

**PENENTUAN DISTRIBUSI POROSITAS RESERVOAR  
KARBONAT BERDASARKAN INTEGRASI ATRIBUT SEISMIK  
DAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI)  
FORMASI TUBAN CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

**SKRIPSI**

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat mencapai derajat  
pendidikan Strata Satu (S-1) Sebagai Sarjana Sains pada  
Program Studi Fisika



Oleh:  
**KHUSNUL FITROH**  
1508026027

**PROGRAM STUDI FISIKA  
FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI  
UNIVERSITAS ISLAM NEGERI WALISONGO  
SEMARANG  
2020**

## PERNYATAAN KEASLIAN

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : KHUSNUL FITROH

NIM : 1508026027

Jurusan : Fisika

Menyatakan bahwa skripsi yang berjudul:

### **PENENTUAN DISTRIBUSI POROSITAS RESERVOAR KARBONAT BERDASARKAN INTEGRASI ATRIBUT SEISMIC DAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) FORMASI TUBAN CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Secara keseluruhan adalah hasil penelitian / karya saya sendiri, kecuali bagian tertentu yang dirujuk dari sumbernya.

Semarang, 22 Juli 2020  
Pembuat pertanyaan



METERAI  
TEMPEL  
4FF01AHF116S37887  
6000  
ENAM RIBU RUPIAH

KHUSNUL FITROH  
NIM. 1508026027



KEMENTERIAN AGAMA REPUBLIK INDONESIA  
UNIVERSITAS ISLAM NEGERI WALISONGO  
FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI

Jl. Prof. Dr. Hamka (Kampus II) Ngaliyan Kota Semarang

PENGESAHAN

Naskah skripsi berikut ini:

Judul : Penentuan Distribusi Reservoir Karbonat  
Berdasarkan Integrasi Atribut Seismik dan Inversi  
*Acoustic Impedance* (AI) Formasi Tuban Cekungan  
Jawa Timur Utara

Nama : Khusnul Fitroh

NIM : 1508026027

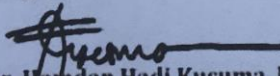
Jurusan : Fisika

Telah diujikan dalam sidang *munaqosyah* oleh Dewan Penguji  
Fakultas Sains dan Teknologi UIN Walisongo dan dapat diterima  
sebagai salah satu syarat memperoleh gelar sarjana dalam Ilmu  
Fisika.

Semarang, 24 Juni 2020

DEWAN PENGUJI

Penguji I,

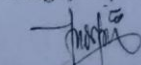
  
**Dr. Hamdan Hadi Kusuma, M.Sc**  
NIP: 197110211997031002

Penguji II,




**Arsin, M.Sc**  
NIP: 198408122011012011

Penguji III/Ketua Sidang



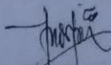
**Andi Fadllan, M.Sc**  
NIP: 198009152005011006

Penguji IV/Sekretaris Sidang



**Budy Poernomo, M.Pd**  
NIP: 197602142008011011

Pembimbing I,



**Andi Fadllan, M.Sc**  
NIP: 198009152005011006

Pembimbing II



**Agus Sudarmanto, M.Si**  
NIP: 197708232009121001

## NOTA DINAS

Semarang, 23 Oktober 2019

Kepada

Yth. Dekan Fakultas Sains dan Teknologi  
UIN Walisongo Semarang

Assalamualaikum Wr. Wb.

Dengan ini diberitahukan bahwa saya telah melakukan bimbingan, arahan dan koreksi naskah skripsi dengan :

Judul : Penentuan Distribusi Porositas Reservoar Karbonat  
pada Berdasarkan Integrasi Atribut Seismik dan  
Inversi *Acoustic Impedance* (AI) Formasi Tuban  
*North East*

Penulis : Khusnul Fitroh

NIM : 1508026027

Jurusan : Fisika

Saya memandang bahwa naskah skripsi tersebut sudah dapat diajukan kepada Fakultas Sains dan Teknologi UIN Walisongo Semarang untuk diajukan dalam Sidang Munaqosyah.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb

Pembimbing I



Andi Fadlan, S.Si, M.Sc  
NIP. 198009152005011006

## NOTA DINAS

Semarang, 23 Oktober 2019

Kepada

Yth. Dekan Fakultas Sains dan Teknologi  
UIN Walisongo Semarang

Assalamualaikum Wr. Wb.

Dengan ini diberitahukan bahwa saya telah melakukan bimbingan, arahan dan koreksi naskah skripsi dengan :

Judul : Penentuan Distribusi Porositas Reservoir Karbonat Berdasarkan Integrasi Atribut Seismik dan Inversi *Acoustic Impedance* (AI) Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara

Penulis : Khusnul Fitroh

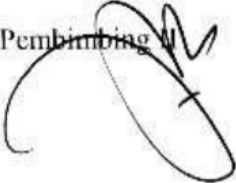
NIM : 1508026027

Jurusan : Fisika

Saya memandang bahwa naskah skripsi tersebut sudah dapat diajukan kepada Fakultas Sains dan Teknologi UIN Walisongo Semarang untuk diajukan dalam Sidang Munaqosyah.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb

Pembimbing



Agus Sudarmanto S.Si, M.Si  
NIP. 197708232009121001

## ABSTRAK

Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara merupakan daerah yang berpotensi minyak dan gas bumi. Berdasarkan informasi stratigrafi menunjukkan bahwa formasi tuban berpotensi menjadi reservoir hidrokarbon dengan litologi didominasi oleh batuan karbonat. Untuk mengetahui karakteristik reservoir pada daerah penelitian maka dilakukan analisis terintegrasi atribut seismik dan inversi *acoustic impedance* (AI). Inversi dilakukan menggunakan teknik inversi *model based* untuk mengetahui persebaran porositas daerah penelitian. Interpretasi seismik diperkuat dengan atribut *instantaneous phase* untuk melihat kontinuitas lapisan secara lateral dan kontonuitas pada data seismik. Berdasarkan hasil penelitian, diperoleh distribusi nilai persebaran impedansi akustik rendah pada batuan karbonat antara 22.000 - 32.000 ((ft/s)\*(g/cc)) yang memiliki porositas berkisar 25 - 40% tersebar dibagian selatan. Sedangkan nilai Impedansi tinggi >33.000 ((ft/s)\*(g/cc)) yang memiliki porositas lebih kecil <15% tersebar dibagian utara. Sumur eksplorasi diusulkan berada disekitar inline 1495 xline 5830 yang mengacu pada hasil analisa inversi *acoustic impedance*.

Kata kunci : inversi impedansi akustik, porositas, karbonat

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT karena berkat rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan penulisan skripsi dengan judul “Penentuan Distribusi Porositas Reservoar Karbonat berdasarkan integrasi Atribut Seismik dan Inversi *Acoustic Impedance* (AI) Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara”. Penulisan skripsi ini diselesaikan untuk mengakhiri kegiatan perkuliahan di jenjang sarjana dan sebagai syarat wajib untuk mendapatkan gelar sarjana di Program Studi Fisika Universitas Islam Negeri Walisongo Semarang.

Dalam penyusunan skripsi ini, banyak pihak yang telah membantu, memberi masukan, dorongan, semangat, maupun do'a, sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Prof. Dr. H. Imam Taufiq, M.Ag selaku Rektor UIN Walisongo Semarang
2. Dr. Ismail, M.Ag selaku Dekan Fakultas Sains & Teknologi
3. Agus Sudarmanto, S.Si, M.Si selaku Ketua Program Studi Fisika sekaligus Pembimbing II Skripsi.
4. Andi Fadlan, S.Si, M.Sc selaku Dosen Pembimbing Skripsi I yang telah memberikan saran dan masukan serta membimbing penulis skripsi ini.

5. Seluruh Dosen Fisika dan Pendidikan Fisika Fakultas Sains & Teknologi UIN Walisongo Semarang
6. Kedua orang tua tercinta, Samsuri dan Istifadah, yang telah memberikan cinta kasih yang tulus dan dukungan semangat, serta do'a tiada henti kepada penulis dalam setiap waktu sehingga skripsi ini mampu terselesaikan dengan baik.
7. PT. Pertamina Hulu Energi Tuban East Java Randugunting (PHE TEJR) yang telah memberikan tempat selama melaksanakan tugas akhir dan penggunaan data, khususnya Mbak Fitriyanda, Mas Muhajir selaku pembimbing, Mas Iwan Bagus Indriyanto selaku Manager Eksplorasi PHE TEJ dan tim (Mas Baim, Mas Dzikra, Mas Juman, Mbak Danya), Mas Irsal Darmawan selaku QHSSE, Pak Riko dan Mbak Sarah operasi, Mas Firman HR, serta seluruh pihak PT. PHE TEJR yang telah membantu dan memberikan ilmu selama penulis melaksanakan kegiatan tugas akhir.
8. Pengurus seperjuangan DEMA FST UIN Walisongo Semarang 2018 yang selalu memberikan dedikasi dan dukungan kepada penulis.
9. Sahabat – Sahabat Prismaraja 2015 PMII Rayon Sains & Teknologi yang selalu bersama dalam suka dan duka saat berjuang di Kampus



10. Keluarga besar Alumni Pergerakan Mahasiswa Islam Indonesia Rayon Sains & Teknologi (KARST)
11. Seluruh keluarga besar Geophysisc Study Club UIN Walisongo Semarang, yang telah memberikan banyak kontribusi selama penulis membentuk dan mengembangkan wadah mahasiswa yang berminat Geofisika di Kampus.
12. Semua pihak yang tidak bisa penulis sebutkan satu per satu, yang senantiasa membantu, memberikan dukungan, serta do'a selama penulisan skripsi ini dari awal hingga akhir.

Penulis juga menyadari skripsi ini masih jauh dari sempurna, maka besar harapan penulis untuk saling berbagi wawasan satu sama lain. Segala pertanyaan, kritik, dan saran dapat disampaikan melalui surat elektronik di alamat [khusnulfitroh@gmail.com](mailto:khusnulfitroh@gmail.com). Semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua khususnya bagi perkembangan ilmu geofisika dimasa yang akan datang.

Semarang, 10 November 2019

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	<b>i</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN</b> .....	<b>ii</b>
<b>PENGESAHAN</b> .....	<b>iii</b>
<b>NOTA DINAS</b> .....	<b>iv</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>v</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>vii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>x</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>xvi</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
A. Latar Belakang .....	1
B. Rumusan Masalah .....	4
C. Tujuan dan Manfaat Penelitian .....	4
C. Batasan Masalah .....	5
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>6</b>
<b>A. Deskripsi Teori</b> .....	<b>6</b>
1. Seismik Atribut .....	6
2. Seismik Inversi .....	9
3. Batuan Sedimen Karbonat .....	17
4. Well Logging.....	22
5. Geologi Regional <i>North East Java Basin</i> .....	31
6. Sistem Minyak Bumi Cekungan Jawa Timur Utara .....	39
<b>B. Kajian Pustaka</b> .....	<b>42</b>

<b>BAB III METODE PENELITIAN .....</b>	<b>48</b>
A. Waktu dan Tempat Penelitian .....	48
B. Perangkat lunak yang digunakan .....	49
C. Data Penelitian .....	50
D. Pengolahan Data .....	53
<b>BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>62</b>
<b>A. Hasil .....</b>	<b>62</b>
1. Log Sumur .....	62
2. <i>Crossplot</i> .....	63
3. Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i> .....	65
4. Ekstraksi Atribut Seismik .....	67
5. Interpretasi data seismik .....	68
6. <i>Time to Depth Conversion</i> .....	71
6. Inversi Model Based .....	73
7. Inversi Impedansi Akustik .....	74
8. Volume Porositas .....	76
9. Peta Persebaran Porositas .....	77
<b>B. Pembahasan .....</b>	<b>78</b>
1. Analisis Log Sumur .....	78
2. Analisis Crossplot .....	79
3. Analisis <i>well seismic tie</i> .....	79
4. Analisis Atribut Seismik .....	80
5. Interpretasi <i>Fault</i> dan <i>Horizon</i> .....	81
6. <i>Time to Depth Conversion</i> .....	82

7. Analisis Hasil Inversi Impedansi Akustik .....	83
8. Interpretasi geologi.....	84
9. Usulan lokasi titik sumur baru .....	86
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>89</b>
A. Kesimpulan.....	89
B. Saran .....	89
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>90</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>	<b>93</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Klasifikasi Atribut Seismik (Brown,2000).....	7
Gambar 2.2 Hubungan tras amplitudo dan fasa sesaat (Landmark, 1999) .....	8
Gambar 2.3 Ilustrasi Inversi AI (Sigit Sukmono, 2000) .....	10
Gambar 2.4 Klasifikasi Inversi Seismik (Sigit Sukmono, 2000) .....	11
Gambar 2.5 faktor yang berpengaruh terhadap kecepatan gelombang seismik.....	13
Gambar 2.6 Seismogram Sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan wavelet .....	14
Gambar 2.7 Penggambaran lapisan tipis pada tuning section (Partyka.,et al, 1999) .....	16
Gambar 2.8 Platform karbonat (Pomar et al., 2004).....	18
Gambar 2.9 Skematik dari proses logging .....	22
Gambar 2.10 Respon Gamma Ray log di berbagai litologi (Rider, 1996) .....	26
Gambar 2.11 Respon density log di berbagai litologi (Rider, 1996).....	28
Gambar 2.12 Respon Neutron Log di berbagai litologi (Rider, 1996).....	30
Gambar 2.13 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara (JOB Pertamina -PetroChina East Java,2009) .....	32
Gambar 2.14 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara (Pertamina – PetroChina East Java,2009) .....	33
Gambar 2. 15 Sayatan penampang melintang selatan – utara Cekungan Jawa Timur (Sharaf et al, 2005) .....	36
Gambar 2.16 Penampang Atribut Reflection Intensity .....	44
Gambar 2.17 Penampang Atribut Rms Amplitude .....	44
Gambar 2.18 Penampang hasil Inversi impedansi akustik.....	44
Gambar 2.19 Hasil Peta persebaran porositas inversi impedansi akustik.....	45
Gambar 2.20 Hasil persebaran reservoir berdasarkan Atribut rms amplitudo .....	46

Gambar 2.21 persebaran porositas reservoir berdasarkan inversi Impedansi Akustik.....	46
Gambar 2.22 Penampang Hasil Inversi Impedansi Akustik...	47
Gambar 3.1 Peta Lokasi Prospek KF, Cekungan Jawa Timur (Pertamina Hulu Energi Tuban East Java,2019).....	49
Gambar 3.2 Data Seismik penelitian .....	50
Gambar 3.3 Log Sumur KF Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara.....	51
Gambar 3.4 Data Checksot sumur X penelitian .....	52
Gambar 3.5 Data marker daerah penelitian.....	53
Gambar 3.6 Diagram Alir Diagram alir pengolahan Seismik Atribut dan Seismik Inversi .....	54
Gambar 4.1 Hasil Analisis Log P-Wave dan Log Densitas pada sumurKF.....	63
Gambar 4.2 Hasil Analisis <i>Crossplot</i> Log <i>neutron porosity</i> dan Log <i>P-Impedance</i> .....	64
Gambar 4.3 Hasil Ekstraksi Wavelet jenis statistical (stat01) .....	66
Gambar 4. 4 Hasil Well Seismic Tie .....	67
Gambar 4.5 Penampang trace seismik hasil ekstraksi Atribut Instantaneous Phase .....	68
Gambar 4.6 Hasil Picking Fault dan Picking Horizon.....	69
Gambar 4. 7 Hasil peta struktur waktu top tuban karbonat..	70
Gambar 4.8 Grafik regresi time to depth conversion.....	72
Gambar 4.9 Hasil peta struktur kedalaman daerah prospek KF .....	72
Gambar 4.10 Parameter Hasil inversi model based .....	74
Gambar 4.11 Penampang distribusi nilai impedansi akustik	75
Gambar 4.12 Penampang distribusi volume porositas .....	76
Gambar 4. 13 Peta Hasil persebaran distribusi porositas reservoir top tuban karbonat prospek KF.....	77
Gambar 4.14 Interpretasi geologi zona terakumulasi reservoir karbonat paling optimal.....	85
Gambar 4.15 Penampang seismic inline usulan sumur .....	87

Gambar 4.16 Penampang seismic xline usulan sumur baru ..87

## DAFTAR LAMPIRAN

**Lampiran 1** Jenis dan Nilai Korelasi Wavelet Sumur KF

**Lampiran 2** Parameter Well Seismic Tie

**Lampiran 3** Penampang Atribut Seismik

**Lampiran 4** *Cube Picking Seismic Data*

**Lampiran 5** *Pre Inversion Analysis*

**Lampiran 6** *Cube Seismic Inversion*

**Lampiran 6** Surat Izin Riset

**Lampiran 8** Surat Penelitian



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **A. Latar Belakang**

Minyak dan gas bumi (migas) merupakan suatu komoditas sangat penting bagi Indonesia mengingat kebutuhannya yang terus meningkat sehingga perlu dilakukan upaya eksplorasi untuk menemukan cadangan migas baru. Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu daerah yang memiliki potensi besar untuk dikembangkan menjadi sumur eksplorasi baru. Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara telah dikelola oleh PT. Pertamina Hulu Energi Tuban East Java yang terletak di daerah Cekungan Jawa Timur Utara dengan litologi karbonat sebagai reservoir yang berada pada Formasi Tuban (Satyana, 2013). Informasi mengenai distribusi reservoir dalam tahap penentuan lokasi sumur paling optimal menjadi suatu tantangan sekaligus peluang bagi para penggiat energi minyak dan gas kedepan. Upaya pengembangan prospek untuk mendapatkan lokasi sumur paling optimal menggunakan metode eksplorasi geofisika tanpa melalui banyak pemboran secara langsung semakin gencar dilakukan.

Metode seismik refleksi sampai saat ini masih

menjadi metode efektif untuk menggambarkan kondisi dan struktur bawah permukaan (Sukmono,2001). Untuk meminimalisir kesalahan dalam interpretasi perlu dilakukan integrasi atribut seismik dan seismik inversi sebagai proses lanjutan. Brown (2000) mendefinisikan atribut seismik sebagai derivasi suatu pengukuran seismik dasar. Atribut seismik terdiri dari beberapa jenis informasi dasar berupa frekuensi, fasa, dan amplitudo. Hasil informasi atribut dapat digunakan untuk mengidentifikasi distribusi persebaran reservoir dan patahan dengan melihat perubahan respon gelombang seismik akibat adanya reservoir yang terisi oleh hidrokarbon. Oleh karenanya, perlu dilakukan Seismik Inversi *Acoustic Impedance* (AI) untuk menghasilkan tampilan *acoustic impedance* yang lebih interpretatif dalam memetakan keadaan bawah permukaan.

Perpaduan antara atribut seismik dan inversi *acoustic impedance* (AI) efektif dijadikan sebagai landasan dalam mengambil tindakan terhadap reservoir (Tirtasari,2017). Perpaduan inversi impedansi akustik dan atribut seismik mengetahui karakter fisik reservoir karbonat pada suatu cekungan (Fahmi,2016). Dari perpaduan tersebut diperoleh berupa peta persebaran reservoir karbonat yang ditunjukkan berdasarkan respon

nilai AI inversinya serta melihat anomali yang tidak tampak secara kasat mata berdasarkan respon atribut seismik pada data seismik biasanya. Berdasarkan penelitian tersebut disimpulkan bahwa semakin kecil nilai *acoustic impedance* (AI) dan Atribut seismik, maka semakin tinggi nilai porositasnya sehingga semakin banyak ditemukan minyak dan gas yang dapat membantu interpret mempermudah untuk menghasilkan distribusi area prospek pengembangan lapangan baru. Aupar (2018) Karakteristik Reservoir karbonat dengan Inversi Impedansi Akustik dan Multi Atribut dapat digunakan untuk mengetahui sebaran impedansi akustik yang kemudian diturunkan hingga mendapatkan peta sebaran saturasi dan juga prediksi volume properti log. Penelitian mengenai karakterisasi reservoir karbonat dengan inversi impedansi akustik dan multi atribut hanya sampai mendapatkan hasil informasi nilai *acoustic impedance* (AI) belum dilakukan analisis mengenai hasil nilai porositas sebenarnya, sehingga informasi mengenai hasil nilai porositas perlu dianalisis lebih lanjut agar lebih rinci dan mempermudah seorang interpreter saat memberikan informasi karakteristik reservoir kepada pihak pengembangan sumur.

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan maka peneliti tertarik untuk melakukan penelitian lebih lanjut mengenai karakterisasi reservoir karbonat dengan judul "Penentuan distribusi Porositas Reservoir Karbonat berdasarkan Integrasi Atribut Seismik dan Inversi *Acoustic Impedance* (AI) Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara.

## **B. Rumusan Masalah**

Rumusan masalah penelitian ini adalah bagaimana Penentuan distribusi Porositas Reservoir Karbonat berdasarkan Integrasi Atribut Seismik dan Inversi *Acoustic Impedance* (AI) Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara ?

## **C. Tujuan dan Manfaat Penelitian**

Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui distribusi Porositas Reservoir Karbonat berdasarkan Integrasi Atribut Seismik dan Inversi *Acoustic Impedance* (AI) Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara sehingga lokasi sumur eksplorasi yang paling optimal bisa di temukan.

Adapun beberapa manfaat yang didapatkan melalui penelitian ini yaitu:

1. Bagi Perusahaan

Sebagai acuan menentukan daerah pengembangan prospek baru sehingga dapat meningkatkan produksi lapangan.

2. Bagi Pemerintah

a. Memberikan informasi jumlah cadangan minyak dan gas bumi yang belum dikembangkan di daerah Cekungan Jawa Timur Utara

b. Memberikan acuan kepada pemerintah dalam memberikan izin pengembangan daerah prospek minyak dan gas bumi.

3. Bagi Masyarakat

Meningkatkan investasi dan mendapatkan investor baru dalam kegiatan eksplorasi.

### **C. Batasan Masalah**

Pembatasan masalah dalam penelitian ini adalah:

1. Data seismik yang digunakan yaitu data 3D *Post Stack Time Migration* (PSTM).
2. Data sumur yang digunakan untuk referensi hanya 1 sumur.
3. Metode inversi yang digunakan yaitu metode inversi impedansi akustik.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

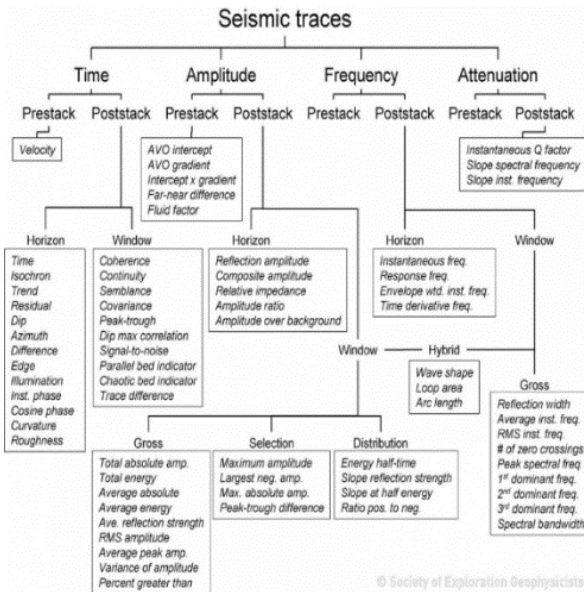
#### A. Deskripsi Teori

##### 1. Seismik Atribut

Seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal Barnes (1999). Seismik atribut merupakan suatu transformasi matematis dari data *trace* seismik yang mempresentasikan besaran waktu, amplitudo, fase, frekuensi, dan atenuasi guna menampilkan beberapa informasi properti fisik ataupun anomali bawah permukaan yang mula-mula tidak teridentifikasi oleh data konvensional. Brown (2000) mengklasifikasikan atribut seismik sebagai atribut turunan waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi (Gambar 2.1).

Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, atribut turunan amplitudo cenderung memberikan informasi stratigrafi dan *reservoir*, sedangkan peran atribut turunan frekuensi dan atenuasi sampai saat ini belum betul-betul dipahami, namun diyakini akan

menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal *reservoir*, stratigrafi dan informasi mengenai permeabilitas dimasa mendatang (Brown,2000).



Gambar 2.1 Klasifikasi Atribut Seismik (Brown,2000)

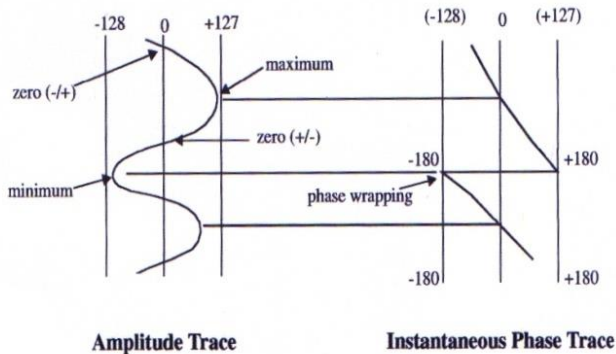
a. Atribut *Instantaneous Phase*

*Instantaneous Phase* atau Fasa Sesaat merupakan sudut di antara *phasor* (rotasi vektor yang dibentuk oleh komponen real dan komponen imajiner dalam deret waktu) dan sumbu real sebagai fungsi dari waktu, dan selalu mempunyai nilai antara -180 derajat sampai +180 derajat (Abdullah, 2011). Fasa sesaat didefinisikan sebagai jejak kuadratan dan jejak real Landmark (1999). Persamaan matematis dari Fase sesaat yaitu:

$$\theta(t) = \tan^{-1} \frac{h(t)}{f(t)}$$

dimana :

$h(t)$  = jejak kuadratan  
 $f(t)$  = jejak real



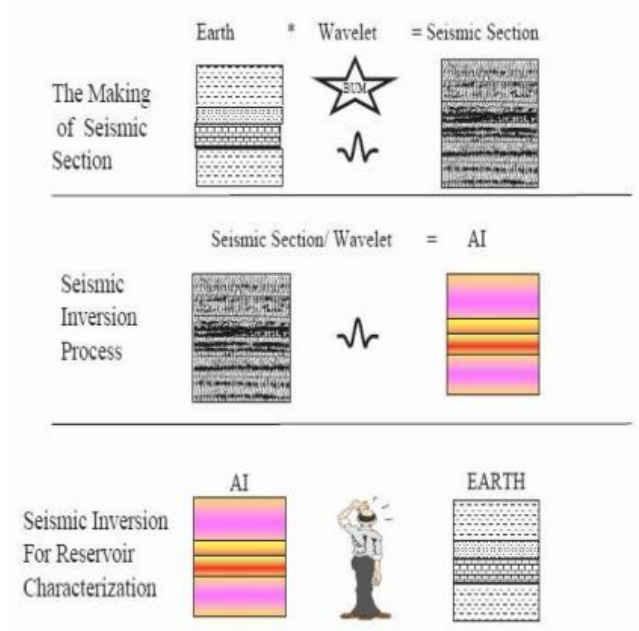
Gambar 2.2 Hubungan tras amplitudo dan fasa sesaat (Landmark, 1999)



Fasa Sesaat berperan dalam meningkatkan event refleksi lemah dan meningkatkan kontinuitas event. Oleh karena itu atribut ini dapat membantu interpreter untuk mengidentifikasi sesar, pembajian, *channels*, kipas, dan geometri internal sistem endapan. Selain itu, Fasa Sesaat digunakan untuk identifikasi pembalikan polaritas yang berasosiasi dengan kandungan gas.

## 2. Seismik Inversi

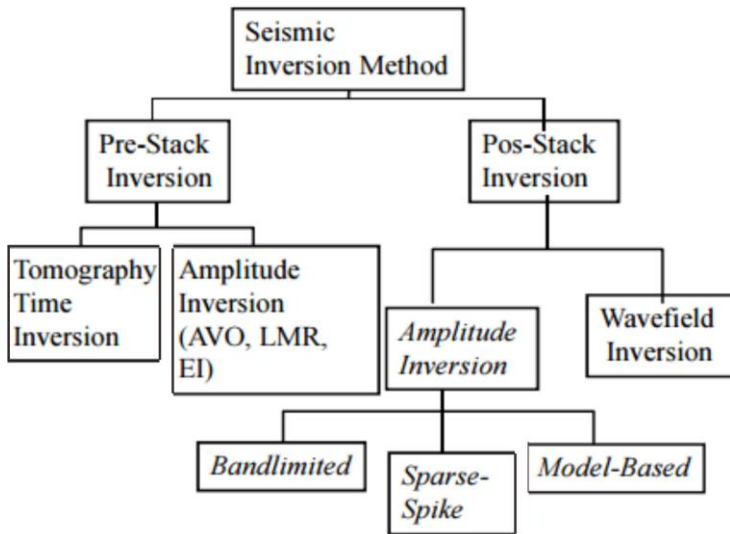
Inversi adalah suatu metode untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono,2002). Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan gambaran data bawah permukaan secara vertikal.



Gambar 2.3 Ilustrasi Inversi AI (Sigit Sukmono, 2000)

Berdasarkan data seismik yang digunakan, metode seismik inversi dapat dibagi menjadi dua macam, yaitu : *post-stack seismic inversion* dan *pre-stack seismic inversion* (Sukmono,200) (Gambar 2.4). Data seismik *post-stack* merupakan data seismik yang telah melalui proses *stacking* sehingga sudah tidak dipengaruhi lagi oleh sudut ( $R$ ). Data seismik jenis ini mengasumsikan amplitudo seismik dihasilkan dari  $R(0)$ , sehingga terbatas hanya dapat menghasilkan tampilan model *acoustic impedance*. Sedangkan data seismik *pre-stack* mempunyai informasi

sudut  $R(\theta)$  atau belum melalui proses *stacking*, sehingga *pre-stack seismic inversion* dapat menghasilkan parameter-parameter lain seperti  $v_p/v_s$ , EI, *Lamdha-Rho* ( $\lambda_\rho$ ) dan *Lamdha Mu-Rho* ( $\mu_\rho$ ) (Sukmono, 2000).



Gambar 2.4 Klasifikasi Inversi Seismik (Sigit Sukmono, 2000)

Inversi *pre-stack* terbagi 2 yaitu inversi AVO untuk menentukan parameter elastisitas berdasarkan amplitudo refleksi dalam fungsi waktu (sudut datang) dan inversi tomografi untuk analisa struktur bumi berdasarkan waktu penalaran gelombang seismik. Sedangkan *post-stack inversion* dapat dikelompokkan menjadi 2 yaitu, *amplitude inversion* dan *wavefield inversion*. Berdasarkan algoritmanya, inversi amplitudo dapat dibedakan menjadi

inversi *Bandlimited*, *Sparse Spike* dan *Model Based* (Sukmono, 2000). Pada penelitian ini, data yang diperoleh berupa data seismik 3D *post-stack time migration*, maka dilakukan *amplitude inversion* dengan metode inversi *Model Based* yang diharapkan dapat mengidentifikasi persebaran reservoir karbonat pada Prospek KF.

komponen komponen yang dihasilkan pada proses Inversi merupakan turunan derivatif dari seismik refleksi sebagai berikut :

a. Impedansi Akustik ( $Z$ )

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi Akustik didapatkan dari hasil perkalian antara kecepatan gelombang ( $v$ ) dengan densitas batuan ( $\rho$ ). Impedansi akustik ( $Z$ ) didefinisikan dalam persamaan matematis:

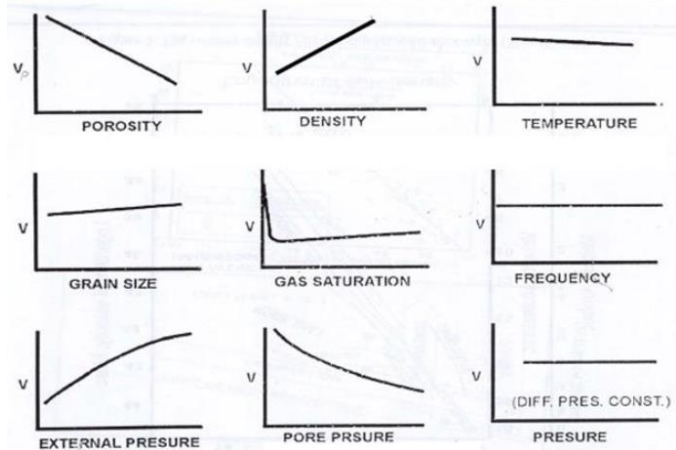
$$Z = v \cdot \rho$$

dengan:

$v$  = kecepatan gelombang (m/s)

$\rho$  = densitas batuan (gr/cc)

Nilai impedansi akustik (AI) berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas batuan. Besar kecilnya nilai AI sangat dipengaruhi oleh cepat rambat gelombang. Berikut ini merupakan faktor-faktor yang mempengaruhi kecepatan rambat gelombang (Sigit Sukmono, 2001)



Gambar 2.5 faktor yang berpengaruh terhadap kecepatan gelombang seismic (Sigit Sukmono, 2001)

(Gambar 2.5).

#### b. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis dengan

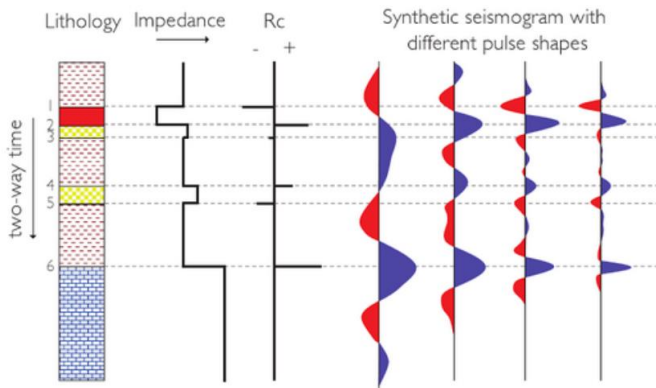
persamaan (Sukmono, 2000) :

$$Rc = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

dengan  $Z_0$  dan  $Z_1$  adalah impedansi medium pertama dan medium kedua.

### c. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat berdasarkan data log kecepatan dan densitas (gambar 2.6)



Gambar 2.6 Seismogram Sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan wavelet (Sigit Sukmono, 2001)

Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet*. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap

*trace* seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan akurat.

Proses pengikatan seismogram sintetik dengan data seismik disebut *well seismic tie*, dilakukan untuk mengkorelasi antara data sumur dan data seismik dengan bantuan data *check shot*, karena adanya perbedaan domain, data seismik dalam domain waktu sedangkan data sumur dalam domain kedalaman (Sukmono,2001).

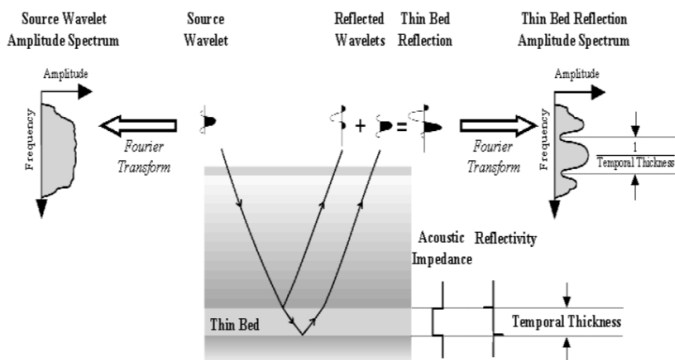
#### d. Resolusi Seismik

Resolusi seismik adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 2001). *Range* frekuensi dari seismik terbatas antara 10-70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik. Resolusi seismik terbagi dua yaitu resolusi vertikal dan horizontal, sebagai berikut:

##### 1) Resolusi vertikal

Berhubungan dengan jarak minimum antara dua reflektor berbeda yang masih dapat ditunjukkan sebagai dua reflektor terpisah. Kemampuan memisahkan reflektor batuan tersebut tergantung pada ketebalan dan panjang

gelombang. Bidang refleksi akan terpisahkan dengan baik bila memiliki ketebalan  $\geq \frac{1}{4}$  (*tuning thickness*). Apabila suatu lapisan mempunyai ketebalan kurang dari ketebalan *tuning* maka refleksi bidang bawah dan atasnya akan tampak seperti bidang reflektor tunggal.



Gambar 2.7 Penggambaran lapisan tipis pada tuning section (Partyka.,et al, 1999)

## 2) Resolusi Horisontal

Berhubungan dengan seberapa jauh antara dua objek yang terpisah dalam reflektor tunggal masih dapat ditunjukkan sebagai dua objek yang terpisah. Resolusi horisontal ditentukan oleh besar *radius* zona Fresnell (Sukmono, 2001) persamaannya dirumuskan dengan :



$$r_f = \frac{v}{2} \sqrt{\frac{t}{f}}$$

dengan :

- $r_f$  = *radius* zona Fresnell (m)
- $v$  = kecepatan rata-rata (m/s)
- $t$  = *Two way time* (s)
- $f$  = frekuensi dominan (*hertz*)

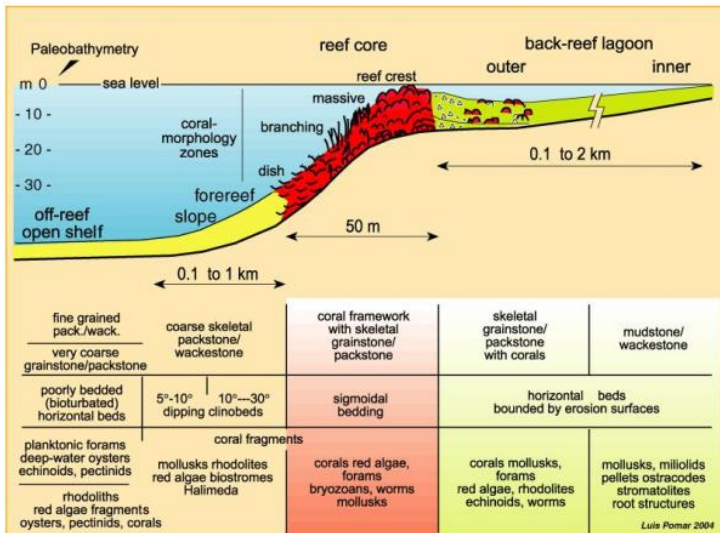
### 3. Batuan Sedimen Karbonat

Batuan karbonat adalah batuan dengan kandungan material karbonat lebih dari 50 % yang tersusun atas partikel karbonat klastik yang tersemankan atau karbonat kristalin hasil presipitasi langsung (Reijers & Hsu, 1986). Sementara itu, Bates & Jackson (1987) mendefinisikan batuan karbonat sebagai batuan yang komponen utamanya adalah mineral karbonat dengan berat keseluruhan lebih dari 50 %.

Batuan karbonat terbentuk melalui proses biologi, biokimia dan presipitasi anorganik larutan  $\text{CaCO}_3$  di dalam suatu cekungan (Scoffin, 1987). Menurut Pirson (1958), batuan karbonat terbentuk pada lingkungan laut dangkal, dimana lingkungan tersebut tidak terjadi pengendapan material asal daratan.

Hal ini memungkinkan pertumbuhan organisme laut misalnya koral, ganggang, dan lain-lain. Cangkang dari

organisme tersebut mengandung mineral aragonit yang kemudian berubah menjadi mineral kalsit. Proses pembentukan batuan karbonat berlangsung, bila keadaan laut relatif dangkal. Hal ini dapat terjadi bila ada keseimbangan antara pertumbuhan organisme dan penurunan dasar laut tempat terbentuknya batuan tersebut yang menghasilkan batuan karbonat yang tebal (Gambar 2.8).



Gambar 2.8 Platform karbonat (Pomar et al., 2004)

a. Sifat Batuan Reservoir

Batuan reservoir memegang peranan penting dalam *petroleum system* yakni untuk menampung

dan mengalirkan fluida yang terkandung di dalamnya. Untuk memenuhi syarat sebagai batuan reservoir maka terdapat komponen-komponen penting yang harus dimiliki dan mempengaruhi peranan batuan reservoir, diantaranya porositas, permeabilitas, wettabilitas, tekanan kapiler, saturasi dan kompresibilitas batuan. Namun pada penelitian ini fokus pada komponen porositas batuan.

#### 1) Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume pori yang terdapat dalam batuan terhadap volume batuan secara keseluruhan yang biasanya dinyatakan dalam fraks (Koesoemadinata, 1980). Besar-kecilnya ukuran ruang pori yang terdapat pada batuan akan menentukan kapasitas penyimpanan fluida reservoir. Secara matematis, porositas dapat dihitung menggunakan persamaan ( $\emptyset = \frac{V_p}{V_b}$ ) atau ( $\emptyset = \frac{V_p}{V_p + V_g}$ ) dengan :

$\emptyset$  = porositas pori dalam (%)

$V_p$  = volume pori pori ( $\text{cm}^3$ )

$V_b$  = volume bulk / batuan total ( $\text{cm}^3$ )

$V_g$  = volume *grain* / butiran ( $\text{cm}^3$ )

Porositas pada batuan reservoir diklasifikasikan menjadi dua yaitu (Koesoemadinata, 1980) :

a) Porositas absolut, adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen sebagai satuannya.

$$\phi = \frac{\text{Volume pori total}}{\text{Bulk volume}} \times 100\%$$

b) Porositas efektif, adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen sebagai satuannya

$$\phi_e = \frac{\text{Volume yang berhubungan}}{\text{Volume Total Batuan}} = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f}$$

dimana :

- $\phi_e$  = Porositas efektif, fraksi(%)
- $\rho_g$  = Densitas butiran (gr/cc)
- $\rho_b$  = Densitas total (gr/cc)
- $\rho_f$  = Densitas formasi (gr/cc)

Berdasarkan waktu dan proses terbentuknya, maka porositas dapat juga diklasifikasikan menjadi dua yaitu

(Koesoemadinata, 1980):

- a) Porositas primer, yaitu ruang pori batuan yang terbentuk pada waktu yang bersamaan dengan proses pengendapan berlangsung.
- b) Porositas sekunder, yaitu ruang pori batuan yang terbentuk setelah proses pengendapan.

Proses pembentukan rongga pada batuan sangat erat kaitannya dengan proses pembentukan batuan. Berikut ini faktor-faktor yang akan mempengaruhi nilai dari porositas batuan.

- a) Ukuran butir (*grainsize*)

Semakin kecil ukuran butiran yang terbentuk maka ukuran rongga yang terbentuk akan semakin kecil pula dan sebaliknya.

- b) Bentuk butir (*sphericity*)

Batuan dengan bentuk butiran yang jelek (*angular*) akan memiliki porositas yang besar dan sebaliknya.

- c) Susunan butir

Apabila ukuran butirnya sama maka susunan butir sama dengan bentuk kubus dan mempunyai porositas yang lebih besar dibandingkan dengan bentuk rhombohedral dan sebaliknya.

- d) Pemilahan

Keseragaman butiran akan membuat nilai porositas semakin baik begitupun sebaliknya.

e) Komposisi mineral

Mineral yang mudah larut seperti karbonat akan meningkatkan nilai porositas karena rongga yang ditinggalkan dari proses pelarutan akan menambah persentase dari ruang pori.

f) Sementasi

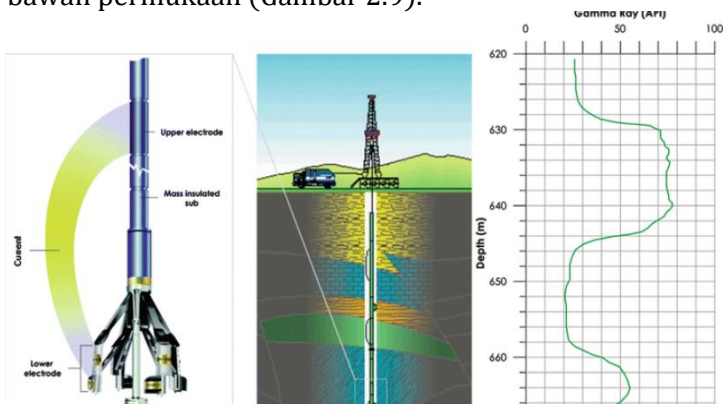
Material semen pada dasarnya akan mengurangi nilai persentase porositas.

g) Kompaksi dan Pemampatan

Kompaksi dan pemampatan akan mengurangi nilai persentase porositas.

#### 4. Well Logging

*Well Logging* merupakan suatu teknik pengukuran parameter fisis batuan pada lubang bor guna memperoleh informasi mengenai karakteristik batuan di bawah permukaan (Gambar 2.9).



Gambar 2.9 Skematik dari proses logging (Ellis & Singer, 2008)

Hasil rekaman data yang diperoleh berupa grafik dengan fungsi kedalaman/waktu yang disebut log (Ellis & Singer, 2008).

Tujuan dilakukannya *logging* yaitu untuk mengetahui karakter fisik batuan yang dilakukan secara langsung pada lubang bor sehingga dapat mengetahui kondisi bawah permukaan seperti jenis litologi, porositas, saturasi air, permeabilitas, dan kandungan serpih yang terdapat dalam suatu formasi. Data-data tersebut dapat dijadikan acuan untuk tujuan - tujuan tertentu seperti karakterisasi reservoir, struktur, dan perhitungan volumetrik hidrokarbon.

Berdasarkan proses kerjanya, *logging* dibagi menjadi dua jenis yaitu *wireline logging* dan *logging while drilling* bor (Ellis & Singer, 2008). *Wireline logging* dilakukan pada saat pemboran telah berhenti dan kabel digunakan sebagai alat untuk mentransmisikan data. Sedangkan *logging while drilling, logging* dapat dilakukan bersamaan dengan pemboran karena *logging* jenis ini tidak memerlukan kabel untuk mentransmisi data.

Berdasarkan sumber yang digunakan, log dapat dibagi menjadi 3 jenis yaitu (Harsono, 1997) :

- a. Log Listrik (*Electric Log*)

*Electric log* merupakan kurva perekaman sifat kelistrikan lapisan batuan yang ditembus oleh lubang bor guna mendapatkan informasi seputar litologi, stratigrafi serta mendeteksi zona berpotensi fluida hidrokarbon. Dalam log listrik, terdapat dua macam logging, yaitu *Spontaneous Potential Log* dan *Resistivity Log*, dimana kedua log tersebut mempunyai fungsi dan tujuan penggunaan masing-masing.

b. Log Akustik

Log akustik merupakan log yang mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan (Harsono, 1997). Prinsip kerja alat ini adalah memancarkan gelombang bunyi dengan interval yang teratur dari sebuah sumber bunyi (sebagai transmitter) dan alat penerima (*Receiver*) akan mencatat lamanya waktu penjalaran bunyi di dalam batuan ( $\Delta t$ ).

c. Log radioaktif

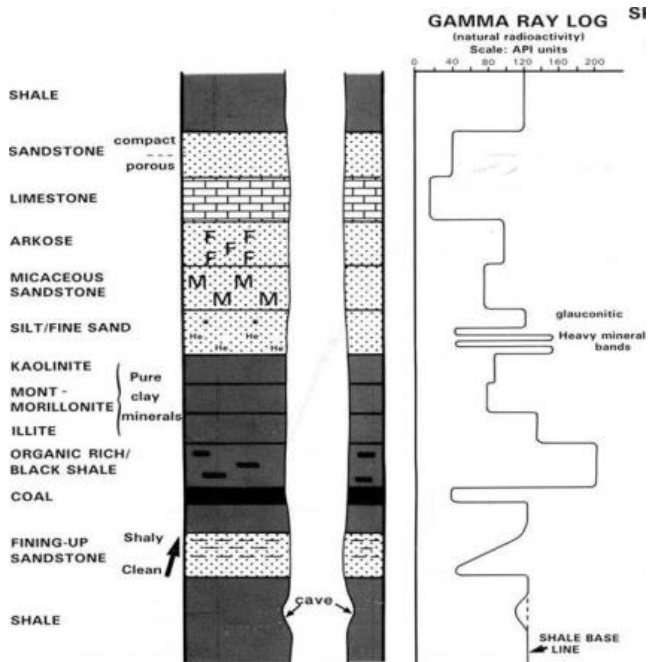
Log radioaktif dapat digunakan pada sumur yang telah dipadang casing (*cased hole*) maupun yang tidak dicasing (*open hole*). Salah satu keuntungan dari log ini adalah tidak banyak dipengaruhi oleh keadaan lubang bor dan jenis lumpur dibandingkan dengan log listrik.



Dari tujuan pengukuran, Log Radioaktif dapat dikelompokkan menjadi (Harsono, 1997) :

1) Log Gamma ray (GR)

Log *Gamma Ray* merupakan suatu kurva hasil perekaman kondisi lubang bor yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi (Harsono, 1997). Prinsip kerja log ini yaitu merekam radiasi sinar gamma alamiah batuan, sehingga berguna untuk mendeteksi / mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti Potasium (K), Thorium (Th), atau bijih Uranium (U). Pada batuan sedimen unsur-unsur radioaktif banyak terkonsentrasi pada serpih dan lempung. Batuan yang mempunyai kandungan mineral lempung tinggi cenderung memiliki konsentrasi radioaktif yang tinggi, sehingga nilai *gamma ray*-nya juga tinggi, dengan defleksi kurva ke arah kanan (Gambar 2.10).



Gambar 2.10 Respon Gamma Ray log di berbagai litologi (Rider, 1996)

Unsur radioaktif yang utama adalah potassium yang sering dijumpai pada *illite*. Pada kasus lapisan permeabel yang bersih, kurva log GR akan menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali bila kondisi lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif, atau lapisan yang mengandung air asin

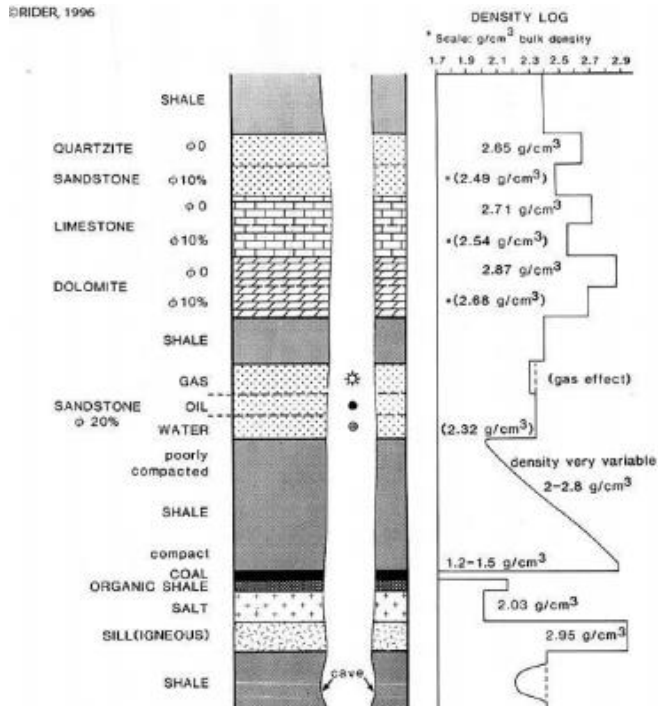
yang mengandung garam-garam potassium yang terlarutkan.

*Gamma Ray log* dinyatakan dalam API Units (GAPI *Gamma Ray log* dinyatakan dalam API Units (GAPI) dan umumnya dibuat dalam skala dari kiri kekanan 0 -100 atau 0 -150 GAPI. Log GR sangat bagus digunakan untuk menentukan permeabilitas suatu batuan karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih dari lapisan permeabel. Selain itu, log ini juga dapat menentukan litologi sepanjang sumur pemboran, untuk menentukan kandungan serpih (Vsh), kandungan lempung, evaluasi mineral bijih yang radioaktif, dan korelasi antar sumur.

## 2) Log densitas (RHOB)

Log densitas merupakan suatu kurva hasil perekaman kondisi lubang bor yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram / cm<sup>3</sup> (Harsono, 1997). Adapun prinsip dasar dari log ini adalah menembakkan sinar gamma kedalam formasi, dimana sinar gamma ini dianggap sebagai

partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi (Gambar 2.11).



*Bulk density ( $\rho_b$ )* bila dikombinasikan dengan Gambar 2.11 Respon density log di berbagai litologi (Rider, 1996)

kurva log neutron maka akan menjadi indikator yang penting untuk menghitung porositas, karena kurva log densitas ini akan menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya. Selain itu, log densitas dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan hidrokarbon atau fluida yang terdapat

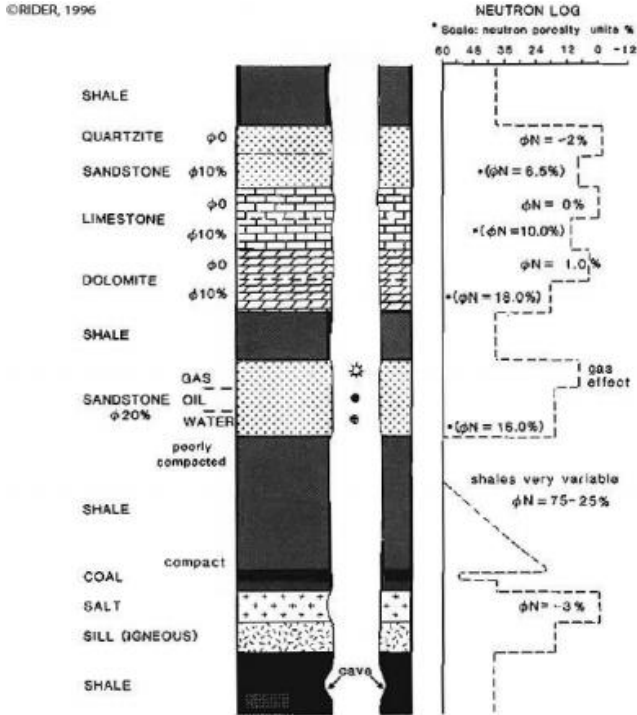
didalam formasi, menentukan besarnya densitas hidrokarbon ( $\rho_h$ ) dan membantu dalam evaluasi lapisan *shaly*.

Pada batuan homogen dengan porositas tertentu, apabila batuan tersebut mengandung air asin akan mempunyai densitas lebih rendah dibanding dengan batuan yang seluruhnya terdiri dari matrik. Pada batuan homogen yang mengandung fluid tertentu, jika batuan mengandung minyak, densitas batuan lebih rendah daripada yang mengandung air asin, sebab densitas air asin lebih besar daripada minyak. Pada batuan homogen yang mengandung fluida gas, densitas batuan lebih rendah lagi daripada yang berisi minyak. Sedangkan contoh kasus batuan yang mengandung batubara, mempunyai densitas paling rendah di antara jenis batuan yang mengandung fluida.

### 3) Log Neutron Porosity

Log Neutron Porosity Log neutron merupakan log untuk mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dinyatakan dalam persen (%). Prinsip dari log ini menembakan atom neutron ke formasi dengan energi tinggi yang

bertujuan untuk menentukan *primary porosity* batuan, yaitu ruang pori-pori batuan yang terisi air, minyak bumi, atau gas (Harsono, 1997). Neutron adalah suatu partikel listrik bersifat netral yang



Gambar 2.12 Respon Neutron Log di berbagai litologi (Rider, 1996)

mempunyai massa hampir sama dengan atom hydrogen (Gambar 2.12).

Partikel-partikel neutron memancar dan menembus formasi sehingga akan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat berbenturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi ( $\phi_N$ ).

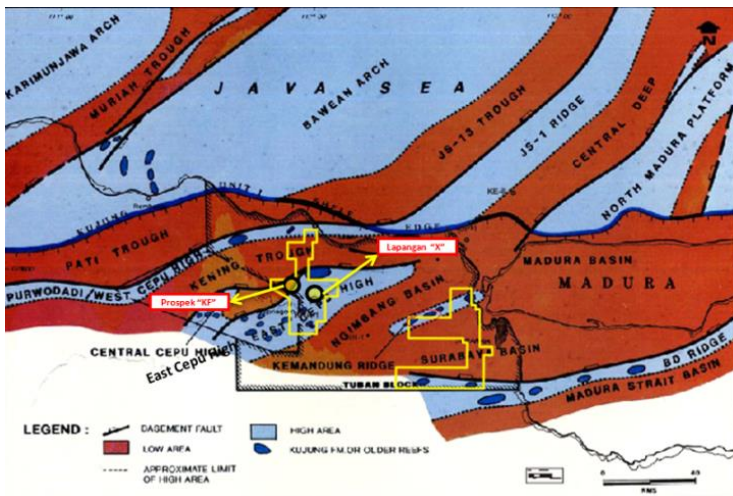
Hilangnya energi terbesar akan terjadi bila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Dengan demikian besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya tergantung pada jumlah atom hidrogen dalam formasi.

## 5. Geologi Regional *North East Java Basin*

*North East Java Basin* atau Daerah Cekungan Jawa Timur Utara terbentuk akibat tumbukan Lempeng Hindia Australia bergerak ke arah utara terhadap lempeng Sunda. Pertemuan kedua lempeng tersebut yang bersifat tumbukan melibatkan kerak samudera lempeng Hindia dan kerak benua dari lempeng Sunda yang membentuk sistem busur kepulauan "*Sunda Arc System*". Secara tektonik berada pada cekungan busur belakang (*Back arc*

basin) (JOB Pertamina -PetroChina East Java,2009)  
(Gambar 2.13)

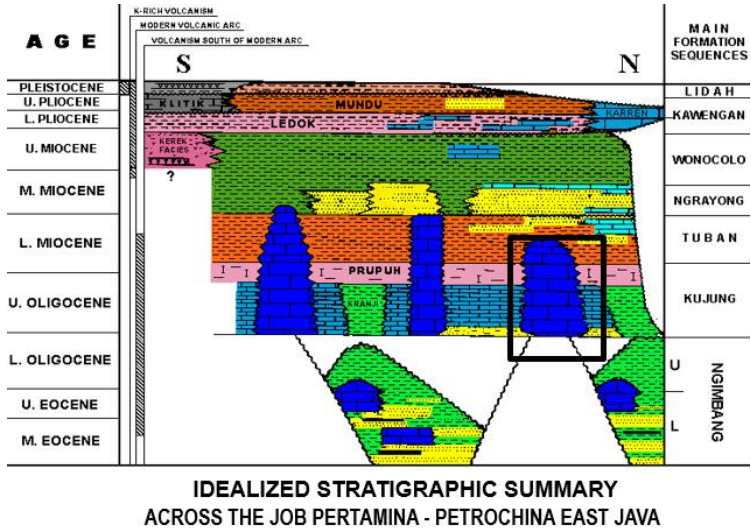
Cekungan yang terbentuk di Jawa Timur terbagi menjadi tiga mandala struktur masing masing dari utara ke selatan adalah Paparan Utara, Tinggian Tengah, dan Cekungan Selatan. Paparan Utara tersusun oleh Busur Bawean *back arc basin Sunda Arc System Northern Platform Central High Southern Basin Bawean Arc* dan Paparan Madura/Kangean Utara, Tinggian Tengah terdiri dari Tinggian Kujung, Madura, Kangean dan Lombok, sedangkan di Selatan dibagi dalam beberapa Zona yaitu: Zona Rembang, Zona Randublatung dan Zona Kendeng (JOB Pertamina -PetroChina East Java,2009).



Gambar 2.13 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara  
(JOB Pertamina -PetroChina East Java,2009)



Secara umum, nomenklatur stratigrafi di Cekungan Jawa Timur cukup rumit, sangat banyak nomenklatur lokal



Gambar 2.14 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara (Pertamina – PetroChina East Java,2009)

digunakan oleh beberapa Perusahaan minyak serta institusi institusi penelitian. Kegunaan terminologi formasi juga tidak hanya membingungkan namun sering tumpang tindih menurut berbagai definisi dan asumsi yang berbeda beda. Berdasarkan refrensi dari Pertamina Hulu Energi Stratigrafi Jawa Timur di klasifikasikan dari paleogen sampai kuartar ke dalam tujuh satuan stratigrafi atau sekuen formasi yaitu Ngimbang, Kujung, Tuban, Ngrayong, Wonocolo, Kawengan dan Lidah.

Formasi Ngimbang dibagi menjadi Formasi Ngimbang bawah dengan umur Eosen Tengah Akhir dan Formasi Ngimbang Atas dengan umur Oligosen Awal. Secara litologi, Formasi Ngimbang dapat dibagi lagi menjadi klastik Ngimbang dan Karbonat Ngimbang. Klastik Ngimbang relatif terbatas dan merupakan batas awal dari *system rift*. Perkembangan fasies vertikal dalam *system rift* ini adalah pengendapan transgresif dengan gradasi dari lacustrine hingga coastal plain dan laut dangkal. Transgresi berlanjut dan kemudian mengarah ke pengendapan karbonat Ngimbang, mengindikasikan sedikit topografi tersisa, yang menyebabkan transgresi yang cepat di mana perkembangan terumbu berlanjut di area tinggian dan platform karbonat terbentuk disekitar batas cekungan.

Formasi Kujung terendapkan pada kondisi laut dangkal pada umur Oligosen akhir hingga Miosen Awal, dan diklasifikasikan menjadi batulempung Kujung dan Karbonat Kujung, Berdasarkan karakter resevoirnya, Karbonat Kujung dibagi lagi menjadi (dari muda ke tua): Kujung-I, Kujung-II, dan Kujung-III. Dalam nomenklatur litostratigrafi lainnya, Kujung-I dikenal dengan nama Formasi Prupuh. Pada Oligosen Akhir, area cekungan terdiri dari batulempung karbonat dengan lapisan parallel

dan batugamping. Bagian paling atas dari karbonat secara regional disebut dengan batugamping prupuh.

Sedimen miosen awal Tengah pada daratan cekungan Jawa Timur tersusun dari 3 satuan litostratigrafi, yaitu : Formasi Tuban, Formasi Ngrayong, dan Formasi Wonocolo yang menindih Formasi Prupuh. Sedimen Miosen Awal dicirikan oleh sedimen laut dalam dari batulempung Formasi Tuban pada area cekungan dan dilanjutkan progradasi karbonat *build up* Formasi Tuban pada tinggian (JOB Pertamina -PetroChina East Java,2009).

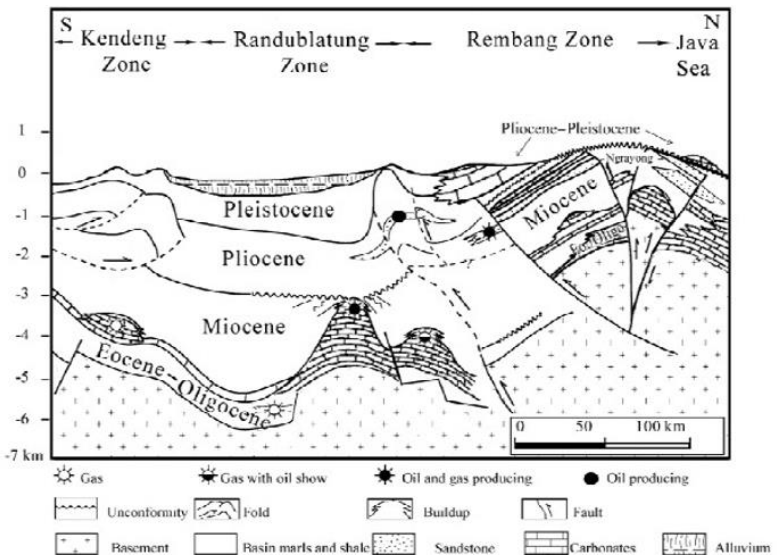
Formasi ngrayong ditandai oleh masuknya pasir kuarsa dominan keatas, terdapat batubara sisipan batugamping Orbitoid bioklastik. Pasir kuarsa formasi ngrayong ini telah menjadi sumber hidrokarbon utama di daratan Cekungan Jawa Timur. Formasi Wonocolo Miosen tengah Akhir di atasnya didominasi oleh lempung karbonat dan sisipan batupasir kuarsa berperlapisan tipis.

Stratigrafi umur Plistosen, ditunjukkan Formasi Kawengan yang didominasi oleh batulempung karbonat yang secara umum monoton (Formasi Mundu) dengan arus sedimen klastik Formasi Ledok, dan batu gamping bioklastik formasi klitik. Pola sedimentasi dikontrol oleh topografi terutama di Zona Rembang Madura Kangea. Tinggian yang terinversi mengalami erosi lalu karbonat

terumbu berkembang (Formasi Bulu, Formasi Paciran). Pada area cekungan, karbonat pelagic menghasilkan Batupasir Globigerina yang membentuk reservoir yang baik dengan pembentuk gas biogenic (Formasi/Pasir Selorejo).

Formasi Lidah berumur Plistosen didominasi oleh lempung abu abu kehijauan hingga biru dengan sisipan batugamping qoquina dari Anggota Dander dan batulempung diatsanya dari Formasi Turitambakromo.

Cekungan Jawa Timur dibagi kedalam tiga zona utama yaitu zona Rembang, zona Randublatung, dan zona



Gambar 2. 15 Sayatan penampang melintang selatan – utara Cekungan Jawa Timur (Sharaf et al, 2005)

Kendeng.

a. Zona Rembang

Zona ini terbentang sejajar dengan zona Kendeng namun dipisahkan oleh depresi dari zona Randublatung. Zona ini merupakan dataran tinggi yang membentuk perbukitan dengan elevasi rata rata kurang dari 500 m akibat hasil gejala tektonik Tersier Akhir. Pada dataran ini juga terdapat antiklinorium yang berarah barat timur yang merupakan hasil dari reaktivasi dari sesar yang berarah barat daya timur laut. Rembang merupakan zona patahan antara paparan karbonat di utara (Laut Jawa) dengan cekungan di selatan (Cekungan Kendeng). Litologi penyusunannya terdiri dari campuran karbonat dangkal dengan klastika, serta lempung dan napal laut dalam (Sharaf et al, 2005).

b. Zona Randublatung

Zona ini lebih rendah dibandingkan dengan zona Rembang dan zona Kendeng, Zona ini merupakan zona depresi akibat gejala tektonik diantara kedua zona yang mengapitnya dan terbentuk pada periode Pleistosen yang berarah barat timur. Sepanjang zona

ini terdapat beberapa antiklin yang pendek dan kubah kubah dan terdapat aliran sungai yaitu sungai Bengawan Solo (Sharaf et al, 2005).

c. Zona Kendeng

Zona ini memiliki panjang jalur sekitar 250 km dengan lebar maksimum adalah 40 km. Kendeng terletak dibagian utara dari pegunungan vulkanik dan terdiri dari endapan kaenozoikum muda yang umumnya terlipat dengan kuat disertai dengan sesar sesar sungkung dengan kemiringan ke arahselatan (Sharaf et al, 2005).

Berdasarkan pola pembentukan struktur Tersier, cekungan Jawa Timur dibagi menjadi tiga periode, yaitu :

- 1) *Paleogen Extension Rifting*, merupakan fase ekstensional yaitu fase tektonik regangan yang menghasilkan graben, half-graben, dan sesar sesar dengan arah barat daya timur laut. Pada fase ini terbentuk endapan sedimen yang berumur Eosen-Oligosen
- 2) *Neogen Compressional Wrenching*, merupakan fase kompresional dari tumbukan lempeng Hindia dengan lempeng Asia yang membentuk sesar

sesar geser (*sinistral*) yang berarah barat timur. Fase ini disebut juga fase reaktivasi sesar sesar ekstensional pada periodesebelumnya.

- 3) *Pilo-Pleitocen Compressing Thrust-Folding*, merupakan fase pembentukan lipatan (*anticline*) dan sesar naik (*thrust fault*) yang memiliki orientasi tertentu yang berhubungan dengan arah kompresional dan cara pembentukannya.

## 6. Sistem Minyak Bumi Cekungan Jawa Timur Utara

Minyak bumi terbentuk akibat adanya pencampuran bahan organik seperti binatang kecil dan tumbuhan yang mati dan terkubur yang berusia jutaan tahun dalam tekanan yang tinggi di bawah permukaan bumi. Selanjutnya bahan organik tersebut mengalami proses pengendapan menjadi hidrokarbon dan beberapa endapan mineral membentuk batuan reservoir (Arabic-English Lane's Lexicon, 2013). Integrasi sains dan Islam yang membahas bagaimana minyak bumi terbentuk Allah telah berfirman dalam Al - Qur'an QS Al - A'la ayat 4 sampai 5 :

وَالَّذِي أَخْرَجَ الْمَرْعَىٰ

“Dan yang (telah) menumbuhkan / menciptakan rumput - rumputan (*al-mar'a*)”.

## فَجَعَلَهُ غُثَاءً أَحْوَىٰ

“Lalu dijadikan-Nya rumput-rumput itu kering kehitam-hitaman (*ghutsaa-an ahwaa*)”.

Dari ayat ke-4 dan ke 5 surah Al-A'la (87) diatas terlihat bagaimana Allah menjelaskan bahwa substansi organik dalam hal ini *al-mar'a* ketika mati dijadikan Allah bercampur menjadi suatu cairan yang mengalir dan berwarna hitam gelap (*ahwaa*), yang kita kenal dengan sebutan minyak bumi. *Ahwaa* digunakan disini, bukannya kata *aswad* yang berarti hitam, mengindikasikan adanya penumpukan yang banyak dari *ghutsaa-an* sehingga warnanya menjadi gelap hitam dengan sedikit kehijau-hijauan (Arabic-English Lane's Lexicon, 2013).

Sistem minyak bumi (*petroleum system*) adalah komponen yang harus dimiliki untuk memungkinkan terkumpul dan terakumulasinya suatu minyak bumi di suatu cekungan. Cekungan Jawa Timur merupakan cekungan tersier penghasil hidrokarbon sejak akhir abad ke 18, terutama dari daerah Cepu, Bojonegoro, dan Surabaya. Petroleum system terdiri dari komponen penting (Pertamina,1996) yaitu :

- a. Batuan Induk (*Source Rock*) Batuan induk hidrokarbon utama di Cekungan Jawa bagian Timur ini



berasal dari serpih karbonatan berasal dari lingkungan marginal marine, deltaik, dan lakustrin Formasi Ngimbang, terutama berasal dari Central Deep Basin (Manur dan Barraclough, 1994) dengan tipe kerogen II dan III sehingga dapat menghasilkan minyak dan gas. Serpih laut dalam pada bagian bawah Formasi Kujung juga berpotensi sebagai batuan induk.

- b. Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*) Reservoir adalah batuan dengan porositas dan permeabilitas yang baik untuk menyimpan dan mengalirnya hidrokarbon. Reservoir utama yang berada pada cekungan ini adalah batuan karbonat Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung interval I serta reservoir silisiklastik dari Formasi Ngimbang, Formasi Tuban dan Formasi Ngrayong.
- c. Batuan Penutup (*Seal Rock*) Batuan penutup memiliki peran sebagai penyekat yang bersifat tidak permeabel seperti batulempung. Seal rock yang berada pada cekungan ini adalah serpih Formasi Ngimbang, Formasi Tuban, Formasi Wonocolo, dan Formasi Mundu. *Shale* formasi Tuban merupakan batuan tudung yang memiliki tebal 500' – 1500' di Cekungan Jawa Timur Utara.
- d. Migrasi hidrokarbon terbagi atas migrasi primer,

sekunder, dan tersier. Migrasi primer adalah perpindahan fluida hidrokarbon dari batuan induk menuju batuan reservoir. Migrasi sekunder adalah pergerakan fluida dalam reservoir melalui trap. Migrasi tersier adalah pergerakan fluida hidrokarbon setelah pembentukan akumulasi yang nyata. Migrasi lateral terjadi pada lapisan batuan dengan permeabilitas lateral yang baik.

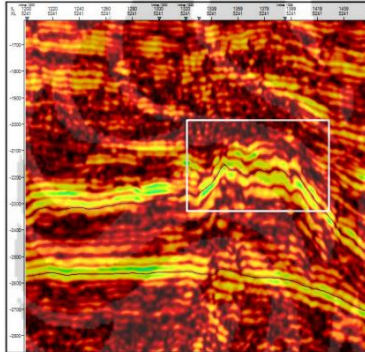
- e. Perangkap (*trap*) Jenis perangkap di semua sistem minyak bumi Jawa Timur umumnya memiliki kesamaan. Hal ini disebabkan evolusi tektonik yang terjadi pada semua cekungan sedimen di sepanjang batas selatan dari kraton Sunda sehingga tipe struktur geologi dan mekanisme perangkap menjadi relatif memiliki kesamaan. Perangkap struktur yang berkembang berupa antiklin dan patahan serta perangkap stratigrafi ditemukan ketika unit karbonat menumpu (*onlap*) dan menutupi bagian tinggian batuan dasar.

## **B. Kajian Pustaka**

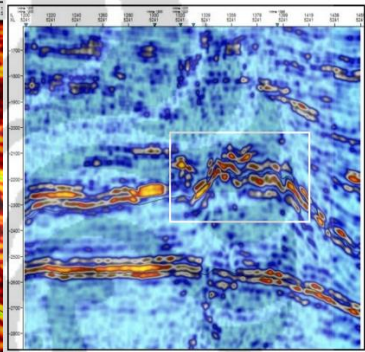
Beberapa penelitian terkait penerapan atribut seismik dan inversi *acoustic impedance* (AI) untuk karakterisasi reservoir di antaranya yaitu :

1. Penelitian tesis menggunakan atribut seismik dan inversi impedansi akustik pada suatu litologi karbonat di lapangan cekungan Jawa Timur Utara dilakukan oleh Dewi Tirtasari. Penelitian tersebut menggunakan inversi impedansi akustik untuk mengetahui nilai AI pada daerah targetnya yaitu pada top reservoir karbonat. Sedangkan Atribut seismik *rms amplitude*, dan *reflection intensity* digunakan sebagai atribut eksternal, untuk memprediksi persebaran porositas berdasarkan parameter amplitudo dan intensitas refleksi. Hasil penelitian yang menunjukkan penampang persebaran porositas di zona sekitar horizon top Tuban karbonat (Gambar 2.16 dan 2.17) terlihat memiliki amplitudo yang tinggi, yang ditunjukkan dengan warna terang kuning dan hijau (*bright spot*). Begitupula yang terdapat pada zona sekitar horizon *Base Carbonate*. Nilai amplitudo yang tinggi ini adalah indikasi bahwa pada zona tersebut memiliki porositas yang baik. Porositas pada batuan menyebabkan penurunan frekuensi gelombang seismik, sehingga amplitudonya meningkat. Sedangkan hasil penampang horizon porositas reservoir karbonat dari inversi impedansi akustik (Gambar 2.18 dan 2.19) pada top dan base karbonat memiliki nilai rata-rata pada lapisan

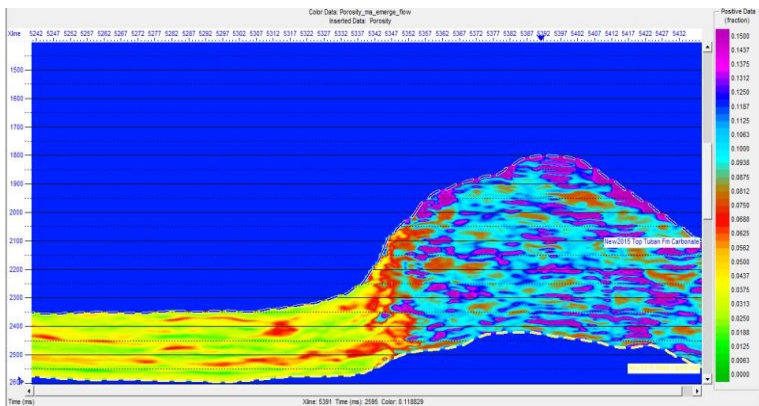
reservoar karbonat sebesar 10-15% di bagian utara. Sedangkan, di bagian selatan, porositas rata-rata hanya di bawah 6%.



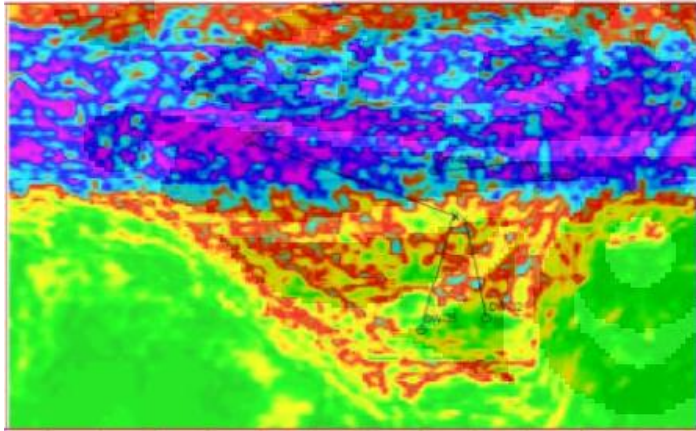
Gambar 2.16 Penampang Atribut Reflection Intensity



Gambar 2.17 Penampang Atribut Rms Amplitude



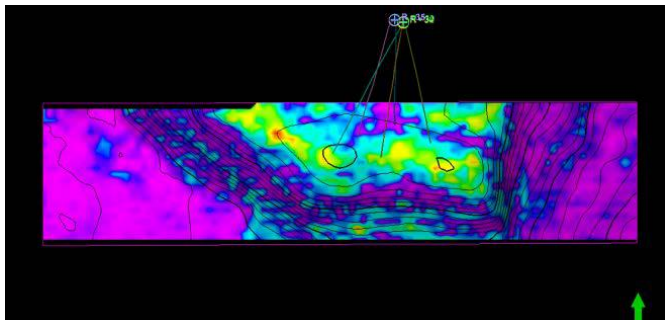
Gambar 2.18 Penampang hasil Inversi impedansi akustik



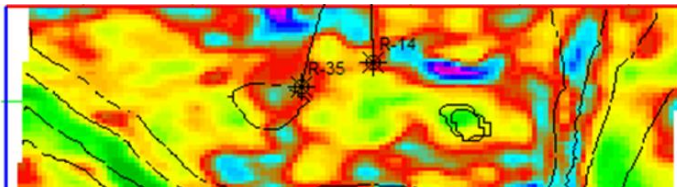
Gambar 2.19 Hasil Peta persebaran porositas inversi impedansi akustik

2. Penelitian menggunakan atribut seismik dan inversi impedansi akustik pada suatu lapangan karbonat oleh Ridho Fahmi Alifudin, Wien Lestari, Firman Syaifuddin, M. Wahdanadi Haidar (2016). Penelitian ini menggunakan atribut seismik berupa atribut amplitudo RMS. Atribut amplitudo RMS bertujuan sebagai pendekatan interpretatif untuk mengevaluasi persebaran reservoir dari atribut amplitudo menggunakan asumsi yang sederhana, yaitu *bright spot* pada peta seismik yang mendasarkan pada besar kecilnya amplitudo akan lebih tinggi bila saturasi hidrokarbon tinggi, porositas semakin besar, *pay thickness* lebih tebal (walaupun dengan beberapa komplikasi *tuning effect*) (Anggraini, 2011). Secara

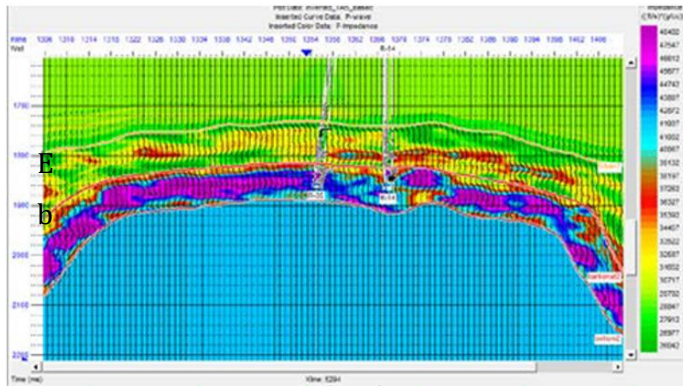
umum semakin terang *bright spot* semakin nyata kontras amplitudo (Gambar 2.20) sehingga semakin bagus prospeknya. Inversi impedansi akustik digunakan untuk mengetahui persebaran nilai impedansi akustik yang berhubungan dengan nilai porositas dimana semakin kecil nilai impedansi akustik sehingga semakin besar nilai porositasnya (Gambar 2.21). Kesimpulan penelitian ini adalah bahwa analisis integrasi atribut *rms amplitude* dan inverse impedansi akustik pada top reservoir karbonat menunjukkan zona *brightspot* yang mengindikasikan porositas tinggi dan hidrokarbon.



Gambar 2.20 Hasil persebaran reservoir berdasarkan Atribut rms amplitudo



Gambar 2.21 persebaran porositas reservoir berdasarkan inversi Impedansi Akustik



Gambar 2.22 Penampang Hasil Inversi Impedansi Akustik

Beberapa penelitian di atas memberikan gambaran informasi beberapa kasus permasalahan terkait reservoir pada litologi karbonat yang menghasilkan persebaran nilai impedansi akustik, namun tidak dikerjakan sampai mendapat nilai porositas yang sebenarnya. Hal ini mendorong penulis untuk melakukan penelitian serupa dengan menggunakan metode atribut seismik dan inversi impedansi akustik hingga diperoleh nilai porositas sebenarnya.

## **BAB III**

### **METODE PENELITIAN**

#### **A. Waktu dan Tempat Penelitian**

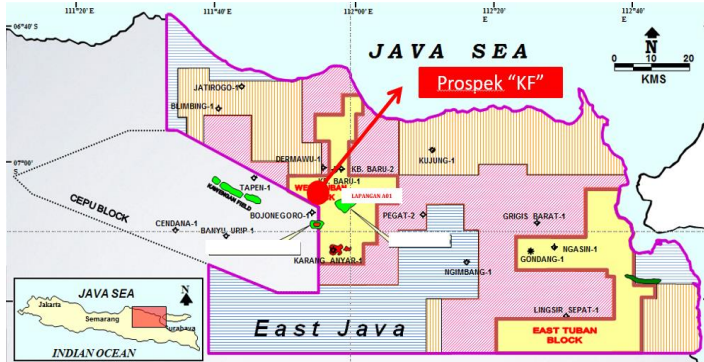
##### **1. Waktu**

Penelitian dilakukan selama tiga bulan yakni pada 2 April – 2 Juli 2019 di kantor PT. Pertamina Hulu Energi Tuban East Java – Randugunting, Jalan TB. Simatupang Kav 99 Jakarta Selatan 12520

##### **2. Lokasi Daerah Penelitian**

Lokasi penelitian berada pada wilayah teritorial Blok Tuban cekungan Jawa Timur Utara yang dikelola oleh PT. Pertamina Hulu Energi Tuban East Java. Area yang menjadi fokus penelitian berada pada litologi batuan karbonat Formasi Tuban berumur Miosen Awal, pada Cekungan Jawa Timur Utara (Gambar 3.1). Peneliti menamai daerah prospek fokus penelitian dengan nama “Prospek KF”. Alasan peneliti memilih lokasi tersebut dikarenakan belum adanya sumur eksplorasi baru yang dikembangkan di daerah prospek tersebut. Sehingga perlu dilakukan analisa mengenai karakterisasi reservoir karbonat agar daerah tersebut bias dikembangkan.





Gambar 3.1 Peta Lokasi Prospek KF, Cekungan Jawa Timur (Pertamina Hulu Energi Tuban East Java,2019)

## B. Perangkat lunak yang digunakan

Perangkat lunak dalam penelitian ini terdiri atas :

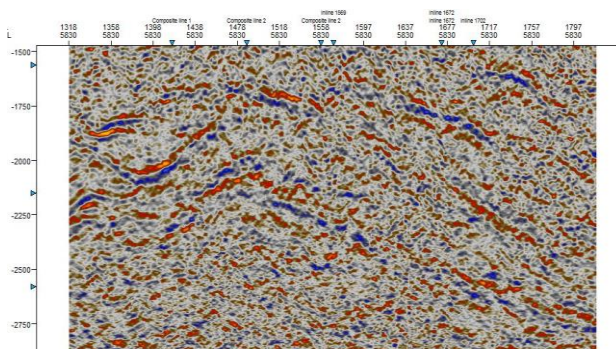
1. HRS (*Hampson Russel Software*) untuk melakukan proses ekstraksi wavelet, analisis log sumur, sensitivitas analisis, inversi impedansi akustik, dan pembuatan peta porositas inversi.
2. Petrel untuk melakukan proses *picking fault* dan *horizon, time* dan *depth structure map*, serta ekstraksi atribut instantaneous phase.

## C. Data Penelitian

Data dalam penelitian ini antara lain data volume seismik 3D *Post- Stack Time Migration*, *wireline* log sumur dan *checkshot*, dan data marker. Data seismik yang digunakan merupakan data yang sudah melalui tahapan *processing* dengan asumsi telah dilakukan sesuai prosedur sehingga dapat dilakukan proses lanjutan seperti interpretasi data seismik.

### 1. Data Seismik

Penelitian ini menggunakan data seismik 3D *Post- Stack Time Migration* dengan polaritas normal dan fasa *zero phase* dalam ketentuan SEG yang dibatasi oleh *inline* 1318 – 1819 *crossline* 5463 – 5909 (Gambar 3.2)



Gambar 3.2 Data Seismik penelitian

## 2. Wireline Log

Dalam proses proses inversi *acoustic impedance*, membutuhkan log sonik, log densitas, log *gamma ray* dan log porositas sedangkan log lainnya berperan sebagai log penunjang yang digunakan untuk interpretasi dan informasi tambahan.

Well: KF-01 There are 7 curves in this well. UWI:

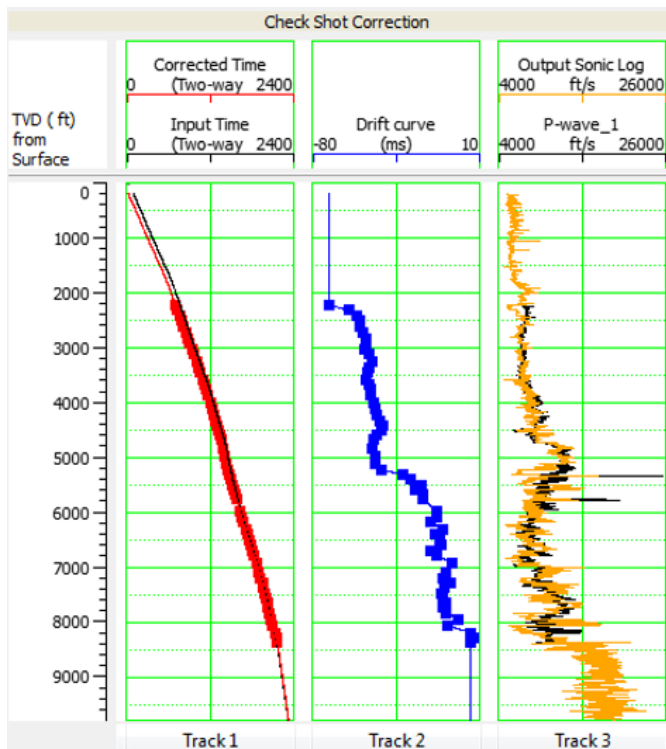
→ Tops(5)  
→ Deviated Geometry (Not Available) Create Deviated Geometry

	Log Name		HRS Log Type	Amplitude Units
→	Caliper_1	*	Caliper	in
→	Check Shot	*	Check Shot	ms (Two Way time)
→	Density_1	*	Density	g/cm <sup>3</sup>
→	Gamma Ray_1	*	Gamma Ray	API
→	Neutron Porosity_1	*	Neutron Porosity	v/v
→	Resistivity_1	*	Resistivity	ohm-ft
→	SP_1	*	SP	mV

Gambar 3.3 Log Sumur KF Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara

### 3. Data *Checkshot*

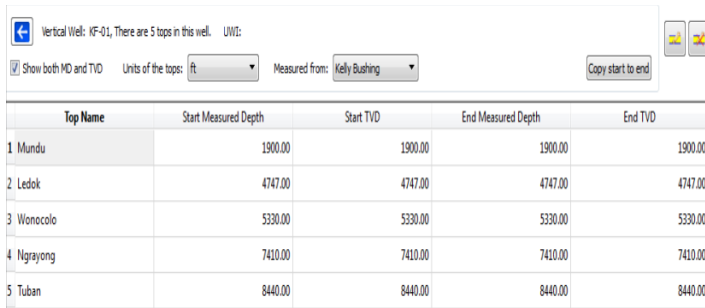
Data *Checkshot* memiliki peranan penting, pada saat pengikatan data seismik domain waktu dengan data sumur domain kedalaman. *Checkshot* berperan sebagai penghubung domain tersebut pada proses *Well Seismic Tie* serta digunakan saat konversi dari peta struktur waktu ke peta struktur kedalaman.



Gambar 3.4 Data Checksot sumur X penelitian

#### 4. Data *Marker*

Data Marker dibuat dengan memasukan nilai kedalaman berupa *Kelly Bushing* (KB) *Top Marker* referensi dari *well report* yang disediakan oleh perusahaan. Data marker tersebut digunakan untuk mengetahui posisi kedalaman formasi formasi daerah penelitian.



Vertical Well: KF-01, There are 5 tops in this well. UWI:

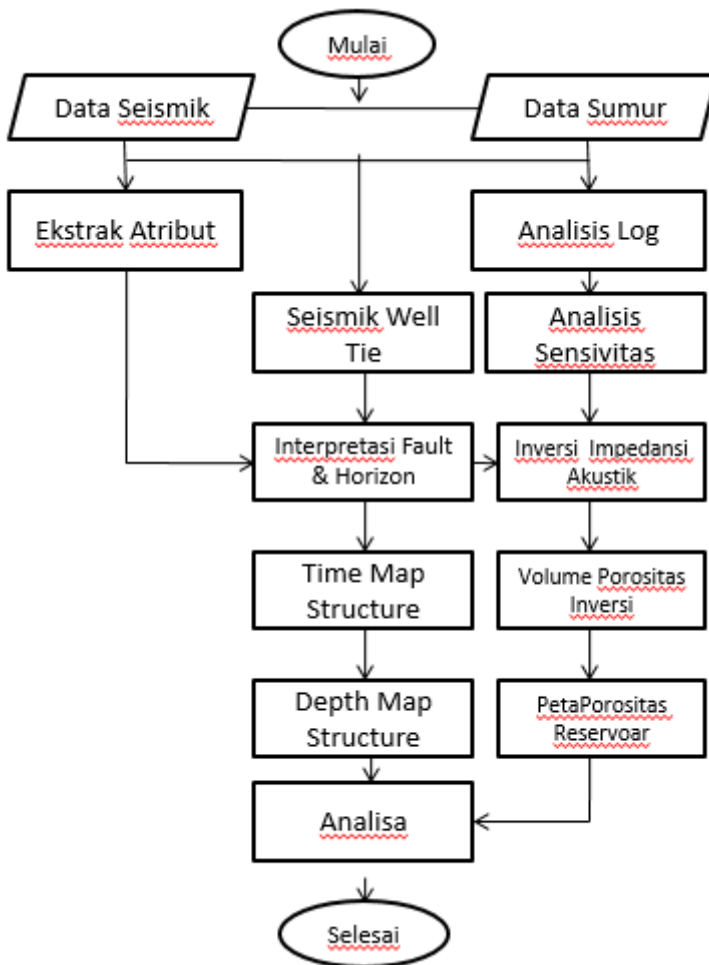
Show both MD and TVD    Units of the tops: ft    Measured from: Kelly Bushing   

Top Name	Start Measured Depth	Start TVD	End Measured Depth	End TVD
1 Mundu	1900.00	1900.00	1900.00	1900.00
2 Ledok	4747.00	4747.00	4747.00	4747.00
3 Wonocolo	5330.00	5330.00	5330.00	5330.00
4 Ngrayong	7410.00	7410.00	7410.00	7410.00
5 Tuban	8440.00	8440.00	8440.00	8440.00

Gambar 3.5 Data marker daerah penelitian

#### D. Pengolahan Data

Penelitian ini dilakukan melalui beberapa tahapan pengolahan data seperti dalam gambar 3.6.



Gambar 3.6 Diagram Alir Diagram alir pengolahan Seismik Atribut dan Seismik Inversi

Dimulai dari analisis log sumur (*crossplot*), ekstraksi wavelet, *seismic well tie*, analisa atribut seismik, *picking fault dan horizon, time dan depth structure Map, inversion acoustic impedance*, dan *volume* porositas. Tahapan tahapan tersebut) dilakukan hingga mendapatkan *output* berupa penampang, peta dan *slicing data*.

#### 1. *Sensitivity Analysis*

Tahapan pertama dilakukan pada saat pengolahan yaitu analisis sensitivitas data, dari hasil analisis inilah dapat ditetapkan layak atau tidaknya data untuk diolah ketahap selanjutnya. Analisis sensitivitas atau yang lebih dikenal sebagai *crossplot* yaitu suatu teknik analisis yang dilakukan dengan cara melihat persebaran atau respon dari data log yang disandingkan.

Data dikatakan sensitif apabila dapat memisahkan atau menunjukkan respon litologi yang berbeda. log sumur yang umumnya digunakan pada saat *crossplot* *a.Density Log*, menunjukkan repon massa jenis *shale* lebih besar dibandingkan *carbonate*. Dikarenakan

*shale* lebih kompak dan padat sehingga massa jenisnya lebih besar.

- b. *P-Impedance Log*, memisahkan litologi *carbonate* dan *shale* dimana umumnya respon *shale* akan lebih besar. Hal ini disebabkan karna *P-Impedance Log* diperoleh dari hasil kali antara kecepatan dan densitas batuan.
- c. *Neutron porosity*, berdasarkan volume pori batuan maka dapat dibedakan litologi *carbonate* dan *shale* (Harsono, 1997)

## 2. Ekstraksi Wavelet

Proses ini dapat dilakukan dengan beberapa cara :

- a. *Statistical wavelet*, diekstrak sendiri dari volume data seismic
- b. *Using wells*, wavelet diekstrak dari data sumur
- c. *Bandpass*, wavelet dibuat berdasarkan *high/low cut* dan *high/low pass* frekuensi yang diperoleh dari analisa spektrum gelombang.
- d. *Ricker*, wavelet dibentuk dari frekuensi dominan spektrum gelombang (Sukmono,2002)

Tahapan ini sangat sangat mempengaruhi nilai korelasi pada saat dilakukannya proses *well seismic tie*,



dimana wavelet yang diekstraksi harus mampu mengcover pengikatan data seismik dan data sumur.

### 3. *Well Seismic Tie*

Proses pengikatan data seismik (domain *waktu*) dengan data sumur (domain *kedalaman*) membutuhkan data *checkshot* sebagai penghubung antara kedua domain tersebut. Data *sonic log* dan *density log* akan membentuk AI log sehingga diperoleh nilai koefisien refleksi yang kemudian dikonvolusi dengan wavelet seismik hingga menghasilkan *synthetic seismogram*.

Pada saat pengikatan data akan didapati nilai korelasi yang dijadikan acuan kontrol data. Untuk standar nilai korelasi  $\pm 0.5$  dimana semakin mendekati 1 maka data semakin *valid* dengan asumsi data seismik telah ditempatkan pada kedalaman yang mendekati sebenarnya.

### 4. Ekstraksi Atribut

Proses ekstraksi atribut seismik ini menggunakan jenis atribut *Instantaneous Phase* (Fasa Sesaat) yang di ekstrak dalam satu volume seismik yang selanjutnya dianalisis kontinuitas lapisan secara lateral dan ketidakmenerusan pada *trace* seismik. Kemudian

dari hasil analisa atribut tersebut dipergunakan untuk mempermudah interpretasi *fault* dan horizon.

#### 5. Interpretasi Fault dan Horizon

Interpretasi Fault & Horizon diperlukan untuk melihat kemenerusan lapisan dengan *marker* yang telah di tentukan untuk dapat diteliti. Proses ini dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari *reservoir* sangat dibutuhkan dalam proses ini sebagai data pendukung. Dalam melakukan *picking horizon* diperlukan *well seismic tie* untuk mengikat horizon seismik dengan data sumur sehingga horizon seismik dapat diposisikan pada horizon yang sebenarnya.

#### 6. *Time Structure Map*

Untuk memperoleh gambaran mengenai bawah permukaan, diperlukan peta struktur kedalaman. Langkah awal yang dilakukan untuk membuat peta struktur kedalaman adalah dengan membuat peta struktur waktu. Pembuatan peta struktur waktu dilakukan dengan mengekstrapolasi hasil dari

penarikan horizon dan patahan (*seismic picking*) (Rizky, 2012).

#### 7. *Depth Structure Map*

Peta struktur kedalaman dibuat dengan melakukan operasi aritmatik peta yaitu perkalian antara peta struktur waktu dengan peta kecepatan interval (Badley, 1985). Pembuatan peta kecepatan interval dilakukan dengan menganalisa kecepatan terlebih dahulu. Analisa kecepatan ini dilakukan dengan mengetahui kecepatan interval yaitu kecepatan gelombang seismik yang bergerak dari permukaan sampai pada batas atas dan bawah suatu formasi yang diperoleh dari data *check-shot*. Dari kecepatan interval yang telah diketahui dari masing-masing sumur, dilakukanlah ekstrapolasi sehingga menghasilkan peta kecepatan interval. Peta kecepatan interval yang telah dihasilkan dari ekstrapolasi tersebut dikalikan dengan peta struktur waktu sehingga menghasilkan peta struktur kedalaman.

#### 8. Inversi Impedansi Akustik

Dalam proses analisis Inversi Impedansi Akustik melewati beberapa proses tahapan di antaranya yaitu:

#### a. Initial Model

Merupakan tahapan awal sebelum melakukan inversi, yaitu membangun model inversi berdasarkan AI sumur dan horizon target yang diinterpolasi. Inversi merupakan suatu teknik pemodelan kebelakang dimana data seismic digunakan sebagai data input dan dikontrol oleh data sumur, sehingga model initial yang dibangun sangat berpengaruh dengan hasil akhir inversi.

#### b. *Pre-analysis Inversion*

Tahapan *Quality Control* yang dilakukan dengan cara mengubah parameterparameter apa saja yang berpengaruh pada proses inversi (*Trial and Error*). Parameter yang dimaksud berbeda-beda tergantung jenis dari metode inversinya (*Model Based, Band limited, Colored Inversion, Linear Programming Sparse-Spike, Maximum Likelihood Sparse-Spike*).

Hasil akhir yang diperoleh setelah tahapan QC berupa *Pseudou section Accoustic Impedance*. Pada penelitian ini, *model based* dipilih sebagai metode inversi AI karna metode ini mampu menggambarkan perlapisan batuan khususnya untuk target berupa karbonat.

### 1) Volume Porositas Inversi

Volume porositas inversi ini dibuat dengan mengubah hasil nilai Impedansi Akustik menjadi nilai porositas batuan dengan cara menginput persamaan matematis  $y = mx + c$  yang didapat dari analisa *crosssection* pada *crossplot*. Tujuannya agar diketahui nilai porositas batuan pada daerah target Prospek KF.

### 2) Peta Porositas Reservoar Karbonat

Hasil akhir dari pengerjaan pada penelitian ini adalah berupa peta sebaran porositas reservoar karbonat sehingga bisa diketahui letak daerah nilai porositas paling tinggi pada prospek KF yang akan dijadikan lokasi sumur paling optimal.

## BAB IV

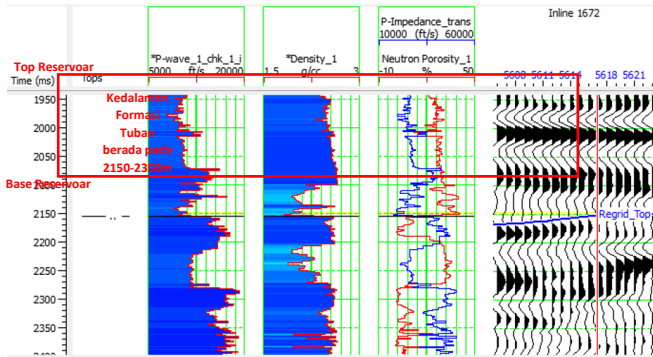
### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

#### A. Hasil

Penelitian ini menghasilkan peta persebaran porositas reservoir karbonat yang digunakan untuk menentukan daerah titik sumur prospek baru yang paling optimal pada Prospek KF berdasarkan hasil nilai porositas inversi *acoustic impedance*. Hasil penelitian tersebut dirangkum dalam beberapa tahap sebagai berikut :

##### 1. Log Sumur

Telah dilakukan analisis data log sumur dengan software HRS pada lapangan "X" yang akan dijadikan sebagai sumur referensi ke daerah target prospek KF. Analisis ini bertujuan untuk menentukan *marker top* dan *base* reservoir pada sumur KF (Gambar 4.1). Hasil analisis log sumur berupa informasi kedalaman formasi Tuban dari Top sampai Base reservoir yaitu sekitar 2150ms – 2350ms.



Gambar 4.1 Hasil Analisis Log P-Wave dan Log Densitas pada sumur KF

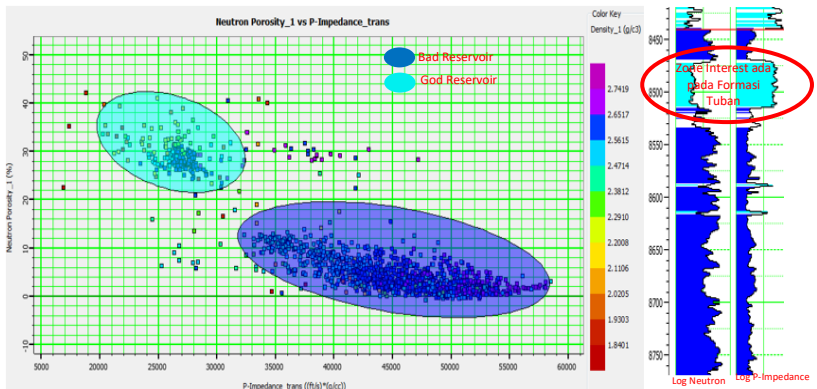
Data log sumur yang digunakan dalam penentuan lokasi batas formasi ada dua, yaitu log *density* dan log *neutron porosity*. Penentuan dilakukan dengan cara meng-*crossover* kedua log tersebut terhadap Log *P-Impedance*. Ketebalan formasi Tuban dari Top hingga base reservoir karbonat sekitar 300ms.

## 2. Crossplot

Jenis log sumur yang digunakan untuk analisis *crossplot* pada penelitian ini tergantung pada informasi target yang ingin diketahui. Analisis *crossplot* dilakukan untuk memisahkan antara zona *good reservoir* dan *bad reservoir* yang dilihat dari respon nilai impedansi akustik yang dihasilkan. Nilai impedansi akustik ini berhubungan dengan besar kecilnya porositas suatu

batuan karbonat yang menjadi target. Jika Semakin tinggi nilai impedansi akustik, maka porositas akan semakin kecil, sebaliknya jika semakin kecil nilai impedansi akustik, maka porositas semakin tinggi.

Interval marker atau batas *interest zone* pada penelitian ini dilakukan pada *top* tuban karbonat sampai ke *base* Tuban karbonat. Analisis *crossplot* dilakukan dengan membandingkan dua data log yaitu log impedansi akustik dan log *neutron porosity* (Gambar 4.2). Hasil dari analisis ini menghasilkan ini berupa informasi zona interest (area lingkaran warna merah) sedangkan zona bad reservoir yang tidak dilingkari merah.



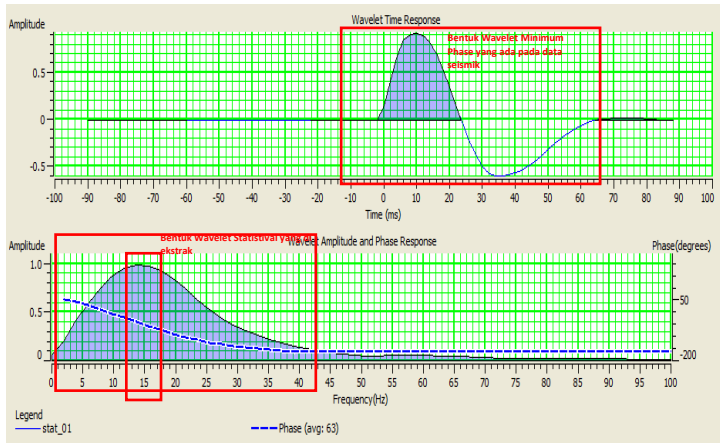
Gambar 4.2 Hasil Analisis *Crossplot* Log *neutron porosity* dan Log *P-Impedance*



### 3. Ekstraksi *Wavelet* dan *Well Seismic Tie*

Tahapan ini merupakan tahapan penting dalam melakukan inversi seismik. Parameter keberhasilan pengikatan data sumur terhadap seismik dapat dilihat dari tingginya nilai korelasi dan kecocokan antara seismogram sintetik dan *trace* seismik. Oleh karenanya pemilihan jenis wavelet dan ekstraksi wavelet sangat berpengaruh pada hasil pengolahan.

Penelitian ini menggunakan beberapa jenis wavelet yaitu *wavelet statistical*, *ricker*, *usewell* dan *bandpass*. Dari beberapa jenis wavelet tersebut yang diinput kemudian dipilih wavelet yang menghasilkan nilai koefisien refleksi terbaik, yaitu mendekati satu. Hasil wavelet yang menghasilkan nilai koefisien korelasi yang terbaik yaitu *wavelet statistical (stat01)*. *Wavelet statistical* merupakan *wavelet* yang diekstraksi dari volume data seismik itu sendiri. Bentuk model wavelet seperti pada gambar yang dikotaki warna merah dimana terdiri dari amplitude dan frekuensi (Gambar 4.3).

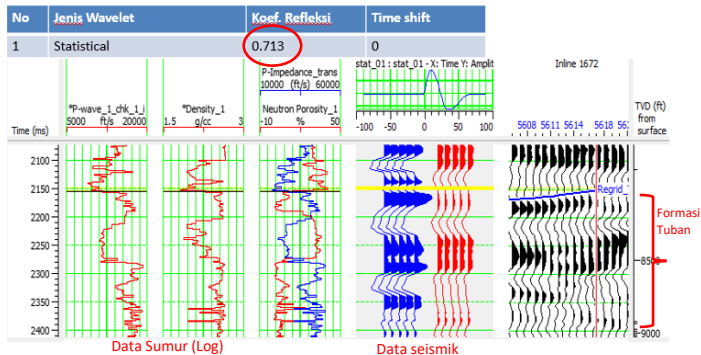


Gambar 4.3 Hasil Ekstraksi Wavelet jenis statistical (stat01)

Hasil Wavelet Statistical yang di ekstrak kedalam data volume seismik mempunyai hasil nilai amplitudo sebesar 1meter dan frekuensi sebesar 15 Hz (Gambar 4.3). wavelet ini dipilih karena mempunyai kecocokan bentuk model dengan wavelet yang tersedia pada data seismik dan mempunyai hasil nilai koefisien korelasi terbaik yaitu sebesar 0,713 ada pada gambar yang dilingkari warna merah (Gambar 4.4).

Langkah selanjutnya adalah melakukan konvolusi antara *coefisien Reflector* dari data sumur dan *wavelet* hingga menghasilkan *synthetic seismogram*. Proses selanjutnya dikenal sebagai proses *well seismic tie* (WST) yang bertujuan untuk mengikat

data sumur yang memiliki domain kedalaman, dengan data seismik yang memiliki domain waktu. *Well seismic tie* dilakukan agar *well top* sumur berada pada kedalaman (dengan domain waktu) yang tepat, sehingga *picking horizon* (penelusuran horizon) pada seismik dilakukan pada posisi *time* referensi yang tepat.



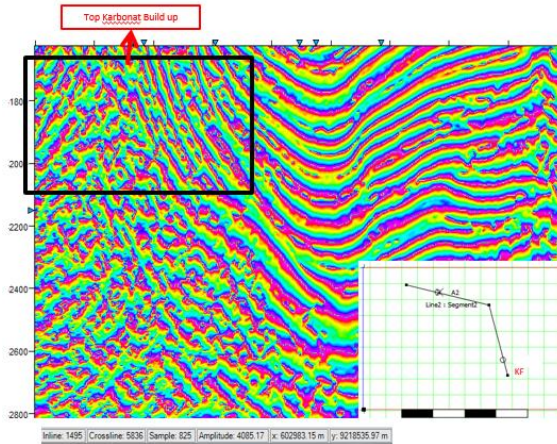
Gambar 4. 4 Hasil Well Seismic Tie

Hasil *Well seismic* (pengikatan data seismik dan data sumur) menunjukkan batas kedalaman formasi tuban berada pada rentang 2150ms – 2400ms.

#### 4. Ekstraksi Atribut Seismik

Jenis atribut yang digunakan dalam proses ini adalah atribut fasa sesaat (*Instantaneous Phase*) yang mempunyai tujuan agar terlihat kontinuitas lapisan secara lateral dan ketidakmenerusan pada *trace* seismik (Gambar 4.5)

Area yang berada pada kotak warna hitam merupakan hasil ekstraksi atribut daerah penelitian yang menjadi target.



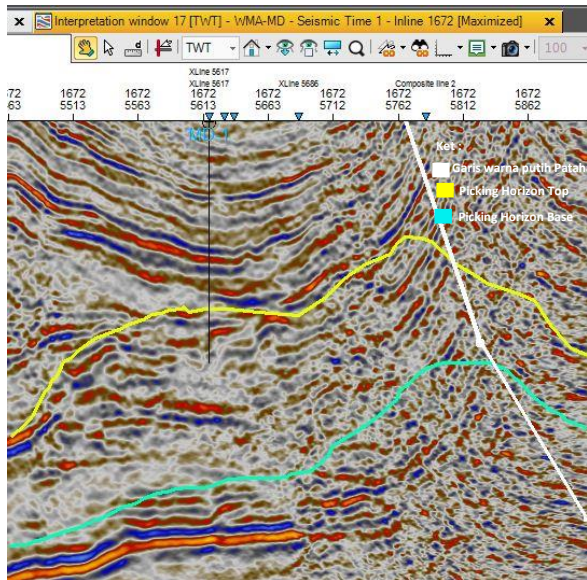
Gambar 4.5 Penampang trace seismik hasil ekstraksi Atribut Instantaneous Phase

Kontinuitas lapisan secara lateral dan ketidakteraturan pada penampang seismik yang diperoleh setelah di ekstrak atribut terlihat lebih jelas. Lapisan Struktur pada daerah penelitian terlihat lebih detail sehingga memudahkan menemukan Top Build up karbonat.

## 5. Interpretasi data seismik

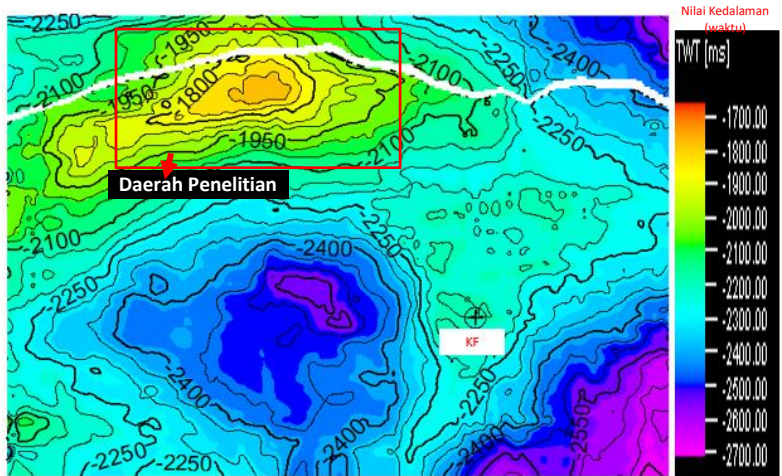
Interpretasi data seismik dilakukan dengan cara *picking fault* (patahan) dan *picking horizon* (Gambar 4.6). *Picking fault* dilakukan mulai dari pergeseran

horizon yang tampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal. *Picking fault* dilakukan sebelum melakukan *picking horizon* agar mudah dalam menentukan kemenerusan dan arah dari patahan tersebut. Selanjutnya melakukan *picking horizon* untuk mendapatkan *base map* dari waktu yang mempresentasikan struktur dari reservoir daerah penelitian. *Picking horizon* dilakukan pada *inline* dan *crossline* dengan interval 10 yang diilustrasikan pada Gambar 4.6.



Gambar 4.6 Hasil Picking Fault dan Picking Horizon

Dari hasil *base map* akan terlihat kemenerusan dan pola sesar yang ada pada daerah target penelitian (gambar 4.7).



Gambar 4. 7 Hasil peta struktur waktu top tuban karbonat

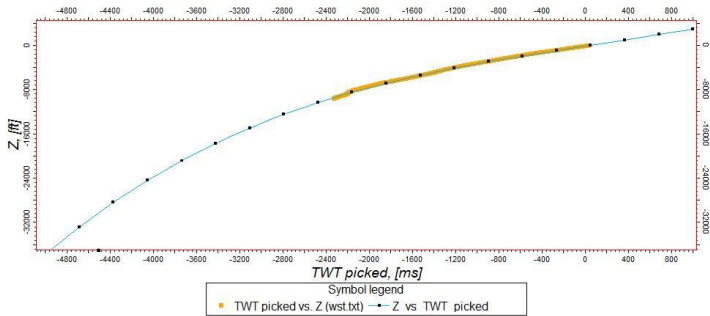
Hasil peta struktur menunjukkan daerah penelitian (ada pada kotak warna merah) cenderung mempunyai warna yang berbeda dengan daerah sekitar lainnya yaitu di dominasi dengan warna kuning - kemerahan dan terdapat warna putih yang memanjang pada daerah penelitian. Kedalaman daerah penelitian lebih dangkal daripada daerah lainnya yaitu rentang 1700ms-1900ms.

## 6. *Time to Depth Conversion*

*Time to Depth Conversion* dilakukan dengan menggunakan metode single function. Pada proses tersebut terdapat beberapa tahap yang harus dikerjakan, pertama adalah mendapatkan persamaan regresi linier yang merepresentasikan hubungan domain waktu dengan kedalaman sumur pada masing-masing lapisan, persamaan regresi menggunakan data *checkshot* sebagai masukan untuk mendapatkan persamaan liniernya sehingga dapat dibuat grafik serta digunakan untuk pembuatan struktur peta kedalaman. Dari proses tersebut, diperoleh persamaan:

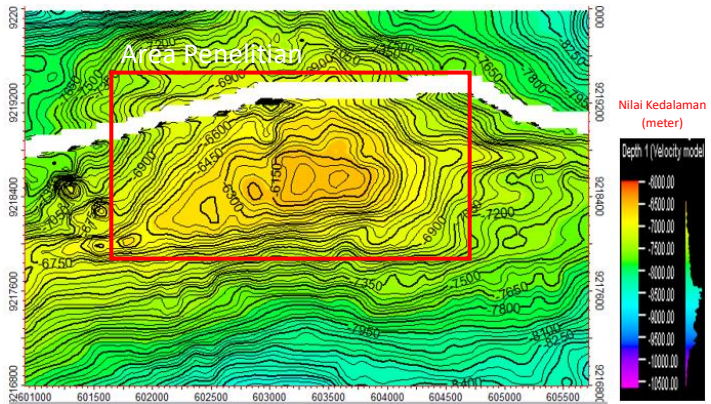
$$Y = -191.152 + 2.97794 * \text{pow}(x,1) - 2.7857\text{E-}5 * \text{pow}(x,2) * 1.75881\text{E-}7 * \text{pow}(x,3).$$

Persamaan tersebut dikalkulasikan terhadap peta struktur domain waktu, kemudian dicocokkan terhadap peta hasil kalkulasi dengan tops data sumur tiap lapisan. Regresi linier dilakukan pada tiap lapisan yang akan dikonversi. Pertama adalah membatasi interval regresi, hal ini mengacu dari interval domain waktu atau *two way time* (TWT) lapisan tersebut, kemudian dilakukan regresi terhadap kedua data tersebut. Gambar 4.8 memperlihatkan grafik regresi linier pada lapisan.



Gambar 4.8 Grafik regresi time to depth conversion

Grafik regresi tersebut memperlihatkan hasil konversi nilai domain waktu (ms) dengan nilai domain kedalaman (ft) pada lapisan. Setelah konversi selesai hasil peta struktur kedalaman bisa didapatkan (gambar 4.8).



Gambar 4.9 Hasil peta struktur kedalaman daerah prospek KF

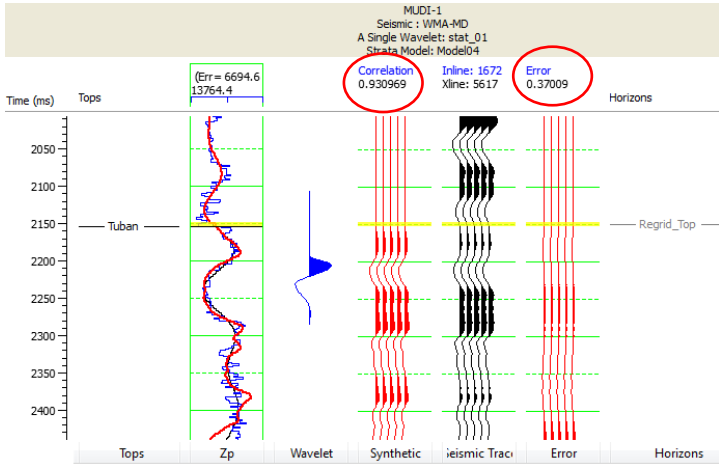


Hasil peta struktur kedalaman dispesifikkan kedaerah penelitian (area kotak warna merah) tanpa menunjukkan hasil keseluruhan peta volume seismik secara keseluruhan. Berdasarkan Hasil peta tersebut menunjukkan kesamaan struktur dengan peta struktur waktu yang sudah didapat sebelumnya. Nilai kedalaman yang didapat pada daerah penelitian sekitar 6000-8000m.

## 6. Inversi Model Based

Inversi model based dilakukan dengan beberapa tahap. Pertama, *pre inversion analysis* bertujuan untuk mengetahui sejauh mana metode inversi ini memiliki korelasi yang baik dengan data seismik dan data sumur. Tahap tersebut tersebut dikerjakan pada semua metode inversi post stack. Ketika melakukan analisis inversi, terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan. Pertama, bentuk trace inversi (*trace* berwarna merah: *inverted result*), apakah trace itu memiliki bentuk yang representatif dengan trace model awal (*initial model*). Kedua, area yang dianalisis (*analisis window*) yang ditandai dengan dua garis kuning, dengan tujuan memastikan ketepatan zona lapisan yang ingin dianalisis. Ketiga, koefisien korelasi harus mendekati

hasil 1 (satu) sedangkan hasil errornya harus mendekati 0 (nol) (gambar 4.10)



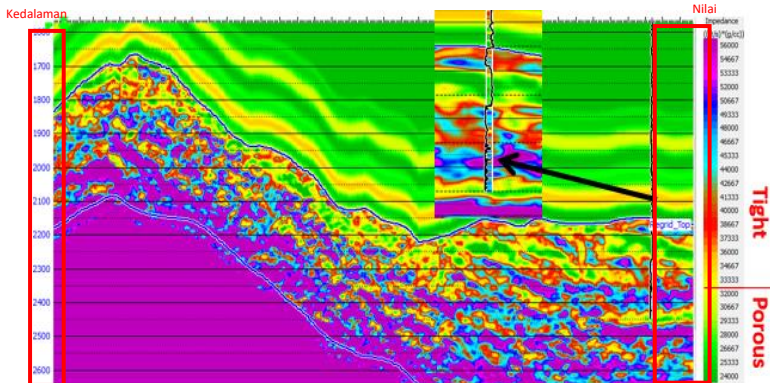
Gambar 4.10 Parameter Hasil inversi model based

Berdasarkan *initial model* tersebut, zona prospek reservoir karbonat berada dibawah *top tuban horizon* (*regrid top*). Nilai korelasi yang didapat sebesar 0.93 dan *error* 0.37 menggunakan metode inversi *model based*. Beberapa parameter yang diinput pada saat proses *pre-analysis* adalah sebagai berikut:

- Constraint* : *HardConstraint*
- Maximum Amplitude* : 50 % (*Lower 50% & Upper 50%*)
- Average Block Size* : 1ms
- Prewhitening* : 1%
- Iteration* : 8

## 7. Inversi Impedansi Akustik

Proses Inversi yang dihasilkan setelah pembuatan model inversi dan *pre-inversion analysis* adalah hasil nilai inversi impedansi akustik. Hasil tersebut merepresentasikan seluruh sebaran nilai impedansi akustik dari sumur KF referensi yang didistribusikan pada target Prospek “KF” dengan menggunakan *arbitrary line*. Hasil dari inversi impedansi akustik diperlihatkan pada gambar 4.11.



Gambar 4.11 Penampang distribusi nilai impedansi akustik

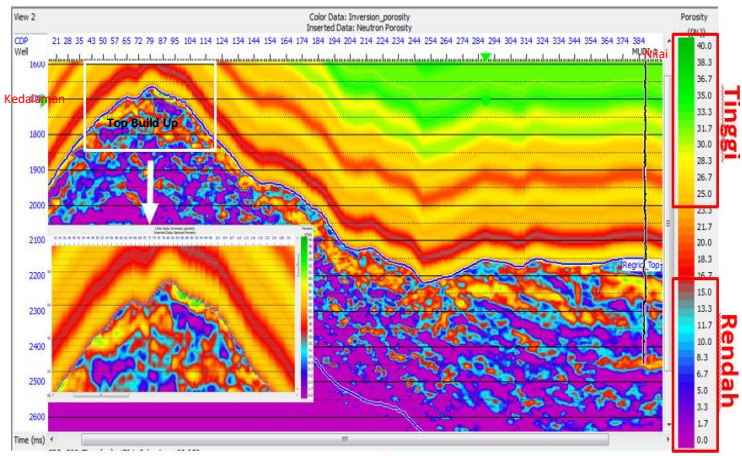
Dari hasil gambar 4.11 dapat terlihat persebaran nilai impedansi akustik rendah dan nilai impedansi akustik tinggi di setiap kedalaman, dimana nilai impedansi akustik rendah berwarna hijau - kuning dan nilai impedansi akustik tinggi berwarna merah biru - ungu.

## 8. Volume Porositas

Volume porositas dilakukan untuk mengetahui nilai porositas sebenarnya yang ada pada daerah target. Persebaran nilai porositas karbonat yang ada pada volume seismik didapat dari hasil konversi nilai impedansi akustik ke nilai porositas melalui persamaan pada *crossplot* antara log *P-Impedance trans* dan log *neutron porosity*. Persamaan tersebut menghasilkan hubungan matematis:

$$y = mx + c (-0.00100642 \times AI + 51.0727).$$

Hubungan matematis tersebut kemudian digunakan untuk mengkonversi volume impedansi akustik menjadi volume porositas (Gambar 4.12).

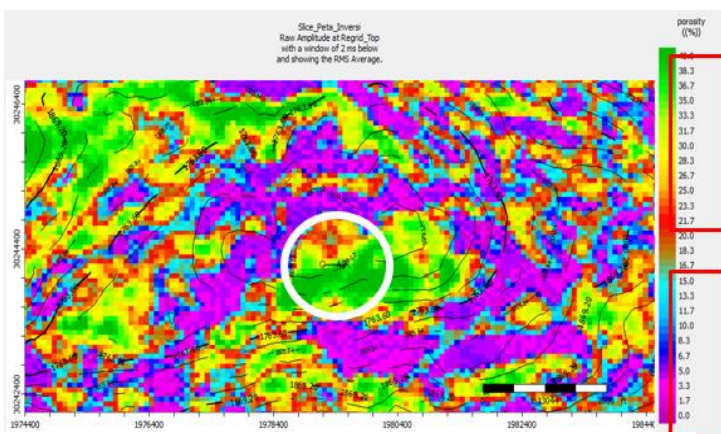


Gambar 4.12 Penampang distribusi volume porositas

Dari hasil tersebut dapat diketahui lebih jelas nilai porositas sebenarnya yang tersebar di setiap lapisan kedalaman daerah penelitian. Dimana porositas rendah didominasi warna ungu – biru dan porositas tinggi didominasi warna kuning – hijau.

## 9. Peta Persebaran Porositas

Peta persebaran porositas ini merupakan hasil akhir dari penelitian ini. Penyebaran porositas reservoir yang menjadi target penelitian diindikasikan sebagai wilayah terakumulasinya reservoir karbonat *build up* yang dilakukan dengan cara meng-*overlay* nilai porositas pada Top prospek KF dengan window 2ms. Tujuan dari dilakukannya *overlay* peta ini guna melihat pola penyebaran zona reservoir karbonat pada Prospek KF (Gambar 4.13).



Gambar 4. 13 Peta Hasil persebaran distribusi porositas reservoir top tuban karbonat prospek KF

Berdasarkan hasil peta persebaran porositas reservoir karbonat tersebut terlihat jelas bahwa pada daerah penelitian tersebut mempunyai perbedaan warna yang bisa diartikan sebagai perbedaan nilai porositas reservoir nya.

## **B. Pembahasan**

Penelitian ini berfokus pada prospek KF tepatnya ada pada formasi tuban cekungan Jawa Timur Utara yang bertujuan untuk mengetahui karakter reservoir karbonat berdasarkan persebaran porositas inversi acoustic impedance. Persebaran porositas didapatkan dari peta hasil inversi.

### **1. Analisis Log Sumur**

Hasil dari respon log dapat terlihat dengan jelas keberadaan daerah prospek pada formasi tuban karbonat yang secara stratigrafi merupakan batuan karbonat tepatnya dari rentang kedalaman 2152ms - 2450ms. Hal ini disebabkan hasil respon log neutron porosity dan log p-impedance trans dan informasi litologi pada daerah penelitian lapisan yang terdapat pada kedalaman dibawah 2450 tidak termasuk kedalam formasi tuban melainkan masuk ke dalam formasi Kujung.

## 2. Analisis Crossplot

Hasil analisis *crossplot* yang mempresentasikan seluruh nilai impedansi akustik pada pada *top carbonate* hingga *base carbonate* tepatnya di kedalaman time 2152ms sampai 2450ms dengan nilai Impedansi Akustik berkisar antara 24.000 ((ft/s)\*(g/cc)) - 56.000((ft/s)\*(g/cc)) (Gambar 4.2). Zona yang dilingkari dengan warna biru muda merupakan zona target dengan nilai Impedansi Akustik berkisar 24.000((ft/s)\*(g/cc)) - 32.000((ft/s)\*(g/cc)) yang memiliki *neutron porosity* tinggi yaitu berkisar 22% - 44%. Sedangkan zona yang dilingkari warna biru tua merupakan zona *bad reservoir* terdapat pada rentang nilai impedansi akustik >33.000((ft/s)\*(g/cc)) yang mempunyai rentang nilai *neutron porosity* <15 %. Hal ini dikarenakan analisa crosplot ini harus lakukan sebelum proses analisis inversi untuk memastikan data tersebut layak atau tidak untuk dilakukan analisis lanjutan berupa inversi.

## 3. Analisis *well seismic tie*

Tahap ini meliputi kalibrasi *checkshot*, ekstraksi *wavelet*, dan korelasi yang nantinya akan menghasilkan seismogram sintetik. Parameter yang digunakan dalam

proses *well seismic tie* berupa nilai korelasi yang dihasilkan oleh kecocokan pengikatan data. Pada proses *well seismic tie* terdapat fitur *stress/squez* dan *shift data*. Penggunaan fitur fitur tersebut memiliki resiko mengubah data apabila dilakukan dengan tidak benar. Oleh karenanya perlu dilakukan analisa mendetail pada saat *well seismic tie* dengan toleransi resiko terbaik.

Berdasarkan hasil yang didapat pada gambar 4.4, korelasi yang dihasilkan dari sumur KF cukup baik dimana menghasilkan nilai koefisien refleksi lebih dari 0.7 karena hasil yang baik nilainya mendekati 1. Berdasarkan hasil tersebut *top marker* ada pada kedalaman 2152ms dan saat melakukan *picking* ada pada fase *minimum phase*. Hal dikarenakan jika proses well seismic tie ini menghasilkan koefisien refleksi jauh dari nilai 1 maka kurang valid dan akan menyebabkan letak *marker top* yang kurang tepat sehingga saat menuju ke tahap proses picking kurang tepat.

#### 4. Analisis Atribut Seismik

Gambar 4.5 merupakan hasil penampang *trace seismic* sesudah dilakukan ekstrak atribut pada data seismik yang ditarik *arbitrary line* dari sumur KF ke



arah prospek KF. Hasil tersebut terlihat jelas kontinuitas dan kemenerusan *trace* seismiknya sehingga mempermudah dalam melakukan interpretasi horizon.

## 5. Interpretasi *Fault* dan *Horizon*

Patahan (*fault*) merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horizon seismik oleh bidang sesar. Faktor yang berpengaruh pada hasil hasil interpretasi *fault* dan *horizon* ini yaitu pada saat proses *well seismic tie* (Gambar 4.4) karena pengikatan data sumur dan data seismik yang tidak tepat maka akan mempengaruhi posisi *well top marker* pada penampang seismik. Data *well top marker* pada masing sumur akan saling mengoreksi pada kemenerusan horizon. Faktor lain yang dapat mempengaruhi penelusuran horizon yaitu konsep geologi dan persebaran patahan yang ditunjukkan pada penampang seismik (Gambar 4.6). Dengan bentuk dan kemenerusan patahan yang berbeda akan berpengaruh terhadap penelusuran horizon tersebut.

Hasil peta struktur waktu yang menginterpretasikan di daerah target prospek KF

berwarna kuning kemerahan lebih tinggi daripada daerah yang lain (Gambar 4.7). Secara struktur geologi daerah prospek tersebut diindikasikan sebagai daerah reservoir karbonat *build up* yang berada pada rentang kedalaman 1700ms - 1800ms. Selain itu truktur patahan juga terlihat di sepanjang daerah prospek KF (warna putih) yang berarah timur - barat. Setelah didapat peta struktur waktu selanjutnya peta tersebut dijadikan peta struktur kedalaman dengan cara metode *single function time to depth conversion* (Gambar 4.8), dikarenakan domain seismik yang masih dalam domain waktu harus diubah menjadi domain kedalaman untuk merepresentasikan dalam kondisi sesungguhnya.

#### 6. *Time to Depth Conversion*

Proses *time to depth conversion* menggunakan metode *single function*, metode ini merupakan salah satu metode konversi domain kedalaman yang mengacu terhadap hubungan domain waktu dan kedalaman dari data checkshot tiap sumur yang tercakup dalam peta struktur (Abdullah, 2009). Dari hasil grafik regresi yang didapatkan bahwa ketika nilai kontur time 1700ms maka ada pada kontur kedalaman 6000ft . Sehingga

sebaran kontur kedalaman pada prospek KF bisa diketahui seluruh hasilnya.

Interpretasi peta struktur kedalaman menunjukkan warna orange yang diindikasikan sebagai *top karbonat build up* yang terdapat pada kedalaman sekitar 6000ft - 6500ft (Gambar 4.9). sedangkan warna putih menunjukkan adanya patahan melewati daerah prospek KF yang berarah timur barat. Dari interpretasi struktur tersebut selanjutnya dianalisa Inversi agar mendapatkan nilai impedansi yang nantinya akan dijadikan sebagai titik lokasi sumur paling optimal pada prospek KF . Karena informasi yang didapat dari analisis peta struktur waktu dan kedalaman ini masih terbatas hanya memberikan informasi perihal struktur geologi yang ada pada daerah tersebut, dengan melakukan analisis inversi maka akan diketahui karakteristik reservoir karbonatnya yaitu berupa informasi impedansi akustik.

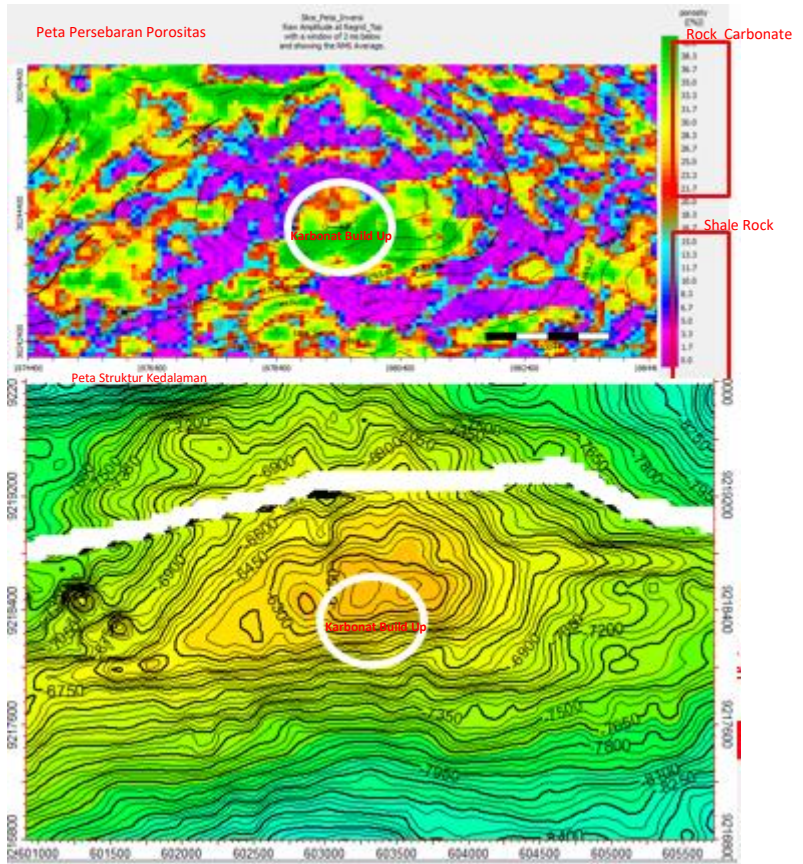
## 7. Analisis Hasil Inversi Impedansi Akustik

Pengaruh perubahan nilai Impedansi Akustik (AI) dapat dianalogikan berbanding lurus terhadap kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas. Pada hasil inversi tersebut selanjutnya

dipisahkan rentang nilai Impedansi akustik rendah dan tinggi. Dimana nilai impedansi akustik yang menjadi target adalah nilai yang rendah berkisar antara 24.000 – 32.000 ((ft/s)\*(g/cc)) yang berwarna hijau – kuning maka mempunyai porositas lebih tinggi sedangkan rentang nilai impedansi akustik tinggi antara >33.000 ((ft/s)\*(g/cc)) maka mempunyai porositas lebih kecil. Hal ini dikarenakan struktur lapisan yang ada pada daerah prospek tersebut memiliki perbedaan struktur sehingga menyebabkan perbedaan nilai impedansi akustik dari proses inversinya.

#### 8. Interpretasi geologi

Interpretasi geologi hasil akhir penampang penelitian ini meliputi peta persebaran nilai porositas reservoir karbonat hasil inversi yang di slice dengan window 2ms, agar lebih meyakinkan saat interpretasi hasil tersebut dikorelasikan dengan hasil interpretasi peta struktur dan penampang data seismik yang menjadi titik zona terakumulasi reservoir karbonat paling baik (gambar 4.14)



Gambar 4.14 Interpretasi geologi zona terakumulasi reservoir karbonat paling optimal

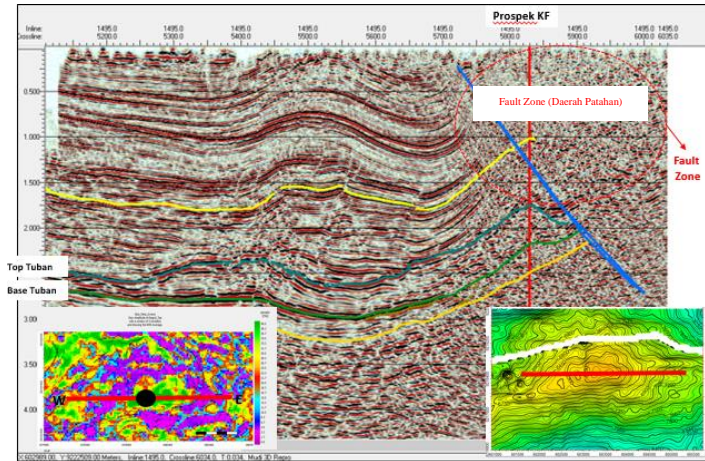
Hasil penampang porositas (Gambar 4.14 atas) dikorelasikan dengan hasil penampang peta struktur kedalaman agar lebih rinci sehingga bias melihat jelas pola penyebaran distribusi reservoirnya dan

keberadaan stuktur geologinya. Dari hasil tersebut menunjukkan rentang nilai porositas kecil berwarna ungu - biru muda yang mempunyai nilai <15% yang diindikasikan sebagai *shale rock*, sedangkan porositas tinggi berwarna merah - hijau yang mempunyai rentang nilai berkisar 25% - 40% yang diindikasikan sebagai *rock carbonate*. Pola penyebaran reservoir karbonat ini selanjutnya digunakan untuk merencanakan letak sumur baru yang paling optimal. Penarikan kesimpulan mengenai letak sumur paling optimal eksplorasi dilakukan dengan melihat pola distribusi penyebaran nilai porositas dominan tinggi 25% - 40% tersebar pada top karbonat (warna hijau) yang diinterpretasikan daerah terakumulasinya reservoir terbaik yang mana daerah tersebut secara struktur geologi diindikasikan sebagai karbonat *build up*, sehingga bisa didapatkan zona prospek sumur paling optimal yang lebih terperinci.

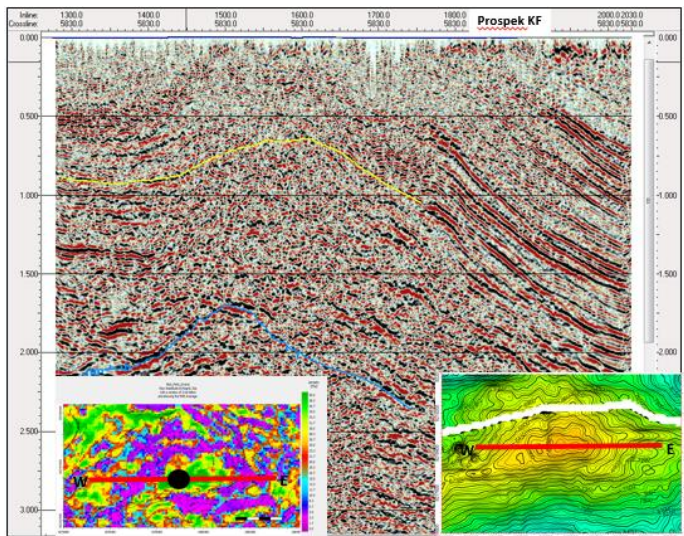
#### 9. Usulan lokasi titik sumur baru

Berdasarkan hasil proses analisis dan interpretasi yang telah dilakukan usulan, lokasi titik sumur usulan baru yang digambarkan dengan simbol berupa lingkaran kecil berwarna hitam pada peta. Jika ditinjau

dari Titik lokasi tersebut maka berada disekitar penampang seismik pada *inline* 1495 *xline* 5830 (gambar 5.16) dan (gambar 4.16).



Gambar 4.15 Penampang seismic inline usulan sumur



Gambar 4.16 Penampang seismic xline usulan sumur baru

Dari gambar 4.15 dan 4.16 dapat diketahui bahwa lokasi usulan sumur baru berada pada tinggian berupa *build up*. Daerah lokasi tersebut dekat dengan daerah patahan/fault zone.

Allah SWT berfirman tentang substansi minyak dan gas bumi sebagaimana tertuang dalam surat Al - Qur'an QS Al - A'la ayat 4 sampai 5. Penjelasan ini selaras dengan hasil penelitian terkait penentuan distribusi porositas reservoir karbonat pada prospek KF formasi Tuban Cekungan Jawa Timur Utara. Dimana penelitian ini menunjukkan adanya indikasi keberadaan prospek daerah yang mengandung minyak bumi pada Formasi Tuban yang berlitologi batuan karbonat. Relevansinya dengan penjelasan ayat Al - Qur'an diatas jelas bahwa minyak bumi terbentuk dari jasad organik tumbuhan dan makhluk hidup mati yang tertimbun dibawah permukaan, selanjutnya akan terproses menjadi mineral pada batuan reservoir sesuai pada konsep *petroleum system*. Sehingga pada batuan reservoir inilah minyak dan bumi dapat ditemukan dengan cara mengetahui nilai porositas batuan.



## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### A. Kesimpulan

Berdasarkan hasil pengolahan dan interpretasi data pada penelitian yang sudah dilakukan pada Prospek KF dapat disimpulkan bahwa nilai Impedansi Akustik rendah berkisar 22.000 - 32.000 ((ft/s)\*(g/cc)) memiliki porositas berkisar 25 - 40%. Sedangkan nilai Impedansi tinggi >33.000 ((ft/s)\*(g/cc)) memiliki porositas lebih kecil <15% . Posisi sumur terbaik pada prospek KF tepat pada Top karbonat yang ada pada *inline* 1495 xline *5830* kedalaman 6000 ft.

#### B. Saran

Berdasarkan hasil penelitian, perlu dilakukan analisis lanjutan dengan *pre stack inversion* untuk mendapatkan analisa yang komprehensif terkait karakteristik reservoir dan identifikasi keberadaan hidrokarbon.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A., 2011. Ensiklopedia Seismik. Indonesia: E-Book Ensiklopedia Seismik. Diakses pada Minggu, 02 Juni 2019 pukul 20.00 WIB. Badley, M. E 1985. *Practical Seismic Interpretation*, Boston : International Human Resousces Development.
- Barnes, A. E. 1999. *Seismic Attributs : Past, Present and Future*. SEG 1999 Expended Abstracts
- Brown, A.R. 2000. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data : Fifth Edition*. AAPG Memoir 42 SEG Investigations in Geophysics, No. 9, Oklahoma
- Dewi Tirtasari. 2015 *Penentuan distribusi porositas pada reservoir karbonat menggunakan Neutral Network berdasarkan Impedansi Akustik dan atribut seismic*. Tesis UI, Jakarta
- Ellis, Darwin V., and Singer Julian M. 2008. *Well Logging for Earth Scientist. Netherlands*.
- Filza, A. 2019 Karakterisasi Reservoir Karbonat Pada Lapangan "Fa" Subcekungan Jambi Menggunakan Inversi Impedansi Akustik (AI) Dan Multiatribut Seismik
- Harsono, A. 1997. *Pengantar Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak Dan Gas Bumi Jilid I*. ITB. Bandung
- Lanne, Edward W. 1995. *Arabic English Dictionary : Arabic-English Lexion*. Federick. Ungar Publishing. New York.

- Pertamina BPPKA, 1996. *Petroleum Geology Of Indonesians Basin : Principles, Methods, And Application, Vol IV : East java basin*. Pertamina BPPKA
- Partyka, G., Gridley, J. And Lopez, J. 1999. *Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization*. The leading Edge p353-360
- Pratiwi Indah, W. 2017 *Aplikasi Atribut Seismik Dan Inversi Acoustic Impedance (AI) Untuk Prediksi Penyebaran Reservoir Batupasir Pada Lapangan "Kanaka" Formasi Bekasap Cekungan Sumatera Tengah*. Skripsi UPN Vetran, Yogyakarta
- Pomar, L., M. Brandano, H. Westphal. 2004. *Environmental factors influencing skeletal grain sediment associations: a critical review of Miocene examples from the western Mediterranean*. Sedimentology 51 (3), 627- 651.
- Rider, Malcolm. 1996. *The Geological Interpretation Of Well Logs Second Edition*. Scotland : Interprint Ltd
- Ridho, F. 2016 *Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Aplikasi Seismik Atribut Dan Inversi Seismik Impedansi Akustik*. Jurnal geosaintek ITS, Surabaya
- Russell, B.H. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Calgary. Canada
- Russell, B.H. 1991. *Introduction to Seismic Inversion Methods*, third edition, Volume 2, S.N. Domenico, Editor Course Notes Series

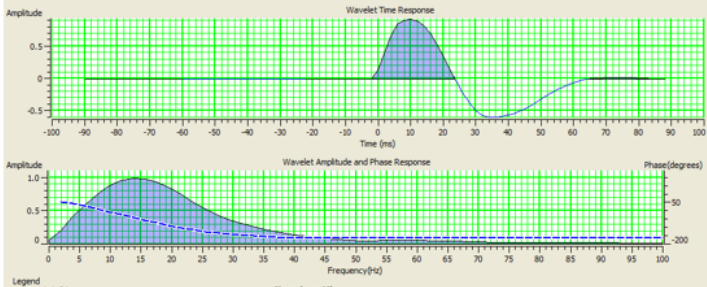
- Sharaf, F.E., 2005, *Biostratigraphy and strontium isotope dating of Oligocene – Miocene strata*, East Java, Indonesia, Stratigraphy, Vol, no.3.
- Satyana Awang, 2004. *Rembang-Madura-Kangean-Sakala (RMKS) Fault Zone, East Java Basin*. Proceeding IAGI The 33rd Annual Convention & Exhibition 2004
- Sheriff, R.E., and Geldart L.P. 1995. *Exploration Seismology*. Cambridge University Press, Second Edition
- Sukmono, S. 2001. Interpretasi Seismik Refleksi. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono S. 2007. *Seismic Attributes for Reservoir Characterization. Department of Geophysical Engineering*, FIKTM, Institut Teknologi Bandung
- Sukmono,S. 2016 Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir, Geophysical Engineering, Institut Teknologi bandung
- Veeken, P.C. H., 2007. *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*. Amsterdam: Elsevier
- Van Bammelen. 1948 *The Geology Of Indonesia* Vol. IA. Government Printing Office The Hague

## LAMPIRAN

### Lampiran 1

#### Nilai Koefisien Korelasi Wavelet Sumur KF

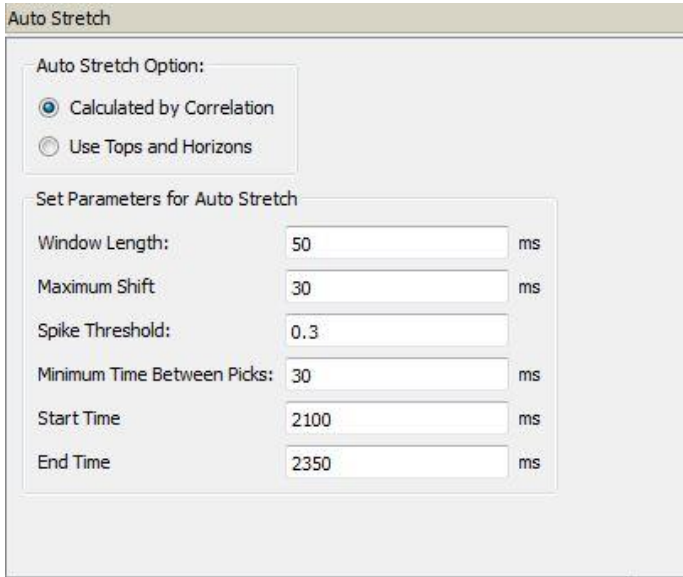
No	Jenis Wavelet	Koef. Refleksi	Time shift
1	Statistical	0.820	0
2	Uswell	0.575	0
3	Ricker	0.547	0



Gambar 1 Jenis Wavelet Sumur KF

## Lampiran 2

### *Parameter Well Seismic Tie*



The image shows a software dialog box titled "Auto Stretch". It contains two main sections: "Auto Stretch Option:" and "Set Parameters for Auto Stretch".

**Auto Stretch Option:**

- Calculated by Correlation
- Use Tops and Horizons

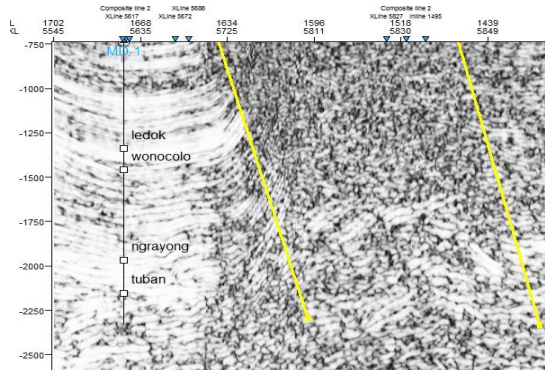
**Set Parameters for Auto Stretch:**

Window Length:	50	ms
Maximum Shift	30	ms
Spike Threshold:	0.3	
Minimum Time Between Picks:	30	ms
Start Time	2100	ms
End Time	2350	ms

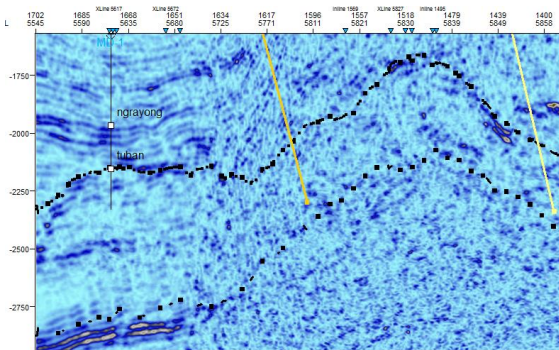
Gambar 2 Parameter Well seismic Tie Sumur KF

### Lampiran 3

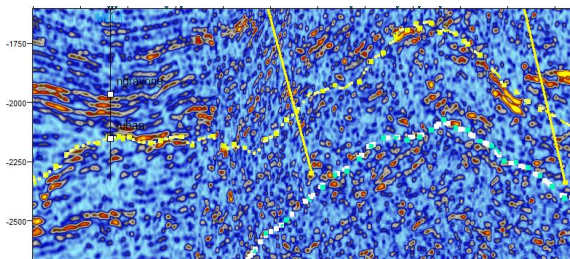
### Penampang Atribut pada Volume Seismik



Gambar 3.1 Penampang Atribut Seismik Coherence



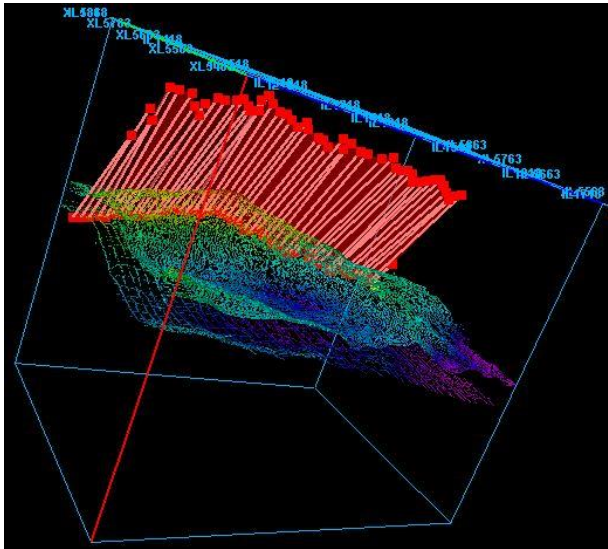
Gambar 3.2 Penampang Atribut Seismik Instantaneous Frequency



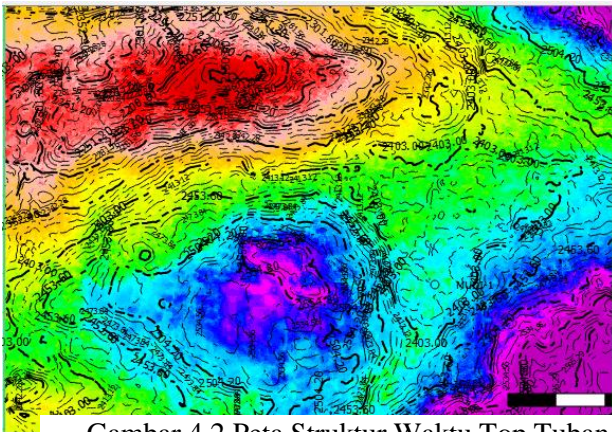
Gambar 3.1 Penampang Atribut Seismik RMS Amplitude

## Lampiran 4

### *Cube Fault & Horizon Picking*



Gambar 4.1 Cube Picking Fault dan Horizon

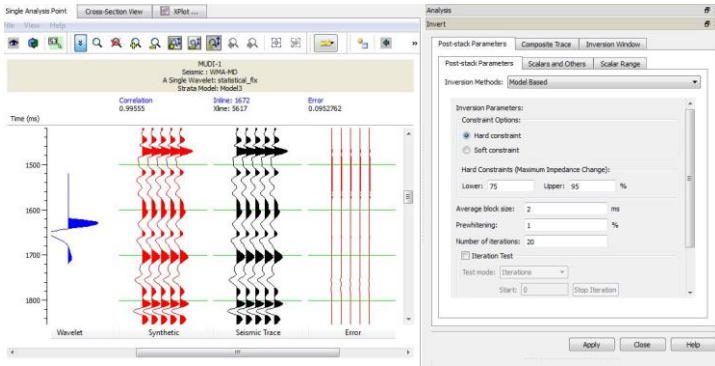


Gambar 4.2 Peta Struktur Waktu Top Tuban Karbonat dengan Software HRS

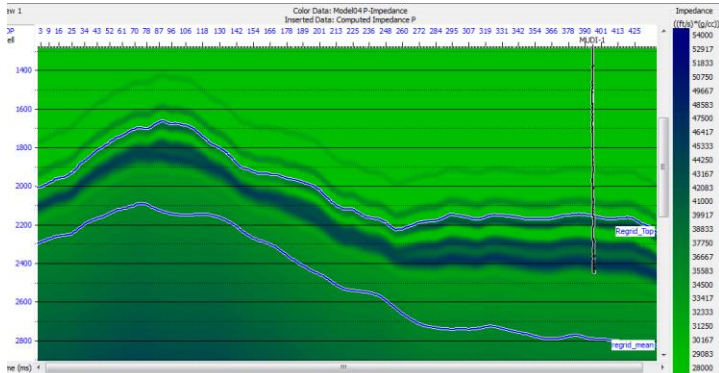


## Lampiran 5

### *Pre Inversion Analysis*



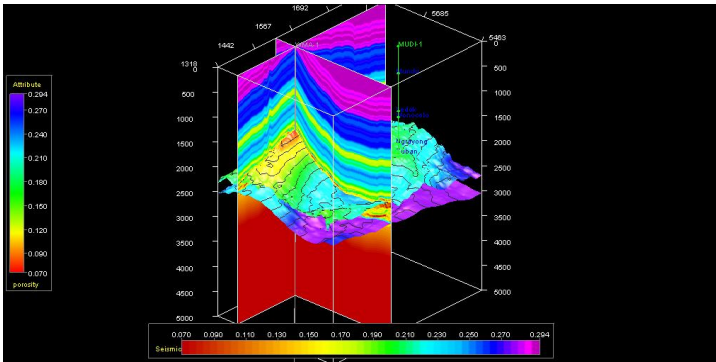
Gambar 5.1 Parameter Inversi Model Based



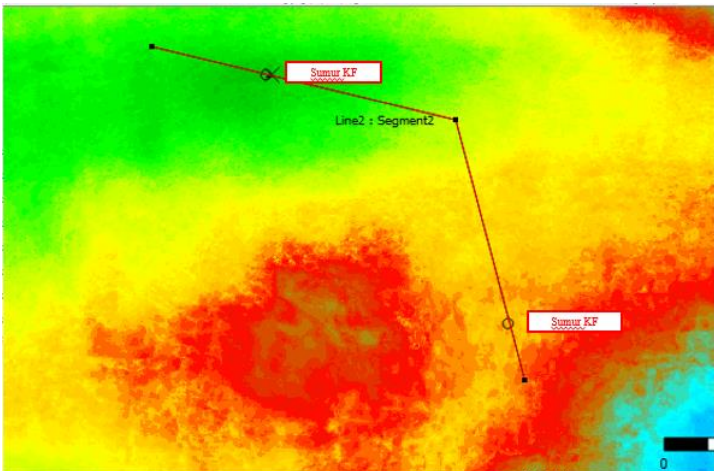
Gambar 5.2 Model Based Inversi Impedansi Akustik

## Lampiran 6

### *Cube Seismic Inversion*



Gambar 6.1 Cube Inversi Impedansi Akustik



Gambar 6.2 Slice Inversi Impedansi Akustik base karbonat

## Lampiran 7

### Surat Pengantar Izin Riset



KEMENTERIAN AGAMA REPUBLIK INDONESIA  
UNIVERSITAS ISLAM NEGERI WALISONGO SEMARANG  
FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI

Alamat: Jl. Prof. Dr. Hamka Km. 1 Semarang Telp. 024 76433366 Semarang 50185

Nomor : B.991/Un.10.8/D1/TL.00/03/2019 Semarang, 8 Maret 2019  
Lamp : Proposal Skripsi  
Hal : Permohonan Izin Riset

Kepada Yth.  
HR. PT. Pertamina Hulu Energi Tuban East Java  
Jl. TB. Simatupang Kav. 99  
Jakarta Selatan 12520

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Diberitahukan dengan hormat dalam rangka penulisan skripsi, bersama ini kami sampaikan bahwa mahasiswa di bawah ini :

Nama : Khusnul Fitroh  
NIM : 1508026027  
Fakultas/Jurusan : Sains dan Teknologi / Fisika  
Judul Skripsi : "Analisis Persebaran Reservoir Karbonat pada Lapangan "X" Dengan Menggunakan Seismik Atribut"

Pembimbing : 1. Andi Fadlan, S.St., M.Sc.

Mahasiswa tersebut membutuhkan data-data dengan tema/judul skripsi yang sedang disusun, oleh karena itu kami mohon mahasiswa tersebut di ijinakan melaksanakan Riset pada tanggal 1 April – 31 Mei 2019.

Demikian atas perhatian dan kerjasamanya disampaikan terima kasih.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb.

a.n. Dekan  
Wakil Dekan Bidang Akademik  
dan Kelembagaan



Dr. Ujanah, M.Pd.  
NIP. 19590313 198103 2 007

Tembusan Yth.  
Dekan Fakultas Sains dan Teknologi UIN Walisongo ( sebagai laporan )

Gambar 7. 1 Surat Pengantar Izin Riset

## Lampiran 8

### Surat Keterangan Telah Melakukan Riset



# CERTIFICATE

No. / 2 98 / PHE436/2019-S8

The undersigned explains in full the fact that :

N a m e : Khusnul Fitroh  
NIM Number : 1508026027  
University : Walisongo State Islamic University  
Major : Physics

Has completed the Thesis Research Program in PT. Pertamina Hulu Energi  
Randugunting period 1 April 2019 – 28 June 2019 with a good work.

Jakarta, 10 July 2019  
Pjs. HR Services Manager

  
W Adrianus Darmawan Utomo

Kantor Pusat  
PHE Tower 3<sup>rd</sup> floor,  
Jln. TB. Simatupang Kav. 99  
Jakarta 12520 Indonesia  
T +62 21 2954 7000  
F +62 21 2952 9076  
phe.pertamina.com

Gambar 8.1 Surat Keterangan Telah Melaksanakan Penelitian

## DAFTAR RIWAYAT HIDUP

### A. Identitas Diri

Nama : KHUSNUL FITROH  
TTL : Kendal, 14 Februari 1997  
Alamat Rumah : Jl. Napaktilas Kampung Baru Desa  
Galih 06/03 Kec. Gemuh Kab Kendal 51356  
Kontak Person : 0882-3925-3550  
Email : [khusnulfitroh@gmail.com](mailto:khusnulfitroh@gmail.com)

### B. Riwayat Pendidikan

SD N 2 GALIH : (2003-2009)  
SMP N 1 GEMUH: (2009-2012)  
SMA N 1 GEMUH: (2012-2015)  
UIN WALISONGO SEMARANG: (2015-2020)

### C. Riwayat Organisasi

Intra Kampus :

1. HMJ FISIKA UIN Walisongo SEMARANG (2016) :  
**Staff PSDM**
2. GEOPHYSICS STUDY CLUB UIN Semarang (2017):  
**Ketua**
3. Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia III  
(2017) : **Div. Sosial**
4. DEMA FST UIN Walisongo Semarang (2018):  
**Ketua**

Ekstra Kampus :

Pergerakan Mahasiswa Islam Indonesia Komisariat  
UIN Walisongo Semarang : Kaderisasi

Semarang, 24 Juni 2020

  
Khusnul Fitroh