

## **SKRIPSI**

### **APLIKASI ATRIBUT SEISMIK DAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) UNTUK PREDIKSI PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN “KANAKA” FORMASI BEKASAP CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

### ***APPLICATION OF SEISMIC ATTRIBUTES AND ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) INVERSION TO PREDICT OF SANDSTONE RESERVOAR ON KANAKA FIELD, BEKASAP FORMATION CENTRAL SUMATERA BASIN***

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memenuhi gelar Sarjana Strata Satu (S-1)  
Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral,  
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.



Oleh :

**INDAH WIDYA PRATIWI**

**115 130 062**

**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"  
YOGYAKARTA  
2018**

**HALAMAN PENGESAHAN**

**SKRIPSI**

**APLIKASI ATRIBUT SEISMIK DAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) UNTUK PREDIKSI PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN “KANAKA” FORMASI BEKASAP CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

**Telah dipersiapkan dan disusun oleh :**

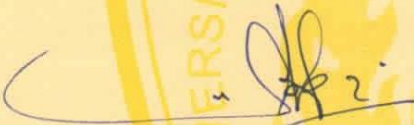
INDAH WIDYA PRATIWI  
115.130.062


Telah dipertahankan di depan Tim Penguji  
pada tanggal 17 Januari 2018

Susunan Tim Penguji

Pembimbing I

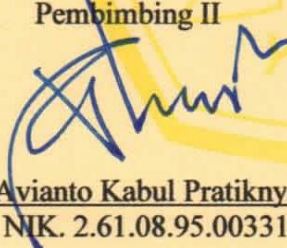
Penguji I


  
Dr. Ir. H. Suharsono, MT  
NIP. 19620923.199003.1.001

  
Ardian Novianto, ST. MT  
NIK. 2.78.10.07.0241.1

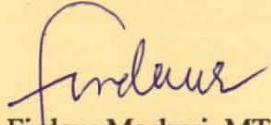
Pembimbing II

Penguji II

  
Ir. Avianto Kabul Pratiknyo, MT  
NIK. 2.61.08.95.00331

  
Wiji Raharjo, S.Si, M.sc  
NIK. 2.87.02.15.0446.1

Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Geofisika

  
Ir. Firdaus Maskuri, MT.  
NIP. 19580822.199203.1.001

## PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari skripsi adalah asli karya ilmiah saya, dengan ini saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan skripsi ini, tidak melakukan penjiplakan ( plagiasi ) terhadap karya orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila di kemudian hari terbukti bahwa skripsi ini mengandung unsur penjiplakan ( plagiasi ) dari karya orang atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab Dosen Pembimbing. Oleh karenanya saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Otoritas/Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta dan diumumkan kepada khalayak ramai.

Yogyakarta, 11 Januari 2018

Yang Menyatakan,



Indah Widya Pratiwi

Nomor Hp/ Telepon : +6285229766796  
Alamat e-mail : [indah.wdyaa@gmail.com](mailto:indah.wdyaa@gmail.com)  
Nama Orang Tua : Sumadi  
Alamat Orang Tua : Jl. Jawa Gg. Rambutan No. 9 RT/RW 005/001  
Kel. Gajahsakti, Kec. Mandau Kab. Bengkalis,  
Duri – RIAU

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan atas kehadiran Allah SWT yang mana berkat Rahmat dan Hidayah-Nya penulis dapat menyusun hingga menyelesaikan laporan akhir ini yang membahas tentang “**APLIKASI ATRIBUT SEISMIK DAN INVERSI ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) UNTUK PREDIKSI PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN “KANAKA” FORMASI BEKASAP CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**”. Laporan akhir ini dibuat sebagai salah satu syarat untuk memenuhi gelar Sarjana Strata Satu (S-1) Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta. Pada kesempatan ini, Penulis ingin mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada :

1. Allah SWT yang telah memberikan kesehatan, kemampuan, serta kesempatan hingga saat ini.
2. Bapak, Ibuk dan saudara-saudaraku tercinta yang selalu memberikan dukungan, arahan, semangat, dan doa sehingga saya mampu berdiri tegar hingga tahap ini.
3. Bapak Dr. Ir. H. Suharsono, MT selaku dosen pembimbing I dan bapak Ir. Avianto Kabul Pratiknyo, MT selaku dosen pembimbing II, yang telah memberikan arahan dan masukan yang sangat membangun selama ini.
4. Mbak Lia, Pak Rizki dan Pak Ben selaku pembimbing saya di BOB. PT. Bumi Siak Pusako Pertamina Hulu.
5. Teman-teman Teknik Geofisika Angkatan 2013 turut memberikan dukungan dan motivasi kepada saya untuk tetap maju dalam menyelesaikan laporan akhir ini.

Yogyakarta, 11 Januari 2018



Indah Widya Pratiwi

## ABSTRAK

### APLIKASI ATRIBUT SEISMIK DAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) UNTUK PREDIKSI PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN “KANAKA” FORMASI BEKASAP CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

**Indah Widya Pratiwi**

115.130.062

Lapangan “Kanaka” merupakan lapangan produksi minyak dan gas bumi yang terletak pada cekungan Sumatera Tengah. Zona target hidrokarbon berada pada formasi Bekasap. Survei Geofisika menggunakan metode seismik refleksi dipercaya dapat memberikan informasi seputar distribusi reservoir. Perpaduan antara atribut seismik dan inversi *acoustic impedance* (AI) efektif untuk dijadikan sebagai landasan dalam mengambil tindakan terhadap reservoir. Dari perpaduan tersebut akan diperoleh berupa peta persebaran reservoir batupasir berdasarkan analisa inversi *Model Based* dan analisa atribut seismik menggunakan atribut *Envelope*, *Root Mean Square* (RMS) dan *Instantaneous Phase*.

Berdasarkan hasil pengolahan dan interpretasi dari penelitian lapangan “Kanaka”, maka didapatkan nilai impedansi akustik rendah sebesar 16.860 – 18.654 ((ft/s)\*(g/cc)) yang diinterpretasikan sebagai batupasir dan impedansi akustik tinggi sebesar 18.654 – 20.300 ((ft/s)\*(g/cc)) yang diinterpretasikan sebagai batulempung. Distribusi reservoir batupasir pada lapangan ini tersebar pada bagian Timur daerah telitian. Reservoir batupasir diperkirakan memiliki terbal reservoir  $\pm 40$  ft pada kedalaman sekitar 1930-1970 ft atau pada *time* 645 – 653 ms. Sumur eksplorasi diusulkan berada disekitar *inline* 459 *xline* 1674 atau pada koordinat X : 849555.41 Y : 72385.87, yang mengacu pada nilai inversi AI, inversi densitas, hasil analisis atribut seismik (*Envelope*, RMS dan *Instantaneous Phase*) serta peta *time depth structure*.

**Kata kunci :** *Penyebaran Reservoir, Atribut Seismik, Inversi Model Based.*

## ABSTRACT

### *APPLICATION OF SEISMIC ATTRIBUTES AND ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) INVERSION TO PREDICT OF SANDSTONE RESERVOIR ON KANAKA FIELD, BEKASAP FORMATION CENTRAL SUMATERA BASIN*

**Indah Widya Pratiwi**

115 130 062

*“Kanakan” field is a production field of oil and gas located in Central Sumatera basin. This research will be discuss the distribution of sandstone reservoir in Bekasap formation. The combination of seismic attributes and acoustic impedance inversion (AI) are effective methods that can explain the distribution of reservoir. Analysis inversion of Model Based will be good at distribution of reservoir and analysis seismic attributes (Envelope, Root Mean Square (RMS) and Instantaneous Phase) will be support the information of reservoir.*

*Based on the results of processing and interpretation showed low acoustic impedance [16,860 - 18,654 ((ft / s) \* (g / cc))] interpreted as sandstone and high acoustic impedance [18.654 - 20.300 ((ft / s) \* (g / cc))] interpreted as claystone. The distribution of reservoir sandstones in this field is scattered in the eastern part of Kanaka’s area. This field is estimated to have a reservoir of  $\pm 40$  ft. A new well is proposed around inline 459 and xline 1674 or coordinates X: 849555.41 Y: 72385.87. The location of new well refers to the density inversion, AI inversion, seismic attribute analysis as well as the time depth structure map.*

**Keywords :** *Distributions of Reservoir, Seismic Attributes, Model Based Inversion.*

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	i
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	ii
<b>HALAMAN PERNYATAAN</b> .....	iii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	iv
<b>ABSTRAK</b> .....	v
<b>ABSTRACT</b> .....	vi
<b>DAFTAR ISI</b> .....	vii
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	x
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xiii
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	xiv
<b>DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG</b> .....	xv

### **BAB I. PENDAHULUAN**

1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Maksud dan Tujuan .....	2
1.4. Batasan Masalah .....	2
1.5. Lokasi dan Waktu Penelitian .....	3

### **BAB II. TINJAUAN PUSTAKA**

2.1. Geologi Regional .....	4
2.1.1. Tatanan Tektonik Cekungan Sumatra Tengah .....	4
2.1.2. Tektonostratigrafi Cekungan Sumatra Tengah .....	5
2.1.3. Kerangka Tektonik Cekungan Sumatra Tengah .....	10
2.1.4. <i>Petroleum System</i> .....	14
2.2. Geologi Lokal Lapangan Kanaka .....	17
2.2.1. Struktur Lapangan Kanaka .....	17
2.2.2. Stratigrafi Lapangan Kanaka .....	18
2.2.3. <i>Petroleum System</i> Lapangan Kanaka.....	19
2.3. Penelitian Terdahulu .....	20

### **BAB III. DASAR TEORI**

3.1. Seismik Refleksi .....	23
3.1.1. Penjalaran Gelombang Seismik .....	24
3.2. Seismik Atribut .....	25
3.3. Seismik Inversi .....	30
3.3.1. Inversi <i>Model Based</i> .....	32
3.4. <i>Well Logs</i> .....	37
3.4.1. Log Listrik .....	38
3.4.2. Log Radioaktif.....	43
3.4.3. Log Akustik.....	47
3.5. Kondisi Lubang Sumur .....	50
3.6. Reservoar .....	52
3.6.1. Batuan Reservoar.....	52
3.6.2. Batupasir .....	53
3.6.3. Sifat Fisik Batuan Reservoar.....	54

### **BAB IV. METODOLOGI PENELITIAN**

4.1. Tahapan Penelitian .....	61
4.2. Data Penelitian .....	65
4.2.1. Data Seismik .....	65
4.2.2. Data Sumur.....	67
4.2.3. Data Horizon .....	67
4.2.4. Data <i>Marker</i> .....	69
4.2.5. Data Sesar .....	69

### **BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN**

5.1. Hasil .....	71
5.1.1. Analisa Sumur .....	71
5.1.2. Analisa <i>Crossplot</i> .....	72
5.1.3. Analisa <i>Tuning Thickness</i> .....	76
5.1.4. Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i> .....	77



5.1.5. Analisa <i>Inversi Modelbased</i> .....	79
5.1.6. Analisa <i>Attributes Seismic</i> .....	82
5.2. Interpretasi .....	86
5.2.1. Interpretasi Geologi .....	86
5.2.2. Analisis Penyebaran Zona Hidrokarbon .....	89
5.2.3. Perencanaan Sumur Baru .....	91

## **BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN**

6.1. Kesimpulan .....	95
6.2. Saran .....	95

## **DAFTAR PUSTAKA**

## **LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1.</b> Peta Lokasi Lapangan Kanaka.....	3
<b>Gambar 2.1.</b> Elemen Tektonik yang mempengaruhi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1996).....	4
<b>Gambar 2.2.</b> Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1996).....	5
<b>Gambar 2.3.</b> Geologi Regional Sumatera (Pertamina BPPKA,1996).....	6
<b>Gambar 2.4.</b> Pola Struktur Regional Cekungan Sumatera Tengah (Pertamina BPPKA, 1996) .....	10
<b>Gambar 2.5.</b> Kerangka struktur geologi fase F2 dan F3 yang mempengaruhi struktur geologi pada cekungan Sumatra tengah (Heidrick & Turlington, 1997) .....	12
<b>Gambar 2.6.</b> Perkembangan tektonostratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1996).....	13
<b>Gambar 2.7.</b> Peta Geologi Lokal N.R. Camerun, S.A Ghazali, dan S.J Thomson ,1982) .....	17
<b>Gambar 2.8.</b> Stratigrafi Lapangan Kanaka (BOB. PT Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu).....	18
<b>Gambar 2.9.</b> Hasil inversi Model Based sumur 1 (A) dan <i>Time Maps Structure</i> (B) (Fatkhurrochman, 2010).....	21
<b>Gambar 2.10.</b> Hasil <i>P-wave section</i> sumur 1 (A) dan <i>Time Maps Structure</i> (B) (Fatkhurrochman, 2010).....	22
<b>Gambar 3.1.</b> Konsep penjalaran gelombang seismik refleksi dari <i>source</i> ke <i>Receiver</i> (Subiyanto & Muhantoro, 2004).....	23
<b>Gambar 3.2.</b> Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang P datang (Sheriff dan Geldart, 1995).....	24
<b>Gambar 3.3.</b> Klasifikasi Atribut Seismik (Brown, 2000) .....	26
<b>Gambar 3.4.</b> <i>Ilustrasi Atribut Envelope</i> .....	27
<b>Gambar 3.5.</b> Ilustrasi penghitungan amplitudo RMS (Sukmono, 2007).....	28
<b>Gambar 3.6.</b> Hubungan antara tras amplitudo dengan tras <i>Instantaneous Phase</i> (Sukmono, 2007) .....	29

<b>Gambar 3.7.</b> Contoh Tras <i>Real</i> dan <i>Attribute Instantaneous Phase</i> (Sukmono, 2007).....	29
<b>Gambar 3.8.</b> (A) Diagram <i>Forward modeling</i> dan <i>inversion modeling</i> (Sukmono 2002) (B) Ilustrasi (Russell, 2008) .....	30
<b>Gambar 3.9.</b> <i>Introduction to Seismic Inversion Methods</i> (Russell, 1988) .....	31
<b>Gambar 3.10.</b> Proses inversi “ <i>model Based</i> ” (Russell, 1991).....	32
<b>Gambar 3.11.</b> Diagram konsep inversi “ <i>model Based</i> ” (Pratiwi, 2012).....	33
<b>Gambar 3.12.</b> Beberapa faktor yang berpengaruh terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 2001).....	34
<b>Gambar 3.13.</b> Seismogram Sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan <i>wavelet</i> (Rob & Mike, 2014).....	35
<b>Gambar 3.14.</b> Penggambaran lapisan tipis pada <i>tuning section</i> (Partyka., <i>et al</i> , 1999).....	36
<b>Gambar 3.15.</b> Skematik dari proses <i>logging</i> (Ellis & Singer (2008) .....	37
<b>Gambar 3.16.</b> Teknis pengukuran log SP beserta responnya (Malcolm Rider, 1996) .....	39
<b>Gambar 3.17.</b> Bentuk defleksi Kurva Log SP untuk penentuan <i>Shale</i> dan <i>Sand Base Line</i> (Chevron Pacific Indonesia (internal) Basic Training Formation Evaluation, 2011). .....	39
<b>Gambar 3.18.</b> Respon <i>resistivity log</i> di berbagai litologi (Rider, 1996) .....	40
<b>Gambar 3.19.</b> Prinsip Kerja Alat Laterolog (Harsono, 1997) .....	41
<b>Gambar 3.20.</b> Prinsip Kerja Alat Induksi (Harsono, 1997).....	42
<b>Gambar 3.21.</b> Respon <i>Gamma Ray log</i> di berbagai litologi (Rider, 1996) .....	44
<b>Gambar 3.22.</b> Respon <i>density log</i> di berbagai litologi (Rider, 1996) .....	45
<b>Gambar 3.23.</b> Respon <i>Neutron Log</i> di berbagai litologi (Rider, 1996).....	47
<b>Gambar 3.24.</b> Respon <i>Sonic Log</i> di berbagai litologi (Rider, 1996).....	48
<b>Gambar 3.25.</b> Respon log caliper di berbagai litologi (Rider, 1996).....	49
<b>Gambar 3.26.</b> Kondisi Lubang Bor (Haryoko, 2003) .....	50
<b>Gambar 4.1.</b> <i>Flowchart</i> pengolahan Seismik Atribut dan Seismik Inversi.....	61
<b>Gambar 4.2.</b> <i>Base map</i> area Lapangan Kanaka .....	65
<b>Gambar 4.3.</b> Penampang Seismik pada <i>Inline 470</i> (VW-01) .....	66

<b>Gambar 4.4.</b> <i>Top Bekasap Formation (A) dan Bottom Bekasap Formation (B)</i> .....	68
<b>Gambar 4.5.</b> <i>Basemap</i> panyebaran sesar area Lapangan Kanaka .....	70
<b>Gambar 5.1.</b> Analisa zona target pada sumur DW-17.....	71
<b>Gambar 5.2.</b> <i>Crossplot</i> antara Densitas dan Porositas (Sumur VW-01 & DW-17).....	73
<b>Gambar 5.3.</b> <i>Crossplot</i> antara Densitas dan Gamma Ray (Sumur VW-01 dan DW-17) .....	74
<b>Gambar 5.4.</b> <i>Crossplot</i> antara Porositas dan AI (A) dan Densitas dan <i>P-Wave</i> (B) (Sumur VW-01 dan DW-17).....	75
<b>Gambar 5.5.</b> Parameter dalam analisa <i>tunning thickness</i> Sumur VW-01.....	76
<b>Gambar 5.6.</b> <i>Wavelet Statistical</i> 150 .....	77
<b>Gambar 5.7.</b> Proses WST Sumur VW-01 (A) dan sumur DW-17 (B).....	78
<b>Gambar 5.8.</b> <i>Initial Model</i> melewati sumur VW-01 .....	80
<b>Gambar 5.9.</b> Proses <i>Pre-Analysis Inversion Model Based</i> sumur VW-01 .....	80
<b>Gambar 5.10.</b> Hasil <i>Inversion Model Based</i> Sumur VW-01 .....	81
<b>Gambar 5.11.</b> <i>Instantaneous Phase</i> Sumur VW-01 .....	83
<b>Gambar 5.12.</b> <i>Attribute Envelope</i> Sumur VW-01 .....	84
<b>Gambar 5.13.</b> <i>Attribute RMS</i> Pada VW-01 .....	85
<b>Gambar 5.14.</b> <i>Slicing AI</i> (A) dan <i>Slicing attribute envelope</i> (B).....	86
<b>Gambar 5.15.</b> <i>Slicing RMS</i> (C) dan <i>Slicing Porositas</i> (D). .....	87
<b>Gambar 5.16.</b> Peta panyebaran impedansi akustik secara lateral pada <i>Top Bekasap Formation</i> (TBF).....	89
<b>Gambar 5.17.</b> Peta panyebaran densitas secara lateral pada <i>Top Bekasap Formation</i> (TBF).....	90
<b>Gambar 5.18.</b> <i>Overlay</i> Peta distribusi Akustik Impedansi, Atribut Amplitudo RMS dan <i>Envelope</i> .....	91
<b>Gambar 5.19.</b> Perencanaan usulan sumur baru berdasarkan panyebaran nilai porositas (A), AI (B), <i>Attribute Envelope</i> (C) dan RMS (D) .....	92
<b>Gambar 5.20.</b> Penampang seismik dan <i>basemap</i> dengan usulan sumur pengembangan. ....	93
<b>Gambar 5.21.</b> <i>Time Structure Maps</i> (A) dan <i>Depth Structure Maps</i> (B) .....	94

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1.</b> Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi (Harsono, 1997) .....	46
<b>Tabel 4.1.</b> Ketersedian data log pada masing-masing sumur .....	67
<b>Tabel 4.2.</b> Data <i>marker</i> pada setiap sumur .....	69

## **DAFTAR LAMPIRAN**

**LAMPIRAN A** Volume Seismik Pada Sumur DW-17

**LAMPIRAN B** Pre-Analisis dan Hasil Inversi DW-17

**LAMPIRAN D** Data *Markedlog*

**LAMPIRAN C** Tabel Kondisi Optimum Alat *Logging*

## DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

### Singkatan Nama

<b>AI</b>	<i>Acoustic Impedance</i>
<b>RMS</b>	<i>Root Mean Square</i>
<b>TBF</b>	Top Bekasap Formation
<b>BFF</b>	<i>Bottom Bekasap Formation</i>
<b>RC</b>	<i>Reflection Coefficient</i>
<b>CSB</b>	<i>Central Sumatera Basin</i>
<b>GLI</b>	<i>Generalized Linear Inversion</i>

### Lambang

$\theta_1$	: Sudut datang gelombang P
$\theta'_1$	: Sudut refleksi gelombang P
$\theta_2$	: Sudut transmisi gelombang P
$\phi_1$	: Sudut refleksi gelombang S
$\phi_2$	: Sudut transmisi gelombang S
$V_{p1}$	: Kecepatan gelombang P pada medium pertama
$V_{p2}$	: Kecepatan gelombang P pada medium kedua
$V_{s1}$	: Kecepatan gelombang S pada medium pertama
$V_{s2}$	: Kecepatan gelombang S pada medium kedua
$A(t)$	: <i>Envelope</i>
$Z$	: Impedansi akustik
$V$	: Kecepatan gelombang (m/s)
$\rho$	: Densitas batuan (gr/cc)
$t$	: <i>Two way time</i> (s);
$f$	: Frekuensi dominan ( <i>hertz</i> ).
$\phi$	: Porositas (%)
$K$	: Permeabilitas, mD
$P_c$	: Tekanan kapiler

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Lapangan Kanaka merupakan salah satu lapangan produksi migas yg memiliki potensi besar sebagai daerah prospek dan telah dikelola oleh **BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu**. Lapangan ini terletak pada cekungan Sumatera Tengah dengan litologi batupasir sebagai reservoir berada pada Formasi Bekasap. Pentingnya informasi mengenai distribusi reservoir dalam tahap penentuan lokasi pemboran menjadi suatu tantangan sekaligus peluang bagi para eksplorasionis. Upaya pengembangan metode terkait acuan informasi litologi, kandungan fluida dalam reservoir tanpa melalui banyak pemboran pun semakin gencar dilakukan.

Saat ini, metode seismik refleksi dianggap sebagai metode efektif yg memegang peranan penting untuk menggambarkan kondisi bawah permukaan serta struktur yang berkembang. Untuk meminimalisir kesalahan dalam interpretasi perlu dilakukan atribut seismik dan seismik inversi sebagai proses lanjutan. Brown (2000) mendefinisikan atribut seismik sebagai derivatif suatu pengukuran seismik dasar. Atribut seismik terdiri dari beberapa jenis informasi dasar berupa frekuensi, phase, dan amplitudo. Dari hasil informasi atribut dapat digunakan untuk mengidentifikasi distribusi persebaran reservoir dan identifikasi adanya patahan dengan melihat perubahan respon gelombang seismik akibat adanya reservoir yang terisi oleh hidrokarbon. Untuk menghasilkan tampilan *acoustic impedance* yang lebih interpretatif dalam memetakan keadaan bawah permukaan maka dilakukan seismik inversi *acoustic impedance* (AI).

Perpaduan antara atribut seismik dan inversi *acoustic impedance* (AI) efektif untuk dijadikan sebagai landasan dalam mengambil tindakan terhadap reservoir. Dari perpaduan tersebut akan diperoleh berupa peta persebaran reservoir batupasir pada lapangan yang telah ditentukan sehingga dapat membantu penentuan lokasi pemboran dan menghemat anggaran eksplorasi.



## 1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah dalam penelitian ini antara lain :

1. Bagaimana amplitudo dari aplikasi atribut seismik dalam memprediksi persebaran reservoir batupasir Formasi Bekasap pada lapangan Kanaka ?
2. Berapa nilai impedansi akustik untuk target reservoir berupa batupasir Formasi Bekasap pada lapangan Kanaka ?
3. Bagaimana arah persebaran reservoir batupasir pada Lapangan Kanaka dengan menggunakan perpaduan analisa atribut seismik dan inversi *acoustic impedance* (AI) ?

## 1.3. Maksud dan Tujuan

Maksud dari dilakukannya penelitian ini yaitu untuk memprediksi persebaran reservoir batupasir Formasi Bekasap pada Lapangan Kanaka menggunakan perpaduan analisa atribut seismik dan inversi *acoustic impedance* (AI). Adapun tujuan dari pelaksanaan penelitian ini yaitu :

1. Memperoleh hasil analisa seismik atribut (*Envelope*, *RMS* dan *Instantaneous Phase*).
2. Memperoleh hasil analisa inversi *Model Based*.
3. Memperoleh peta zonasi sebaran *P-Impedance* dan peta sebaran porositas reservoir batupasir Formasi Bekasap.
4. Memperkirakan letak dan lokasi titik pemboran sumur produksi baru.

## 1.4. Batasan Masalah

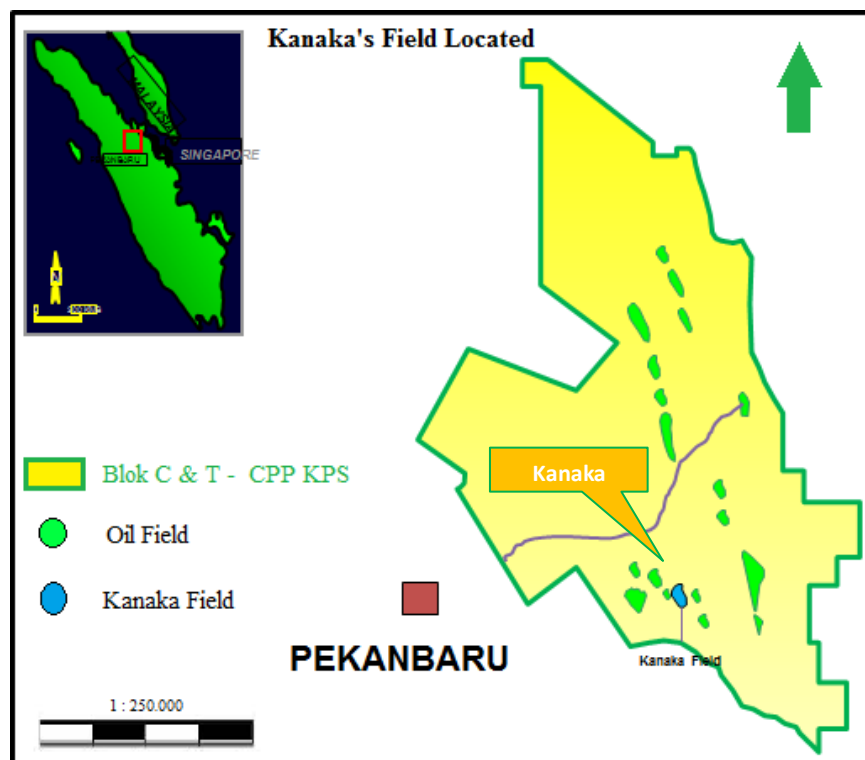
Adapun pembahasan dalam penelitian kali ini dibatasi oleh :

1. Data sumur yang digunakan dalam pengolahan berjumlah 4 sumur (VW-01, VW-09, VW-12, dan DW-17) dan data *checkshot* hanya terdapat pada VW-01.
2. Data log yang digunakan berupa *density log*, *gamma ray log*, *sonic log*, *porosity log* serta log pendukung lainnya.
3. Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 3D *Post-Stack Time Migration* dengan asumsi pada tahap *processing* telah dilakukan sesuai prosedur.

4. Zona target berada pada Formasi Bekasap (TBF – BBF) dengan kedalaman 1900-2200 m.
5. Penelitian ini membahas mengenai aplikasi dari atribut seismik terbatas menggunakan *attribute envelope*, *instantaneous phase*, dan *Root Mean Square* (RMS) sedangkan penerapan metode inversi *acoustic impedance* (AI) terbatas pada penggunaan *Model Based*.
6. Penelitian yang dilakukan pada Lapangan Kanaka berkonsentrasi pada persebaran reservoir batupasir Formasi Bekasap.
7. Penelitian ini dibatasi oleh tidak dilakukannya analisa struktur yang berkembang pada daerah penelitian.

### 1.5. Lokasi dan Waktu Penelitian

Lokasi penelitian berada pada wilayah teritorial CPP Blok Central Sumatera Basin yang dikelola oleh **BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu**. Secara geografis, Lapangan Kanaka terletak pada Provinsi Riau, Sumatera Tengah (**Gambar 1.1**). Pengolahan berlangsung selama  $\pm$  2 bulan (7 Mei – 23 Juni 2017) bertepatan di Kantor Pusat RDTX Tower Lt.20 Mega Kuningan, Jakarta.



**Gambar 1.1.** Peta Lokasi Lapangan Kanaka

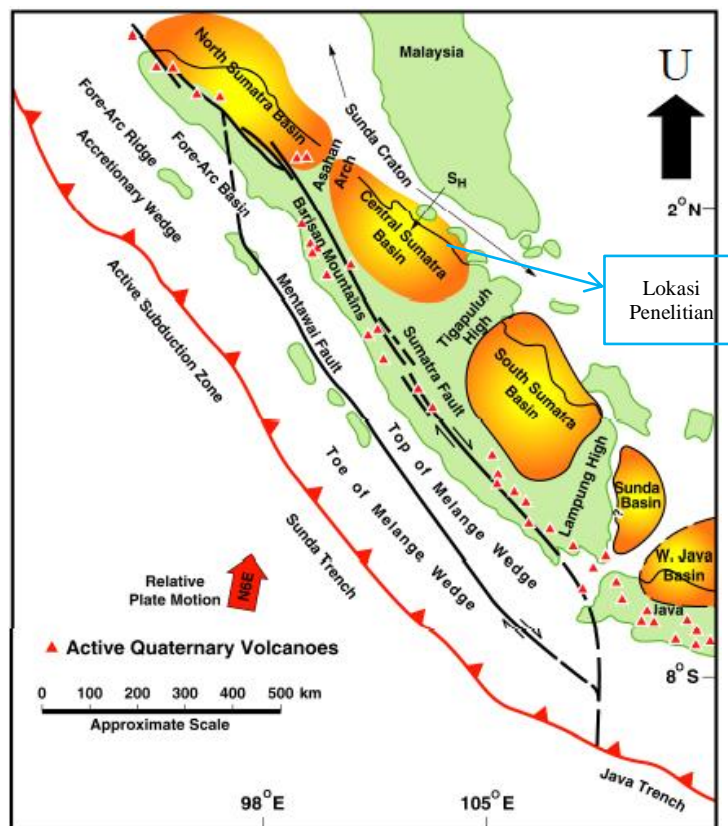
## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. Geologi Regional

##### 2.1.1. Tatanan Tektonik Cekungan Sumatra Tengah

Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan belakang busur sejak Neogen yang terbentuk akibat posisi tumbukan yang menyudut dengan arah  $N60^{\circ}E$  antara lempeng Samudera Hindia yang menunjam ke dalam lempeng Benua Eurasia selama Miosen. Cekungan ini merupakan seri dari struktur *half graben* pada periode Paleogen (Eosen – Oligosen) yang terbentuk akibat proses *rifting* sehingga terpisah oleh blok *horst*. Cekungan Sumatra Tengah berbentuk asimetris yang mengarah Baratlaut - Tenggara. Bagian yang terdalam terletak pada bagian barat daya dan melandai ke arah timur laut. Hal ini disebabkan karena adanya patahan-patahan bongkah pada landas cekungan yang umumnya berbentuk *half graben* (Eubank & Makki, 1981).

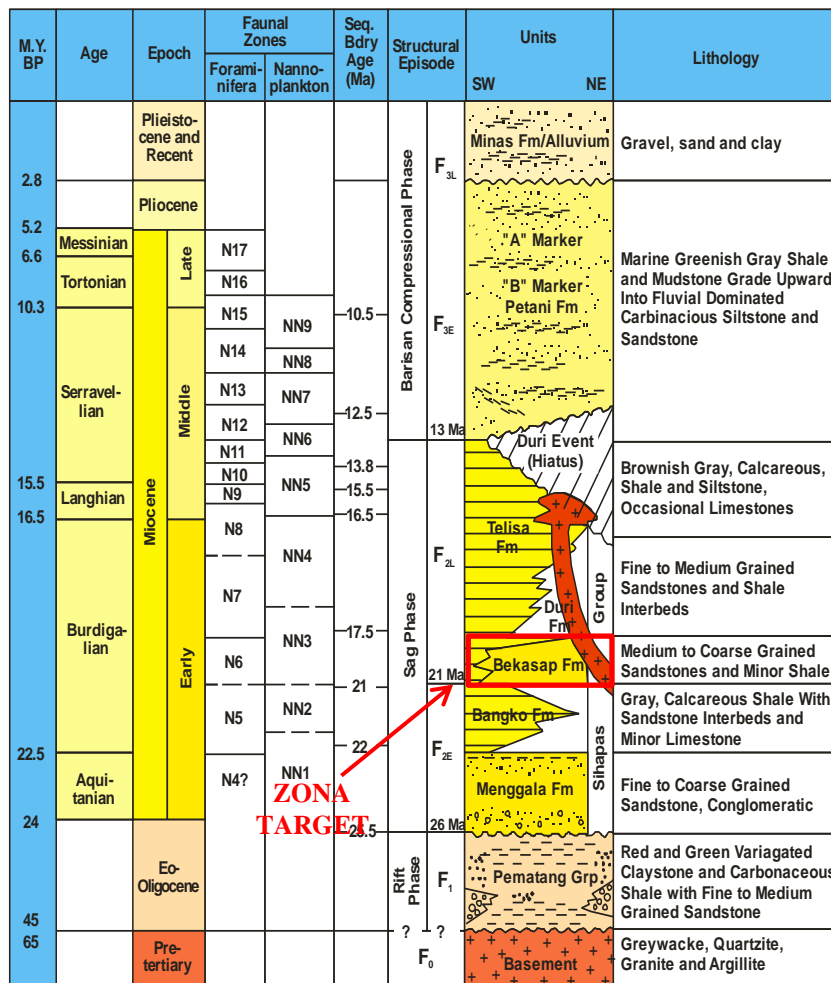


Gambar 2.1 Elemen Tektonik yang mempengaruhi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1996)

Adapun produk lain yang dihasilkan oleh interaksi kedua lempeng ini berupa busur kepulauan disepanjang muka pantai Baratdaya Sumatera, cekungan muka busur Nias, busur volkanik Barisan, cekungan belakang busur, dan zona sesar sumatera (Sesar Semangko). Akibat dari gabungan struktur Neogen dan Paleogen menghasilkan sejumlah tinggian yang membagi cekungan belakang busur seperti : Busur Asahan dengan arah Timurlaut, Tinggian Lampung dan tinggian tigapuluh yang berarah Timur – Timurlaut (**Gambar 2.1**).

Busur dan tinggian ini secara efektif membagi daratan sumatera menjadi Cekungan Sumatera Utara, Tengah dan Selatan. Secara kondisi geologi, bagian barat daya dari Cekungan Sumatera Tengah dibatasi oleh pegunungan Bukit Barisan, bagian Utara oleh tinggian Asahan, bagian Tenggara oleh tinggian Tiga Puluh, dan bagian Timur oleh Paparan Sunda (Heidrick and Aulia, 1993).

### 2.1.2. Tektonostratigrafi Cekungan Sumatra Tengah



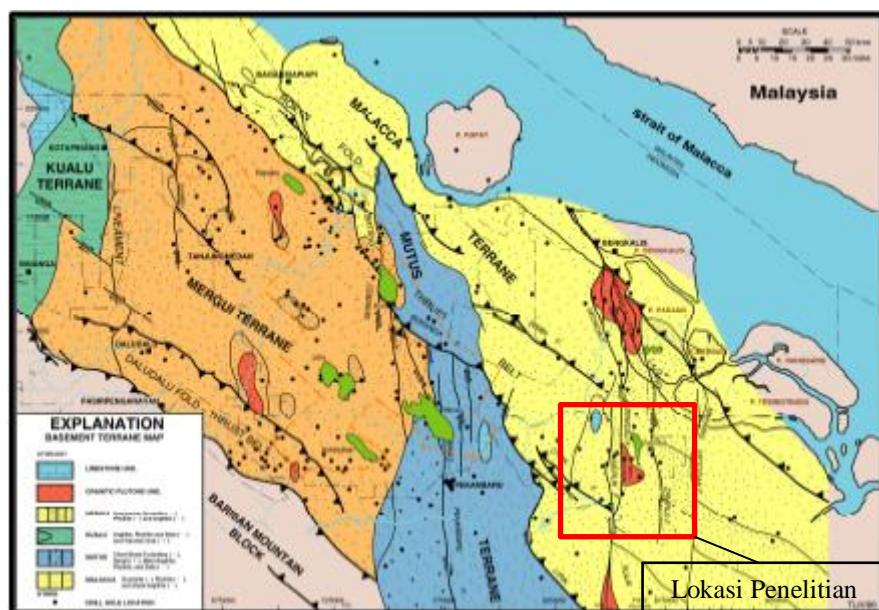
**Gambar 2.2.** Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1996)

Menurut Eubank dan Makki (1981), serta Heidrick dan Aulia (1993), urutan stratigrafi di Cekungan Sumatra Tengah dari yang paling tua (*basement*) ke muda dibagi menjadi lima unit stratigrafi (**Gambar 2.2**), yaitu :

### 1. Batuan Dasar (Pra-Tersier)

Batuan pra-Tersier yang menjadi dasar (*basement rock*) Cekungan Sumatera Tengah (Eubank & Makki, 1981, dalam Heidrick & Aulia, 1993) dibagi menjadi tiga kelompok batuan, yaitu:

- Kelompok Mutus (*Mutus Assemblage*), terletak di sebelah barat daya dari *coastal plain*, terdiri dari sedimen abisal meliputi baturijang radiolaria coklat, meta-argilit, serpih merah, *slate*, lapisan tipis batugamping, sekuen turbidit rhythmic yang mengandung interkalasi tuff. Berdasarkan pengujian penanggalan K-Ar pada tuff di lapangan Duri, kelompok Mutus ini diperkirakan berumur 222 Ma (Trias Atas).
- *Quartzite Terrane*, terletak di sebelah timur laut kelompok Mutus yang terdiri dari filit, argilit, kuarsit, dan serpih. Pluton-pluton dengan komposisi granodioritik (295 Ma) dan granitik (150 Ma) secara lokal mengintrusi kelompok ini.
- Kelompok *Graywacke*. Kelompok ini terletak di bagian barat daya dari kelompok Mutus, yang didominasi oleh *greywacke*, *pebbly-mudstone*, dan kuarsit.



**Gambar 2.3** Geologi Regional Cekungan Sumatra Tengah (Pertamina BPPKA, 1996)

## 2. Kelompok Pematang (Paleogen Atas)

Kelompok pematang merupakan unit tertua pada cekungan ini yang diendapkan secara tidak selaras diatas batuan dasar sekitar 2,5 juta tahun lalu. Kelompok ini terdiri dari material klastik dengan lingkungan pengendapan *non-marine* (darat dan danau) yang kaya akan bahan organik. Serpih yang berasal dari kelompok ini merupakan *source rock* dari Hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Tengah. Distribusi persebaran batuan dasar dapat dilihat pada gambar 2.3.

Kelompok Pematang terdiri dari beberapa formasi, diantaranya (diurutkan dari tua ke muda) :

- ***Lower Red Beds Formation***

Formasi ini tersusun atas batulumpur (*mudstone*) berwarna merah, abu-abu, hijau, dan ungu muda, batulanau, batupasir, dan sedikit konglomerat. Distribusi fasies dalam *Lower Red Beds Formation* sangat sulit ditentukan, karena sangat terbatasnya pemboran dalam. Dari data yang ada mengindikasikan bahwa formasi ini kemungkinan diendapkan pada lingkungan danau dan rawa.

- ***Brown Shale Formation***

Formasi ini terletak di atas *Lower Red Beds Formation*, namun di beberapa tempat menunjukkan hubungan menjari. Litologi penyusunnya terdiri dari serpih berlaminasi, kaya material organik, berwarna coklat sampai hitam, dengan sisipan batulanau, yang mengindikasikan lingkungan pengendapan dengan kondisi air tenang.

- ***Upper Red Beds Formation***

Formasi ini berada pada bagian teratas Kelompok Pematang yang diendapkan pada tahap akhir inverse minor dalam lingkungan pengendapan semula transisi namun berubah dengan cepat menjadi lingkungan Lakustrin dalam yang diselingi lakustrin yang dangkal. Peningkatan kecepatan sedimentasi menyebabkan cekungan penuh dan berubah menjadi lingkungan fluvial dan alluvial. Adapun litologi penyusun dari formasi ini berupa batupasir, konglomerat, shale berwarna hijau merah-hijau. Batupasir yang berasal dari formasi ini juga telah menjadi target eksplorasi.

### 3. Kelompok Sihapas (Miosen Bawah - Miosen Tengah)

Menurut Dawson et al, 1997, Kelompok Sihapas yang diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang terdiri dari beberapa formasi, yaitu :

- **Formasi Menggala**

Formasi Menggala diendapkan tidak selaras di atas Formasi Pematang, merupakan kombinasi sedimen sungai (*non marine*), sedimen klastik *braided stream*, dan bergradasi dengan sedimen yang didominasi lingkungan pengendapan laut. Formasi ini tersusun atas batu pasir halus sampai kasar bersifat konglomeratan. Diendapkan di lingkungan *braided river* sampai *non-marine* (Dawson et al, 1997) diperkirakan berumur N4. Formasi ini memiliki ketebalan 1800 kaki.

- **Formasi Bangko**

Formasi Bangko diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala. Formasi ini terdiri dari serpih abu-abu bersifat gampingan yang berselingan dengan batupasir halus sampai sedang yang diendapkan pada lingkungan paparan laut terbuka (*open marine shelf*) pada Miosen awal. Formasi Bangko berumur awal N5, tersusun atas, dengan *interbed* batupasir dan sedikit batugamping., formasi ini memiliki ketebalan sekitar 300 kaki (Dawson et al, 1997).

- **Formasi Bekasap**

Formasi Bekasap ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko, yang dicirikan oleh adanya batupasir hasil proses transgresi dan mengkasar ke atas. Secara umum formasi ini tersusun atas batupasir glaukonit dengan sisipan serpih, batugamping tipis, dan lapisan batubara. Formasi Bekasap memiliki kisaran umur dari akhir N5 - N8 awal Miosen, tersusun atas batupasir berukuran sedang sampai kasar dengan sedikit *shale*. Diendapkan mulai dari lingkungan *eustuarin*, *intertidal*, *inner-neritic* sampai *outer neritic* (Dawson et al, 1997). Formasi ini memiliki ketebalan sekitar 1300 kaki.

- **Formasi Duri**

Formasi Duri merupakan formasi teratas dari kelompok Sihapas berumur N9. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bekasap, batumannya berupa batupasir halus-sedang diselingi serpih, dan sedikit batugamping yang diendapkan pada Miosen awal di lingkungan *barrier bar complex* dan *prodelta shelf*.

Diendapkan di lingkungan *outer neritic* (Dawson et al, 1997). Formasi ini memiliki ketebalan maksimum 900 kaki. Formasi ini berhubungan saling menjari dengan formasi Telisa pada lingkungan laut dalamnya sampai bagian barat cekungan.

- **Formasi Telisa**

Formasi Telisa yang berumur Miosen Tengah (N9-N14) (Dawson et al, 1997), diendapkan diatas kelompok sihapas dengan bagian bawah Telisa *Shale* mempunyai hubungan menjari dengan formasi Bekasap disebelah barat daya dan disebelah timur laut menjari dengan formasi Duri (Yarmanto dan Aulia, 1998). Formasi tersusun atas *calcareous shale* dan *siltstone* abu-abu kecoklatan dan terkadang dijumpai batugamping. Diendapkan dilingkungan mulai dari *outer neritic, bathyal* sampai pada *non-marine* di bagian teratas formasi (Dawson et al, 1997). Formasi ini memiliki ketebalan sekitar 1600 kaki.

#### **4. Formasi Petani (Miosen Tengah - Plistosen.)**

Formasi Petani diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa dan menggambarkan fase regresif dari siklus pengendapan Cekungan Sumatra Tengah. Formasi ini diendapkan mulai dari lingkungan laut dangkal, pantai, dan ke atas sampai lingkungan delta yang menunjukkan regresi air laut. Terdiri dari batupasir, batulempung, batupasir glaukonitan, dan batugamping yang dijumpai pada bagian bawah, sedangkan batubara banyak dijumpai di bagian atas dan terjadi pada saat pengaruh laut semakin berkurang.

Komposisi dominan batupasir adalah kuarsa, berbutir halus sampai kasar, umumnya tipis dan mengandung sedikit lempung yang secara umum mengkasar ke atas. Secara keseluruhan mempunyai ketebalan 6000 kaki yang berumur Miosen Akhir – Pliosen Awal, atau N9 (NN5) – N21 (NN18). Foraminifera melimpah di bagian bawah, namun menyusut ke arah atas. Penentuan umur pada bagian atas formasi ini kadang membingungkan karena tidak adanya fosil laut. Hidrokarbon yang terdapat pada formasi ini tidak komersial. Sedimen ini merupakan hasil rombakan dari dua batuan sumber utama, yaitu erosi Bukit Barisan dan erosi Semenanjung Malaya (Mertosono & Nayoan, 1974).

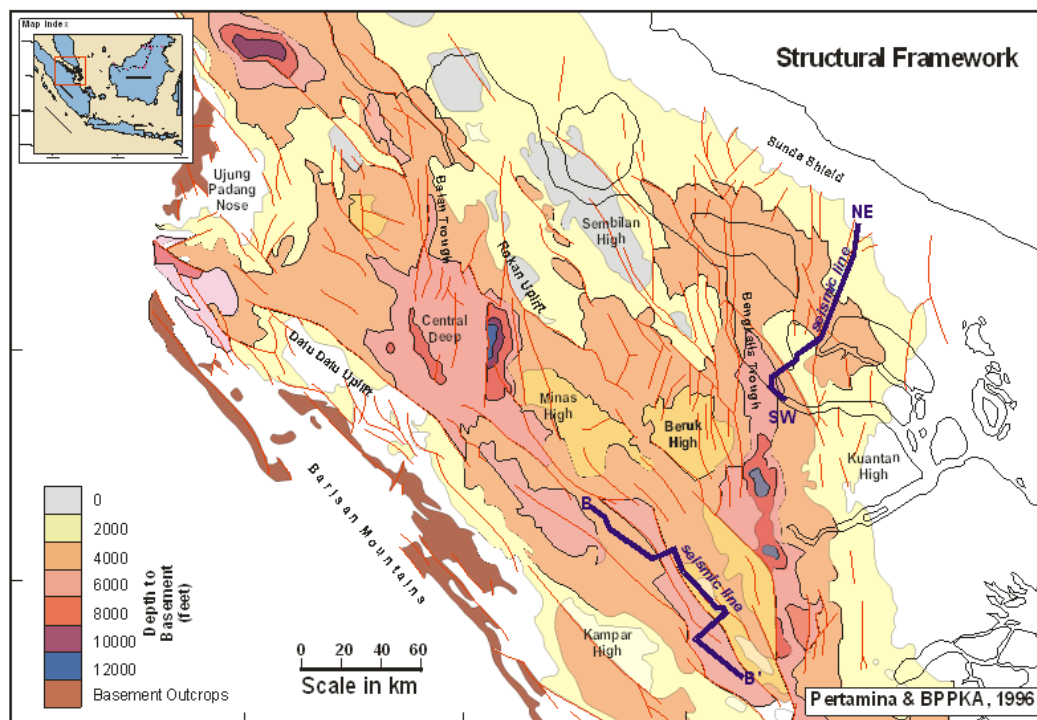


## 5. Formasi Minas (Kuarter)

Formasi ini merupakan endapan Kuarter yang terdapat secara tidak selaras di atas Formasi Petani yang tersusun oleh pasir dan kerikil, pasir kuarsa lepas berukuran halus sampai sedang serta limonit berwarna kuning. Formasi Minas diendapkan pada lingkungan fluvial sampai darat. Pengendapan masih berlangsung hingga sekarang dan menghasilkan endapan aluvium berupa campuran kerikil, pasir, dan lempung (Dawson et al, 1997).

### 2.1.3. Kerangka Tektonik Cekungan Sumatera Tengah

Subduksi yang terjadi antara Lempeng Samudera Hindia dan Lempeng Benua Eurasia secara *oblique* menghasilkan suatu *dextral wrenching stress* yang kuat dimana gaya tensional busur belakang tegak lurus terhadap batas lempeng, sedangkan *dextral* sejajar dengan batas lempeng. Struktur geologi yang terdapat pada cekungan ini memperlihatkan banyak karakter dari tektonik *wrench*.



**Gambar 2.4** Pola Struktur Regional Cekungan Sumatera Tengah (Pertamina BPPKA, 1996).

Menurut Eubank dan Makki (1981), Cekungan Sumatera Tengah memiliki 2 pola sesar utama yaitu sesar dengan arah Utara-Selatan (Paleogen) dan sesar Baratlaut-Tenggara (Neogen akhir), kedua sesar utama ini aktif kembali pada zaman Tersier.

Pola Utara-Selatan merupakan arah sesar dominan tetapi distribusi *red beds* pada Formasi Pematang dikontrol oleh kedua pola sesar tersebut. Sesar yang ada merupakan hasil reaktivasi dimana sesar tersebut mempunyai 2 tipe pergerakan yang dikontrol oleh pergerakan *basement* yang dapat diketahui dari data seismik. Struktur lipatan dengan arah Utara-Selatan merupakan struktur orde pertama dari *dextral wrenching stress*.

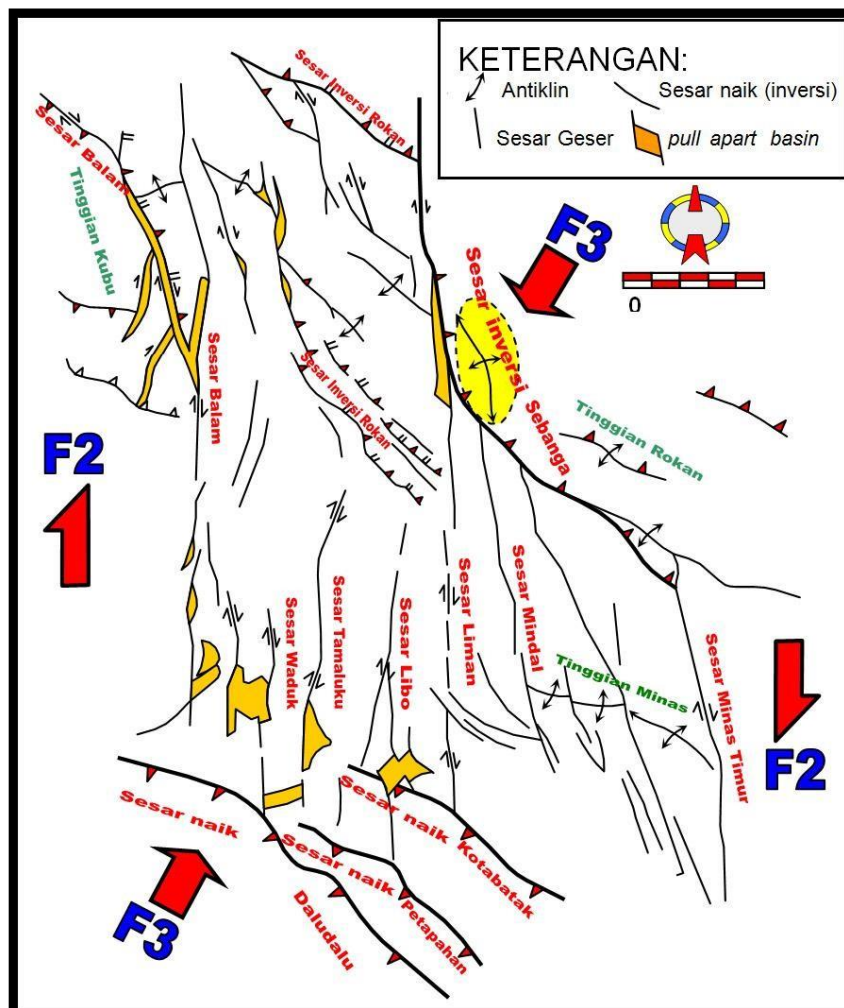
Cekungan Sumatera tengah memiliki batuan dasar Pra-Tersier dangkal sehingga sedimen yang diendapkan di atasnya sangat dipengaruhi oleh tektonik batuan dasar dan banyak dijumpai struktur (**Gambar 2.4**). Cekungan Sumatera tengah mengalami beberapa deformasi yang kompleks sehingga secara langsung dapat mempengaruhi distribusi batuan induk, pembentukan dan perkembangan reservoir serta struktur geologi. Menurut Heidrick dan Aulia (1996), Perkembangan struktur di Sumatera Tengah dibagi menjadi empat episode tektonik utama (**Gambar 2.6**) yaitu fase tektonik F0 (kompaksi batuan dasar atau *prerift*), F1 (Fase *Rifting*), F2 (Fase *Sagging* dan *Compressional Wrenching*), dan F3 (Fase Inversi). Berikut penjelasannya :

**a) Episode tektonik F0 (Paleozoikum Akhir - Mesozoikum (345-65 Ma))**

Fase ini dikenal dengan fase pembentukan *Basement* Pra-Tersier pada Cekungan Sumatera Tengah yang tersusun dari lempeng-lempeng Benua dan juga Samudera yang berbentuk Mosaik. Struktur tersebut terbentuk ketika lempeng minor seperti Mergui, Mallaca dan Mutus menjadi satu membentuk lempeng Benua Sunda yang lebih besar (Pulunggono dan Cameron, 1984). Orientasi batuan dasar memberikan efek pada lapisan sedimen di atasnya yang secara tidak langsung mengontrol arah ekstensi dan reaktivasi yang terjadi kemudian. Terdapat 2 struktur utama pada *basement* yaitu sesar geser (*transform/wrench tectonic*) berarah Utara-Selatan yang berumur karbon dan mengalami beberapa kali reaktivasi selama Permo-Trias, Jura, Kapur, dan Tersier. Tinggian-tinggian yang terbentuk pada fase ini menjadi batas penting pengendapan sedimen selanjutnya. Tinggian-tinggian tersebut diantaranya : Tinggian Mutiara, Kampar, Napuh, Kubu, Pinang dan Ujung Pandang. Batuan dasar yang membentuk tinggian tersebut telah mengalami perulangan perlipatan dan pergeseran sesar selama deformasi Paleosen Akhir akibat tektonik inversi (transpresi dan kompresi).

**b) Episode tektonik F1 (Eosen - Oligosen (50-26 Ma))**

Terjadi akibat tumbukan Lempeng Hindia terhadap Asia Tenggara pada sekitar 45 Ma sehingga terbentuk suatu sistem rekahan *transtensional* (translasi dan ekstensi) yang memanjang ke arah selatan dari Cina bagian selatan ke Thailand dan Malaysia hingga Sumatra dan Kalimantan Selatan (Heidrick dan Aulia, 1996). Perekahan ini menyebabkan terbentuknya serangkaian *half graben* di Cekungan Sumatra Tengah. *Half graben* ini kemudian menjadi danau tempat terendapkannya sedimen-sedimen dari Kelompok Pematang. Pada akhir episode F1 terjadi peralihan dari perekahan menjadi penurunan cekungan ditandai oleh pembalikan struktur yang lemah, denudasi dan pembentukan dataran *penepalan*. Hasil dari erosi tersebut berupa paleosol yang diendapkan di atas Formasi *Upper Red Bed*.



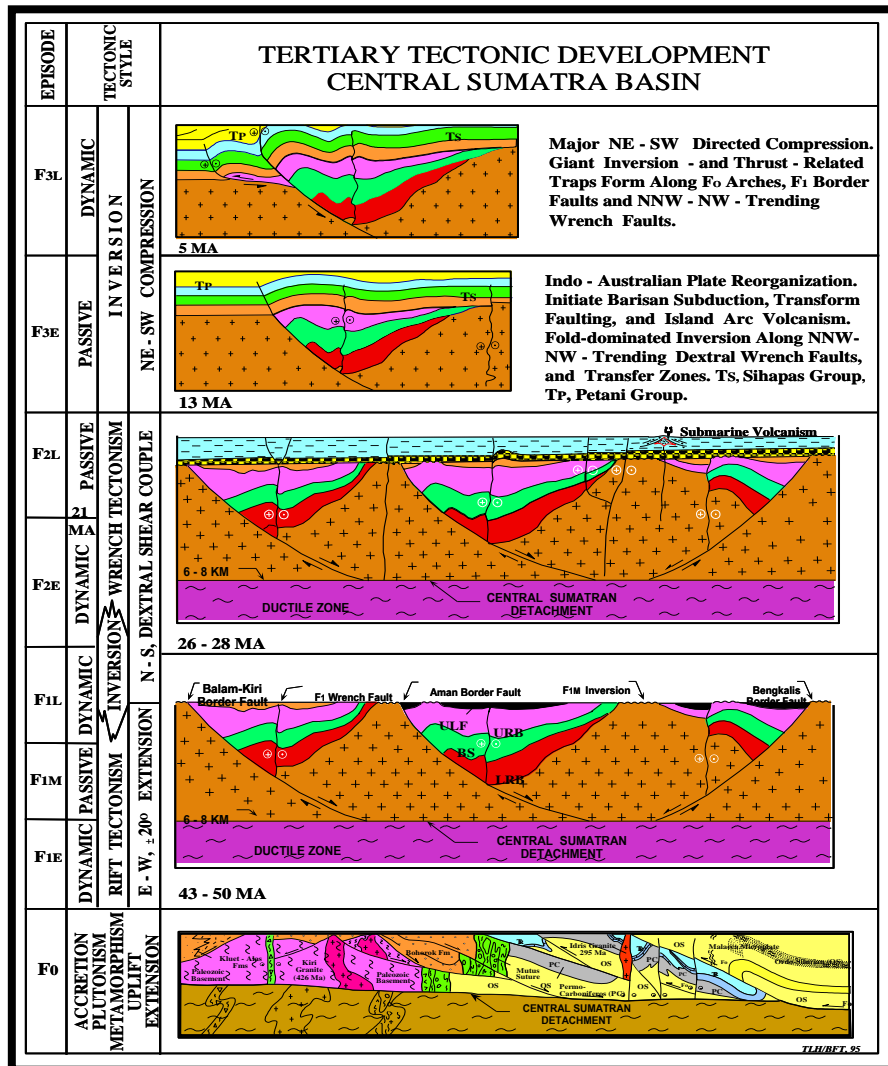
**Gambar 2.5.** Kerangka struktur geologi fase F2 dan F3 yang mempengaruhi struktur geologi pada cekungan Sumatra tengah (Heidrick & Turlington, 1997)

**c) Episode tektonik F2 (Miosen Awal - Miosen Tengah (26-13 Ma))**

Pada awal episode ini atau akhir dari episode F1 terbentuk sesar mendatar menganan (*dextral fault*) yang berarah Utara-Selatan (**Gambar 2.5**). Selain itu, terjadi juga amblesan (*sag phase*) dan pembentukan transtensional *fracture zone*. Dalam periode ini Cekungan Sumatra Tengah secara umum mengalami transgresi dan sedimen-sedimen dari Kelompok Sihapas diendapkan.

**d) Episode tektonik F3 (Miosen Akhir - Resen (13-0 Ma))**

Dalam episode ini terjadi pembalikan struktur (*structure inversion*) akibat gaya kompresi (**Gambar 2.5**). Pada fase tektonik ini, Cekungan Sumatra Tengah mengalami regresi dan sedimen-sedimen Formasi Petani mulai diendapkan. Pada episode ini juga diendapkan Formasi Minas secara tidak selaras di atas Formasi Petani.



**Gambar 2.6** Perkembangan tektonostratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1996)

#### 2.1.4 *sPetroleum System*

##### a. **Batuan Induk (*Source Rocks*)**

Terdapat beberapa batuan induk prospektif pada Cekungan Sumatera Tengah yaitu batuserpih Formasi Petani, calcareous dari Formasi Telisa, batuserpih karbonatan dan lempung dari Kelompok Pematang, coals dari Kelompok Sihapas. Sedangkan batuan induk yang efektif menjadi sumber minyak pada cekungan ini berupa *brown shale formation* yang berasal dari Kelompok Pematang (Williams, 1985).

Fasies *Brown Shale* pada lingkungan lakustrin berperan sebagai *source rocks* utama yang hanya terdapat di Cekungan Sumatra Tengah. Terdapat dua jenis fasies organik yang diidentifikasi dalam Formasi *Brown Shale* yaitu: Fasies Algal-Amorpus (Tipe 1, I-II) dan Fasies Karbonatan (Tipe III, II-III). Fasies Algal-Amorpus merupakan batuan sumber hidrokarbon yang mudah ditemukan umumnya pada daerah Palung Aman, Balam, Rengau dan Bengkalis, tepatnya berada pada bagian Atas dan Tengah dari *Brown Shale*. Fasies ini disusun oleh alginit dan kandungan bahan-bahan fluorescent amorpus dan sekaligus merupakan tipe kerogen I dan I-II (Kerogen ini merupakan produk dari bakteri dan alga).

Sedangkan Fasies Karbonatan berperan sebagai penghasil gas dan kondensat/minyak ringan dalam jumlah kecil. Dapat ditemukan di Palung Kiri dan bagian Basal dari *Brown Shale* di Palung Aman, Balam dan Rengau. Kandungan utama fasies ini berupa vitrinit dengan sejumlah kecil lembaran kulit ari eksinit, spora tumbuhan, serbuk sari dan resin, intertinit dan bahan-bahan non-fluorescen amorpus.

##### b. **Batuan Reservoir (*Reservoir Rocks*)**

Sekitar 85% hidrokarbon di Cekungan Sumatra Tengah diproduksi dari Kelompok Sihapas yang mana terdiri dari 5 formasi yaitu Manggala, Bangko, Bekasap, Duri dan Telisa. Heidrick dan Aulia (1993) meringkas karakter dari formasi-formasi tersebut seperti dijelaskan di bagian bawah ini.

Formasi Menggala mempunyai umur Miosen Bawah dengan satuan batuan batupasir yang mempunyai ukuran butir menengah hingga kasar. Ketebalan rata-rata formasi ini adalah 50 feet, dimana sekuen pengendapan mempunyai karakter sistem *track* pada *Low Stand* (LST). Dari respon log terlihat bahwa formasi ini

mempunyai karakter *blocky*. Reservoir dari formasi ini mempunyai porositas rata-rata sebesar 21.6%

Formasi Bekasap mempunyai umur Miosen Bawah dengan satuan batuan batupasir bersih. Ketebalan rata-rata formasi ini adalah 25 - 30 feet, dimana sekuen pengendapan mempunyai karakter sistem *track* pada *Incised Valley* dan Transgresif. Dari respon log terlihat bahwa formasi ini mempunyai karakter menghalus keatas. Formasi ini mempunyai porositas rata-rata sebesar 25.8% dan permeabilitas rata-rata 3500 md (A1) dan 3900 md (A2).

Formasi Duri mempunyai umur Miosen Bawah dengan satuan batuan batupasir yang mempunyai ukuran butir menengah hingga halus. Ketebalan rata-rata formasi ini adalah 10 - 40 feet, dimana sekuen pengendapan mempunyai karakter sistem *track Incised Valley*. Dari respon log terlihat bahwa formasi ini mempunyai karakter menghalus. Reservoir dari formasi ini mempunyai porositas rata-rata sebesar 25%.

Pada Formasi Telisa juga terdapat reservoir dengan jumlah sedikit. Minyak yang di produksi dari formasi ini kecil 40 – 400 bopd. Formasi ini mempunyai satuan batuan lempung gampingan yang mempunyai ukuran butir halus hingga sangat halus dengan ketebalan rata-rata adalah 60 - 100 feet, dimana sekuen pengendapan mempunyai karakter sistem *track* transgresif. Dari respon log terlihat bahwa formasi ini mempunyai karakter *serrated*. Reservoir dari formasi ini mempunyai porositas rata-rata sebesar 30% dan permeabilitas rata-rata 75 md.

Formasi Petani juga merupakan reservoir, dimana di bagian lebih atas mengandung sekuen regresi yang merupakan reservoir pasir yang berselang-seling dengan batubara. Batu pasir ini diinterpretasikan sebagai endapan *delta mouth bar* dan *delta front*. Di Cekungan Sumatra Tengah, formasi ini tidak menghasilkan minyak. Tetapi di Cekungan Sumatra Utara dan Selatan menghasilkan minyak yang melimpah.

Terdapat beberapa reservoir yang juga memproduksi minyak dalam jumlah sedikit pada CSB. Reservoir batuan pre-tercier yang tersusun pada batuan-batuan granit, kuarsit, batugamping dan marmer, graywacke termetamorfosa dan batupasir. Reservoir ini telah berproduksi sebesar 70.000 barrel minyak. Batuan Pematang ini merupakan target eksplorasi hidrokarbon di masa mendatang.

### **c. Batuan Penyekat (*Seal Rocks*)**

Formasi Telisa berperan sebagai lapisan tudung utama di Cekungan Sumatra Tengah yang diendapkan sejak Awal Miosen. Formasi Petani Bagian Bawah yang terendapkan tepat di atas Formasi Telisa juga berperan sebagai formasi tudung. Ada juga Formasi Pematang yang merupakan lapisan penyekat yang baik untuk reservoir karena lapisan ini mengandung batulempung merah yang merupakan endapan tanah purba.

### **d. Perangkap (*Trap*)**

Eubank dan Makki (1981) menyebutkan bahwa perangkap struktur merupakan perangkap utama pada Cekungan Sumatera Tengah. Hal ini disebabkan oleh letak geografis dari Cekungan Sumatera Tengah yang berada pada pinggir dari lempeng yang bergerak aktif, sehingga banyak dihasilkan struktur sesar dan lipatan (antiklin) yang memiliki potensi sebagai perangkap minyak bumi.

Berdasarkan proses sedimentasi menunjukkan perangkap-perangkap tersebut terjadi pada fasa deformasi akhir Miosen-Resen (Fasa Kompresi) yang membentuk ketidakselarasan regional. Tektonik kompresi yang terjadi secara intensif mengakibatkan turunya muka air laut dimana pada periode ini Formasi Petani dan Formasi Minas diendapkan tidak selaras diatas Kelompok Sihapas dan dikenal sebagai endapan *Regresif-Syn-Orogenic*. Perangkap stratigrafi terjadi akibat perubahan fasies selama pengendapan Kelompok Sihapas yang berjalan dari darat menuju laut.

### **e. Migrasi**

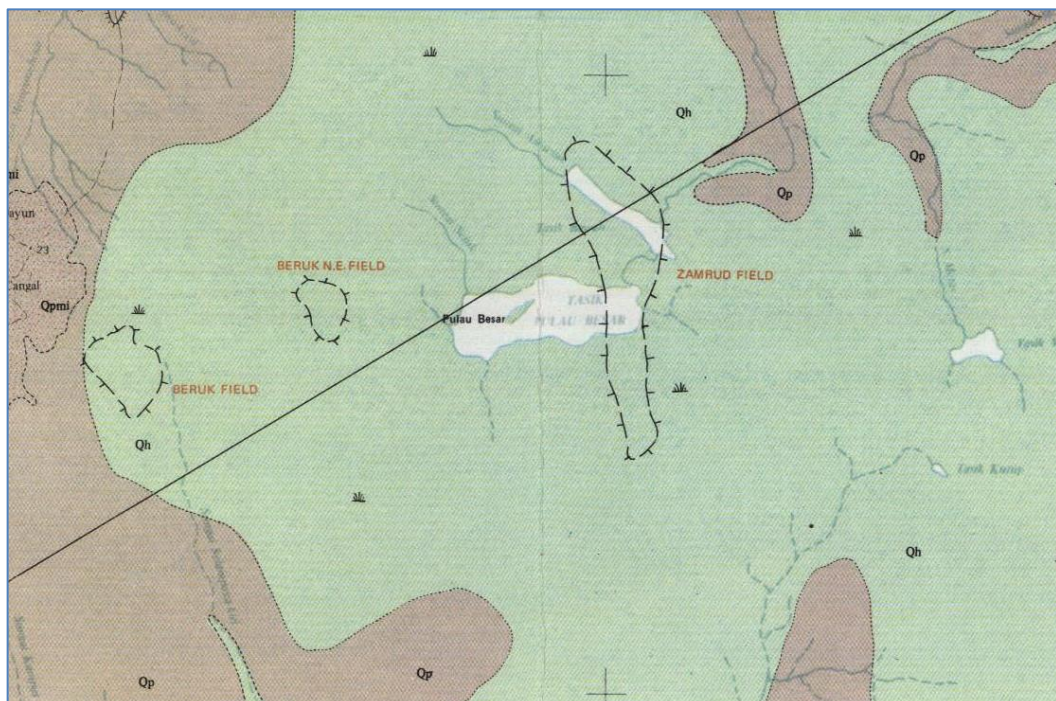
Migrasi terjadi disepanjang retakan dan rekahan, arah lateral keseluruhan migrasi primer minyak menuju *hinge margin* cekungan diakibatkan bentuk lembah Pematang yang asimetri. Dari Keseluruhan pola penemuan minyak menunjukkan reservoir Pematang ditengah cekungan dan reservoir Sihapas disepanjang *steep fault scarp margin* dan sepanjang *hinge margin* cekungan. Susunan keseluruhan struktur graben telah ditunjukkan oleh arah migrasi primer maupun sekunder. Migrasi yang terjadi adalah hidrokarbon keluar dari sumber kearah *Flexural hinge graben* sepanjang garis tepi batas sesar.

## 2.2. Geologi Lokal Lapangan Kanaka

### 2.2.1 Struktur Lapangan Kanaka

Menurut Eubank dan Makki (1981), Cekungan Sumatera Tengah memiliki 2 pola sesar utama yaitu sesar dengan arah Utara-Selatan (Paleogen) sebagai pola sesar dominan dijumpai dan sesar Baratlaut-Tenggara (Neogen akhir). Kedua sesar utama ini aktif kembali pada zaman Tersier yang dikontrol oleh pergerakan *basement*. Cekungan Sumatera tengah memiliki batuan dasar Pra-Tersier dangkal sehingga sedimen yang diendapkan di atasnya sangat dipengaruhi oleh tektonik batuan dasar dan banyak dijumpai struktur. Struktur lipatan dengan arah Utara-Selatan merupakan struktur orde pertama dari *dextral wrenching stress*.

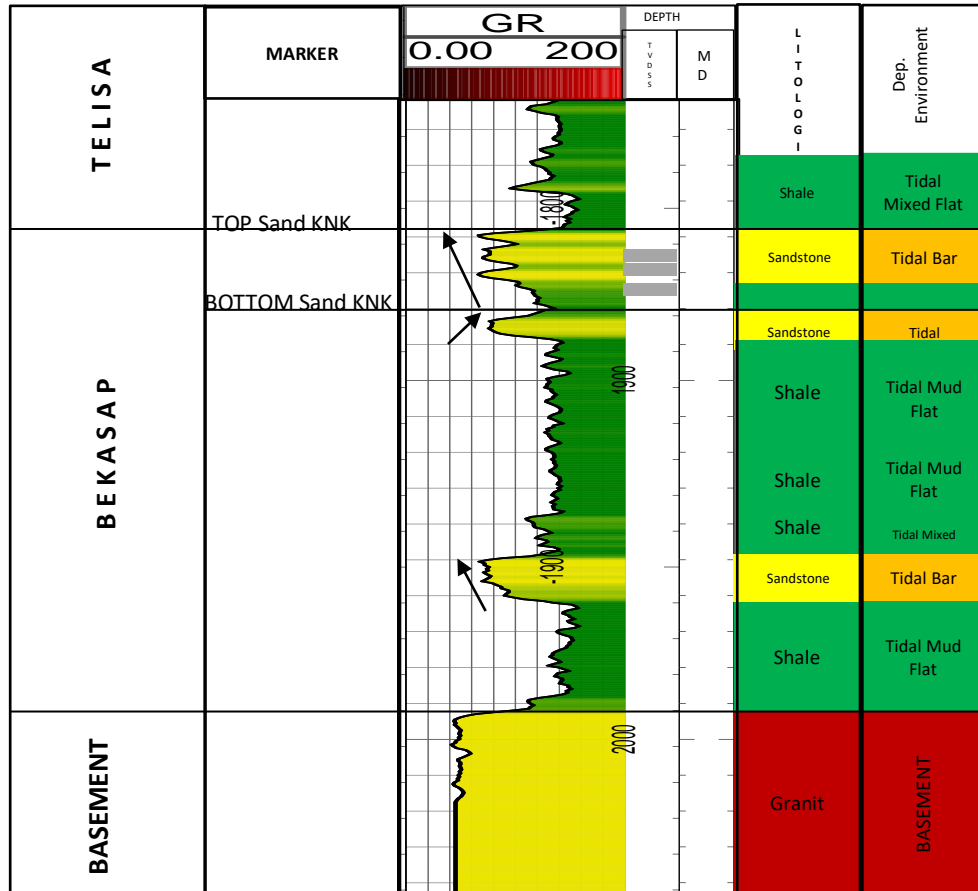
Berdasarkan data geologi yang diperoleh dari peta geologi regional Cekungan Sumatera Tengah, terdapat beberapa sesar pada daerah penelitian. Akibat dari dinamika sesar ini maka dapat membentuk kekar (*Fracture*). Dengan Adanya rekahan, retakan maupun ketidakselarasan batuan maka memungkinkan terbentuknya komponen dari *petroleum system* seperti *trap* dan juga sebagai jalur migrasi untuk reservoir minyak bumi.



**Gambar 2.7.** Peta Geologi Lokal (N.R. Cameron, S.A Ghazali, dan S.J Thomson ,1982)



## 2.2.2 Stratigrafi Lapangan Kanaka



Gambar 2.8. Stratigrafi Lapangan Kanaka (BOB. PT Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu)

Berdasarkan Gambar 2.8 dapat diketahui tatanan stratigrafi pada Lapangan Kanaka, yaitu terdiri dari :

1. Batuan Dasar (*basement*) berupa Granit yang berasal dari Mallaca Terrane atau sering disebut Kelompok Kuarsit yang terdiri dari Kuarsit, argilit, batugamping kristalin, pluton-pluton granit dan granodiorit yang berumur Yura.
2. Formasi Bekasap tersusun atas batupasir berbutir kasar – halus dengan bioturbasi, secara keseluruhan batupasir ini memiliki sisipan batulanau-batulempung yang berperan sebagai pembatas antara zona-zona reservoir yang terdapat di formasi ini. Formasi Bekasap diendapkan pada lingkungan *tidal/fluviial channel* dibagian bawah dan lingkungan *estuarine* di bagian atas.
3. Formasi Telisa diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga laut terbuka. Litologi penyusunnya adalah batulanau glaukonit dan batupasir sangat halus dengan batagamping yang melensa. Formasi ini merupakan batu tudung yang efektif dalam kerangka *petroleum system* Lapangan Kanaka.

### **2.2.3 Petroleum System Lapangan Kanaka**

#### **a. Batuan Induk (*Source Rocks*)**

Batuan induk prospektif pada Cekungan Sumatera Tengah yaitu batuserpih Formasi Petani, calcareous dari Formasi Telisa, batuserpih karbonatan dan lempung dari Kelompok Pematang, coals dari Kelompok Sihapas. Batuan induk yang efektif menjadi sumber minyak pada cekungan ini berupa *brown shale formation* yang berasal dari Kelompok Pematang (Williams, 1985).

#### **b. Batuan Reservoir (*Reservoir Rocks*)**

(Heidrick dan Aulia, 1993) Formasi Bekasap berperan sebagai *reservoir rocks* berumur Miosen Bawah dengan satuan batuan batupasir bersih. Ketebalan rata-rata formasi ini adalah 25 - 30 feet, dimana sekuen pengendapan mempunyai karakter sistem track pada Incised Valley dan Transgresif. Dari respon log terlihat bahwa formasi ini mempunyai karakter menghalus keatas. Formasi ini mempunyai porositas rata-rata sebesar 25.8% dan permeabilitas rata-rata 3500 md (A1) dan 3900 md (A2) .

#### **c. Batuan Penyekat (*Seal Rocks*)**

Formasi Telisa terendapkan sejak Awal Miosen berperan sebagian lapisan tudung utama di CSB dengan satuan batuan lempung gampingan yang mempunyai ukuran butir halus - sangat halus (Yarmano. dkk, 1996).

#### **d. Perangkap (*Trap*)**

Eubank dan Makki, 1981 menyebutkan bahwa perangkap struktur berupa sesar dan antiklin merupakan perangkap utama pada Cekungan Sumatera Tengah sekaligus pada lapangan penelitian ini. Cekungan Sumatera Tengah berada pada pinggir dari lempeng yang bergerak aktif, sehingga banyak dihasilkan struktur sesar dan lipatan yang memiliki potensi sebagai perangkap minyak bumi.

#### **e. Migrasi**

Umumnya terjadi disepanjang rekahan dan retakan yang disebabkan oleh sejarah geologi terbentuknya daerah penelitian yang sangat dipengaruhi oleh tektonik yang kompleks. Dari Keseluruhan pola penemuan minyak menunjukkan reservoir Pematang ditengah cekungan dan reservoir Sihapas disepanjang *steep fault scarp margin* dan sepanjang *hinge margin* cekungan.

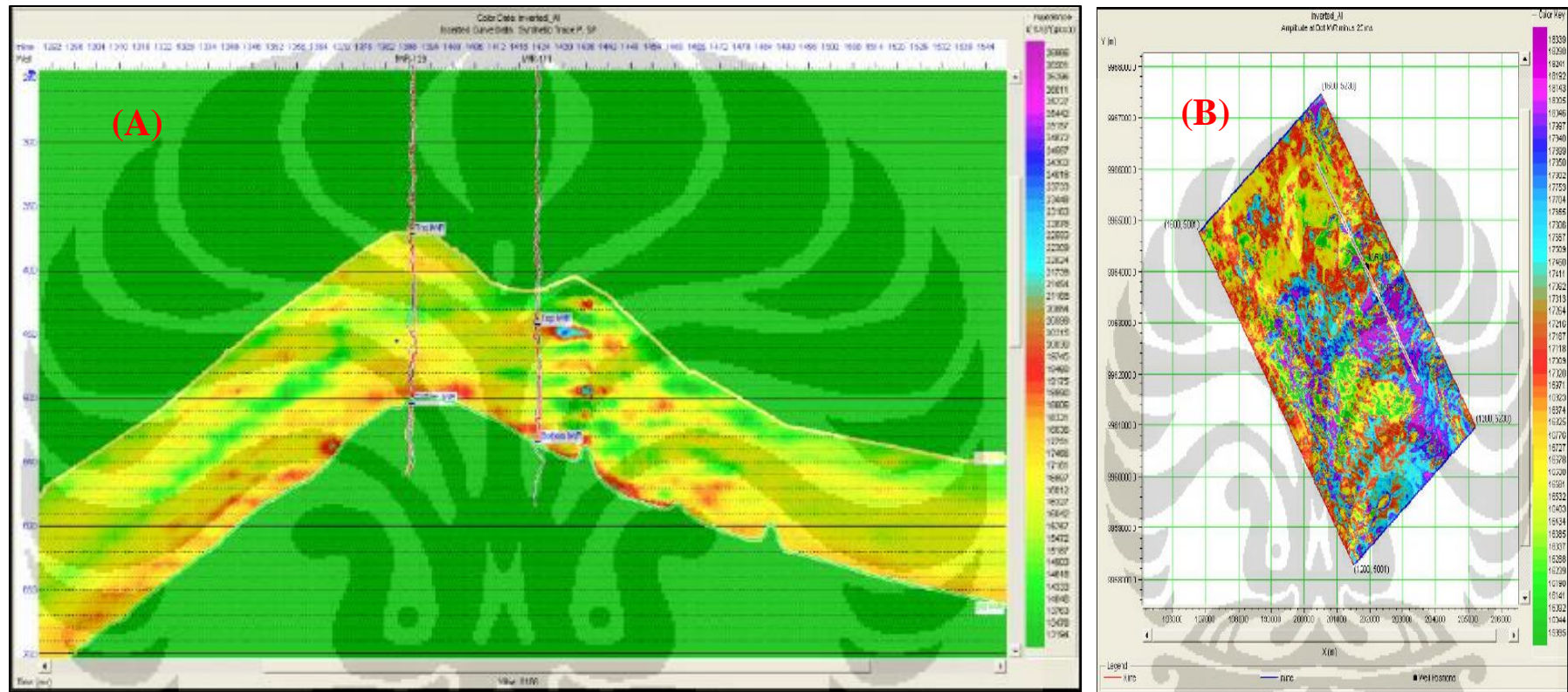
### 2.3. Penelitian Terdahulu

Fatkhurrochman (2010) sebelumnya telah melakukan penelitian mengenai inversi akustik impedansi menggunakan metode *model based* untuk menganalisa karakteristik reservoir yang berada pada Cekungan Sumatera Tengah. Penelitian tersebut menghasilkan penampang AI dan *time maps structure* yang dalam pengerjaannya didukung oleh *software* Humpson Russle-Strata (HRS.8). Lapangan yang diolah menggunakan metode tersebut diatas berada tidak jauh dari daerah telitian Lapangan Kanaka. Dengan demikian dapat memberikan gambaran mengenai informasi yang terkandung hingga hasil akhir interpretasi bagi penulis.

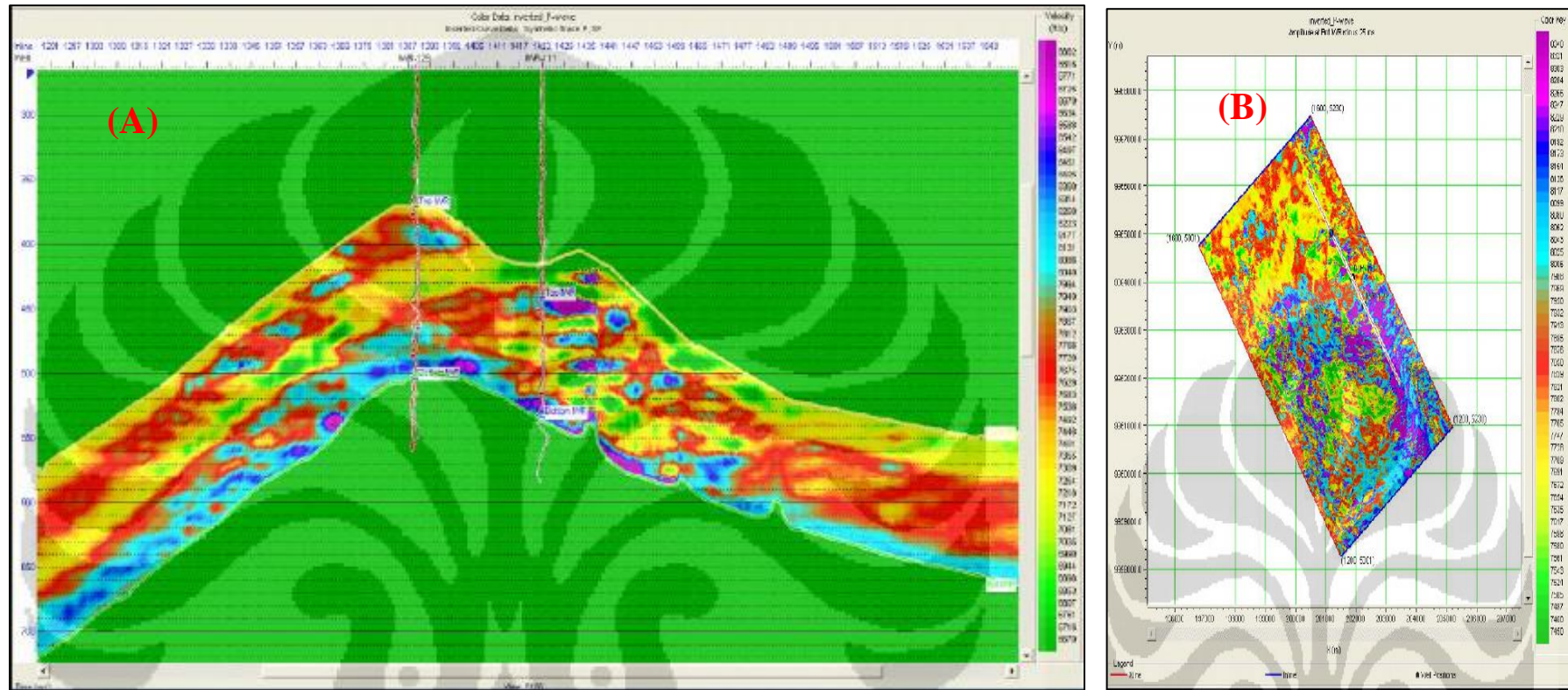
Pada gambar 2.9. dapat dilihat hasil inversi Model Based sumur 1 (A) dan *Time Maps Structure* (B), nilai AI relatif sudah cukup baik untuk membedakan lapisan potensi hidrokarbon hanya saja persebaran secara vertikalnya tidak seluas yang diharapkan. Begitu juga dengan *Time Maps Structure*, deliniasi belum dapat terlihat secara jelas karna belum memiliki pola persebaran.

Pada gambar 2.10. dapat dilihat hasil *P-wave section* sumur 1 (A) dan *Time Maps Structure* dari *P-wave section* (B), zona *interest* memiliki nilai kecepatan sebesar 7400 – 7700 ft/s yang dapat diartikan bahwa nilai kecepatan pada formasi tersebut baik. Namun karena keterbatasan waktu penelitian tersebut belum menemukan titik terang.

Hal ini membuat penulis merasa tertarik untuk membahas hal yang serupa menggunakan metode seismik atribut dan inversi seismik. Dengan harapan dapat memperoleh ilmu yang bermanfaat serta menjawab rasa keingin tahuan terkait studi kasus tersebut.



Gambar 2.9. Hasil inversi Model Based sumur 1 (A) dan *Time Maps Structure* (B) (Fatkhurrochman 2010).



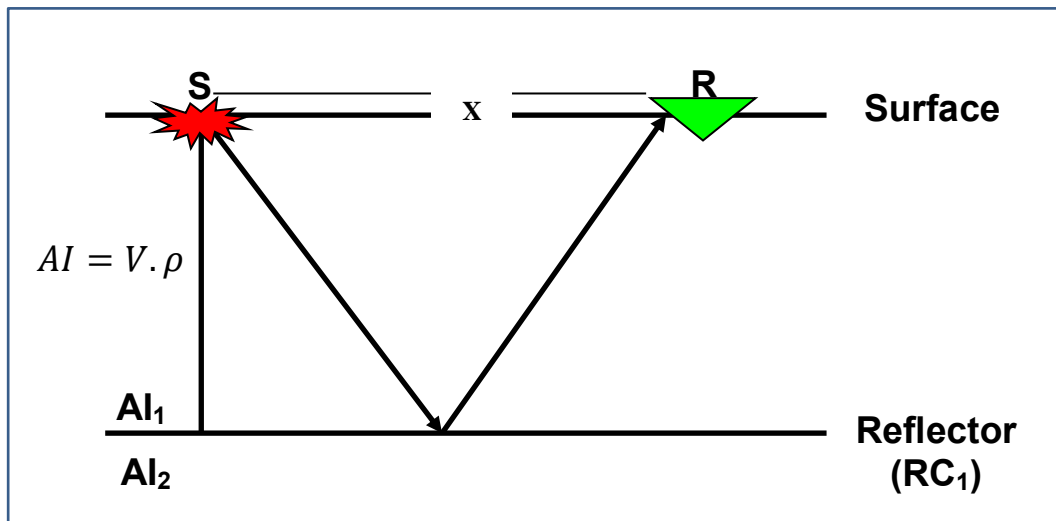
Gambar 2.10. Hasil P-wave section sumur 1 (A) dan Time Maps Structure (B) (Fatkhurrochman, 2010).

## BAB III

### DASAR TEORI

#### 3.1 Seismik Refleksi

Seismik refleksi merupakan salah satu metode geofisika yang digunakan dalam eksplorasi khususnya hidrokarbon dengan memanfaatkan gelombang elastis sebagai media interpretasi. Pada prinsipnya, metode refleksi memanfaatkan gelombang elastis yang diinjeksikan oleh *source* yang kemudian merambat melalui suatu medium (bumi) dan hasil dari rambatan tersebut berupa respon yang ditangkap oleh *receiver* seperti pada **Gambar 3.1**. Respon tersebut akan memberikan informasi seputar litologi bawah permukaan. Informasi yang dibawa tersebut diterjemahkan menjadi bentuk waktu rambat (*travel time*) yang akan memberikan gambaran tentang kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan yang dilalui, amplitudo, frekuensi dan variasi fasa.



**Gambar 3.1** Konsep penjalaran gelombang seismik dari *source* ke *receiver*  
(Subiyanto & Muhantoro, 2004)

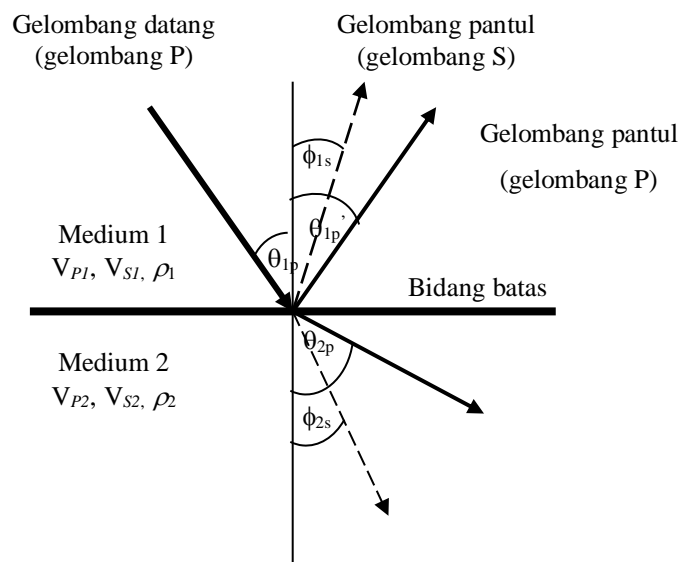
Eksplorasi seismik dapat dikelompokkan menjadi 2, yaitu eksplorasi dangkal dan eksplorasi dalam. Eksplorasi dangkal (*shallow seismic reflection*) biasanya digunakan untuk eksplorasi bahan tambang dan batubara. Sedangkan eksplorasi dalam digunakan untuk identifikasi prospek hidrokarbon (migas). Pada penelitian ini digunakan seismik refleksi guna mengidentifikasi daerah prospek penyebaran reservoir hidrokarbon (Eksplorasi dalam).

### 3.1.1 Penjalaran Gelombang Seismik

Gelombang seismik yang juga dikenal dengan gelombang elastik merupakan gelombang yang terjadi karena osilasi partikel-partikel dalam medium. Fenomena penjalaran gelombang pada medium berlapis dapat dipahami melalui sifat-sifat pantulan dan pembiasan gelombang karena sifat-sifat fisika batuan dapat direplikasi dari sifat-sifat refleksi bidang batas. Penjalaran gelombang seismik mengikuti hukum dan asumsi penjalaran gelombang berikut :

1. Panjang gelombang seismik yang digunakan lebih kecil dibandingkan dengan ketebalan lapisan batuan. Dengan kondisi seperti ini memungkinkan setiap lapisan batuan akan terdeteksi.
2. Gelombang seismik dipandang sebagai sinar yang memenuhi Hukum Snellius, Prinsip Huygens dan Asas Fermat.

Menurut Hukum Snellius, jika suatu berkas gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan (*reflected*) dan ditransmisikan (*refracted*) sebagai gelombang P dan gelombang S (gambar 3.2).



**Gambar 3.2.** Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang P datang (Sheriff dan Geldart, 1995)

Lintasan gelombang pada gambar 3.2 mengikuti hukum Snell, yaitu :

$$\frac{\sin \theta_{1p}}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_{1p}'}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_{2p}}{V_{P2}} = \frac{\sin \phi_{1s}}{V_{S1}} = \frac{\sin \phi_{2s}}{V_{S2}} = P \quad (3.1)$$

dengan :

$\theta_1$  : Sudut datang gelombang P,

$\theta'_1$  : Sudut refleksi gelombang P,

$\theta_2$  : Sudut transmisi gelombang P,

$\phi_1$  : Sudut refleksi gelombang S,

$\phi_2$  : Sudut transmisi gelombang S,

$V_{p1}$  : Kecepatan gelombang P pada medium pertama,

$V_{p2}$  : Kecepatan gelombang P pada medium kedua,

$V_{s1}$  : Kecepatan gelombang S pada medium pertama,

$V_{s2}$  : Kecepatan gelombang S pada medium kedua,

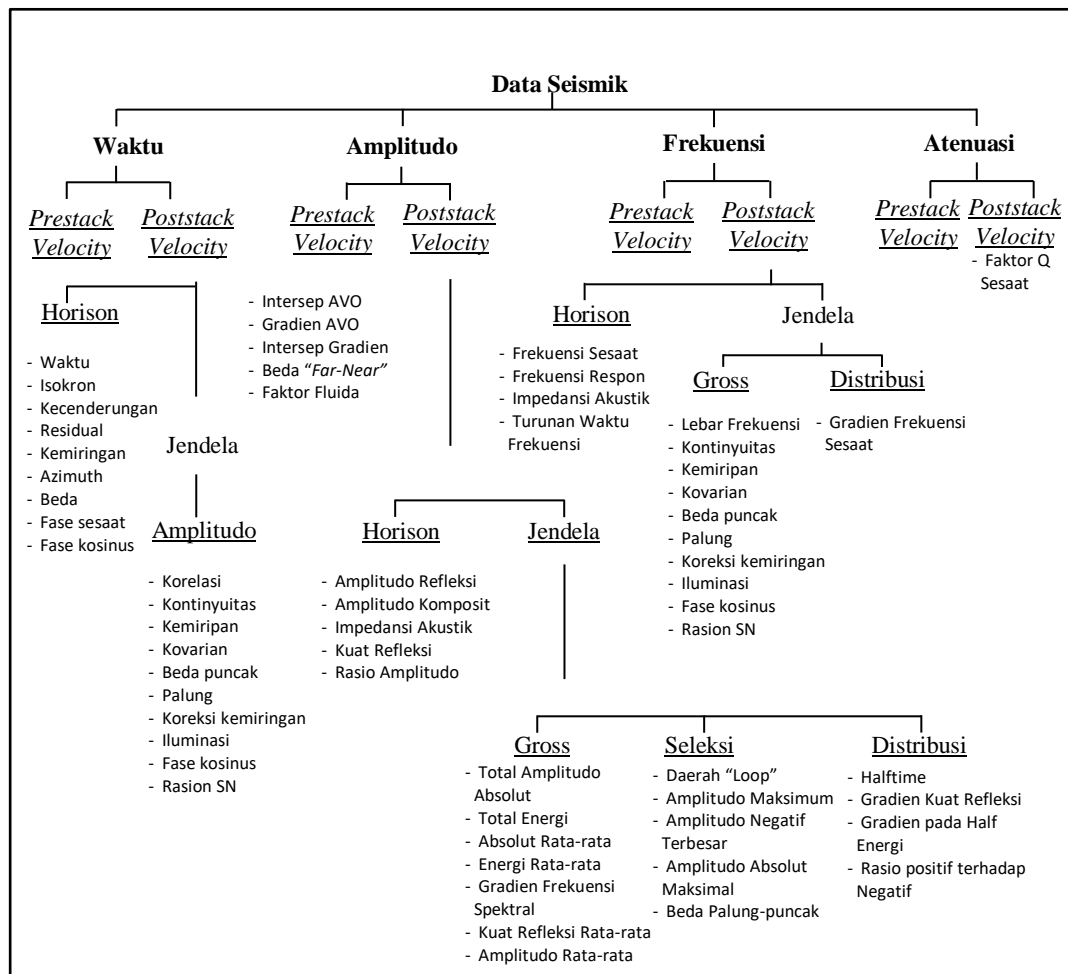
Menurut Asas Fermat menyatakan bahwa gelombang merambat pada lintasan dengan waktu rambat tercepat. Dengan kata lain, gelombang akan merambat pada medium yang lebih kompak untuk merambat dari titik awal ke titik akhir. Sementara hukum Huygens menjelaskan setiap titik muka gelombang yang mencapai pada batas dua medium berbeda akan menghasilkan gelombang baru. Didalam eksplorasi seismik, titik yang dimaksud diatas dapat berupa patahan, rekahan, pembajian, antiklin, dan lain-lain.

3. Medium bumi dianggap berlapis-lapis dan setiap lapisan menjalankan gelombang seismik dengan kecepatan yang berbeda-beda.
4. Pada bidang batas antar lapisan, gelombang seismik menjalar dengan kecepatan gelombang pada lapisan di bawahnya.
5. Semakin bertambahnya kedalaman lapisan batuan, maka semakin kompak lapisan batumannya, sehingga kecepatan gelombang pun semakin bertambah seiring dengan bertambahnya kedalaman.

### **3.2. Seismik Atribut**

Menurut Barnes (1999), seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal. Seismik atribut merupakan suatu transformasi matematis dari data tras seismik yang mempresentasikan besaran waktu, amplitudo, fase, frekwensi, dan tenuasi guna menampilkan beberapa informasi properti fisik ataupun anomali bawah permukaan yang mula-mula tidak teridentifikasi oleh data konvensional.





**Gambar 3.3** Klasifikasi Atribut Seismik (Brown, 2000)

Brown (2000) mengklasifikasikan atribut seismik sebagai atribut turunan waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi (Gambar 3.3). 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.

Pada Penelitian ini, digunakan atribut 3 jenis atribut turunan amplitude yaitu Atribut selubung (*envelope*), Atribut RMS (*Root Mean Square*) dan Atribut Fase Sesaat (*Instantaneous Phase*). Ketiga jenis atribut ini diharapkan dapan merepresentasikan target berupa penyebaran *reservoir* batupasir pada lapangan Kanaka.

### 1. Atribut Selubung (*Envelope*)

Atribut selubung merupakan akar total energi sinyal seismik yang terjadi pada waktu sesaat. Atribut *envelope* berhubungan erat dengan nilai amplitudo. Prinsipnya, atribut ini dapat diimajinasikan sebagai sebuah amplop (*envelope*) yang menyelubungi nilai besar dan kecilnya amplitudo seismik (Gambar 3.9). Bila amplitudonya tinggi, maka energi juga akan demikian dan sebaliknya.

Persamaan atribut *envelope* dapat ditulis sebagai berikut :

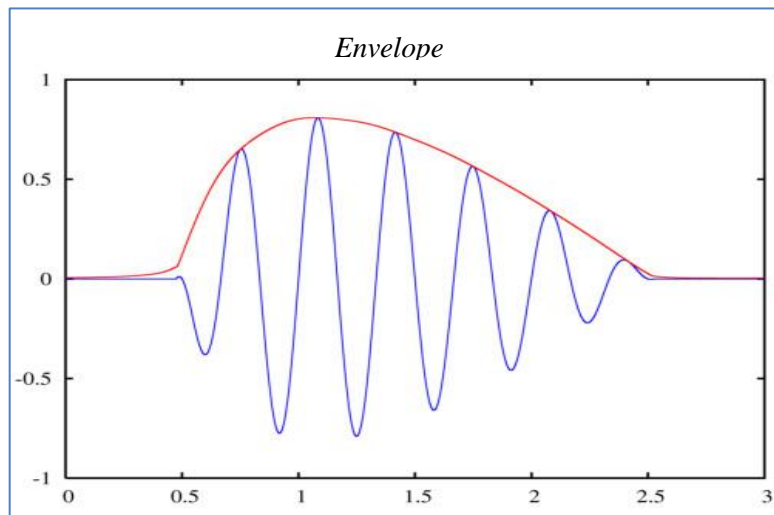
$$\text{Envelope } A(t) = \sqrt{f^2 + g^2} \quad (3.2)$$

dengan :

$f$  : *trace real*

$g$  : *trace imajiner*

Jenis atribut ini sering disebut juga sebagai amplitudo sesaat atau kuat refleksi ( $A(t)$ ) yang berguna dalam identifikasi DHI, menganalisis variasi lateral fluida, litologi dan stratigrafi dalam reservoir. Kelamahan dari atribut *envelope*, karena merata-ratakan semua amplitudo sehingga amplitudo kecil akan hilang dan berkurangnya resolusi vertikal.



**Gambar 3.4** *Ilustrasi Atribut Envelope* (Sukmono, 2007)

Besar kecilnya amplitudo gelombang pada penampang atribut *envelope*, dapat disebabkan oleh adanya perubahan kontras impedansi dari satu lapisan dengan lapisan yang berada diatas atau dibawahnya, indikasi awal lapisan yang mengandung hidrokarbon, estimasi keberadaan ketidakselarasan, dan estimasi struktur sesar.

## 2. Atribut RMS (*Root Mean Square*)

RMS (*Root Mean Square*) merupakan atribut amplitudo yang mengakarkan jumlah energi dalam domain waktu (amplitudo dikuadratkan). Atribut ini sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim karena dalam persamaannya (3.3) nilai amplitudo diakarkan sebelum dirataratakan (Gambar 3.5). RMS berguna untuk identifikasi perubahan litologi yang ekstrim seperti pada kasus pasir gas dan *chanel deltaic*.

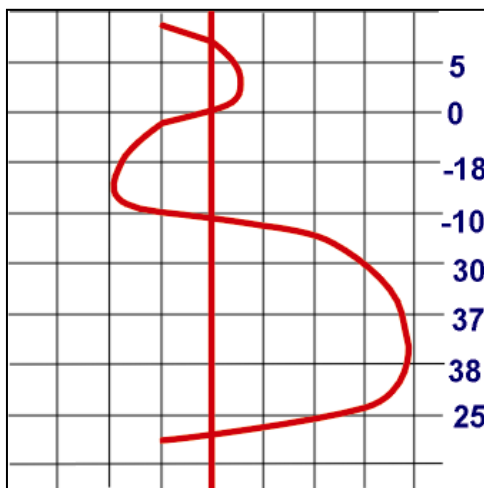
Amplitudo RMS dapat dicari dengan persamaan :

$$\text{Amplitudo RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_1^2} \quad (3.3)$$

dengan:

$N$  : jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis

$a_1^2$  : besar *amplitude*



Perhitungan :

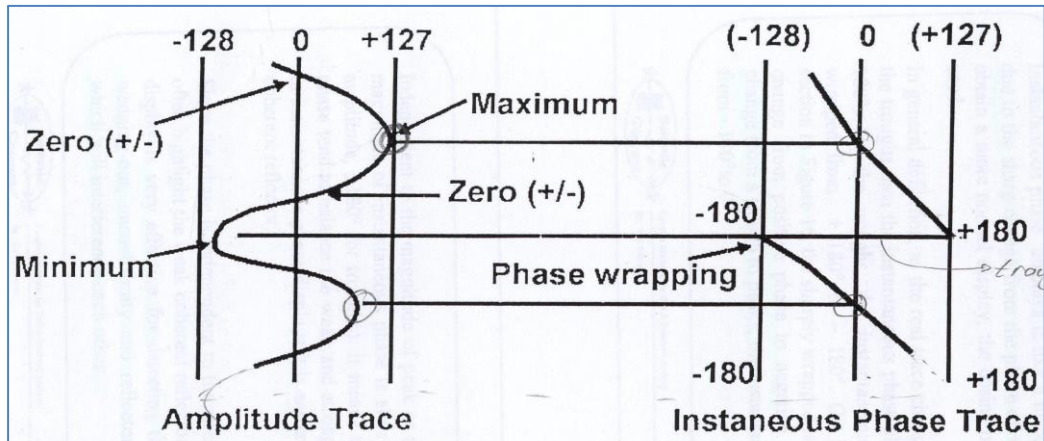
$$\begin{aligned} \text{RMS} &= \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_1^2} \\ &= \sqrt{\frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 (5^2 + 0^2 + \dots + 38^2 + 25^2)} \\ &\text{atau} \\ &= \sqrt{\frac{(5^2 + 0^2 + (-18)^2 + (-10)^2 + 30^2 + 37^2 + 38^2 + 25^2)}{8}} \end{aligned}$$

Amplitudo RMS = 24.46

**Gambar 3.5** Ilustrasi penghitungan amplitudo RMS (Sukmono, 2007)

## 3. Atribut Fase Sesaat (*Instantaneous Phase*)

Fasa Sesaat merupakan sudut di antara fasor (rotasi vektor yang dibentuk oleh komponen riil dan komponen imajiner dalam deret waktu) dan sumbu riil sebagai fungsi dari waktu. Display dari fasa sesaat akan menyerupai mata gergaji (*saw tooth*) karena bentuknya selalu berubah dari -180 sampai +180 berbentuk *spike-spike*. Pada kondisi normal tras seimik *real* berubah dari *peak* ke *trough* sedangkan pada fasa sesaat, *peak* berubah dari 0 ke +180 sedangkan *trough* berubah dari +180 ke -180 (Gambar 3.6).

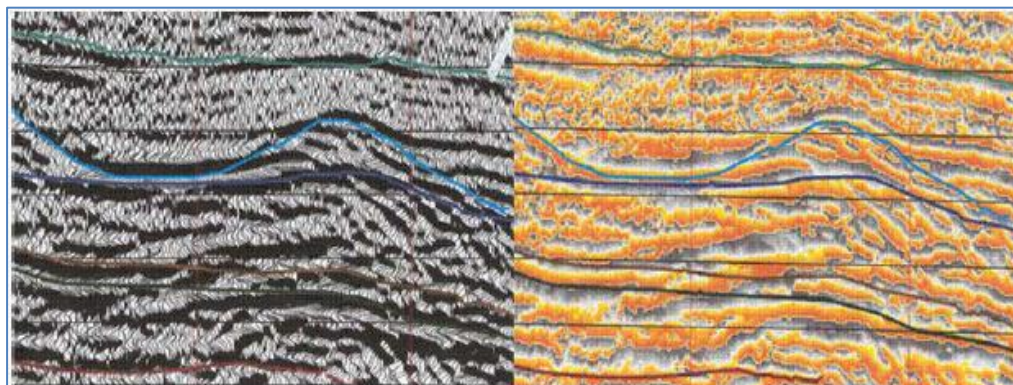


**Gambar 3.6** Hubungan antara tras amplitudo dengan tras *Instantaneous Phase* (Sukmono, 2007)

Dikarenakan amplitudo dari *peak* dan *trough* saling berhubungan maka pada fasa sesaat magnitudonya akan selalu sama yaitu 0 untuk *peak* dan + 180 untuk *trough* yang berarti bahwa nilai fasa sesaat mempunyai magnitudo (besarnya *peak / Trough*) yang sama walaupun amplitudonya berbeda sehingga akan menyamakan antara reflektor kuat dan lemah. Proses penyamaan reflektor kuat dan lemah ini akan menyebabkan reflektor lemah menjadi lebih kuat sehingga kemenerusan lapisan menjadi lebih jelas, sehingga baik untuk melihat kontinuitas lapisan secara lateral, ketidakterusan, batas sekuen, konfigurasi perlapisan, analisa stratigrafi detail dan digunakan untuk menghitung kecepatan fasa. Persamaan matematis untuk *Instantaneous Phase*:

$$\theta (t) = \tan^{-1} \left[ \frac{f(t)}{f^*(t)} \right] \quad (3.4)$$

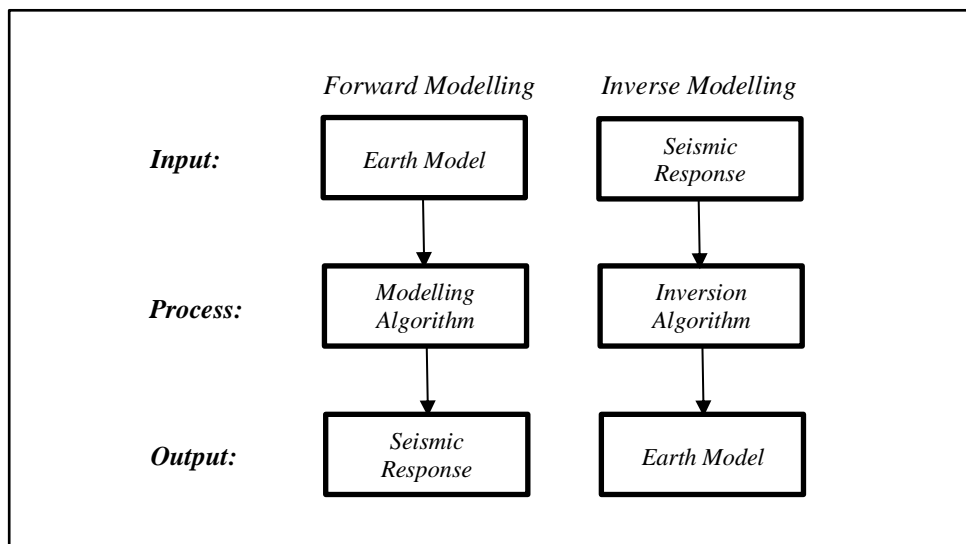
dengan:  $\theta (t)$  : fasa sesaat  
 $f^* (t)$  : jejak seismik imajiner  
 $f (t)$  : jejak seismik riil



**Gambar 3.7** Contoh Tras *Real* dan *Attribute Instantaneous Phase* (Sukmono, 2007)

### 3.3. Seismik Inversi

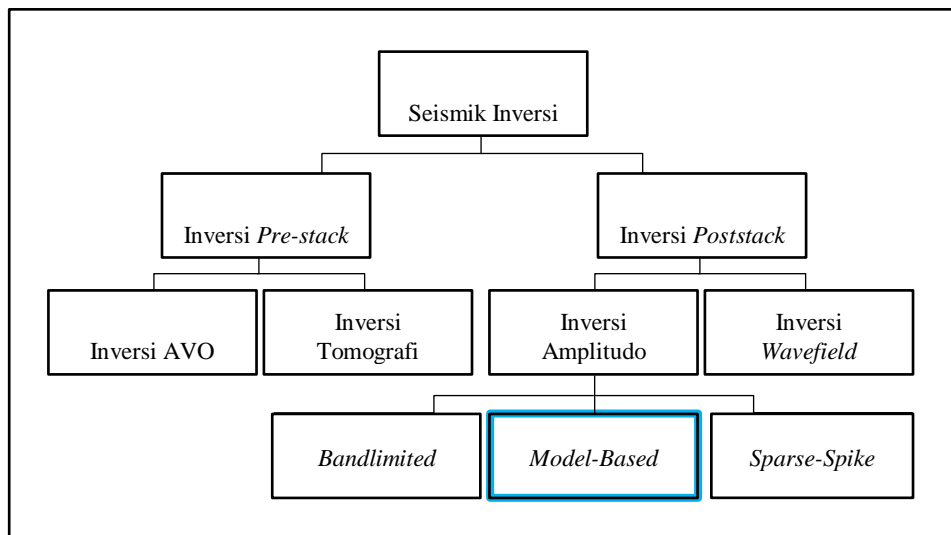
Inversi adalah suatu metoda untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2002). Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan gambaran data bawah permukaan secara vertikal. Metode seismik inversi mengintegrasikan kedua data tersebut sebagai acuan untuk memperoleh informasi bawah permukaan yg baik. Hasil yang didapat berupa informasi impedansi (akustik atau elastik) yang terkandung di dalam lapisan batuan. Dari informasi impedansi ini dapat dikorelasikan dengan parameter fisis lain yang didapat dari data sumur seperti porositas, saturasi air, dsb.



**Gambar 3.8** (A) Diagram *Forward modeling* dan *inversion modeling* (Russell, 1988)

Berdasarkan proses pengerjaannya, pemodelan bawah permukaan dibagi menjadi 2 yaitu *forward modeling* dan *Inverse modeling*. Seperti yang kita ketahui (**gambar 3.8**), *forward modeling* adalah operasi konvolusi antara *wavelet* dengan koefisien refleksi, sedangkan proses inversi merupakan kebalikan (*inverse*) dari upaya pengambilan data seismik (*forward modelling*).

Berdasarkan data seismik yang digunakan metoda seismik inversi dapat dibagi menjadi dua macam, yaitu : *post-stack seismic inversion* dan *pre-stack seismic inversion* (Gambar 3.9). 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* saja. 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  $V_p/V_s$ ,  $EI$ ,  $\text{Lamdha-Rho}$ ,  $\text{Mu-Rho}$ .

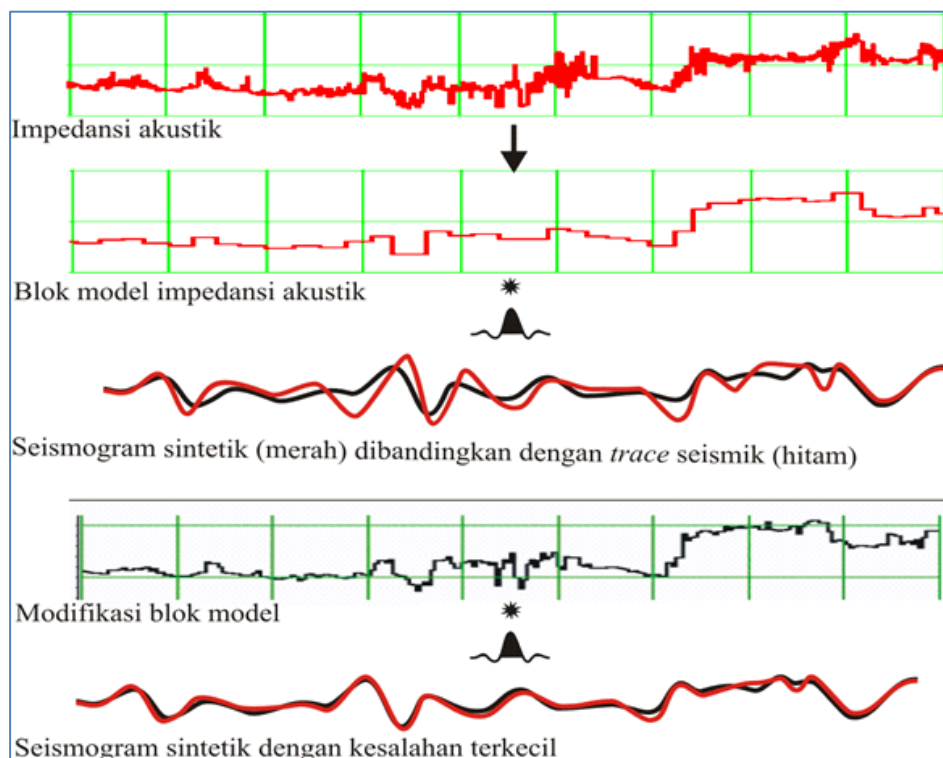


**Gambar 3.9** *Introduction to Seismic Inversion Methods* (Russell, 1988)

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 penjalaran 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*. 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 batupasir pada Lapangan Kanaka.

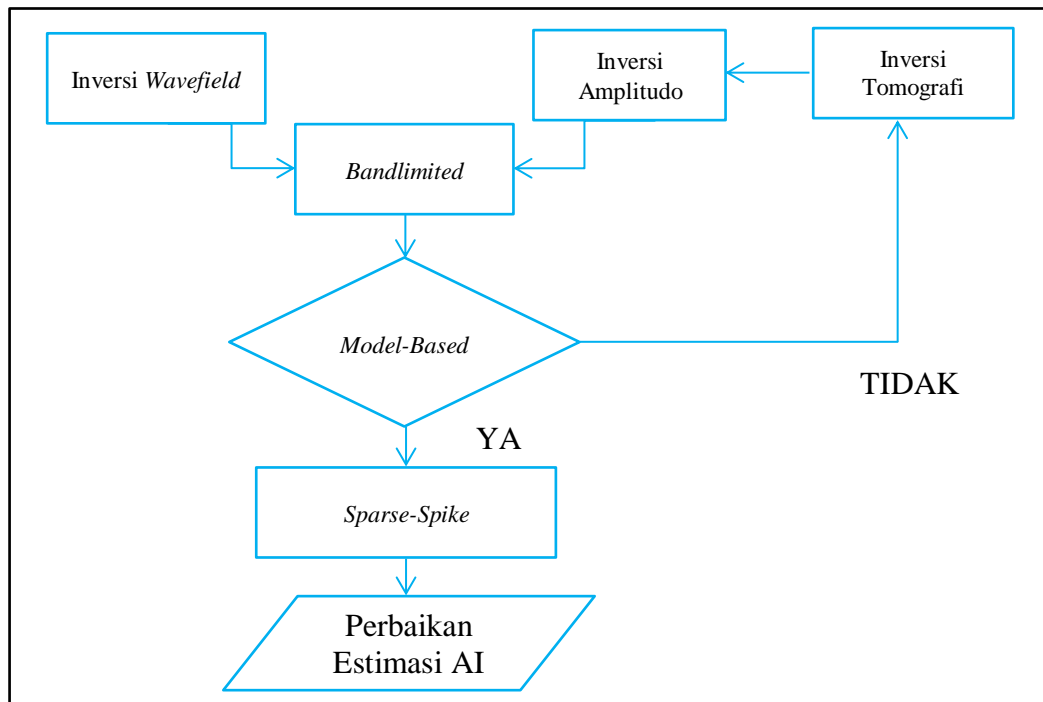
### 3.3.1 Inversi Model based

Metode inversi berbasis model (*Model based Inversion*) disebut juga metode *blocky* karena impedansi akustik tersusun dari blok-blok kecil. Konsep inversi metode ini dimulai dengan membuat model inisial impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik lalu dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga menghasilkan seismogram sintetik pada tiap-tiap *trace*. Kemudian seismogram sintetik ini dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya dan dihitung kesalahannya (*error*). Proses ini dilakukan secara iteratif dengan memodifikasi blok *trace* model hingga diperoleh hasil sintetik berdasarkan pendekatan geologi dan kesalahan terkecil. Penampang impedansi akustik hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir (Gambar 3.10).



**Gambar 3.10** Proses inversi “*model Based*” (Russell, 1991)

Kunci dari penggunaan metode ini adalah pencarian model yang akan menghasilkan data paling mendekati data asli (keadaan sebenarnya), dan bagaimana memperbaharui model tersebut jika datanya masih belum sesuai dengan data asli. Konsep inversi tersebut dapat dilihat pada gambar 3.11 berikut:



**Gambar 3.11** Diagram konsep inversi “*Model Based*” (Pratiwi, 2012)

Keunggulan dari metode inversi ini adalah metode paling sederhana namun hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), memiliki kontrol yang baik dari hasil yang didapatkan karena menghindari inversi langsung dari data seismik melainkan menginversi model geologinya. Hasil inversi digambarkan dalam bentuk *blocky* dengan nilai impedansi akustik yang kontras, sehingga mempermudah dalam penentuan batas suatu lapisan reservoir.

Kelemahan metode inversi *model based* terletak pada kurangnya sensitifitas terhadap *noise* dan ketidakunikan hasil inversi karena terdapat banyak kemungkinan solusi model untuk dapat menghasilkan suatu keluaran hasil yang sama. Metode inversi berbasis model ini menggunakan teknik inversi GLI (*Generalized Linear Inversion*). Menurut Russell (1991) proses inversi *linear* umum (*GLI*) merupakan proses untuk menghasilkan model impedansi akustik yang paling cocok dengan data hasil pengukuran berdasarkan nilai rata-rata kesalahan terkecil (*least square*). GLI mengeliminasi keperluan *try* dan *error* dengan menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian memperbaiki parameter model dengan cara sedemikian rupa sehingga dihasilkan keluaran dengan beda seminimum mungkin.



Adapun komponen-komponen yang dihasilkan pada proses ini yang mana merupakan turunan derivative dari seismik refleksi sebagai berikut :

1) Impedansi Akustik ( $Z$ )

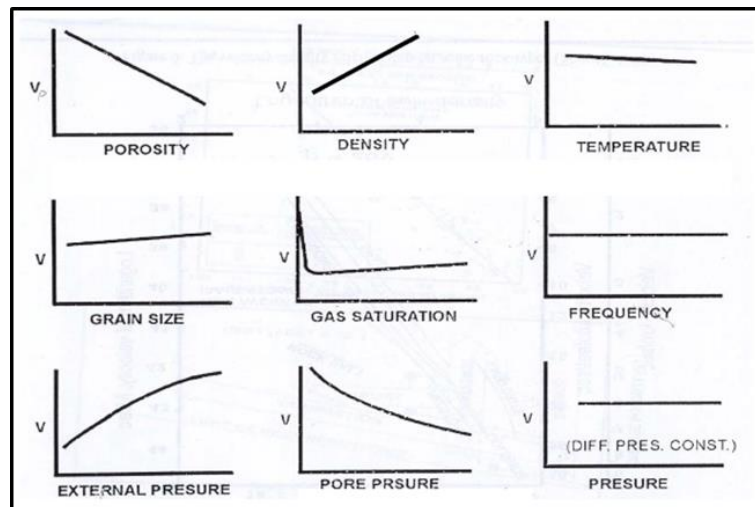
Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi Akustik didapatkan dari hasil perkalian antara kecepatan gelombang ( $v$ ) dengan densitas batuan ( $\rho$ ). Impedansi akustik ( $Z$ ) didefinisikan dalam persamaan matematis:

$$Z = V \cdot \rho \tag{3.5}$$

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 seperti pada **Gambar 3.12**.



**Gambar 3.12** Beberapa faktor yang berpengaruh terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 2001)

2) Koefisien Refleksi

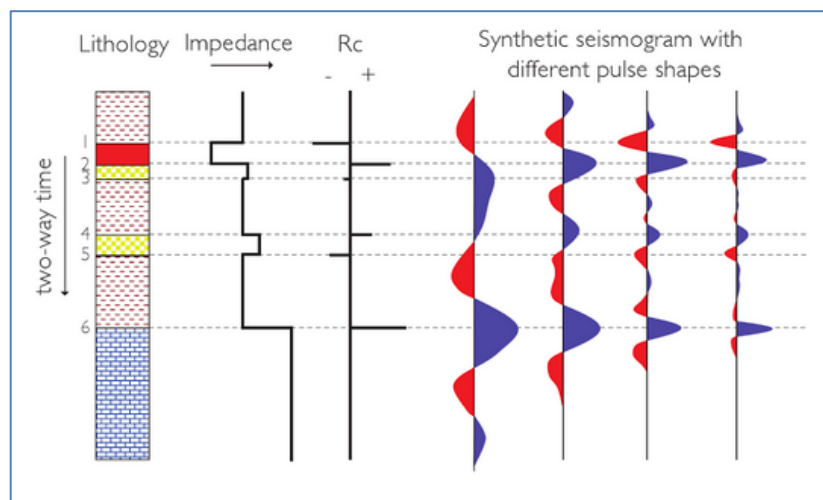
Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis :

$$Rc = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} = \frac{z_2 - z_1}{z_2 + z_1} \quad (3.6)$$

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

#### 4) Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat berdasarkan data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang kemudian dikonvolusikan dengan wavelet (**Gambar 3.13**). 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 data sumur dengan data seismik dengan membutuhkan bantuan data *check shot*, karena adanya perbedaan domain, data seismik dalam domain waktu sedangkan data sumur dalam domain kedalaman.



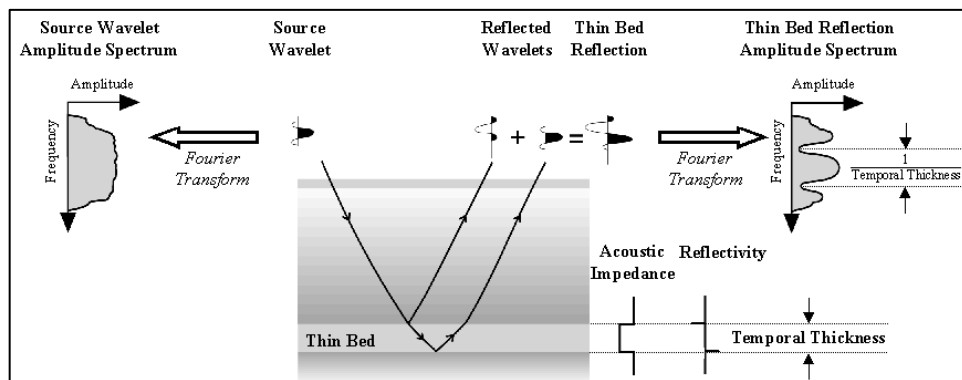
**Gambar 3.13** Seismogram Sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan *wavelet* (Rob and Mike, 2014)

#### 5) Resolusi Seismik

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

a. 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  $\geq 1/4 \lambda$  (*tuning thickness*). Apabila suatu lapisan mempunyai ketebalan kurang dari ketebalan *tuning* maka refleksi bidang bawah dan atasnya akan tampak seperti bidang reflektor tunggal.



Gambar 3.14. Penggambaran lapisan tipis pada *tuning section* (Partyka., et al, 1999)

b. Resolusi Horizontal

Berhubungan dengan seberapa jauh antara dua objek yang terpisah dalam reflektor tunggal masih dapat ditunjukkan sebagai dua objek yang terpisah. Resolusi horizontal ditentukan oleh besar *radius* zona Fresnell yang dirumuskan dengan:

$$r_f = \frac{V}{2} \sqrt{\frac{t}{f}} \quad (3.7)$$

dengan:

$r_f$  : *radius* zona Fresnell (m);

$V$  : kecepatan rata-rata (m/s);

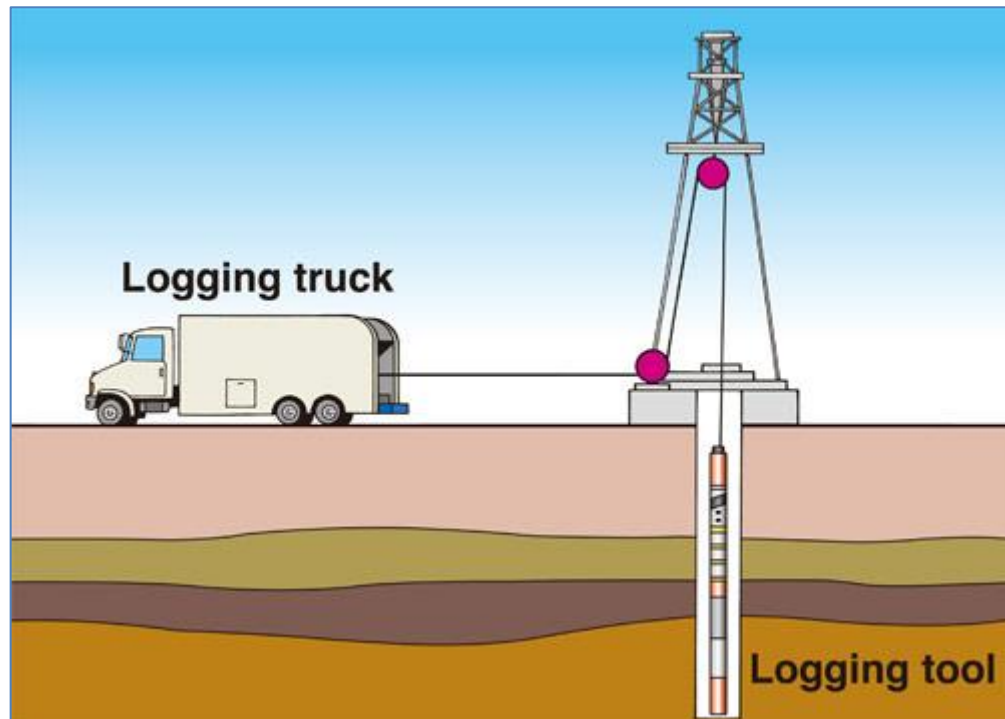
$t$  : *Two way time* (s);

$f$  : frekuensi dominan (*hertz*).

Dari persamaan 3.7 dapat diketahui bahwa resolusi horizontal akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman dan berkurangnya kecepatan.

### 3.4. Well Logging

*Well Logging* merupakan suatu teknik pengukuran parameter fisika batuan pada lubang bor guna memperoleh informasi mengenai karakteristik batuan dibawah permukaan (Gambar 3.15). Hasil rekaman data yang diperoleh berupa grafik dengan fungsi kedalaman/waktu yang disebut log. Adapun 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.



**Gambar 3.15** Skematik dari proses *logging* (Ellis & Singer, 2008)

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.

*Well logging* dapat dilakukan dengan 2 cara, yakni :

1. *Openhole logging*, kegiatan *logging* dilakukan pada saat kondisi sumur/lubang bor belum dilakukan pemasangan *casing*. Pada tahap ini, umumnya semua perekaman semua jenis log dapat dilakukan.
2. *Casedhole Logging*, kegiatan *logging* dilakukan pada saat kondisi sumur/lubang bor telah dipasang *casing*. Pada tahap ini, hanya jenis log tertentu yang dapat direkam seperti log Gamma Ray, log Caliper, NMR dan CLB.

Berdasarkan sumber yang digunakan, log dapat dibagi menjadi 3 jenis :

1. Log Listrik (*Electric Log*)
2. Log Radioaktif
3. Log Akustik

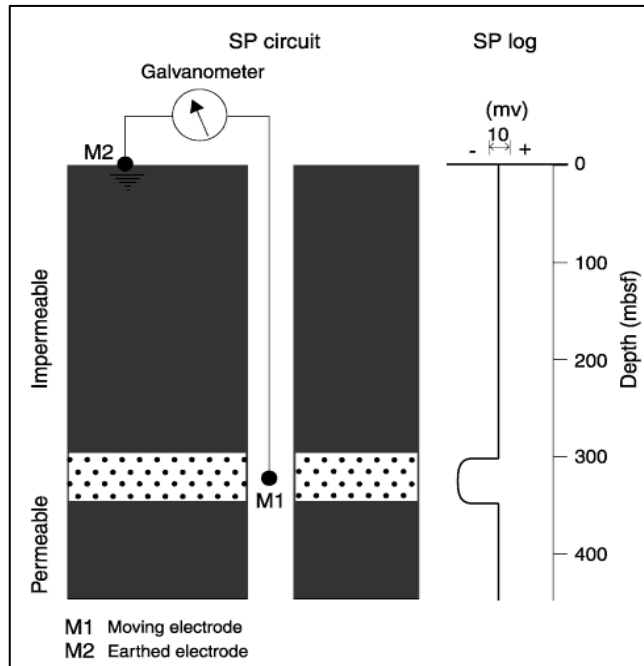
### **3.4.1 Log Listrik**

*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.

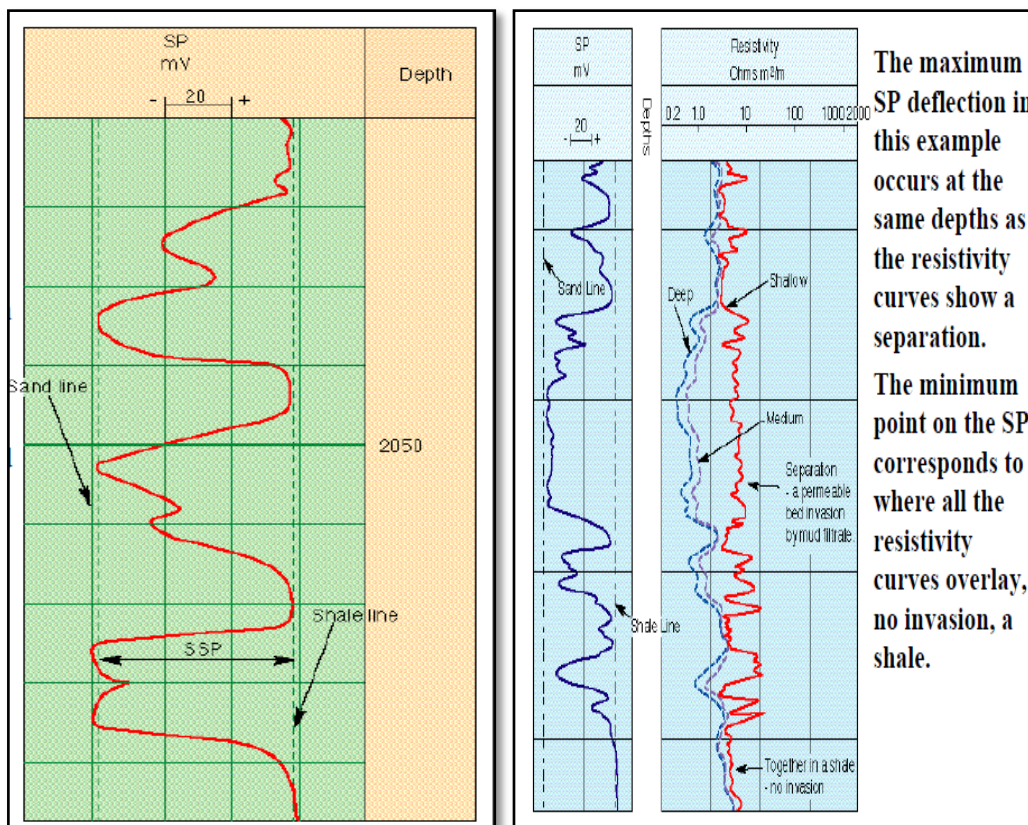
#### **A. Log Spontaneous Potential (Log SP)**

Log SP merupakan kurva rekaman hasil perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di dalam lubang bor yang bergerak turun naik (Harsono, 1997). Jenis log ini berfungsi untuk mencari zona permeable pada suatu formasi dengan menggunakan prinsip beda potensial sebagai alat ukurnya (Gambar 3.16). Hasil perekaman log SP dinyatakan dalam milivolts (mV) sebagai satuan.

Pada prinsipnya, defleksi yang terekam pada Log Sp ini terjadi akibat dari adanya perbedaan salinitas lumpur dengan salinitas kandungan yang terdapat di dalam lapisan batuan. Terdapat 2 jenis garis pada defleksi kurva SP (Gambar 3.17), yaitu garis dasar serpih (*shale base line*) dan garis pasir (*sand base line*).



**Gambar 3.16** Teknis pengukuran log SP beserta responnya (Rider, 1996)

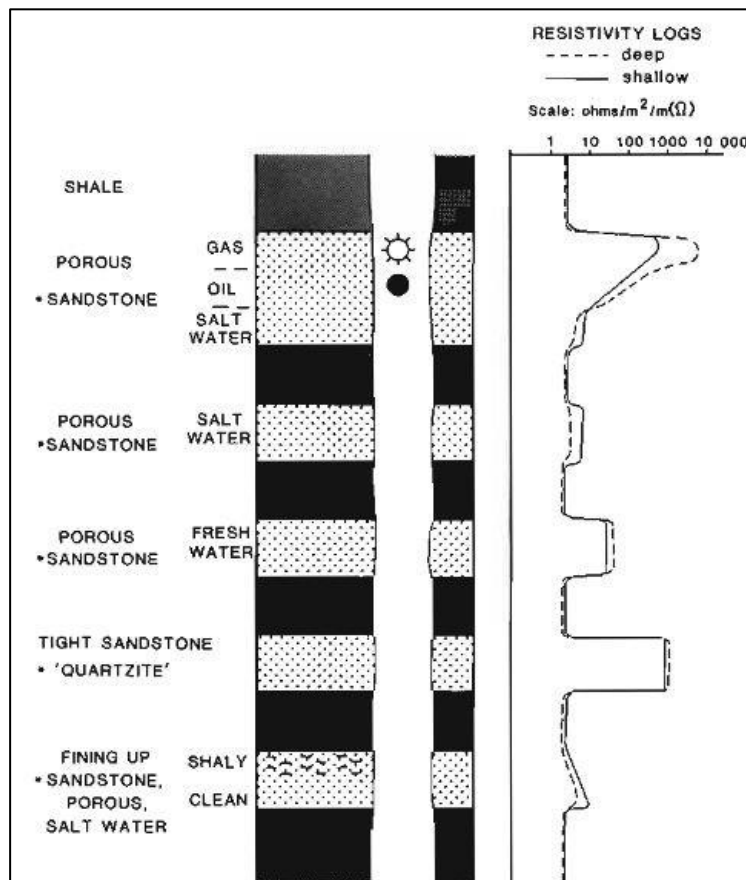


**Gambar 3.17** Bentuk defleksi Kurva Log SP untuk penentuan *Shale* dan *Sand Base Line* (Chevron Pacific Indonesia (internal) Basic Training Formation Evaluation, 2011)

Defleksi bernilai negatif akan terjadi bila salinitas kandungan dalam lapisan lebih besar dari pada salinitas lumpur dan sebaliknya. Pada lapisan *permeable* salinitasnya sama dengan salinitas lumpur, maka defleksi SP akan berbentuk garis lurus sebagaimana pada lapisan *shale / clay*.

## B. Log Resistivitas

Resistivitas merupakan parameter kemampuan batuan untuk menghambat arus listrik yang melaluinya. Semakin besar nilai resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan maka batuan tersebut sulit untuk mengalirkan arus listrik dan sebaliknya. Menurut Harsono (1997), Log resistivitas merupakan log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona hidrokarbon (Gambar 3.18). Seperti yang diketahui, butiran dan matrik batuan dianggap tidak bersifat konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida yang mengisi pori batuan.

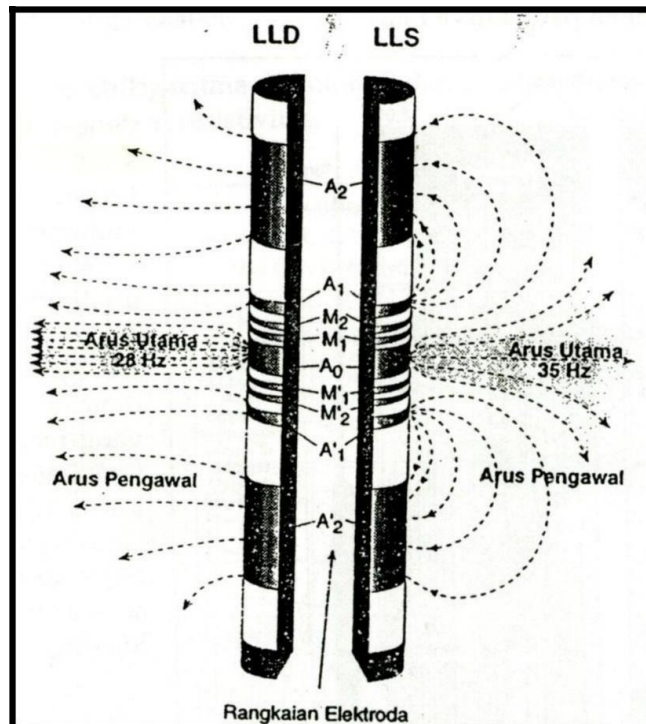


**Gambar 3.18** Respon *resistivity log* di berbagai litologi (Rider, 1996)

Pada dasarnya minyak bersifat *resistive*, sedangkan air bersifat konduktif maka respon pada batuan yang mengandung air akan memiliki nilai resistivitas yang kecil. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm-meter dan umumnya dibuat dalam skala antara 0.2 sampai dengan 2000 Ohm-meter. Jenis-jenis log resistivitas (log Rt) adalah LLD (*Deep Laterolog Resistivity*), LLS (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL. Alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (Rt) dikelompokkan menjadi dua yaitu Laterolog dan Induksi.

1). Laterolog

Prinsip kerja laterolog adalah dengan mengirimkan arus bolak-balik langsung ke formasi dengan frekuensi yang berbeda. Alat laterolog (DLT) memfokuskan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*) yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya (Gambar 3.19). Resistivitas dapat dihitung dengan hukum ohm, yaitu mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap. Alat ini umumnya digunakan untuk resistivitas menengah-tinggi.



Gambar 3.19 Prinsip Kerja Alat Laterolog (Harsono, 1997)

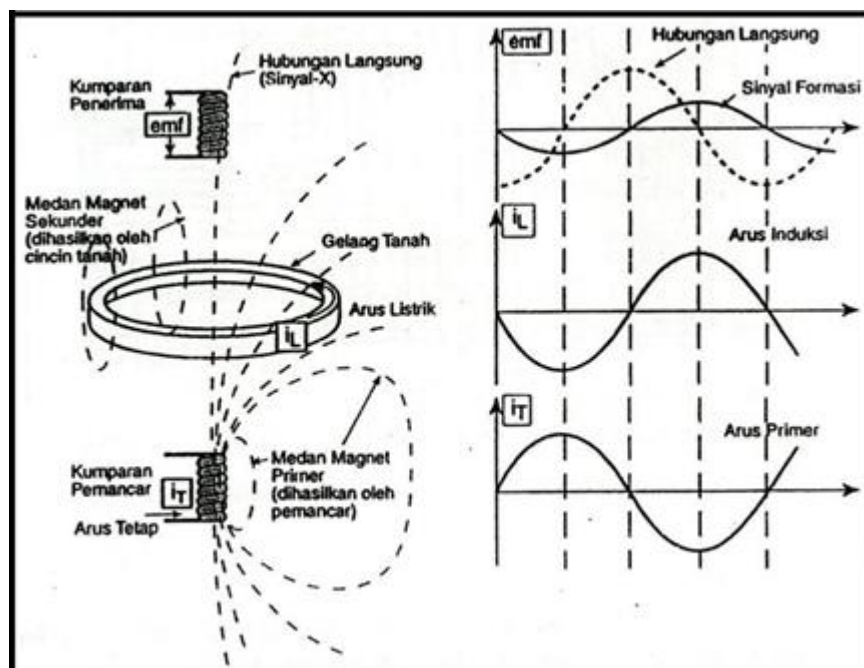


## 2). Induksi

Prinsip kerja dari log induksi yaitu dengan cara menginduksikan arus listrik ke formasi. Alat ini memanfaatkan arus bolak-balik yang dikenai pada kumparan, sehingga menghasilkan medan magnet, dan sebaliknya medan magnet akan menghasilkan arus listrik pada kumparan (Gambar 3.20).

Secara umum, log induksi ini dapat digunakan untuk mengukur konduktivitas pada formasi, mengukur resistivitas formasi dengan lubang pemboran yang menggunakan lumpur pemboran jenis “*oil base mud*” atau “*fresh water base mud*”. Penggunaan Lumpur pemboran berfungsi untuk memperkecil pengaruh formasi pada zona batulempung/*shale* yang tebal. Penggunaan Log Induksi akan menguntungkan apabila :

- Cairan lubang bor bersifat isolator seperti udara, gas, air tawar, atau *oil base mud*.
- Nilai *Resistivity* formasi tidak terlalu besar ( $R_t < 100 \Omega$ ).
- Diameter dari lubang tidak terlalu besar.



Gambar 3.20 Prinsip Kerja Alat Induksi (Harsono, 1997)

### 3.4.2 Log Radioaktif

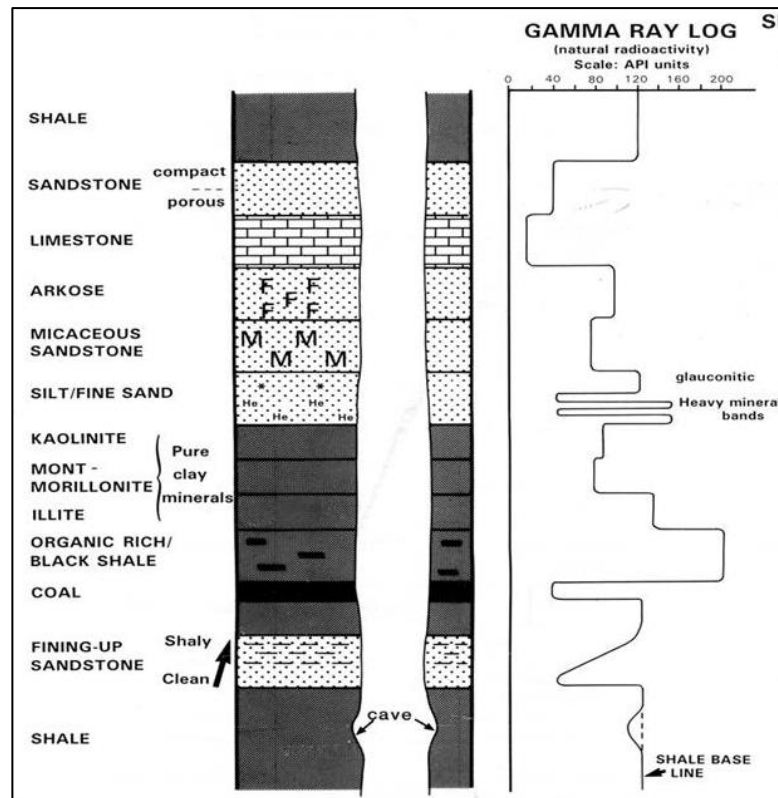
Log radioaktif dapat digunakan pada sumur yang telah dipadang casing (*cased hole*) maupun yang tidak dicasing (*open hole*). Salah satu keuntungan dari log ini adalah tidak banyak dipengaruhi oleh keadaan lubang bor dan jenis lumpur dibandingkan dengan log listrik. Dari tujuan pengukuran, Log Radioaktif dapat dikelompokkan menjadi (Harsono, 1997) :

#### A. 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 3.21). Unsur radioaktif yang utama adalah potasium 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 potasium yang terlarutkan. Mineral-mineral dalam batuan yang menyebabkan respon *gamma ray* memiliki nilai tinggi antara lain (Boggs, 2009) :

1. Kuarsa
2. *Potassium* Feldspar (K-Feldspar)
3. Plagioclase Feldspar
4. Oksida Besi
5. Material Organik
6. Aluminium Oksida
7. Magnesium Oksida
8. Natrium Oksida



**Gambar 3.21** Respon *Gamma Ray log* di berbagai litologi (Rider, 1996)

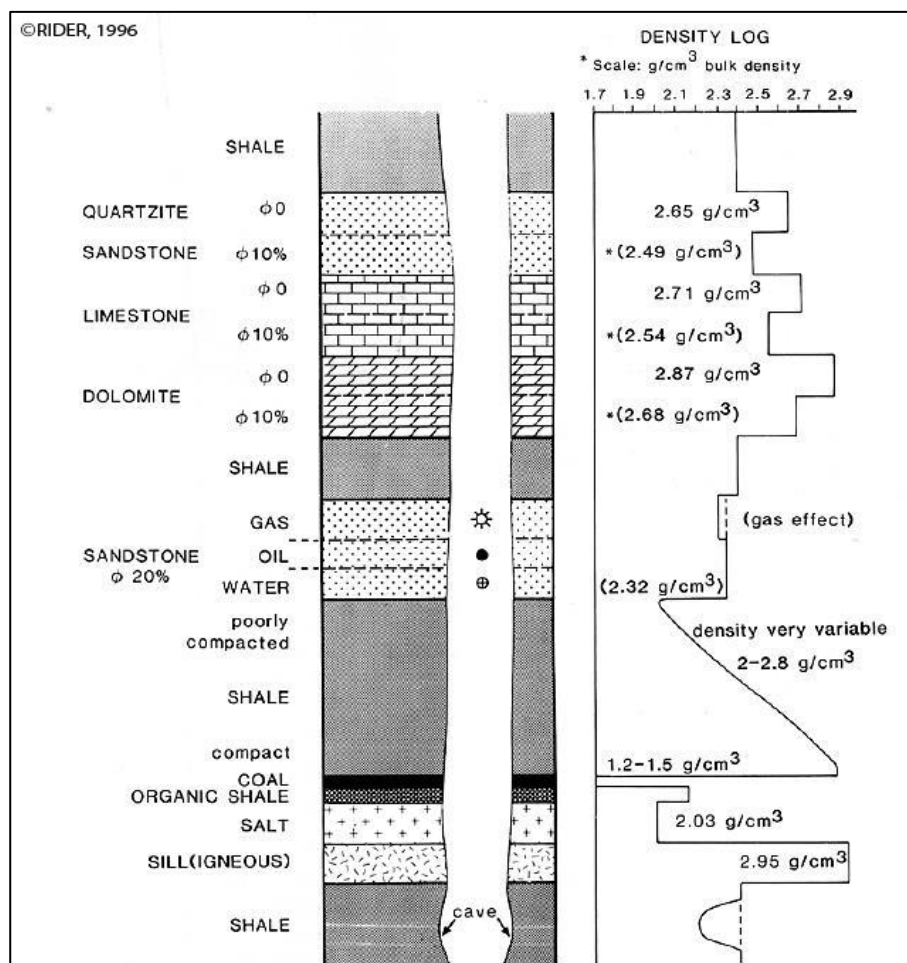
*Gamma Ray log* dinyatakan dalam API Units (GAPI *Gamma Ray log* dinyatakan dalam API Units (GAPI) dan umumnya dibuat dalam skala dari kiri kekanan 0 –100 atau 0 –150 GAPI. Log GR sangat bagus digunakan untuk menentukan permeabilitas suatu batuan karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih 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.

### **B. 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 3.22).

*Bulk density* ( $\rho_b$ ) bila dikombinasikan dengan 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*.



**Gambar 3.22** Respon *density log* di berbagai litologi (Rider, 1996)

Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri sedangkan defleksi log neutron ke kanan. Besar kecilnya nilai densitas batuan dipengaruhi oleh kekompaan batuan, porositas, serta kandungan fluida yg mengisi pori batuan.

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 fluida 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.

Variasi harga densitas dari beberapa lapangan minyak dan gas bumi dapat dilihat pada **Tabel 3.1**. Namun tabel tersebut tidak bersifat mutlak, karena nilai densitas di setiap tempat berbeda-beda tergantung kondisi geologi lapangan dan masih perlu ditunjang dengan data-data lain seperti kurva SP, resistivitas, dan neutron.

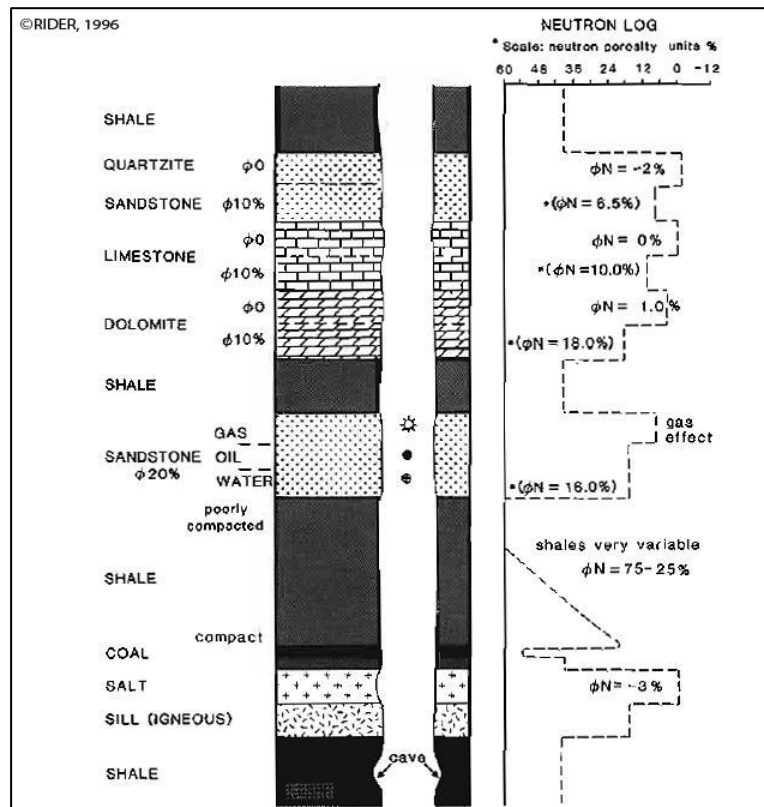
**Tabel 3.1.** Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi (Harsono, 1997)

Batuan	Kandungan Fluida	Densitas (gram/ cc)
<i>Shale</i>	-	2,20 – 2,50
Lapisan <i>clean</i>	Air asin	2,25 – 2,45
Lapisan <i>clean</i>	Minyak	2,20 – 2,35
Lapisan <i>clean</i>	Gas	2,00 – 2,25
Lapisan batubara	-	1,60 – 1,90

### C. Log Neutron

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 mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. 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 (Gambar 3.23).



Gambar 3.23 Respon Neutron Log di berbagai litologi (Rider, 1996)

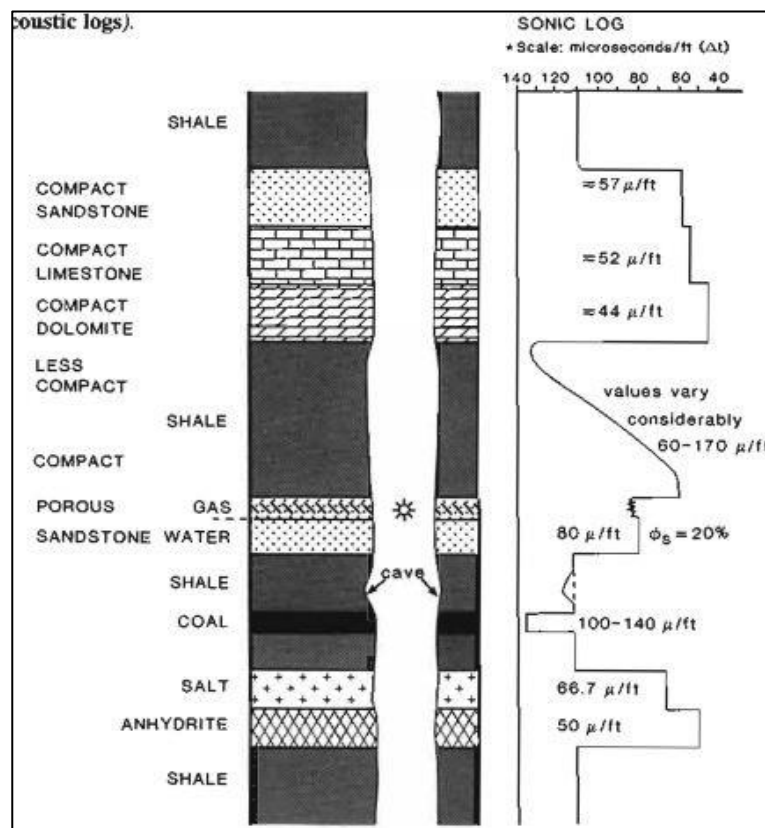
### 3.4.3 Log Akustik

#### A. Log Sonik

*Sonic log* merupakan log akustik 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 ( $\Delta t$ ). Lamanya waktu penjalaran gelombang bunyi tergantung kepada litologi, porositas serta kandungan fluida pada batuan (Gambar 3.24). Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam

lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*, selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik.

Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-*shale* dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996). Alat yang sering dipakai untuk merekam log sonik pada saat ini adalah BHC (*Borehole Compensated Sonic Tool*), dimana alat ini sangat kecil dipengaruhi oleh perubahan-perubahan lubang bor maupun posisi alat sewaktu pengukuran dilakukan. Faktor-faktor yang mempengaruhi defleksi kurva sonik antara lain adalah kepadatan, komposisi serpih, hidrokarbon, rekahan dan pori/gerohong, serta pengaruh dari lubang bor.

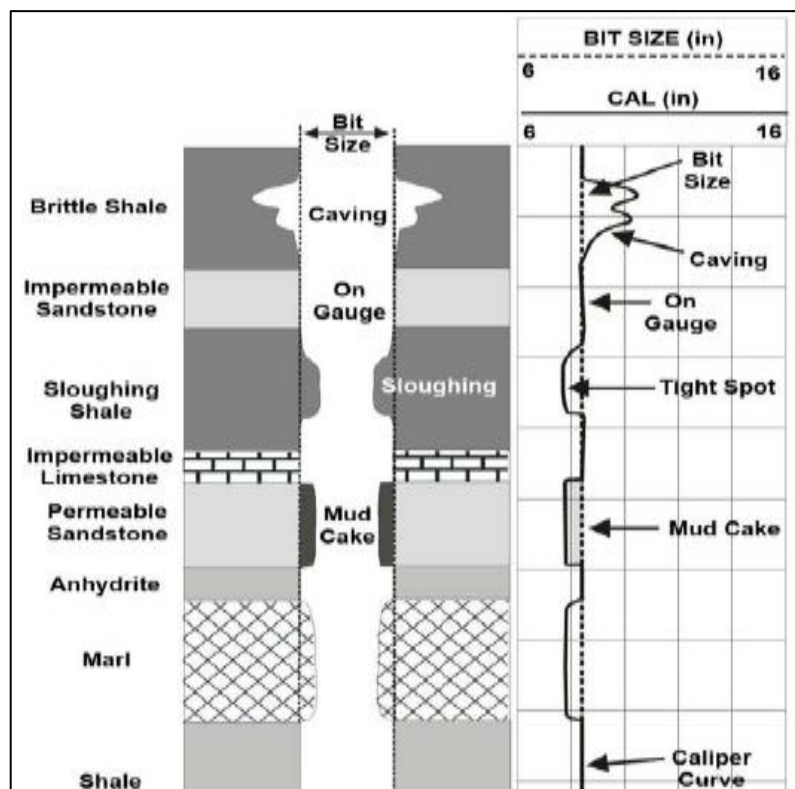


Gambar 3.24 Respon Sonic Log di berbagai litologi (Rider, 1996)

## Log Caliper

Log ini dimanfaatkan untuk memberikan informasi lanjutan mengenai ukuran diameter, bentuk dan kondisi lubang bor yang sesungguhnya untuk keperluan perencanaan atau melakukan penyemenan. Hasil perekaman dari pengukuran kurva caliper sangat penting sebagai indikator untuk mengetahui adanya *swelling* di rongga atau di lapisan *shale* yang akan berdampak pada hasil pengukuran alat *logging* sumur lainnya. Jika diameter lubang bor pada skala 0 – 8.5 maka *casing* lubang bor dinyatakan baik akan tetapi jika  $> 8.5$  maka *casing* lubang bor dinyatakan ada kerusakan (*wash out*).

Selain untuk mengetahui kondisi lubang bor, log caliper juga dapat merefleksikan lapisan permeable dan lapisan yang impermeable (Harsono, 1997). Pada lapisan yang permeable ukuran diameter lubang bor akan semakin kecil karena terbentuknya kerak lumpur (*mud cake*) pada dinding lubang bor (Gambar 3.25). Sedangkan pada lapisan impermeable ukuran diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh (*vug*).



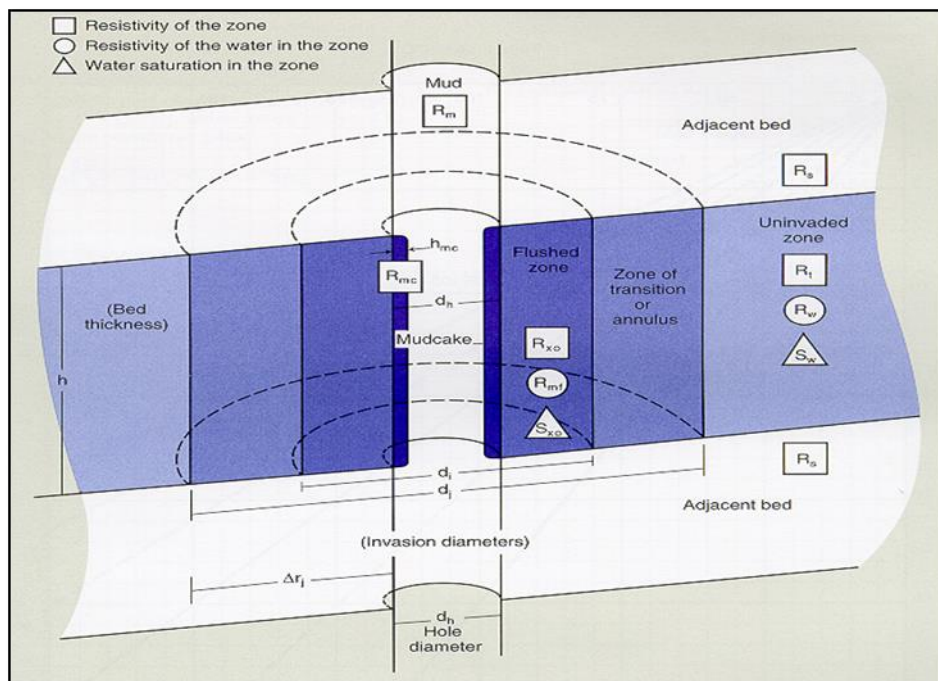
Gambar 3.25 Respon log caliper di berbagai litologi (Rider, 1996)



### 3.5. Kondisi Lubang Bor

Sumur pemboran mempunyai peranan penting dalam upaya pencarian hidrokarbon dan upaya untuk mengetahui penyebaran hidrokarbon guna keperluan perhitungan cadangan. Untuk itu perlu pemahaman mengenai kondisi lubang bor. Infiltrasi lumpur kedalam tubuh batuan akan menyebabkan terbentuknya kerak lumpur (*mud cake*), hal ini menyebabkan diameter lubang bor semakin mengecil. Infiltrasi lumpur kedalam lubang bor akan membentuk 3 zona infiltrasi, yaitu:

1. *Flushed zone* atau *invaded zone*
2. *Transition zone*
3. *Uninvaded zone*



Gambar 3.26 Kondisi Lubang Bor (Haryoko, 2003)

#### 1. *Flushed zone*

Zona ini merupakan zona yang berada paling dekat dengan lubang bor, pada zona ini seluruh ruang pada pori-pori batuan yang mengandung fluida seperti minyak, gas dan air akan terdesak oleh lumpur pengeboran yang mengakibatkan seluruh pori-pori batuan akan terisi oleh lumpur pengeboran (Gambar 3.26). Namun pada kondisi hidrokarbon yang mempunyai sifat *oil wet* sisa hidrokarbon akan terikat pada permukaan butiran pada batuan.

Pada zona ini didapat parameter-parameter yang dibutuhkan dalam interpretasi, yaitu:

- $R_{xo}$  : Resistivitas yang diukur pada *flushed zone*, dimana terjadi pencampuran antara lumpur pemboran, Hc, dan batuan itu sendiri.
- $R_{mf}$  : Resistivitas lumpur pemboran yang digunakan.
- $S_{xo}$  : Presentase saturasi air filtrat.
- $S_{hr}$  : Presentase saturasi residu hidrokarbon.

## **2. Transition Zone**

Zona ini merupakan hasil dari infiltrasi yang lebih dalam yaitu berada disebelah *flushed zone*. Pada zona ini terjadi pencampuran antara lumpur pemboran dan fluida yang terkandung didalam batuan (Gambar 3.26).

## **3. Uninvaded Zone**

Zona ini merupakan zona yang letaknya berada paling jauh dari lubang bor sehingga bebas dari pengaruh infiltrasi lumpur (Gambar 3.26). Pada zona ini pori-pori batuan akan terisi oleh kandungan yang sebelumnya ada seperti air, gas dan minyak. Pada zona ini parameter yang didapat adalah:

- $R_t$  : Disebut *true resistivity* dimana resistivitas batuan yang diukur merupakan resistivitas kandungan awal tanpa dipengaruhi oleh lumpur pemboran.
- $R_w$  : Resistivitas air formasi
- $S_w$  : Presentase saturasi air formasi
- $S_o$  : Presentase saturasi minyak

### 3.6. Reservoir

Reservoir adalah kelompok satuan batuan porous dan permeable di bawah tanah yang berfungsi sebagai wadah terakumulasinya fluida baik berupa minyak, air dan gas bumi. Proses akumulasi minyak bumi dibawah permukaan haruslah memenuhi beberapa syarat khusus. Syarat tersebut dapat dikelompokkan sebagai berikut (Koesomadinata,1980) :

1. Adanya batuan reservoir

Berfungsi sebagai wadah yang diisi dan dijenuhi oleh minyak dan gas bumi. Umumnya batuan reservoir berupa lapisan batuan yang berongga-rongga ataupun berpori-pori.

2. Adanya lapisan penutup (*cap rock*)

Yaitu suatu lapisan yang bersifat impermeable terdapat di atas suatu reservoir dan berfungsi untuk menghalangi minyak dan gas bumi yang akan keluar dari reservoir.

3. Adanya perangkap reservoir (*reservoir trap*)

Lapisan batuan yang berfungsi sebagai penghalang atau jebakan agar fluida yang bermigrasi dapat berhenti atau tidak bermigrasi lebih jauh lagi.

#### 3.6.1 Batuan Reservoir

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, batuan reservoir adalah wadah terakumulasinya fluida hidrokarbon dibawah permukaan bumi. Jenis batuan reservoir umumnya terdiri dari batuan sedimen, berupa batupasir, batuan karbonat, dan *shale*. Namun tidak menutup kemungkinan juga dapat ditemukan pada batuan vulkanik atau rekah-rekahan batuan. Asalkan lapisan batuan tersebut memiliki ruang/celah sebagai penyimpanan dapat berupa pori-pori ataupun rekahan yang saling terhubung, maka batuan tersebut dapat berfungsi sebagai batuan reservoir (Koesomadinata,1980).

Batuan yang berfungsi sebagai reservoir, memiliki mineral dan komposisi kimia penyusun dan sifat yang berbeda-beda. Suatu komposisi kimia akan membentuk suatu jenis mineral tertentu dan akan menentukan macam batuan. Unsur atau atom-atom penyusun batuan reservoir perlu untuk diketahui mengingat macam dan jumlah atom-atom tersebut akan menentukan sifat-sifat dari mineral yang terbentuk, baik sifat-sifat fisik maupun sifat-sifat kimiawinya.

### **3.6.2 Batupasir (*Reservoir rocks*)**

Batu pasir merupakan batuan hasil sedimen mekanik, yaitu berasal dari proses pelapukan, mengalami transportasi, diendapkan lalu dikompaksi dan kemudian mengalami sedimentasi. Berdasarkan dari komposisi mineral kwarsanya batu pasir dibagi menjadi tiga, yaitu: Orthoquartzite, Graywacke, dan Arkose. Sedangkan berdasarkan proses terbentuknya batupasir dapat digolongkan menjadi tiga kategori utama:

#### **A. Batupasir terigen (*terrigenous sand*)**

Batupasir yang terbentuk akibat pelapukan dan penghancuran batuan tua. Pasir itu diangkut, dipilah, dan diubah oleh aliran fluida (air atau udara) serta berasal dari daerah sumber yang terletak di luar cekungan pengendapannya.

#### **B. Batupasir karbonat (*carbonate sand*)**

Sebagian besar Batupasir karbonat merupakan endapan bahari dan terutama disusun oleh rangka binatang, oolit, serta intraklas yang terbentuk pada tempat yang relatif berdekatan dengan lokasi pengendapannya (partikel intraformasional). Material penyusun pasir karbonat terbentuk dalam cekungan pengendapan serta bukan merupakan material rombakan yang merupakan produk penghancuran batuan tua. Salah satu pengecualian untuk itu adalah partikel-partikel karbonat yang terbentuk akibat erosi yang sangat cepat pada paket batugamping dalam suatu sabuk orogen. Pasir karbonat yang disusun oleh partikel-partikel yang disebut terakhir ini pada dasarnya merupakan pasir terigen yang berasal dari batugamping dan dolomit tua.

#### **C. Batupasir piroklastik (*pyroclastic sand*).**

Batupasir yang terbentuk akibat letusan gunungapi. Pasir piroklastik dapat diendapkan dalam lingkungan yang beragam, baik lingkungan terestris maupun lingkungan akuatis. Istilah vulkaniklastik (*volcaniclastic*) juga diterapkan pada sebagian pasir, yakni pasir yang kaya akan material vulkanik. Pasir vulkaniklastik dapat berupa pasir piroklastik maupun pasir terigen (jika berasal dari *volcanic terrane*).

### 3.6.3 Sifat Fisik 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.

#### a. 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 sebagai berikut :

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad \text{or} \quad \phi = \frac{V_p}{V_p + V_g} \quad (3.8)$$

dengan :

- $\phi$  : 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 dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu:

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

$$\phi = \frac{\text{Volume pori total}}{\text{Bulk volume}} \times 100\% \quad (3.9)$$

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

$$\emptyset = \frac{\text{Volume pori yang berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \quad (3.10)$$

dengan :

$\emptyset_e$  : 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 :

1. Porositas primer, yaitu ruang pori batuan yang terbentuk pada waktu yang bersamaan dengan proses pengendapan berlangsung.
2. 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.

c. Ukuran butir (*grain size*)

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

d. Bentuk butir (*sphericity*)

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

e. 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.

f. Pemilahan

Keseragaman butiran akan membuat nilai porositas semakin baik begitupun sebaliknya.

g. 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.

h. Sementasi

Material semen pada dasarnya akan mengurangi nilai persentase porositas.

i. Kompaksi dan Pemampatan

Kompaksi dan pemampatan akan mengurangi nilai persentase porositas.

**b. Permeabilitas**

Pada dasarnya, permeabilitas didefinisikan sebagai kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida melalui pori yang saling berhubungan atau dapat disimpulkan bahwa permeabilitas batuan bergantung pada porositas efektif (Koesoemadinata, 1980). Secara matematis permeabilitas dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$Q = - \frac{K.A}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (\text{Hukum Darcy}) \quad (3.11)$$

dengan :

$Q$  : Laju produksi, cc/s

$K$  : permeabilitas, mD

$A$  : luas penampang aliran, m<sup>2</sup>

$\mu$  : viskositas fluida, cp

Adapun faktor-faktor yang mempengaruhi permeabilitas antara lain ukuran butir bentuk butir, sortasi atau distribusi ukuran butir, penempakan butiran, derajat kekompakan dan sementasi, juga tipe *clay* yang hadir khusus pada *fresh weather*. *Mineral clay smectite (bentonite)* dan *montmorillonit* akan mengembang (*swelling*) pada *freshwater* dan menutup pori batuan.

*Reservoir* hidrokarbon mempunyai dua jenis permeabilitas, yaitu permeabilitas primer atau yang lebih dikenal dengan permeabilitas matriks dan permeabilitas sekunder. Permeabilitas sekunder dihasilkan

dari proses alterasi matrik batuan sebagai akibat dari kompaksi, sementasi retakan dan pelarut. Umumnya, kompaksi dan sementasi dapat mengurangi permeabilitas primer, sementara retakan dan pelarutan cekungan memperbesar permeabilitas. Pada batuan *reservoir* yang sama, khususnya karbonat dan porositas rendah, permeabilitas sangat berperan penting dalam mengontrol proses migrasinya fluida ke *reservoir*. Berdasarkan jenis fluida yang dapat dialirkan, permeabilitas dapat digolongkan, sebagai berikut :

1. Permeabilitas absolute, merupakan kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan satu jenis fluida (air, minyak, gas) .
2. Permeabilitas efektif, merupakan kemampuan fluida untuk dapat dialiri oleh satu jenis fluida atau lebih, baik itu air, minyak dan keduanya, atau sebagai perbandingan permeabilitas air ( $k_w$ ) dan permeabilitas minyak ( $k_o$ ).
3. Permeabilitas relatif, merupakan perbandingan antara permeabilitas efektif dengan fase permeabilitas (air, minyak atau gas).

### c. Saturasi Fluida

Saturasi fluida adalah perbandingan antara volume pori batuan yang ditempati oleh suatu fluida tertentu (air, minyak dan gas) dengan volume pori batuan secara keseluruhan. Saturasi fluida pada batuan *reservoir* dapat dibagi sebagai berikut :

1. Saturasi gas ( $S_g$ ) adalah perbandingan volume pori yang diisi gas terhadap volume total
2. Saturasi minyak ( $S_o$ ) adalah perbandingan volume pori yang diisi minyak terhadap volume pori total.
3. Saturasi air ( $S_w$ ) adalah perbandingan volume pori yang diisi air terhadap volume pori total.

Persamaan untuk saturasi suatu fluida dapat dituliskan sebagai berikut:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100\% \quad (3.12)$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100\% \quad (3.13)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \times 100\% \quad (3.14)$$



dengan:

$V_w = \text{volume air (cc)}$

$V_p = \text{Volume pori (cc)}$

$V_g = \text{Volume gas (cc)}$

Jika pori – pori batuan diisi oleh 3 jenis fluida : minyak, gas, dan air, maka berlaku hubungan :

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad (3.15)$$

Jika hanya diisi oleh minyak dan air saja, maka berlaku hubungan :

$$S_g + S_o = 1 \quad (3.16)$$

Berikut pemberian skala visual untuk saturasi fluida :

$S_o > 10\%$ ,  $S_w < 50\%$ , adalah lapisan yang memproduksi minyak.

$S_o < 10\%$ ,  $S_w < 50\%$ , adalah lapisan yang memproduksi gas.

$S_o < 10\%$ ,  $S_w > 50\%$ , adalah lapisan yang memproduksi air.

#### **d. Kompresibilitas**

Menurut Geertsma (1966), terdapat tiga macam kompresibilitas pada batuan yaitu :

- a) Kompresibilitas matriks batuan, yaitu fraksional perubahan volume dari material padatan batuan (*grain*) terhadap satuan perubahan tekanan.
- b) Kompresibilitas batuan keseluruhan, yaitu fraksional perubahan volume dari volume batuan terhadap satuan perubahan tekanan.
- c) Kompresibilitas pori-pori batuan, yaitu fraksional perubahan volume pori-pori batuan terhadap satuan perubahan tekanan

Batuan yang berada pada kedalaman tertentu akan mengalami dua macam tekanan, yaitu:

- *Internal stress* yang berasal dari desakan fluida yang terkandung di dalam pori-pori batuan (tekanan hidrostatik fluida formasi)
- *External stress* yang berasal dari pembebanan batuan yang ada di atasnya (tekanan *overburden*)\

### e. Wettabilitas

Wettabilitas dapat didefinisikan sebagai suatu kecenderungan dari adanya fluida lain yang tidak saling mencampur. Apabila dua jenis fluida bersinggungan dengan benda padat, maka salah satu fluida akan bersifat membasahi permukaan benda padat tersebut, hal ini disebabkan adanya gaya adhesi. Dalam kasus bertemunya fluida minyak-air, benda padat, gaya adhesi  $A_T$  yang menimbulkan sifat air membasahi benda padat. Berikut persamaannya :

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta \quad (3.17)$$

dimana ;

$\sigma_{so}$  : tegangan permukaan minyak-benda padat, dyne/cm

$\sigma_{sw}$  : tegangan permukaan air-benda padat, dyne/cm

$\sigma_{wo}$  : tegangan permukaan minyak-air, dyne/cm

$q_{wo}$  : sudut kontak minyak-air.

Suatu cairan yang dikatakan membasahi zat padat jika tegangan adhesinya bernilai positif ( $q < 90^\circ$ ), yang berarti batuan bersifat *water wet*, sedangkan bila air tidak membasahi zat padat maka tegangan adhesinya bernilai negatif ( $q > 90^\circ$ ), berarti batuan bersifat *oil wet*. Umumnya, reservoir bersifat *water wet*, sehingga air lebih cenderung untuk melekat pada permukaan batuan, sedangkan minyak akan terletak diantara fasa air

### f. Tekanan kapiler

Tekanan kapiler ( $p_c$ ) didefinisikan sebagai perbedaan tekanan yang ada antara permukaan dua fluida yang tidak tercampur (cairan-cairan atau cairan-gas) sebagai akibat dari perbedaan tekanan permukaan yang memisahkan mereka. Perbedaan tekanan dua fluida ini adalah perbedaan tekanan antara fluida “*non wetting fasa*” ( $P_{nw}$ ) dengan fluida “*wetting fasa*” ( $P_w$ ) atau di *reservoir* biasanya air berperan sebagai fasa yang membasahi (*wetting fasa*), sedangkan minyak dan gas sebagai non-wetting fasa atau tidak membasahi. Tekanan kapiler dalam batuan berpori

tergantung pada ukuran rongga pori dan jenis fluidanya. Secara kuantitatif dapat dinyatakan dalam hubungan :

$$P_c = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r} = \Delta\rho \cdot g \cdot h \quad (3.18)$$

dengan :

$P_c$  : tekanan kapiler

$\sigma$  : tegangan permukaan antara dua fluida

$\cos \theta$  : sudut kontak permukaan antara dua fluida

$r$  : jari-jari lengkung pori-pori

$\Delta\rho$  : perbedaan densitas dua fluida

$g$  : percepatan gravitasi

$h$  : tinggi kolom

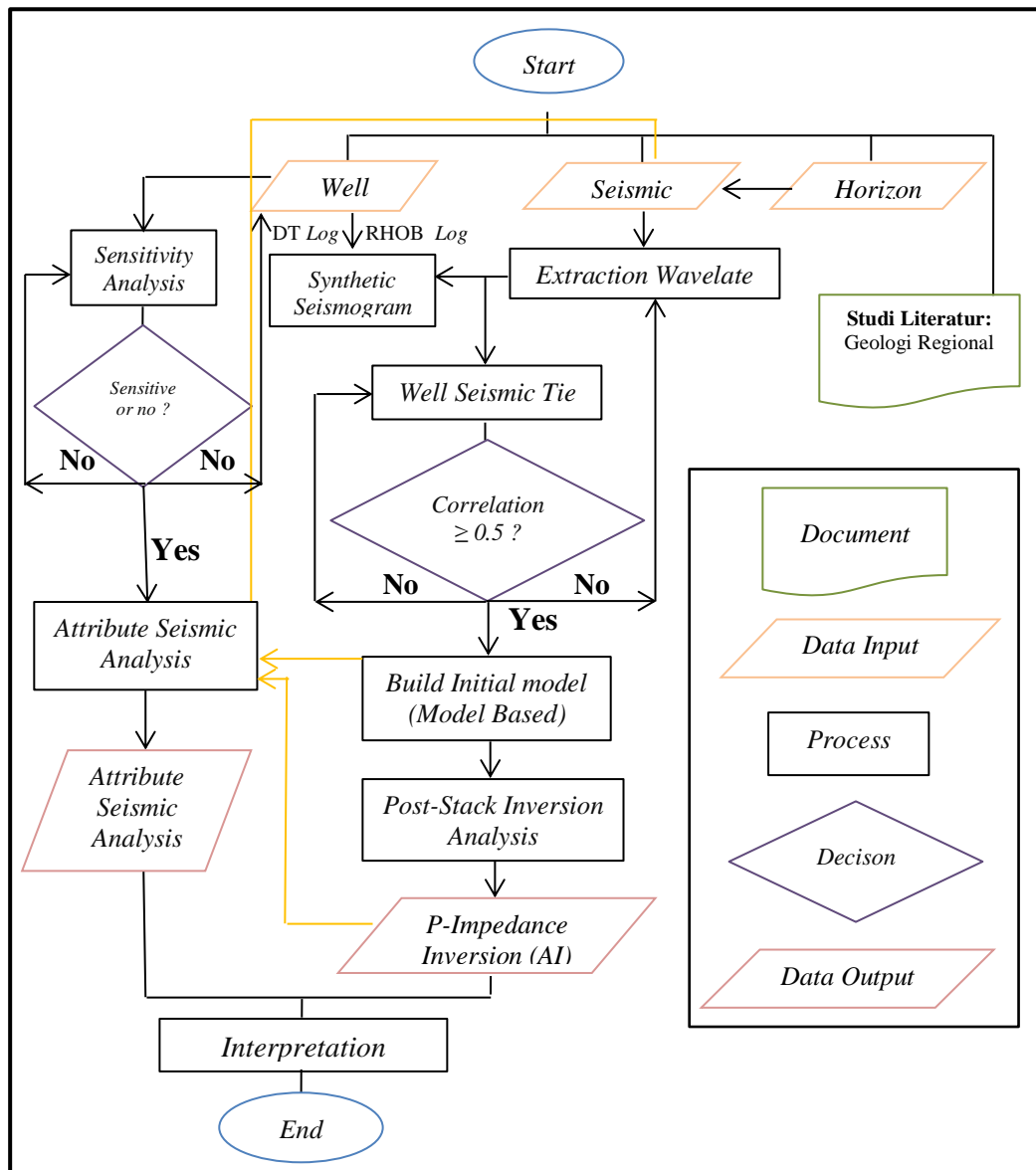
Tekanan kapiler berpengaruh penting dalam *reservoir* minyak maupun gas, yaitu :

- Mengontrol jalannya distribusi saturasi di dalam *reservoir*.
- Merupakan mekanisme pendorong minyak dan gas untuk bergerak atau mengalir melalui pori-pori *reservoir* secara *vertical*.

## BAB IV METODE PENELITIAN

### 4.1. Tahapan Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan melalui beberapa tahapan pengolahan data, dimulai dari analisis sensitivitas data (*crossplot*), ekstraksi wavelet, *well seismic tie*, *initial model*, *pre-inversion analysis*, *inversion accustic impedance* dan *attributes seismic analysis*. Tahapan-tahapan tersebut (**Gambar 4.1**) dilakukan hingga mendapatkan *output* berupa penampang, peta dan *slicing data*.



**Gambar 4.1.** Flowchart pengolahan Seismik Atribut dan Seismik Inversi

## 1) Analisis Sensitivitas Data

Tahapan pertama yang dilakukan pada saat pengolahan yaitu analisa sensitivitas data, dari hasil analisa inilah dapat ditarik kesimpulan layak atau tidaknya data untuk diolah ketahap selanjutnya. Analisa sensitivitas atau yang lebih dikenal sebagai *crossplot* yaitu suatu teknik analisa 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* :

1. *Density Log*, menunjukkan respon massa jenis *shale* lebih besar dibandingkan *sand*. Dikarenakan *shale* lebih kompak dan padat sehingga massa jenisnya lebih besar.
2. *Gamma Ray Log*, menunjukkan respon berbeda antara *sand* dan *shale* berdasarkan sifat radioaktif. Dimana unsur radioaktif lebih banyak terdapat pada *shale*.
3. *P-Impedance Log*, memisahkan litologi *sand* 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.
4. *Porosity Log*, berdasarkan volume pori batuan maka dapat dibedakan litologi *sand* dan *shale*.

Ada beberapa jenis *crossplot* yang dilakukan tergantung tujuannya, diantaranya :

- *Gamma Ray Log Vs Density Log* :  
Berdasarkan sifat permeabilitas, dapat digunakan untuk memisahkan litologi *sand* dan *shale*.
- *P-Wave (DT Log) Vs Gamma Ray Log* :  
Analisa ini digunakan untuk melihat adanya fluida pengisi Reservoir.
- *P-Impedance Log Vs Porosity Log* :  
Untuk melihat persebaran porositas atau batuan berpori yang dijadikan target dalam penelitian.

## 2) Ekstraksi Wavelet

Proses ini dapat dilakukan dengan beberapa cara :

- a. *Statistical wavelet*, diekstrak sendiri dari volume data seismik
- 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.

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 *time*) dengan data sumur (domain *depth*) 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) Initial Model

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

## 5) Pre-analysis Inversion

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

#### 6) *Accustic Impedance Inversion*

Hasil akhir yang diperoleh dari setelah tahapan QC berupa *Pseudou section Accustic Impedance*. Pada penelitian ini, *model based* dipilih sebagai metode inversi AI karna metode ini mampu menggambarkan perlapisan batuan khususnya untuk target berupa batupasir. Penampang AI yang dihasilkan akan digunakan untuk mengkorelasikan informasi yang didapat dari penampang *attributes seismic*.

#### 7) *Attributes Seismic*

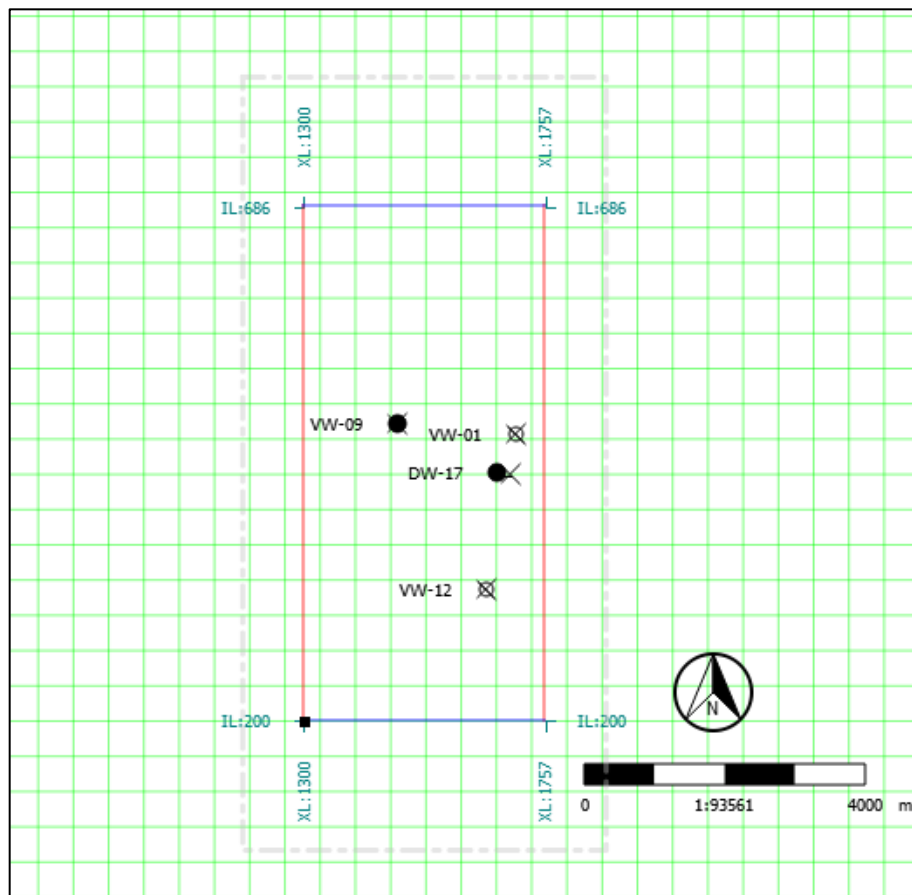
*Tools* pendukung dalam interpretasi seismik untuk menunjukkan *anomaly* yang tidak terlihat secara jelas dari data normal seismik dengan menonjolkan nilai-nilai yang terkandung dalam *wiggle* seismik seperti : amplitudo, frekuensi, fasa gelombang.

## 4.2. Data Penelitian

Untuk mencapai tujuan dalam pelaksanaan penelitian, maka digunakan beberapa data properti yang tersedia, di antaranya : data volume seismik 3D *Post-Stack Time Migration*, data sumur, data horizon, data marker dan sesar. Data seismik yang digunakan merupakan data yang sudah melalui tahapan processing yang diasusmsi telah dilakukan sesuai prosedur sehingga dapat dilakukan proses lanjutan seperti interpretasi data seismik.

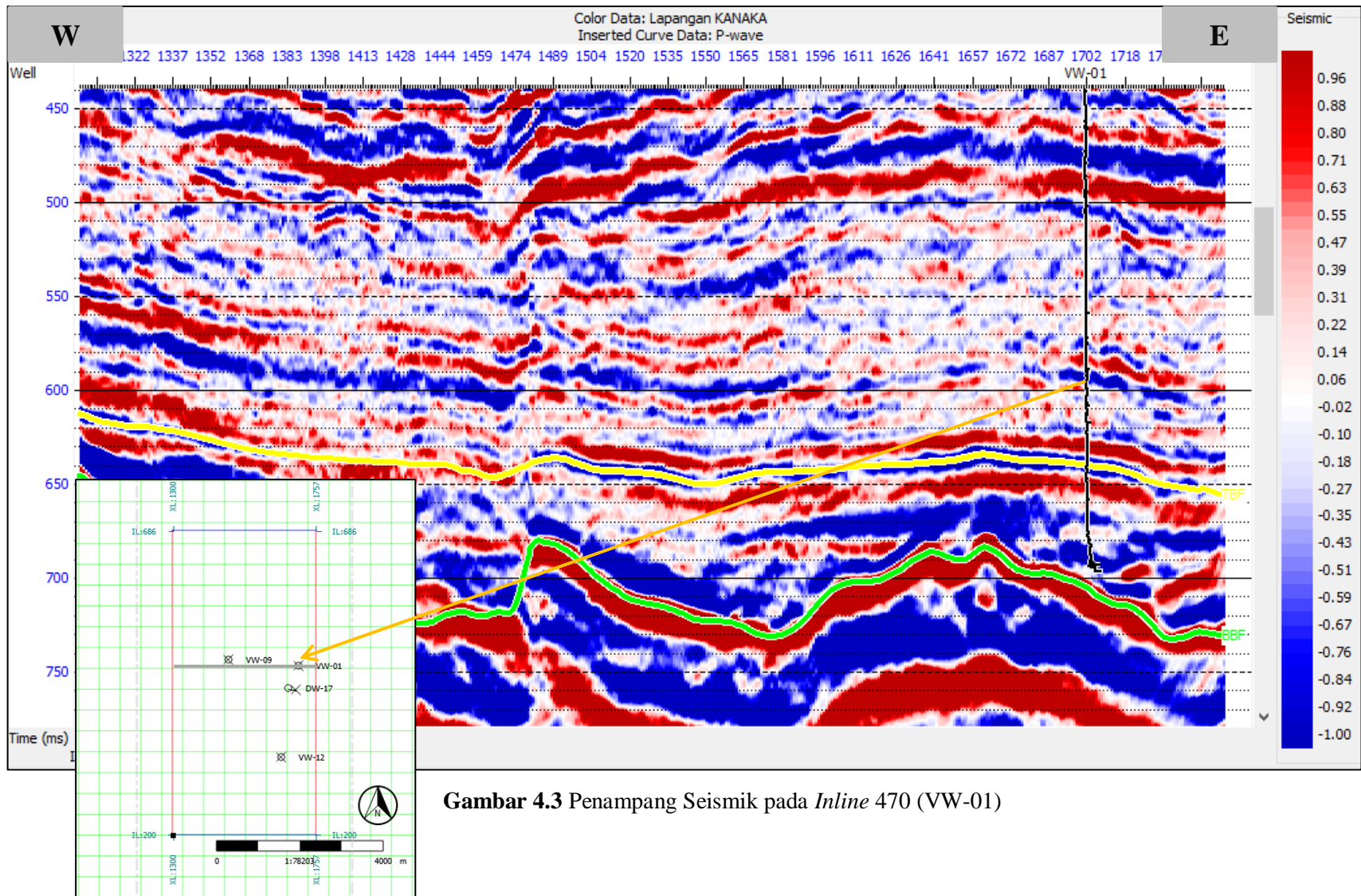
### 4.2.1 Data Seismik

Penelitian ini menggunakan data seismik 3D *Post-Stack Time Migration* dengan polaritas normal dan fasa *zero phase* dalam ketentuan SEG. Data seismik ini dibatasi oleh *inline* 200 – 686 *crossline* 1300 – 1757 dengan luas cakupan area sebesar  $\pm 600 \text{ m}^2$ .



Gambar 4.2 Base map area Lapangan Kanaka





**Gambar 4.3** Penampang Seismik pada *Inline 470* (VW-01)

#### 4.2.2 Data Sumur

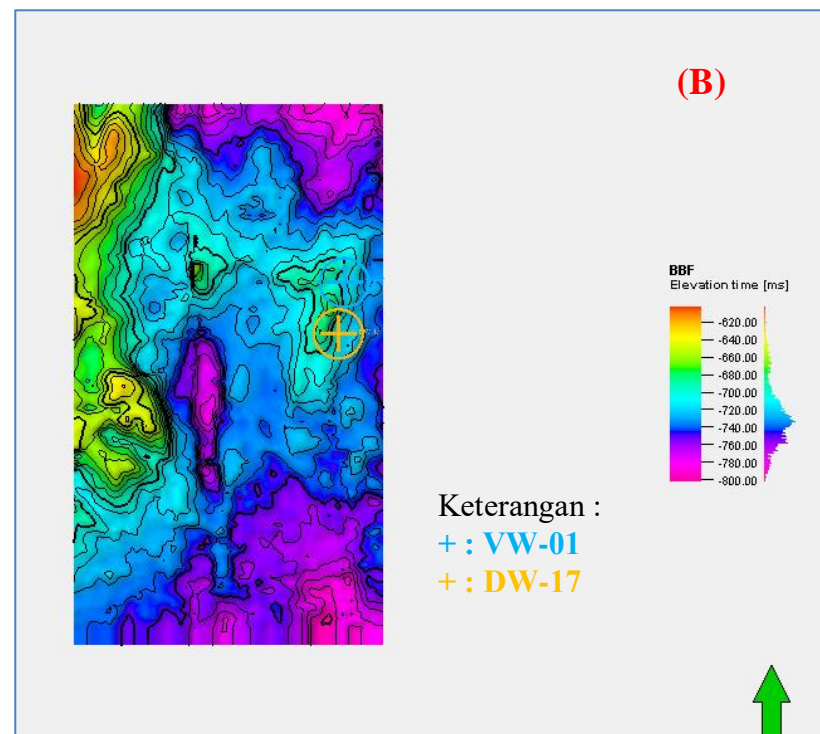
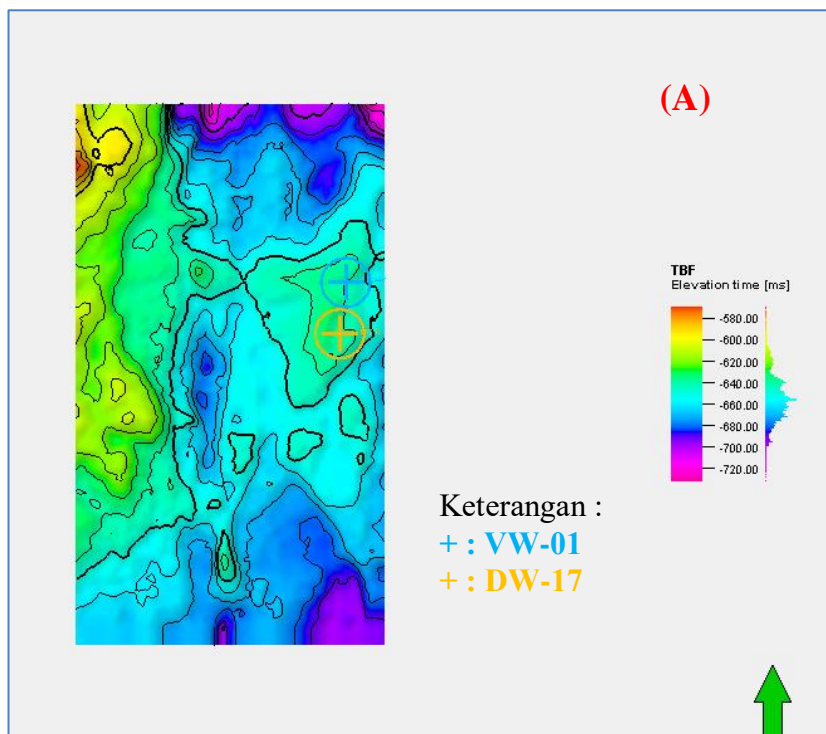
Terdapat 4 sumur yang digunakan pada penelitian ini, yaitu : VW-01, VW-09, VW-12, dan DW-17. Keempat sumur tersebut memiliki kelengkapan data log yang berbeda-beda. Log sonik, log densitas, log gamma ray dan log porositas merupakan jenis-jenis log prioritas yang dibutuhkan agar dapat dilakukan proses lanjutan seperti inversi akustik impedans, sedangkan log lainnya dapat berperan sebagai log penunjang yang digunakan untuk interpretasi dan informasi tambahan. Data *Checkshot* juga memiliki peranan penting, terutama pada saat pengikatan data seismik (domain *time*) dengan data sumur (domain *depth*). *Checkshot* berperan sebagai penghubung domain tersebut pada proses *Well Seismic Tie*.

**Tabel 4.1.** Ketersediaan data log pada masing-masing sumur

Log Type	Well Name			
	VW-01	VW-09	VW-12	DW-17
<i>CheckShot</i>	✓	X	X	X
P-wave	✓	✓	✓	✓
Gamma Ray (GR)	✓	✓	✓	✓
Density (RHOB)	✓	✓	✓	✓
Porosity (PHIE)	✓	✓	✓	✓
Porosity (PHIT)	✓	✓	✓	✓
Neutron Porosity (NPHI)	✓	X	✓	✓
Resistivity	X	✓	✓	X
Saturation	✓	✓	✓	✓
Spontaneous Potential (SP)	X	✓	✓	X
Caliper	✓	✓	✓	✓
Seismic Volume Position				
<i>Inline</i>	470	480	324	432
<i>Xline</i>	1702	1479	1648	1694

#### 4.2.3 Data Horizon

Penelitian ini didukung oleh data horizon yang diberikan sebagai data properti. Terdapat 2 horizon yang digunakan dalam interpretasi data seismik Lapangan Kanaka, yakni horizon TBF (*Top Bekasap Formation*) dan BBF (*Bottom Bekasap Formation*).



**Gambar 4.4** Top Bekasap Formation (A) dan Bottom Bekasap Formation (B)

#### 4.2.4 Data Marker

Penelitian ini juga dilengkapi dengan data *marker* (**Tabel 4.2**) yang dapat dimanfaatkan dalam interpretasi khususnya pada saat proses *picking horizon*, *well seismic tie* serta penentuan zona target. Terdapat 4 marker utama yang digunakan pada saat pengolahan data seismik. Marker dengan nama Bekasap merupakan batas zona yang memasuki formasi Bekasap, *TOP sand KNK* merupakan batas atas dari zona target yang terletak pada formasi Bekasap sedangkan *BOTTOM Sand* adalah batas bawahnya. Marker dengan nama *Weathere/Basement* berada tepat dibawah zona target dimana merupakan batas kontak dengan *basement*.

**Tabel 4.2** Data *marker* pada setiap sumur

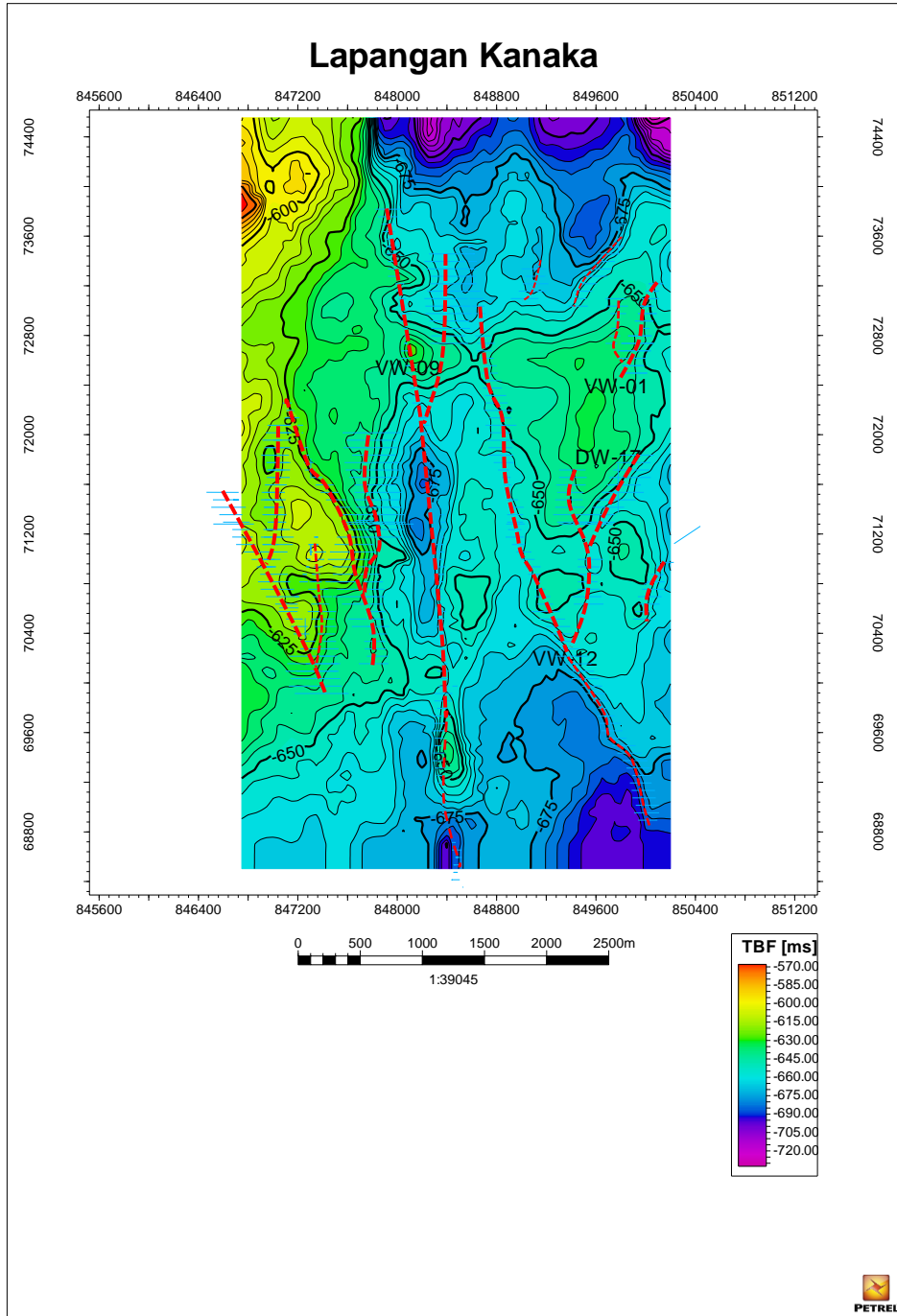
Marker	Well Name			
	VW-01	VW-09	VW-12	DW-17
Bekasap	1905	1857	1919	1972
<i>TOP sand KNK</i>	1933	1869	1943	1990
<i>BOTTOM sand</i>	1961	1890	1988	2019
<i>Weathere/Basement</i>	2205	1991	-	-

Note :

Dalam *Measure Depth* (Ft)

#### 4.2.5 Data Sesar

Cekungan Sumatera Tengah terbentuk akibat subduksi lempeng samudera Hindia yang menunjam ke dalam lempeng benua Eurasia pada awal tersier (Eosen – Oligosen). Tektonik lempeng sangat berpengaruh terhadap adanya struktur pada cekungan ini baik berupa lipatan maupun sesar. Cekungan ini memiliki 2 pola umum sesar dengan arah Utara-Selatan, Baratlaut-Tenggara dan seperti terlihat pada gambar 4.5. Sesar dengan pola Utara-Selatan merupakan pola yang dominan dan relatif lebih tua karna terbentuk pada skala geologi Paleogene ( $\pm 25$  Ma). Pada daerah penelitian, awal terbentuknya sesar dengan jenis sesar normal namun karena diikuti fase *inversion* tektonik yaitu kompresi (Tekanan dari lempeng samudera Hindia dan lempeng benua Eurasia) membuat sesar yang awalnya sesar turun berubah menjadi sesar mendatar kanan naik yang melipatkan kelompok sihapus antara lain formasi bekasap hingga formasi Telisa.



**Gambar 4.5** Basemap panyebaran sesar area Lapangan Kanaka

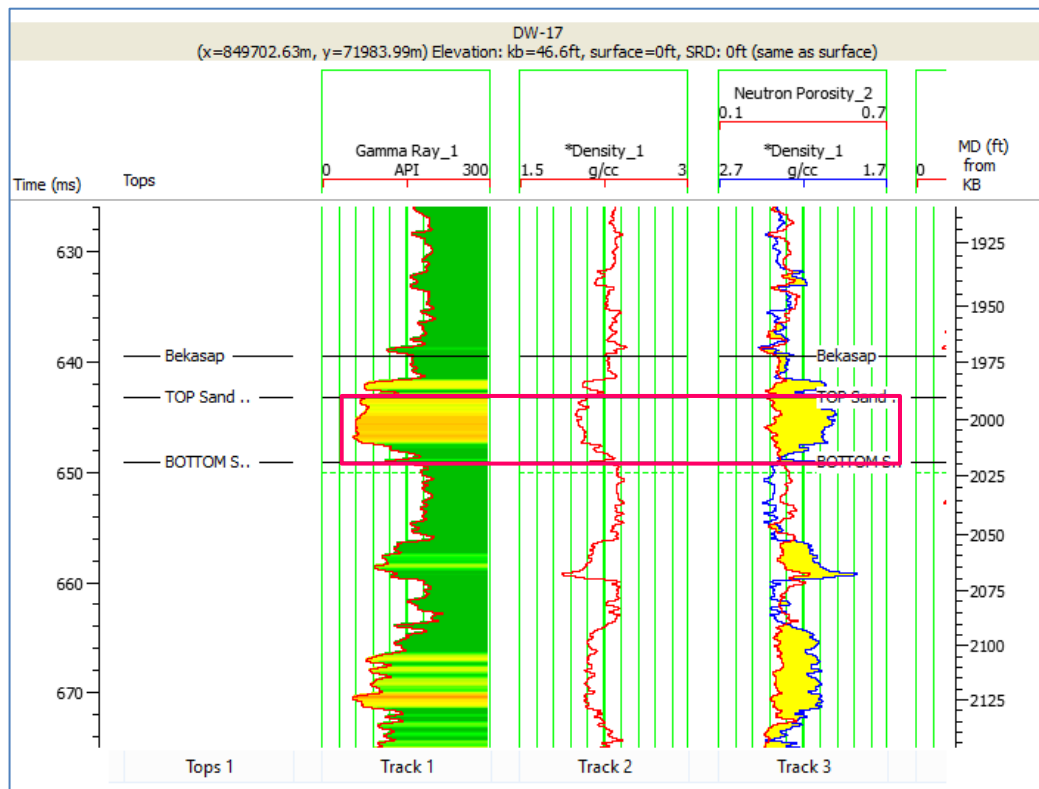
## BAB V

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 5.1 Hasil

##### 5.1.1 Analisa Sumur

Pada penelitian ini dilakukan analisa pada zona prospek reservoir yang terdapat pada formasi Bekasap Cekungan Sumatera Tengah. Dari data sumur berupa respon log *Gamma Ray*, log Densitas (RHOB) dan log NPHI yang dilakukan *crossover* terhadap Log RHOB dapat terlihat dengan jelas keberadaan zona prospek (**Gambar 5.1**).



**Gambar 5.1.** Analisa zona target pada sumur DW-17

Dari gambar diatas, didapat informasi *properties* bawah permukaan berupa permeabilitas, densitas dan porositas. Semakin besar defleksi log *Gamma Ray* maka semakin bersifat impermeabel. Sedangkan pada log densitas, Semakin besar defleksi maka batuan tersebut semakin kompak. Respon dari log NPHI dapat merepresentasikan porositas batuan berdasarkan kandungan hidrogen.

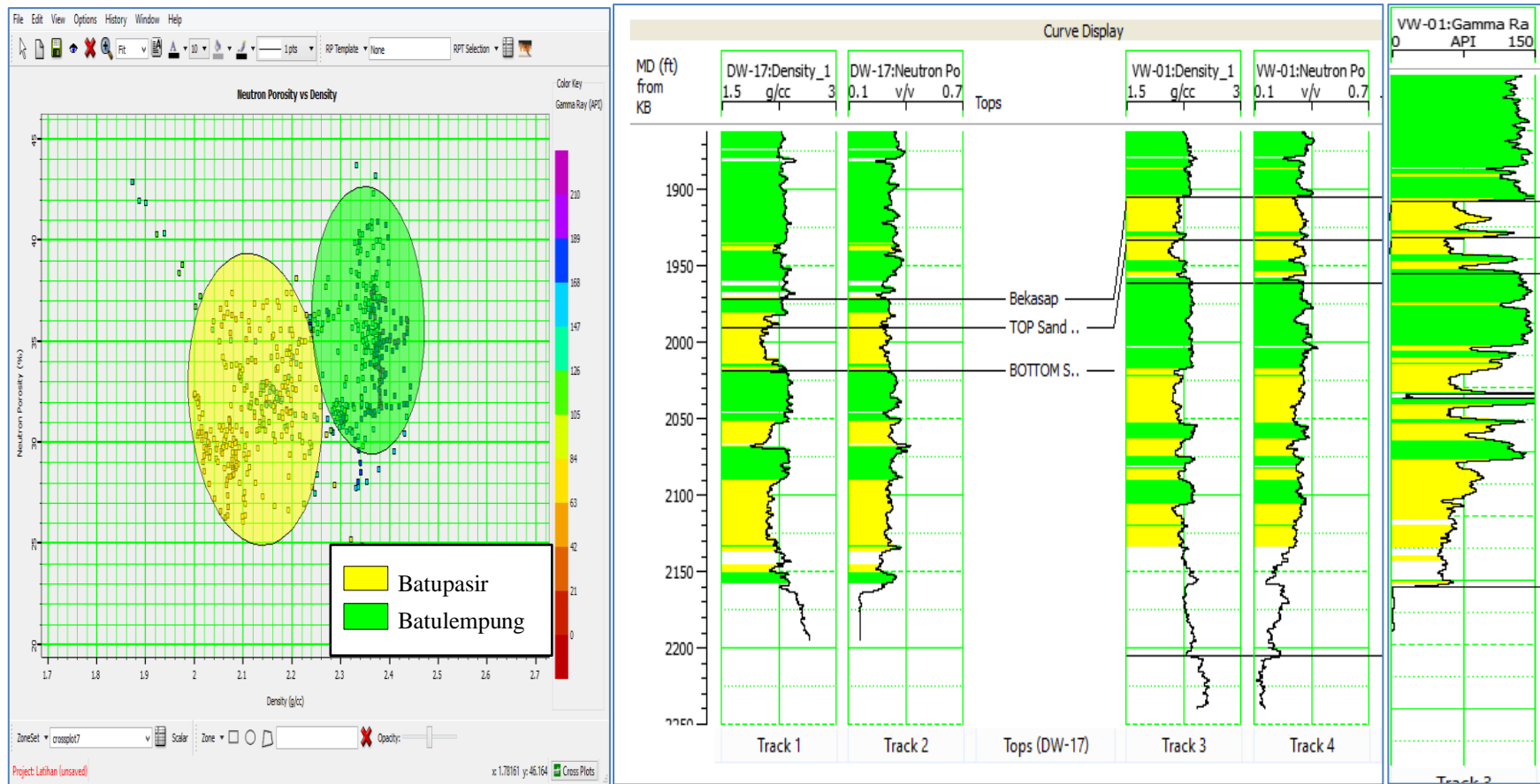
### 5.1.2 Analisa *Crossplot*

Ada beberapa *crossplot* yang dilakukan pada penelitian ini tergantung pada informasi target yang ingin diketahui. Untuk melihat persebaran porositas dilakukan *crossplot* antara *Density log Vs Porosity Log* (Gambar 5.2). Sedangkan untuk memisahkan jenis batuan maka dilakukan *crossplot* antara *Gamma Ray log Vs Density log* (Gambar 5.3).

*Crossplot* dilakukan pada zona target yaitu antara horizon TBF hingga BBF, yang mana target batuan reservoir berada pada *marker* Top Sand KNK  $\pm$  1940 ft dan Bottom Sand KNK  $\pm$  1980 ft. Hasil analisa *crossplot* antara *Gamma Ray log Vs Density log* (Gambar 5.3) dapat dibedakan litologi antara *sand* dan *shale*. Analisa *crossplot* antara *Density log Vs Porosity Log* (Gambar 5.2) dapat dikatakan sensitif.

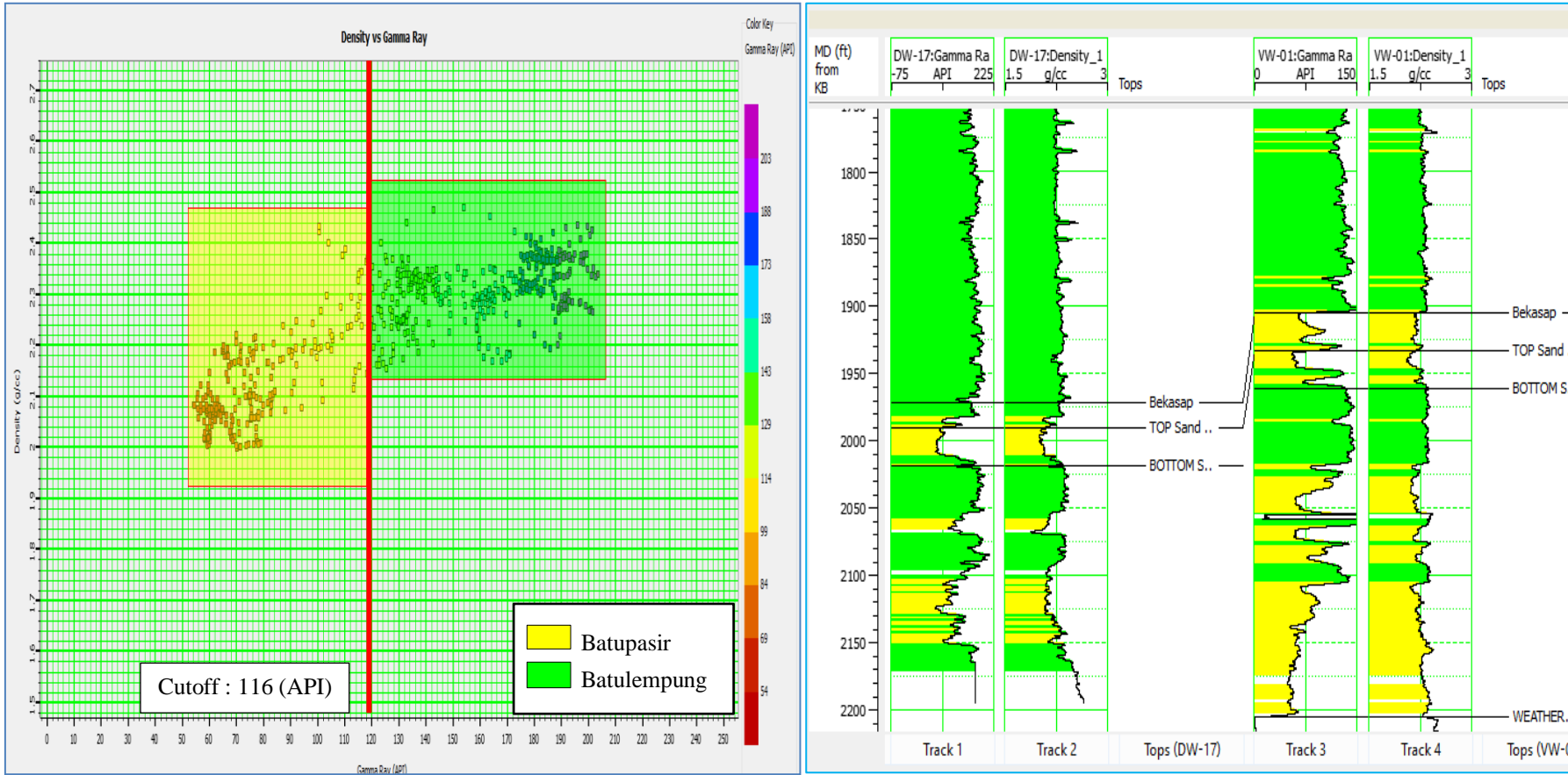
Berdasarkan *crossplot* antara Porositas Vs AI serta Densitas Vs *P-Wave* (Gambar 5.4) data dikatakan tidak sensitif dalam memisahkan litologi. Hal ini dikarenakan pembacaan *P-wave log* yang bermasalah. Setelah diteliti melalui analisa log khususnya *Caliper log* dan *Vshale log* maka ditemukan akar permasalahan dari ketidak sensitifan pembacaan *P-wave log*.

Pembacaan atau defleksi kurva sonik (*P-wave log*) dapat dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti : kepadatan, komposisi serpih, hidrokarbon, rekahan dan pori/gerowong, serta pengaruh dari lubang bor. Selain berguna untuk mengidentifikasi ukuran lubang bor, *Caliper log* juga dapat digunakan untuk melihat kondisi lubang sumur. Pada zona target ternyata terdapat gerowong/rongga yang tandai dengan perubahan pembacaan *caliper log* secara signifikan. Adanya rongga pada lubang bor inilah yang mempengaruhi pembacaan *p-wave log* menjadi tidak sebagaimana mestinya. Selain itu, bila ditinjau dari *Vshale log* disekitar zona target memiliki nilai volumetrik yang besar (kandungan serpih). Dari 2 kemungkinan ini diperkirakan mempengaruhi defleksi log sonik (*P-wave log*) yang kurang sensitif.

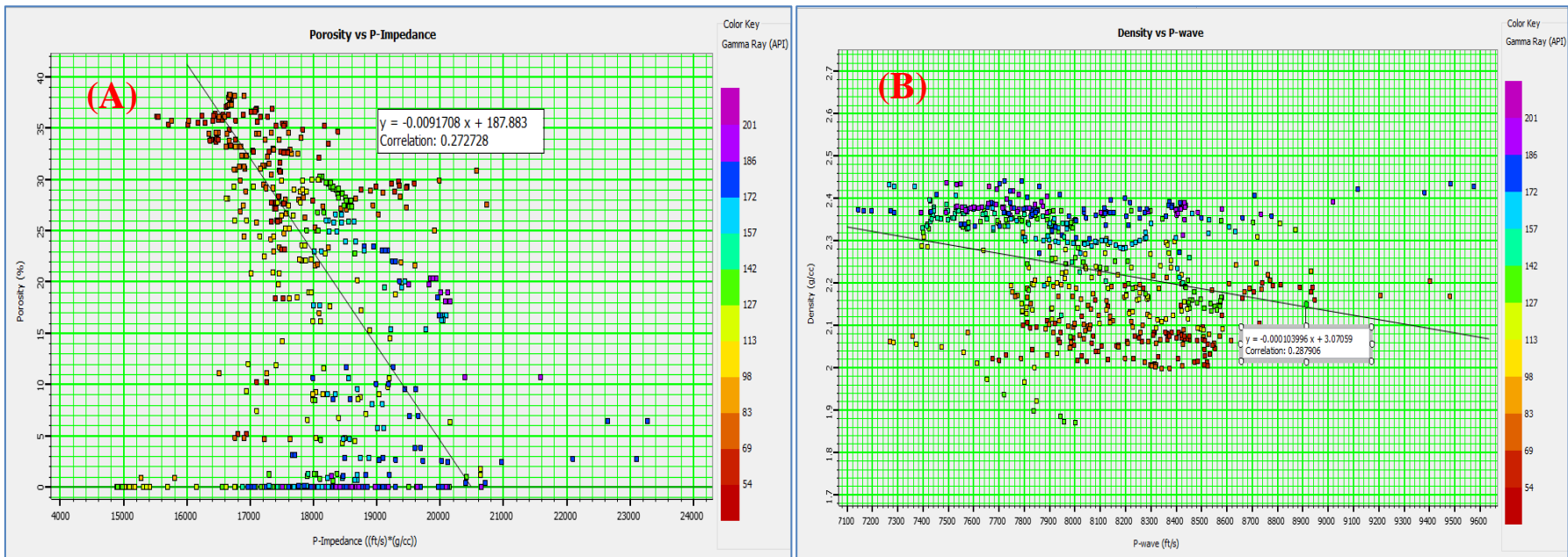


Gambar 5.2. Crossplot antara Densitas dan Porositas (Sumur VW-01 & DW-17)





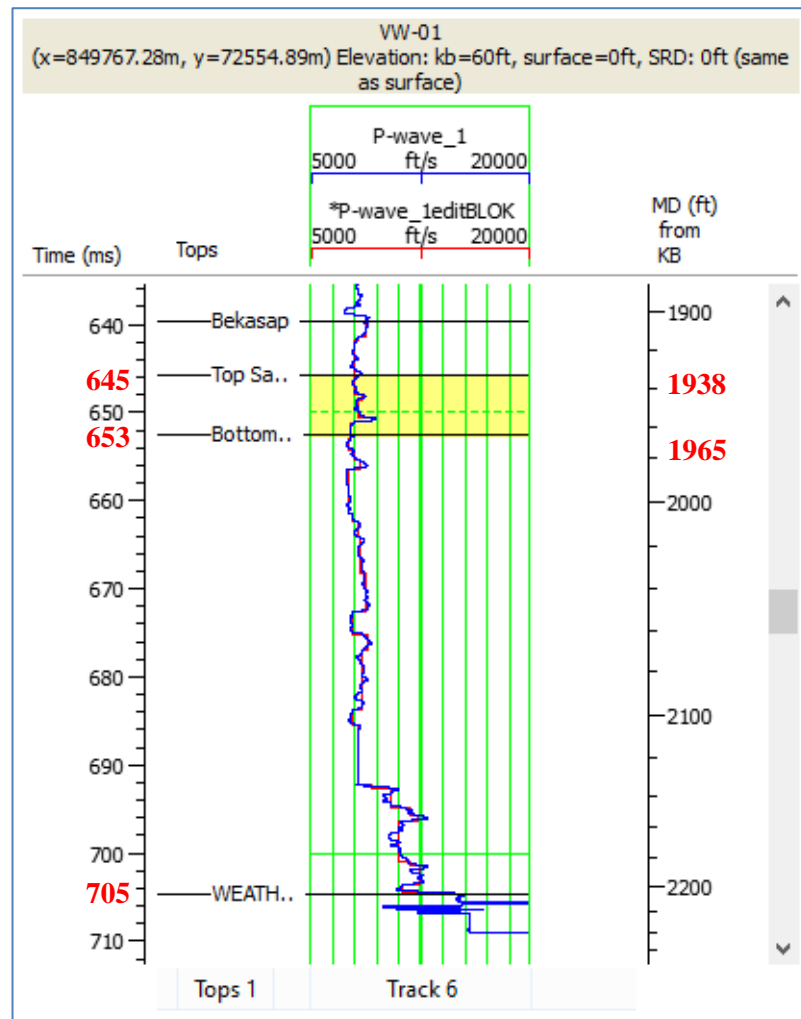
**Gambar 5.3** Crossplot antara Densitas dan Gamma Ray (Sumur VW-01 dan DW-17)



**Gambar 5.4.** Crossplot antara Porositas dan AI (A) dan Densitas dan P-Wave( B) (Sumur VW-01 dan DW-17)

### 5.1.3 Analisa *Tuning Thickness*

Analisa ini dilakukan untuk mengetahui ketebalan *tuning* yang dimiliki data seismik lapangan Kanaka sebagaimana yang telah dijelaskan sebelumnya pada pembahasan resolusi vertikal seismik. Diketahui kecepatan gelombang pada zona target TBF hingga BBF sebesar 8830 ft/s. Sedangkan frekuensi dominan yang diperoleh dari analisa spektrum gelombang senilai 15.6 Hz.

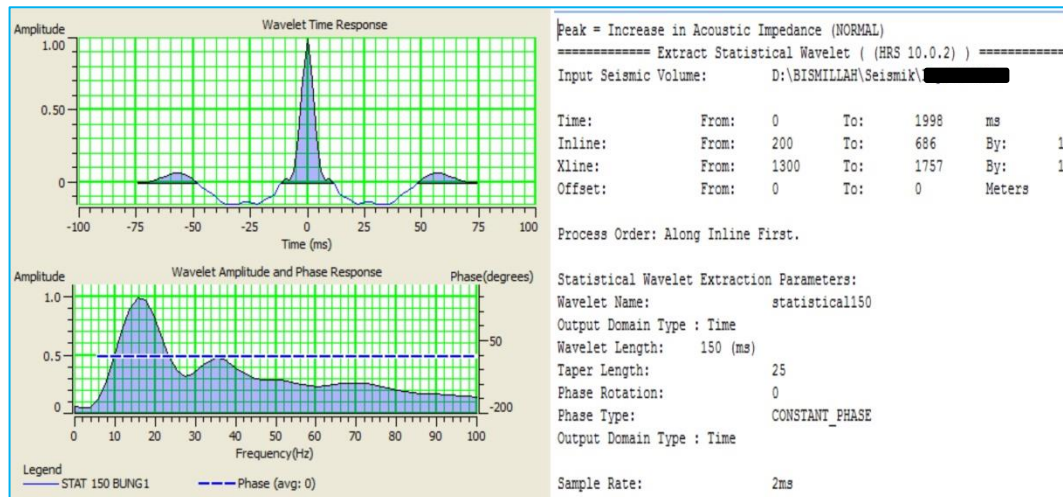


**Gambar 5.5.** Parameter dalam analisa *tuning thickness* Sumur VW-01

Dari gambar 5.5 maka diperoleh panjang gelombang ( $\lambda$ ) 566 ft dan ketebalan *tuning* seismik ( $\lambda/4$ ) adalah 140 ft, sementara itu ketebalan reservoir batupasir pada lapangan Kanaka hanya sekitar  $\pm 40$  ft sehingga lapisan tipis tidak dapat terbaca dengan baik. Karena apabila suatu lapisan mempunyai ketebalan kurang dari ketebalan *tuning* maka refleksi bidang bawah dan atasnya akan terlihat seperti bidang reflektor tunggal.

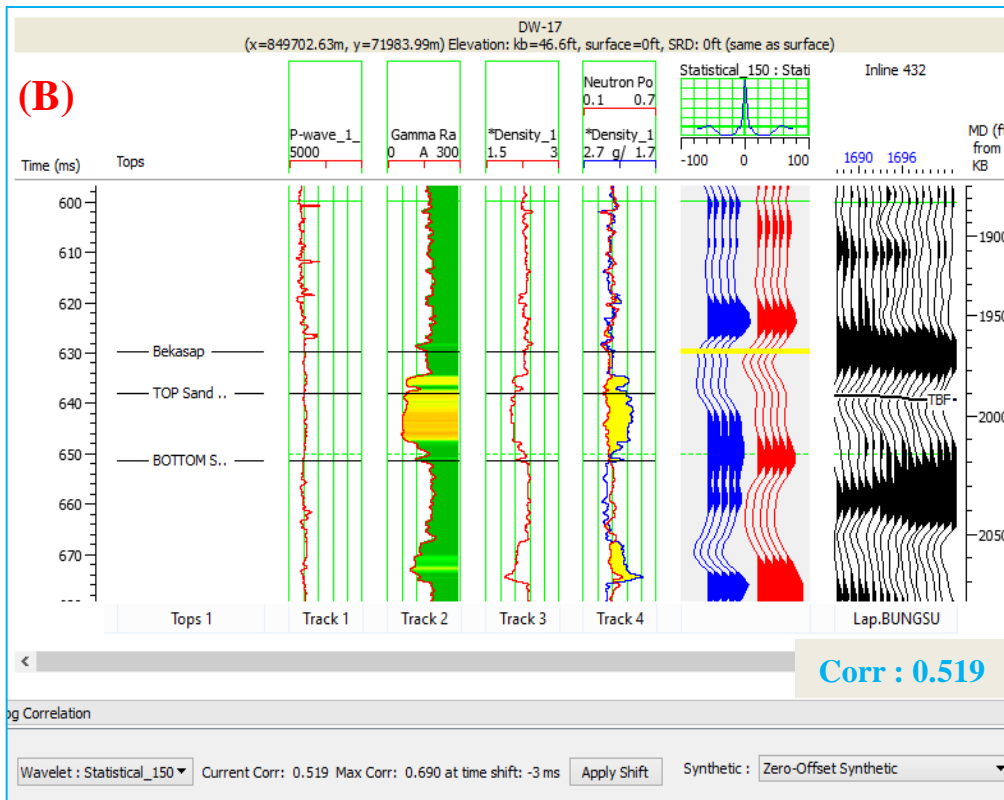
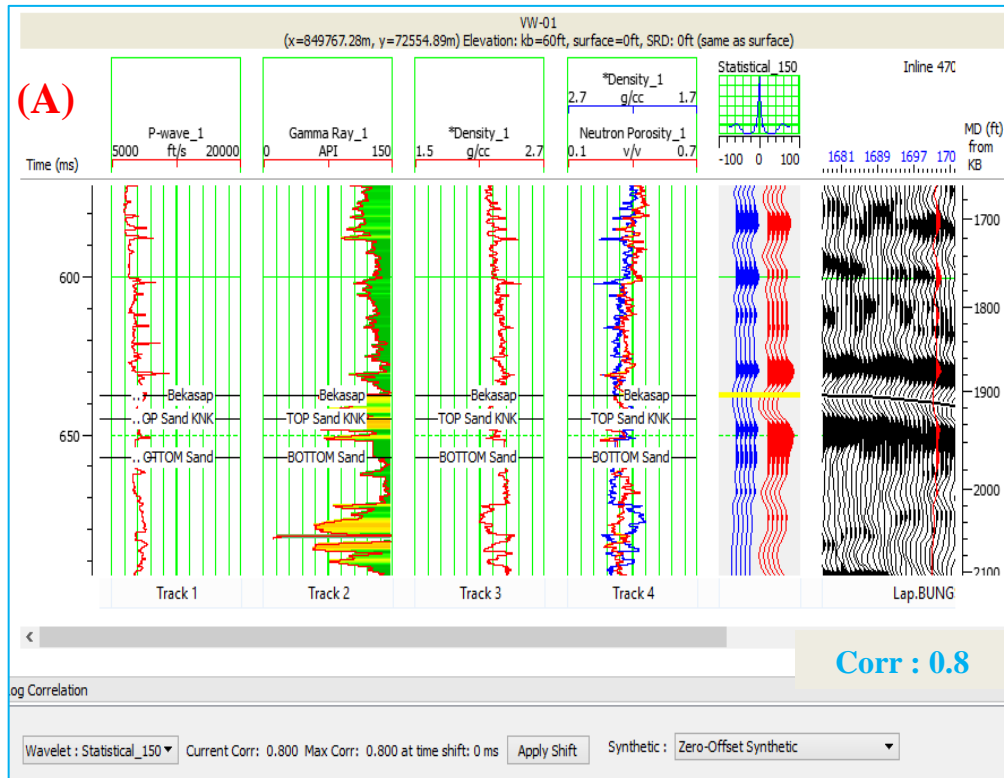
#### 5.1.4 Ekstraksi Wavelet dan Well Seismic Tie

Tahapan ini merupakan tahapan penting dalam melakukan inversi seismik. Parameter keberhasilan pengikatan data sumur terhadap seismik dapat dilihat dari tingginya nilai korelasi serta kecocokan antara seismogram sintetik dan *trace* seismik. Maka dari itu pemilihan jenis wavelet dan ekstraksi wavelet sangat berpengaruh pada hasil pengolahan. Penelitian ini hanya menggunakan satu *wavelet* konstan yaitu *wavelet statistical\_150* dengan nilai korelasi yang baik dibanding jenis *wavelet* lainnya. *Wavelet statistical* merupakan *wavelet* yang diekstraksi dari volume data seismik itu sendiri. Parameter yang digunakan dapat dilihat pada **Gambar 5.6**. Selain *statistical*, ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan cara *bandpass*, *ricker* dan *using well*.



**Gambar 5.6.** *Wavelet Statistical 150*

Berikutnya, melakukan konvolusi antara *coefisien Reflector* dari data sumur dan *wavelet* hingga menghasilkan *synthetic seismogram*. Proses selanjutnya dikenal sebagai proses *well seismic tie* dimana data seismik diikat menggunakan data sumur sehingga berada pada keadaan yang sebenarnya. Proses WST merupakan tahapan yang paling berpengaruh terhadap hasil akhir inversi seismik sehingga perlu dilakukan dengan sebaik mungkin. Parameter dalam proses WST tidak lain berupa nilai korelasi yang dihasilkan oleh kecocokan pengikatan data. Pada proses WST terdapat fitur *stress/squeez* dan *shift data*. Penggunaan fitur-fitur tersebut memiliki resiko mengubah data apabila dilakukan dengan tidak benar. Maka perlu dilakukan analisa mendetail pada saat WST dengan toleransi resiko terbaik.



**Gambar 5.7.** Proses WST Sumur VW-01 (A) dan sumur DW-17 (B)

### 5.1.5 Analisis Inversi *Model Based*

**Gambar 5.8** merupakan model initial yang dibentuk berdasarkan ekstrapolasi nilai AI sumur dan horizon, model tersebut dibangun berdasarkan parameter sebagai berikut :

Sumur : VW-01 dan DW-17

Log : *P-wave log* dan *Density log*

Horizon : Top Bekasap Formation (TBF) & Bottom Bekasap Formation (BBF)

Berdasarkan model initial tersebut, zona prospek reservoir batupasir berada dibawah TBF horizon. Impedansi tinggi digambarkan dengan warna biru hingga ungu sedangkan impedansi rendah digambarkan dengan warna kuning hingga *orange*. Setelah pembuatan model initial maka dilakukan pre-analysis inversion (**Gambar 5.9**). Pada proses ini didapat nilai korelasi sebesar 0.98 dan *error* 0.2 menggunakan metode inversi *model based*. Adapun parameter yang diinput pada saat proses *pre-analysis* sebagai berikut :

*Constraint* : *Hard Constraint*

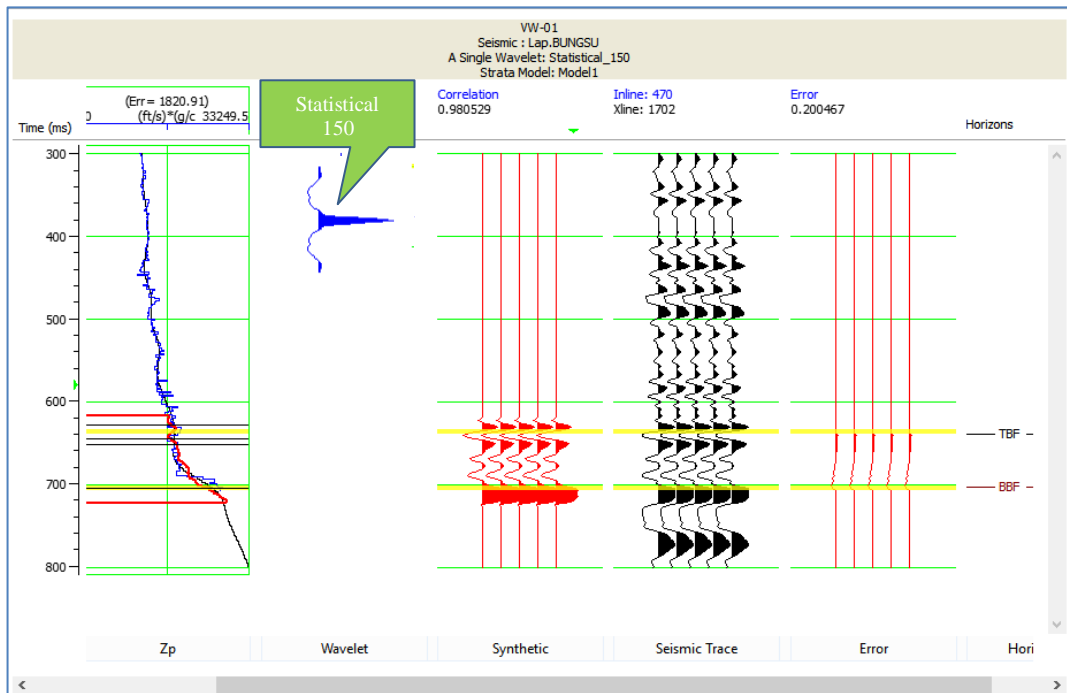
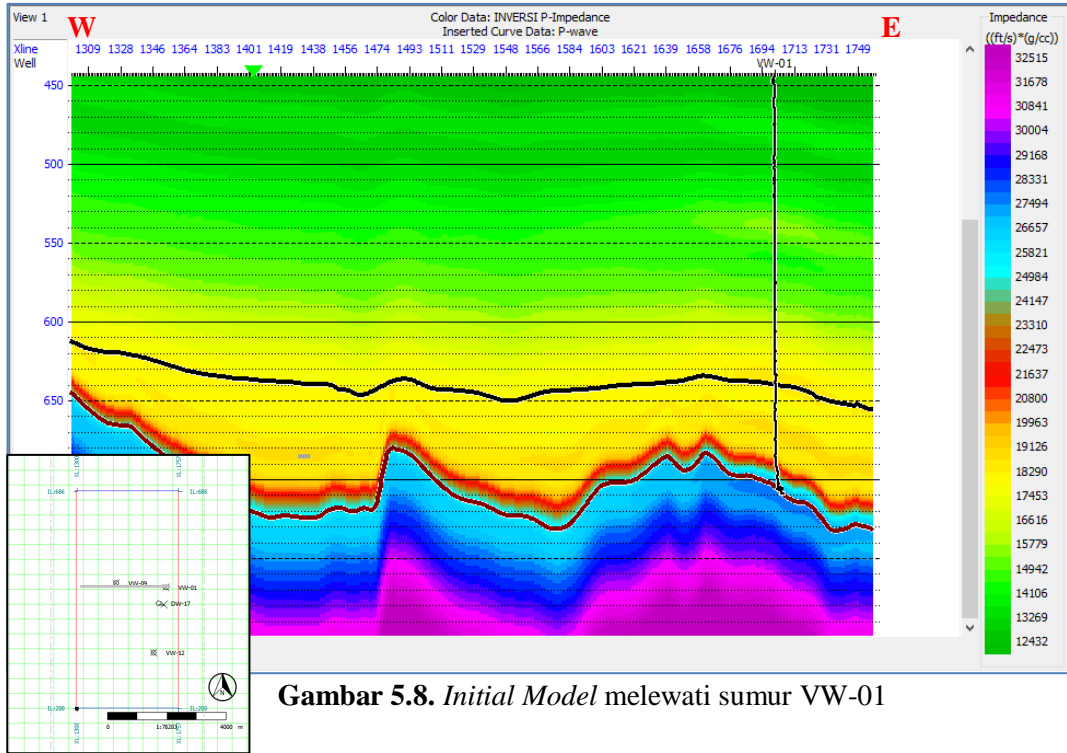
*Maximum Amplitude* : 50 % (*Lower 50% & Upper 50%*)

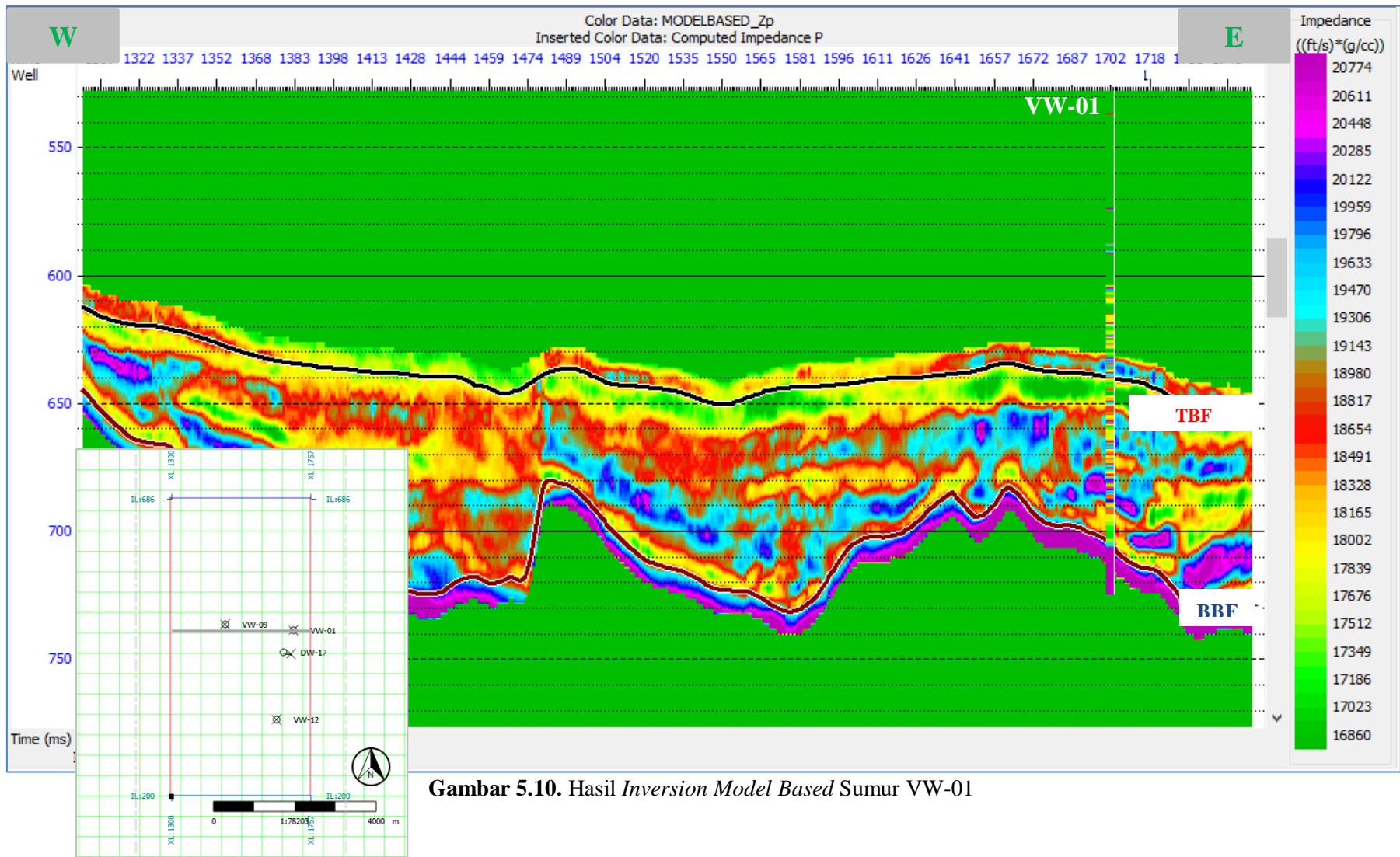
*Average Block Size* : 2 ms

*Prewhitening* : 1 %

*Iteration* : 4

Setelah dilakukan proses *pre-analysis*, didapat hasil inversi *model based* dapat dilihat pada **Gambar 5.10**. Pada hasil inversi model based, didapat range nilai akustik impedansi sumur VW-01 lapangan Kanaka berkisar antara 16.860 ((Ft/s)\*(g/cc)) hingga 20.774 ((Ft/s)\*(g/cc)). Zona target reservoir batupasir yang berada dibawah TBF horizon menunjukkan nilai impedansi rendah ditandai dengan warna hijau hingga kuning. Sedangkan impedansi akustik yang tinggi ditunjukkan dengan warna biru hingga ungu diinterpretasikan sebagai litologi batulempung. Batupasir poros mengandung hidrokarbon akan mengurangi kecepatan gelombang dan massa jenis batuan tersebut. Terdapat beberapa bagian warna pada sumur dan penampang AI yang kurang representatif. Hal ini kemungkinan disebabkan oleh tingginya kandungan lempung pada kedalaman tersebut yang dapat mempengaruhi kesensitifan pembacaan *P-wave log*.





Gambar 5.10. Hasil Inversion Model Based Sumur VW-01



### 5.1.6 Analisis Attribute Seismic

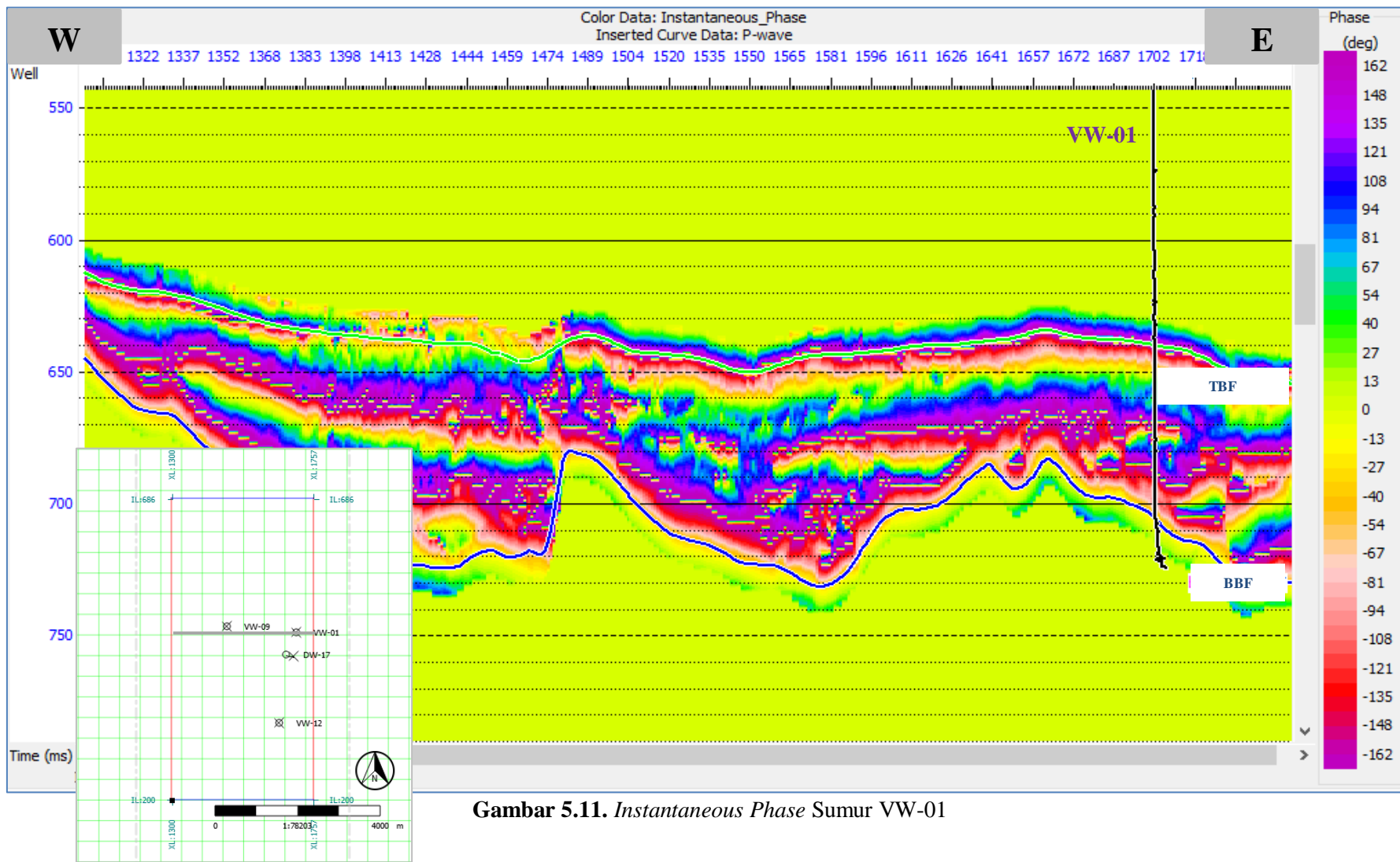
Berhubung dengan keterbatasan fitur pada *software*, maka pada penelitian ini hanya menggunakan 3 jenis atribut turunan amplitudo yaitu *attribute envelope*, *root mean square* (RMS) dan *instantaneous phase*. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, dalam interpretasi *instantaneous phase* digunakan untuk melihat kontinuitas lapisan secara lateral, ketidakmenerusan, batas sekuen, konfigurasi perlapisan, dan digunakan untuk menghitung kecepatan fasa.

Maka dapat dilihat pada **Gambar 5.11.** dimana terlihat kemenerusan dan tidak kemenerusan perlapisan batuan yang terdapat pada penampang seismik atribut sumur VW-01. Namun jenis atribut ini kurang representatif dalam memberikan informasi seputar litologi daerah telitian sehingga perlu dilakukan atribut seiamik tambahan seperti *attribute envelope*.

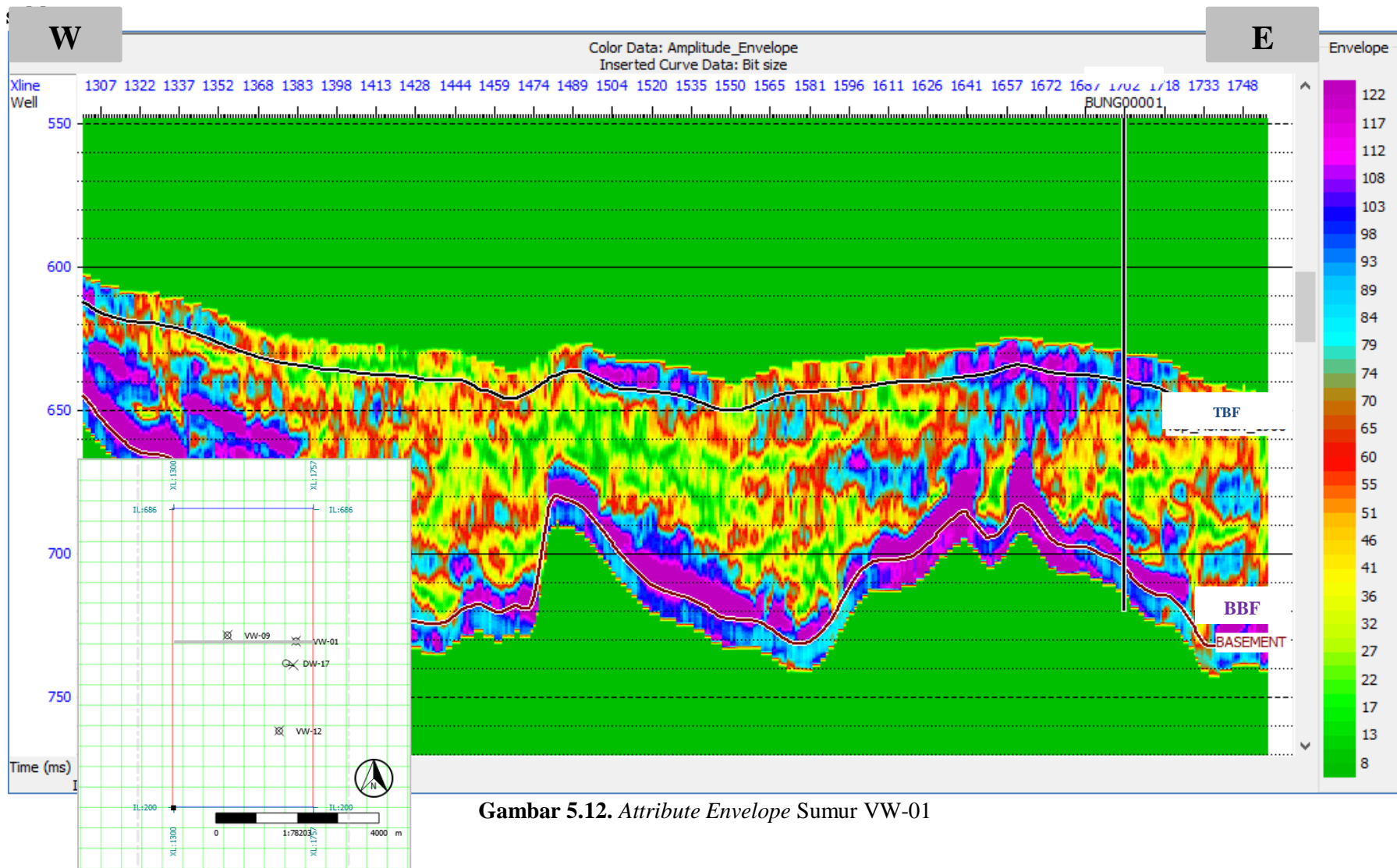
*Attribute envelope* atau yang lebih dikenal dengan kuat refleksi (*Refleksion Strenght*) merupakan akar dari energi total sinyal seismik yang terjadi pada waktu sesaat. Pada **Gambar 5.12.** nilai amplitudo besar dengan *range* nilai 85-122 ditandai dengan warna biru hingga ungu berada pada zona target reservoir batupasir. Hal ini disebabkan karna terjadi kontras impedansi disekitarnya sehingga mengakibatkan batupasir impedansi rendah memiliki nilai amplitudo tinggi. *Attribute envelope* juga memiliki kelemahan yakni kurang baik digunakan intuk interpretasi perubahan sekuen maupun kemenerusan lapisan.

*Root Mean Square* (RMS) merupakan atribut yang paling sering digunakan dalam mengidentifikasi keberadaan DHI (**Gambar 5.13**). Atribut ini sangat sensitif terhadap nillai amplitudo yang ekstrim karena dalam persamaannya (3.2) nilai amplitudo diakarkan sebelum dirataratakan. RMS berguna untuk identifikasi perubahan litologi yang ekstrim seperti pada kasus pasir gas dan *chanel deltaic*.

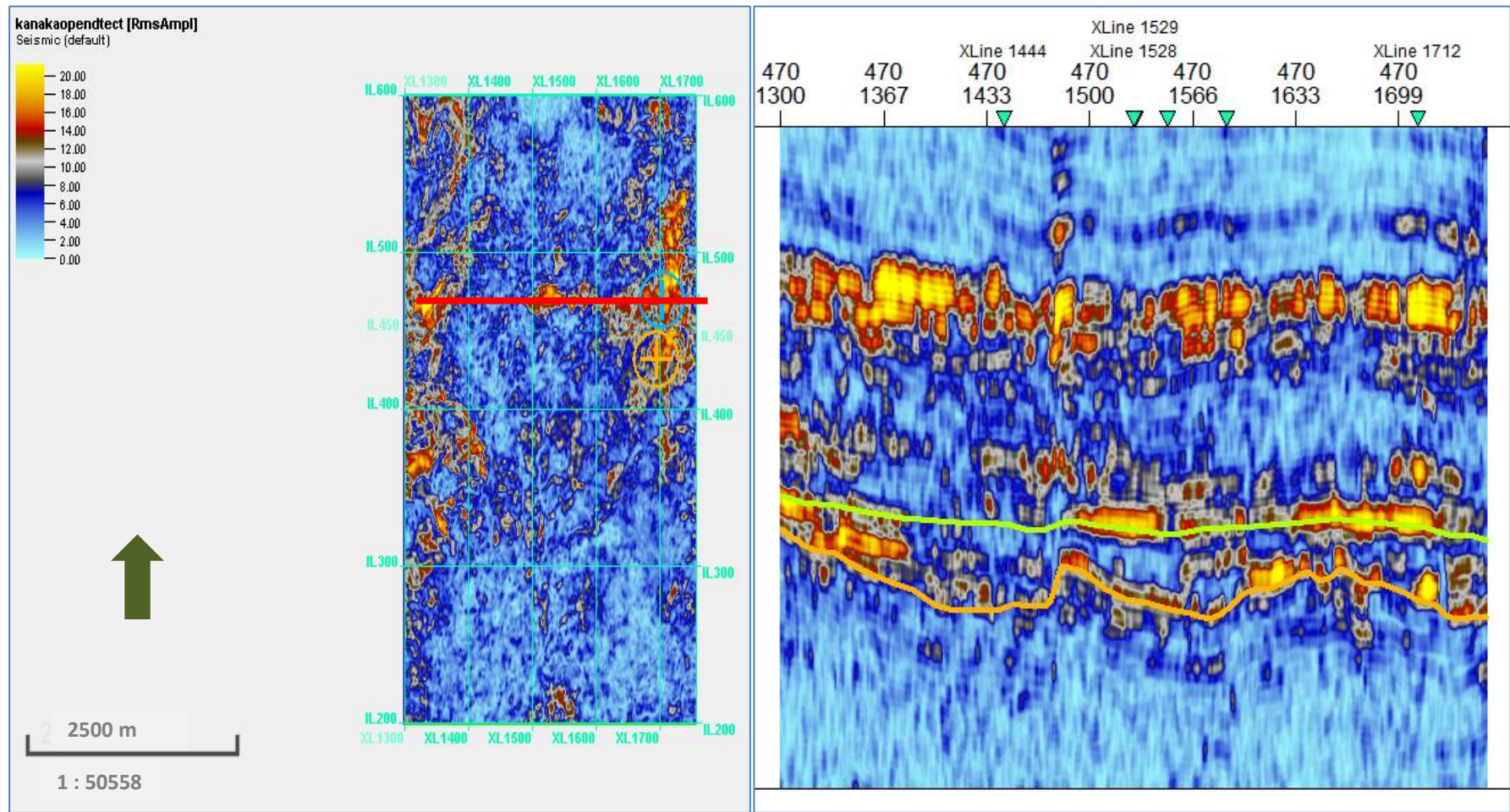
Ketiga jenis atribut ini digunakan dengan tujuan dapat saling mendukung dalam memberikan informasi seputar zona target. Maka digunakan *attribute envelope* dan RMS untuk memberikan informasi sebaran litologi dan *instantaneous phase* untuk melihat kemenerusan perlapisan batuan.



Gambar 5.11. Instantaneous Phase Sumur VW-01



Gambar 5.12. Attribute Envelope Sumur VW-01

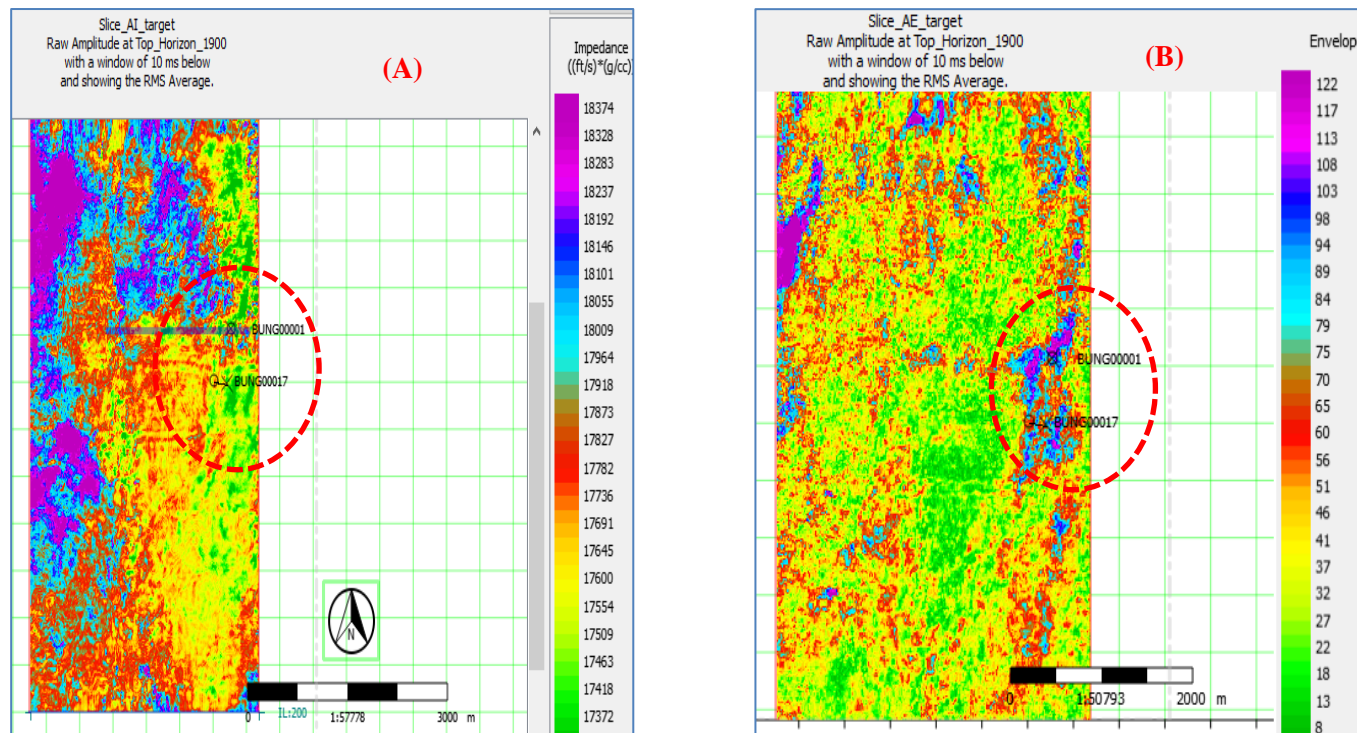


**Gambar 5.13.** Attribute RMS Pada VW-01

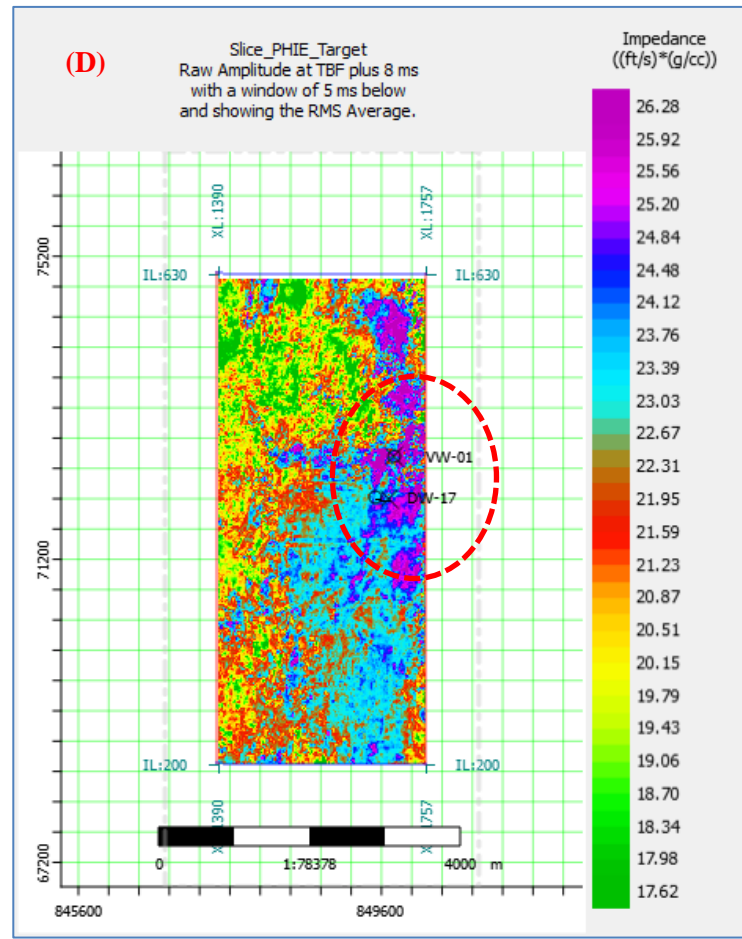
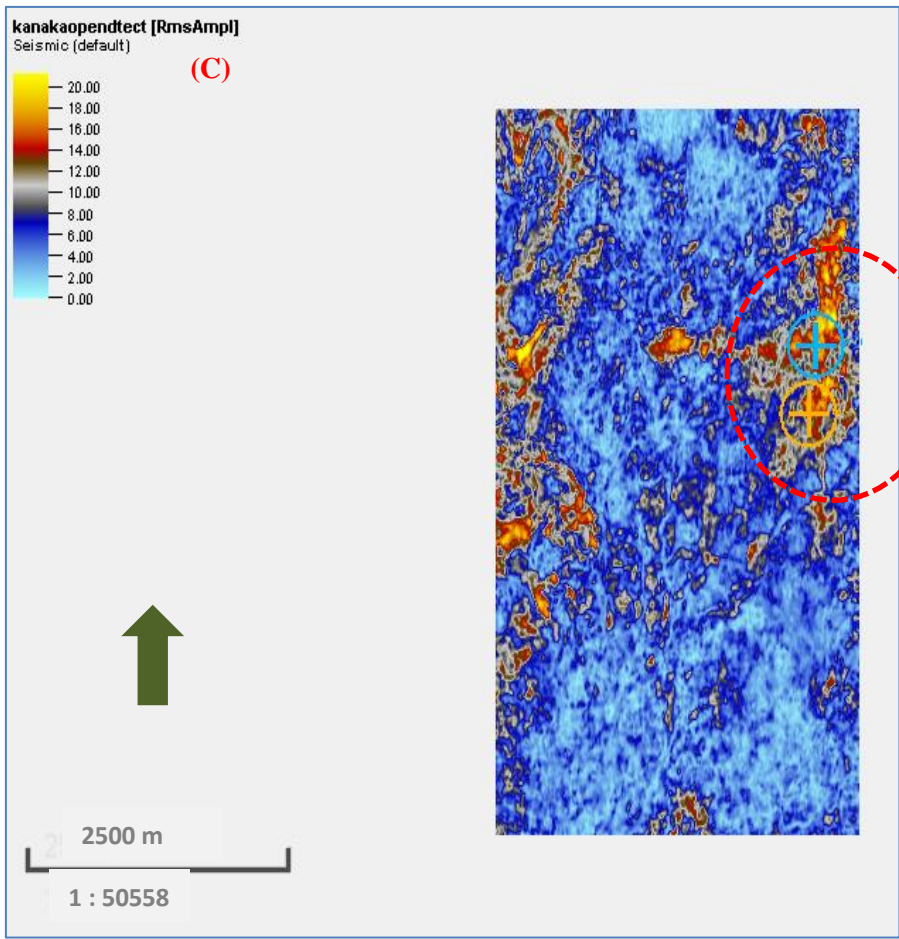
## 5.2. Interpretasi

### 5.2.1 Interpretasi Geologi

Dari hasil pengolahan data penelitian ini menghasilkan beberapa penampang dan peta *slicing*, diantaranya : inversi akustik impedansi (AI), *atribute envelope*, RMS dan porositas (PHIE).



Gambar 5.14. Slicing AI (A) dan Slicing attribute envelope (B)



Gambar 5.15. Slicing RMS (C) dan Slicing Porositas (D)

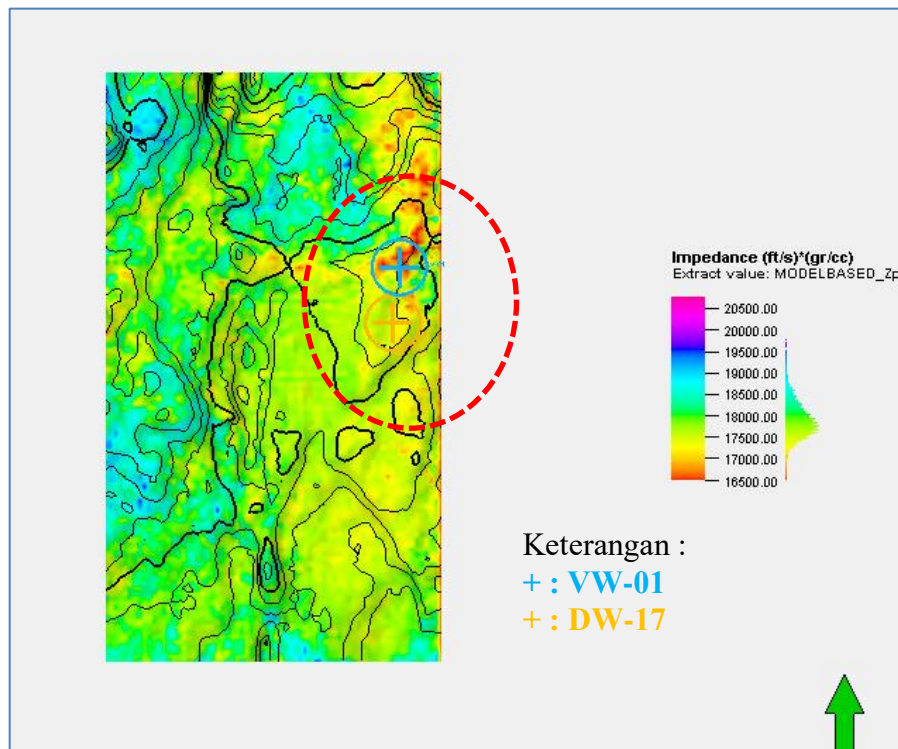
Pada gambar 5.14 terdapat 2 hasil *slicing* yang dilakukan pada horizon zona target yaitu *slicing* inversi AI dan *slicing* atribut *envelope*. Dapat dilihat bahwa sebaran nilai AI rendah (*range* nilai 16.860 – 18.654 ((ft/s)\*(g/cc))) yang diinterpretasikan sebagai batupasir poros tersebar luas disepanjang bagian timur peta. Sedangkan sebaran amplitudo zona prospek yang digambarkan oleh *slicing* atribut *envelope* kurang lebih sama dengan *slicing* inversi AI yaitu disepanjang bagian timur peta namun *spot* penyebaran semakin menyempit. Hal tersebut cocok dengan tujuan penggunaan atribut seismik pada penelitian ini supaya dapat mempersempit ambiguitas zona prospek dan memperoleh hasil yang lebih detail.

Pada gambar 5.15, dilakukan *slicing* atribut RMS guna mendukung interpretasi mengenai sebaran litologi dan keberadaan DHI. Pada *slicing* atribut RMS, teridentifikasi adanya DHI disekitar sumur pemboran baik sumur VW-01 maupun sumur DW-17. Hal ini didukung oleh *slicing* porositas yang menggambarkan luasan sebaran batuan dengan ruang pori besar pada lapangan ini (*range* nilai 17.62% - 26.28%).

Dari hasil yang diperoleh dapat ditarik kesimpulan bahwa lapangan Kanaka memiliki batuan reservoir yang baik untuk dieksplorasi. Terbukti dengan didapati batuan pasir poros dengan nilai AI rendah yang berkemungkinan besar mengandung hidrokarbon tersebar disepanjang bagian Timur lapangan Kanaka.

### 5.2.2 Analisis Penyebaran Zona Hidrokarbon

Analisa penyebaran zona target yang diindikasikan sebagai wilayah terakumulasinya hidrokarbon yang dilakukan dengan cara meng-*overlay* nilai impedansi akustik terhadap *time migration* dari horizon TBF (*Top Bekasap Formation*). Tujuan dari dilakukannya *overlay* peta ini guna melihat pola penyebaran zona hidrokarbon pada lapangan Kanaka. Interval kontur dari peta *time migration* dibuat sebesar 5 ms. Adapun pola penyebaran hidrokarbon dapat dilihat pada **Gambar 5.16** berikut ini.

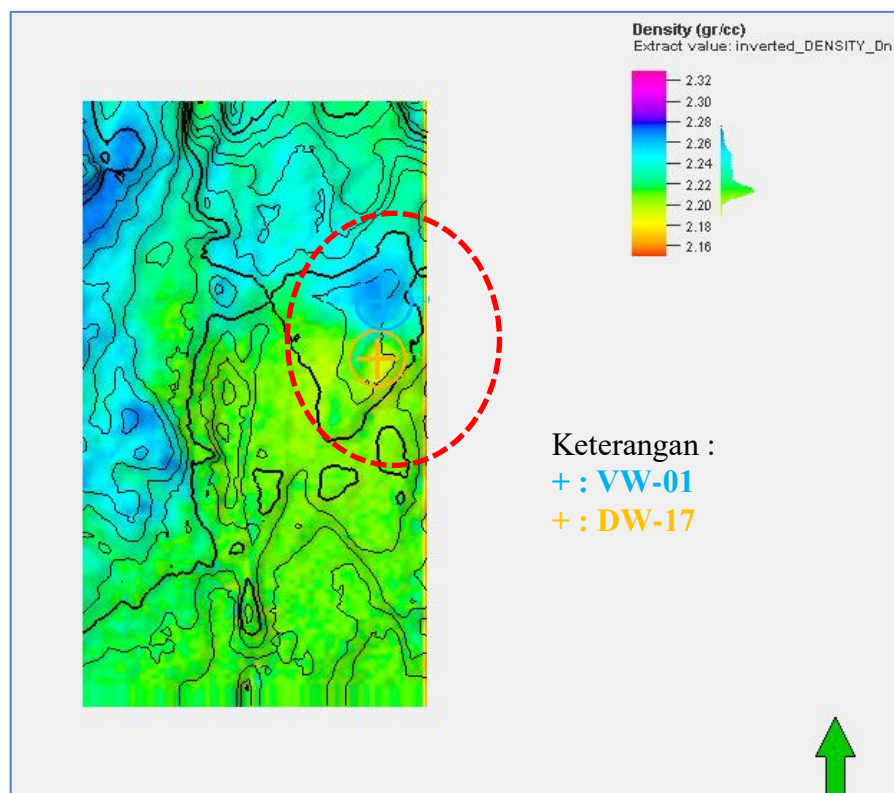


**Gambar 5.16.** Peta penyebaran impedansi akustik secara lateral pada *Top Bekasap Formation* (TBF)

Dari gambar tersebut, dapat dilihat bahwa sumur VW-01 dan DW-17 berada pada daerah tinggian yaitu sebelah timur peta. Daerah tinggian tersebut diindikasikan sebagai sebuah struktur berupa antiklin. Keberadaan dari kedua sumur tersebut memiliki nilai impedansi akustik rendah yang ditunjukkan dengan warna merah – hijau. *Range* nilai impedansi akustik rendah sekitar 16.500 – 18.000 (ft/s)\*(gr/cc) yang diinterpretasikan sebagai zona target terakumulasinya hidrokarbon.



Agar lebih meyakinkan hasil dari penelitian maka dilakukan *overlay* kembali antara nilai densitas terhadap *time migration* dari horizon TBF. Dengan parameter interval kontur yang sama yakni 5 ms maka diperoleh hasil berupa peta penyebaran densitas seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 5.17**. Berdasarkan analisa, sumur VW-01 dan DW-17 berada pada daerah tinggian yaitu sebelah timur peta. Sumur VW-01 memiliki nilai densitas sedang dengan *range* nilai sebesar 2.22 – 2.28 (gr/cc). Sedangkan sumur DW-17 memiliki nilai densitas yang sangat rendah yaitu sebesar 2.16 – 2.22 (gr/cc).

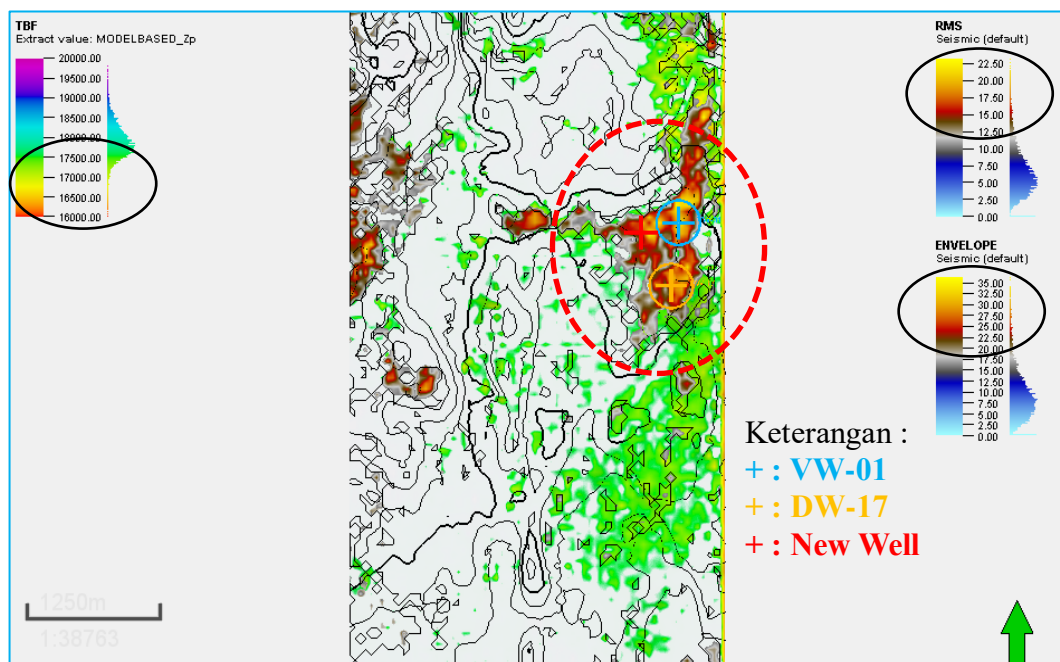


**Gambar 5.17.** Peta penyebaran densitas secara lateral pada *Top Bekasap Formation* (TBF)

Berdasarkan kedua hasil dari *overlay* peta tersebut diatas, maka dapat disimpulkan bahwa zona prospek hidrokarbon ditunjukkan dengan nilai *low impedance* dan *low density*. Zona prospek tersebut berada pada daerah tinggian disekitar lereng yang terletak tepat dibawah dari horizon *Top Bekasap Formation* (TBF). Daerah tinggian tersebut diidentifikasi sebagai sebuah lipatan antiklin yang berfungsi sebagai perangkap (*Trap*) yang merupakan salah satu komponen utama dari *petroleum system*.

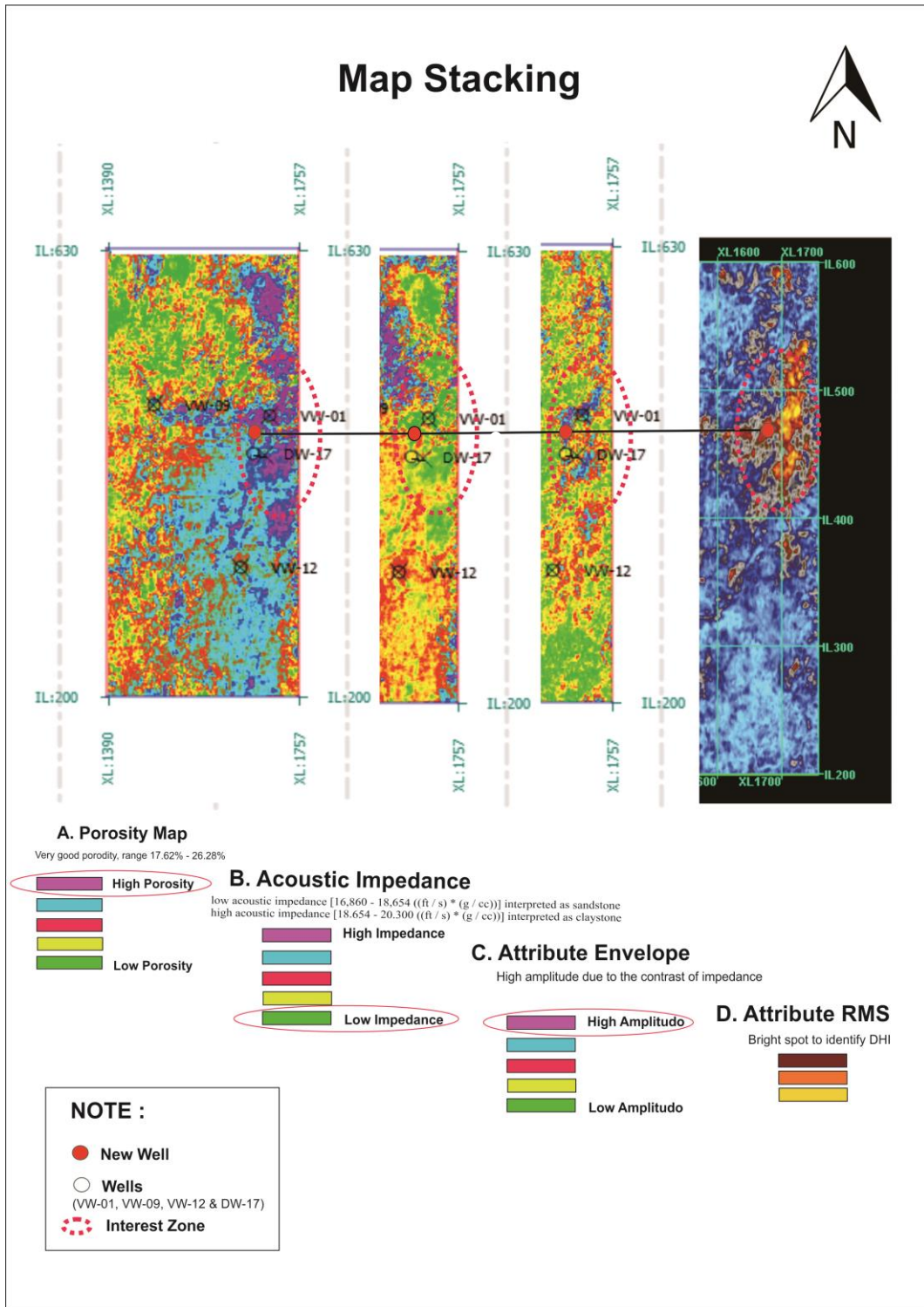
### 5.2.2 Perencanaan Sumur Baru

Dalam merencanakan letak sumur baru, penulis mengaitkan dan menyantumkan beberapa hasil pengolahan yang ditampilkan secara *overlay* (Gambar 5.18) maupun *stacking* (Gambar 5.19) sebagai dasar pertimbangan. Penarikan kesimpulan mengenai usulan letak sumur eksplorasi dilakukan dengan melihat pola penyebaran nilai impedansi akustik rendah ( $16.860 - 18.654$  ((ft/s)\*(g/cc))) yang diinterpretasikan sebagai reservoir batupasir, didukung oleh pola distribusi porositas yang sangat baik dengan range nilai  $17,26 - 26,28$  (%), serta dipersempit dengan sebaran atribut amplitudo seismik (*Envelope* dan *RMS*) sehingga didapat zona prospek sumur baru yang lebih terperinci. *Zona interest* lokasi sumur usulan digambarkan dengan simbol berupa lingkaran dengan garis putus-putus.

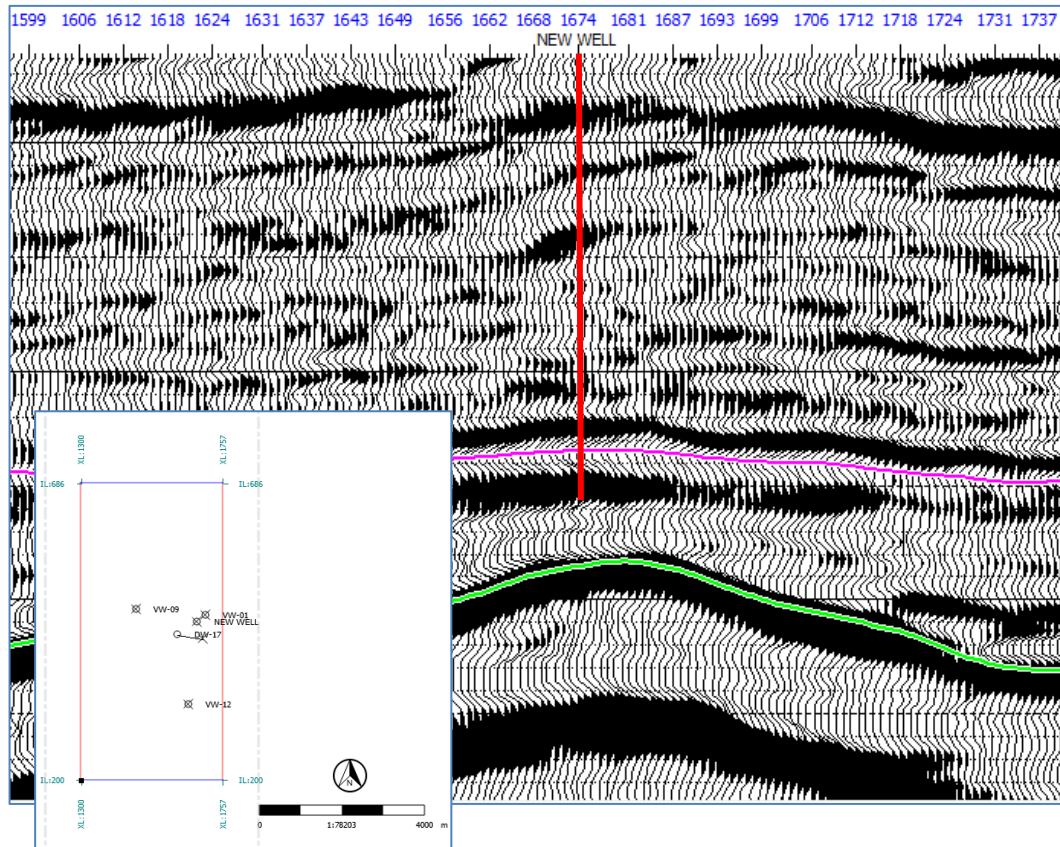


**Gambar 5.18.** *Overlay* Peta distribusi Akustik Impedansi, Atribut Amplitudo RMS dan *Envelope*

Pada gambar terlihat jelas distribusi dari nilai akustik impedansi rendah dan amplitudo ekstrim dengan pola yang menyerupai. Lokasi usulan sumur pengembangan berada diantara sumur VW-01 dan DW-17. Kedua sumur yang telah ada diharapkan dapat digunakan pengontrol sekaligus acuan. Usulan sumur berada berada disekitar *inline* 459 *xline*1674 atau koordinat X : 849555.41 Y: 72385.87 (Gambar 5.18).

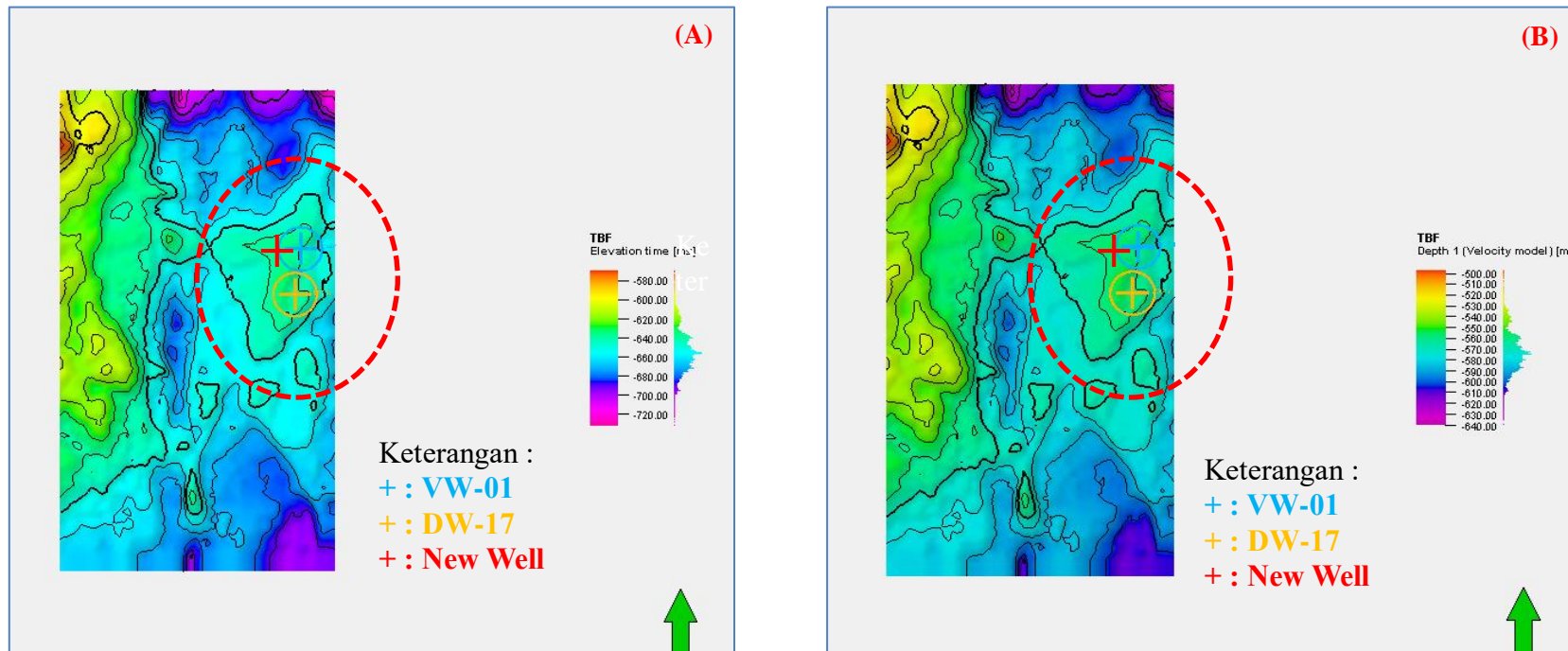


**Gambar 5.19.** Perencanaan usulan sumur baru berdasarkan penyebaran nilai porositas (A), AI (B), *Attribute Envelope* (C) dan RMS (D).



**Gambar 5.20.** Penampang seismik dan *basemap* dengan usulan sumur pengembangan

Selain dari peta-peta diatas, penulis juga menyantumkan peta *time* dan *depth structure* pada horizon TBF guna mengetahui kondisi elevasi bawah permukaan. Dari peta *time* dan *depth* tersebut, dapat diketahui bahwa lokasi usulan sumur pengembangan berada pada *time*  $\pm 640$  ms dan *depth*  $\pm 550$  m. Nilai-nilai tersebut dapat digunakan untuk membantu dalam merepresentasikan lokasi sumur pengembangan secara detail (Gambar 5.20).



**Gambar 5.21.** Time Structure Maps (A) dan Depth Structure Maps (B)

Dari gambar 5.21 dapat diketahui bahwa lokasi usulan sumur baru berada pada tinggian atau struktur berupa antiklin. Diinterpretasikan bahwa struktur tersebut merupakan suatu jebakan stuktural. Sebagaimana yang telah dibahas dalam Teori pelampungan (oleh Koesoemadinata, 1980) menerangkan mekanisme pergerakan minyak bumi karena adanya perbedaan berat jenis minyak bumi dan air. Suatu gumpalan minyak dalam air akan selalu melambung mencari tempat yang lebih tinggi. Gumpalan ini kemudian bergerak ke atas mengikuti kemiringan penyekat batuan reservoir.

## BAB VI

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 6.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil pengolahan dan interpretasi dari penelitian Lapangan Kanaka yang terletak pada cekungan Sumatera Tengah, Maka dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut :

- Reservoir batupasir pada lapangan Kanaka berada pada Formasi Bekasap, dengan tebalan reservoir  $\pm 40$  ft. Persebaran batupasir yang berpotensi sebagai reservoir berada pada bagian bawah dari horizon TBF pada kedalaman sekitar 1930-1970 ft atau pada *time* 645 – 653 ms.
- Nilai impedansi akustik batupasir sebesar 16.860 – 18.654 ((ft/s)\*(g/cc)) dan batulempung sebesar 18.654 – 20.300 ((ft/s)\*(g/cc)). Pola persebaran nilai akustik rendah dan nilai densitas rendah tersebar pada bagian Timur daerah telitian.
- Pada penampang *atribute envelope*, reservoir batupasir ditunjukkan dengan range nilai amplitudo yang tinggi dan ditandai dengan warna ungu. Atribut RMS menunjukkan zona-zona *brightspot* dengan pola yang hampir sama dengan atribut *envelope* Sedangkan *Instantaneous Phase* digunakan untuk melihat kemenerusan dari lapisan batuan dan indikasi awal keberadaan DHI.
- Sumur pengembangan diusulkan berada disekitar *inline 459 xline1674* atau pada X: 849555.41 Y: 72385.87, yang mengacu pada nilai AI, densitas, hasil analisis atribut seismik (*Envelope* dan RMS) serta peta *time depth structure*.

#### 6.2 Saran

1. Kondisi seismik yang baik akan berpengaruh pada hasil akhir inversi, untuk itu disarankan agar QC selama *seismic processing* dilakukan dengan baik.
2. Dilakukan analisa *detail log* sumur, terutama log Sonik (DT) serta penambahan data sumur sebagai pengontrol.
3. Penggunaan metode inversi dan atribut yang berbeda guna menambah informasi.

## DAFTAR PUSTAKA

- Barnes, A.E. 1999. *Seismic attributes past, present, and future : 69th Annual Internat. Mtg, Soc. Expl. Geophys. Expanded Abstracts*, 892-895
- Boggs, Sam. 2009. *Petrology of Sedimentary Rocks*. Cambridge University Press, New York.
- Brown, A.R. 2000. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data : Fifth Edition*. AAPG Memoir 42 SEG Investigations in Geophysics, No. 9, Oklahoma
- Camerun, N.R., et al. 1982. *Geologi Map of Siak Sri Indrapura & TG. Tanjung Pinang, Sumatera*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Bandung. Indonesia
- Chevron Pacific Indonesia (Internal). 2011. *Basic Training Formation Evaluatin*. Jakarta
- Dawson, W.C., et al. 1997. *Regional Sequence Stratigraphy Correlation Central Sumatera*. CPI Intern Report
- Ellis, Darwin V., and Singer Julian M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists*. Netherlands
- Eubank, R.T., and Makki A.C. 1981 *Structural Geology of the Central Sumatra Basin*. Proceeding IPA, 10th Annual Convention, p. 285 – 317
- Fatkhurrochman, R. I. 2010. *Aplikasi Inversi AI Terhadap Karakterisasi Porositas Reservoar Lapangan IWR Cekungan Sumatera tengah*. Tesis UI, Jakarta
- Geertsma, J. 1966. *Problems of Rock Mechanics in Petroleum Production Engineering*. First Congress of International Society of Rock Mechanics, Lisbon, 585-594
- Harsono, A. 1997. *Pengantar Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta
- Haryoko, R. 2003. *Dasar Interpretasi Log*. Production Geologist Pertamina, Yogyakarta
- Heidrick, T.L. and Aulia K. A. 1993. *Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin Indonesia*. Proceeding IPA 22nd Annual Convention, p. 285 – 317.

- Heidrick, T.L., and Aulia K. A. 1996. *Regional Structural Geology : Chapter II. Petroleum Geology of the Central Sumatra Basin*, BKKA - Pertamina, Jakarta, Indonesia, p. 130-156
- Heidrick, T.L. and Aulia K. A. 1998. *Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin Indonesia*. Proceeding IPA 22nd Annual Convention, p. 285 – 317
- Heidrick, T.L., and Turlington, 1997, *Tectonic Model F-2 and F-3 in Central Sumatra Basin*, Internal Presentation at PT CPI, Tidak dipublikasikan.
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak Dan Gas Bumi Jilid I*. ITB. Bandung
- Mertosono S., and Nayoan G.A.S. 1974. *The Tertiary Basinal Area Of Central Sumatera*. Indonesian Petroleum Association, Proceeding 3<sup>th</sup> Annual Convention, Jakarta, p.63-76
- Partyka, G., Gridley, J. And Lopez, J. 1999. *Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization*. The leading Edge p353-360
- Pertamina BPPKA, 1996. *Petroleum Geology Of Indonesians Basin : Principles, Methods, And Application, Vol II : Central Sumatra Basins*. Pertamina BPPKA
- Pratiwi, Eny. 2012. *Analisa Persebaran Zona Hidrokarbon Berdasarkan Inversi Seismik Model Based Pada Weathering Basement Lapaangan “WS” Cekungan Sumatera Tengah*. Tesis UPN, Yogyakarta
- Pulunggono, A., and Cameron N.R. 1984. *Sumatra Microplates, their Characteristic and their Roll in the Evolution of the Central and South Sumatra Basins*: 13th Annual IPA Proceedings, v. 1, p. 121-143
- Rider, Malcolm. 1996. *The Geological Interpretation Of Well Logs Second Edition*. Scotland : Interprint Ltd
- Rob, S., and Mike, B., 2014. *Seismic Amplitude : An Interpreter’s handbook*. Cambridge University Press, New York
- Russell, B.H. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Calgary. Canada. Society of Exploration Geophysicist.

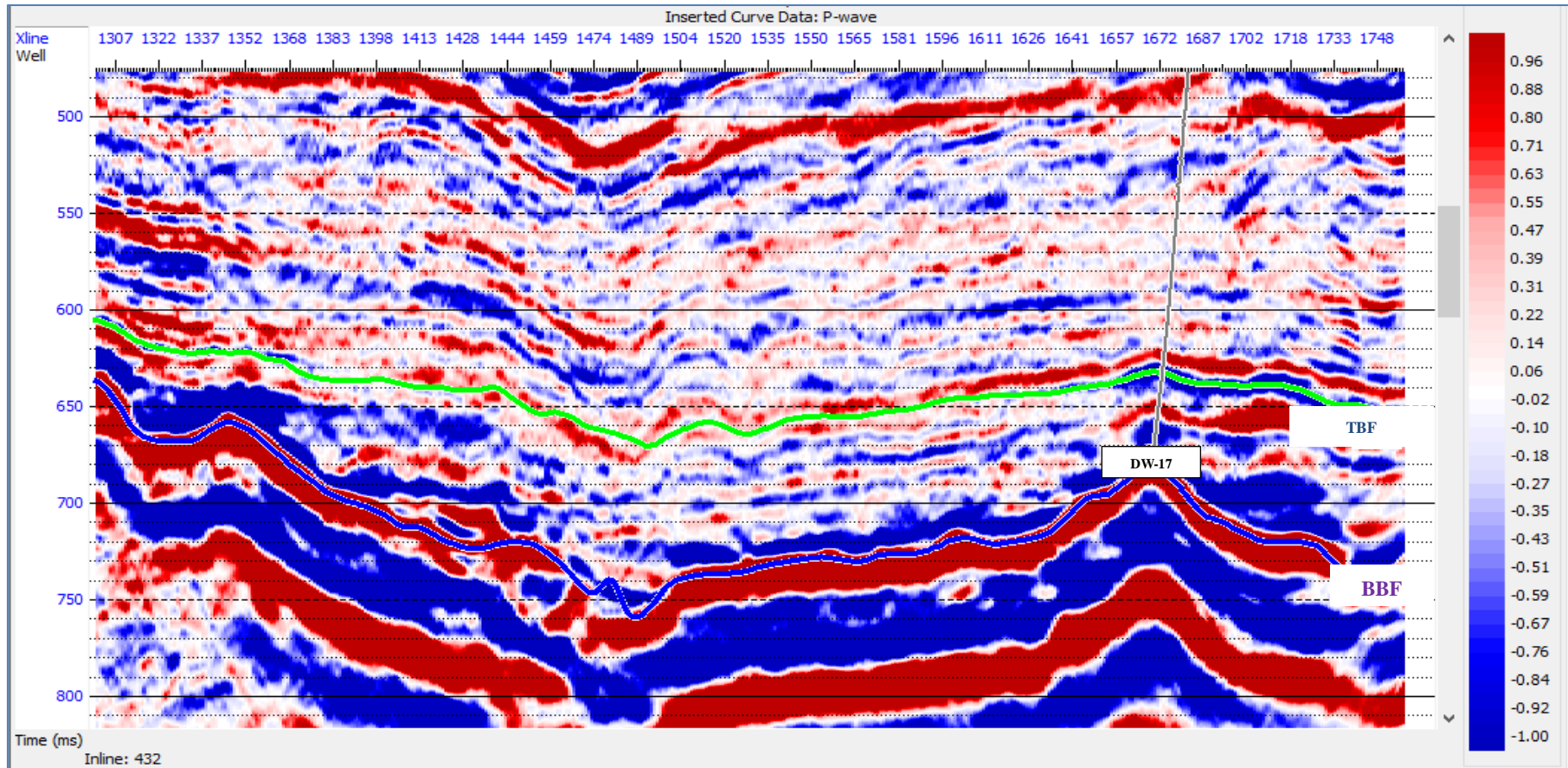


- Russell, B.H. 1991. *Introduction to Seismic Inversion Methods*, third edition, Volume 2, S.N. Domenico, Editor Course Notes Series
- Sheriff, R.E., and Geldart L.P. 1995. *Exploration Seismology*. Cambridge University Press, Second Edition
- Subiyanto, B., and Murhantoro E. 2004. *2D, 3D, And 4D Seismic For Oil And Gas Exploration-Workshop by PT. Caltex Pacific Indonesia*. Laboratorium Geofisika FMIPA Universitas Gadjah Mada. Yogyakarta
- Sukmono, S. 2001. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung : Bandung
- Sukmono, S. 2002. *Seismic Inversion & AVO Analysis for Reservoir Characterization*, Laboratorium Geofisika Reservoir, Program Studi Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung
- Sukmono S. 2007. *Seismic Attributes for Reservoir Characterization. Department of Geophysical Engineering*, FIKTM, Institut Teknologi Bandung
- Williams, H.H. 1985. *The Paleogene Rift Basin Source Rocks Of Central Sumatera*, Proceeding Indonesian Petroleum Association, 14th Annual Conversion P.57-90
- Yarmanto, Aulia, K., dan Mertani, B,. 1996. *Volume II : The Central Sumatera Basin, in Pertamina BPPKA (Foregin Contractors Ventures Development Body), ed, petroleum Geology of Indonesian Basin*.
- Yarmanto and Aulia K. 1998. *The Seismic Exprssion of Wrench Tectonic Central Sumatra Basin*. IAGI, Jakarta

# LAMPIRAN

# LAMPIRAN A

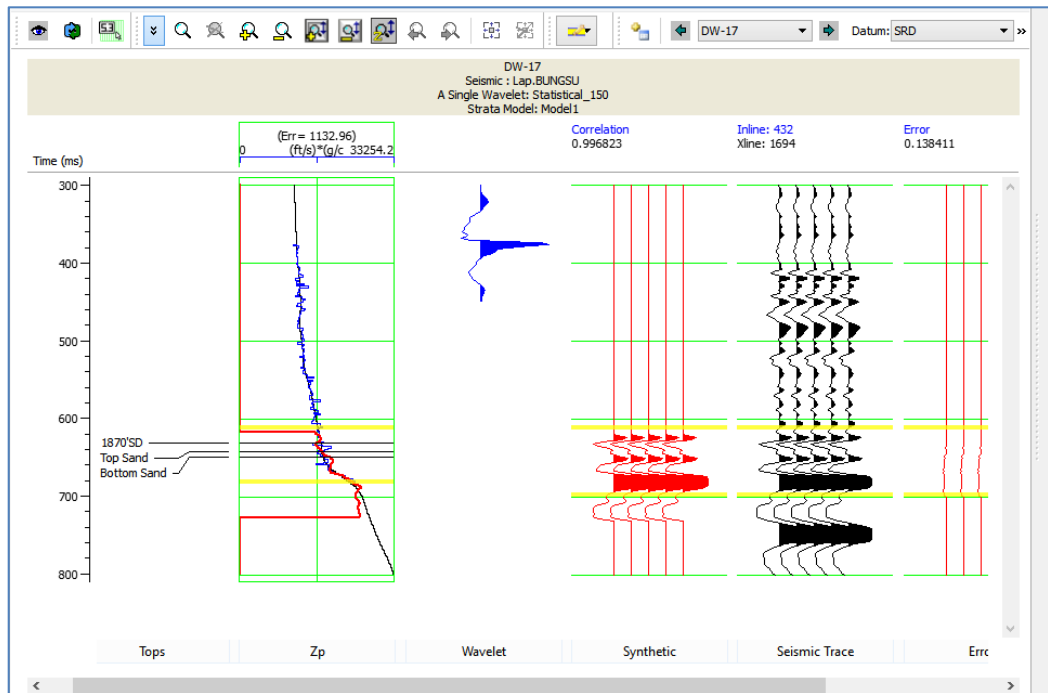
## Volume Seismik



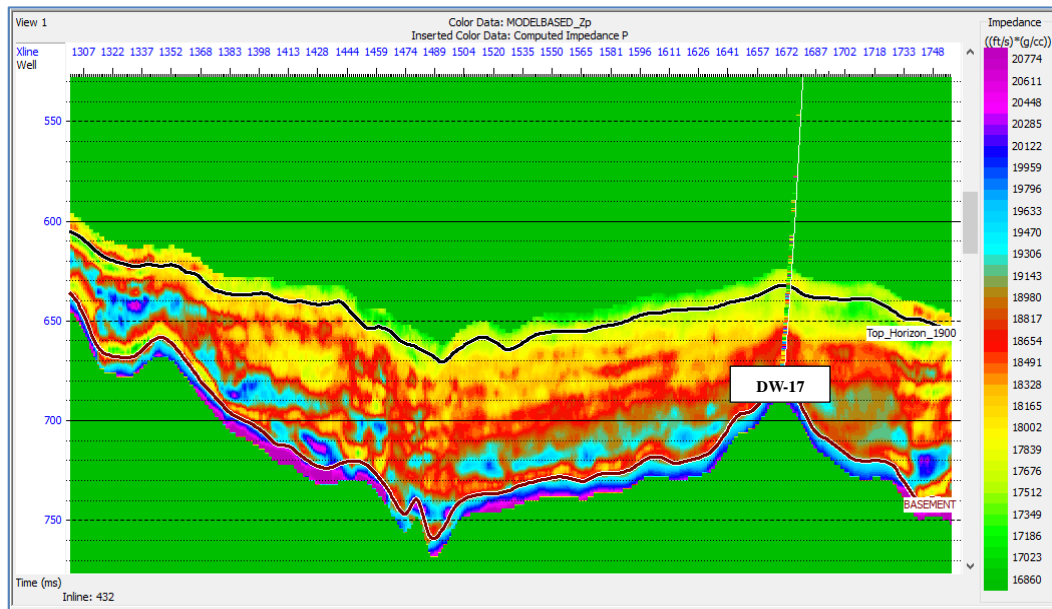
Gambar A. Volume Seismik Pada Sumur DW-17

## LAMPIRAN B

### Pre-Analisis dan Hasil inversi DW-17



(a)



(b)

**Gambar B.** Pre-Analisis (a) dan Hasil inversi DW-17 (b)



## LAMPIRAN D

### Tabel Kondisi Optimum Alat *Logging*

(Dewan, J.T.: “Essential of Modern Open-Hole Log Interpretation”, 1983)

(Harsono, Adi : “Pengantar Evaluasi Log”, Schlumberger : 1997)

(Schlumberger: “Log Interpretation Principles/Application”, 1998)

Alat Logging		Fungsi Alat	Kondisi Optimum	
<b>LITHOLOGICAL TOOL</b>	<b>SP Log</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Membedakan Lapisan porous permeabel (<i>Sandstone, limestone, dolomite</i>) dari lapisan non-permeabel (<i>shale dan clay</i>)</li> <li>2. Menentukan nilai <math>R_w</math></li> <li>3. Menentukan batas dan ketebalan lapisan</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Digunakan pada lumpur jenis <i>water base mud</i></li> <li>2. <math>R_m \neq R_w</math></li> <li>3. Pada <i>clean sand formation</i></li> <li>4. <i>Open Hole</i></li> <li>5. Invasi Lumpur dangkal</li> </ol>	
	<b>GR Log</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Menentukan lapisan permeabel</li> <li>2. Membedakan Lapisan-lapisan <i>shale</i> dan <i>non shale</i></li> <li>3. Mengetahui besarnya kandungan <i>clay</i> (<math>V_{clay}</math>)</li> <li>4. Mendeteksi mineral-mineral radioaktif</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Open hole</i> maupun <i>Close hole</i></li> <li>2. Kedalaman penetrasi 6-12 inch</li> <li>3. Resolusi vertikal <math>\pm 3</math> ft</li> </ol>	
<b>RESISTIVITY TOOL</b>	<b>Conventional Restivity Log</b>	<b>Normal Log</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Untuk <i>short normal</i> adalah menentukan <math>R_i</math></li> <li>2. Untuk <i>long normal</i> adalah menentukan <math>R_t</math></li> <li>3. Menentukan batas Lapisan</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Lumpur pemboran produktif</li> <li>2. Lubang bor <i>open hole</i></li> <li>3. Ketebalan lapisan dari pada <i>spacing</i></li> </ol>
	<b>Conventional Restivity Log</b>	<b>Latereolog</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Menentukan <math>R_t</math></li> <li>2. Menentukan batas Lapisan</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Lumpur jenis <i>water base mud</i></li> <li>2. <i>Open hole</i></li> <li>3. Susunan <i>sand</i> dan <i>shale</i> yang tebal dengan ketebalan dari 10 ft – 24 ft</li> <li>4. <i>Range resistivity</i> antara 1-500 <math>\Omega</math></li> </ol>

LAMPIRAN D

Tabel Kondisi Optimum Alat *Logging*

(Lanjutan)

Alat Logging		Fungsi Alat	Kondisi Optimum		
<b>RESISTIVITY TOOL</b>	<b>Focused Log</b>	<b>Laterolog</b>	<b>Laterolog 7</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Lumpur pemboran yang konduktif</li> <li>2. Ketebalan lapisan &gt; 32 inch</li> <li>3. <math>R_{mf} / R_w &lt; 5</math></li> <li>4. Diameter lubang bor &gt; 12 inch</li> <li>5. Invasi lumpur &gt; 40 inch</li> <li>6. <math>R_{xo}</math> atau <math>R_i &lt; R_t</math></li> <li>7. <math>R_t/R_m &gt; 50</math></li> </ol>	
			<b>Laterolog 3</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Menentukan <math>R_t</math></li> <li>2. Menentukan batas lapisan</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Resolusi vertikal 3-6 inch</li> <li>2. Lumpur pemboran yang konduktif</li> <li>3. Tebal lapisan &gt;12 inch</li> <li>4. <math>R_{mf} / R_w &lt; 5</math></li> <li>5. <math>R_t / R_m &gt; 50</math></li> <li>6. <math>R_{xo} &lt; R_t</math></li> <li>7. Resestivitas &gt; 200<math>\Omega</math></li> </ol>
			<b>Laterolog 8</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mengukur harga <math>R_i</math></li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Lumpur pemboran yang konduktif</li> <li>2. <i>Open hole</i></li> <li>3. <math>R_{mf} &gt; 2R_w</math></li> <li>4. Harga resestivitas &lt; 200<math>\Omega</math></li> </ol>
		<b>Data Laterolog</b>	Menentukan resistivitas zona <i>shallow</i> dan <i>deep</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Resestivitas 0,2 - 40000 <math>\Omega</math></li> <li>2. Resolusi veritkal 2 ft</li> <li>3. <math>R_{mf} &gt; 2R_w</math></li> <li>4. Kecepatan <i>logging</i> 5000 – 6000 ft/hr</li> <li>5. Kombinasi dengan <math>R_{xo}</math> log</li> <li>6. Lumpur jenis <i>salt water base mud</i></li> <li>7. Rasio kontras yang tinggi dari <math>R_t/R_m</math></li> </ol>	

## LAMPIRAN D

**Tabel Kondisi Optimum Alat *Logging***  
(Lanjutan)

Alat Logging		Fungsi Alat	Kondisi Optimum
<b>RESISTIVITY TOOL</b>	<b>Focused Log</b>	<b>SFL</b>  Menentukan $R_t$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Lumpur pemboran yang konduktif</li> <li>2. <i>Open hole</i></li> <li>3. <math>R_{mf} &gt; 2R_w</math></li> <li>4. Harga resistivitas <math>&lt; 200\Omega</math></li> <li>5. Resolusi vertikal <math>\pm 1</math> ft</li> <li>6. Kecepatan <i>logging</i> 5000 – 6000 ft/hr</li> </ol>
	<b>Microresistivity Log</b>	<b>Microlog</b>  <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Menentukan <math>R_{xo}</math></li> <li>2. Menentukan zona Permeabel</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sebagai indikator lapisan porous permeabel didalam susunan <i>sand-shale</i> dengan range <i>resistivity</i> 0,5 - 100 <math>\Omega</math></li> <li>2. Porositas batuan <math>&gt; 15\%</math></li> <li>3. <math>R_{xo}/R_{mc} &lt; 15</math></li> <li>4. Ketebalan <i>mud cake</i> <math>&lt; 0,5</math> inch</li> <li>5. Kedalaman invasi lumpur <math>\geq 4</math> inch</li> </ol>
	<b>Microresistivity Log</b>	<b>Microresistivity Log</b>  Menentukan harga $R_{xo}$ dimana apabila menggunakan microlog hasilnya kurang akurat	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Kondisi lumpur <i>salt mud</i></li> <li>2. Porositas batuan medium (<math>&lt; 15\%</math>)</li> <li>3. Range tahanan formasi berkisar 0,5-100 <math>\Omega</math></li> <li>4. Ketebalan <i>mud cake</i> <math>&lt; 0,25</math> inch</li> <li>5. <math>R_{xo}/R_{mc} &gt; 15</math></li> <li>6. Kedalaman invasi filtrat lumpur <math>\geq 4</math> inch</li> </ol>



LAMPIRAN D

Tabel Kondisi Optimum Alat *Logging*  
(Lanjutan)

Alat Logging		Fungsi Alat	Kondisi Optimum	
<b>RESISTIVITY TOOL</b>	<b>Microresistivity Log</b>	<b>Proximity Log</b>	Menentukan harga $R_{xo}$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Digunakan pada batuan karbonat atau <i>sand</i></li> <li>2. Porositas batuan Medium (&lt; 15%)</li> <li>3. Lumpur jenis <i>fresh water base mud</i></li> <li>4. Range tahanan batuan berkisar 0,5-100 <math>\Omega</math></li> <li>5. Invasi lumpur cukup dalam</li> <li>6. Ketebalan <i>mud cake</i> &lt; <math>\frac{3}{4}</math> inch</li> </ol>
		<b>SFL</b>	Menentukan harga $R_{xo}$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Didalam lapisan <i>invaded</i> karbonat atau <i>sand</i></li> <li>2. Lumpur jenis <i>fresh water base mud</i></li> <li>3. Porositas batuan medium (&lt; 15%)</li> <li>4. <i>Open hole</i></li> <li>5. Kedalaman invasi lumpur <math>\geq 4</math> inch</li> <li>6. Ketebalan <i>mud cake</i> <math>\frac{3}{4}</math> - <math>\frac{3}{8}</math> inch</li> <li>7. Resistivitas formasi berkisar 0,5-100 <math>\Omega</math></li> </ol>
	<b>Induction Log</b>	<b>Dual Induction Log</b>	Menentukan harga $R_t$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Resistivitas formasi Rendah (<math>R_t &lt; 10</math>)</li> <li>2. Ketebalan lapisan antara 5-6 ft</li> <li>3. <math>R_{mf}/R_w &gt; 20</math></li> <li>4. <math>R_t/R_m &lt; 10</math></li> <li>5. Diameter &lt; 10 inch</li> </ol>

LAMPIRAN D

Tabel Kondisi Optimum Alat *Logging*

(Lanjutan)

Alat Logging		Fungsi Alat	Kondisi Optimum	
POROSITY TOOL	Density Log	FDC	Menentukan $\rho_b$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Kondisi lubang bor yang tidak kasar</li> <li>2. <i>Open hole</i></li> <li>3. <math>\rho</math> batuan formasi 2-2,9 gr/cc</li> <li>4. Kedalaman penetrasi 4 inch</li> <li>5. <i>Vertical bed resolution</i> 3 ft</li> <li>6. Kecepatan <i>logging</i> 1800 ft/hr</li> </ol>
		LDL	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Menentukan <math>P_e</math></li> <li>2. Menentukan <math>\rho_b</math></li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Formasi batuan <i>unconsolidated sand</i></li> <li>2. <i>Open hole</i></li> <li>3. Porositas antara 20 % - 40 %</li> <li>4. <math>\rho</math> batuan formasi rendah</li> </ol>
	Neutron Log	SNP	Menentukan porositas formasi	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Kondisi <i>open hole</i></li> <li>2. Diameter lubang bor 7 7/8 in</li> <li>3. Temperatur 75°F</li> <li>4. Resolusi vertikal 2 ft</li> <li>5. Kedalaman invesstigasi 8 in</li> </ol>
		CNL	Menentukan porositas formasi dengan mereasakan jarak <i>fast neutron travel</i> pada formasi	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Kondisi <i>open hole</i></li> <li>2. Diameter lubang bor 7 7/8 in</li> <li>3. Temperatur 75°F</li> <li>4. Resolusi vertikal 3 ft</li> <li>5. Porositas antara 11 % - 22 %</li> <li>6. Kedalaman invesstigasi 10 in</li> <li>7. Kecepatan <i>logging</i> 1800 ft/hr</li> </ol>
	Sonic Log	BHC	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mengukur <i>compresional interval transit time</i> formasi (<math>\Delta t_c</math>)</li> <li>2. Identifikasi litologi</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Vertical resolution</i> 2 ft</li> <li>2. Kedalaman penetrasi 1 inch</li> <li>3. Kecepatan <i>logging</i> 5000 ft/hr</li> <li>4. Formasi kompak Porositas 15 % - 25 %</li> <li>5. Dapat dilakukan pada semua jenis lumpur, tetapi tidak baik untuk kondisi <i>gas filled hole</i></li> </ol>
		LLS	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mengukur <i>shear interval time</i> (<math>\Delta t_s</math>)</li> <li>2. Merekam sifat mekanik batuan</li> <li>3. Identifikasi litologi</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Korelasi lebih baik pada data seismik</li> <li>2. Dapat dilakukan pada semua jenis lumpur, tidak baik untuk kondisi <i>gas filled hole</i></li> <li>3. <i>Open hole</i></li> <li>4. Porositas antara 20 % - 40 %</li> <li>5. <i>Unconsolidated sand formation</i></li> </ol>

## LAMPIRAN D

Tabel Kondisi Optimum Alat *Logging*

(Lanjutan)

Alat Logging		Fungsi Alat	Kondisi Optimum
Log Tambahan	Dipmeter Log	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Mengetahui arah dan besar penyimpangan lubang bor</li><li>2. Pemetaan bawah permukaan</li></ol>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Resistivitas tinggi <math>&gt; 200\Omega</math></li><li>2. Diameter lubang bor <math>\pm 8</math> inch</li><li>3. Dip <math>&gt; 10^\circ</math></li></ol>
	Caliper Log	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Mengukur diameter lubang bor</li><li>2. Koreksi litologi</li><li>3. Menyeleksi <i>gauge section</i> untuk <i>setting packer</i></li></ol>	Dapat mengukur lubang bor dengan diameter sampai 36 inch