

**EKSTRAKSI PROPERTI RESERVOIR
DARI ATTRIBUT SEISMIC 3-D
DENGAN METODA INVERSI DAN GEOSTATISTIK
DI LAPANGAN "X"**



TESIS

**ROSY PURNAMASARI
6305210208**

**Universitas Indonesia
Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam
Program Pascasarjana Fisika
Kekhususan Geofisika Reservoir
Jakarta
2008**

**LEMBAR PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS
(Hasil Karya Perorangan)**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Rosy Purnamasari
NPM/NIP : 6305210208
Program Studi : Pascasarjana Geofisika Reservoir Jurusan Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Tesis

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia Hak Bebas Royalti Non- Ekklusif (Non-exclusive Royalty-Free Right) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**EKSTRAKSI PROPERTI RESERVOIR DARI ATTRIBUT SEISMIC 3-D DENGAN
METODA INVERSI DAN GEOSTATISTIK DI LAPANGAN "X"**

Beserta perangkat yang ada (bila diperlukan). Dengan hak bebas Royalti Non-Eklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, mengelolanya dalam bentuk pangkalan data (database), mendistribusikannya, dan menampilkan/mempublikasikannya di internet atau media lain untuk kepentingan akademis tanpa perlu meminta ijin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta. Segala bentuk tuntutan hukum yang timbul atas pelanggaran hak cipta dalam karya ilmiah ini menjadi tanggung jawab saya pribadi.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Jakarta , 20 Juni 2008
Yang menyatakan

(Rosy Purnamasari)

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan atas kehadiran Allah S. W. T., karena dengan rahmat dan karunia-Nya sehingga dapat tersusunnya Tesis ini.

Tesis yang berjudul EKSTRAKSI PROPERTI RESERVOIR DARI ATTRIBUT SEISMIK 3-D DENGAN METODA INVERSI DAN GEOSTATISTIK DI LAPANGAN "X" ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Magister Sains dari Universitas Indonesia.

Sehubungan dengan hal tersebut diatas tidak lupa penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada :

1. Bapak Dr. Dedy Suyanto, selaku Ketua Program Magister Fisika Program Pascasarjana FMIPA Universitas Indonesia.
2. Bapak Dr. Adriansyah, selaku Pembimbing I Tesis dan pembimbing lapangan di PERTAMINA.
3. Bapak Dr. Abdul Haris, selaku Pembimbing II Tesis.
4. Semua Penguji yang terlibat dalam Sidang Magister.
5. Semua Dosen, Karyawan dan rekan-rekan di PERTAMINA yang telah membantu dalam analisa dan penulisan Tesis ini.
6. Keluarga dan kerabat yang telah memberi dukungan dan bantuan selama proses pengerjaan Tesis ini.
7. Rekan-rekan angkatan 2005 Program Pascasarjana Kekhususan Geofisika Reservoir beserta staff atas dukungan dan semangatnya.

Penulis mohon maaf yang sebesar-besarnya apabila selama proses penyelesaian Tesis ini ada hal-hal yang kurang berkenan.

Penulis juga menyadari bahwa penulisan ini jauh dari kesempurnaan, oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun. Semoga Tesis ini dapat bermanfaat bagi pembacanya.

Jakarta, Juni 2008

Penulis

ABSTRAK

EKSTRAKSI PROPERTI RESERVOIR DARI ATTRIBUT SEISMIC 3-D DENGAN METODA INVERSI DAN GEOSTATISTIK DI LAPANGAN "X"

Oleh:
Rosy Purnamasari

Program Pasca Sarjana Geofisika Reservoir
Departemen Fisika
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Universitas Indonesia
2008

Semakin menipisnya cadangan minyak bumi dan semakin sempitnya daerah eksplorasi merupakan tantangan untuk mengoptimalkan pencarian dan perolehan minyak bumi dengan pengembangan metoda-metoda tertentu.

Keterbatasan data adalah suatu permasalahan yang dapat diatasi dengan mengintegrasikan data-data dari segala aspek (geofisika, geologi, reservoir) kemudian dengan metoda tertentu dapat menggambarkan karakteristik reservoir suatu lapangan.

Dalam penelitian ini metoda gabungan seismik inversi impedansi akustik gelombang-P dan geostatistik mencoba memberikan pendekatan untuk memetakan properti pada suatu reservoir batupasir dan konglomerat formasi Tanjung di lapangan minyak X yang terdapat di cekungan Barito, Kalimantan. Hasil akhir pemetaan properti \varnothing_{eff} mampu memberikan informasi yang cukup baik dan berguna dalam penentuan lokasi pengeboran dan penentuan area untuk dilakukannya *waterflood* dengan lebih akurat. Hasil penelitian ini juga dapat digunakan sebagai masukan simulasi reservoir untuk menentukan pola sumur injeksi-produksi dalam proyek *waterflood*.

ABSTRACT

EXTRACTING RESERVOIR PROPERTIES FROM 3-D SEISMIC ATTRIBUTES USING INVERSION AND GEOSTATISTIC METHOD AT "X" FIELD

By:
Rosy Purnamasari

Reservoir Geophysics Magister Program
Physics Department
Mathematics and Natural Sciences Faculty
Indonesia University
2008

Decreasing oil reserve and exploration areas are challenges to optimize oil recovery by developing advance methods used in the oil industry.

Data limitation is a solvable problem with integrating some data from all aspect (geophysics, geology, reservoir) and using some method capable of describing reservoir characteristics.

This research is using acoustic impedance from P-wave inversion of seismic data and geostatistic method to give some approach for describing reservoir sandstone and conglomerat in Tanjung formation at X oil field, Barito basin, Kalimantan. The result is a distribution \varnothing_{eff} that give good information and benefit in determination of drilling location and prospect area in waterflood project accurately. The result is also used as an input in reservoir simulation for determining well injection-production pattern in waterflood project.

DAFTAR ISI

	halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
KATA PENGANTAR	iii
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	iv
ABSTRAK	iv
ABSTRACT	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR LAMPIRAN	xi
BAB I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Maksud dan Tujuan Penelitian	2
1.3. Pembatasan Masalah (<i>Problem Statement</i>)	3
1.4. Ketersediaan Data	3
1.5. Metodologi	4
1.6. Sistematika Penulisan	7
BAB II. GEOLOGI REGIONAL DAN RESERVOIR	8
2.1. Letak Geografis Lapangan X	8
2.2. Struktur Geologi Regional	10
2.3. Stratigrafi Regional.....	10
2.4. Petroleum System	13
BAB III. TEORI DASAR	16
3.1. Teori Inversi Seismik	16
1. Metoda Band Limited (Recursive)	19
2. Metoda Sparse Spike	19
3. Metoda Model Based	20
3.2. Metoda Geostatistik	21
1. Variogram	21
2. Ordinary Kriging	23
3. Collocated Cokriging	24
3.3. Multi Attribut Seismik	24
3.4. EOR Screening Criteria	26

BAB IV.	PENGOLAHAN DATA	27
4.1.	Persiapan Data	27
4.1.1.	Data <i>Quality Control</i>	30
4.1.2.	Pseudo Log Densitas Sumur	31
4.1.3.	Cross Plot Data Sumur	34
4.2.	Pengolahan Data	37
4.2.1.	Metoda Inversi	38
4.2.1.1.	Ekstrak <i>Wavelet</i>	40
4.2.1.2.	<i>Well Seismic Tie</i>	40
4.2.1.3.	Analisa <i>Multiwell</i>	41
4.2.1.4.	Pembuatan Model Inversi	43
4.2.1.5.	Inversi Sparse-Spike	44
4.2.1.6.	<i>Slice Amplitude AI</i> pada Zona Target	45
4.2.2.	Geostatistik	47
4.2.2.1.	Variogram <i>Well to Well</i>	49
4.2.2.2.	Ordinary Kriging	49
4.2.2.3.	<i>Crossplot/Korelasi</i> Data Sumur dan Data Seismik	50
4.2.2.4.	Variogram <i>Seismic to Seismic</i>	51
4.2.2.5.	Collocated Cokriging	52
4.2.3.	Analisa Multiatribut Seismik	55
4.2.3.1.	Analisa Multiatribut Seismik	57
4.2.3.2.	Variogram <i>Seismic to Seismic</i>	59
4.2.3.3.	Collocated Cokriging	60
BAB V.	HASIL DAN PEMBAHASAN	63
5.1.	Distribusi \emptyset_{eff} yang Diperoleh dari Crossplot Data Sumur	63
5.2.	Analisa Inversi	63
5.2.1.	Analisa AI pada Zona Target Lapisan A	64
5.2.2.	Analisa AI pada Zona Target Lapisan B	66
5.2.3.	Analisa AI pada Zona Target Lapisan C	68
5.2.4.	Analisa AI pada Zona Target Lapisan D	70
5.3.	Analisa Geostatistik dengan Metoda Collocated Cokriging Data Multiatribut Seismik.....	70
5.3.1.	Analisa \emptyset_{eff} pada Lapisan A	71
5.3.2.	Analisa \emptyset_{eff} pada Lapisan B	74
5.3.3.	Analisa \emptyset_{eff} pada Lapisan C	77
5.3.4.	Analisa \emptyset_{eff} pada Lapisan D	79
BAB VI.	KESIMPULAN DAN SARAN	82
6.1.	Kesimpulan	82
6.2.	Saran	82
REFERENSI	83
LAMPIRAN	86

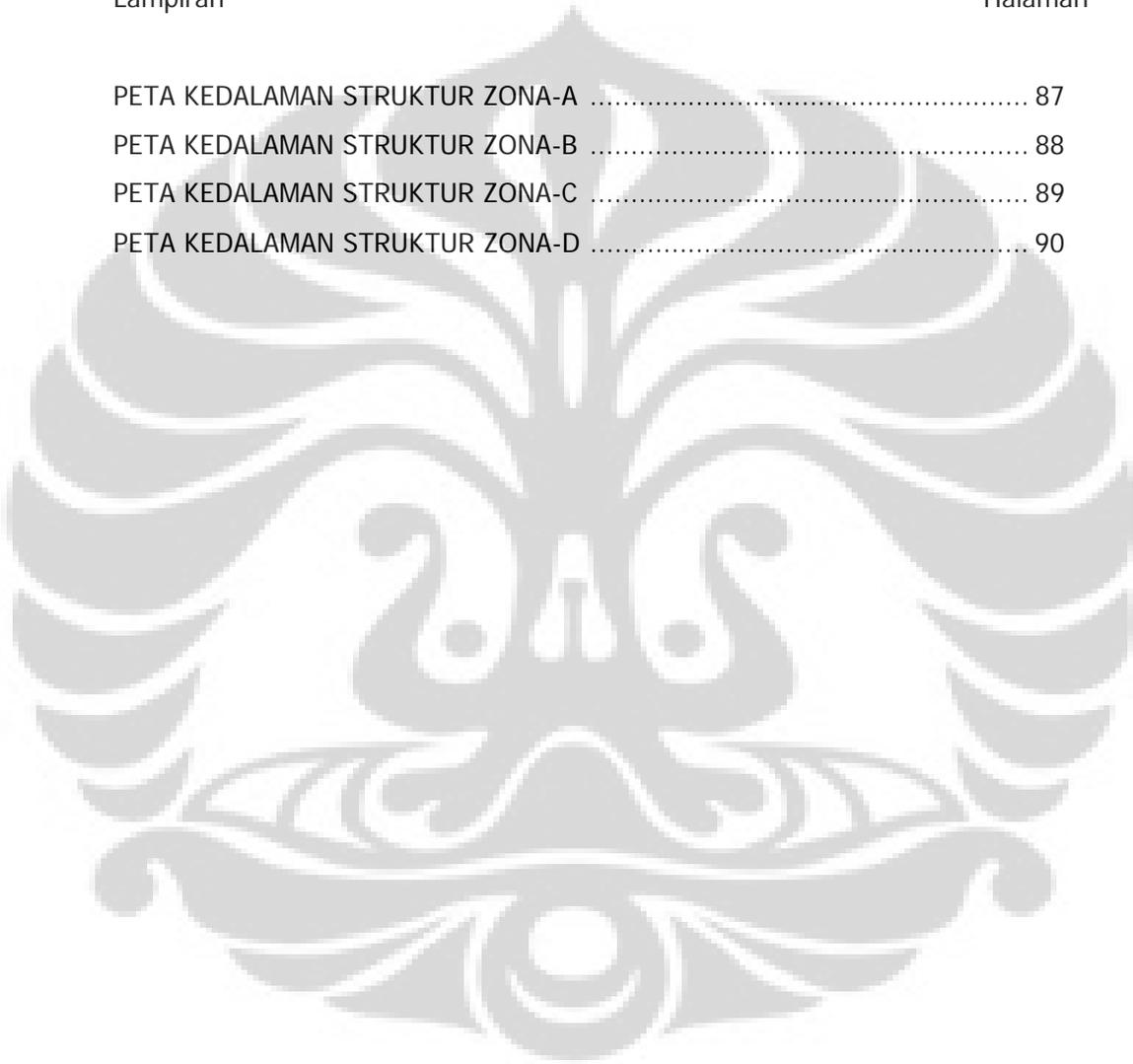
DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1.1 Grafik Produksi Struktur Lapangan X	2
1.2 Diagram Alir Penelitian	6
2.1 Peta Regional Kalimantan	8
2.2 Peta Struktur Lapangan Penelitian X	9
2.3 Diagram Stratigrafi dan Tektonik Daerah Penelitian X	12
2.4 Lapisan Produktif Reservoir Formasi Tanjung	15
3.1 Model Inversi	17
3.2 Diagram Alir Proses Pembuatan AI	18
3.3 Cross Plot x dan y yang Menunjukkan Nilai d_i	22
3.4 Kurva Variogram	23
3.5 Perkiraan yang Digunakan dalam Cokriging	24
4.1 <i>Base Map</i> Area Seismik 3D dengan Sumur Penelitian	28
4.2 Peta Kedalaman Struktur Lapangan X	29
4.3 Log Porositas Efektif yang Digunakan dalam Penelitian	30
4.4a Validasi Error dengan Jumlah Atribut 3	32
4.4b Validasi Error dengan Jumlah Atribut 4	32
4.5. <i>Pseudo</i> Log Densitas dan <i>Original</i> Log Densitas	33
4.6. Korelasi Log Densitas Prediksi dan Log Densitas Aktual	33
4.7a Hubungan \emptyset_{eff} dengan AI	34
4.7b Hubungan Gamma Ray dengan AI	35
4.7c Hubungan \emptyset_{eff} dengan Densitas	35
4.7d Hubungan \emptyset_{eff} dengan P-wave	36
4.7e Hubungan P-wave dengan AI	36
4.7f Hubungan Densitas dengan AI	37
4.8 Diagram Alir Metoda Inversi	39
4.9 Wavelet yang Diekstrak secara Statistik dan Spectrum Frekuensinya	40
4.10 Korelasi Sumur T-095 dengan Seismik Inline 338.....	41
4.11 Hasil Analisa <i>Multiwell</i> terhadap Sumur Penelitian	42
4.12 Model Impedansi Akustik P	43
4.13 Model Densitas	44
4.14 Model Kecepatan Gelombang-P	44
4.15 Inversi Akustik Impedansi Gelombang P.....	45
4.16 <i>Horizonslice</i> Inversi AI Lapisan D	45
4.17 <i>Overlay Horizonslice</i> Inversi AI Lapisan D dengan Peta Struktur	46
4.18 Diagram Alir Metoda Geostatistik \emptyset_{eff}	48
4.19 Analisa Variogram Data Sumur \emptyset_{eff}	49
4.20 Ordinary Kriging Untuk Parameter \emptyset_{eff} Lapisan D	50
4.21 <i>Crossplot</i> Data Amplitude Seismik Inversi dan \emptyset_{eff} Lapisan D	51
4.22 Analisa Variogram <i>Seismic to Seismic</i>	51
4.23 Collocated Cokriging \emptyset_{eff} dengan Seismik Inversi Lapisan D	52
4.24 <i>Overlay Map</i> \emptyset_{eff} Hasil Collocated Cokriging Lapisan D dengan Peta Struktur	53

4.25	Histogram Analisa Collocated Cokriging pada Lapisan D	54
4.26	Korelasi antara Data \emptyset_{eff} Sumur dan \emptyset_{eff} Hasil Collocated Cokriging Lapisan D	54
4.27	Diagram Alir Analisa Multiatribut	56
4.28	Error rata-rata dan Validasi Error Menggunakan 2 Atribut Seismik pada Lapisan D	57
4.29	Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Menggunakan Analisa Multiatribut pada Lapisan D.....	58
4.30	Histogram Distribusi \emptyset_{eff} dari Analisa Multiatribut pada Lapisan D	58
4.31	Korelasi antara Data \emptyset_{eff} Sumur dan \emptyset_{eff} Hasil Analisa Multiatribut Lapisan D	59
4.32	Analisa Variogram <i>Seismic to Seismic</i> dari Data multilinier \emptyset_{eff}	59
4.33	Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Menggunakan Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik pada Lapisan D	60
4.34	<i>Overlay</i> Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dari Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik dengan Peta Struktur pada Lapisan D	61
4.35	Histogram Distribusi \emptyset_{eff} dari Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik pada Lapisan D	62
4.36	Korelasi antara Data \emptyset_{eff} Sumur dan \emptyset_{eff} Hasil Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik Lapisan D.....	62
5.1	Penampang AI pada Zona Target Lapisan A	64
5.2	<i>Overlay</i> Penampang AI pada Zona Target Lapisan A dengan Peta Struktur	65
5.3	Penampang AI pada Zona Target Lapisan B	66
5.4	<i>Overlay</i> Penampang AI pada Zona Target Lapisan B dengan Peta Struktur	67
5.5	Penampang AI pada Zona Target Lapisan C	68
5.6	<i>Overlay</i> Penampang AI pada Zona Target Lapisan C dengan Peta Struktur	69
5.7	Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Menggunakan Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik Lapisan A	72
5.8	Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Rekomendasi Pola Sumur Injeksi-Produksi <i>Four Spot</i> pada Zona Produktif di Lapisan A	73
5.9	Penampang AI pada Zona Non-target Lapisan A	74
5.10	Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Menggunakan Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik Lapisan B	75
5.11	Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Rekomendasi Pola Sumur Injeksi-Produksi <i>Five Spot</i> pada Zona Produktif di Lapisan B	76
5.12	Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Menggunakan Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik Lapisan C	77
5.13	Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Rekomendasi Pola Sumur Injeksi-Produksi <i>Five Spot</i> pada Zona Produktif di Lapisan C	78
5.14	Penampang AI pada Zona Non-target Lapisan C	79
5.15	Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Rekomendasi Pola Sumur Injeksi-Produksi <i>Five Spot</i> pada Zona Produktif di Lapisan D	80
5.16	Penampang AI pada Zona Non-target Lapisan D	81

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran	Halaman
PETA KEDALAMAN STRUKTUR ZONA-A	87
PETA KEDALAMAN STRUKTUR ZONA-B	88
PETA KEDALAMAN STRUKTUR ZONA-C	89
PETA KEDALAMAN STRUKTUR ZONA-D	90



BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar belakang

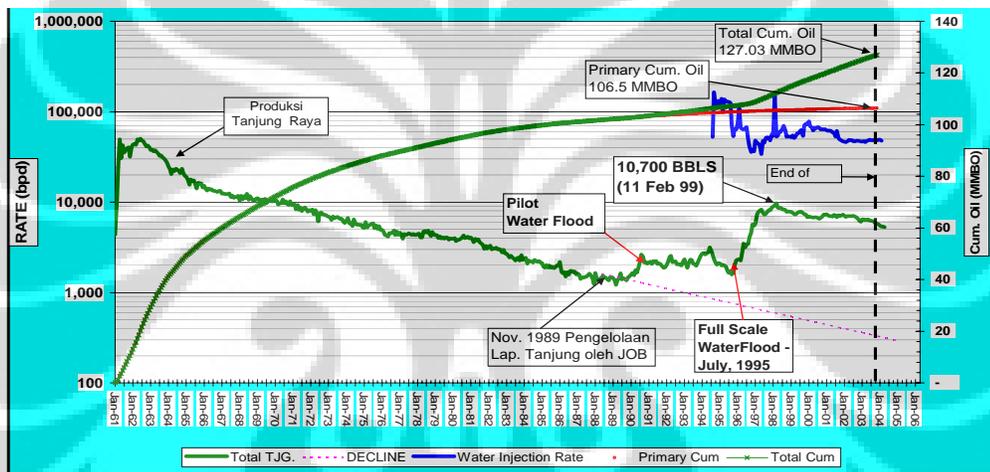
Lapangan X merupakan lapangan hidrokarbon yang ditemukan pada tahun 1938, kemudian dikembangkan menjadi lapangan produksi minyak sejak tahun 1960. Survey seismik 3D dilakukan pada tahun 1993, untuk mendukung proyek EOR.

Pilot *waterflood project* dilakukan pada tahun 1993 dan *full scale waterflood project* sejak tahun 1995. Sampai dengan tahun 2006 lapangan X ini telah mencapai *Recovery Factor* nyata 21% dan *Recovery Factor* dengan *waterflood* > 40%. OOIP = 620, 57 MStd & Kumulatif = 129.5 MStd. Injeksi air dilakukan pada 4 reservoir yaitu reservoir A,B, C dan D. Pola injeksi yang telah dilakukan adalah *Irregular Five Spot Pattern* (pola ini memiliki 4 sumur injeksi yang membentuk segiempat dengan sumur produksi terletak ditengah-tengahnya) pengembangan dari *Peripheral* (pola sumur injeksi-produksi dengan sumur-sumur injeksi diluar zona minyak, sumur produksi terletak ditengah reservoir). Gambar 1.1 memperlihatkan sejarah produksi lapangan X dimulai dari tahun 1960. Untuk mengatasi penurunan produksi *primary recovery* pada tahun 1993 dilakukan *pilot waterflood*, dan pada bulan Juli 1995 dilakukan *full scale waterflood*. Total kumulatif minyak pada Januari 2004 sebesar 127.03 MMBO.

Secondary recovery dilaksanakan setelah melemahnya *primary recovery* yang berasal dari daya dorong alam. *Secondary recovery* dengan menggunakan metoda *waterflood* dilakukan dengan menginjeksikan air dari suatu sumur injeksi untuk mendorong minyak menuju sumur produksi dengan membuat pola tertentu *pattern flooding* (*circle pattern, line, five-spot, four spot, etc*). Laju pengurasan dari suatu reservoir dengan menggunakan *secondary recovery* dapat mencapai *recovery factor* 35-50%.

Penelitian pada lapangan X ini dilakukan agar dapat mendukung proyek *waterflood*, yang hasilnya adalah perolehan distribusi properti reservoir berupa

porositas efektif. Hasil penelitian ini diharapkan mampu memberikan rekomendasi terhadap letak sumur produksi dan sumur injeksi agar perolehan minyak yang dihasilkan dari proyek EOR menjadi optimal daripada pola sumur produksi-injeksi yang sudah ada sekarang yang secara umum sumur injeksinya terletak diluar zona minyak. Sumur-sumur yang sudah ada juga perlu dioptimalkan untuk sumur injeksi dan produksi sehingga diminimalkan pengeboran sumur-sumur baru untuk proyek EOR ini.



Gambar 1.1. Grafik Produksi Struktur Lapangan X (Studi AFE EOR Pertamina EP,2007)

1.2. Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dan tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengoptimalkan integrasi data sumur dan data seismik 3D, untuk menghasilkan impedansi akustik (AI), dan *map* distribusi properti reservoir, yaitu *map* porositas efektif. Hasil penelitian ini diharapkan dapat digunakan untuk memprediksi daerah yang masih dapat dikuras hidrokarbonnya dengan cara produksi sekunder (*waterflood project*). Untuk proyek *waterflood* diharapkan mampu memberikan rekomendasi terhadap penentuan letak sumur produksi dan sumur injeksi pada lapangan

penelitian. Hasil penelitian ini juga diharapkan dapat menjadi data masukan untuk simulasi reservoir dalam proyek EOR.

1.3. Pembatasan Masalah (*Problem Statement*)

Lapangan penelitian ini merupakan lapangan produksi yang sudah dilakukan injeksi air (*waterflood project*) sejak tahun 1993. Berbagai macam evaluasi dan perencanaan yang sudah dilakukan untuk melakukan pengembangan lapangan dengan mengoptimalkan proyek *waterflood*. Hasil penelitian ini diharapkan dapat mendukung penentuan lokasi sumur produksi dan injeksi untuk proyek *waterflood*.

Permasalahannya adalah lapangan ini memiliki data-data reservoir yang sangat terbatas, baik itu dari pengukuran data log sumur, *core* ataupun dari test produksi sumur. Karena tidak semua sumur dilakukan pengukuran data tersebut dan dari data-data reservoir yang ada tidak mewakili data untuk seluruh lapangan penelitian ini, padahal pemetaan ataupun model reservoir dari lapangan ini sangat diperlukan dalam penentuan letak sumur produksi-injeksi untuk proyek *waterflood*.

Pada penelitian ini, dengan menggunakan data seismik post-stack dan data sumur dilakukan inversi dengan menggunakan metoda *sparse-spike* untuk memperoleh nilai impedansi akustik. Kemudian dilakukan analisa geostatistik multiaatribut untuk mendapatkan penyebaran parameter porositas efektif. Pemetaan properti reservoir inilah yang digunakan untuk membantu penentuan sumur produksi-injeksi pada lapangan *waterflood* ini.

1.4. Ketersediaan Data

Dalam suatu penelitian langkah awal yang harus dilakukan adalah mengumpulkan materi penelitian yang diperlukan. Proses pengumpulan data ini berkaitan dengan proses seleksi terhadap kualitas data dan ketersediannya. Hal ini tentunya akan sangat berpengaruh terhadap proses pengolahan data dan hasil akhir penelitian sehingga perolehan data sedikit banyak akan membantu seluruh proses dalam penelitian.

Data yang digunakan untuk penelitian ini meliputi data-data geofisika dan data-data geologi baik berupa *hardcopy* seperti laporan, tulisan, laporan sumur, peta, ataupun data digital meliputi data seismik 3D, data interpretasi horison dan sesar, data log sumur dan marker geologi yang melingkupi daerah penelitian di lapangan X di cekungan Barito. Semua data-data ini merupakan data kepemilikan UBEP dan PT. Pertamina EP yang telah tersedia dalam suatu database di lingkungan PT. Pertamina EP.

1.5. Metodologi

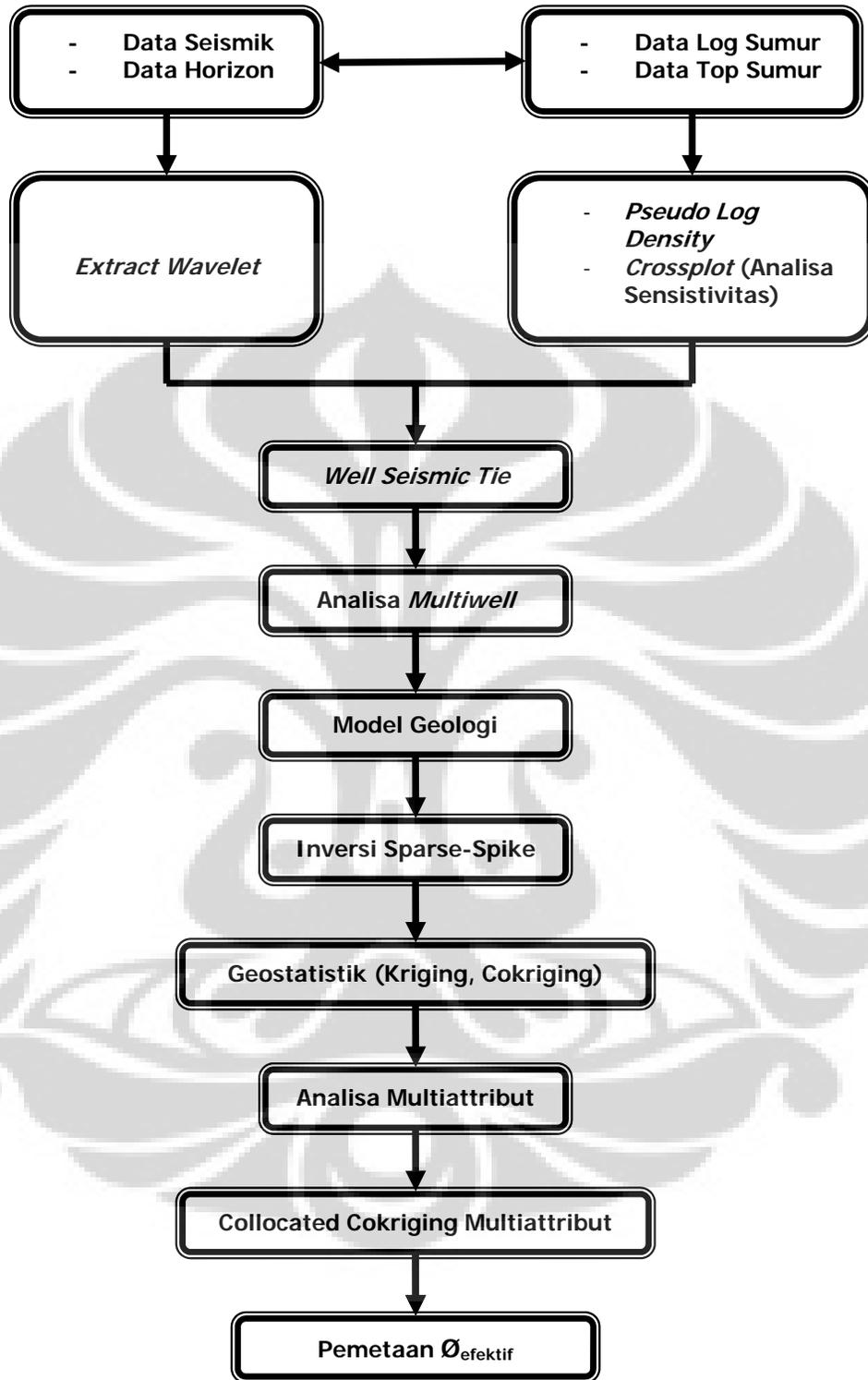
Metoda yang digunakan dalam penentuan lithologi reservoir adalah dengan analisa pemodelan ke belakang (*inverse modelling*) dari data seismik *post-stack*. Hasil analisa data inversi ini akan dikorelasikan dengan nilai properti reservoir (porositas efektif) dari data-data sumur yang ada dengan menggunakan metoda geostatistik. Hasilnya berupa sebaran \emptyset_{eff} dari hasil geostatistik akan dianalisa dan disimpulkan. Diagram alir penelitian diperlihatkan pada Gambar 1.2.

Tahap-tahap penelitian adalah sebagai berikut:

1. Pembuatan pseudo log densitas data sumur untuk sumur yang tidak memiliki data densitas dengan memanfaatkan data log densitas sumur yang lain yang tersedia.
2. Melakukan *crossplot* data-data log sumur untuk melihat *tren* dan *feasibility* dari data-data sumur yang bersangkutan.
3. Melakukan pengikatan data sumur dan data seismik (*well seismic tie*).
4. Melakukan inversi sparse-spike untuk mendapatkan nilai Impedansi Akustik (AI).
5. Membuat horizon amplitude pada lapisan penelitian (lapisan A,B,C,D) dari seismik inversi.
6. Melakukan geostatistik (kriging, cokriging) untuk masing-masing reservoir A,B,C,D.
7. Melakukan analisa multiatribut untuk masing-masing reservoir A,B,C dan D dengan data log \emptyset_{eff} .
8. Melakukan analisa geostatistik (cokriging) multiatribut untuk masing-masing reservoir A,B,C,D dengan data parameter \emptyset_{eff} .

9. Menganalisa hasil yang didapat dari proses inversi data seismik dengan hasil yang diperoleh dari analisa dengan metoda geostatistik untuk menentukan daerah prospek projek *waterflood* dan penentuan sumur injeksi-produksi.





Gambar 1.2. Diagram Alir Penelitian

1.6. Sistematika Penulisan

Penulisan tesis dibagi kedalam beberapa bab dan sub-bab. Bab pertama membahas secara singkat latar belakang, maksud dan tujuan, pembatasan masalah, metoda penelitian yang digunakan, dan sistematika penulisan tesis sesuai dengan topik yang diambil. Selain itu, pada bab ini dijelaskan tentang pendekatan, asumsi dan diagram alur yang digunakan pada studi ini.

Bab dua menjelaskan geologi regional, latar belakang, geologi struktur, stratigrafi dan *petroleum system* pada daerah studi.

Dasar-dasar teori yang menjadi landasan dalam penulisan tesis ini berdasarkan studi pustaka dijabarkan secara detail pada bab tiga. Kemudian dilanjutkan dengan bab empat yang berisi langkah-langkah dan prosedur pengolahan data menggunakan metoda Inversi dan Geostatistik.

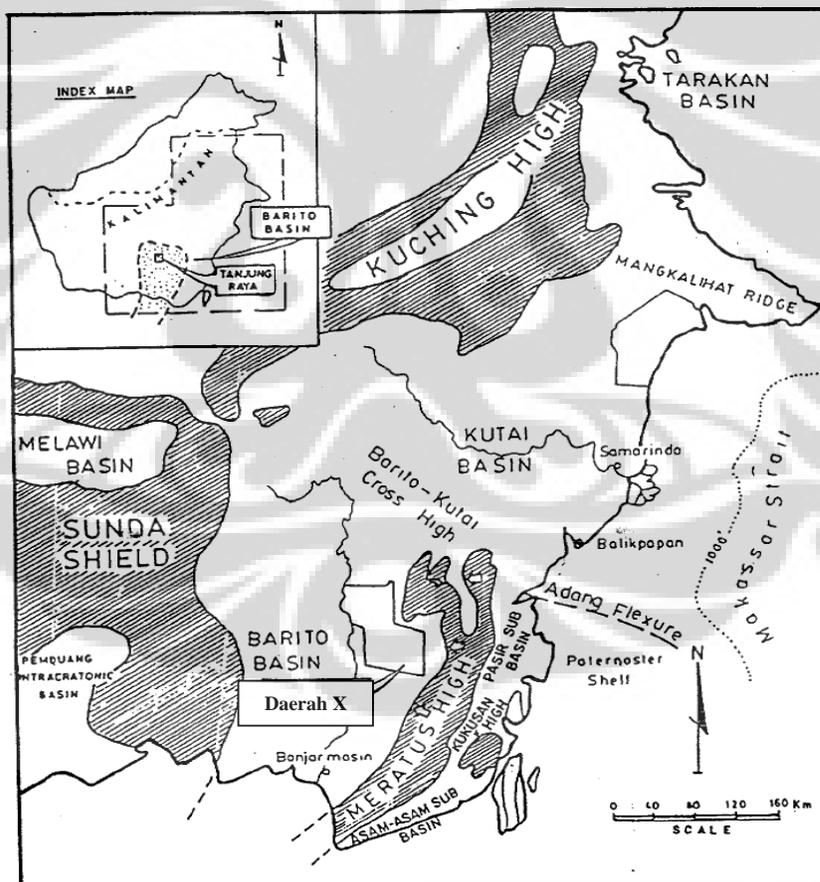
Analisa hasil dan pembahasan secara detail dibahas pada bab lima kemudian ditutup dengan kesimpulan dan saran untuk pengembangan di waktu yang akan datang pada bab enam.

BAB II

GEOLOGI REGIONAL DAN RESERVOIR

2.1. Letak Geografis Lapangan X

Daerah penelitian X terletak di bagian timur laut cekungan Barito, hingga saat ini adalah satu-satunya daerah penghasil hidrokarbon di kawasan Kalimantan Tengah dan Kalimantan Selatan. Cekungan Barito dengan luas penyebaran $\pm 75.000 \text{ km}^2$ dan ketebalan batuan sedimen tersier 2000-5000 meter, di bagian selatan berbatasan dengan Laut Jawa, di bagian barat dengan perisai Kalimantan, di bagian utara dengan "Barito-Kutai Cross High" dan bagian timur berbatasan dengan Pegunungan Meratus (Gambar 2.1).

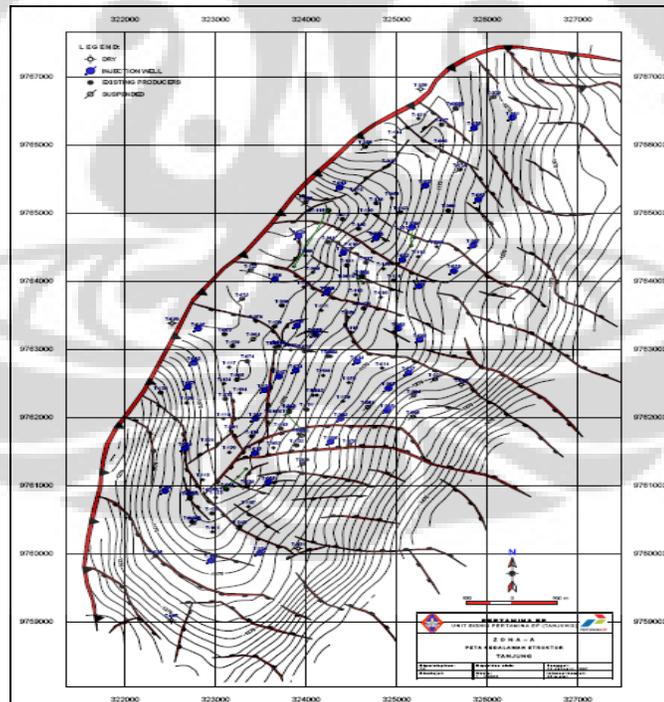


Gambar 2.1. Peta Regional Kalimantan (Laporan IAGI, 1984)

Sejarah eksplorasi hidrokarbon di daerah X dimulai pada tahun 1938 dengan penemuan lapangan minyak X. Pengeboran dilakukan pada antiklin X dan hidrokarbon dihasilkan oleh batuan beku Pre-Tersier hasil rekahan dan batuan sedimen klastik formasi Tanjung berumur Eosen.

Lapangan X mempunyai 6 zona produktif di formasi Tanjung dan 1 lapisan pada zona rekahan batuan beku Pre-tercier. Lapangan X merupakan reservoir minyak yang terpotong oleh sesar arah timur laut-barat daya dan dikontrol oleh sesar, dikembangkan menjadi lapangan produksi pada tahun 1960, dan sampai dengan tahun 2007 telah dilakukan pengeboran 145 sumur dengan perincian 83 sumur produksi, 38 sumur injeksi, dan 20 sumur *suspended*.

Area pengembangan lapangan penelitian X terletak di sebelah timur zona patahan besar (*thrust fault*), secara regional dikontrol oleh patahan normal berarah relatif barat laut-tenggara. Lapangan penelitian dilakukan hanya pada bagian *updip* dari patahan (Gambar 2.2).



Gambar 2.2. Peta Struktur Lapangan Penelitian X (Studi AFE EOR Pertamina EP,2007)

2.2. Struktur Geologi Regional

Analisa struktur memperlihatkan bahwa sedikitnya terdapat dua macam gerak tektonik yang dominan di daerah penelitian X. Pada Eosen sampai Miosen Tengah daerah ini didominasi oleh gaya-gaya tarikan (*ekstensional*) yang mengakibatkan terjadinya sesar-sesar normal berarah timur laut-barat daya dan barat laut-tenggara. Gaya tarikan ini terutama berpengaruh dalam pematahan bongkah yang membentuk relief cekungan. Dari Miosen Tengah sampai Plio-Pleistosen daerah ini didominasi oleh gerak tektonik dengan gaya tekanan (*compressional*) yang mengakibatkan sesar-sesar naik dan perlipatan berarah sejajar dengan Pegunungan Meratus. Gaya tekanan ini juga berpengaruh dalam pembentukan *basement reversal* yaitu *paleo basement low* menjadi *recent basement high* yang ternyata menjadi tempat-tempat paling potensial untuk akumulasi hidrokarbon. Diintegrasikan dengan saat pembentukan hidrokarbon ternyata patahan dan lipatan yang terbentuk oleh gaya tekanan pada Plio-Pleistosen sangat berperan dalam migrasi dan pemerangkapan hidrokarbon di daerah X ini.

2.3. Stratigrafi Regional

Daerah penelitian X menempati 5% dari Cekungan Barito merupakan daerah penghasil minyak utama di Kalimantan Selatan. Empat lapangan minyak telah diketemukan yaitu Lapangan X telah memproduksi minyak dari batuan beku Pre-Tersier yang terekah dan dari batuan klastik Formasi Tanjung berumur Eosen, Lapangan Kambitin dari batuan klastik Formasi Tanjung, Lapangan Warukin Selatan dan Lapangan Tapian Timur memproduksi dari batuan klastik Formasi Warukin berumur Miosen Tengah. Formasi Berai yang terdiri dari batuan karbonat berumur Oligosen-Miosen Awal, memperlihatkan indikasi hidrokarbon, tetapi hingga saat ini belum diketemukan jumlah cadangan yang cukup ekonomis.

Stratigrafi Cekungan Barito (Gambar 2.3) khususnya daerah penelitian X dimulai dengan pengendapan Formasi Tanjung pada kala Eosen Tengah. Pada bagian bawah diendapkan batuan pasir, lempung dan batubara yaitu hasil endapan transgresi marin dan delta yang berprogradasi dari arah timurlaut

kearah tenggara dan dari utara ke selatan, meyebar lateral hingga melingkupi lokasi Lapangan X. Makin keatas Formasi Tanjung makin beralih ke lingkungan laut dengan diendapkannya serpih dan napal. Pengendapan klastik halus ini menerus hingga Formasi Berai ke bawah. Serpih dan napal dari kedua formasi inilah yang diduga menjadi batuan induk bagi hidrokarbon yang ditemukan di Lapangan X dan Kambitin.

Formasi Berai bagian tengah terdiri dari batu gamping massif. Formasi Berai bagian atas yang terdiri dari batuan napal adalah akhir dari fasa transgresi yang berlangsung sejak Eosen Tengah dan mencapai puncaknya pada kala Miosen Awal.

Diatas Formasi Berai diendapkan Formasi Warukin pada kala Miosen Tengah. Formasi ini terdiri dari endapan batuan pasir, lempung dan batubara yaitu hasil endapan delta dengan arah progradasi menyebar dari timurlaut hingga baratdaya. Pengangkatan telah terjadi dibagian timur dan barat daerah daerah X yang berlangsung terus hingga kala Miosen Tengah. Pengendapan Formasi Warukin berlangsung pada fasa regresi.

Formasi Dahor yang terdiri dari batuan pasir, lempung, lanau, napal dan sisipan-sisipan batubara diendapkan dalam lingkungan paralik. Pengangkatan secara regional telah dimulai pada akhir pengendapan regresif Formasi Dahor yaitu pengangkatan Pegunungan Meratus pada kala Plio-Pleistosen.

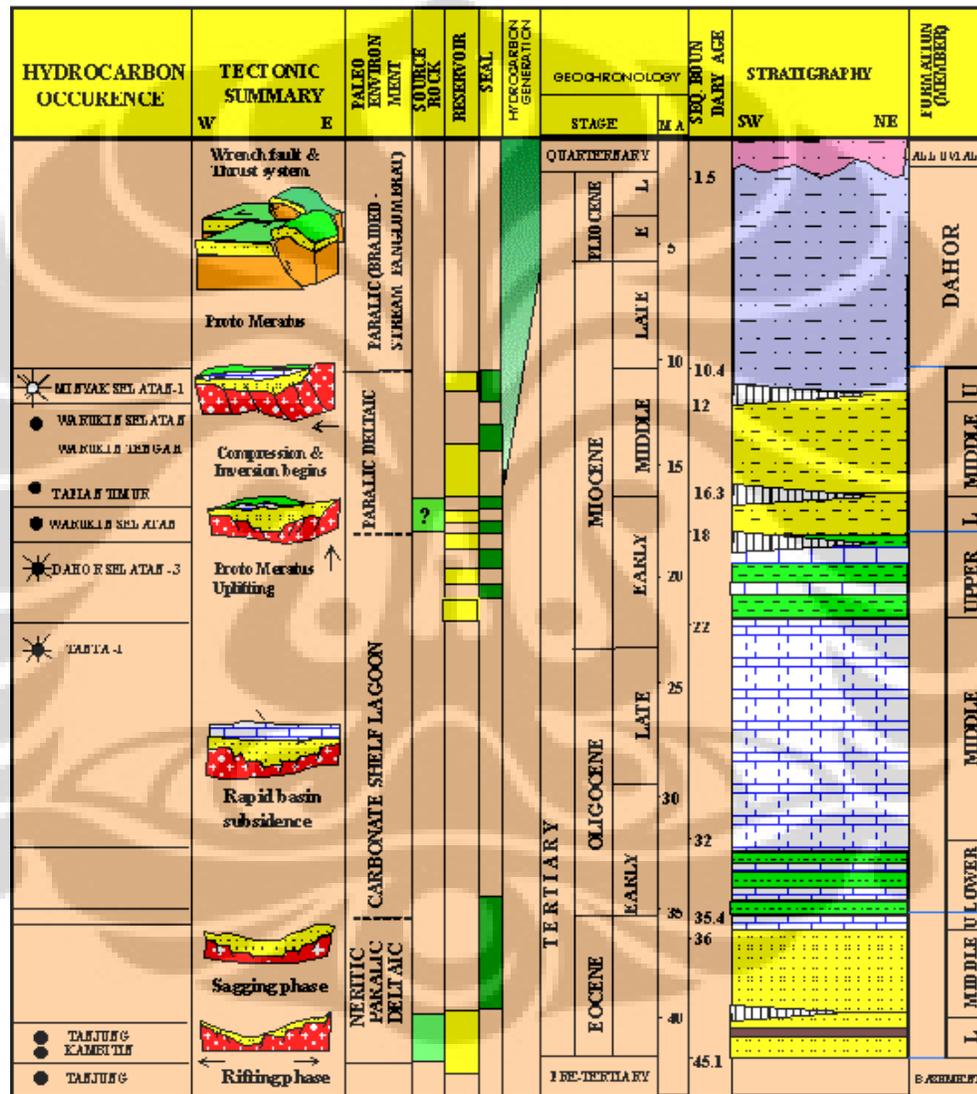
Endapan alluvial Kwarter mengakhiri stratigrafi daerah X yang diendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Dahor, Formasi Tanjung, Formasi Berai atau Formasi Warukin.

Ketebalan masing-masing formasi di daerah penelitian X sangat bervariasi, makin ketimur dan selatan makin tebal, hal ini erat kaitannya dengan pengangkatan Pegunungan Meratus.

Secara umum pemetaan perlapisan bawah permukaan dibuat berdasarkan kenampakan horizon-horizon refleksi seismik dan terdiri dari horizon-horizon sebagai berikut:

- puncak batuan dasar Pre-Tersier
- puncak Formasi Tanjung
- puncak karbonat massif Formasi Berai

- puncak Formasi Berai
- puncak Anggota Warukin Bawah
- puncak Formasi Warukin



Gambar 2.3. Diagram Stratigrafi dan Tektonik Daerah Penelitian X (Studi AFE EOR Pertamina EP,2007)

2.4. Petroleum System

Batuan induk yang terdapat di daerah penelitian X dari perkiraan litologi adalah sebagai berikut:

- Formasi penelitian Tanjung pada lapisan serpih paralik dan serpih neritik.
- Formasi Berai pada lapisan serpih dan napal neritik.
- Formasi Warukin pada lapisan serpih paralik.

Kemungkinan ketiga formasi diatas dengan endapan-endapan serpih dan napal yang diendapkan pada lingkungan peralik dan neritik tersebut dapat berperan sebagai batuan induk pembentuk hidrokarbon berdasarkan analisa dengan Metoda Lopatin.

Formasi Tanjung merupakan batuan induk yang mencapai *on set of oil generation* dengan TTI (*Time Temperature Index*) = 15 pada umur Miosen Tengah – Miosen Akhir atau pada 15-9 juta tahun yang lalu.

Studi Geokimia menyebutkan bahwa dari batuan induk matang pada Cekungan Barito telah digenerasikan minyak sejumlah 240 BBO. Dari sejumlah besar tersebut, 6.5 BBO dijebak oleh perangkap-perangkap yang ada, tidak sampai 2 BBO diantaranya merupakan sumber daya lapangan-lapangan dan sejumlah prospek dan lead yang ada. Sampai saat ini, potensi sumber daya yang sudah diketahui lokasi pemerangkapannya berupa prospek dan lead berjumlah 1.0 BBOE, sisanya yang merupakan peluang eksplorasi sebesar 4.6 BBO, belum berhasil ditemukan atau dibuktikan.

Pembentukan minyak bumi yang diawali pada Miosen Tengah dimungkinkan termigrasi ke batuan cadangan melalui sesar-sesar yang terjadi bersamaan dengan pembentukan minyak bumi.

Pada kala Plio-Pleistosin cekungan Barito mengalami pengangkatan dan perlipatan terakhir yang paling aktif sehingga migrasi melalui sesar-sesar berlangsung intensif dan minyak bumi terperangkap pada struktur antiklin yang berasosiasi dengan sesar naik terutama pada formasi yang paling tinggi (Formasi Kambitin dan Formasi Tanjung).

Tektonik di daerah X sangat penting peranannya mulai dari pembentukan hidrokarbon (penurunan yang menambah kedalaman penimbunan), pengangkatan dan perlipatan (pembentukan struktur perangkap hidrokarbon)

dan sarana migrasi (sesar-sesar sebagai jalur migrasi dari batuan induk ke batuan cadangan).

Berdasarkan tektonik dan tipe objektifnya, keberadaan hidrokarbon di Kawasan X ini dibagi atas tiga provinsi geologi (Laporan Peranan Tektonik Daerah X), yaitu:

- Bagian barat (*uplifted*) dicirikan oleh batuan dasar yang relatif dangkal dan sedimen terlipat lemah. Objektif utama adalah batu pasir transgresif Formasi Tanjung dan batuan pra-tersier yang mengalami peretakan. Sumber daya sejumlah 220 MMBO tersebar dalam 8 lead.
- Bagian tengah (*truncated*) dicirikan oleh batuan dasar dangkal di sebelah barat dan makin dalam di sebelah timur. Migrasi melalui zona retak sesar, faktor penyekat berperan penting pada struktur yang membentuk rollover. Objektif di sebelah barat adalah batu pasir transgresif Formasi Tanjung dan batuan pra-tersier. Di sebelah timur adalah batu pasir regresif Formasi Warukin dan batu gamping Berai. Terdapat 8 prospek dan 7 lead dengan jumlah sumber daya 450 MMBO.
- Bagian timur (*highly thrust*) dicirikan oleh batuan dasar sangat dalam di sebelah barat dan dangkal di sebelah timur. Sedimen Tersier terlipat dan tersesarkan sangat kuat dengan *throw* cukup besar. Sesar naik sangat berperan dalam proses migrasi. Objektif di sebelah barat adalah pasir regresif Warukin. Objektif di sebelah timur adalah pasir transgresif Tanjung, batu gamping, batu gamping Berai, dan batuan pra-tersier. Di kawasan ini sejumlah 33 MMBO hidrokarbon tersebar dalam 5 prospek dan lead.

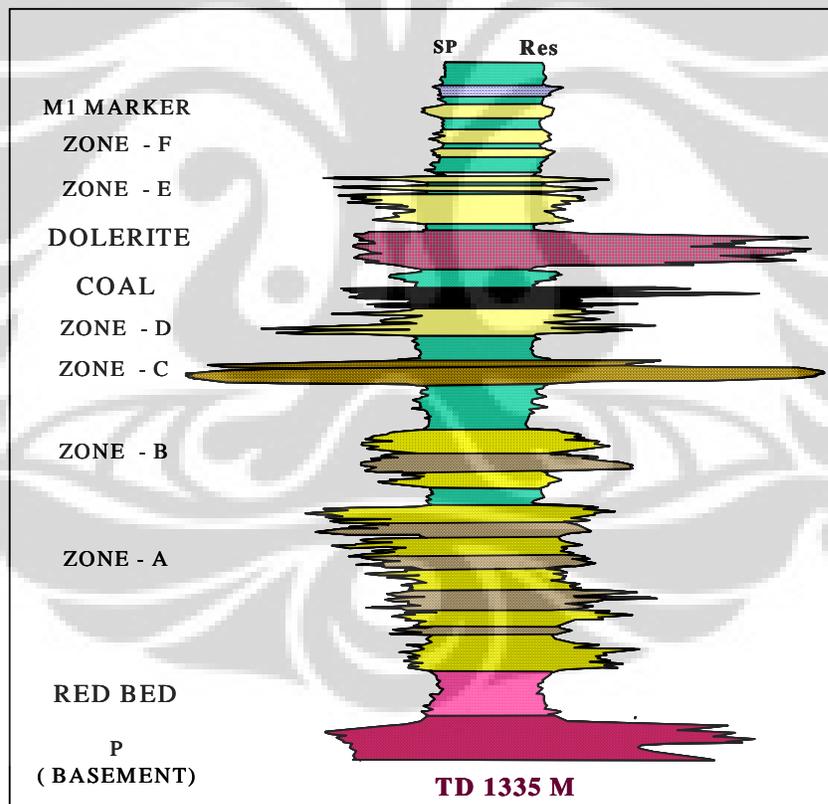
Lapangan X merupakan struktur antiklin asimetik dengan luas 9 km x 3 km yang memiliki lapisan produktif zona A, B, dan C adalah batu pasir dan konglomerat fluvial-alluvial fan, sedangkan Zona D, E, dan F adalah batu pasir lacustrine delta, dan Zona P adalah batu vulkanik *natural fracture*.

Struktur Lapangan X memiliki 7 lapisan produktif A,B,C,D,E,F dan P (Gambar 2.4). Penelitian ini akan fokus hanya pada reservoir A,B,C,D dimana reservoir D adalah Batu Pasir calcareous, tebal ± 8.3 m, porositas 19% dan permeabilitas 29-397 mD ; reservoir C adalah batu pasir, tebal maksimal 20 m, porositas 20-25% dan permeabilitas 200-1000mD ; reservoir B adalah

Konglomerat, hampir serupa dengan reservoir A dengan permeabilitas 1-25mD ; reservoir A adalah konglomerat tebal \pm 60 m, porositas 13-20% dan permeabilitas 10-100mD.

Daya dorong pada reservoir ini adalah kombinasi *solution gas & water drive* dengan tekanan reservoir awal 1500 psi, tekanan reservoir sebelum *waterflood* 200 - 400 psi, dan tekanan reservoir setelah *waterflood* 400-900 psi. Jenis minyaknya adalah parafinik 40.3° API (0.82 SG), *Wax content* 30% WT (POUR POINT 98° F).

Cadangan (proven=OOIP) 01 Januari 2006 adalah 620,571 MBBLs dengan kumulatif produksi sampai dengan tahun 2005 adalah 129,453 MBBLs (Eff RF = 20.9 %). Cadangan primer yang telah terambil adalah 151,376 MBBLs (RF = 24,4%). Jadi sisa cadangan pasti adalah 21,923 MBBLs dan sisa cadangan dari OOIP adalah 491,118 MBBLs.



Gambar 2.4. Lapisan Produktif Reservoir Formasi Tanjung (Studi AFE EOR Pertamina EP,2007)

BAB III

TEORI DASAR

3.1. Teori Inversi Seismik

Seismik inversi adalah suatu teknik pembuatan model geologi bawah permukaan, dengan menggunakan data seismik sebagai masukan dan data geologi sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Konversi dari *wiggle* seismik menjadi impedansi akustik (AI) memberikan tampilan yang lebih komprehensif dan lebih mudah dipahami. Seismik inversi untuk mendapatkan AI menjadi metoda standar yang dikerjakan oleh para *geoscientist* karena mampu memberikan informasi dan mendeskripsikan sifat fisik dari tiap lapisan batuan secara lebih detail.

Impedansi akustik, yaitu perkalian antara kecepatan dan densitas adalah salah satu variabel yang digunakan untuk melakukan karakterisasi reservoir. Impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitude melalui proses inversi seismik. Impedansi Akustik dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Oleh karena itu AI dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, dan pemetaan litologi.

Trace seismik adalah hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi $RC(t)$ dengan *wavelet* $w(t)$, yaitu:

$$S(t) = R(t) * w(t) \quad (3.1)$$

Koefisien Reflektivitas (RC) didapatkan dengan membagi trace seismik dengan *wavelet* yang sesuai.

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

dimana:

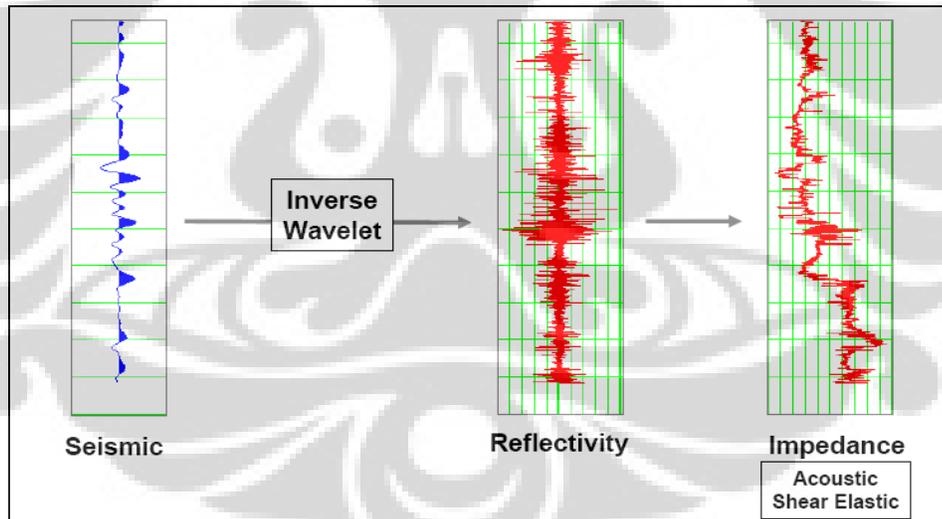
AI_i = Impedansi Akustik pada lapisan i

AI_{i+1} = Impedansi Akustik pada lapisan $i+1$

Untuk melakukan proses inversi, ada beberapa hal yang harus disiapkan, yaitu:

1. Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya (*preserve amplitude*).
2. Hasil interpretasi: Horizon hasil interpretasi utama.
3. Data log sumur: minimal data log sonic dan densitas.
4. *Wavelet*.

Proses inversi secara umum ditunjukkan oleh Gambar 3.1, dapat dilihat bahwa tujuan dari inversi adalah untuk mendapatkan kembali koefisien reflektivitas dari data seismik. Proses inversi seismik yang bersifat *band limited frequency*, yaitu kehilangan kandungan frekuensi rendah dan tinggi akibat konvolusi dengan *wavelet* (bersifat *band limited*) didapatkan kembali kandungan frekuensi yang hilang tersebut dengan cara menambahkan kandungan frekuensi rendah dan tinggi yang diambilkan dari data log sumur, sehingga data seismik tersebut kembali menjadi *broadband impedance* (Yilmaz, 2001, vol II hal. 1863).



Gambar 3.1. Model Inversi (Hampson Russel, 2006)

Gambar 3.2 adalah diagram alir dari inversi yang dilakukan dengan perangkat lunak Hampson Russel, dimana proses analisa dilakukan dengan membuat *trace* seismik sintetis dari data log sumur yang dihasilkan dari

yang berpori dan yang tidak berpori akan lebih mudah dibedakan dalam penampang impedansi akustik daripada dalam penampang seismik amplitude.

Dalam bab ini akan dibahas beberapa metoda inversi, yaitu:

1. Metoda Band limited (Recursive)

Inversi recursive merupakan inversi yang paling sederhana . Metoda ini mengabaikan efek dari *wavelet seismic* dan memperlakukan *seismic trace* sebagai refleksi set koefisien yang telah difilter oleh zero phase.

Mulai dari lapisan pertama, impedansi dari masing-masing urutan lapisan dapat ditentukan secara *recursive* dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$Z_n = Z_i * \prod \left(\frac{1+r_i}{1-r_i} \right) \quad (3.3)$$

Dimana: r = koefisien refleksi
 Z_1 = impedansi akustik lapisan atas
 Z_2 = impedansi akustik lapisan bawah

Permasalahan yang muncul jika metoda *recursive* diterapkan pada data riil adalah:

- *Frequency bandlimiting*, yaitu hilangnya kandungan frekuensi rendah dan tinggi pada saat dikonvolusikan dengan wavelet seismik.
- *Noise*. Masuknya coherent atau random noise ke dalam *seismic trace* akan mengabaikan estimasi reflektivitas menyimpang dari reflektivitas yang sebenarnya. Sesuai dengan persamaan 3-3, jika pada lapisan teratas telah terjadi sedikit penyimpangan reflektivitas, maka semakin dalam, maka nilai penyimpangan reflektivitas tersebut akan semakin bertambah besar.

2. Metoda Sparse Spike

Inversi sparse spike mengasumsikan bahwa reflektivitas sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektivitas kecil yang tersimpan di dalam deretan

reflektivitas yang lebih besar. Secara geologi reflektivitas besar ini berhubungan dengan ketidakselarasan atau batas litologi utama.

Reflektivitas sebenarnya dapat dicari dengan cara menambahkan *spikes* yang lebih kecil di antara *spikes* yang lebih besar dengan menggunakan nilai ambang tertentu (λ) yang nilainya lebih kecil dari 1. Pencarian *spikes* yang paling kecil akan berhenti setelah didapat jumlah koefisien refleksi yang paling minimum. Setelah didapatkan model akhir reflektivitas, kemudian dilakukan estimasi *wavelet* untuk mendapatkan hasil yang sesuai dengan *seismic trace*-nya.

Metoda ini memberikan dua estimasi sekaligus, yaitu deretan reflektivitas dan *wavelet*. Iterasi dilakukan secara berulang-ulang sampai didapat deretan reflektivitas dan *wavelet* yang sesuai dengan *seismic trace*.

Dari sudut pandang inversi seismik, metoda sparse spike mempunyai keunggulan dibandingkan dengan metoda dekonvolusi klasik lainnya, karena metoda ini menggunakan kontrol ekstra yang digunakan sebagai *full bandwidth* pada saat mengestimasi reflektivitas (Russel, 1998 page 6-4).

3. Metoda Model Based

Pada dasarnya inversi model based adalah mengikuti model konvolusi, dimana $seismic = wavelet * reflectivity + noise$, dengan anggapan:

- *seismic trace* diketahui
- *wavelet* diketahui
- *noise* diketahui

Reflektivitas (model geologi) dianggap benar jika saat dikonvolusikan dengan *wavelet* tertentu menghasilkan *synthetic trace* yang sesuai dengan data *seismic trace* riil.

Prosedur dalam inversi *model based* adalah:

- Membuat blok-blok impedansi awal.
- Membuat *synthetic trace* dengan cara mengkonvolusikan blok-blok impedansi awal dengan *wavelet* yang sudah diketahui.
- Membandingkan *synthetic trace* tersebut dengan data *seismic trace* riil.
- Memodifikasi amplitud dan ketebalan dari blok-blok impedansi agar didapatkan tingkat kecocokan dengan data *seismic riil* yang lebih baik.

- Mengulang proses ini dengan iterasi sampai didapat tingkat kecocokan yang tinggi.

Metoda inversi *model based* secara intuitif sangat menarik karena terhindar dari inversi data seismic itu sendiri. Di sisi lain bisa terjadi model yang dibuat sangat cocok dengan data, tapi hasilnya salah. Hal ini dapat terjadi karena pasangan kecepatan/kedalaman yang berbeda-beda dapat menghasilkan nilai yang sama, oleh karena itu inversi dengan metoda *model based* bersifat *non uniqueness*.

Metoda yang digunakan pada penelitian ini adalah inversi sparse-spike. Penulis ingin mendapatkan gelombang refleksi atau wavelet sesempit mungkin untuk meningkatkan daya pisah/resolusi antar lapisan dalam pembuatan model geologi dalam penggunaan data seismic. Jadi inverse dengan metoda sparse spike akan mendapatkan frekuensi yang tinggi dan reflektivitas minimum agar didapat kemenerusan lateral dari impedansi akustik (AI).

3.2. Metoda Geostatistik

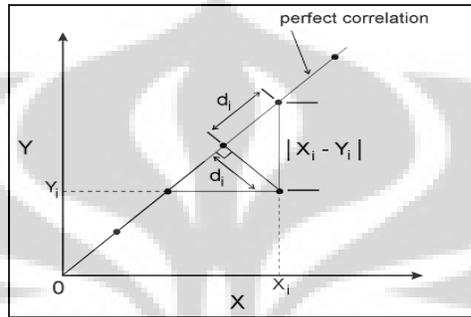
Geostatistik adalah suatu studi atas suatu fenomena yang beragam dalam ruang dan atau waktu. Geostatistik dapat dianggap sebagai suatu kumpulan teknik numerik yang berkaitan dengan karakterisasi atribut spasial, yang menggunakan model random yang serupa dengan penggunaan deret waktu dalam mengkarakterisasi data temporal. Geostatistik juga berkaitan dengan data yang ter-autokorelasi secara spasial seperti fasies, ketebalan reservoir, porositas dan permeabilitas. Metoda geostatistik meliputi: analisa Variogram, Kriging, dan Cokriging.

1. Variogram

Variogram adalah metoda untuk mendeskripsikan variasi spasial dari suatu properti reservoir berdasarkan prinsip bahwa sampel yang terpisah secara dekat memiliki nilai korelasi yang lebih besar dibanding dengan data yang jauh dari data lainnya atau dari data yang telah mencapai nilai korelasi minimum. Variogram juga merupakan suatu plot keragaman dalam konteks semi-varian terhadap jarak separasi. Dengan melakukan analisa variogram pada data input, hasilnya dapat digunakan untuk memodelkan properti data dan mempertahankan variasi spasial pada model yang telah ada. Pada analisa variogram diperlukan

data yang stasioner, atau dengan kata lain, rata-rata lokal sama dengan rata-rata umum dimana semua tren semu yang didapat harus dihilangkan sebelum analisa variogram dilakukan.

Pengukuran deviasi menunjukkan nilai rata-rata antara dua data adalah jumlah jarak yang bergeser 45° dari garis cross plot x dan y (Gambar 3.3).



Gambar 3.3. Cross Plot x dan y yang Menunjukkan Nilai d_i (Hampson Russel, 2006)

Jarak d_i inilah yang digunakan sebagai nilai rata-rata untuk point dalam semi-variogram atau variogram, yaitu persamaan dibawah ini:

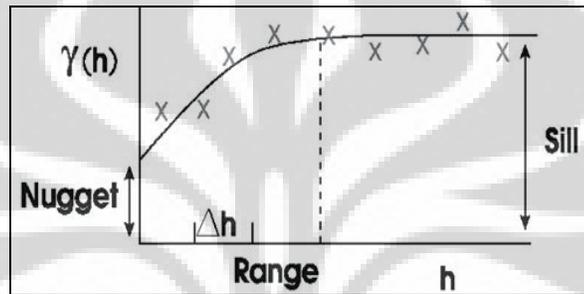
$$d_i^2 = \frac{(x_i - y_i)^2}{2} \quad (3.4)$$

$$\gamma = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N d_i^2 = \frac{1}{2N} \sum_{i=1}^N (x_i - y_i)^2 \quad (3.5)$$

Ada tiga komponen yang penting dalam variogram (Gambar 3.4) yaitu:

- Nugget, yaitu nilai variogram yang mendekati 0. Fungsi dari nugget dalam analisa kriging, cokriging adalah untuk menentukan bagaimana sumur dapat menghasilkan map dalam input sparse data. Teorinya nilai nugget adalah 0, tetapi sampel error dan variable berskala kecil menyebabkan nilai nugget tidak 0.
- Range, yaitu jarak dimana kurva variogram mulai naik. Idealnya nilai range berhenti pada nilai konstan mencapai *plateau*. Jarak offset yang terjadi disebut range.

- Sill, yaitu Semi-varian dimana jarak separasi lebih besar dibandingkan dengan range. Menunjukkan variasi antara dua sample yang tidak berhubungan. Idealnya nilai sill berhenti pada nilai konstan. Nilai mencapai *plateau* terjadi dimana variogram tidak berubah lagi atau konstan yaitu nilai penambahan pada jarak separasi tidak lagi mempengaruhi nilai variogram.



Gambar 3.4. Kurva Variogram (Hampson Russel, 2006)

2. Ordinary Kriging

Ordinary kriging adalah prediksi linier yang menggunakan data atribut yang sama, dalam hal ini menggunakan data sumur saja.

Secara matematik hasil dari ordinary kriging adalah perhitungan yang sama dengan metoda jarak kebalikan, yaitu persamaan sebagai berikut:

$$a_0 = w_1 a_1 + w_2 a_2 \quad (3.6)$$

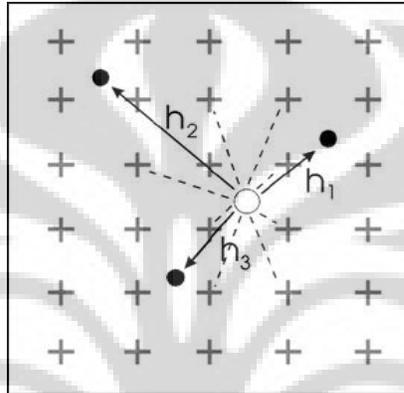
dimana:

- a_0 = nilai hasil lokasi arbitrary
- a_i = nilai amplitude i
- w_i = bobot yang dihitung dari variogram

Data yang sudah diketahui mempunyai dua tipe, yaitu: data primer dan sekunder. Data primer diasumsikan yang terbaik. Tetapi pada kenyataannya kriging adalah hasil interpolasi nilai data primer.

3. Collocated Cokriging

Collocated cokriging adalah pendekatan regresi multivariansi yang menggunakan informasi dari data secondary (data seismik) dengan informasi dari data primary (data sumur). Cokriging membuat perkiraan kombinasi linier dari point data primary bersebelahan dan point data secondary bersebelahan (Gambar 3.5):



Gambar 3.5. Perkiraan yang Digunakan dalam Cokriging (Hampson Russel, 2006)

Cokriging mempunyai tujuan yang sama dengan kriging, tetapi bobotnya dihitung dengan menggunakan variogram *well to well*, *seismic to seismic*, dan *well to seismic* menggunakan persamaan Markov-Bayes.

Metoda/teknik yang digunakan dalam penelitian ini adalah ordinary kriging dan collocated cokriging, tetapi analisa yang dibahas oleh penulis adalah analisa collocated cokriging karena analisa ini menggunakan data primer (data sumur) dan data sekunder (data seismik) untuk memperoleh sebaran parameter reservoir dengan menggunakan trend perkiraan kombinasi linier dari point data sumur dan point data seismik.

Multi Atribut Seismik

Atribut seismik didefinisikan sebagai ukuran spesifik geometri, kinematik, dinamik atau ciri statistik yang diturunkan dari data seismik (Q. Chen, S. Sidney, 1997). Terdapat banyak sekali atribut yang dapat diturunkan dari data seismik, seperti *amplitude envelope*, *instantaneous phase*, dan *instantaneous frequency*,

dan *integrated trace* yang masing-masing memiliki atribut turunannya masing-masing.

Dalam analisa menggunakan atribut seismik ini, dasar algoritma yang digunakan adalah algoritma regresi linier umum (*Generalized Linier Regression*) dengan menggunakan bobot konvolusi, dimana penentuan parameter tidak hanya menggunakan satu input sebagai mana yang terjadi pada regresi linier biasa, tetapi dapat digunakan lebih dari satu input dengan pembobotan.

Persamaan umum dari regresi linier umum dengan bobot konvolusi dapat dituliskan sebagai berikut:

$$P = w_0 + w_1 * A_1 + w_2 * A_2 + \dots + w_n * A_n \quad (3.7)$$

Untuk satu point operator persamaan (3.7) dapat dituliskan dalam bentuk sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix} = w_0 + w_1 \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \\ A_3 \\ A_4 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Jika digunakan tiga point operator, yaitu,

$$w_i = (w_i(-1), w_i(0), w_i(1)),$$

Maka persamaan (3.8) dapat dituliskan,

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix} = w_0 + w_{1(-1)} \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \\ A_3 \\ 0 \end{bmatrix} + w_{1(0)} \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \\ A_3 \\ A_4 \end{bmatrix} + w_{1(1)} \begin{bmatrix} 0 \\ A_2 \\ A_3 \\ A_4 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

dimana:

w_0 = suatu konstanta

w_1 = filter konvolusi dengan panjang M , $i > 0$

P = properti log sumur

A = atribut seismik

Penelitian ini tidak hanya menggunakan data sumur dan data seismik tetapi juga menggunakan analisa multiatribut, yaitu membuat beberapa atribut seismik untuk memperoleh data seismik multiatribut dengan korelasi yang lebih besar terhadap data sumur yang nantinya digunakan sebagai inputan dalam analisa collocated cokriging untuk mendapatkan hasil akhir berupa pemetaan properti reservoir.

EOR Screening Criteria

Lapangan penelitian X merupakan lapangan EOR, oleh karenanya penulis mengarahkan penelitian dengan mempertimbangkan hal-hal yang mendukung dalam optimasi proyek EOR dengan melihat properti reservoir-nya, yaitu distribusi porositas efektif. Sehingga rekomendasi terhadap posisi/letak sumur injeksi dan produksi nantinya dengan melihat hasil sebaran ϕ_{eff} .

Adapun EOR *screening criteria* atau syarat dilakukannya metoda EOR terdiri dari geology dan properti reservoir selain dari segi ekonomi yang perlu dipertimbangkan. Dibawah ini adalah *waterflood screening criteria* dari segi geologi dan reservoir variabel-nya saja.

Water flood screening criteria:

- Oil viscosity < 30 cp
- Oil API gravity > 25 °API
- Average Permeability not critical, usually ≥ 10 md
- Porosity $\geq 15\%$
- Temperature not critical
- Depth not critical
- Oil saturation > 10% mobile oil
- Oil in place at process start ≥ 600 Bbl/acre-ft
- Formation sandstone or carbonate
- Transmissibility not critical

BAB IV

PENGOLAHAN DATA

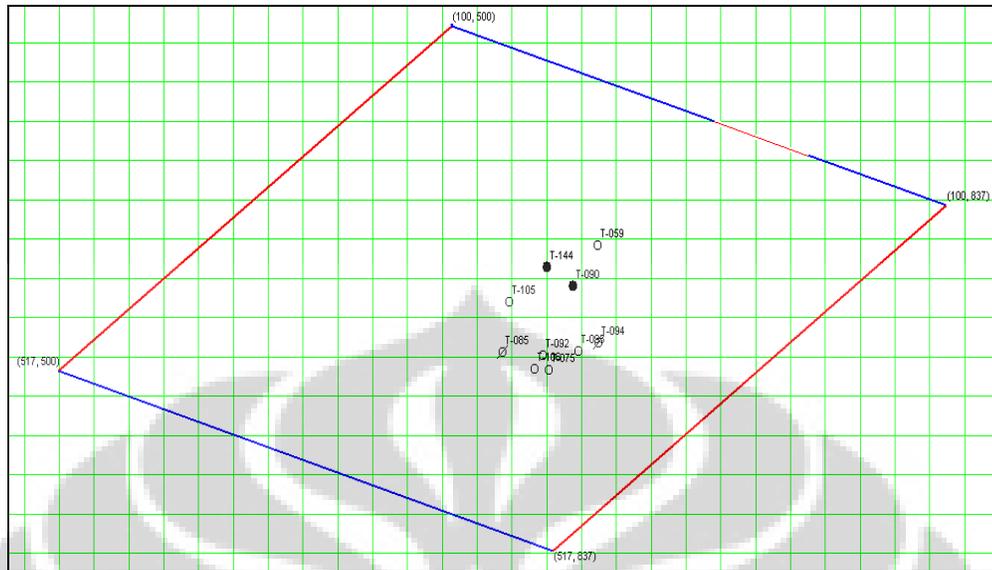
Lapangan X memiliki empat lapisan prospek yang telah dilakukan injeksi air (*waterflood*) sejak tahun 1993, yaitu lapisan A, B, C, dan D. Analisa yang dilakukan dengan metoda inversi seismik post stack menunjukkan bahwa nilai amplitude seismik mempunyai korelasi dengan properti reservoir porositas efektif. Hasilnya ditunjukkan dengan impedansi akustik dari hasil inversi dan metoda geostatistik dengan menggunakan analisa multi attribut.

4.1. Persiapan Data

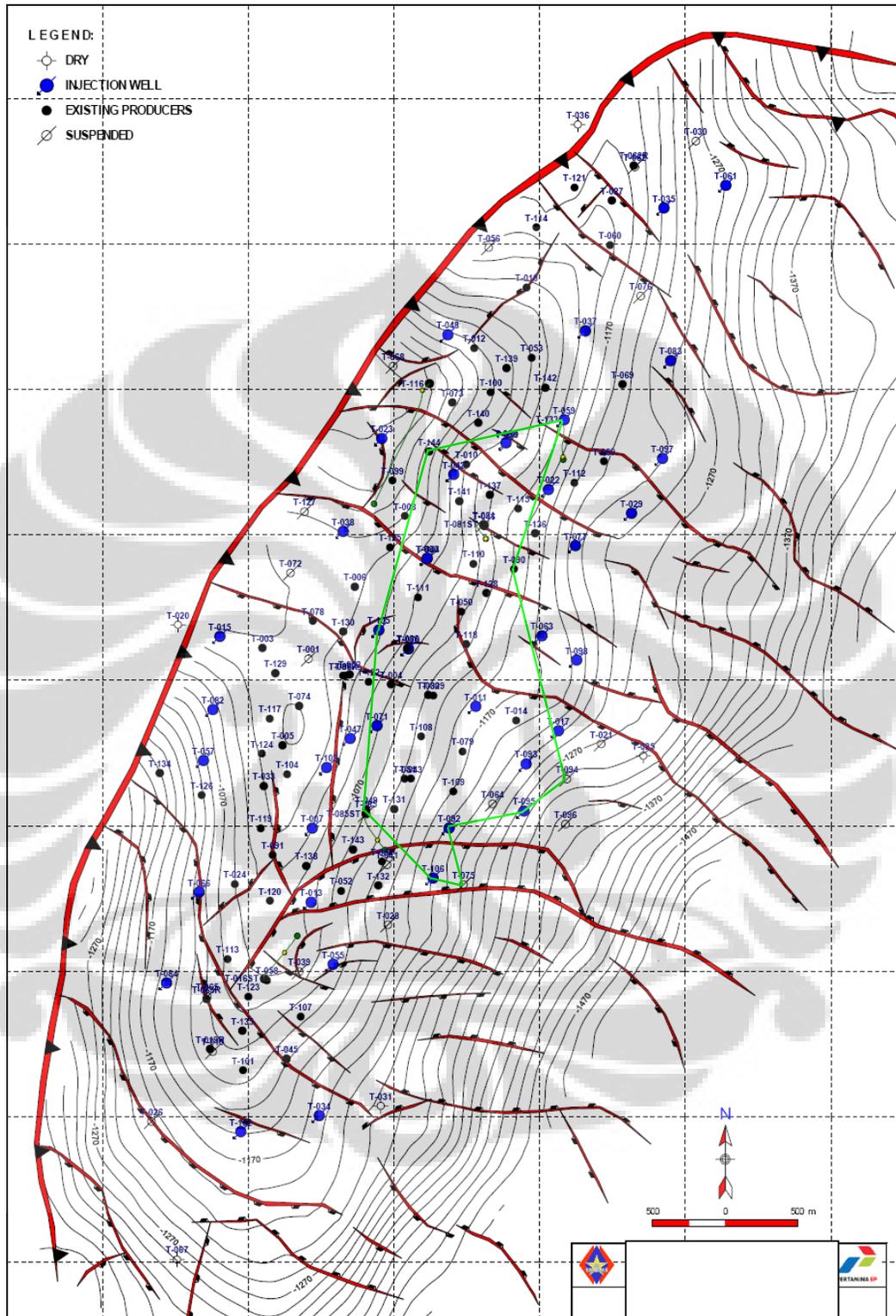
Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik post-stack, data sumur dan peta-peta serta data berupa laporan, presentasi, dan paper penelitian sebelumnya yang digunakan penulis sebagai acuan dan referensi. Data-data ini merupakan milik PT. Pertamina EP.

Data seismik yang digunakan berupa data seismik 3D post stack time migration yang diakusisi pada tahun 1993 dan telah diproses oleh processing center di Pertamina pada tahun 2006. Data ini memiliki total 418 *inline* dan 338 *crossline* dengan interval *inline* sebesar 25 m dan interval *crossline* sebesar 25 m. Data ini digunakan untuk kepentingan interpretasi seismik yang meliputi interpretasi horizon dan interpretasi sesar (struktur). Pada penelitian ini, proses interpretasi seismik tidak dilakukan, karena horizon yang digunakan pada zona atau interval yang dijadikan penelitian telah dilakukan pada tahap sebelumnya.

Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini meliputi 10 data sumur vertikal untuk proses inversi, yaitu sumur T-059, T-075, T-085, T-090, T-092, T-094, T-095, T-105, T-106, dan T-144. Gambar 4.1 menunjukkan sumur-sumur penelitian yang digunakan untuk proses inversi dalam *base map* area seismik 3D. Gambar 4.2 menunjukkan sumur-sumur penelitian untuk proses inversi dalam peta kedalaman struktur lapangan penelitian X.



Gambar 4.1. Base Map Area Seismik 3D dengan Sumur Penelitian T-059, T-075, T-085, T-090, T-092, T-094, T-095, T-105, T-106, T-144 yang Digunakan untuk Inversi

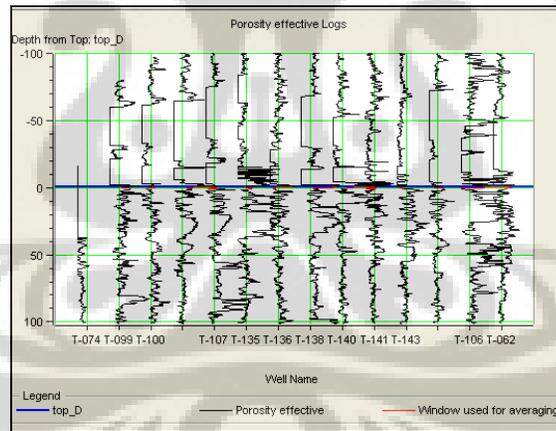


Gambar 4.2. Peta Kedalaman Struktur Lapangan X, Garis Hijau adalah Sumur-Sumur Penelitian

Sumur-sumur yang digunakan dalam proses inversi dilengkapi dengan data logging yang telah diproses dilengkapi dengan *marker* geologi. Yang memiliki data log densitas dari 10 sumur yang akan digunakan dalam proses inversi adalah sumur T-092, T-105, T-106, dan T-144. Sumur T-059, T-075, T-085, T-090, T-094, T-095 tidak memiliki data densitas. Sehingga dilakukannya pembuatan *pseudo density* untuk membuat data log densitas pada sumur-sumur yang tidak memiliki data log densitas.

Sumur yang mempunyai data *checkshot* hanya sumur T-105 dan T-106 yang akan digunakan untuk proses pengikatan sumur terhadap seismik. Jadi, sumur yang tidak memiliki data *checkshot* menggunakan data *checkshot* sumur-sumur disebelahnya.

Sumur yang dilengkapi dengan data log porositas efektif hasil dari analisa petrofisik yang akan digunakan untuk proses geostatistik ada 14 sumur yaitu T-062, T-074, T-099, T-100, T-103, T-106, T-107, T-135, T-136, T-138, T-140, T-141, T-143, dan T-144 (Gambar 4.3).



Gambar 4.3. Log Porositas Effektif yang Digunakan dalam Penelitian Kurva Berwarna Merah adalah Target Penelitian pada Lapisan D (top D sampai 2 m dibawahnya)

4.1.1. Data Quality Control

Tahap ini dilakukan untuk memastikan apakah data telah diinput dengan benar dan siap untuk dilakukan proses selanjutnya. Pengecekan data sumur meliputi data-data log yang diperlukan untuk penelitian, yaitu data log Gamma

Ray, log SP, log densitas, log kecepatan gelombang-P, log dan data *checkshot*. Untuk analisa AI, data log kecepatan gelombang-P dan log densitas mutlak diperlukan. Untuk kepentingan penelitian, maka log densitas untuk sumur-sumur T-059, T-075, T-085, T-090, T-094, T-095 akan dibuat *pseudo density* dengan menggunakan teknik analisa multi atribut, yang nanti akan dijelaskan proses pengerjaannya pada sub-bab selanjutnya.

Untuk data seismik, hal yang di periksa adalah orientasi survey seismik, nomor *inline* dan *crossline*, dan XY koordinat yang sangat berpengaruh dalam pengikatan dengan data sumur, serta *start-end time* data seismik.

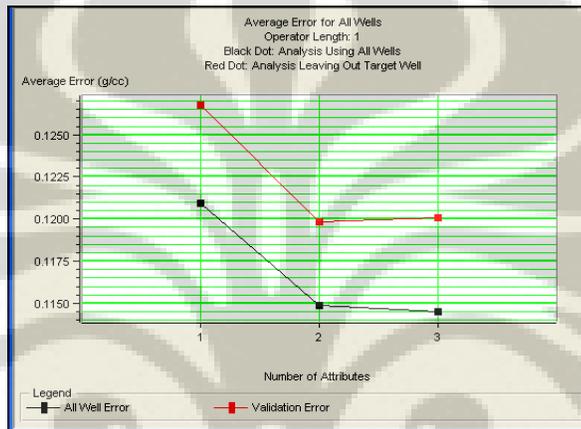
4.1.2. Pseudo Log Densitas Sumur

Beberapa cara untuk menentukan log densitas ini antara lain dengan menggunakan persamaan *Gardner* yang memberikan hubungan antara kecepatan gelombang-P dan densitas. Tetapi pada penelitian ini digunakan metoda analisa multi atribut untuk membuat *pseudo log densitas* dari log-log lain yang ada di sumur. Dari analisa ini akan dipilih beberapa atribut log yang memiliki nilai korelasi yang paling tinggi dengan nilai validasi eror terkecil. Atribut dengan kriteria tersebut kemudian diaplikasikan untuk semua sumur yang akan dibuatkan *pseudo lognya*.

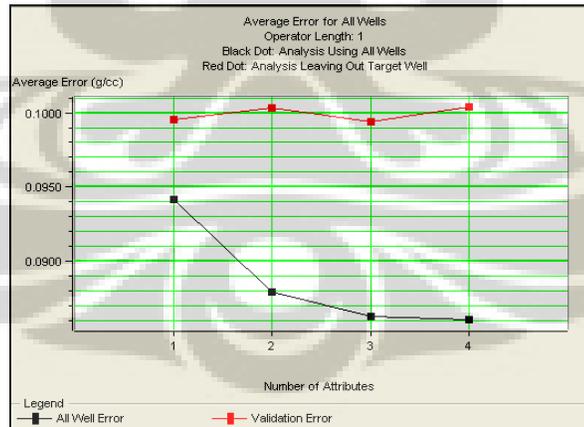
Pada penelitian ini, sumur yang mempunyai data log densitas adalah T-092, T-105, T-106, dan T-144. Dan yang tidak memiliki data log densitas adalah sumur T-059, T-075, T-085, T-090, T-094, T-095.

Metoda yang digunakan adalah analisa multiatribut, jumlah atribut dalam hal ini jumlah log lain yang digunakan sebanyak tiga atribut (log Gamma Ray, SP, Sonic) dimana pemilihan jumlah atribut ini dilakukan berdasarkan grafik validasi eror. Jumlah attribute tiga menunjukkan error yang mengecil (Gambar 4.4a), maka yang paling optimal untuk digunakan ke seluruh sumur adalah dengan jumlah attribute tiga (atribut log GR, SP, Sonic). Gambar 4.4b menunjukkan jumlah atribut empat (atribut log GR, SP, Sonic, Resistivity) error semakin membesar. Kurva log *pseudo density* dan densitas asli yang diperoleh dari metoda analisa atribut pada 10 sumur penelitian dapat dilihat pada Gambar 4.5, dimana *output*-nya berupa data log densitas yang asli (*original logs* menunjukkan

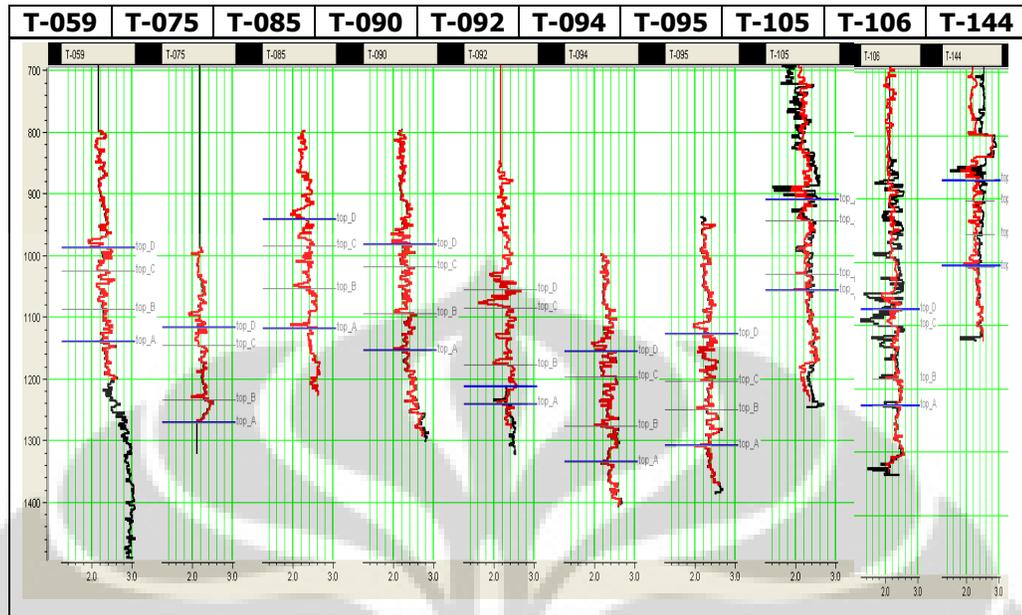
data *real* log densitas pada sumur-sumur penelitian yang memiliki data densitas) dan *pseudo density* (*modelled logs* menunjukkan data log densitas buatan pada sumur-sumur penelitian yang tidak memiliki data densitas). Hasil korelasi data *pseudo density* (*predicted density*) dan densitas asli-nya (*actual density*) pada sumur yang memiliki data densitas T-092, T-105, T-106, T-144 adalah 0.7254 (Gambar 4.6).



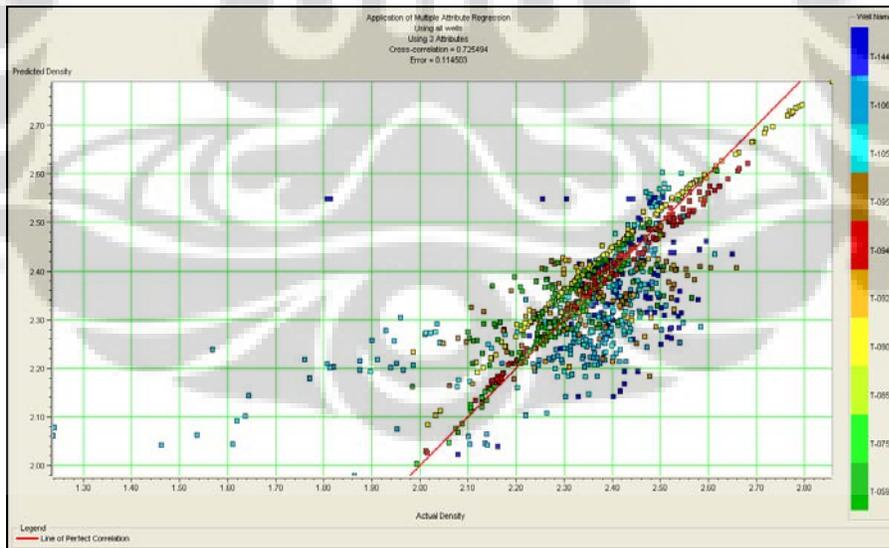
Gambar 4.4a. Validasi Error dengan Jumlah Attribut 3 (Attribut Log GR, SP, Sonic)



Gambar 4.4b. Validasi Error dengan Jumlah Attribut 4 (Attribut Log GR, SP, Sonic, Resistivity)



Gambar 4.5. Pseudo Log Densitas (kurva warna merah) dan Original Log Densitas (kurva warna hitam), dimana yang tidak memiliki data densitas, yaitu Sumur T-059, T-075, T-085, T-090, T-094, T-095

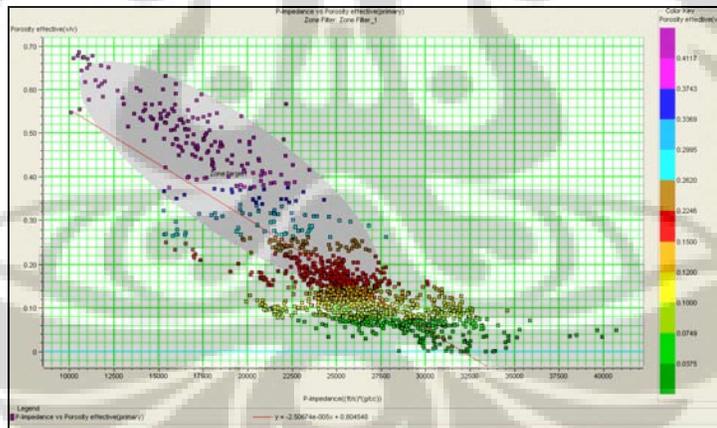


Gambar 4.6. Korelasi Log Densitas Prediksi dan Log Densitas Aktual Sumur T-092, T-105, T-106, T-144

4.1.3. Cross Plot Data Sumur (Analisa Sensitivitas)

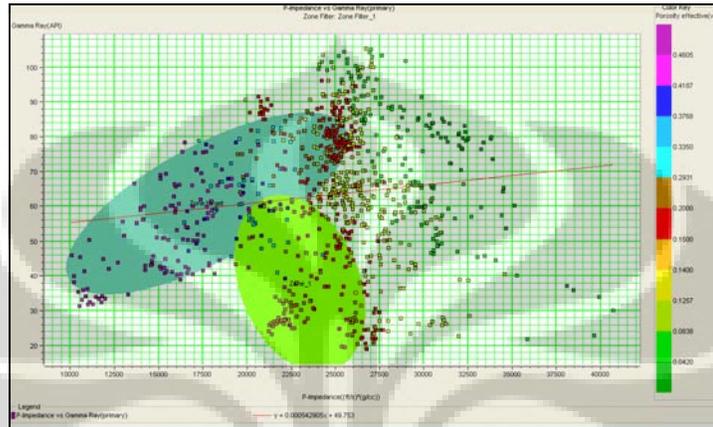
Sebelum melakukan inversi, tahap awal yang dilakukan adalah melakukan *crossplotting* data log sumur pada lapisan yang dijadikan penelitian, yaitu lapisan A, B, C, D. Hal ini bertujuan sebagai studi kelayakan (*feasibility*) data. *Crossplotting* dilakukan untuk melihat hubungan antar kedua log dan menentukan zona target-nya, terlihat pada Gambar 4.7 dibawah ini. *Collor attribute* yang digunakan pada *crossplot* ini adalah \emptyset_{eff} karena penulis ingin menunjukkan bahwa zona target adalah daerah yang memiliki nilai $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$. Hal ini dikarenakan dengan melihat EOR screening criteria pada bab III, salah satu syarat untuk dilakukannya EOR adalah nilai $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ agar dicapai suatu proyek EOR secara optimal.

Gambar 4.7a memperlihatkan korelasi antara \emptyset_{eff} dengan AI pada sumur T-106 dan T-144, sehingga zona target dapat dipisahkan dengan zona non-target. Zona target ditunjukkan pada $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ (didalam lingkaran) dengan nilai AI 10000-27500 ft/s*gr/cc.



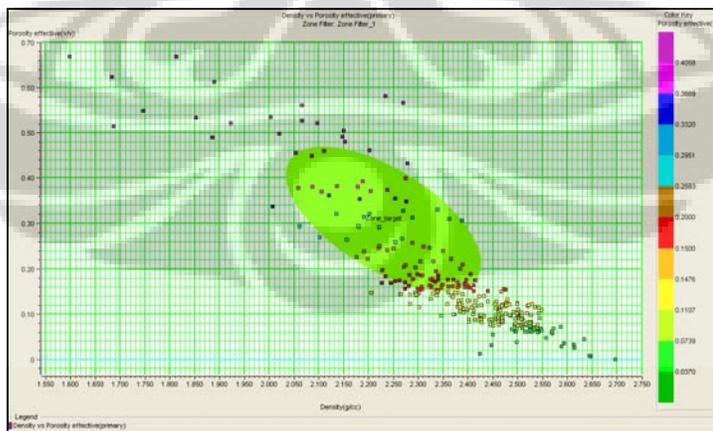
Gambar 4.7a. Hubungan \emptyset_{eff} dengan AI yang Menunjukkan Zona Target (lingkaran) $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ dan Non-Target (diluar lingkaran), color attribut adalah Porositas Efektif

Gambar 4.7b menunjukkan *crossplot* Gamma Ray dengan AI pada sumur T-106 dan T-144 menggunakan color attribute porositas efektif. Zona target ditunjukkan dengan $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ (didalam lingkaran). Hubungan ini tidak dapat memisahkan zona target dan non target, karena tidak memberikan korelasi antara Gamma Ray dengan AI.



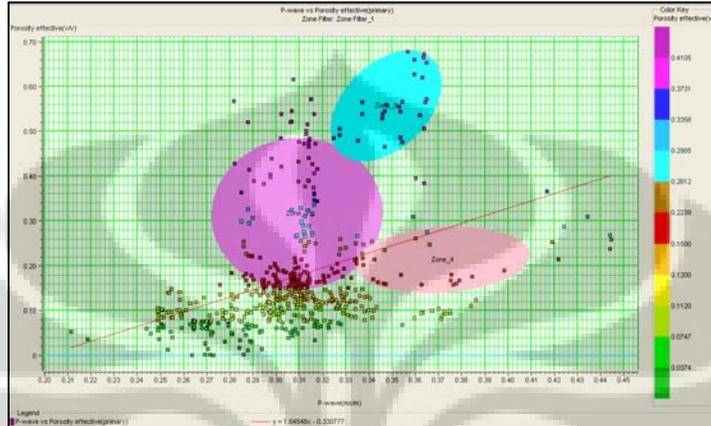
Gambar 4.7b. Hubungan Gamma Ray dengan AI yang Menunjukkan Zona Target (lingkaran) $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ dan Non-Target (diluar lingkaran), color attribut adalah Porositas Efektif

Gambar 4.7c memperlihatkan korelasi antara Porositas efektif dan Densitas pada sumur T-106 dan T-144. Zona target dapat dipisahkan dengan zona non-target. Zona target ditunjukkan dengan $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ (didalam lingkaran), dimana nilai densitas ≤ 2.4 gr/cc.



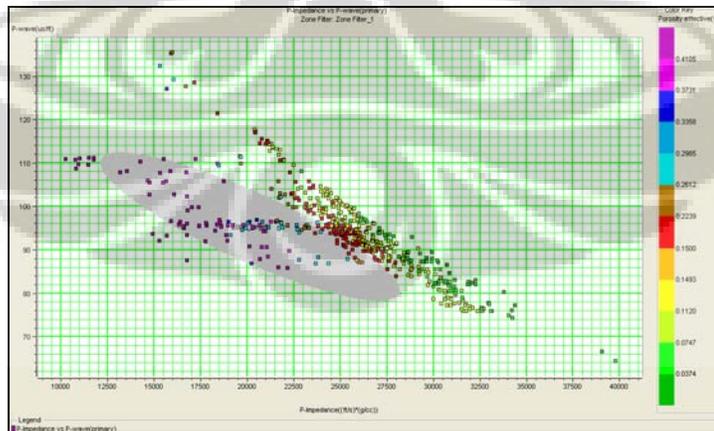
Gambar 4.7c. Hubungan \emptyset_{eff} dengan Densitas yang Menunjukkan Zona Target (lingkaran) $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ dan Non-Target (diluar lingkaran), color attribut adalah Porositas Efektif

Gambar 4.7d memperlihatkan *crossplot* antara \emptyset_{eff} dengan P-wave pada sumur T-106 dan T-144. Zona target ditunjukkan dengan $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ (didalam lingkaran). *Crossplot* ini tidak menunjukkan hubungan antara \emptyset_{eff} dengan P-wave.



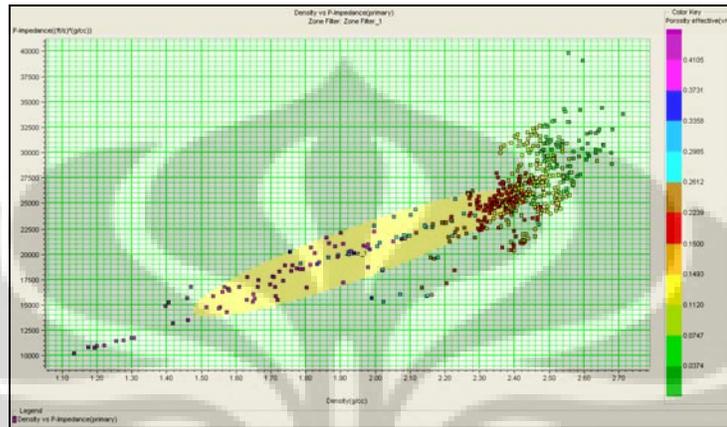
Gambar 4.7d. Hubungan \emptyset_{eff} dengan P-wave yang Menunjukkan Zona Target (lingkaran) $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ dan Non-Target (diluar lingkaran), color attribut adalah Porositas Efektif

Gambar 4.7e memperlihatkan *crossplot* antara P-wave dengan AI, *color attribute* \emptyset_{eff} pada sumur T-106 dan T-144. Zona target ditunjukkan pada nilai AI 10000-27500 ft/s*gr/cc dan $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ (didalam lingkaran). *Crossplot* ini tidak menunjukkan suatu korelasi antara P-wave dengan AI.



Gambar 4.7e. Hubungan P-wave dengan AI yang Menunjukkan Zona Target (lingkaran) $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ dan Non-Target (diluar lingkaran), color attribut adalah Porositas Efektif

Gambar 4.7f memperlihatkan korelasi antara AI dengan Densitas, *color attribute* porositas efektif pada sumur T-106 dan T-144. Hubungan ini menunjukkan zona target mempunyai densitas ≤ 2.4 gr/cc; AI 10000-27500 ft/s*gr/cc; dan $\varnothing_{\text{eff}} \geq 0.15$ (didalam lingkaran).



Gambar 4.7f. Hubungan Densitas dengan AI yang Menunjukkan Zona Target (lingkaran) $\varnothing_{\text{eff}} \geq 0.15$ dan Non-Target (diluar lingkaran), color attribut adalah Porositas Efektif

4.2. Pengolahan Data

Sebelum membahas pada tahap-tahap pengolahan data, perlu dijelaskan mengenai objektif dari pengolahan data yang dilakukan, disamping maksud dan tujuan yang ditelah diuraikan pada bab sebelumnya. Objektif dari penelitian dengan menggunakan metoda Inversi sparse spike dan Geostatistik ini adalah untuk memetakan properti reservoir suatu zona reservoir batupasir dan konglomerat yang berkembang pada formasi X sehingga dapat diketahui penyebaran batupasir dan konglomerat serta asosiasinya dengan hidrokarbon terutama yang ada di daerah penelitian reservoir A,B,C,D. Pemetaan distribusi properti reservoir (\varnothing_{eff}) ini akan dibandingkan dengan hasil inversi dan hubungannya dengan data produksi.

Analisa data seismik post-stack disini dilakukan dengan tujuan untuk mencari nilai AI dan distribusi litologi batuan. Hasil Analisa selanjutnya digunakan sebagai data masukan untuk dilakukan korelasi terhadap data log \varnothing_{eff} . Kemudian

dilakukan geostatistik multiatribut terhadap data log sumur dan seismik tersebut yang menghasilkan pemetaan \varnothing_{eff} pada daerah penelitian.

Secara umum lapisan yang coba dipetakan propertinya adalah batupasir yang tebal dengan ketebalan maksimum 20 meter, dan konglomerat dengan tebal maksimum 60 meter. Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak *Elog*, *Strata* dan *Ismap* versi 4.3 dari *Hampson-Russell Ltd.* Sedangkan untuk penulisan laporan digunakan perangkat lunak dari *Microsoft*.

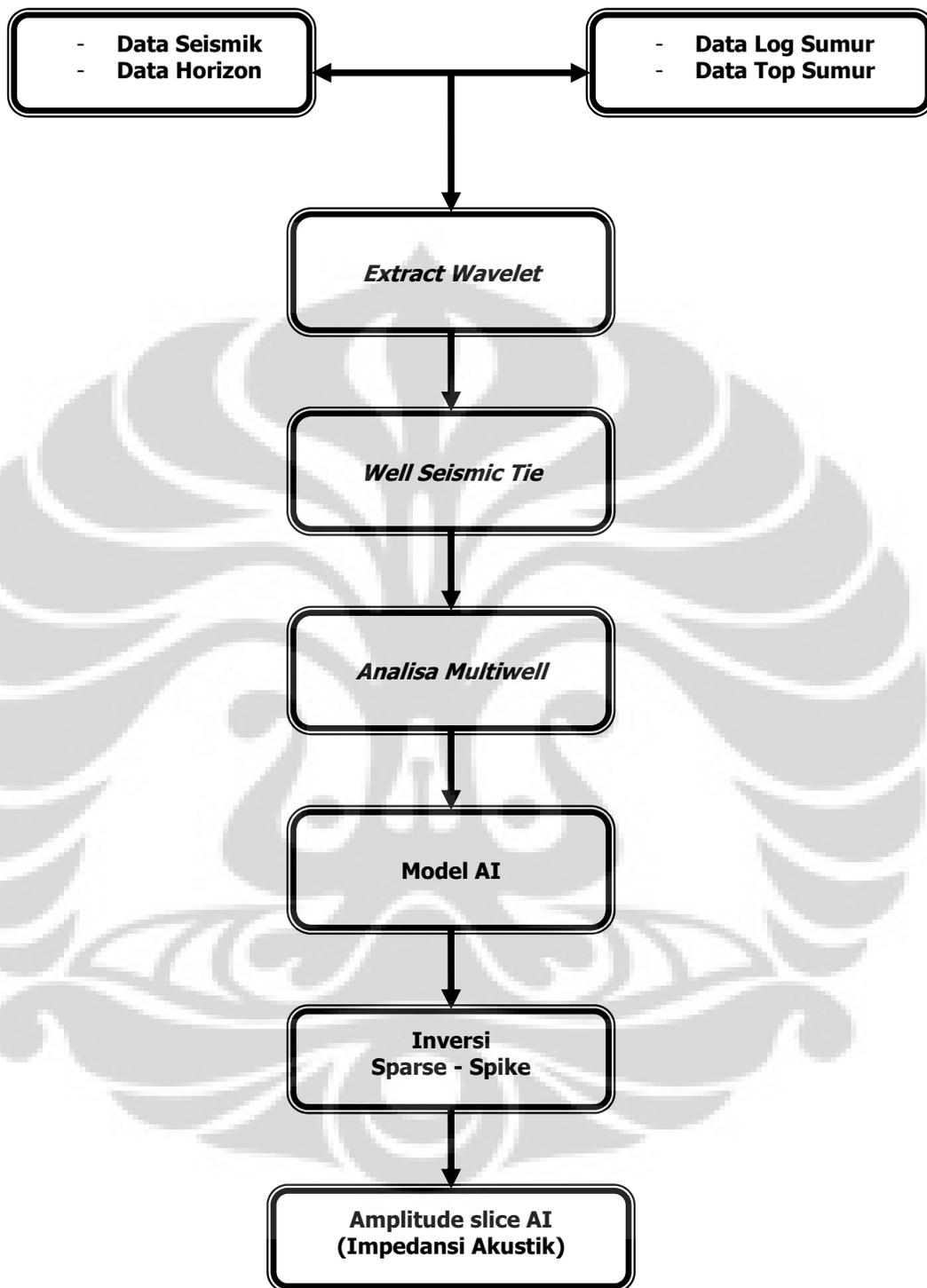
Pengolahan data terdiri dari metoda inversi, metoda geostatistik (kriging dan cokriging), analisa multiatribut seismik, dan collocated cokriging multiatribut. Diagram alir masing-masing metoda penelitian dapat dilihat pada sub-bab dibawah ini.

4.2.1. Metoda Inversi

Metoda Inversi yang dilakukan adalah menggunakan perangkat lunak *Elog* untuk persiapan datanya dan *Strata* untuk membuat model Impedansi Akustik dari *Hampson-Russell Ltd.* versi 4.3. Proses kerja dari metoda inversi ini secara lengkap dapat dilihat pada Gambar 4.8.

Proses kerja dari metoda inversi ini meliputi:

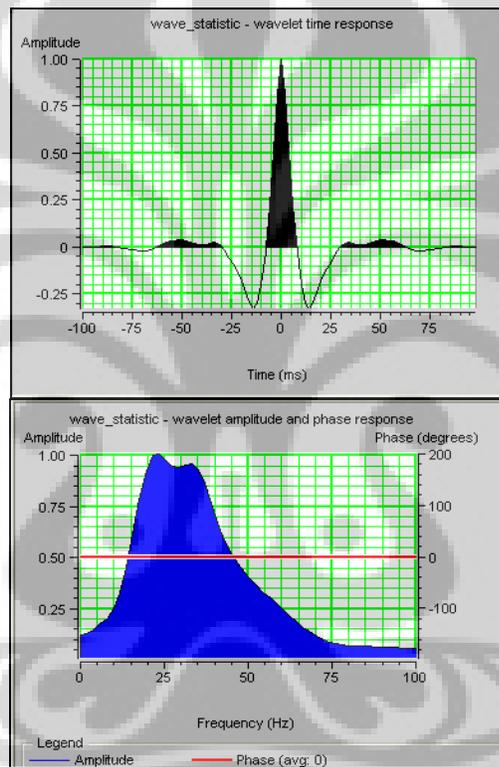
1. Input data log sumur, data seismik, horizon, dan top sumur.
2. Ekstrak *wavelet*
3. Pengikatan data sumur dan data seismik (*well seismic tie*)
4. Analisa *multiwell*
5. Model Impedansi Akustik gelombang-P
6. Inversi sparse-spike
7. *Amplitude slice AI*



Gambar 4.8. Diagram Alir Metoda Inversi

4.2.1.1. Ekstrak *Wavelet*

Ekstrak *wavelet* dilakukan untuk mendapatkan sintetik seismogram hasil dari konvolusi antara *wavelet* dengan koefisien refleksi yang diturunkan dari data log kecepatan dan log densitas. *Wavelet* yang digunakan adalah ekstrak *wavelet* dari satu sumur dan di statistik terhadap sumur-sumur yang digunakan untuk inversi. *Wavelet* ini-lah yang diasumsikan sama dengan *wavelet* dari data seismik riil-nya (Gambar 4.9), dimana frekuensi dominan ada pada frekuensi 30 Hz.



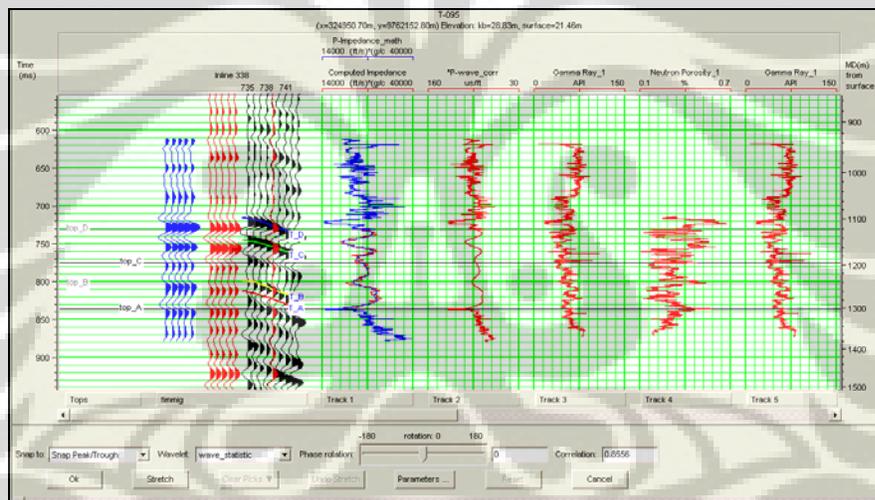
Gambar 4.9. Wavelet yang Diekstrak Secara Statistik Dari Top Horizon D ke Top Horizon A Ditambah 30 ms dibawahnya dan Spectrum Frekuensinya

4.2.1.2. Pengikatan Data Sumur dan Data Seimik (*Well Seismic Tie*)

Pada tahapan ini dilakukan pengikatan antara masing-masing data sumur dengan data seismik. Hal ini perlu dilakukan sebagai proses yang paling awal mengingat adanya perbedaan domain antara data sumur dan data seismik yang digunakan. Data sumur diakuisisi dan diproses dalam domain kedalaman (ft atau

meter) sedangkan data seismik diakusisi dan diproses dalam domain waktu (*second* atau *millisecond*). Untuk kepentingan ini, digunakan data *checkshot* yang berupa data/tabel hubungan antara waktu-kedalaman dari suatu titik koordinat sepanjang lubang bor. Pengikatan data sumur dengan data seismik ini bertujuan untuk memperoleh posisi yang tepat antara marker geologi dari suatu lapisan batuan dengan *event* seismik-nya, sehingga interval atau *zona interest* yang menjadi objek penelitian dapat diproses dengan baik. Untuk kepentingan ini *marker* geologi yang digunakan adalah *marker* Top A, Top B, Top C, dan Top D.

Sebagai contoh dalam ilustrasi Gambar 4.10 menunjukkan pengikatan data sumur dan data seismik yang dilakukan pada sumur T-095 dengan menggunakan *extract wavelet* secara statistik dari lapisan D sampai dengan lapisan A menghasilkan korelasi sebesar 0.8556.

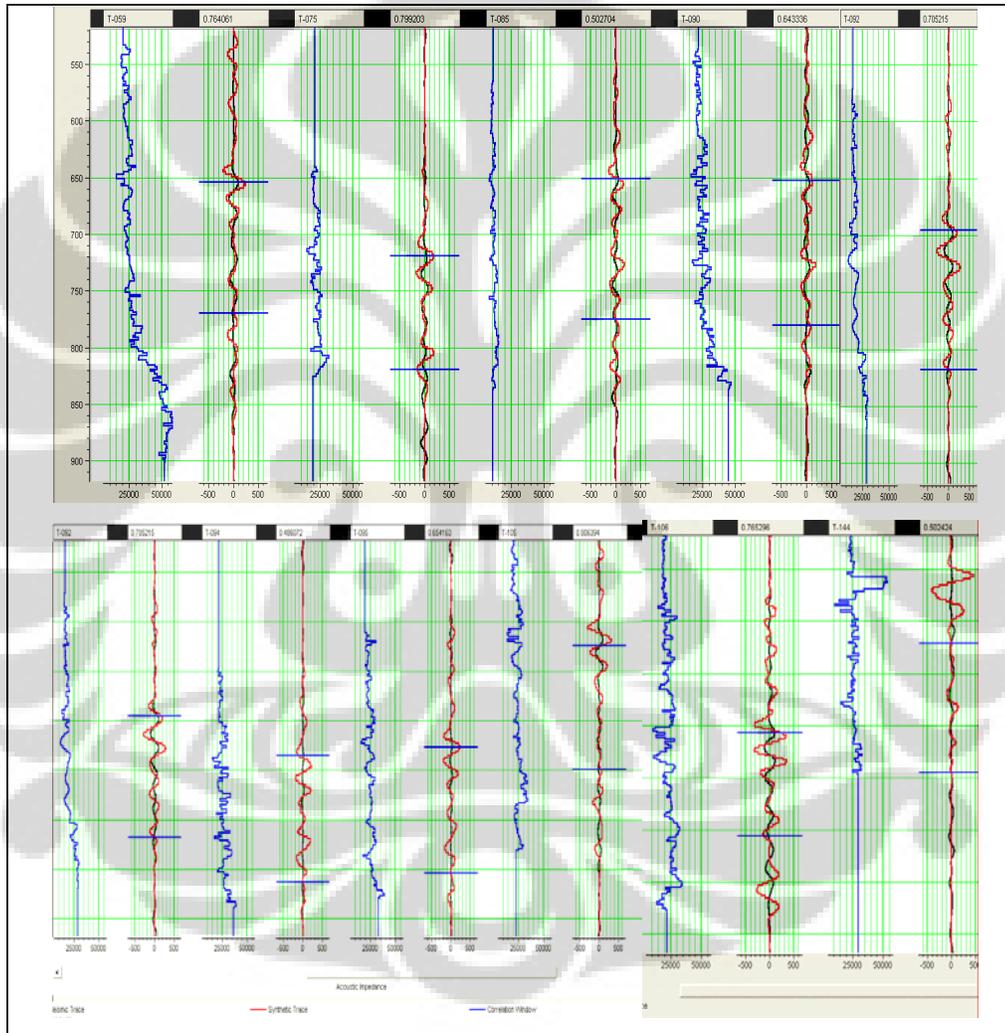


Gambar 4.10. Korelasi Sumur T-095 dengan Seismik Inline 338 Terlihat Nilai Korelasi 0.8556

4.2.1.3. Analisa Multiwell (Multiwell Analysis)

Analisa multiwell disini dilakukan untuk memilih sumur-sumur mana saja yang mempunyai korelasi seismik sintetik dan seismik aslinya tinggi dari proses *well seismic tie*, sehingga dalam analisa inversi nantinya hanya menggunakan data log sumur-sumur ini saja untuk mewakili sumur-sumur yang ada pada satu lapangan ini. *Well seismic tie* dilakukan terhadap sumur-sumur yang mempunyai

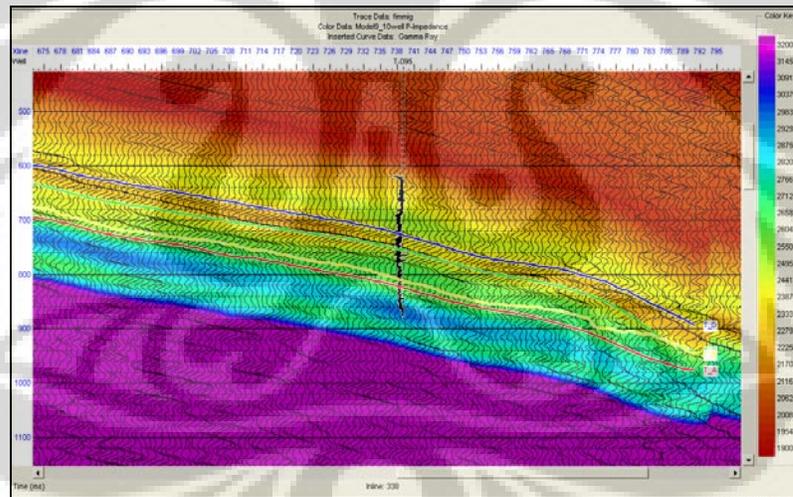
log sonic, kemudian dilakukan korelasi seismik sintetis dengan seismik aslinya terhadap 10 sumur penelitian, yaitu sumur T-059, T-075, T-085, T-090, T-092, T-094, T-095, T-105, T-106, T-144 dengan korelasi rata-rata 0.65 (Gambar 4.11). Kurva merah menunjukkan sintetik *trace*, kurva hitam menunjukkan seismik *trace* dengan korelasi pada tiap sumur penelitian. Kurva biru menunjukkan log AI pada tiap sumur penelitian.



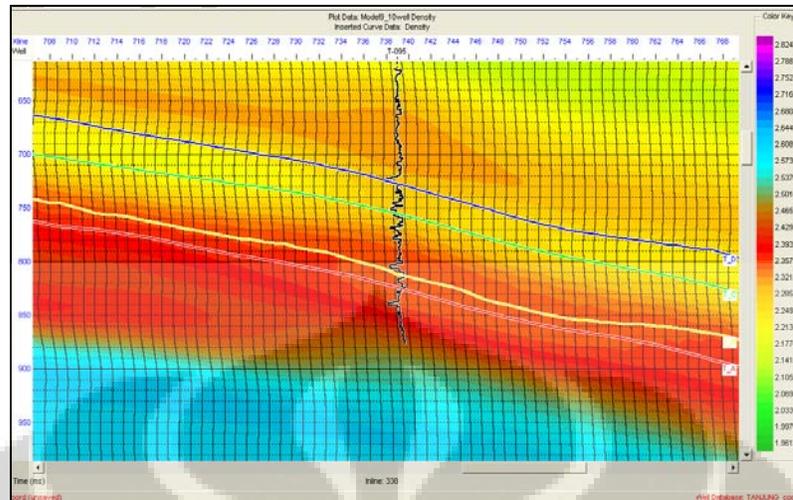
Gambar 4.11. Hasil Analisa *Multiwell* terhadap Sumur Penelitian T-059, T-075, T-085, T-090, T-092, T-094, T-095, T-105, T-106, T-144 dengan Korelasi Rata-Rata Seismik Sintetik dan Seismik *Original* 0.65

4.2.1.4. Pembuatan Model Inversi

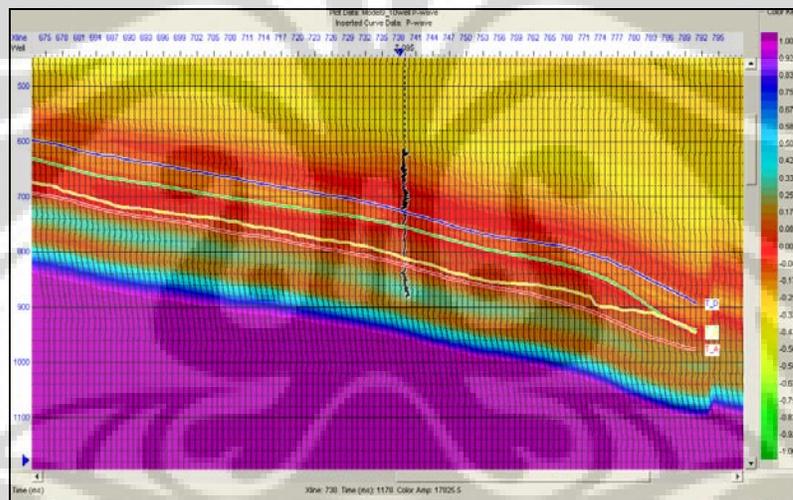
Pembuatan model dilakukan pada tahap awal proses inversi yang bertujuan untuk membangun tebakan awal dari suatu proses inversi. Model yang dibuat adalah Impedansi akustik P menggunakan data log kecepatan dan log densitas pada masing-masing sumur penelitian, serta data horizon seismik yaitu horizon A,B,C,D. Model impedansi P dibuat dengan menggunakan *high cut frequency* sebesar 10/15 Hz dengan sample rate 2 ms. Model AI terlihat pada Gambar 4.12. Sumur yang digunakan pada analisa pembuatan model inversi ini adalah sumur produksi T-090 dan T-144; sumur injeksi T-059, T-092, T-095, T-105, T-106; sumur *unknown* T-075; sumur *suspended* T-085, T-094. Model Impedansi Akustik gelombang P dihasilkan dari perkalian model densitas (Gambar 4.13) dan kecepatan gelombang P (Gambar 4.14).



Gambar 4.12. Model Impedansi Akustik P



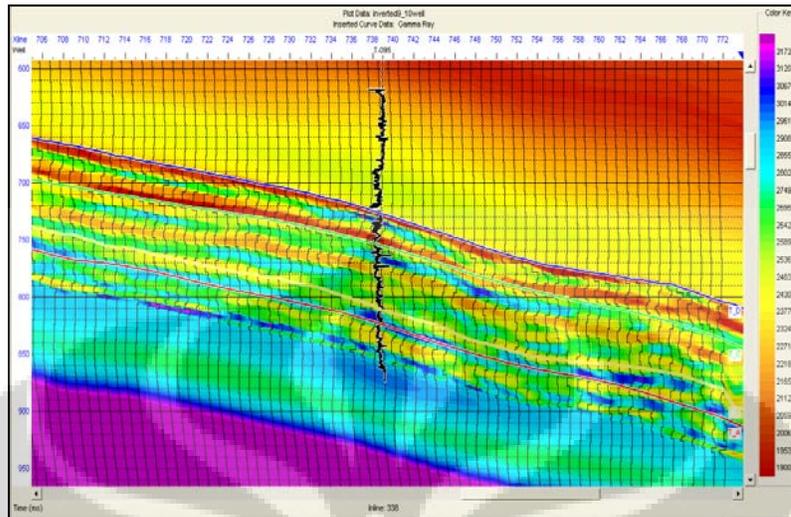
Gambar 4.13. Model Densitas



Gambar 4.14. Model Kecepatan Gelombang-P

4.2.1.5. Inversi Sparse-Spike

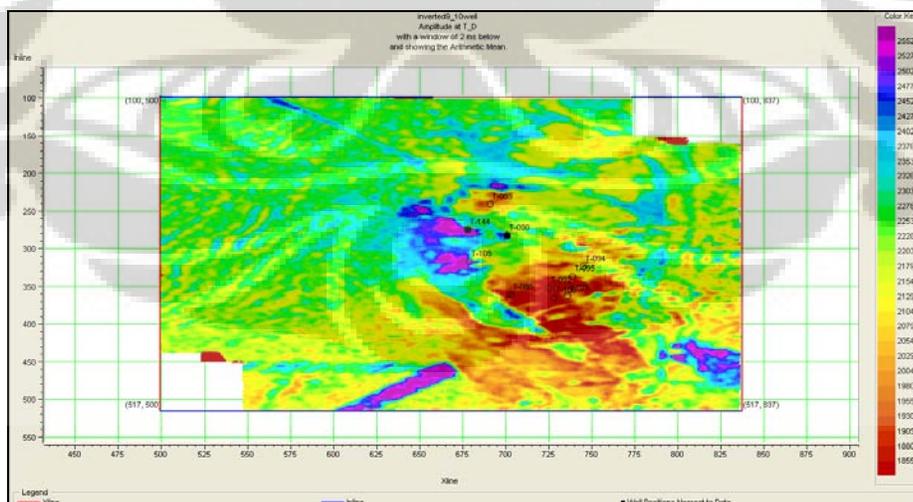
Pada tahap ini dilakukan proses inversi terhadap model impedansi P (Gambar 4.12) dengan menggunakan metoda inversi sparse-spike. Pada inversi ini digunakan ukuran rata-rata blok model sebesar 2 ms. Hasil inversi impedansi P terlihat pada Gambar 4.15.



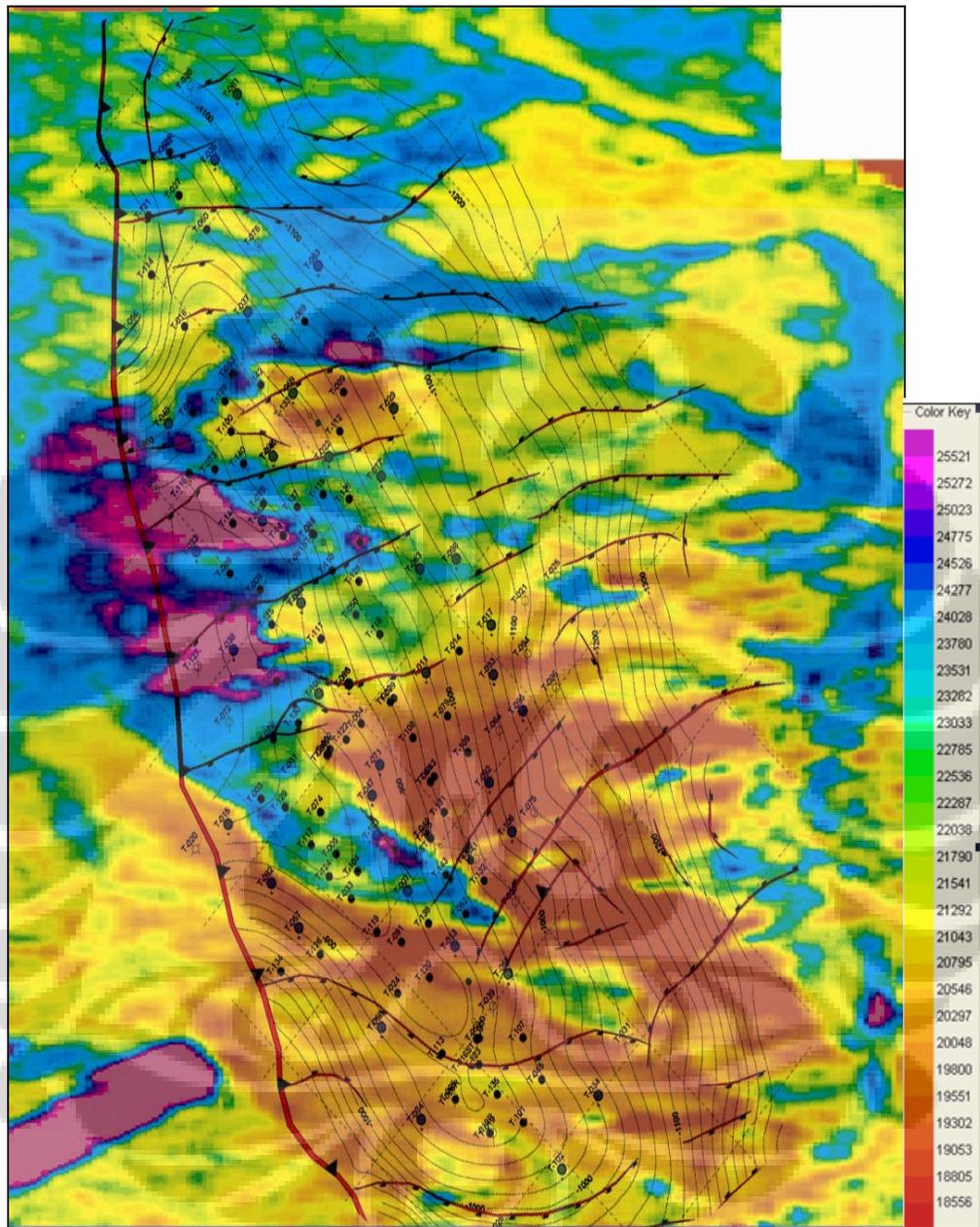
Gambar 4.15. Inversi Akustik Impedansi Gelombang-P

4.2.1.6. *Slice Amplitude* AI pada Zona Target

Slice amplitude seismik dibuat pada masing-masing lapisan penelitian A,B,C,D. Salah satu contoh yang dapat dilihat pada bab IV ini adalah lapisan D dilakukan *slice amplitude* pada zona target yaitu dari top horizon D ke 7 ms dibawahnya (Gambar 4.16) dan *overlay* dengan peta struktur dapat dilihat pada Gambar 4.17.



Gambar 4.16. *Horizonslice* Inversi AI Lapisan D (dari top horizon D ke 7 ms dibawahnya)



Gambar 4.17. Overlay Horizonslice Inversi AI Lapisan D dengan Peta Struktur (dari top horizon D ke 7 ms dibawahnya)

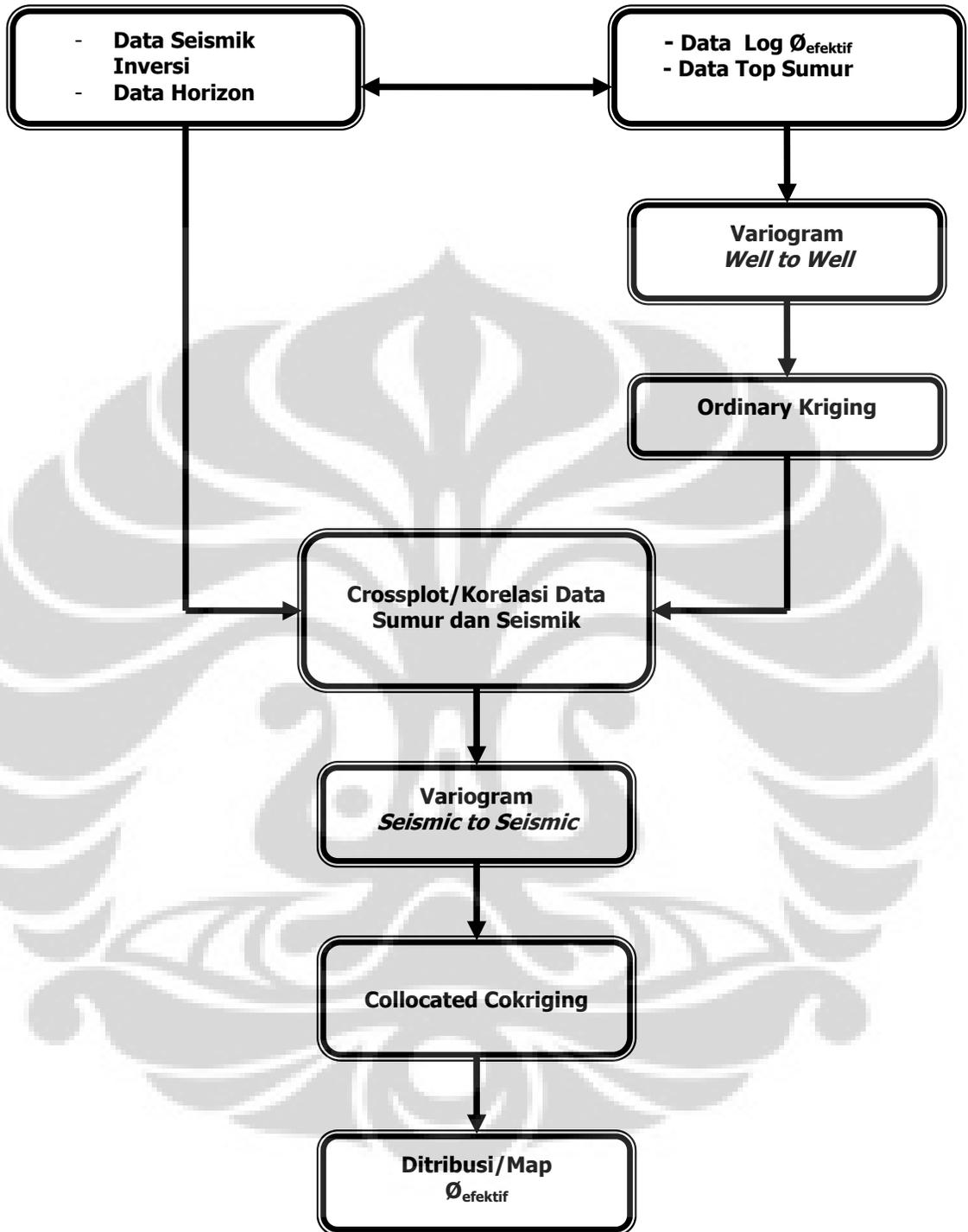
4.2.2. Geostatistik

Analisa geostatistik pada data sumur dan data seismik dilakukan untuk melihat distribusi properti reservoir dengan menggunakan data sumur saja ataupun dengan menggunakan data sumur dan data seismik. Metoda geostatistik yang digunakan meliputi analisa kriging dan cokriging. Proses kerja dari geostatistik secara lengkap dapat dilihat pada Gambar 4.18 yaitu diagram alir untuk geostatistik untuk mendapatkan distribusi parameter $\varnothing_{\text{efektif}}$.

Input data analisa geostatistik untuk mendapatkan distribusi $\varnothing_{\text{efektif}}$, yaitu data log $\varnothing_{\text{efektif}}$, amplitude seismik inversi, multiatribut seismik, top sumur, dan horizon.

Proses pengolahan data geostatistik adalah sebagai berikut:

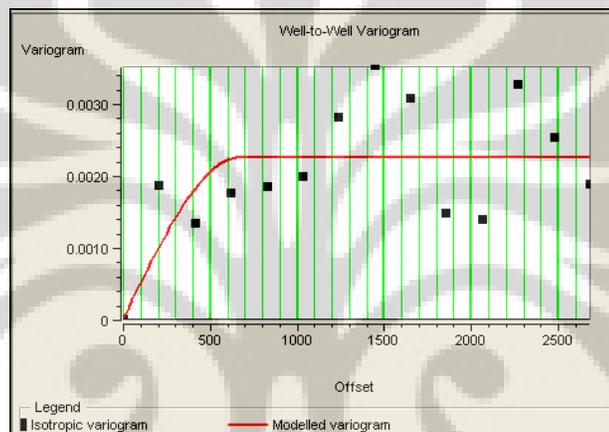
1. Input data log sumur.
2. Membuat variogram *well to well*.
3. Melakukan analisa ordinary kriging.
4. Input data seismik.
5. Melakukan crossplot antara data log dan seismik agar didapat korelasi yang baik.
6. Membuat variogram *seismic to seismic*.
7. Melakukan analisa collocated cokriging.



Gambar 4.18. Diagram Alir Metoda Geostatistik $\varnothing_{\text{efektif}}$

4.2.2.1. Variogram *Well to Well*

Variogram *well to well* dari data log \emptyset_{eff} pada target di lapisan D (dari top D sampai 2 meter dibawahnya) dapat dilihat pada Gambar 4.19 dibawah ini. Analisa variogram *well to well* dilakukan dengan menggunakan analisa window berupa rata-rata dari masing-masing target reservoir. Tipe analisa variogram yang digunakan adalah *spherical* dimana titik-titik hitam pada grafik merupakan sebaran nilai porositas efektif, dan kurva merah merupakan hasil pemodelan variogramnya.



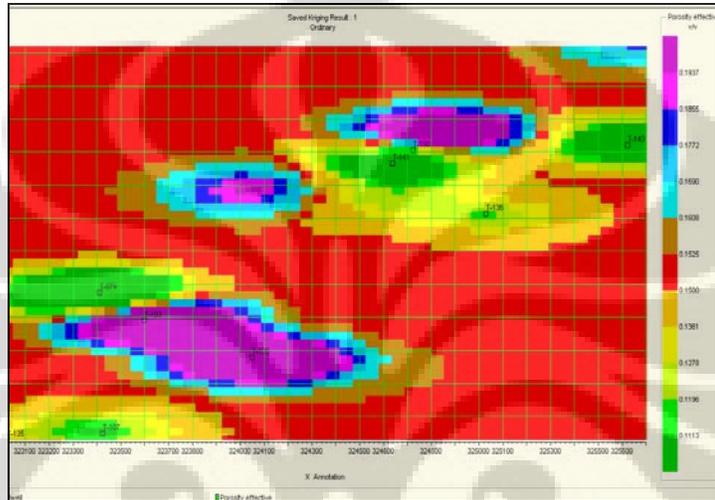
Gambar 4.19. Analisa Variogram Data Sumur \emptyset_{eff} Jumlah Offset 14

4.2.2.2. Ordinary Kriging

Pada tahapan ini input analisa geostatistik adalah berupa log sumur porositas efektif hasil analisa petrofisik oleh tim geologi PT. Pertamina EP. Data sumur yang digunakan pada analisa ordinary kriging ini ada 14 sumur, yaitu sumur T-062, T-074, T-099, T-100, T-103, T-106, T-107, T-135, T-136, T-138, T-140, T-141, T-143, dan T-144.

Hasil pemodelan variogram ini kemudian digunakan sebagai masukan untuk analisa ordinary kriging data sumur. Hasil analisa ordinary kriging data log \emptyset_{eff} pada lapisan D (top D sampai 2 m dibawahnya) dapat dilihat pada Gambar 4.20.

Analisa menggunakan ordinary kriging menunjukkan pola-pola sebaran \varnothing_{eff} yang sangat terpengaruh oleh properti sumur yang ada, hal ini dimungkinkan karena penggunaan variogram yang dihitung hanya dengan melibatkan data properti sumur saja, sehingga tren sebaran tentunya akan terbatas pada daerah dekat sumur.

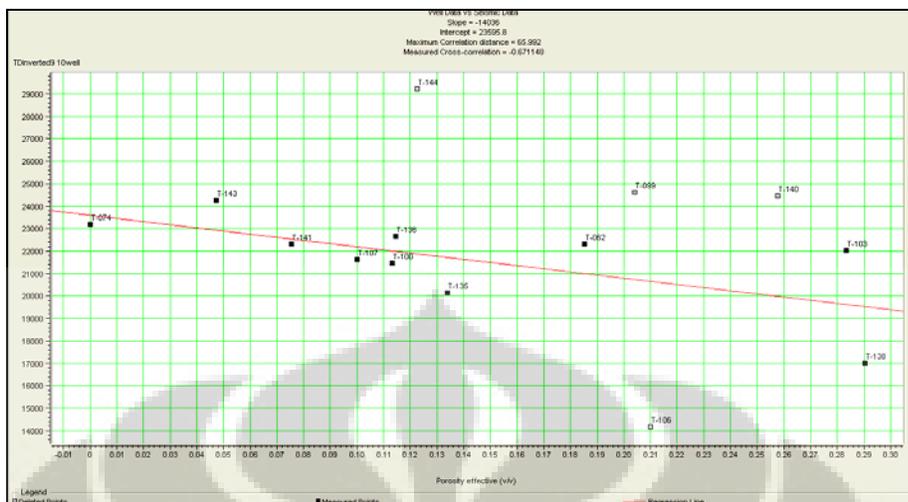


Gambar 4.20. Ordinary Kriging Untuk Parameter \varnothing_{eff} Lapisan D (Target dari Top D ke 2 m dibawahnya)

4.2.2.3. *Crossplot*/Korelasi Data Sumur dan Data Seismik

Korelasi data sumur dan seismik dilakukan untuk melihat seberapa besar hubungan antara data seismik dan sumur penelitian. Analisa ini dilakukan dengan melakukan *crossplot* antara data sumur dan seismik.

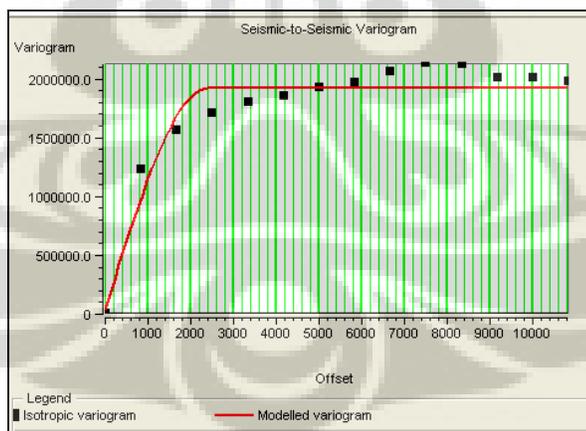
Gambar 4.21 dibawah ini menunjukkan hubungan antara data amplitude seismik inversi dengan data log sumur porositas efektif pada lapisan D, yang mempunyai nilai korelasi -0.671148 . Korelasi ini didapat dengan tidak menggunakan/menghilangkan data sumur T-099, T-106, T-140, dan T-144.



Gambar 4.21. Crossplot Data Amplitudo Seismik Inversi dan ϕ_{eff} Lapisan D Menunjukkan korelasi -0.671148

4.2.2.4. Variogram *Seismic to Seismic*

Variogram *seismic to seismic* dari data $\log \phi_{\text{eff}}$ pada target di lapisan D (dari top D sampai 2 meter dibawahnya) dapat dilihat pada Gambar 4.22 dibawah ini.



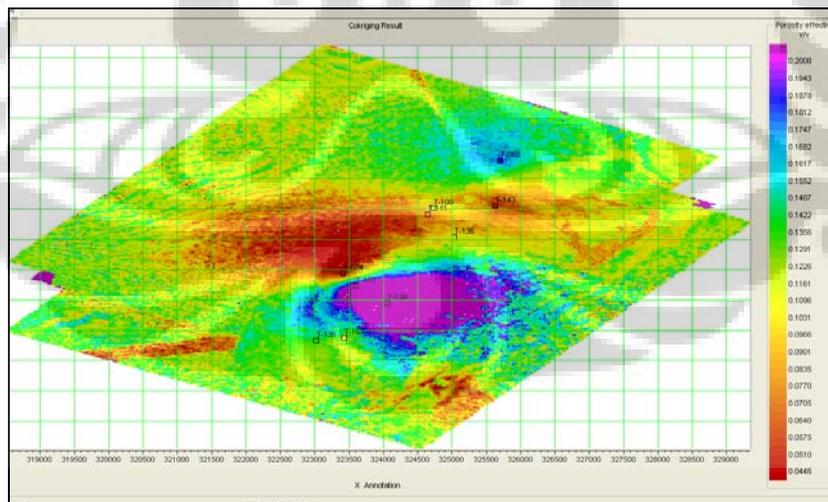
Gambar 4.22. Analisa Variogram *Seismic to Seismic*, Jumlah Offset 14

4.2.2.5. Collocated Cokriging

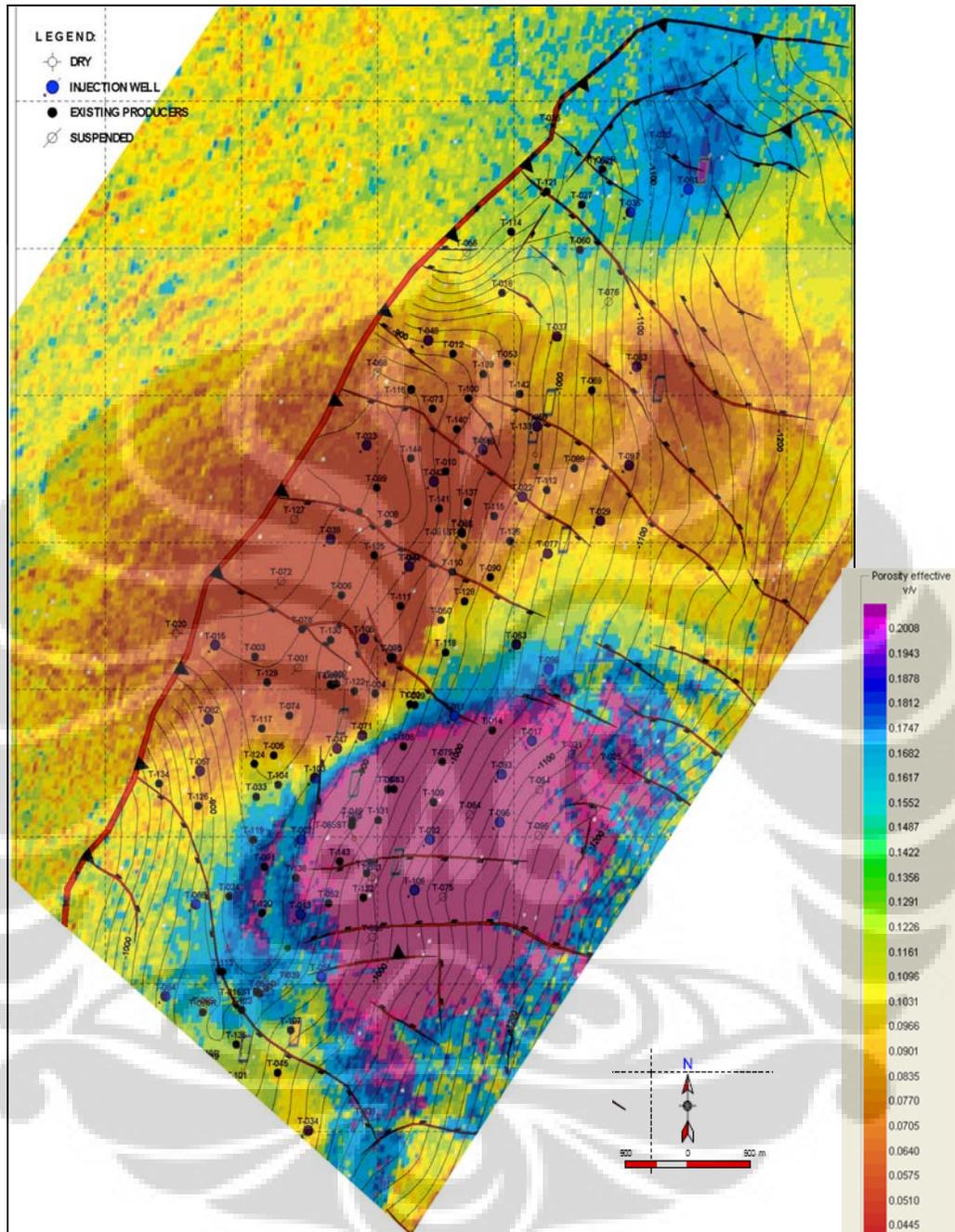
Pada tahapan ini analisa geostatistik dilakukan pada data sumur dikontrol dengan data seismiknya dengan tujuan agar tren umum yang diperoleh dari analisa geostatistik data log sumur dapat lebih didetailkan dengan tren yang diperoleh dari data seismik. Untuk hal ini diperlukan suatu nilai korelasi yang besar antara parameter data sumur dengan parameter dari data seismik dengan terlebih dahulu melakukan crossplot antara data log sumur dengan data seismik.

Data seismik berupa data sayatan dari volume amplitude seismik inversi yang merepresentasikan *zona of interest*. Sayatan seismik ini adalah nilai amplitude rata-rata seismik inversi dari top horizon D ke 2 ms dibawahnya.

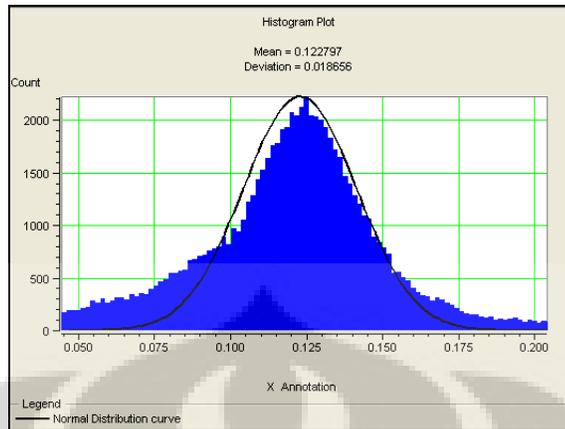
Data sumur yang digunakan pada analisa collocated cokriging ini ada 10 sumur yaitu, T-062, T-074, T-100, T-103, T-107, T-135, T-136, T-138, T-141, dan T-143. Hasil collocated cokriging dapat dilihat pada Gambar 4.23 dan *overlay* dengan peta struktur dapat dilihat pada Gambar 4.24. Histogram dari analisa geostatistik ini ditunjukkan pada Gambar 4.25. Gambar 4.26 memperlihatkan hubungan \varnothing_{eff} sumur dan \varnothing_{eff} hasil analisa collocated cokriging yang mempunyai korelasi 0.988543.



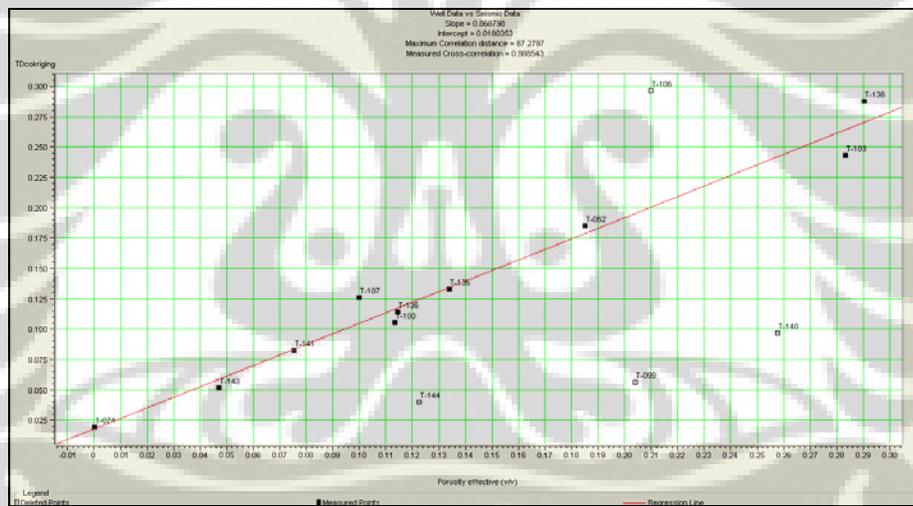
Gambar 4.23. Collocated Cokriging \varnothing_{eff} dengan Seismik Inversi Lapisan D (Dari Top Horizon D ke 2 ms dibawahnya)



Gambar 4.24. Overlay Map \varnothing_{eff} Hasil Collocated Cokriging Lapisan D dengan Peta Struktur (dari top horizon D ke 7 ms dibawahnya)



Gambar 4.25. Histogram Analisa Collocated Cokriging pada Lapisan D (Dari Top Horizon D ke 2 ms dibawahnya)



Gambar 4.26. Korelasi antara Data ϕ_{eff} Sumur dan ϕ_{eff} Hasil Collocated Cokriging Lapisan D Menunjukkan Korelasi 0.988543

4.2.3. Analisa Multiatribut Seismik

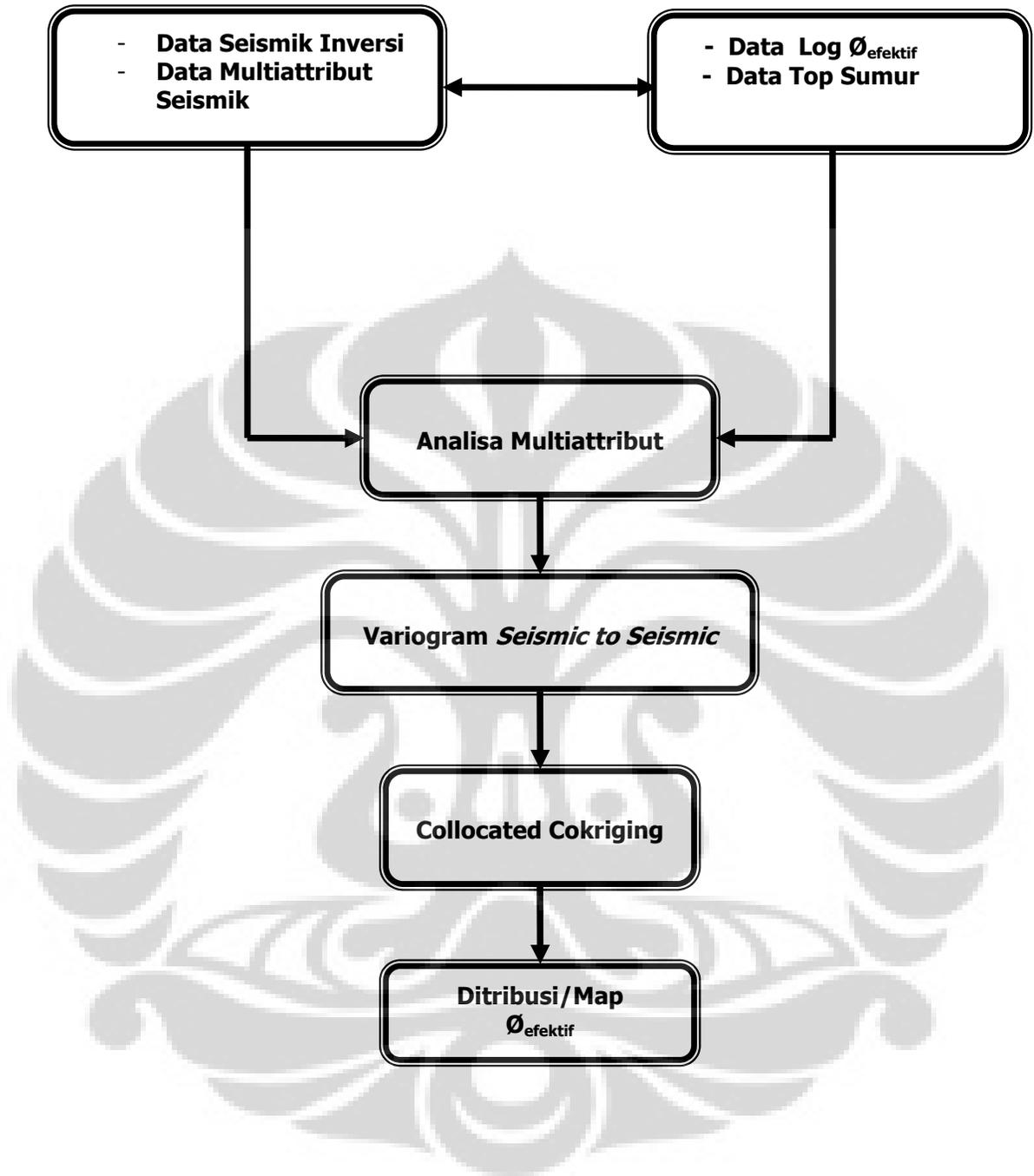
Analisa multiatribut seismik dilakukan untuk mendapatkan korelasi yang baik antara data sumur dan data seismik dalam penelitian. Seismik multiatribut yang digunakan adalah data *amplitude* seismik inversi; *amplitude*, *amplitude envelope*, *instantaneous phase*, *instantaneous frequency*, dan *integrated trace* seismik pada interval target, yaitu dari top horizon D sampai 2 ms dibawahnya. Sedangkan data sumur target yang digunakan adalah top D sampai 2 m dibawahnya.

Proses kerja secara lengkap dapat dilihat pada diagram alir Gambar 4.27. Proses pengolahan data geostatistik adalah sebagai berikut:

1. Input data sumur dan data seismik multiatribut.
2. Analisa Multiatribut.
3. Membuat variogram *seismic to seismic*.
4. Melakukan analisa collocated cokriging.

Analisa Multiatribut disini hanya dilakukan untuk menghasilkan distribusi

Ø_{efektif}.

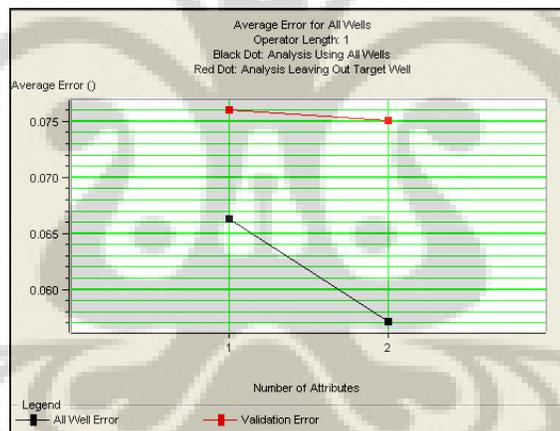


Gambar 4.27. Diagram Alir Analisa Multiatribut

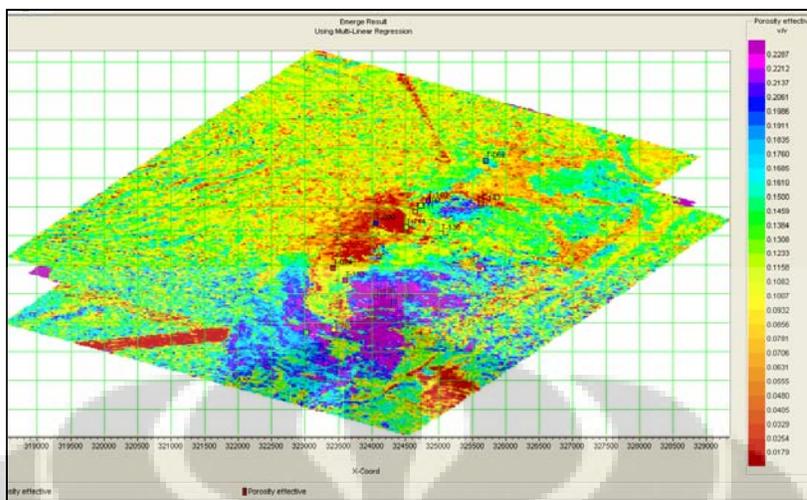
4.2.3.1. Analisa Multiatribut Seismik

Penelitian dilakukan untuk mendapatkan jenis dan jumlah atribut yang nantinya diaplikasikan pada data seismik, digunakan validasi terhadap jumlah atribut dari masing-masing sumur yang digunakan. Validasi ditampilkan dalam bentuk grafik (*error plot*).

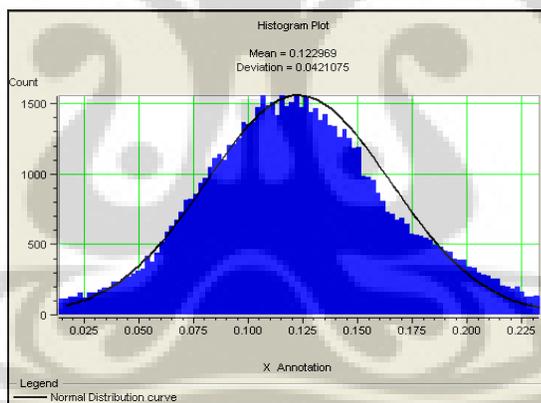
Hasil penelitian dengan menggunakan 2 macam atribut (amplitude inversi seismik, *trace length* seismik) menunjukkan error semakin kecil (Gambar 4.28). Hasil distribusi \emptyset_{eff} dengan menggunakan analisa multiatribut (multilinier \emptyset_{eff}) ditunjukkan pada Gambar 4.29. Histogram distribusi multilinier \emptyset_{eff} ditunjukkan dengan Gambar 4.30. Korelasi hasil distribusi \emptyset_{eff} menggunakan analisa multiatribut dengan data sumur log \emptyset_{eff} pada zona target ditunjukkan pada Gambar 4.31.



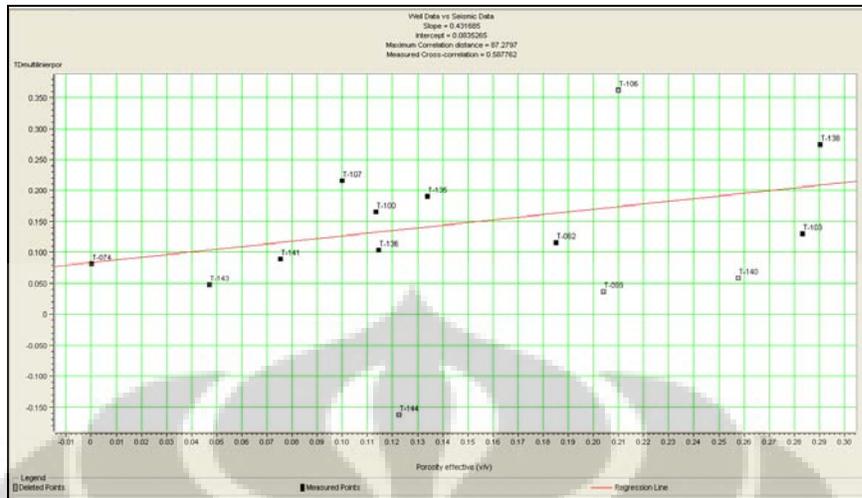
Gambar 4.28. Error rata-rata dan Validasi Error Menggunakan 2 Atribut Seismik pada Lapisan D



Gambar 4.29. Hasil Distribusi ϕ_{eff} dengan Menggunakan Analisa Multiatribut (multinier ϕ_{eff}) pada Lapisan D



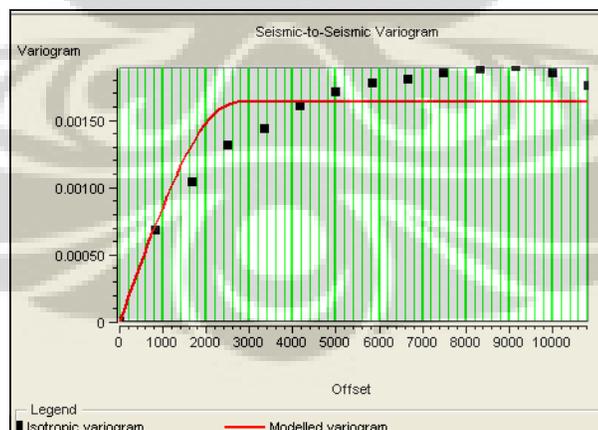
Gambar 4.30. Histogram Distribusi ϕ_{eff} dari Analisa Multiatribut pada Lapisan D



Gambar 4.31. Korelasi antara Data ϕ_{eff} Sumur dan ϕ_{eff} Hasil Analisa Multiatribut Seismik Lapisan D Menunjukkan Korelasi 0.587762

4.2.3.2. Variogram *Seismic to Seismic*

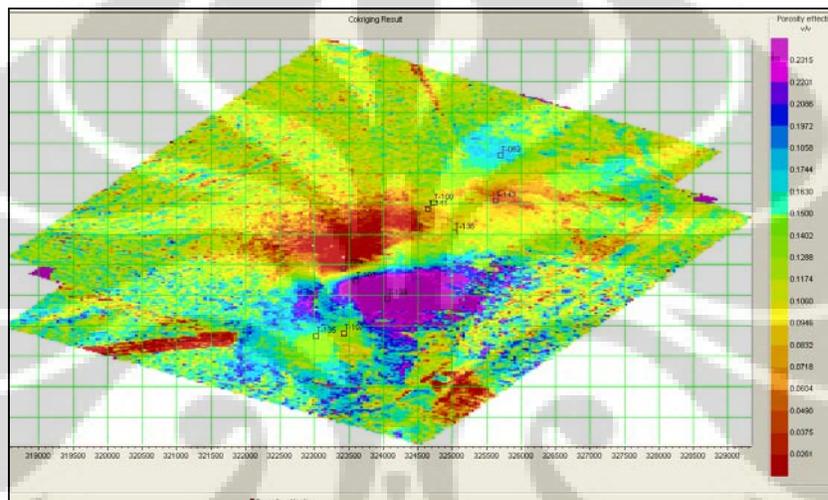
Variogram *seismic to seismic* yang diperlukan untuk analisa cokriging ditunjukkan pada Gambar 4.32.



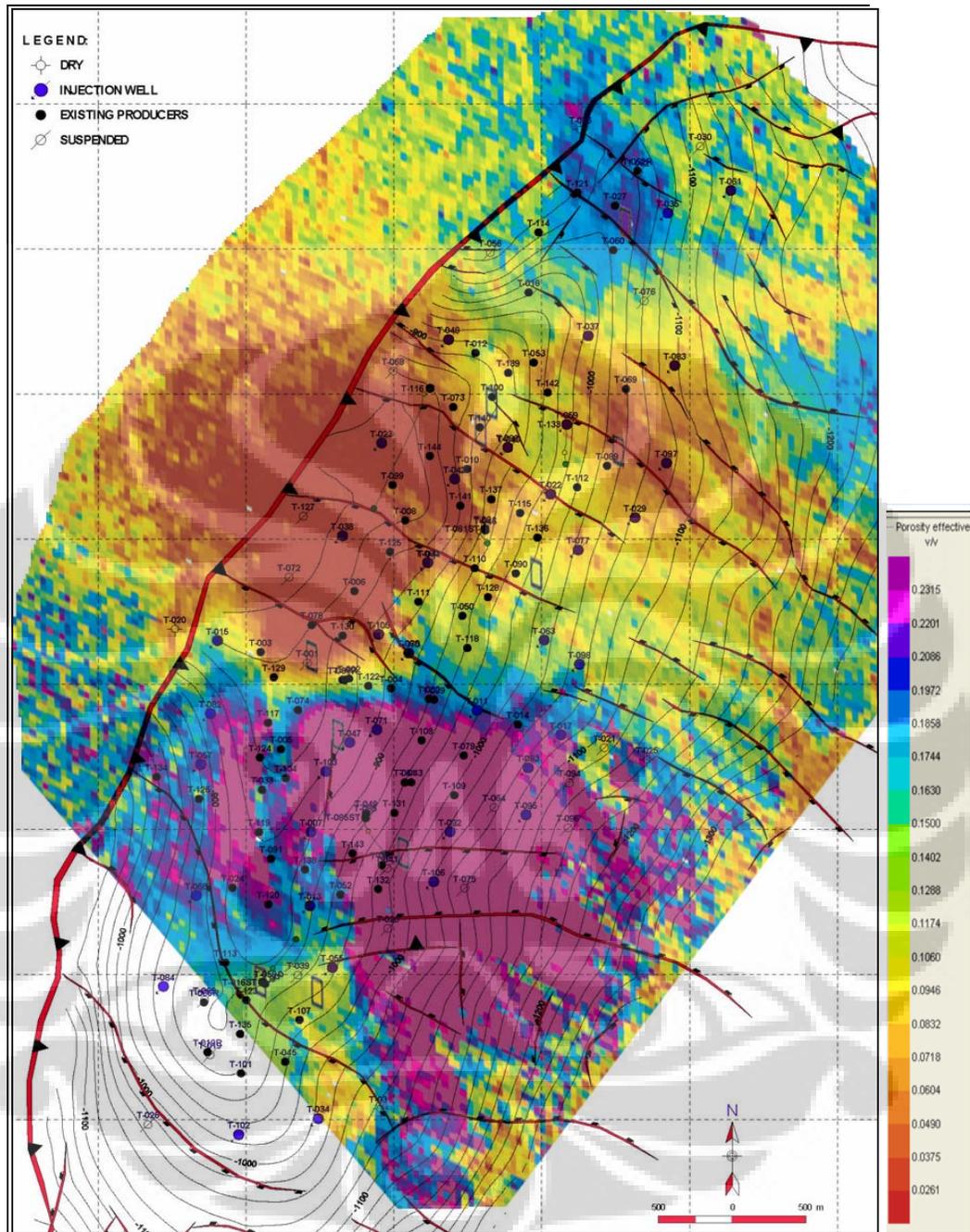
Gambar 4.32. Analisa Variogram *Seismic to Seismic* dari Data multilinier ϕ_{eff}

4.2.3.3. Collocated Cokriging

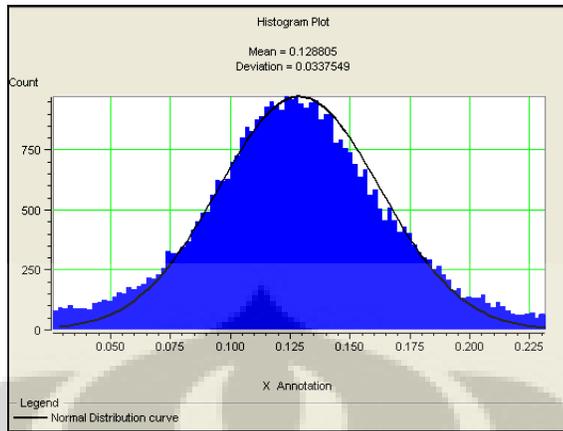
Analisa collocated cokriging dilakukan terhadap data multilinier \emptyset_{eff} dilakukan berdasarkan variogram *seismic to seismic* menghasilkan distribusi \emptyset_{eff} pada Gambar 4.33 dan *overlay* dengan peta struktur ditunjukkan pada Gambar 4.34. Histogram dari analisa cokriging ini dapat dilihat pada Gambar 4.35. Korelasi antara data \emptyset_{eff} sumur dan \emptyset_{eff} hasil analisa collocated cokriging multiatribut seismik menunjukkan korelasi 0.999353 (Gambar 4.36).



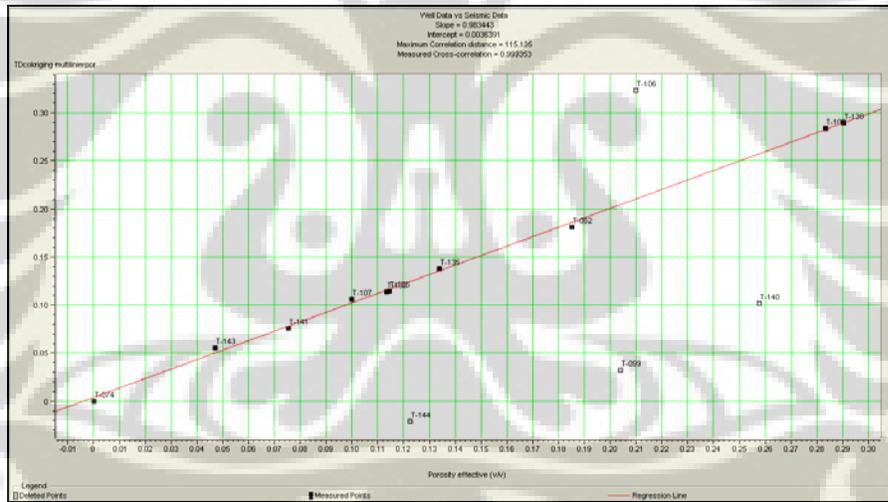
Gambar 4.33. Hasil Distribusi \emptyset_{eff} dengan Menggunakan Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik pada Lapisan D



Gambar 4.34. Overlay Hasil Distribusi ϕ_{eff} dari Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik dengan Peta Struktur pada Lapisan D



Gambar 4.35. Histogram Distribusi \varnothing_{eff} dari Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik pada Lapisan D



Gambar 4.36. Korelasi antara Data \varnothing_{eff} Sumur dan \varnothing_{eff} Hasil Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik Lapisan D, Menunjukkan Korelasi 0.999353

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini dilakukan pada lapisan reservoir minyak A, B, C, dan D dengan metoda inversi, geostatistik, dan analisa multiatribut untuk menghasilkan distribusi \emptyset_{eff} . Hasil distribusi AI dan \emptyset_{eff} ini digunakan untuk melihat daerah mana saja di lapangan penelitian ini yang masih prospek untuk dilakukannya EOR, dengan asumsi $\emptyset_{\text{eff}} \geq 15\%$ sebagai syarat dilakukannya EOR.

Analisa yang dilakukan pada zona target dengan cara membuat sayatan horizon dari masing-masing lapisan A,B,C,D. Sayatan pada lapisan A, yaitu top horizon A sampai 4 ms dibawah top horizon A. Sayatan pada lapisan B, yaitu top horizon A sampai 4 ms diatas top horizon A. Sayatan pada lapisan C, yaitu top horizon C sampai 7 ms dibawah top horizon C. Sayatan pada lapisan D, yaitu top horizon D sampai 2 ms dibawah top horizon D.

5.1. Distribusi \emptyset_{eff} yang Diperoleh dari Crossplot Data Sumur

Hubungan \emptyset_{eff} dengan AI pada lapisan A,B,C,D ditunjukkan pada Gambar 4.7a menunjukkan pemisahan antara zona target dan non-target, dimana $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ merupakan targetnya. Nilai AI target 10000-27500 ft/s*gr/cc.

Hubungan \emptyset_{eff} dengan densitas pada lapisan A,B,C,D yang menunjukkan zona target $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ dan non-target dapat dilihat pada Gambar 4.7c.

5.2. Analisa Inversi

Berdasarkan nilai crossplot dari data sumur pada Gambar 4.7a, 4.7b, 4.7e, 4.7f dihasilkan zona target dengan $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ mempunyai nilai AI=1000-27500 ft/s*gr/cc untuk semua lapisan A,B,C,D.

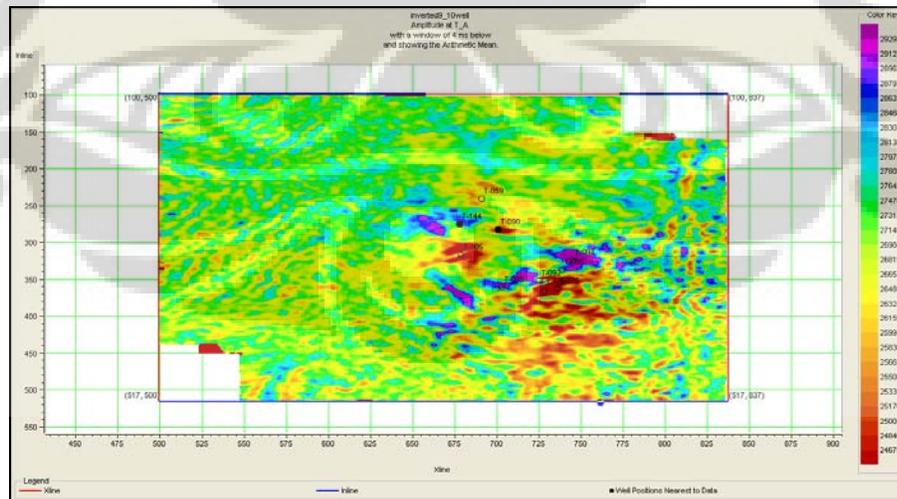
Hasil dari analisa inversi ini menunjukkan nilai AI rendah pada lapisan A,B,C,D terletak dari arah tenggara menyebar ke arah barat laut (ditandai dengan warna merah) mengikuti arah sesar-sesarnya.

5.2.1. Analisa AI pada Zona Target Lapisan A

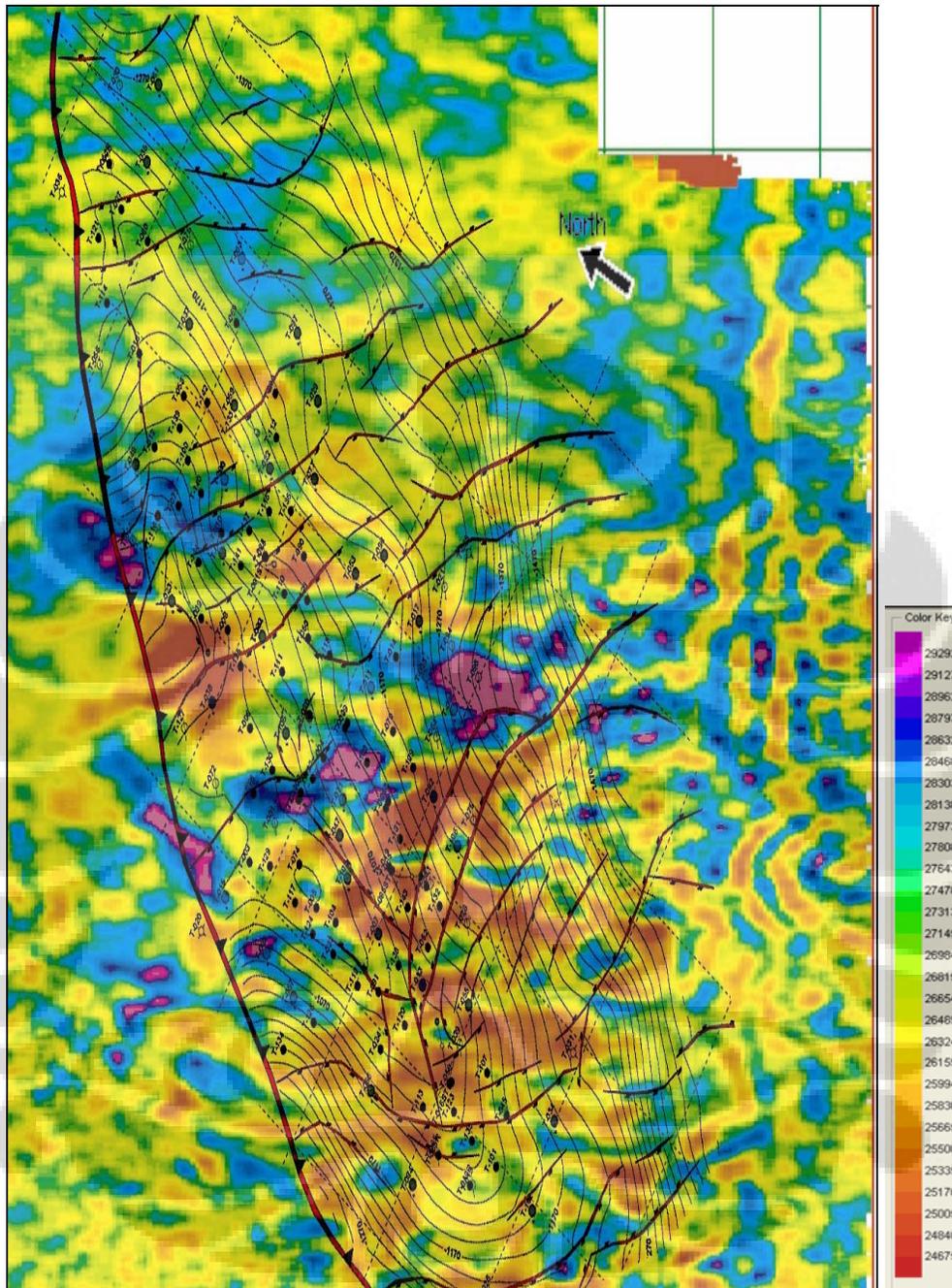
Gambar 5.1 dibawah ini menunjukkan AI paling rendah pada sumur produksi T-090, AI=25758 ft/s*gr/cc. Sumur *unknown* T-075 dan sumur injeksi T-059, T-105, T-106 juga menunjukkan AI rendah (*range* AI=21000-25000 ft/s*gr/cc). Sedangkan sumur *suspended* T-085 dan T-094 menunjukkan AI tinggi (*range* AI=28000-31000 ft/s*gr/cc); sumur injeksi T-092 dan T-095 juga menunjukkan AI tinggi (*range* AI=27000-29000 ft/s*gr/cc). Sumur produksi T-144 memiliki nilai AI sedang, yaitu 27451 ft/s*gr/cc. Adanya nilai AI sedang pada sumur produksi dimungkinkan terjadi karena perbedaan AI yang sangat *significant* pada zona target, dapat dilihat pada *crossplot* Gambar 4.7a, dimana zona target memiliki AI rendah sampai sedang (*range* AI=1000-27500 ft/s*gr/cc), hal ini disebabkan adanya densitas tinggi pada zona target, dapat dilihat pada Gambar 4.7f.

Adanya nilai AI rendah pada sumur injeksi dimungkinkan karena P-wave rendah pada sumur injeksi T-059, T-105, T-106, dapat dilihat pada Gambar 4.7e, dimana zona non-target mempunyai AI rendah dan $\emptyset_{\text{eff}} \leq 0.15$.

Gambar 5.2 memperlihatkan *overlay* penampang AI pada zona target lapisan A dengan peta strukturnya.



Gambar 5.1. Penampang AI pada Zona Target Lapisan A (top horizon A sampai 4 ms dibawah top horizon A)



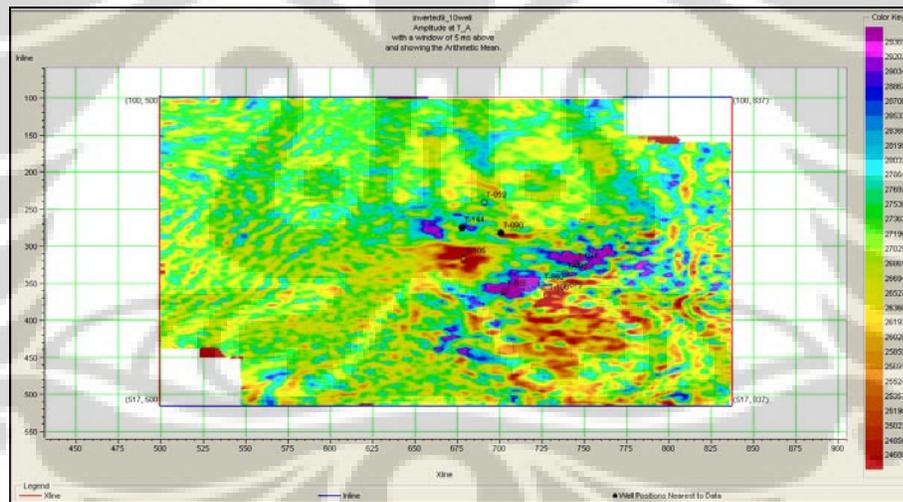
Gambar 5.2. *Overlay* Penampang AI pada Zona Target Lapisan A dengan Peta Struktur (top horizon A sampai 4 ms dibawah top horizon A)

5.2.2. Analisa AI pada lapisan B

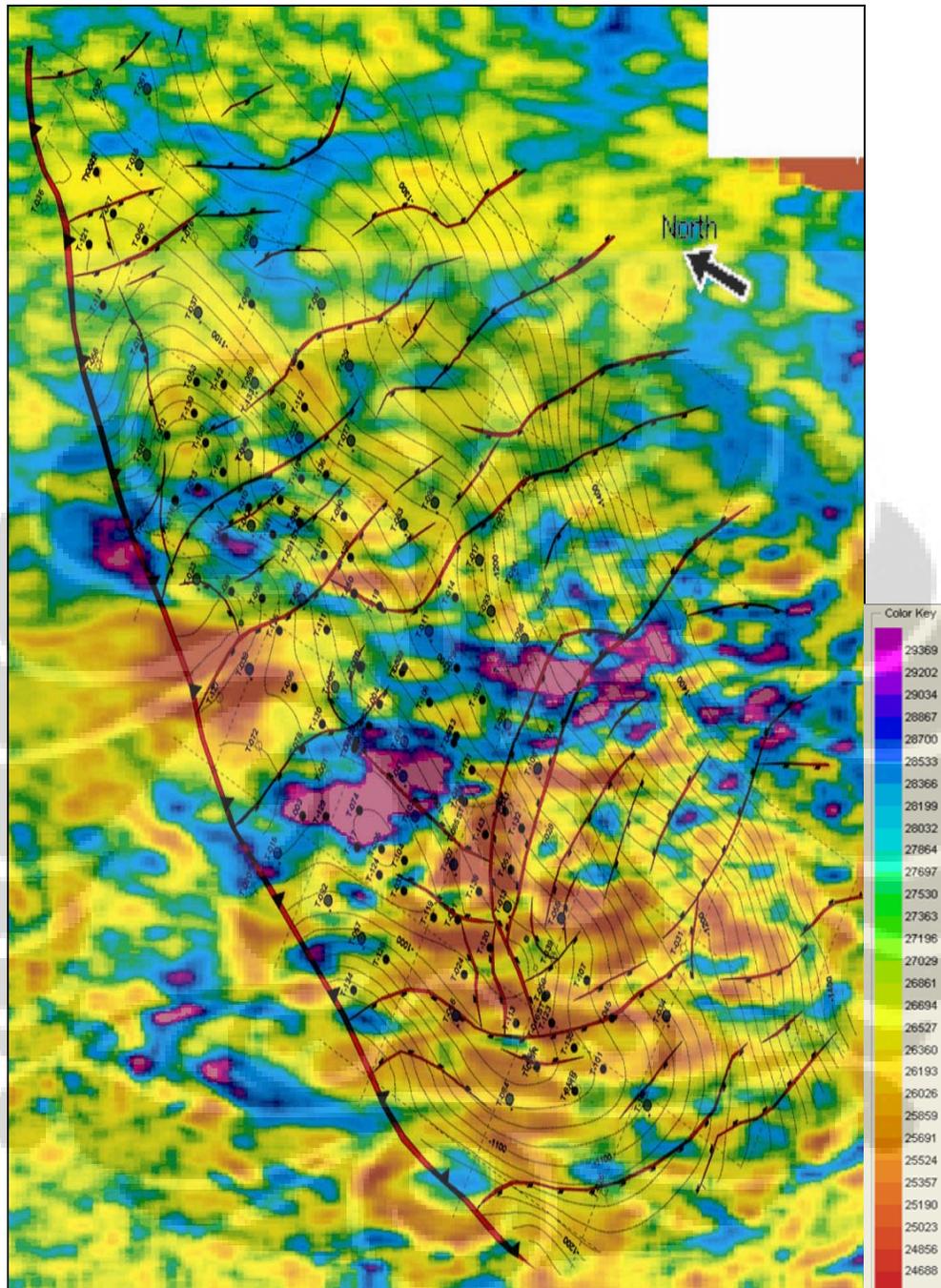
Gambar 5.3 dibawah ini menunjukkan AI rendah pada sumur T-090 dengan nilai $AI=25103 \text{ ft/s*gr/cc}$. Sumur injeksi T-105, T-106 dan sumur *unknown* T-075 juga menunjukkan nilai AI rendah yang mempunyai *range* $AI=23000-25000 \text{ ft/s*gr/cc}$. Sedangkan nilai AI tinggi ditunjukkan oleh sumur *suspended* T-085, T-094; sumur injeksi T-092, T-095 yang mempunyai *range* $AI=29000-32000 \text{ ft/s*gr/cc}$. Sumur injeksi T-059 mempunyai nilai AI sedang, yaitu 27773 ft/s*gr/cc . Sumur produksi T-144 mempunyai nilai AI sedang, yaitu 27537 ft/s*gr/cc .

Adanya AI rendah pada sumur injeksi T-075, T-105, T-106 dimungkinkan karena densitas dan P-wave rendah pada zona non-target, dapat dilihat pada Gambar 4.7e dan 4.7f dimana nilai AI rendah dan $\emptyset_{\text{eff}} \leq 0.15$.

Gambar 5.4 memperlihatkan *overlay* penampang AI pada zona target lapisan B dengan peta strukturnya.



Gambar 5.3. Penampang AI pada Zona Target Lapisan B (top horizon A sampai 4 ms diatas top horizon A)



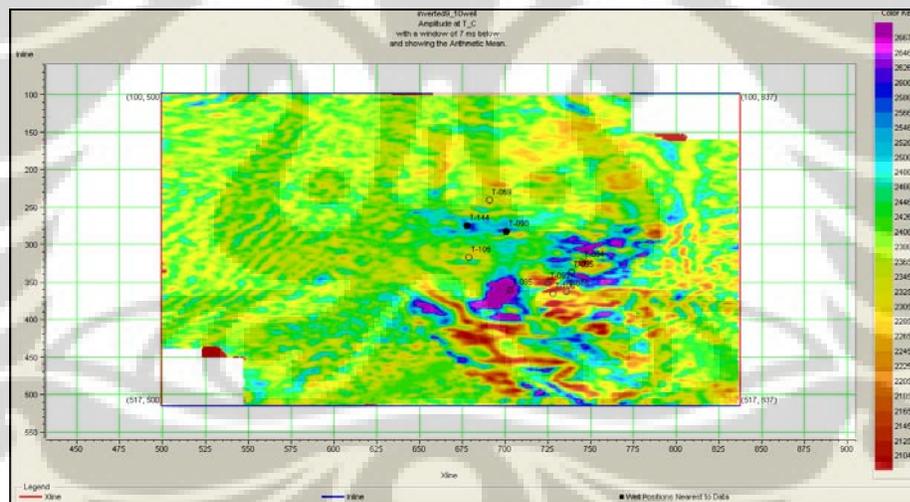
Gambar 5.4. *Overlay* Penampang AI pada Zona Target Lapisan B dengan Peta Struktur (top horizon A sampai 4 ms diatas top horizon A)

5.2.3. Analisa AI pada lapisan C

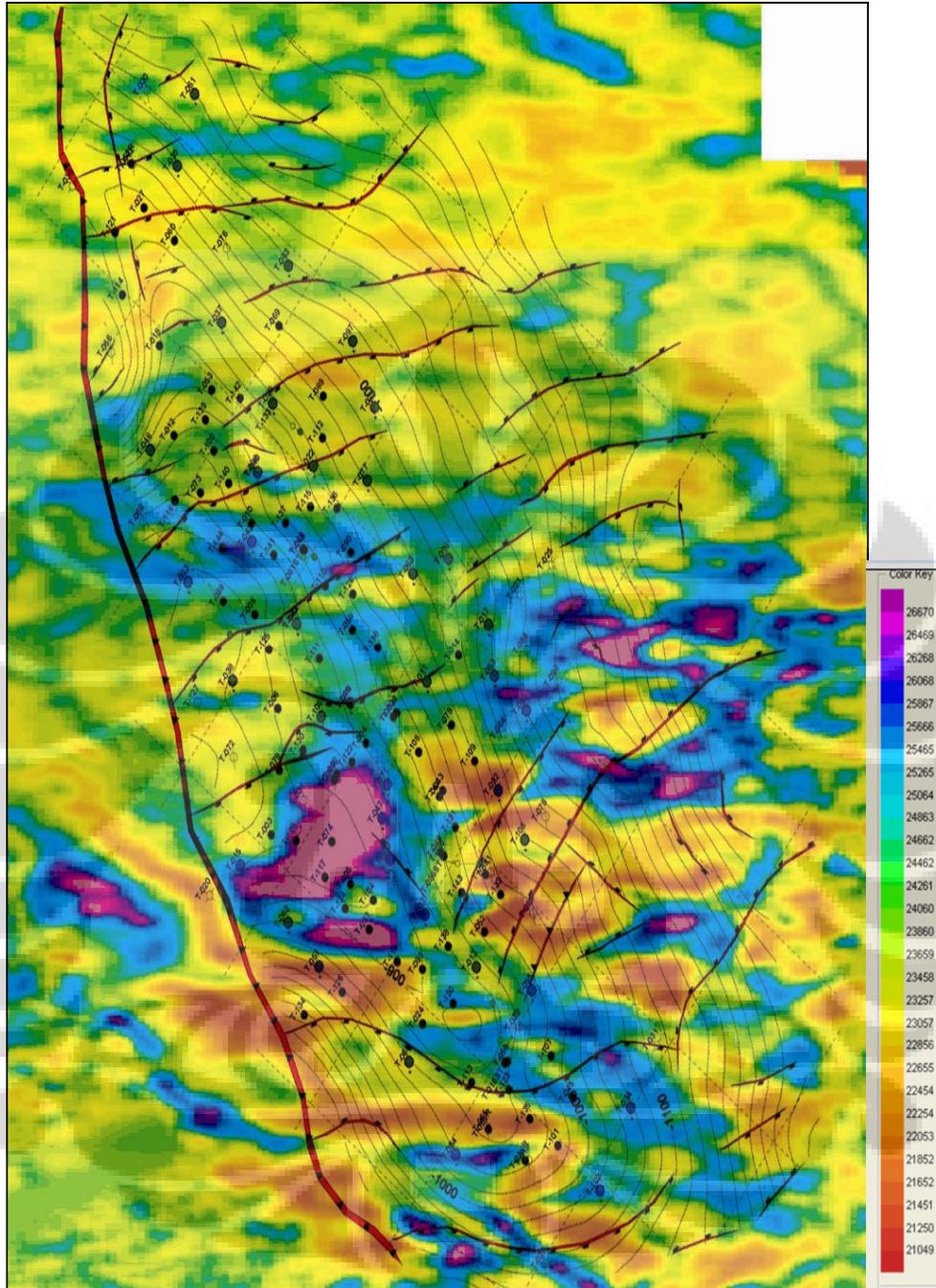
Gambar 5.5 dibawah ini menunjukkan nilai AI rendah sampai sedang jika dibandingkan dengan lapisan A dan B. AI pada sumur produksi T-090 dan T-144 mempunyai *range* AI=24000-26000 ft/s*gr/cc. AI pada sumur suspended T-085 mempunyai nilai AI 26532 ft/s*gr/cc. Sumur injeksi T-059, T-075, T-092, T-105, T-106 dan sumur *unknown* T-075 mempunyai nilai AI rendah dengan *range* 19000-22000 ft/s*gr/cc. Sumur injeksi T-095 mempunyai nilai AI 25103 ft/s*gr/cc.

Pada lapisan C, nilai AI tidak dapat membedakan antara sumur produksi dan injeksi. Bahkan pada sumur-sumur injeksi nilai AI cenderung lebih tinggi dibandingkan sumur produksi, hal ini dimungkinkan karena nilai P-wave rendah seperti yang terlihat pada Gambar 4.7e, dimana $\emptyset_{\text{eff}} \leq 0.15$.

Gambar 5.6 memperlihatkan *overlay* penampang AI pada zona target lapisan C dengan peta strukturnya.



Gambar 5.5. Penampang AI pada Zona Target Lapisan C (top horizon C sampai 7 ms dibawah top horizon C)



Gambar 5.6. *Overlay* Penampang AI pada Zona Target Lapisan C dengan Peta Struktur (top horizon C sampai 7 ms dibawah top horizon C)

5.2.4. Analisa AI pada lapisan D

Penampang AI pada zona target lapisan D, yaitu top horizon D sampai 2 ms dibawah top horizon D sudah ditampilkan pada Bab sebelumnya, Gambar 4.16. Pada penampang ini menunjukkan hampir semua sumur mempunyai AI rendah, yaitu sumur injeksi T-092, T-095, T-106; sumur suspended T-085, T-094; sumur *unknown* T-075; sumur produksi T-090 yang mempunyai AI dengan *range* 14000-20000 ft/s*gr/cc. Sumur produksi T-144 mempunyai nilai AI tinggi, yaitu 27875 ft/s*gr/cc. Sumur injeksi T-105 mempunyai AI tinggi, yaitu 26046 ft/s*gr/cc.

Pada lapisan D sumur-sumur injeksi cenderung mempunyai nilai AI yang tinggi daripada sumur produksinya. Hal ini dimungkinkan terjadi karena nilai P-wave pada zona non-target rendah yang ditunjukkan pada Gambar 4.7e, dimana $\emptyset_{\text{eff}} \leq 0.15$.

5.3. Analisa Geostatistik dengan Metoda Collocated Cokriging Data Multiatribut Seismik

Analisa multiatribut memberikan hasil yang lebih baik dibandingkan dengan geostatistik (kriging maupun cokriging), hal ini terbukti pada Gambar 4.29 dimana hasil distribusi \emptyset_{eff} hasil multiatribut mirip dengan distribusi AI (Gambar 4.16). Hal ini karena AI sangat berkorelasi dengan \emptyset_{eff} .

Hasil multiatribut untuk memperoleh distribusi \emptyset_{eff} kemudian dilakukan collocated cokriging yang memberikan korelasi lebih baik daripada analisa multiatribut saja. Korelasi dari analisa multiatribut diperlihatkan pada Gambar 4.31 yang mempunyai korelasi 0.587762. Sedangkan korelasi dari analisa collocated cokriging multiatribut diperlihatkan pada Gambar 4.36 yang mempunyai korelasi 0.999353.

Maka penulis membuat kesimpulan bahwa distribusi \emptyset_{eff} diperoleh dari metoda geostatistik dengan menggunakan data dari hasil analisa multiatribut seismik. Hasilnya yaitu distribusi $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$ pada lapisan A,B,C,D terletak dari arah tenggara menyebar ke arah barat laut mengikuti arah sesar-sesarnya.

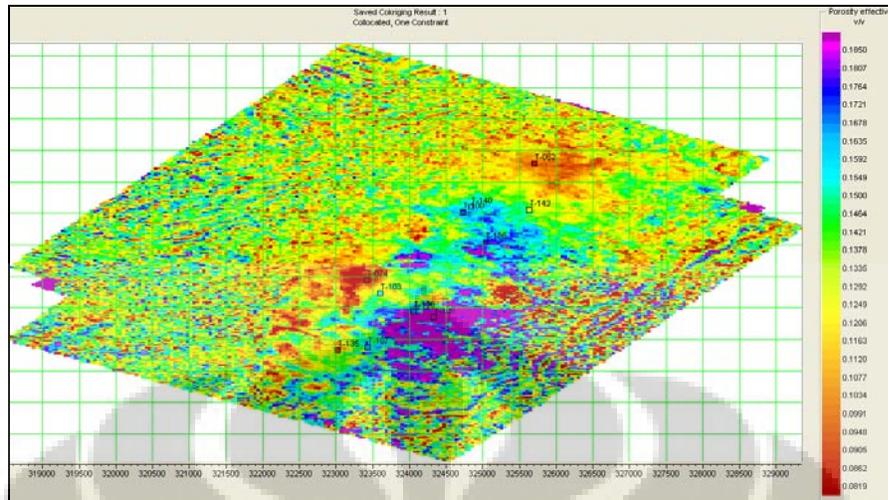
Hasil dari pemetaan \emptyset_{eff} ini dapat digunakan untuk memperkirakan *production-injection patterns* dengan cara penambahan sumur produksi dan perubahan sumur produksi menjadi sumur injeksi.

5.3.1. Analisa \emptyset_{eff} pada Lapisan A

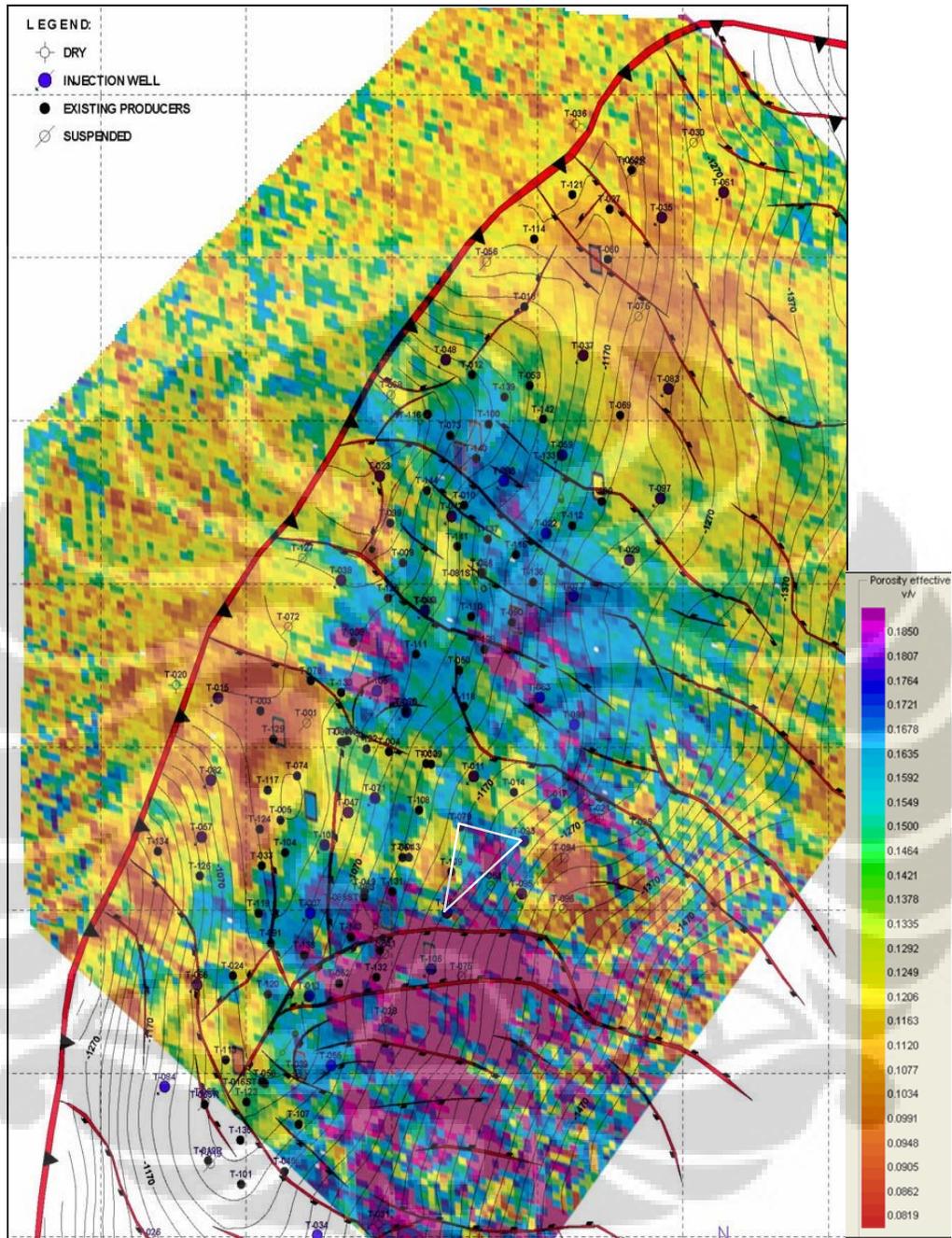
Distribusi \emptyset_{eff} yang dihasilkan pada penelitian di lapisan A ditunjukkan dengan Gambar 5.7 mempunyai \emptyset_{eff} rata-rata=0.134. Nilai tertinggi terletak dari arah tenggara menyebar ke arah barat laut (ditandai dengan warna biru dan ungu) yang merupakan daerah prospek untuk dilakukannya EOR, terletak di lapangan antiklin X ditandai dengan warna biru dan ungu, dimana nilai $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$. Sedangkan daerah yang berwarna kuning dan merah merupakan daerah prospek untuk dijadikan sumur injeksi.

Gambar 5.8 memperlihatkan pemetaan \emptyset_{eff} dimana pada daerah yang terdapat sumur injeksi T-079, T-092, dan sumur produksi T-093; ditengah-tengah sumur-sumur tersebut memiliki $\emptyset_{\text{eff}} = 0.15-0.185$ (warna biru dan ungu) yang memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sebagai sumur produksi dengan pola *four spot* dengan mengubah T-093 dari sumur produksi menjadi sumur injeksi.

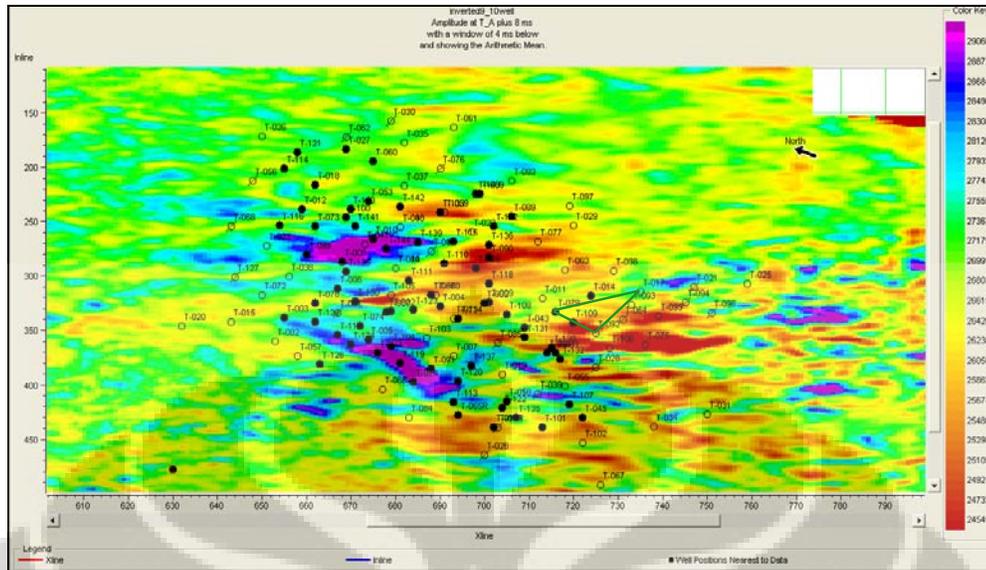
Injeksi dilakukan dengan cara *bottom water*, dimana air diinjeksikan kedalam akuifer yang terletak dibawah zona minyak, kemudian mendesak minyak ke arah vertikal. Adanya perbedaan berat jenis antara air dan minyak, maka gaya gravitasi dapat membantu pendesakan. Analisa ini didukung dengan penampang AI dibawah zona target (Gambar 5.9), dimana sumur injeksi T-079, T-092, T-093 mempunyai AI tinggi.



Gambar 5.7. Hasil Distribusi \varnothing_{eff} dengan Menggunakan Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik Lapisan A (top horizon A sampai 4 ms dibawah top horizon A)



Gambar 5.8. Hasil Distribusi ϕ_{eff} dengan Rekomendasi Pola Sumur Injeksi-Produksi *Four Spot* (Garis putih) pada Zona Produktif di Lapisan A



Gambar 5.9. Penampang AI pada Zona Non-target Lapisan A (8 ms dibawah top horizon A dengan *window* 4 ms), Garis Hijau adalah Rekomendasi Sumur Injeksi

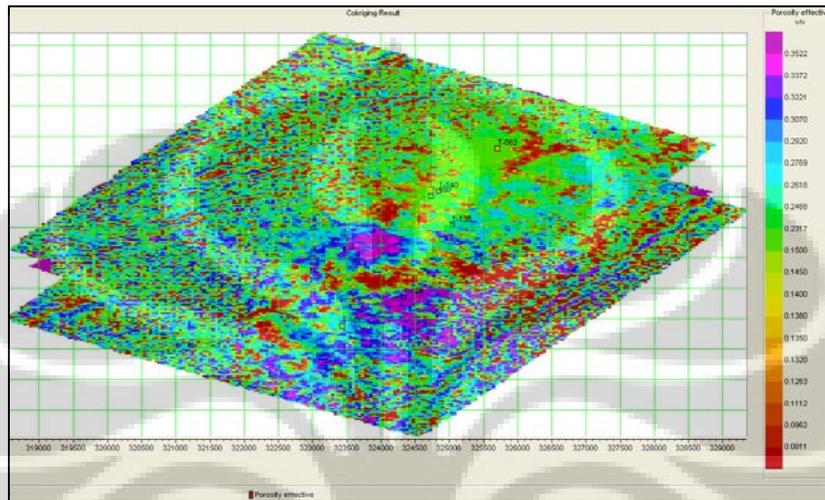
5.3.2. Analisa \emptyset_{eff} pada Lapisan B

Distribusi \emptyset_{eff} yang dihasilkan pada penelitian ini ditunjukkan pada lapisan B dengan Gambar 5.10 mempunyai \emptyset_{eff} rata-rata=0.25. Nilai tertinggi terletak dari arah tenggara menyebar ke arah barat laut (ditandai dengan warna hijau, biru, dan ungu) yang merupakan daerah prospek untuk dilakukannya EOR, terletak di lapangan antiklin X ditandai dengan warna biru dan ungu, dimana nilai $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$.

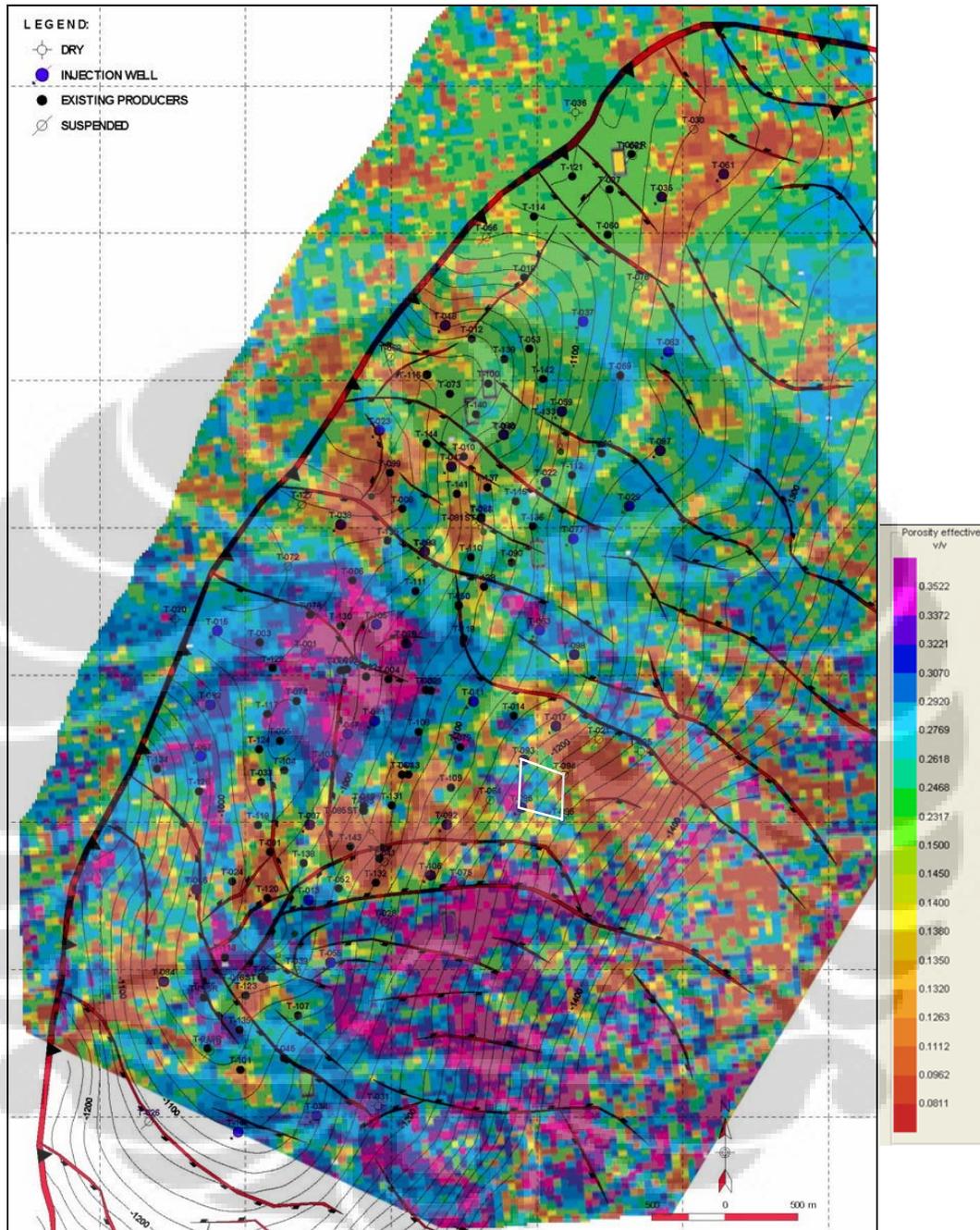
Lapisan ini merupakan lapisan yang paling prospek diantara lapisan lainnya, dimana hampir seluruh lapisan ini mampu memenuhi syarat untuk dilakukannya EOR untuk meningkatkan Recovery Factor.

Gambar 5.11 memperlihatkan pemetaan \emptyset_{eff} dimana pada daerah yang terdapat sumur injeksi T-093, T-095 dan sumur *suspended* T-094, T-096; ditengah-tengahnya memiliki $\emptyset_{\text{eff}} = 0.15-0.33$ (warna hijau dan biru) yang memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sebagai sumur produksi dengan pola *five spot* dengan cara merubah sumur *suspended* T-094, T-096 menjadi sumur injeksi.

Injeksi dilakukan dengan *edge water*, dimana air diinjeksikan kedalam reservoir melalui zona air yang terletak di samping zona minyaknya, zona air ditunjukkan dengan warna merah dan kuning yang memiliki $\varnothing_{\text{eff}} \leq 0.13$ pada sumur T-093, T-094, T-095, T-096 (Gambar 5.11).



Gambar 5.10. Hasil Distribusi \varnothing_{eff} dengan Menggunakan Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik Lapisan B (top horizon A sampai 4 ms diatas top horizon A)



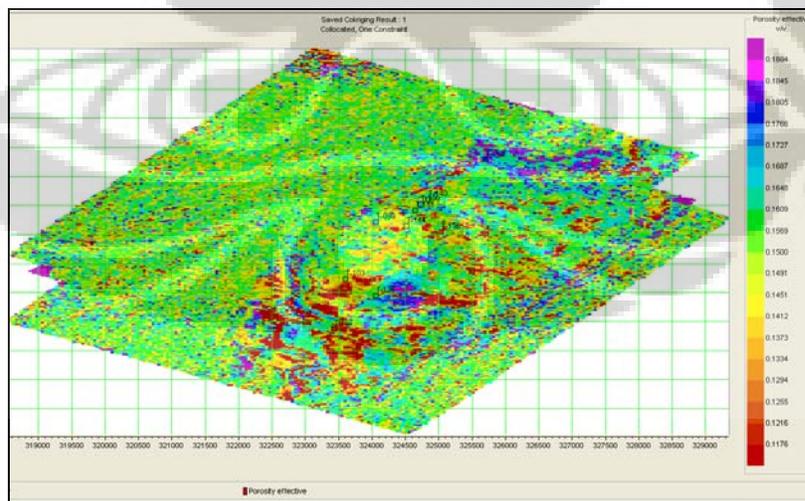
Gambar 5.11. Hasil Distribusi ϕ_{eff} dengan Rekomendasi Pola Sumur Injeksi-Produksi *Five Spot* (Garis putih) pada Zona Produktif di Lapisan B

5.3.3. Analisa \varnothing_{eff} pada lapisan C

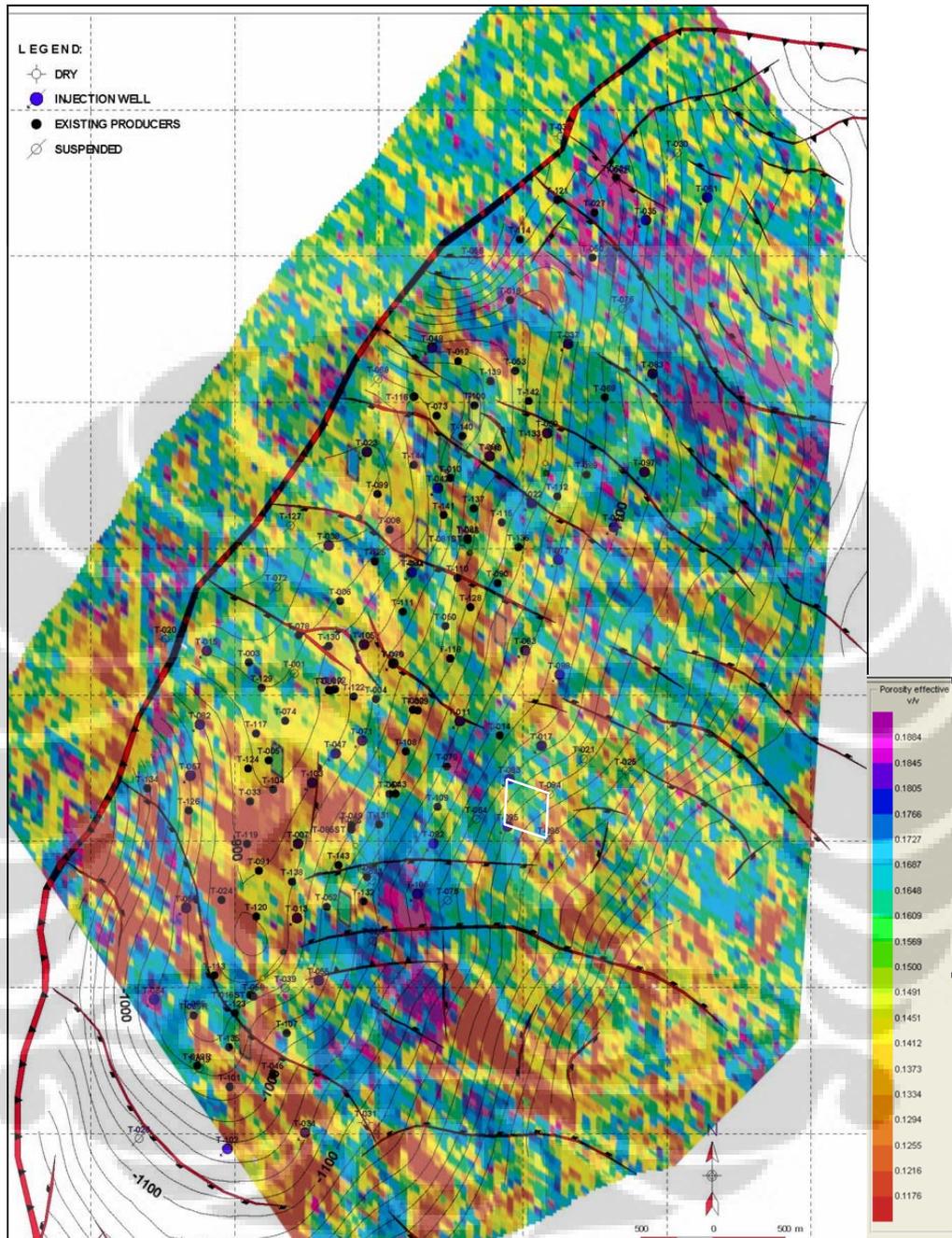
Distribusi \varnothing_{eff} yang dihasilkan pada penelitian ini ditunjukkan pada lapisan B dengan Gambar 5.12 mempunyai \varnothing_{eff} rata-rata=0.155. Nilai tertinggi terletak dari arah tenggara menyebar ke arah barat laut (ditandai dengan warna hijau, biru, dan ungu) yang merupakan daerah prospek untuk dilakukannya EOR, terletak di lapangan antiklin X ditandai dengan warna biru dan ungu, dimana nilai $\varnothing_{\text{eff}} \geq 0.15$.

Gambar 5.13 memperlihatkan pemetaan \varnothing_{eff} dimana pada daerah yang terdapat sumur injeksi T-093, T-095, dan sumur *suspended* T-094, T-096; ditengah-tengah sumur-sumur tersebut memiliki $\varnothing_{\text{eff}} = 0.15-0.17$ (warna hijau dan biru) yang memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sebagai sumur produksi dengan pola *five spot* dengan mengubah T-094 dan T-096 dari sumur *suspended* menjadi sumur injeksi.

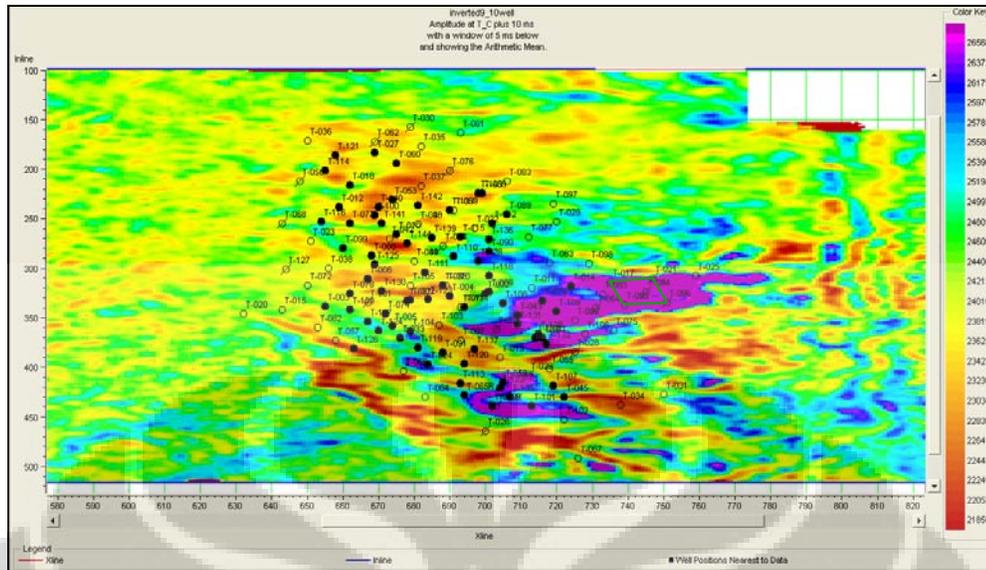
Pola ini juga dilakukan pada lapisan A yang dijelaskan sebelumnya bahwa injeksi dilakukan dengan cara *bottom water*, dimana air diinjeksikan kedalam aquifer yang terletak dibawah zona minyak, kemudian mendesak minyak ke arah vertikal. Analisa ini didukung dengan penampang AI dibawah zona target (Gambar 5.14), dimana sumur T-093, T-094, T-095, T-096 mempunyai AI tinggi dan layak sebagai sumur injeksi.



Gambar 5.12. Hasil Distribusi \varnothing_{eff} dengan Menggunakan Analisa Collocated Cokriging Multiatribut Seismik Lapisan C (top horizon C sampai 7 ms dibawah top horizon C)



Gambar 5.13. Hasil Distribusi ϕ_{eff} dengan Rekomendasi Pola Sumur Injeksi-Produksi *Five Spot* (Garis putih) pada Zona Produktif di Lapisan C



Gambar 5.14. Penampang AI pada Zona Non-target Lapisan C (10 ms dibawah top horizon C dengan *window* 5 ms) Garis Hijau adalah Rekomendasi Sumur Injeksi

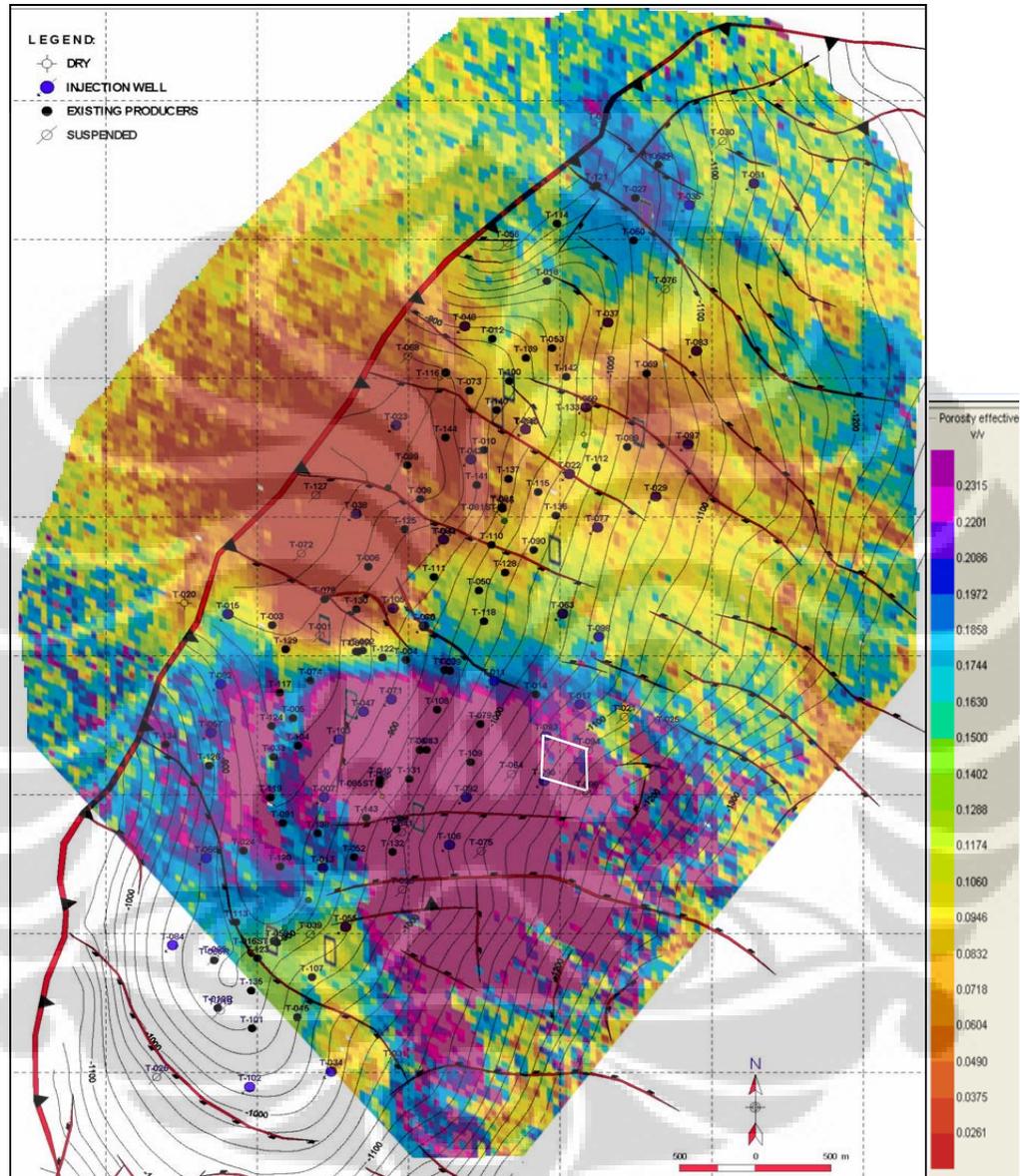
5.3.4. Analisa \emptyset_{eff} pada Lapisan D

Distribusi \emptyset_{eff} yang dihasilkan pada penelitian ini ditunjukkan pada lapisan D dengan Gambar 4.33 di bab IV mempunyai \emptyset_{eff} rata-rata=0.128. Nilai tertinggi terletak dari arah tenggara menyebar ke arah barat laut (ditandai dengan warna hijau, biru, dan ungu) yang merupakan daerah prospek untuk dilakukannya EOR, terletak di lapangan antiklin X ditandai dengan warna biru dan ungu, dimana nilai $\emptyset_{\text{eff}} \geq 0.15$.

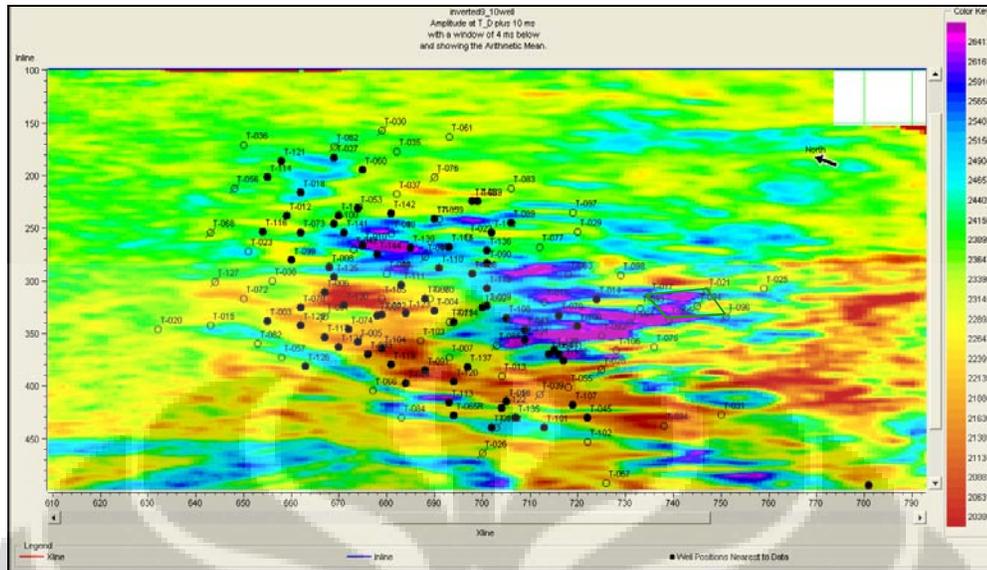
Gambar 5.15 memperlihatkan pemetaan \emptyset_{eff} dimana pada daerah yang terdapat sumur injeksi T-093, T-095, dan sumur *suspended* T-094, T-096; ditengah-tengah sumur-sumur tersebut memiliki $\emptyset_{\text{eff}} = 0.19-0.23$ (warna biru dan ungu) yang memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sebagai sumur produksi dengan pola *five spot* dengan mengubah T-094 dan T-096 dari sumur *suspended* menjadi sumur injeksi.

Injeksi dilakukan dengan cara *bottom water* seperti pola pada lapisan A dan C yang sudah dijelaskan diatas, dimana air diinjeksikan kedalam aquifer yang terletak dibawah zona minyak, kemudian mendesak minyak ke arah vertikal. Analisa ini didukung dengan penampang AI dibawah zona target

(Gambar 5.16), dimana sumur T-093, T-094, T-095, T-096 mempunyai AI tinggi dan layak sebagai sumur injeksi.



Gambar 5.15. Hasil Distribusi ϕ_{eff} dengan Rekomendasi Pola Sumur Injeksi-Produksi (garis putih) *Five Spot* pada Zona Produktif di Lapisan D



**Gambar 5.16. Penampang AI pada Zona Non-target Lapisan D
(10 ms dibawah top horizon D dengan *window* 4 ms)
Garis Hijau adalah Rekomendasi Sumur Injeksi**

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

1. Hasil perhitungan volume AI dengan metoda inversi memberikan pola-pola sebaran batupasir dan konglomerat pada formasi X yang merupakan kualitas reservoir yang baik dan cukup tebal.
2. Dari hasil analisa geostatistik data sumur (ordinary kriging) terlihat pola sebaran properti \emptyset_{eff} masih sangat umum, hal ini disebabkan perhitungan hanya bersifat lokal pada daerah-daerah dekat dengan sumur, sehingga tren sebaran di daerah yang tidak ada data sumur masih mengalami ambiguitas.
3. Analisa geostatistik collocated cokriging dengan menggunakan model variogram dari data seismik membantu dalam menentukan pola-pola sebaran properti \emptyset_{eff} yang cukup baik, hal ini dikarenakan tren sebaran data sumur dipandu oleh properti data seismiknya. Hasil sebaran properti \emptyset_{eff} menunjukkan lokasi prospek untuk dijadikan sumur produksi dan sumur injeksi dalam projek EOR (*waterflood*).
4. Rekomendasi pola sumur injeksi-produksi dari penelitian ini, yaitu pola *five spot* dan *four spot* dengan memanfaatkan sumur yang sudah ada, yaitu merubah sumur suspended dan sumur produksi menjadi sumur injeksi.

6.2. Saran

1. Kekurangan dari analisa geostatistik ini terhadap penyebaran porositas adalah dengan tidak memperhitungkan adanya fault, yang mana nilai porositas sangat terpengaruh dengan adanya fault.
2. Penyebaran/pemetaan data \emptyset_{eff} ini hanya bersifat rata-rata pada setiap grid-nya secara vertical yang menggambarkan distribusi properti \emptyset_{eff} pada tiap reservoir, sehingga kurang detail dan akurat jika digunakan dalam pemodelan.

REFERENSI

- Badachhape. A., "Post stack Acoustic Impedance (AI) inversion: Basics and Usage", Seismic Analysis Group, Seismic Imaging Technology Center.
- Bahorich. M., 1995, "3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features", The Leading Edge, 1053-1058.
- Burge. D. W., 1998, "Well-based seismic lithology inversion for porosity and pay-thickness mapping", The Leading Edge, Phillips Petroleum, Texas.
- Capello. M. A, 1997, "Rock physics in seismic monitoring", The Leading Edge, Tulsa.
- Clayton V. Deutsch, André G., 1998, "Journal: GSLIB Geostatistical Software Library and User's Guide", Second Edition.
- David, S., Erwinsyah Putra, "Reservoir Simulation of Waterflood Pilot in Naturally Fractured Spraberry Trend", SPE, New Mexico, PRRC.
- Dolberg, M., 2000, "Porosity prediction from seismic inversion, Lavrans Field", The Leading Edge, 392-399.
- Doyen, P., 1998, "Porosity for seismic data: A geostatistical approach", GEOPHYSICS.
- Edward, H. Isaaks, R. Mohan Srivastava, 1989, "An introduction to applied geostatistics".
- Gastaldi, C., 1997, "Reservoir characterization from seismic attributes", The Leading Edge, 263-266.
- Hall, M. N., 1963, "How to analyse waterflood injection well performance", World Oil, 128-129.
- Harsono, A., 1997, "Evaluasi formasi dan aplikasi log", Jakarta.
- Hazairin, Bambang, W.H. and Kent, M., 1995, "Extracting reservoir properties from 3-D seismic attributes at Ubi-Sikladi fields, Central Sumatera", Proceedings IPA, 323-335.
- Hutabarat, M., 1984, "Peranan tektonik dalam akumulasi hidrokarbon di daerah tanjung raya", Dinas Eksplorasi Migas EP, IAGI, Bandung.

- Janele, P.T., Jenkins, S.D. and Reed, A.A., 1996, "Hard and soft data integration in 3-D reservoir modeling: A case history from Pedada field, Central Sumatera", Proceedings IPA, 63-74.
- Lewis. C., 1997, "Seismic attributes for reservoir monitoring", The Leading Edge, Houston.
- Wayne. D., "An applied science for reservoir geophysics", The Leading Edge, Michigan.
- Robert, E.S., 1992, "Reservoir geophysics", Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, 224-234.
- Russel. B., and Hampson, 1997, "Multiattribute seismic analysis", The Leading Edge, Texas.
- Russel. B., and Hampson, 2006, "Geostatistical analysis of log and seismic data", Hampson- Russel Software, Veritas Company, Canada.
- Russel. B., and Hampson, 2006, "Multiattribute analysis", Hampson- Russel Software, Veritas Company, Canada.
- Russel. B., and Hampson, 2006, "Post-stack seismic inversion", Hampson-Russel Software, Veritas Company, Canada.
- Russel. B., and Hampson, 2006, "Well log editing and synthetics", Hampson-Russel Software, Veritas Company, Canada.
- Sigit, S., Rombe, M. and Rudiyanto, 1994, "Field study for development and EOR application Z-1300, Kuala Simpang Barat Structure, North Sumatera", Proceedings IPA, 277-288.
- Sukmono, S., 2000, "Seismik inversi untuk karakterisasi reservoir", Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Team EOR, 2007, "Studi optimasi waterflood dan studi penerapan injeksi kimia", Pertamina EP, Bogor.
- Team Teknik Reservoir, 2003, "Monitoring kinerja waterflood", Manajemen produksi hulu, Pertamina.
- Team Teknik Reservoir, 2003, "Peramalan kinerja injeksi air", Manajemen produksi hulu, Pertamina.

Team Teknik Reservoir, 2003, "Petunjuk pemilihan teknis metode EOR", Manajemen produksi hulu, Pertamina.

Thomas, S., 2006, "Screening Criteria for EOR Overheads", SPE Foundation.

Trend team Barito, 1996, "Pengelolaan blok tanjung raya cekungan barito", Pertamina.

Yilmaz, 2001, "Seismic Data Analysis (Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data)", vol II, Society of Exploration Geophysicist.

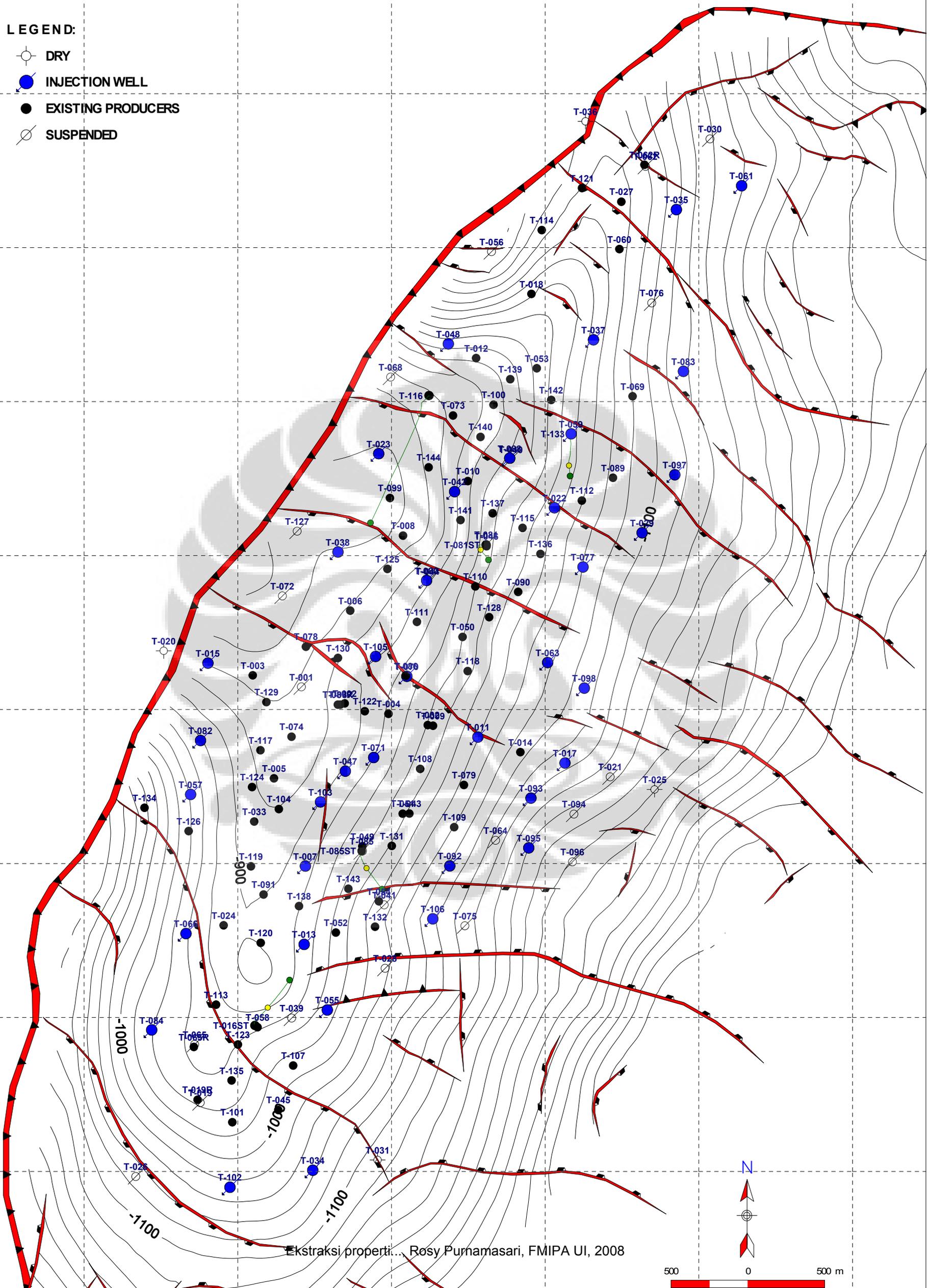




LAMPIRAN
PETA KEDALAMAN STRUKTUR ZONA A, B, C, DAN D

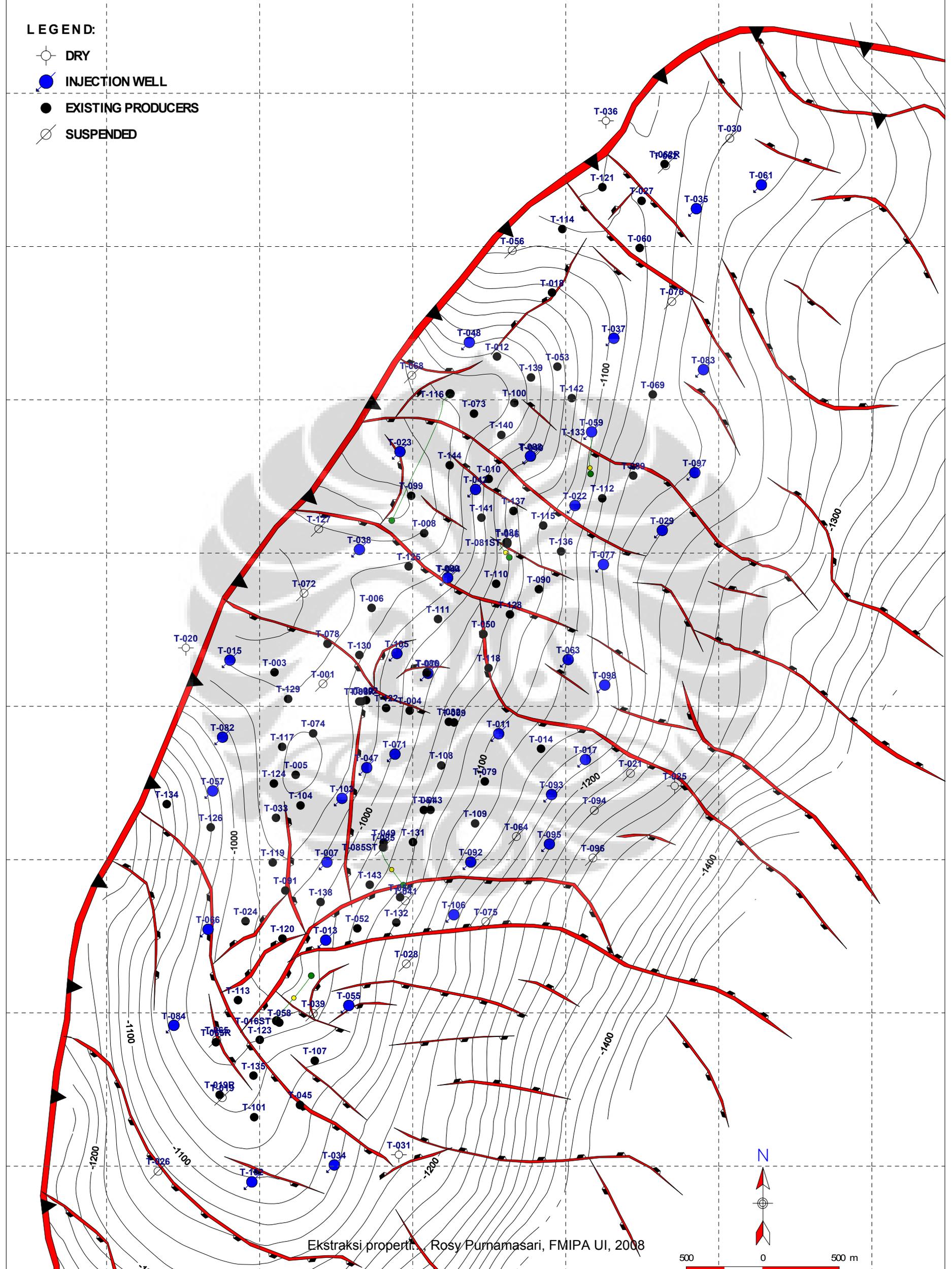
LEGEND:

-  DRY
-  INJECTION WELL
-  EXISTING PRODUCERS
-  SUSPENDED



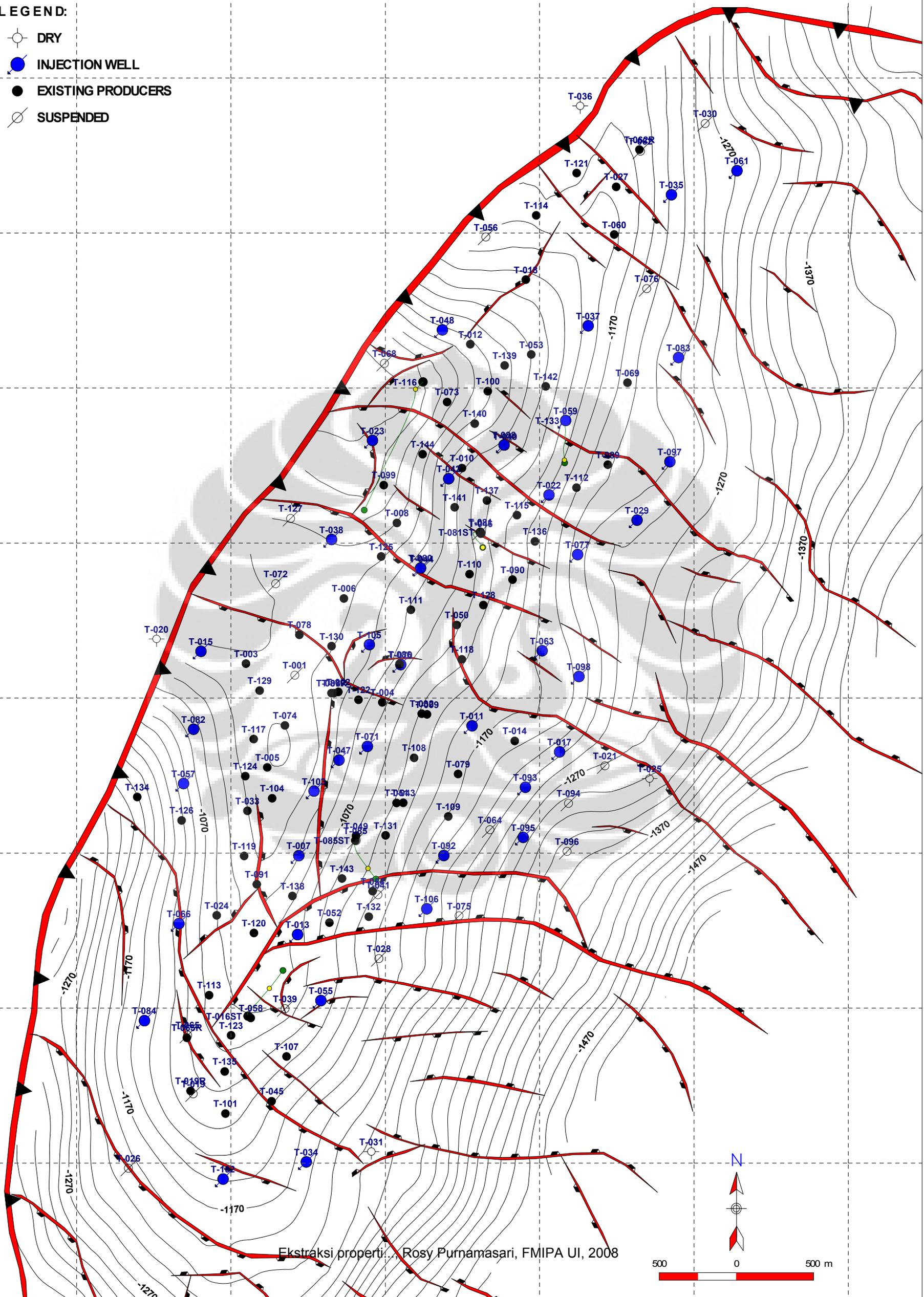
LEGEND:

-  DRY
-  INJECTION WELL
-  EXISTING PRODUCERS
-  SUSPENDED



LEGEND:

-  DRY
-  INJECTION WELL
-  EXISTING PRODUCERS
-  SUSPENDED



LEGEND:

-  DRY
-  INJECTION WELL
-  EXISTING PRODUCERS
-  SUSPENDED

