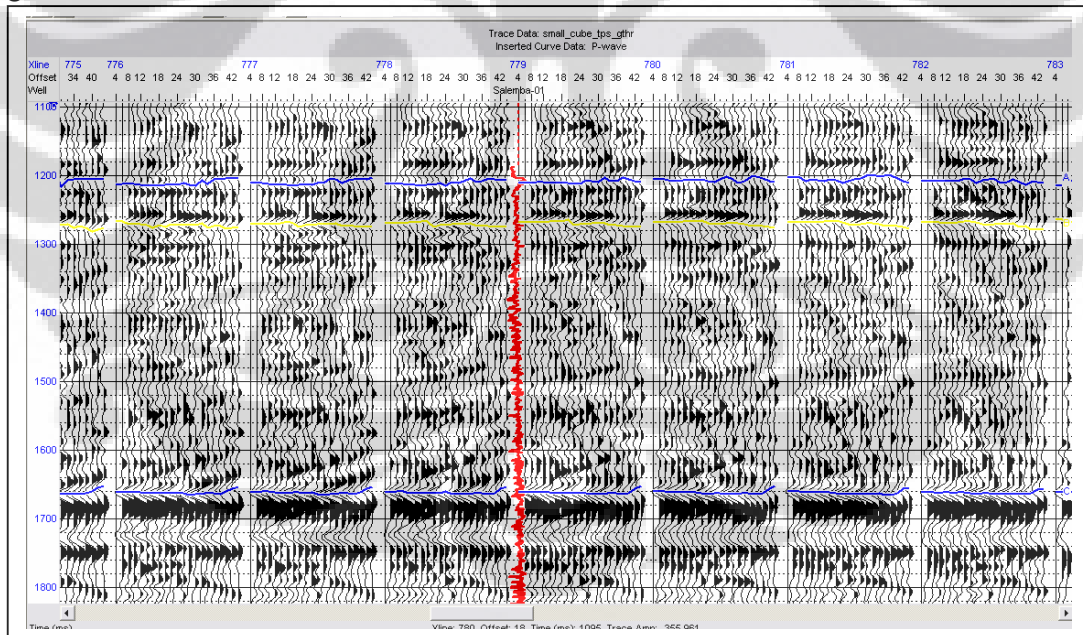
Horison-horison tersebut adalah :

- Horison A : depth = -1825 m ~ time = 1206.70 ms
- Horison B : depth = -1943 m ~ time = 1272.21 ms
- Horison C : depth = -2652 m ~ time = 1659.52 ms

Horison-horison ini akan digunakan untuk membuat *depth slice* pada volume seismik 3D, dimana pada horizon tersebut akan dilakukan ekstraksi atribut-atribut seismik yang akan digunakan dalam penelitian ini.

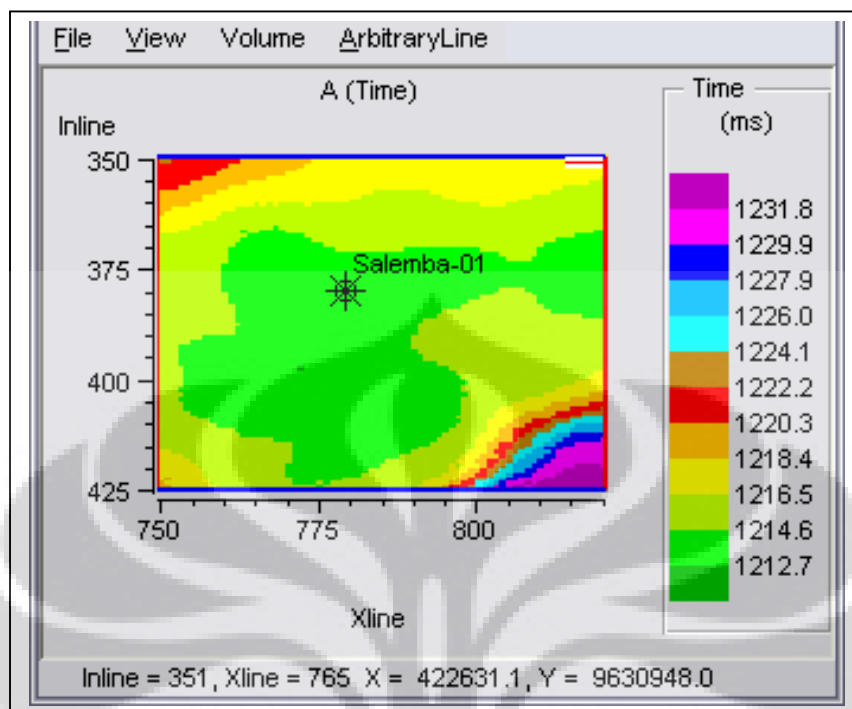
V.2. Pembuatan *Data Slices* dan Ekstraksi Wavelet

Seperti yang sudah disebutkan sebelumnya bahwa data slice seismik 3D dibuat pada 3 horizon yang telah ditentukan sebelumnya yaitu horison A, B dan C seperti pada gambar 5.3. dibawah ini :

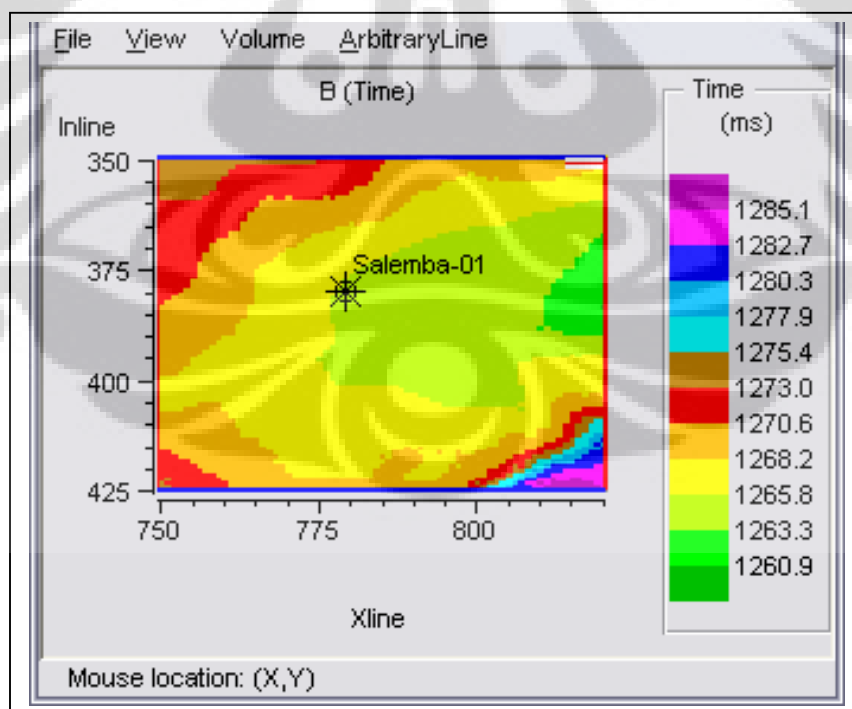


Gambar 5.3. Horison A, B dan C pada data seismik 3D

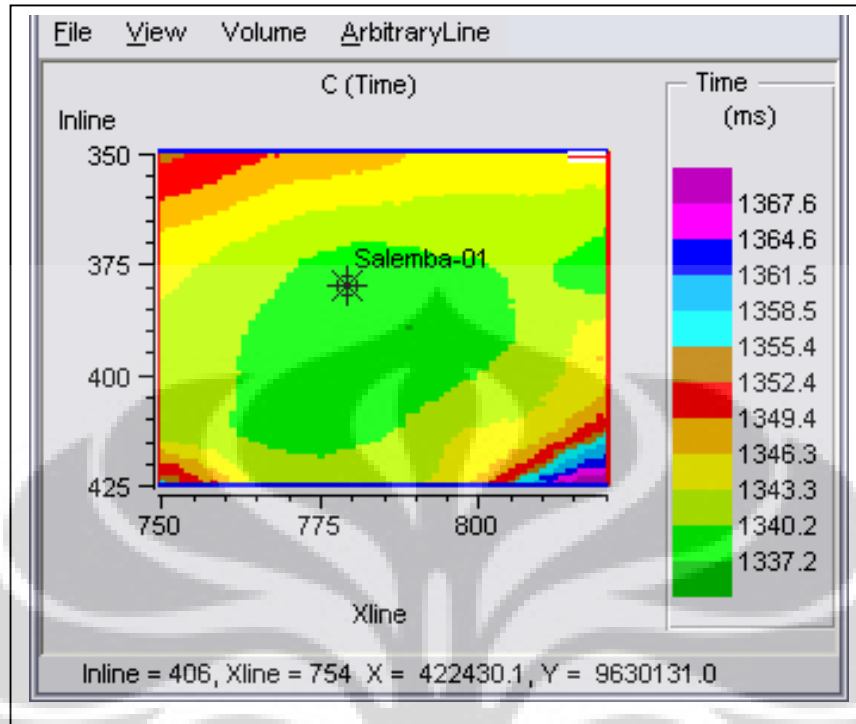
Dari picking horison-horison tersebut maka didapatkan peta struktur waktu untuk masing-masing horizon seperti terlihat pada gambar 5.4, 5.5 dan 5.6 :



Gambar 5.4. Peta Struktur Waktu Horison A



Gambar 5.5. Peta Struktur Waktu Horison B



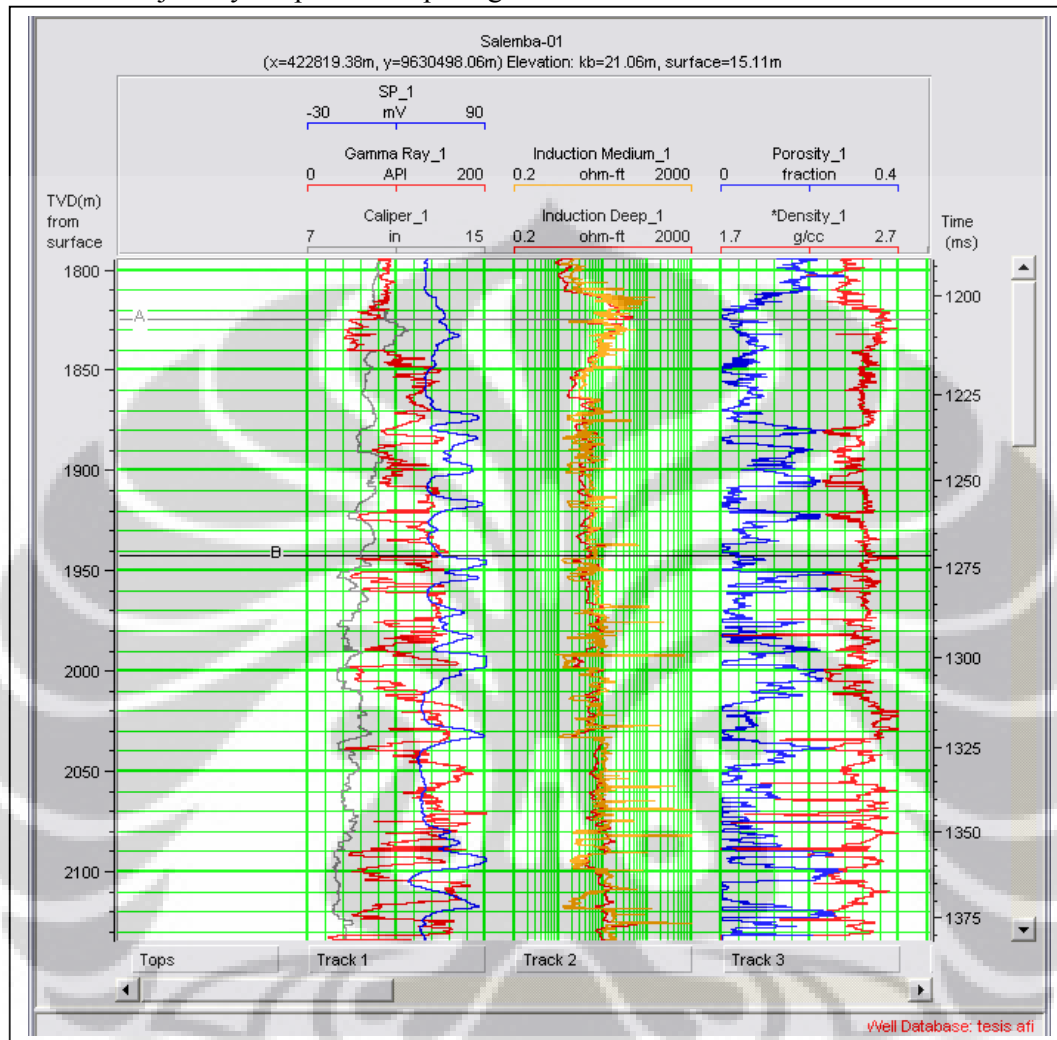
Gambar 5.6. Peta Struktur Waktu Horison C

Jika dilihat dari ketiga peta struktur waktu baik horison A, B, maupun C, terlihat bahwa posisi sumur Salemba-01 terletak di daerah puncak struktur antiklin yang sangat bagus sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon, sehingga sumur Salemba-01 ini juga cukup bagus untuk dijadikan model dalam memprediksi probabilitas penyebaran hidrokarbon di daerah ini.

Horison A, B dan C pada dasarnya merupakan puncak atau top dari suatu zona kumpulan batupasir yang prospektif mengandung hidrokarbon. Dari masing-masing zona inilah nantinya akan dibuat model-model yang akan disimulasikan untuk mendapatkan probabilitas penyebaran hidrokarbon di luar sumur tersebut. Beberapa dari batupasir pada zona-zona tersebut memang sudah diproduksi hidrokarbonnya yaitu berupa minyak. Batupasir yang prospek tersebut dicirikan oleh kombinasi kurva log sebagai berikut :

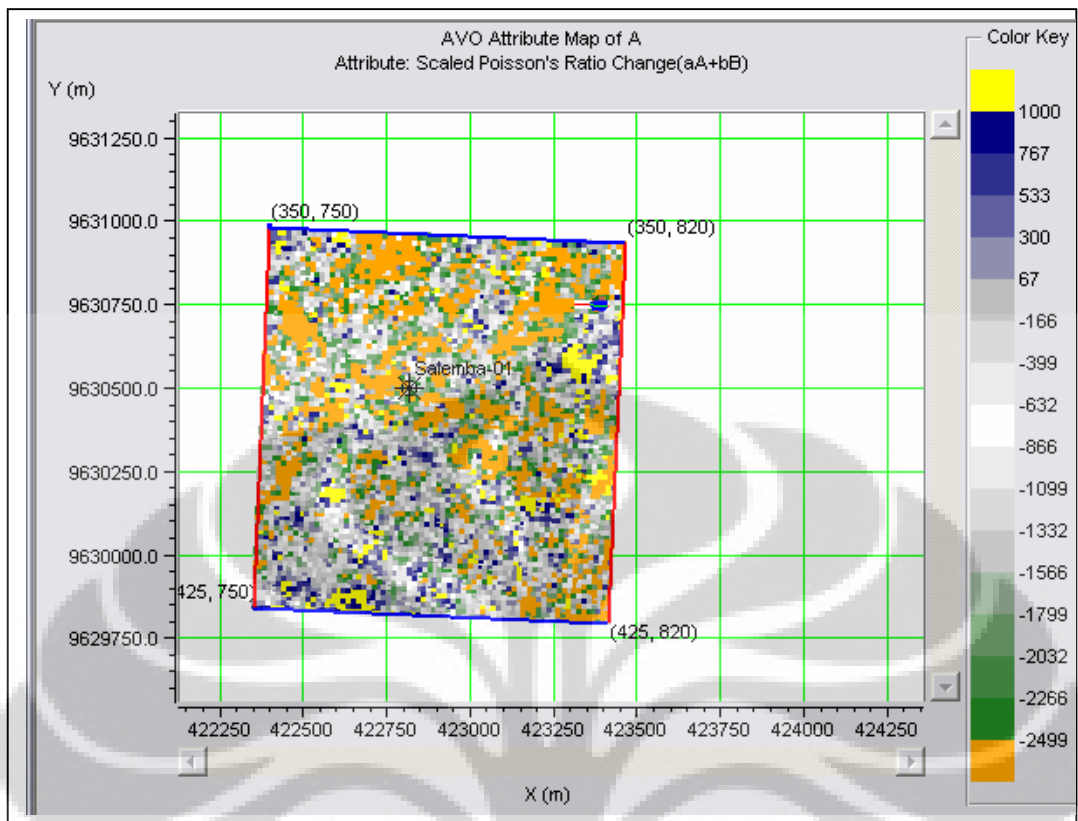
- Nilai kurva Gamma Ray kecil atau defleksi ke kiri
- Nilai kurva resistivitas yang tinggi atau defleksi ke kanan
- Nilai kurva porositas tinggi atau defleksi ke kanan
- Nilai kurva densitas rendah atau defleksi ke kiri

Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 5.7. berikut :

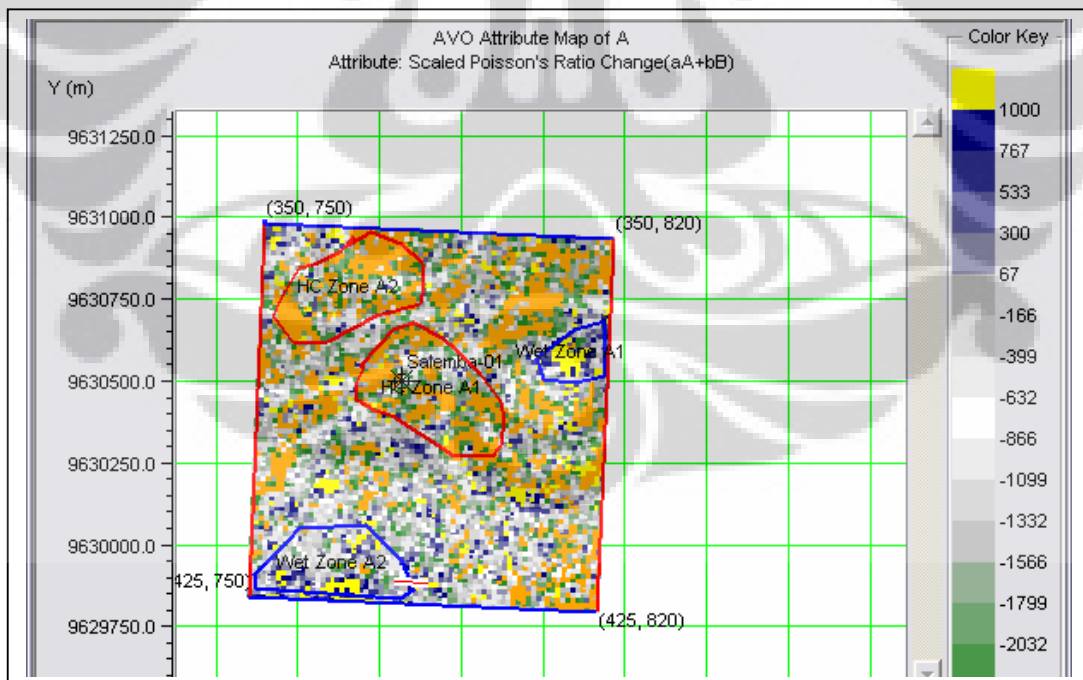


Gambar 5.7. Zona horison A dan B pada kurva log sumur Salemba-01

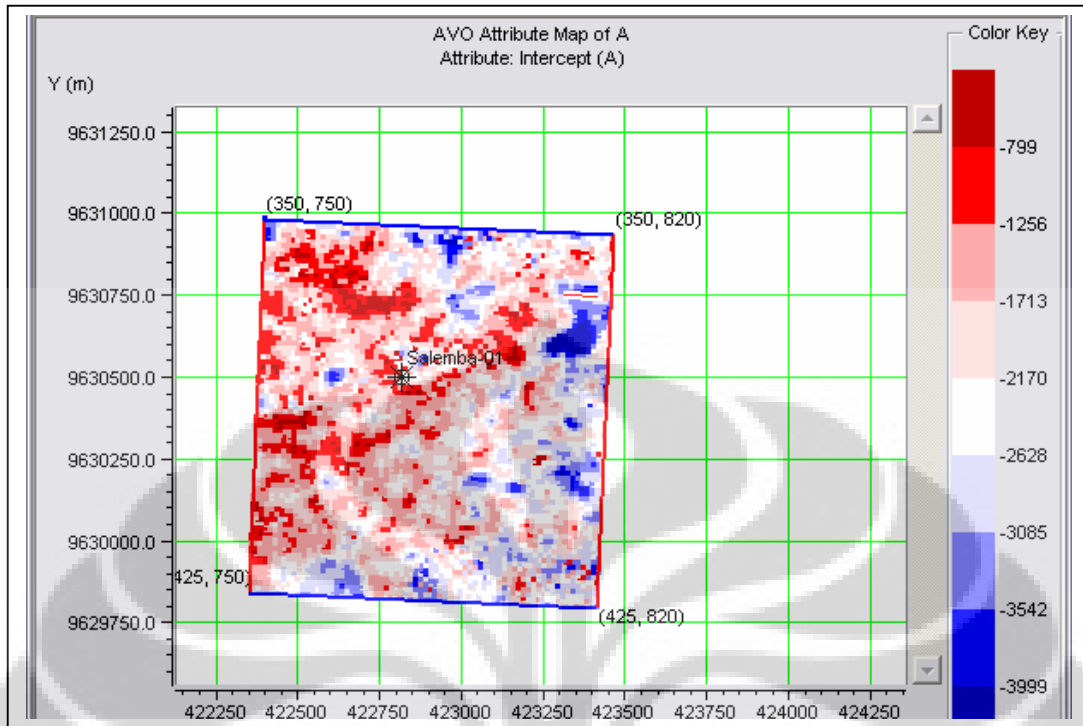
Selanjutnya adalah melakukan ekstrak nilai intercept (A), gradient (B) dan scaled poisson's ratio (SPR) dari masing-masing horison. Nilai atribut seismik tersebut nantinya disebut sebagai "real data" yang akan dikalibrasi dan disimulasikan dengan model dari hasil analisis data sumur. Ekstrak atribut ini disajikan dalam bentuk peta, dimana peta ini juga berguna untuk menentukan zona-zona hidrokarbon dan zona-zona basah (wet zone) terutama peta scaled Poisson's Ratio. Gambar 5.8 sampai dengan gambar 5.13. akan menunjukkan peta-peta atribut dan zona-zona yang dibuat.



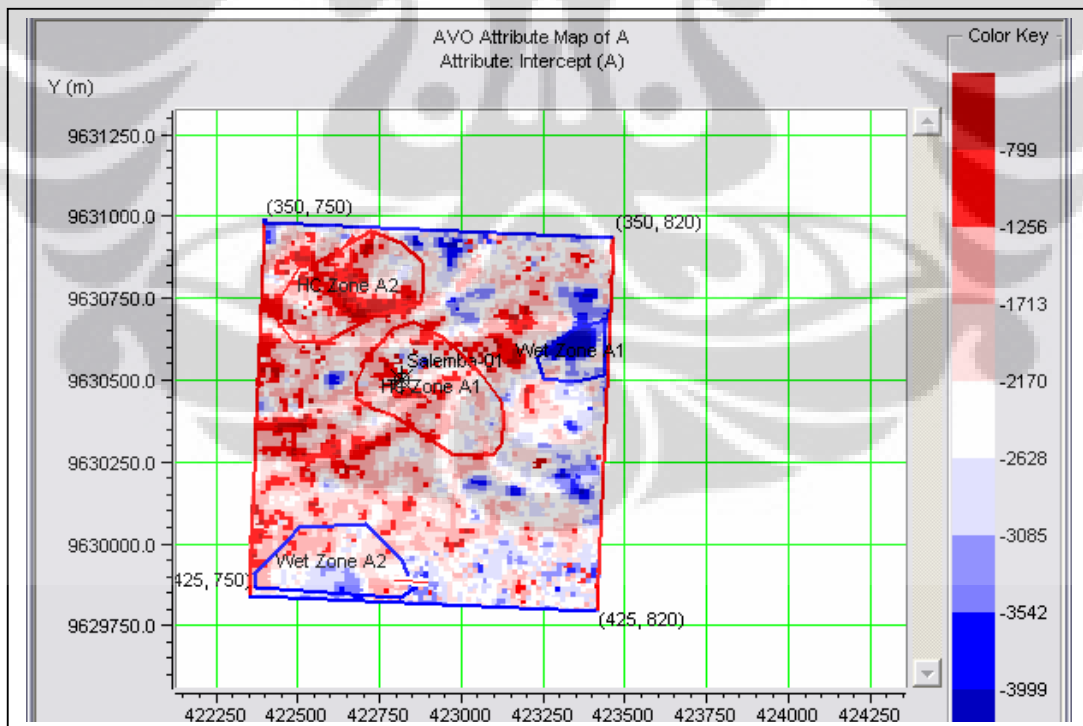
Gambar 5.8. Peta atribut scaled poisson's ratio horison A



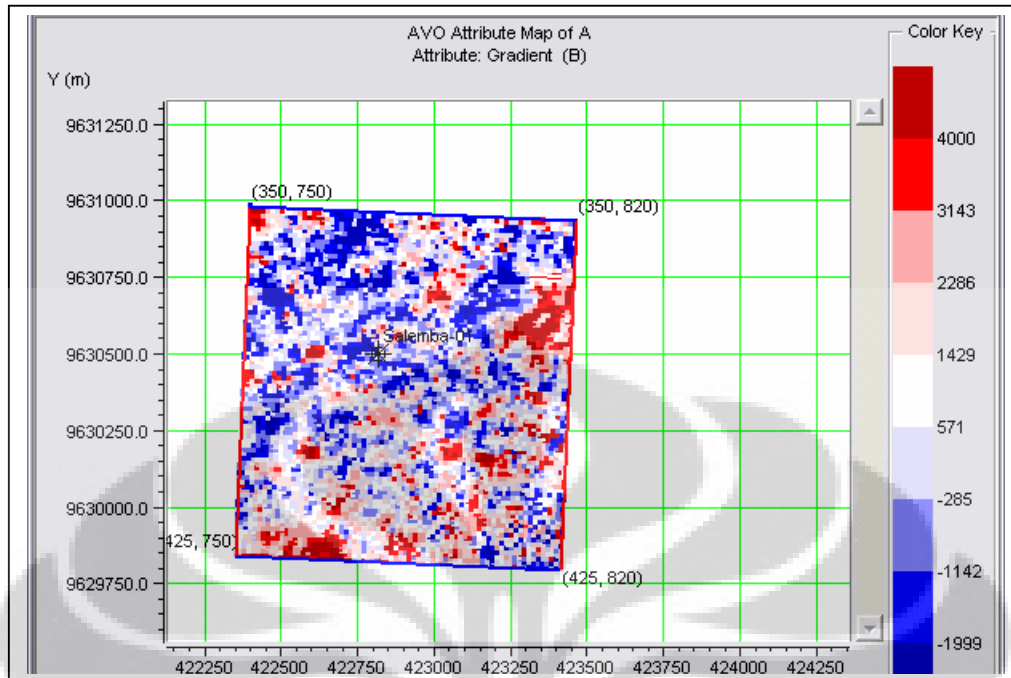
Gambar 5.9. Peta atribut scaled poisson's ratio dengan zona hidrokarbon (merah) dan zona wet (biru)



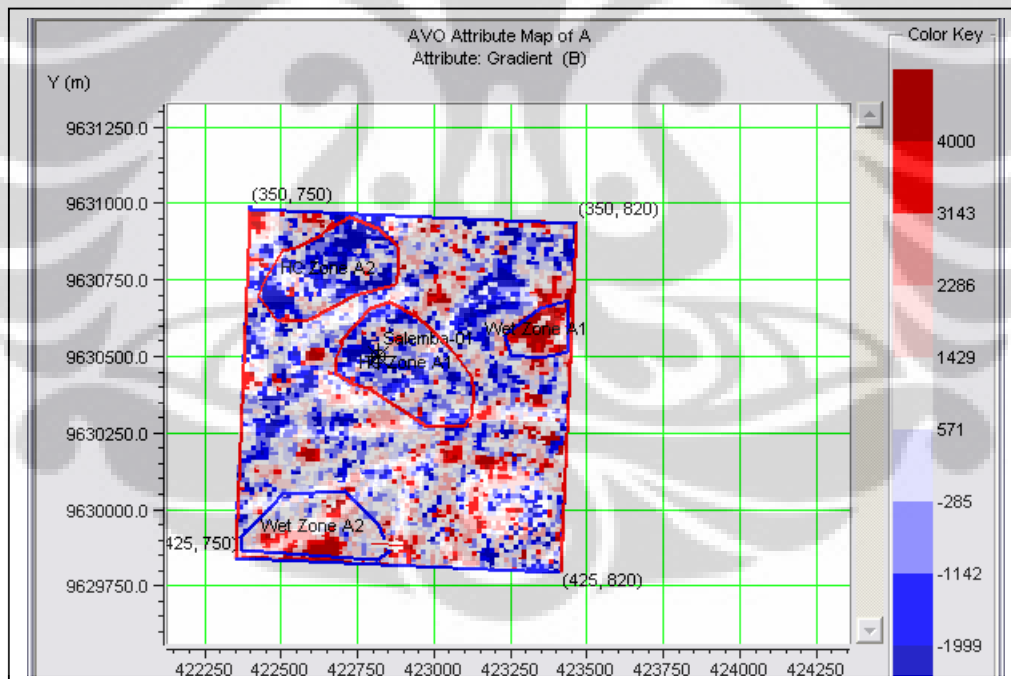
Gambar 5.10. Peta atribut intecept horison A



Gambar 5.11. Peta atribut intercept dengan zona hidrokarbon (merah) dan zona wet (biru)



Gambar 5.12. Peta atribut gradient horison A

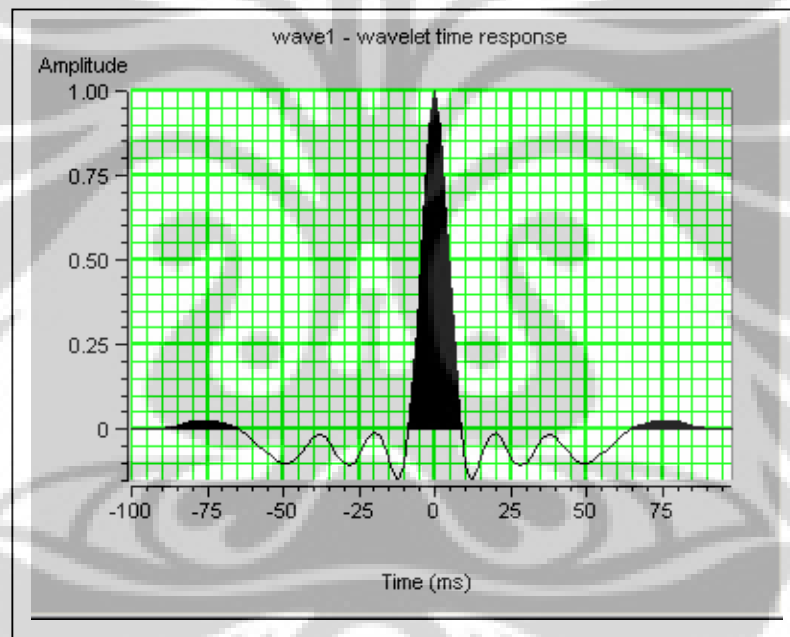


Gambar 5.13. Peta atribut gradient dengan zona hidrokarbon (merah) dan zona wet (biru)

Selanjutnya dilakukan ekstraksi wavelet pada zona yang prospektif hidrokarbon yaitu meliputi horison A, B dan C. Ekstraksi wavelet dilakukan pada time 1200 – 1400 ms dengan parameter sebagai berikut :

- Offset : 4 – 44 m
- Inline : 380 (lokasi beradanya sumur)
- Xline : 750 – 820
- Taper length : 25 ms
- Phase rotation : 0 degree
- Phase type : Constant phase

Wavelet yang dihasilkan adalah seperti gambar 5.14. dibawah ini :



Gambar 5.14. Hasil ekstraksi wavelet

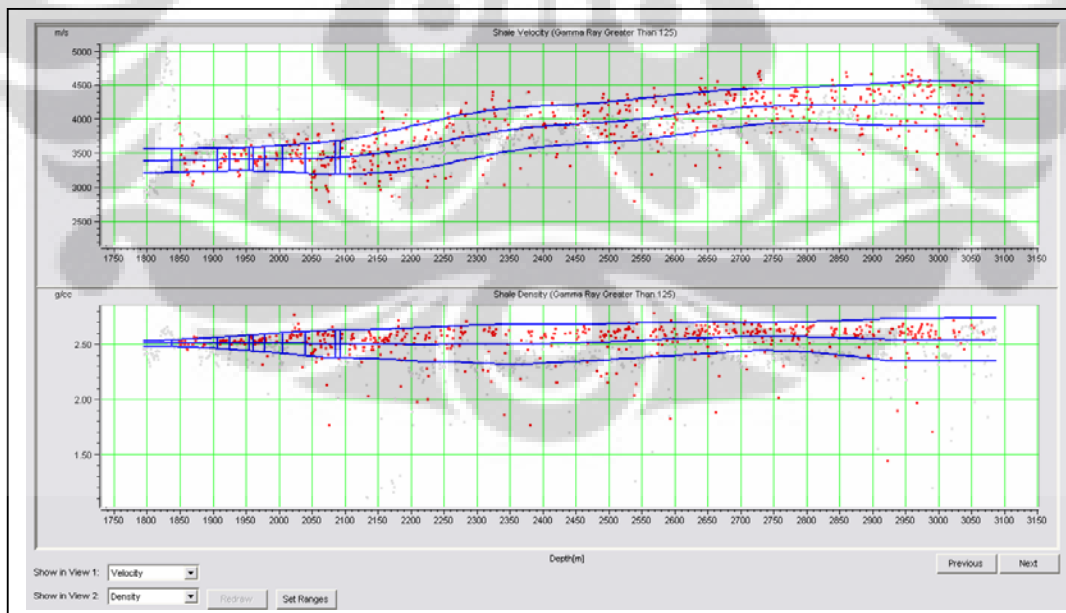
Wavelet hasil ekstraksi inilah yang nanti akan dipakai untuk pembuatan model sintetik dari data sumur.

V.3. Analisis Trend Data Sumur dan Pembuatan Model Stokastik

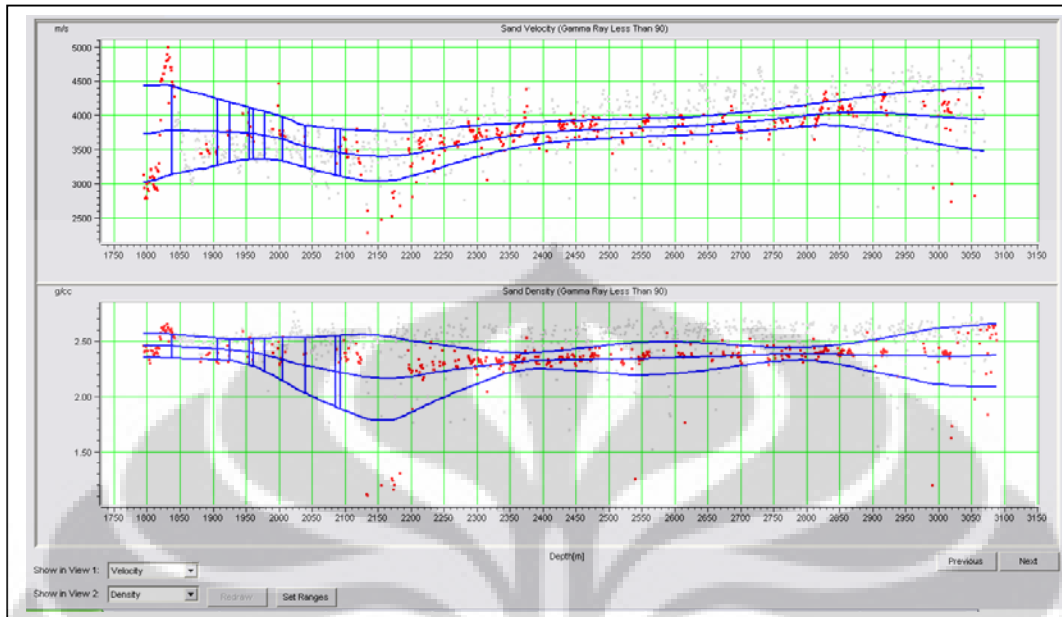
Langkah selanjutnya adalah menganalisis trend data-data sumur untuk pembuatan model yang akan disimulasikan. Kurva-kurva log yang akan di analisis adalah kurva :

- Gamma Ray
- Density
- P-wave
- Porosity

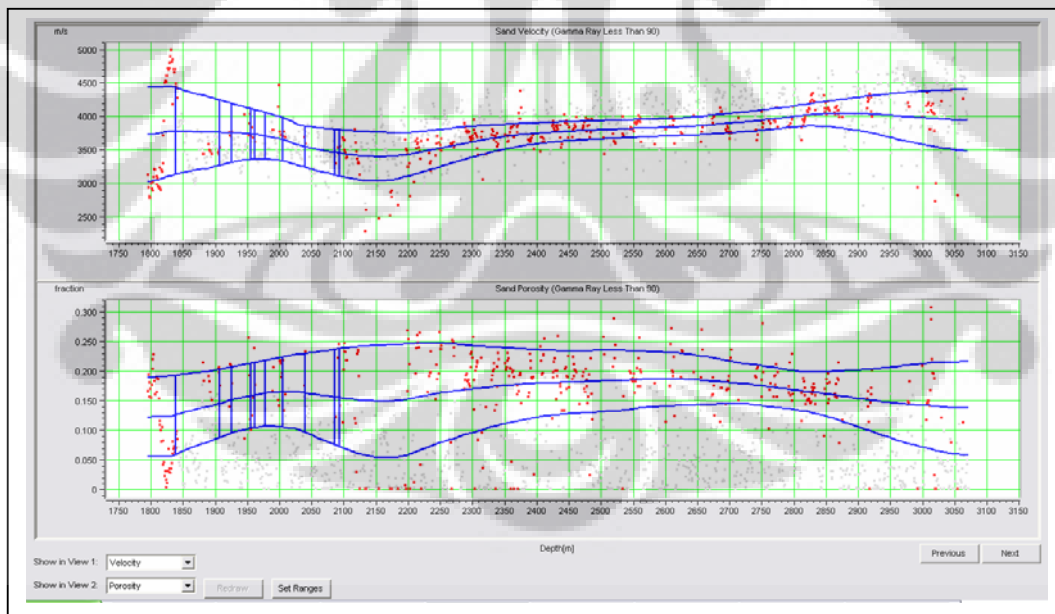
Kurva gamma ray dipakai untuk analisis membedakan antara sand dan shale, dimana berdasarkan pengamatan pada litologi data log sumur ditentukan bahwa jika nilai gamma ray lebih besar dari 125 maka dianggap sebagai shale dan jika lebih kecil dari 90 maka dianggap sebagai sand. Kurva density dipakai nilai densitasnya, kurva p-wave dipakai nilai velocity atau kecepatannya dan kurva porosity dipakai nilai porositas batuan. Dari kurva-kurva tersebut didapatkan titik-titik plotting nilai masing-masing kurva dengan interval kedalaman tiap 1 meter dan kemudian dibuat garis trendnya yang menunjukkan nilai mean dan standar deviasinya. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 5.15, 5.16, dan 5.17 dibawah ini :



Gambar 5.15. Kurva trend nilai velocity dan density shale



Gambar 5.16. Kurva trend nilai velocity dan density sand



Gambar 5.17. Kurva trend nilai velocity dan porosity sand

Titik-titik merah pada gambar tersebut menunjukkan plot nilai-nilai masing-masing kurva pada data sumur dengan interval tiap 1 meter. Garis biru yang horisontal adalah kurva trend dari nilai mean dan standar deviasi masing-masing log, dan garis biru vertikal merupakan garis kontrol dimana pada garis kedalaman tersebut akan dibuat model-model untuk melakukan simulasi stokastik nantinya.

Dari kurva-kurva tersebut dapat dianalisis mengenai zona-zona mana yang prospektif sebagai reservoir hidrokarbon. Pembahasan kurva tersebut terutama pada zona sand yang akan menjadi target reservoir dalam penelitian ini.

- Gambar kurva trend velocity sand menunjukkan adanya penurunan velocity dari kedalaman 1800 m – 2150 m. Hal ini merupakan anomali, dimana pada umumnya velocity akan semakin bertambah dengan semakin bertambahnya kedalaman akibat tingkat kompresi batuan yang meningkat sehingga menyebabkan densitas batuan juga semakin meningkat. Anomali velocity dapat terjadi akibat adanya kandungan fluida pada sand tersebut yang biasanya adalah hidrokarbon.
- Kurva trend density juga menunjukkan trend yang mirip dengan velocity, dimana ada penurunan nilai density mulai kedalaman 1800 m – 2150 m. Hal ini juga mendukung analisis bahwa pada daerah tersebut prospektif menjadi reservoir hidrokarbon.
- Untuk trend kurva porosity agak berbeda dengan kurva density maupun velocity, dimana trend kurva porosity meningkat dari 1800 m – 2000 m dan kemudian mulai menurun dari 2000 m – 2150 m.

Dari ketiga penjelasan di atas maka zona prospektif reservoir hidrokarbon berkisar antara kedalaman 1800 m – 2100 m, dimana porositas batuan masih cukup tinggi dan density dan velocity juga masih turun nilai trendnya. Untuk kedalaman 2100 m – 2150 m, walaupun density dan velocitynya turun, namun kurva porositas juga nilainya turun sehingga kemungkinan di dalam zona ini banyak mengandung batuan yang densitasnya rendah tapi porositasnya juga rendah seperti coal atau batubara. Oleh karena itu, dalam analisis ini, *control point* ditetapkan pada zona kedalaman antara 1800 m – 2100 m tersebut.

Setelah dilakukan analisis trend data sumur, maka kemudian dibuat model stokastik dari hasil trend data sumur tersebut. Pemodelan ini menggunakan sand yang mengandung air formasi atau wet sand sebagai parameter-parameter dasarnya, dan kemudian mencari parameter-parameter yang sama, tetapi jika sand tersebut terisi oleh hidrokarbon, baik minyak ataupun gas. Metoda ini sering disebut sebagai *fluid replacement modelling*, dimana persamaan yang dipakai dalam perhitungannya mendasarkan pada teori Biot – Gassmann untuk substitusi fluida.

Tujuan dari pemodelan ini adalah mencari nilai V_p , V_s dan density dari hidrokarbon baik minyak maupun gas berdasarkan data-data variabel stokastik dari sumur. Variabel-variabel hasil analisis trend data sumur adalah sebagai berikut :

- Densitas : 2.2214 g/cc
- V_{sh} : 0
- V_p : 3458.07 m/s
- S_w : 1
- Porositas : 0.1555

Data-data diatas diambil dari analisis trend sebelumnya dengan batasan kontrol poin yang telah kita buat diatas. Volume shale adalah 0 karena model yang kita buat merupakan *clean sand* dimana nilai gamma ray sangat rendah dan dianggap tidak ada kandungan lempungnya. Saturasi air juga nilainya 1, karena model yang kita buat adalah model batupasir yang mengandung air formasi 100% sehingga nilai saturasi airnya adalah 1. Model ini diperlukan untuk melakukan perhitungan dengan persamaan Biot-Gassmann untuk substitusi fluida dari air formasi menjadi hidrokarbon minyak ataupun gas. Dari hasil substitusi tersebut, maka dapat dilakukan pencarian data-data V_p , V_s dan densitas untuk batuan yang mengandung hidrokarbon tersebut, sehingga kita dapat melakukan simulasi probabilitas reservoir berdasarkan kandungan fluidanya di tempat lain berdasarkan pemodelan yang kita lakukan pada data sumur ini.

Selain itu, untuk perhitungan Biot-Gassmann juga membutuhkan parameter lain yang diambil dari literatur yaitu :

- Densitas air (ρ_{w_0}) : 1.09 g/cc
- Densitas hidrokarbon (ρ_{H_0}) : 0.75 g/cc
- Bulk modulus air (K_{w_0}) : 2.38
- Bulk modulus matrix (K_{m_0}) : 40

- Bulk modulus hidokarbon(K_{Ho}) : 1

Dari data-data tersebut, kita masih membutuhkan beberapa parameter lagi yang harus didapatkan sebelum menghitung V_p , V_s dan densitas untuk substitusi fluidanya.

Parameter-parameter tersebut adalah :

- Densitas matriks (ρ_{Mo})
- Bulk modulus batuan kering (K_{Bo}) dan
- Poisson Rasio batuan kering (σ_{dry})

Pertama yaitu menghitung densitas matriks menggunakan persamaan dasar 5.1 dan 5.2 :

$$\rho_{fo} = \text{densitas fluida} = \rho_{wo} * S_{wo} + \rho_{Ho} * (1 - S_{wo}) \quad (5.1)$$

$$\rho_{Mo} = (\rho_o - \rho_{fo} * \emptyset_o) / (1 - \emptyset_o) \quad (5.2)$$

Dari rumus tersebut, didapatkan hasil perhitungan densitas matriks (ρ_{Mo}) = 2.4297 g/cc
Kemudian menghitung Bulk modulus batuan kering (K_{Bo}) dengan persamaan 5.3 dan 5.4 :

$$K_f = \frac{1}{\left(\frac{S_{wo}}{K_{wo}} + \frac{(1 - S_{wo})}{K_{Ho}}\right)} \quad (5.3)$$

$$S = 3 * (1 - \sigma_{dry}) / (1 + \sigma_{dry})$$

$$M = V_{po}^2 * \rho_o$$

$$a = S - 1$$

$$b = \emptyset_o * S * (K_{Mo}/K_f - 1) - S + (M / K_{Mo})$$

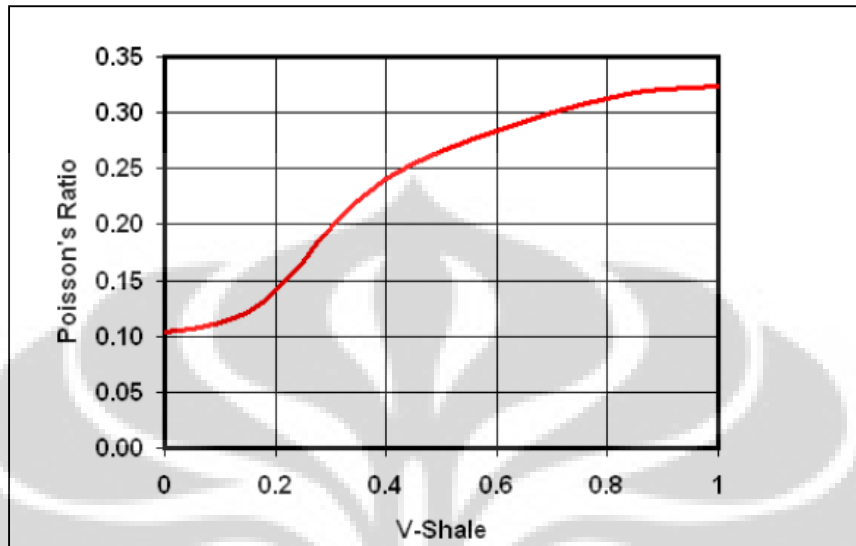
$$c = \emptyset_o * (S - M / K_{Mo}) * (K_{Mo} / K_f - 1)$$

$$y = (-b + \sqrt{b^2 - 4ac}) / 2a$$

$$K_{Bo} = (1 - y) * K_{Mo} \quad (5.4)$$

Hasil perhitungannya adalah nilai Bulk modulus batuan kering (K_{Bo}) = 7.6098

Yang terakhir yaitu mencari nilai Poisson Rasio batuan kering (σ_{dry}) dengan cara melihat plot grafik antara poisson's rasio dengan volume shale (Vsh) gambar 5.18 :



Gambar 5.18. Kurva plot antara Poisson's Rasio dan V-shale

Dari kurva tersebut, dengan nilai V-shale 0, maka Poisson's Rasio batuan kering (σ_{dry}) = 0.1037.

Setelah semua data telah didapatkan, maka perhitungan substitusi fluida untuk mencari V_p , V_s dan densitas dapat dilakukan dengan input data sebagai berikut :

- ρ_{M0} : Densitas matriks base sand layer
- K_{B0} : Bulk Modulus batuan kering
- σ_{dry} : Poisson's rasio batuan kering
- ρ_w : Densitas air (dari model stokastik)
- S_w : Saturasi air (dari model stokastik)
- \emptyset : Porositas (dari model stokastik)
- ρ_H : Densitas hidrokarbon (dari model stokastik)
- K_w : Bulk modulus air (dari model stokastik)
- K_H : Bulk modulus hidrokarbon (dari model stokastik)

Dari input data tersebut maka kemudian dihitung densitas (ρ), V_p dan V_s dengan rumus pada persamaan 5.5 sampai dengan persamaan 5.10 :

Menghitung densitas (Persamaan 5.5 dan 5.6):

$$K_p = \emptyset_o / (1/K_{Bo} - 1/K_{Mo}) \quad (5.5)$$

$$\rho = \rho_w S_w \emptyset + \rho_H (1 - S_w) \emptyset + \rho_M (1 - \emptyset) \quad (5.6)$$

Menghitung V_p (Persamaan 5.7, 5.8 dan 5.9) :

$$K_f = \frac{1}{(S_w/K_w + (1 - S_w)/K_H)}$$

$$K_B = 1 / (\emptyset / K_p + 1 / K_M) \quad (5.7)$$

$$\mu_B = \frac{3K_B}{4} \left[\frac{3(1 - \sigma_{dry})}{1 + \sigma_{dry}} - 1 \right] \quad (5.8)$$

$$V_p^2 = \frac{K_B + \frac{4\mu_B}{3} + \frac{(1 - K_B / K_M)^2}{(1 - \phi - K_B / K_M)} + \frac{\phi}{K_f}}{\rho} \quad (5.9)$$

Dan menghitung V_s (Persamaan 5.10) :

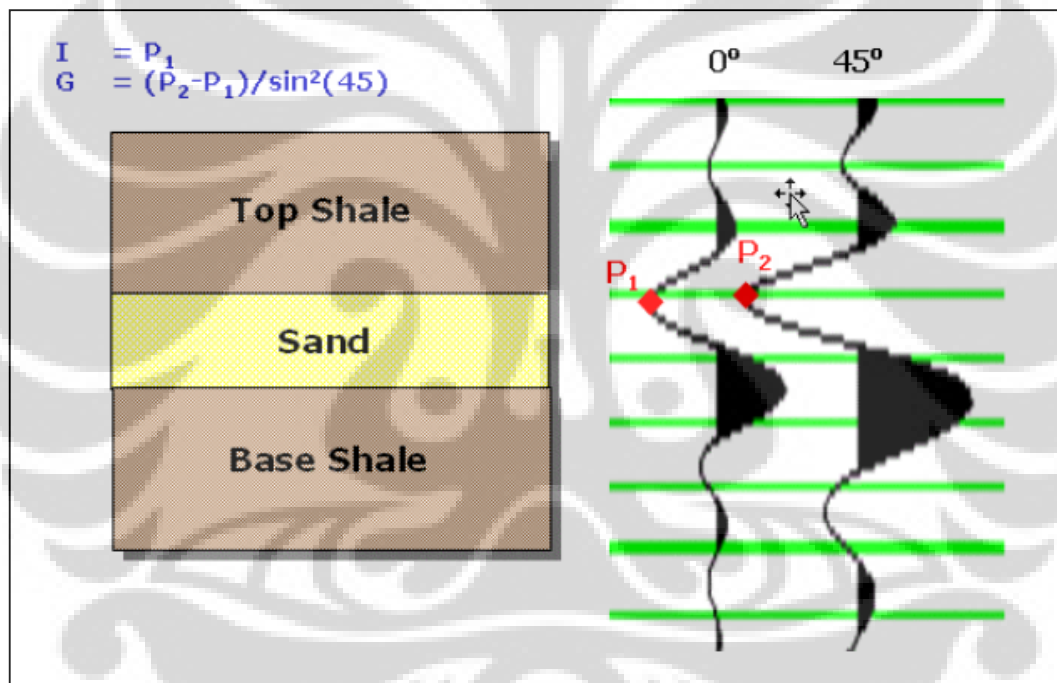
$$V_s^2 = \mu_B / \rho \quad (5.10)$$

Model dan perhitungan ini akan digunakan dalam simulasi model pada pembahasan selanjutnya.

V.4. Simulasi Model Stokastik

Simulasi dilakukan dari model stokastik yang telah dibuat sebelumnya dimana model-model tersebut menghasilkan probabilitas nilai-nilai V_p , V_s dan densitas untuk kandungan fluida air, minyak dan gas pada masing-masing kedalaman yang telah ditentukan pada kontrol poin. Hasil simulasi ini nantinya akan di plot dalam bentuk cluster dengan intercept sebagai sumbu axisnya (X) dan gradient sebagai sumbu ordinatnya (Y).

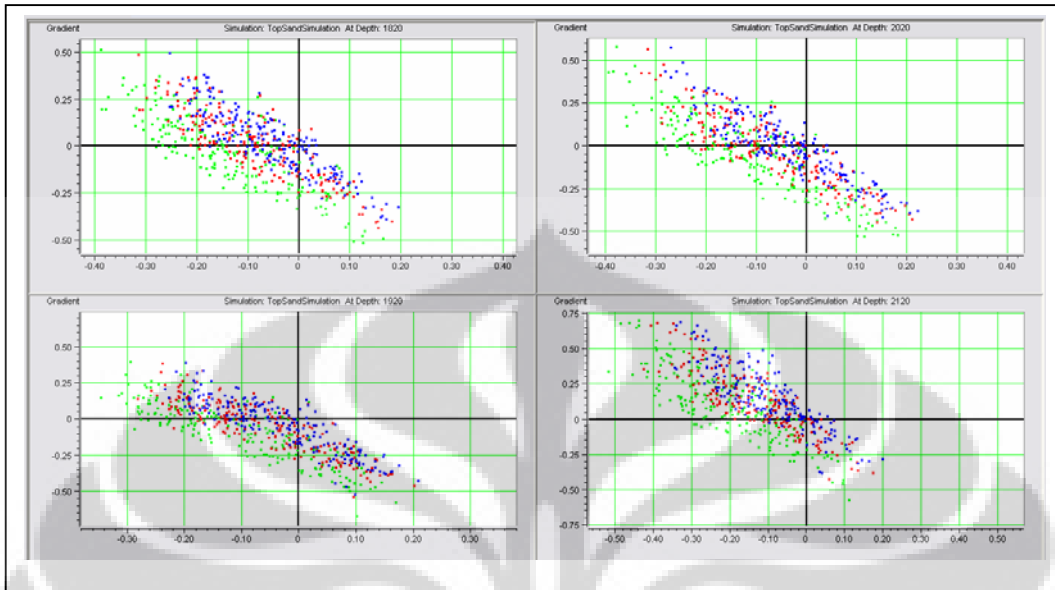
Langkah pertama dalam simulasi ini adalah membuat trace sintetik dari model 3 layer untuk menghitung intercept dan gradient dari model tersebut seperti terlihat pada gambar 5.19 dibawah ini :



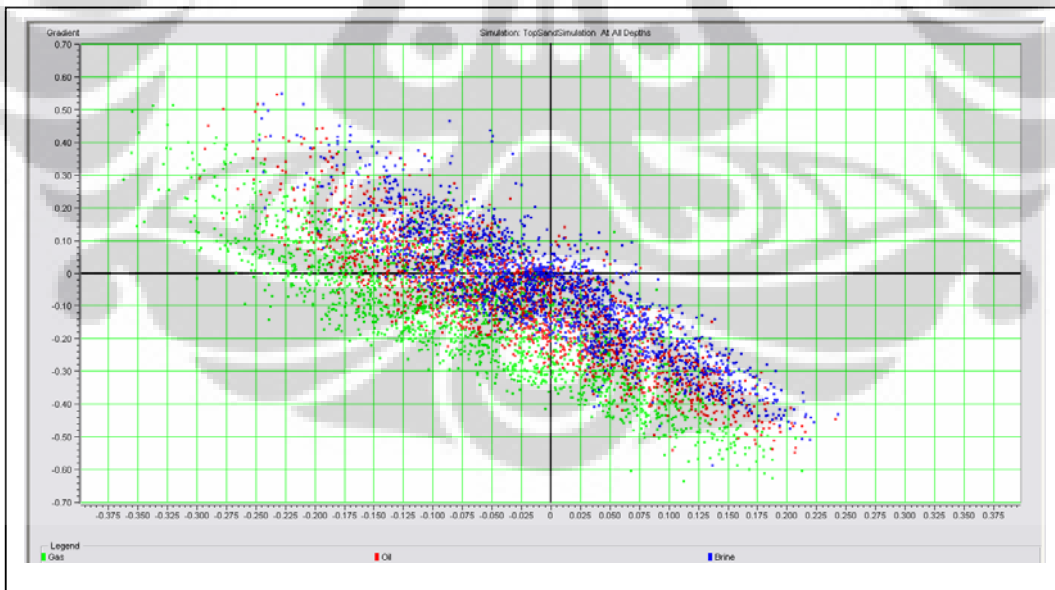
Gambar 5.19. Model 3 layer dengan intercept dan gradient.

Kemudian akan dihitung intercept dan gradient untuk masing-masing fluida yaitu air, minyak dan gas. Hal ini dilakukan secara berulang-ulang, dalam hal penelitian ini, dilakukan sebanyak 200 kali untuk masing-masing fluida pada tiap kedalaman kontrol. Perhitungan dilakukan dengan menggunakan rumus Zoeppritz dengan near angle 15° dan far angle 30° . Sintetik trace tersebut menggunakan wavelet yang telah diekstraksi sebelumnya dari data seismik.

Hasil plot simulasi dalam penelitian ini adalah seperti gambar 5.20 dan 5.21 berikut :



Gambar 5.20. Hasil simulasi pada empat kedalaman berbeda dimana titik biru menunjukkan air formasi, titik merah menunjukkan minyak dan titik hijau menunjukkan gas.

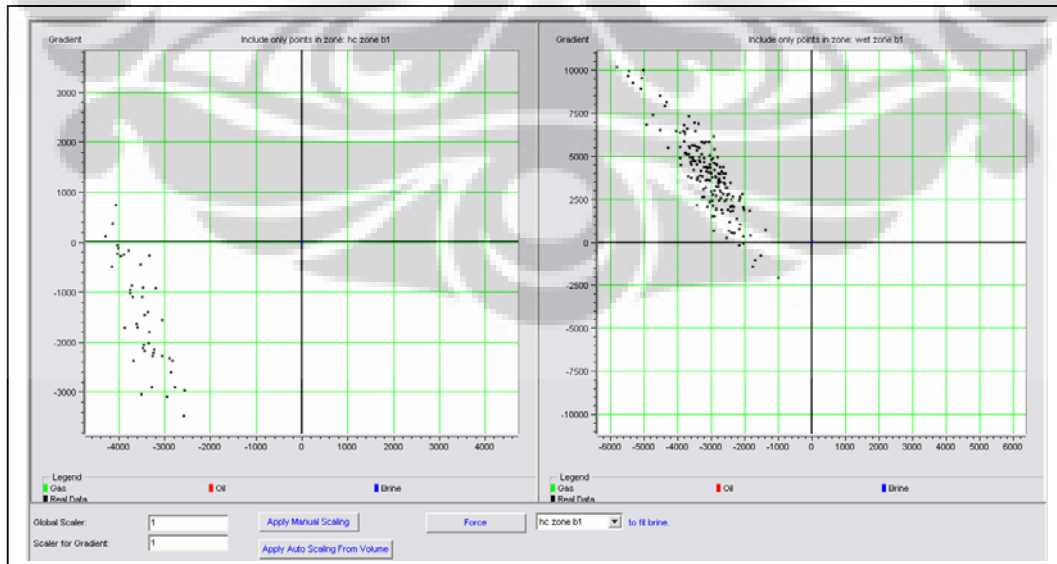


Gambar 5.21. Hasil simulasi pada semua kedalaman dimana titik biru menunjukkan air formasi, titik merah menunjukkan minyak dan titik hijau menunjukkan gas.

Pada gambar 5.20 dan 5.21 terlihat adanya pemisahan pengelompokan yang cukup kentara antara fluida air (warna biru), minyak (warna merah) dan gas (warna hijau), baik pada gambar masing-masing kedalaman, maupun pada seluruh kedalaman yang di plot dalam satu koordinat kartesius tersebut. Hasil simulasi ini akan dipakai untuk menentukan peta probabilitas yang menunjukkan probabilitas masing-masing fluida pada daerah diluar sumur tersebut. Namun demikian, data hasil simulasi ini harus dicocokkan terlebih dahulu dengan data yang sebenarnya, yaitu data intercept dan gradien hasil data slice dari volume seismik 3D.

V.5. Kalibrasi Data dan Penentuan *Scaler*

Kalibrasi data perlu dilakukan untuk mencocokkan antara data hasil dari simulasi dengan data yang sebenarnya, dimana kedua data tersebut mempunyai 'range' amplitude yang berbeda. Hal ini terjadi karena data hasil simulasi dapat menunjukkan nilai intercept dan gradien yang ideal sesuai dengan range secara teoritis untuk koefisien refleksi, sedangkan data yang sebenarnya mempunyai scaling yang berubah-ubah yang kemungkinan terjadi akibat keterbatasan prosesingnya. Nilai intercept dan gradien dari data sebenarnya jauh lebih besar dibandingkan dengan nilai dari data simulasi, sehingga jika di plot dalam suatu koordinat kartesius apa adanya akan tampak bahwa kumpulan data simulasi hanya seperti titik saja. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 5.22 berikut :



Gambar 5.22. Gambar plot data sebenarnya dibandingkan dengan data simulasi

Oleh karena itu diperlukan faktor pengali atau scaler untuk melakukan kalibrasi data simulasi dengan data sebenarnya.

Scaler atau faktor pengali dibedakan menjadi dua yaitu :

- S_{global} : yaitu faktor pengali untuk nilai intercept dan gradient
- $S_{gradient}$: yaitu faktor pengali untuk nilai gradient saja

Jika nilai input data sebenarnya diberi simbol I_{input} dan G_{input} , maka nilai outputnya adalah :

$$I_{output} = S_{global} * I_{input}$$

$$G_{output} = S_{global} * S_{gradient} * G_{input}$$

Kemudian untuk menghitung nilai scaler baik S_{global} maupun $S_{gradient}$, dengan cara sebagai berikut :

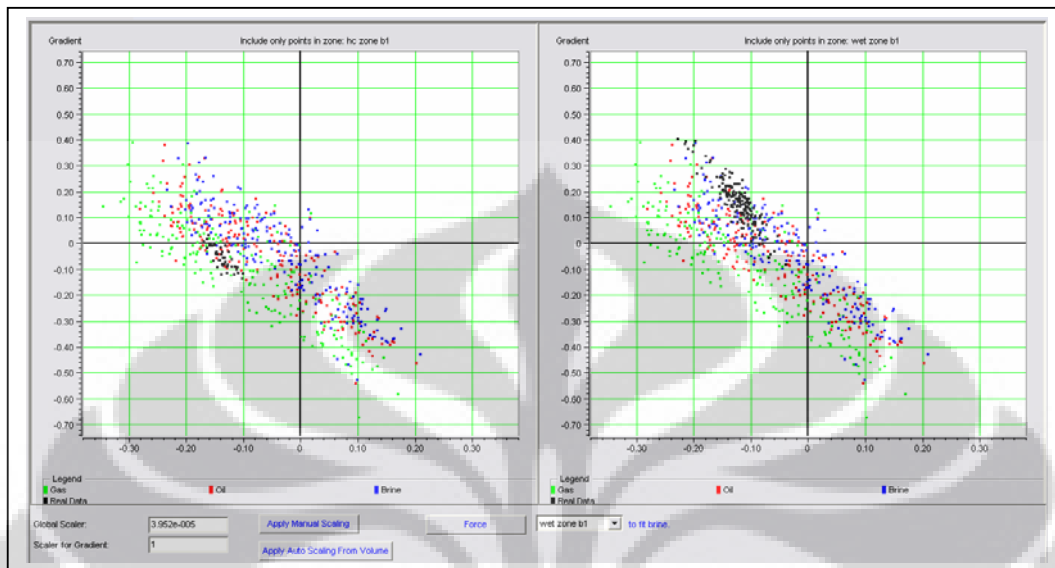
- Mengambil kurva P-wave, S-wave dan density dari data sumur untuk membuat sintetik trace dengan menggunakan wavelet yang sudah diekstrak sebelumnya dengan angle 0° dan 45° . Kemudian data tersebut dipakai untuk menghitung intercept dan gradient model I_M dan G_M .
- Kemudian dilakukan ekstraksi beberapa trace seismik 3D di lokasi sekitar sumur tersebut dan dihitung juga nilai real dari intercept dan gradient yaitu I_R dan G_R .
- Data-data intercept dan gradient tersebut kemudian dihitung nilai rata-ratanya dan disebut sebagai I_M^{RMS} , G_M^{RMS} , I_R^{RMS} , G_R^{RMS} .
- Setelah itu dapat dihitung scalernya dengan rumus :

$$S_{global} = I_M^{RMS} / I_R^{RMS}$$

$$S_{gradient} = G_M^{RMS} / S_{global} * G_R^{RMS}$$

Dalam penelitian ini, didapatkan nilai $S_{global} = 5.046e-005$ dan $S_{gradient} = 1$ untuk horison A, $S_{global} = 3.952e-005$ dan $S_{gradient} = 1$ untuk horison B dan $S_{global} = 2.448e-005$ dan $S_{gradient} = 1$ untuk horison C

Setelah dikalibrasi dengan scaler ini, maka data sebenarnya dapat di plot bersamaan dengan data model hasil simulasi, sehingga dapat pula di interpretasi mengenai probabilitas fluidanya. Untuk lebih jelasnya dapat melihat gambar 5.23 dibawah ini :



Gambar 5.23. Plot data sebenarnya dan data model setelah dikalibrasi

Gambar sebelah kiri menunjukkan bahwa plot data sebenarnya (warna hitam) dari zona hidrokarbon yang telah dibuat sebelumnya jatuh pada area plot minyak dan gas dari model simulasi (warna merah dan hijau), sedangkan gambar sebelah kanan menunjukkan bahwa plot data sebenarnya dari seismik banyak jatuh pada area fluida air formasi atau brine (warna biru). Hal ini mengindikasikan bahwa nilai scaler sudah cukup baik, sehingga dapat diaplikasikan untuk membuat peta probabilitas hidrokarbon.

V.6. Pembuatan Peta Probabilitas

Setelah data selesai dikalibrasi, maka dapat dibuat peta-peta probabilitas hidrokarbon untuk masing-masing horison yang telah ditentukan sebelumnya, yaitu horison A, B dan C. Hasil peta-peta probabilitas hidrokarbon ini akan berguna untuk membantu menentukan arah pengembangan sumur selanjutnya.

Peta probabilitas ini dibuat berdasarkan teorema bayes yang dimodifikasi. Sebagai contoh, probabilitas gas dituliskan dengan persamaan 5.11 berikut (Modified Bayes Rule):

$$P(\text{gas} | I, G) = \frac{P_{\text{gas}}(I, G) * P_{\text{gas}}}{P_{\text{gas}}(I, G) * P_{\text{gas}} + P_{\text{oil}}(I, G) * P_{\text{oil}} + P_{\text{brine}}(I, G) * P_{\text{brine}}} \quad (5.11)$$

Dimana,

$P(\text{gas} | I, G)$: Probabilitas mendapatkan gas pada titik (I,G)

$P_{\text{gas}}(I, G)$: Nilai Probabilitas gas pada titik (I,G) (telah dihitung pada simulasi)

P_{gas} : Nilai Probabilitas gas sebelum analisis (prior probability)
dalam hal ini karena ada 3 fluida, maka nilai $P_{\text{gas}} = 1/3$

Karena nilai $P_{\text{gas}} = 1/3$, maka rumus diatas dapat disederhanakan menjadi persamaan 5.12 berikut :

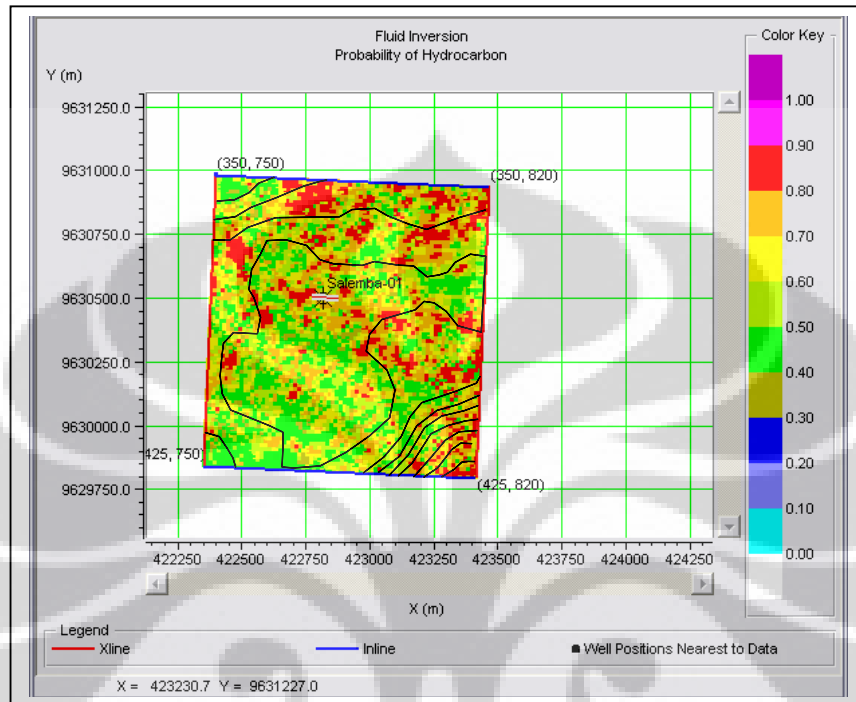
$$P(\text{gas} | I, G) = \frac{P_{\text{gas}}(I, G) * P_{\text{gas}}}{P_{\text{gas}}(I, G) + P_{\text{oil}}(I, G) + P_{\text{brine}}(I, G)} \quad (5.12)$$

Hal yang sama juga berlaku untuk probabilitas fluida yang lainnya (minyak dan air)

Dari hasil perhitungan probabilitas ini, maka dapat dibuat peta probabilitas untuk masing-masing horison. Peta probabilitas yang disajikan untuk tiap-tiap horison terdiri atas 4 jenis yaitu :

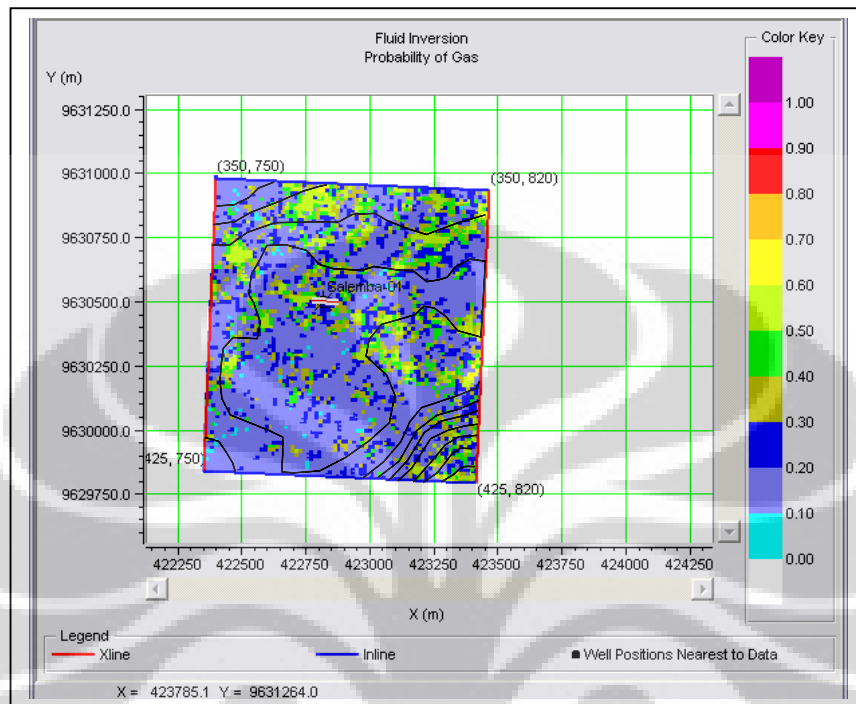
- Peta Probabilitas Hidrokarbon, yaitu peta yang menunjukkan penyebaran nilai probabilitas hidrokarbon.
- Peta Probabilitas Gas, yaitu peta yang menunjukkan probabilitas mendapatkan gas dari nilai probabilitas hidrokarbon.
- Peta Probabilitas Minyak, yaitu peta yang menunjukkan probabilitas mendapatkan minyak dari nilai probabilitas hidrokarbon
- Peta indikator, yaitu peta yang menunjukkan probabilitas terbesar dari ketiga jenis fluida (gas, minyak dan air) pada tiap titik

Hasil peta-peta pada horison A terlihat pada gambar 5.24, 5.25, 5.26 dan 5.27 :



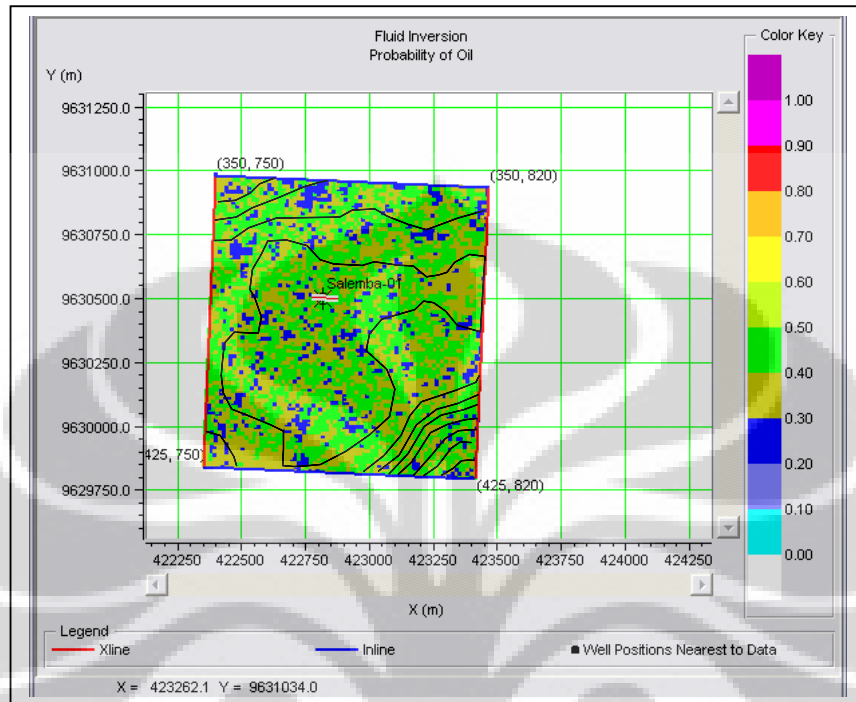
Gambar 5.24. Peta probabilitas hidrokarbon horison A

Pada gambar 5.24 diatas menunjukkan probabilitas hidrokarbon untuk horison A di daerah penelitian. Jika dilihat dari warnanya, probabilitas terendah untuk hidrokarbon adalah warna hijau muda, yaitu menunjukkan nilai antara 0.4 – 0.5 dan yang tertinggi adalah warna merah yang menunjukkan nilai antara 0.8 – 0.9. Plot probabilitas yang tinggi (warna merah) cukup banyak terkumpul di daerah tengah sampai ke utara dan timur laut (garis putus-putus warna hijau). Sumur Salemba-01 sendiri juga masuk dalam range warna orange, yaitu antara 0.7 – 0.8, dimana dari informasi data yang diperoleh penulis, memang pada horison ini telah diproduksi hidrokarbon yang berupa minyak. Untuk pengembangan lapangan pada horison A ini, perlu dipertimbangkan pada zona-zona dalam garis putus-putus warna hijau, terutama di tempat-tempat yang berwarna merah yang menunjukkan probabilitas hidrokarbon mencapai 0.9 atau 90%.



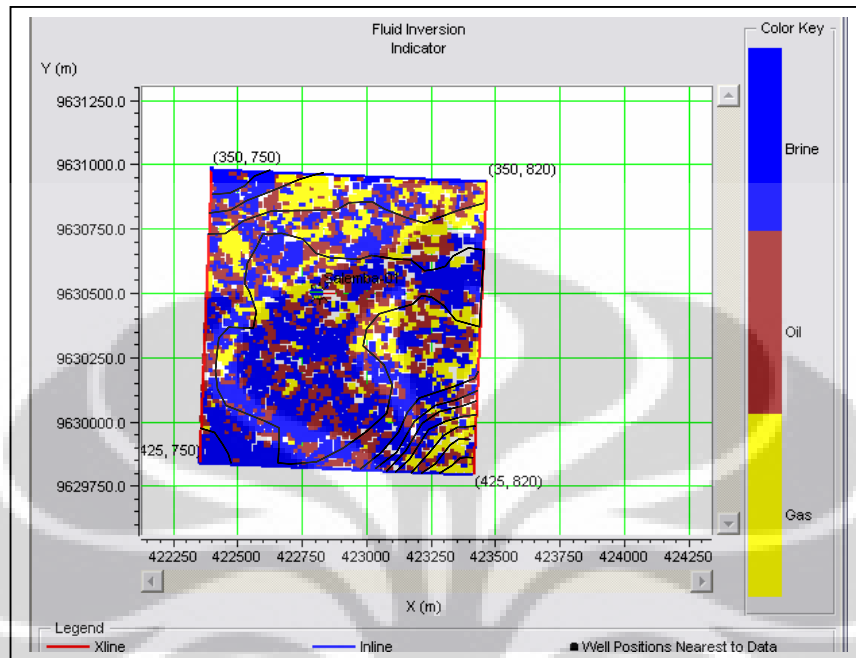
Gambar 5.25. Peta probabilitas gas horison A

Gambar 5.25 merupakan peta yang menunjukkan probabilitas adanya gas di dalam horison A. Jika dilihat dari range warnanya, yang paling rendah berwarna biru muda yang menunjukkan probabilitas antara 0 – 0.1 dan yang paling tinggi berwarna hijau kekuningan, yaitu menunjukkan probabilitas antara 0.5 – 0.6. Pada sumur Salemba-01 sendiri menunjukkan warna biru tua yaitu probabilitas antara 0.2 – 0.3. Peta probabilitas gas ini sebenarnya merupakan turunan dari peta probabilitas hidrokarbon, dimana jenis hidrokarbon ada dua yaitu minyak dan gas, sehingga misalnya, pada suatu titik probabilitas hidrokarbonnya adalah 0.9, maka penjumlahan antara probabilitas gas dan probabilitas minyak adalah berjumlah 0.9 juga.



Gambar 5.26. Peta probabilitas minyak horison A

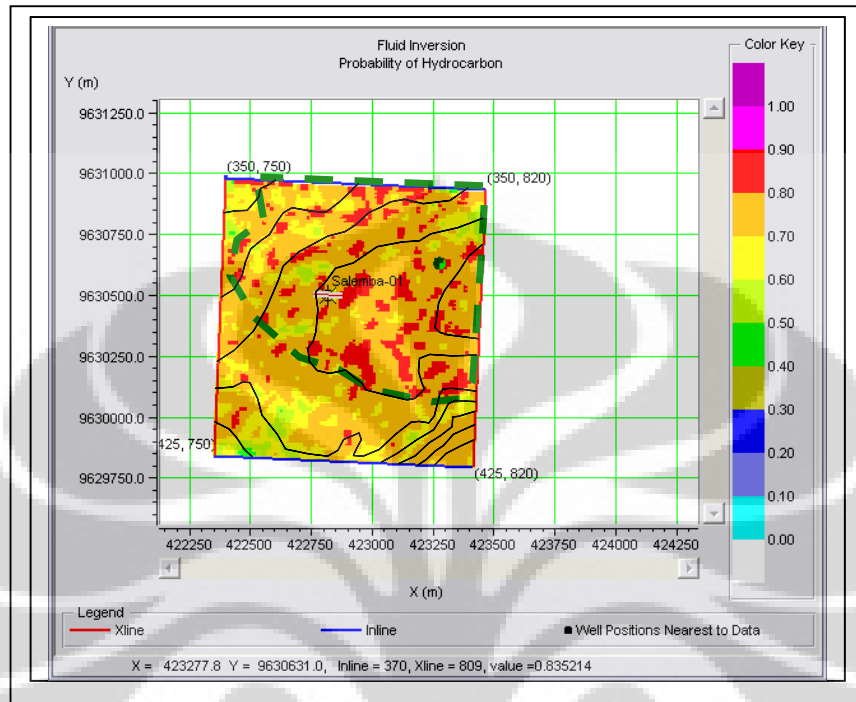
Gambar 5.26 merupakan peta probabilitas minyak pada horison A, dimana dari warnanya, probabilitas terendah berwarna biru tua yang menunjukkan probabilitas antara 0.2 – 0.3 dan yang tertinggi yaitu berwarna hijau yang menunjukkan probabilitas antara 0.4 – 0.5. Sumur Salemba-01 juga terletak pada warna hijau (0.4 – 0.5), dimana pada peta probabilitas gas (gambar 5.25), sumur Salemba-01 mempunyai probabilitas 0.2 – 0.3 dan pada peta probabilitas hidrokarbon (gambar 5.24) mempunyai probabilitas 0.7 – 0.8.



Gambar 5.27. Peta indikator horison A

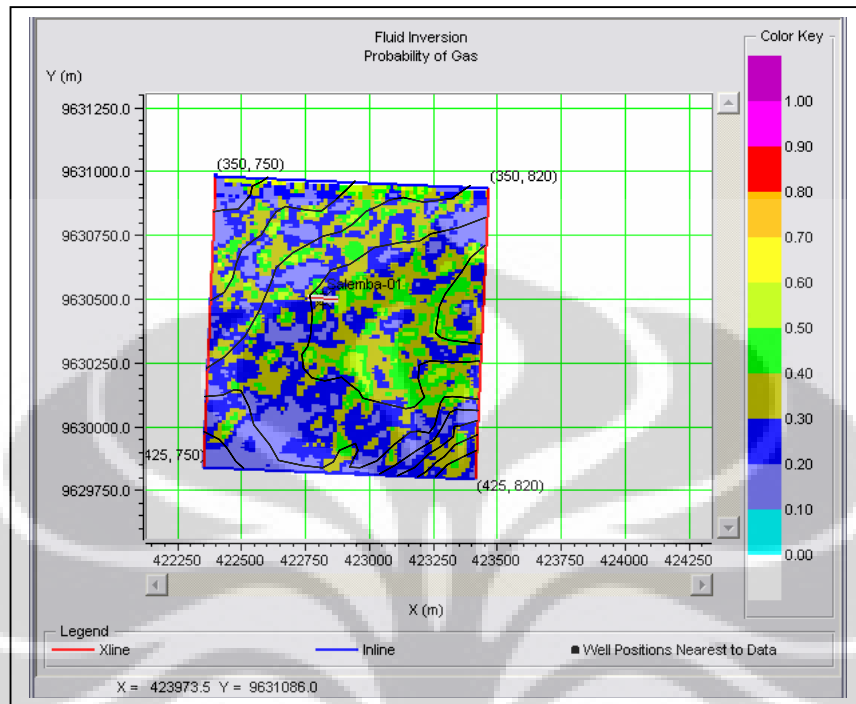
Gambar 5.27 adalah peta indikator horison A, dimana peta indikator ini pada prinsipnya adalah menunjukkan probabilitas fluida tertinggi pada suatu titik, dalam hal ini fluidanya adalah air formasi (*brine*), minyak dan gas. Dari peta indikator ini tampak bahwa probabilitas air formasi lebih besar pada sebelah barat daya daerah penelitian, sedangkan hidrokarbon mempunyai pola mulai dari tengah mengarah ke utara dan timur laut. Pola penyebaran hidrokarbon dan air formasi pada daerah penelitian ini agak mengikuti pola strukturnya, dimana probabilitas air formasi yang besar umumnya berada pada daerah lereng atau sayap sebelah barat daya dari struktur antiklin, sedangkan probabilitas hidrokarbon yang tinggi banyak terletak pada puncak struktur antiklin mulai daerah tengah mengarah ke timur laut daerah penelitian.

Hasil peta-peta untuk horison B terlihat pada gambar 5.28, 5.29, 5.30 dan 5.31 :



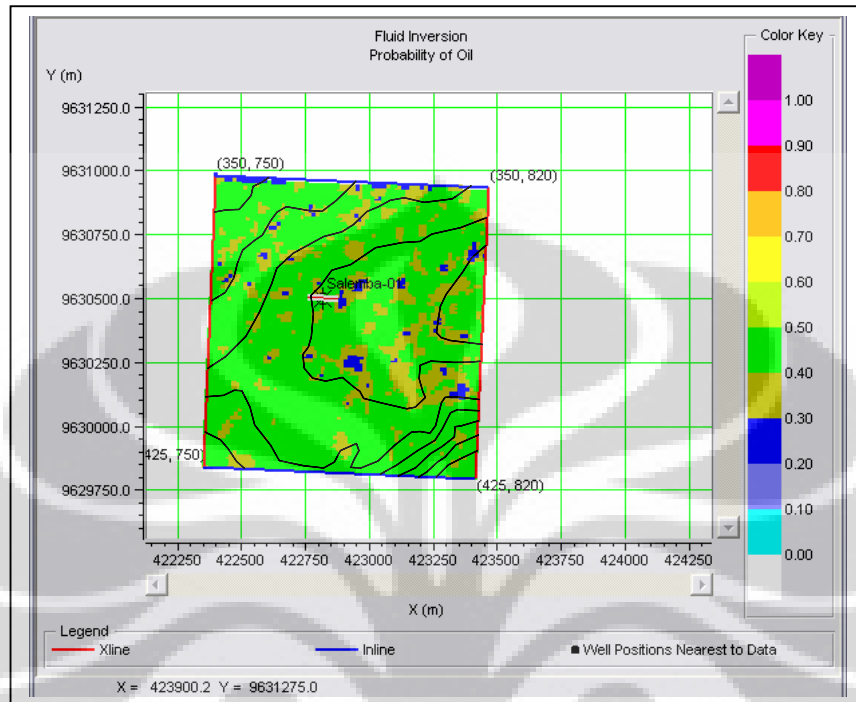
Gambar 5.28. Peta probabilitas hidrokarbon horison B

Pada gambar 5.28 diatas menunjukkan probabilitas hidrokarbon untuk horison B di daerah penelitian. Jika dilihat dari warnanya, probabilitas terendah untuk hidrokarbon adalah warna hijau muda, yaitu menunjukkan nilai antara 0.4 – 0.5 dan yang tertinggi adalah warna merah yang menunjukkan nilai antara 0.8 – 0.9. Plot probabilitas yang tinggi (warna merah) cukup banyak terkumpul di daerah tengah sampai ke utara dan timur laut (garis putus-putus warna hijau). Sumur Salemba-01 sendiri juga masuk dalam range warna merah, yaitu antara 0.8 – 0.9, dimana dari informasi data yang diperoleh penulis, memang pada horison ini telah diproduksi hidrokarbon yang berupa minyak. Untuk pengembangan lapangan pada horison B ini, juga perlu dipertimbangkan pada zona-zona dalam garis putus-putus warna hijau, terutama di tempat-tempat yang berwarna merah yang menunjukkan probabilitas hidrokarbon mencapai 0.9 atau 90%.



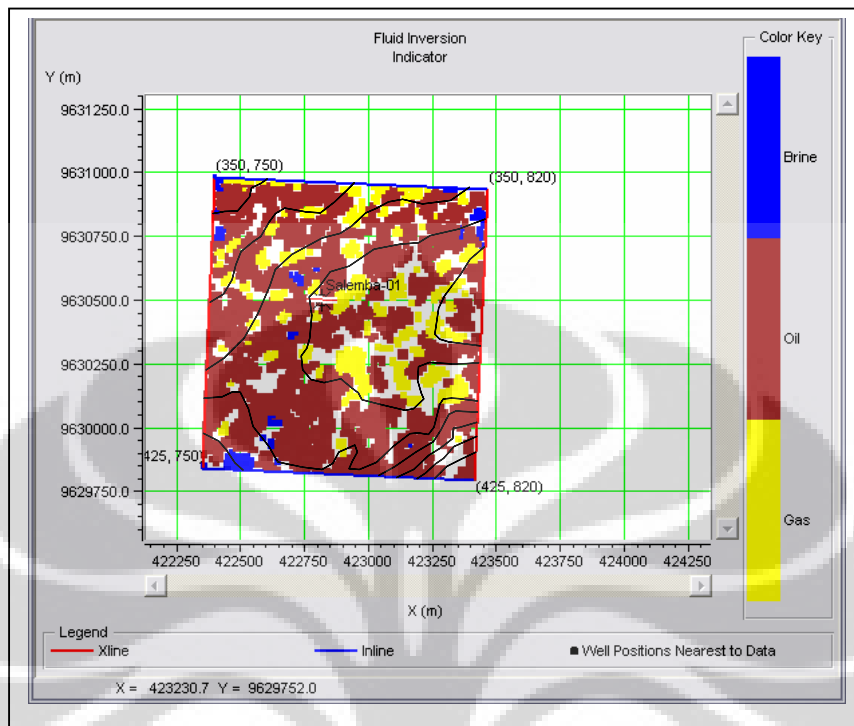
Gambar 5.29. Peta probabilitas gas horison B

Gambar 5.29 merupakan peta yang menunjukkan probabilitas adanya gas di dalam horison B. Jika dilihat dari range warnanya, yang paling rendah berwarna biru abu-abu yang menunjukkan probabilitas antara 0.1 – 0.2 dan yang paling tinggi berwarna hijau kekuningan, yaitu menunjukkan probabilitas antara 0.5 – 0.6. Pada sumur Salemba-01 sendiri menunjukkan warna coklat muda yaitu probabilitas antara 0.3 – 0.4. Seperti yang telah dibahas pada pembahasan gambar 4.25, bahwa peta probabilitas gas horison B ini juga sebenarnya merupakan turunan dari peta probabilitas hidrokarbon horison B, dimana jenis hidrokarbon ada dua yaitu minyak dan gas, sehingga nilai probabilitas hidrokarbon pada suatu titik merupakan penjumlahan dari nilai probabilitas gas ditambah nilai probabilitas minyak.



Gambar 5.30. Peta probabilitas minyak horison B

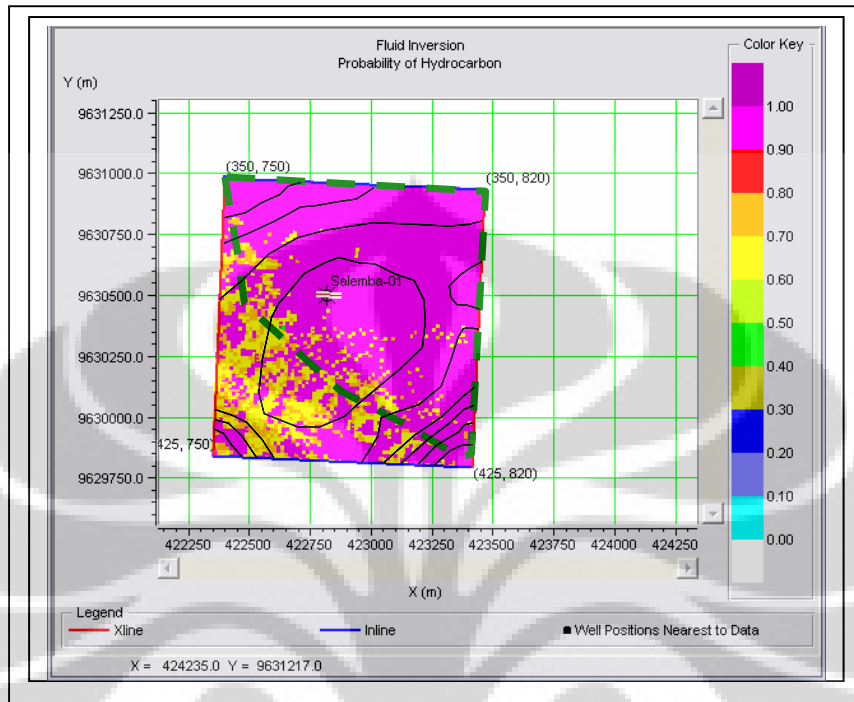
Gambar 5.30 merupakan peta probabilitas minyak pada horison B, dimana dari warnanya, probabilitas terendah berwarna biru tua yang menunjukkan probabilitas antara 0.2 – 0.3 dan yang tertinggi yaitu berwarna hijau yang menunjukkan probabilitas antara 0.4 – 0.5. Sumur Salemba-01 juga terletak pada warna hijau (0.4 – 0.5), dimana pada peta probabilitas gas (gambar 5.29), sumur Salemba-01 mempunyai probabilitas 0.3 – 0.4 dan pada peta probabilitas hidrokarbon (gambar 5.28) mempunyai probabilitas 0.8 – 0.9.



Gambar 5.31. Peta indikator horison B

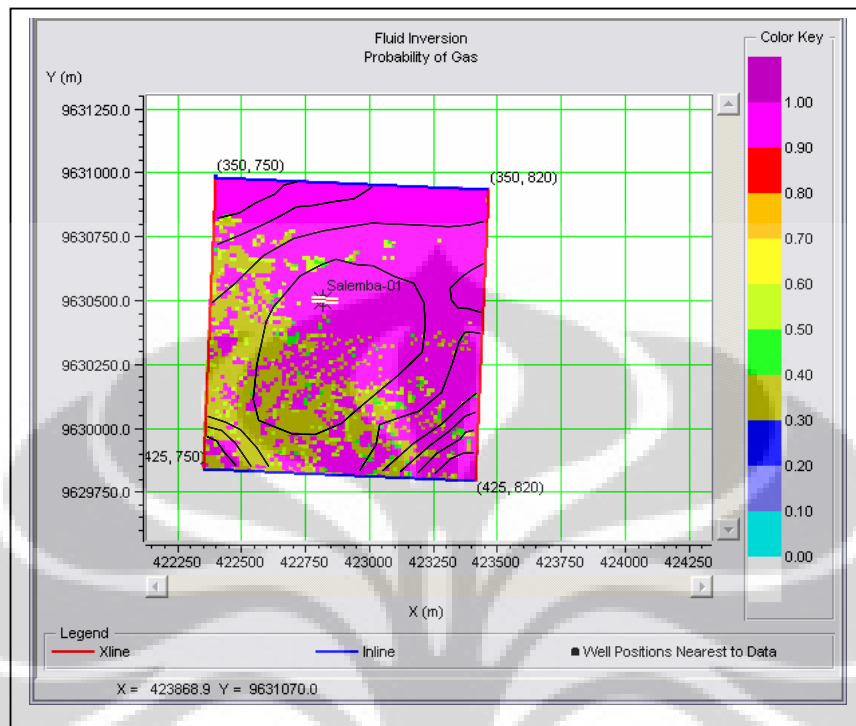
Gambar 5.31 adalah peta indikator horison B, seperti yang telah disebutkan sebelumnya bahwa peta indikator ini pada prinsipnya adalah menunjukkan probabilitas fluida tertinggi pada suatu titik, dalam hal ini fluidanya adalah air formasi (*brine*), minyak dan gas. Dari peta indikator ini tampak bahwa probabilitas minyak cukup mendominasi hampir di hampir seluruh tempat. Memang dari informasi yang didapat penulis, bahwa horison B ini merupakan horison utama penghasil minyak dari daerah penelitian ini. Pola penyebaran hidrokarbon pada daerah penelitian ini juga mengikuti pola strukturnya, yaitu terletak pada puncak struktur antiklinnya.

Hasil peta-peta untuk horison C terlihat pada gambar 5.32, 5.33, 5.34 dan 5.35 :



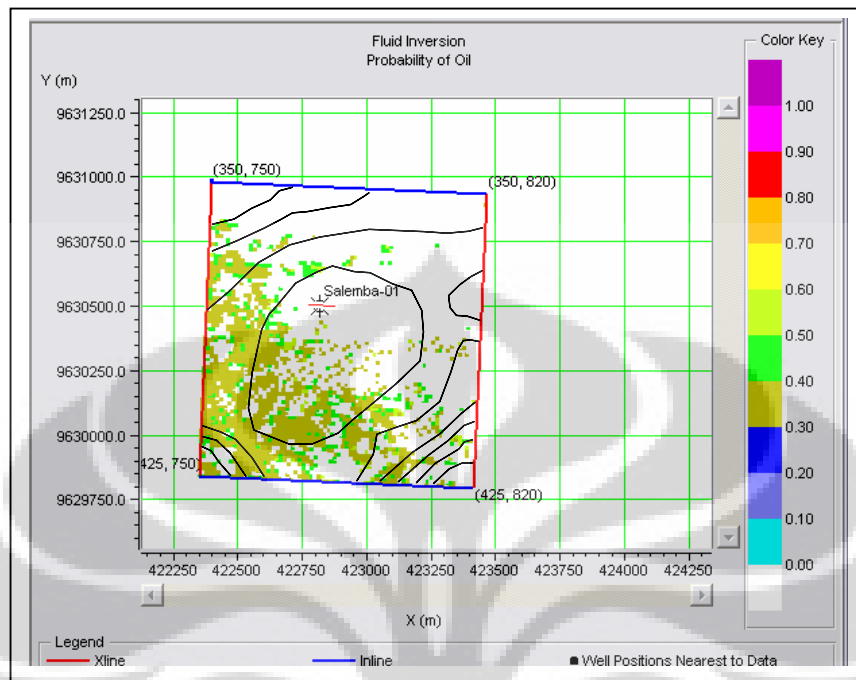
Gambar 5.32. Peta probabilitas hidrokarbon horison C

Gambar 5.32 diatas menunjukkan probabilitas hidrokarbon untuk horison C di daerah penelitian. Jika dilihat dari warnanya, probabilitas terendah untuk hidrokarbon adalah warna kuning, yaitu menunjukkan nilai antara 0.6 – 0.7 dan yang tertinggi adalah warna ungu yang menunjukkan nilai antara 0.9 – 1.0. Plot probabilitas yang tinggi (warna ungu) cukup banyak terkumpul di daerah tengah sampai ke utara dan timur laut (garis putus-putus warna hijau). Sumur Salemba-01 sendiri juga masuk dalam range warna ungu, yaitu antara 0.9 – 1.0, akan tetapi khusus untuk horison ini, penulis tidak mendapatkan data apakah zona ini sudah di produksi atau belum. Namun demikian, peta probabilitas hidrokarbon untuk horison C ini menunjukkan nilai probabilitas hidrokarbon yang tinggi (0.9 – 1.0), sehingga cukup layak untuk dikembangkan mengikuti pola penyebaran probabilitas yang tinggi nilainya.



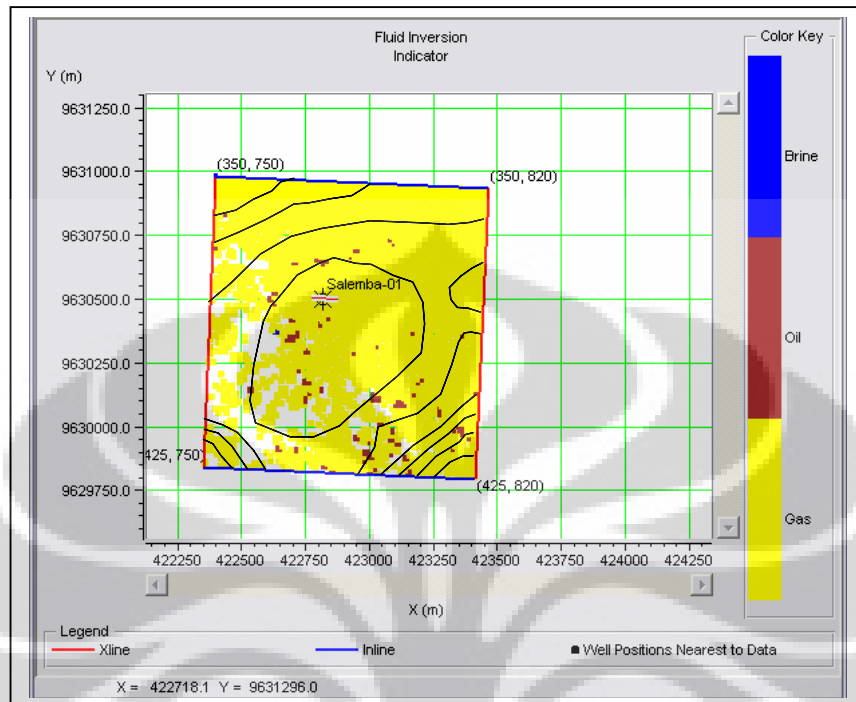
Gambar 5.33. Peta probabilitas gas horison C

Gambar 5.33 merupakan peta yang menunjukkan probabilitas adanya gas di dalam horison C. Jika dilihat dari range warnanya, yang paling rendah berwarna coklat muda yang menunjukkan probabilitas antara 0.3 – 0.4 dan yang paling tinggi berwarna ungu, yaitu menunjukkan probabilitas antara 0.9 – 1.0. Pada sumur Salemba-01 sendiri menunjukkan warna ungu yaitu probabilitas antara 0.9 – 1.0. Seperti yang telah dibahas pada pembahasan sebelumnya, bahwa peta probabilitas gas horison C ini juga sebenarnya merupakan turunan dari peta probabilitas hidrokarbon horison C, dimana jenis hidrokarbon ada dua yaitu minyak dan gas, sehingga nilai probabilitas hidrokarbon pada suatu titik merupakan penjumlahan dari nilai probabilitas gas ditambah nilai probabilitas minyak. Probabilitas hidrokarbon dan probabilitas gas disini mempunyai range yang sama, sehingga dari probabilitas terdapatnya hidrokarbon, paling besar kemungkinannya adalah mendapatkan gas dibandingkan minyak.



Gambar 5.34. Peta probabilitas minyak horison C

Gambar 5.34 merupakan peta probabilitas minyak pada horison C, dimana dari warnanya, probabilitas terendah berwarna putih yang menunjukkan probabilitas 0 dan yang tertinggi yaitu berwarna hijau yang menunjukkan probabilitas antara 0.4 – 0.5. Sumur Salemba-01 juga terletak pada warna putih (0.0), dimana pada peta probabilitas gas (gambar 5.33), sumur Salemba-01 mempunyai probabilitas 0.9 – 1.0 dan pada peta probabilitas hidrokarbon (gambar 5.32) mempunyai probabilitas 0.9 – 1.0. Hal ini menunjukkan bahwa peluang jika mendapatkan hidrokarbon kemungkinan besar adalah gas. Namun demikian hal ini tidak dapat dijadikan patokan yang pasti, karena jika dilihat dari *crossplot* pada pemodelan stokastik, plot antara gas dan minyak cukup banyak titik yang saling *overlay*. Tetapi hal yang cukup menjanjikan adalah bahwa model tersebut cukup baik untuk memisahkan antara hidrokarbon dan air formasi, sehingga apapun jenis hidrokarbon yang akan ditemukan baik minyak ataupun gas akan cukup berharga di saat harga minyak dan gas melambung tinggi saat ini.



Gambar 5.35. Peta indikator horison C

Gambar 5.35 adalah peta indikator horison C. Dari peta indikator ini tampak bahwa probabilitas gas cukup mendominasi hampir di hampir seluruh tempat dengan sedikit bercak-bercak probabilitas minyak di beberapa tempat. Pada arah sekitar barat daya daerah penelitian tampak zona-zona tanpa warna, dimana hal ini dikarenakan *cut off* yang ditetapkan untuk display peta indikator ini yaitu 0.4. Sehingga jika pada titik tersebut tidak ada satu fluida pun yang mempunyai probabilitas lebih besar dari 0.4, maka tidak akan terlihat pada peta indikator ini. Memang jika dilihat dari peta probabilitas gas dan probabilitas minyak horison C terlihat bahwa di daerah tersebut berwarna coklat muda yang menunjukkan probabilitas antara 0.3 – 0.4. Khusus untuk horison C ini, penulis belum mendapat informasi apakah zona ini sudah di tes ataupun sudah di produksi, namun demikian, jika dilihat dari pola penyebarannya juga mengikuti struktur antiklinnya.

Dari pembahasan mengenai peta-peta probabilitas baik horison A, B dan C, dapat diambil beberapa poin sebagai berikut :

- Peta probabilitas hidrokarbon baik horison A, B maupun C menunjukkan nilai probabilitas yang besar ke arah timur laut (garis putus-putus berwarna hijau). Jika diamati, pola ini juga mengikuti bentuk struktur antiklin di daerah ini.
- Nilai probabilitas hidrokarbon pada zona interest (garis putus-putus warna hijau) pada horison A berkisar antara 0.8 – 0.9, pada horison B antara 0.8 – 0.9, dan pada horison C antara 0.9 – 1.0.
- Peta indikator horison A menunjukkan cukup banyak probabilitas air terutama di bagian barat daya peta, sedangkan pada peta indikator horison B dan C di dominasi oleh hidrokarbon, dimana pada horison B didominasi minyak dan horison C didominasi gas.
- Peta-peta probabilitas ini cukup baik untuk membedakan antara fluida hidrokarbon dan non hidrokarbon, akan tetapi masih kurang sensitif untuk membedakan antara minyak dan gas terutama pada horison-horison yang eventnya kurang begitu bagus sehingga mempengaruhi nilai intercept dan gradiennya.

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

VI.1. Kesimpulan

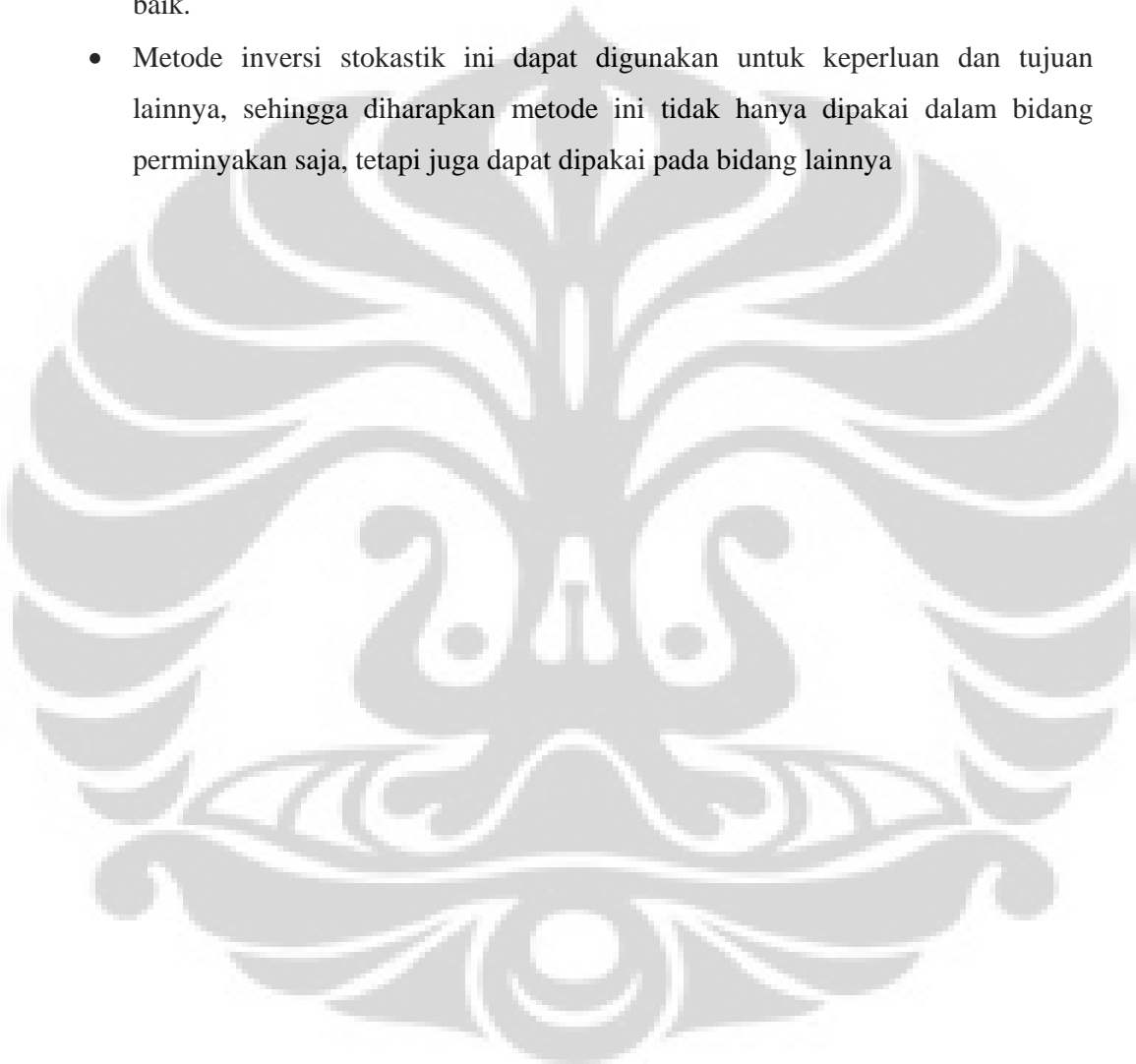
Dari pembahasan-pembahasan hasil penelitian ini dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut :

- Peta probabilitas hidrokarbon baik pada horison A, B maupun C, menunjukkan tingkat peluang mendapatkan hidrokarbon yang cukup tinggi dan mempunyai pola seperti pola struktur antiklinnya.
- Peta-peta probabilitas ini dapat digunakan untuk membantu pengembangan lapangan, dimana dapat dicari arah peningkatan nilai probabilitas hidrokarbonnya.
- Namun demikian, peta-peta probabilitas ini tidak dapat berdiri sendiri dalam mengembangkan lapangan dan diperlukan data-data dan penelitian lainnya untuk memperkecil resiko kegagalan mendapatkan hidrokarbon baik minyak maupun gas bumi.
- Metode inversi stokastik dengan memanfaatkan atribut seismik berupa intercept dan gradien ini cukup baik dalam membedakan antara hidrokarbon dan air formasi, namun masih kurang bagus untuk membedakan antara minyak dan gas, karena dari *crossplot*-nya masih cukup banyak titik-titik yang bercampur antara minyak dan gas.
- Penggunaan metode inversi stokastik pada data-data geologi dan geofisika dengan menerapkan sifat-sifat petrofisika batuan, dapat membantu untuk memperbesar peluang mendapatkan hidrokarbon.

VI.2. Saran

Adapun beberapa saran dari penulis adalah sebagai berikut :

- Untuk mendapatkan hasil yang baik dari metode ini, maka diperlukan input data yang baik pula terutama data seismik dan data sumurnya. Faktor penentuan event pada picking horison juga membantu untuk menghasilkan output yang baik.
- Metode inversi stokastik ini dapat digunakan untuk keperluan dan tujuan lainnya, sehingga diharapkan metode ini tidak hanya dipakai dalam bidang perminyakan saja, tetapi juga dapat dipakai pada bidang lainnya



ACUAN

- Aki, K., and Richards, P.G., 1980, *Quantitative Seismology: Theory and Methods*, W.H. Freeman and Company. Vol.1.
- Biot, M.A., 1956, *The Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated solid, I lower frequency range, II higher frequency range*: J. Acoust. Soc. Am., 28, 168-191.
- Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Eastwood, R.L., 1985, *Relationship between compressional and shear-wave velocities in clastic silicate rocks*: Geophysics, 50, 551-570.
- Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Kan, T.K., 1993, *Rock physics: the link between rock properties and AVO response* Geophysics, 8, 135-171
- Hampson, D. and Russell, B., 1990, *AVO inversion: theory and practice*: 60th Ann. Internat. Mtg., SEG, Expanded Abstracts, 1456-1458.
- Hampson, D. and Russell, B., 2004, *AVO Fluid inversion*, AFI Guide
- Lemigas, 2005, *Summary on Petroleum Geology of Indonesia's Sedimentary Basin*, Jakarta
- Munadi, S., 2000, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*, Diktat Kuliah, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia, Depok
- Munadi, S., 2005, *Pengantar Geostatistik*, Diktat Kuliah, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia.
- Shuey, R.T., 1985, *A simplification of the Zoeppritz equations*, Geophysics 50, 609-614.