



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ESTIMASI KECEPATAN GELOMBANG *SHEAR*  
DAN APLIKASINYA UNTUK *FLUID REPLACEMENT*  
*MODELING*: STUDI KASUS LAPANGAN X**

**NOVIA VALENTINA  
0606028975**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI FISIKA  
DEPOK  
JUNI 2010**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ESTIMASI KECEPATAN GELOMBANG *SHEAR*  
DAN APLIKASINYA UNTUK *FLUID REPLACEMENT*  
*MODELING*: STUDI KASUS LAPANGAN X**

**SKRIPSI**

**Diajukan sebagai syarat untuk memperoleh gelar sarjana**

**NOVIA VALENTINA**

**0606028975**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI FISIKA  
PEMINATAN GEOFISIKA  
DEPOK  
JUNI 2010**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar.**

**Nama : Novia Valentina**

**NPM : 0606028975**

**Tanda Tangan :**

**Bulan : Juni 2010**

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Novia Valentina  
NPM : 0606028975  
Program Studi : Fisika  
Peminatan : Geofisika  
Judul Skripsi : Estimasi Kecepatan Gelombang *Shear* dan Aplikasinya  
Untuk *Fluid Replacement Modeling*: Studi Kasus  
Lapangan X

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi S1 Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. rer. nat. Abdul Haris (.....)

Penguji I : Dr. Eng. Supriyanto, M.Sc (.....)

Penguji II : Dr. Waluyo (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 22 Juni 2010

## KATA PENGANTAR

Segala puji hanya milik Allah SWT atas limpahan hidayah, taufik, dan keberkahan ilmu kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan skripsi yang berjudul: “**Estimasi Kecepatan Gelombang *Shear* dan Aplikasinya untuk *Fluid Replacement Modeling* : Studi Kasus Lapangan X**” dengan baik. Shalawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Baginda Muhammad, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau hingga hari kemudian.

Skripsi ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sulitlah kiranya bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu penulis mengucapkan banyak terimakasih kepada :

1. Bapak dan Ibuku terkasih yang tak henti-hentinya memberikan do'a, kasih sayang dan semangat untuk terus maju kepada penulis. Saudaraku terhebat Mas Aan, Mas Umar, Pio, Mbak Tuti, Mbak Murni dan keponakanku Bintang yang telah memberikan dukungan dan dorongan untuk terus kuat kepada penulis.
2. Dr. rer. nat. Abdul Haris selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
3. Dr. Eng. Supriyanto, M.Sc dan Dr. Waluyo selaku Penguji yang telah berkenan memberikan waktu dan kesempatan disela-sela kesibukannya.
4. Segenap Dosen FMIPA UI yang telah memberikan transfer ilmu yang bermanfaat.
5. Jajaran karyawan Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
6. Rekan seperjuanganku Fisika UI dan Geofisika UI angkatan 2006 dengan keanekaragaman sifat yang memberikan penulis sebuah arti fisika yang sesungguhnya.

7. Fisika UI dan Geofisika UI angkatan 2004 dan 2005 yang telah memberikan informasi dan pengetahuan yang berguna kepada penulis.
8. Penghuni Puri; Iping, Bedul, Aryo, Nabul, Sandy, Riski dst. yang telah memberikan semangat juang kepada penulis untuk tidak tidur. Serta Bei, Erlangga dan Gayatri atas diskusi yang telah diberikan.
9. Seluruh anggota Mapala UI yang telah memberikan arti hidup untuk keluar dari zona nyaman.
10. Anak-anak Wisma REN; Andika, Wong Jow, Qhilmu, Tuton, Wahyu, Akhyar dan Sukriwil yang senantiasa hidup bersama selama penulis meniti ilmu yang lebih tinggi. Serta kawanku mantan penghuni Asrama; Andi Bogel, Anis Mome, Fuady, Farid Poy, Akang Farid, Fajar dan Mega yang tak terlupakan.
11. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Allah membalas jasa semua pihak tersebut diatas dengan sebaik-baiknya balasan. Penulis juga menyadari bahwa laporan ini masih kurang sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga laporan ini membawa faedah bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Depok, Juni 2010

Penulis

## **HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

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

Nama : Novia Valentina  
NPM : 0606028975  
Program Studi : S1 Fisika  
Departemen : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Jenis Karya : Skripsi

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

### **ESTIMASI KECEPATAN GELOMBANG *SHEAR* DAN APLIKASINYA UNTUK *FLUID REPLACEMENT* *MODELING: STUDI KASUS LAPANGAN X***

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok  
Pada Bulan : Juni 2010  
Yang menyatakan

( Novia Valentina )

Nama : Novia Valentina  
Program Studi : S1 Fisika  
Judul Skripsi : Estimasi Kecepatan Gelombang *Shear* dan Aplikasinya  
Untuk *Fluid Replacement Modeling*: Studi Kasus  
Lapangan X

## ABSTRAK

Estimasi kecepatan gelombang seismik *shear* ( $V_s$ ) pada suatu log sumur menjadi kunci keberhasilan studi pada lapangan yang tidak memiliki log  $V_s$ . Untuk itu pemahaman sifat fisika batuan menjadi syarat utama dalam estimasi  $V_s$ . Pada Tugas Akhir (TA) ini dilakukan estimasi kecepatan gelombang seismik S dan aplikasinya untuk pemodelan penggantian fluida pada suatu reservoir. Estimasi  $V_s$  dilakukan dengan beberapa algoritma yaitu hubungan empiris, Castagna, Gassmann dan Xu-White. Hasil estimasi dari algoritma-algoritma tersebut memperlihatkan bahwa algoritma Xu-White memberikan hasil yang lebih tepat dibandingkan dengan beberapa metode lain. Hasil ini dapat dipahami karena Xu-White dalam perhitungannya memperhatikan faktor matrik batuan.

Kata kunci :

Gelombang *shear*, log sumur, fisika batuan, penggantian fluida.

Name : Novia Valentina  
Study Program : Bachelor Degree of physics  
Title : Shear Wave Estimation and The Application for Fluid Replacement Modeling: Case Study Field X

### **ABSTRACT**

Shear wave estimation on the well log, which has no S-sonic log, become succesful key in the reservoir characterization. Therefore, the knowledge of petrophysical properties becomes the main prerequisite for estimating Vs. In this study, shear wave estimation is performed and the estimated shear wave is used to carry out Fluid Replacement Modeling. A number of algorithm is used to estimate the S wave such as empirical relationship, Castagna, Gassmann and Xu-White. The result shows that Xu-White algorithm, provide more accurate results compare to the other algorithms. This conclusion can be understood since the Xu-White algorithm consider the matrix of rock.

Keywords:

Shear wave, well log, petrophysics, fluid replacement.

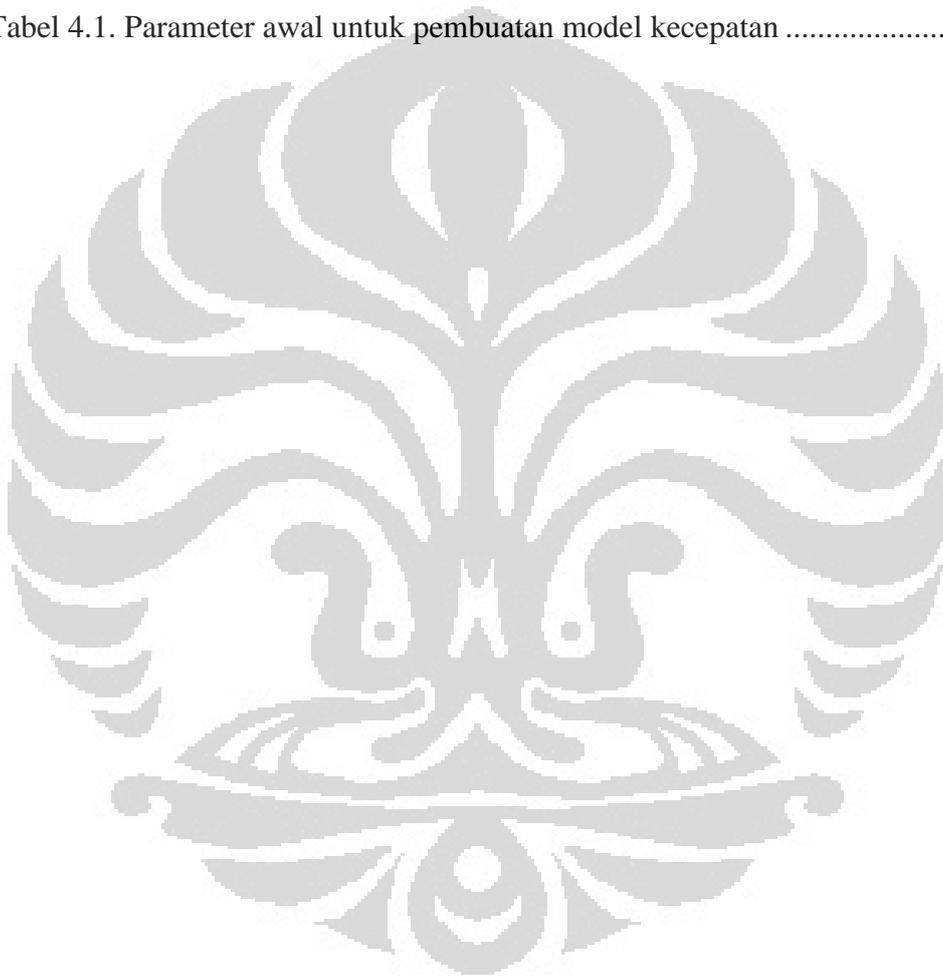
## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vi
ABSTRAK .....	vii
<i>ABSTRACT</i> .....	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR GAMBAR .....	xii
DAFTAR LAMPIRAN .....	xiv
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Tujuan Penelitian .....	2
1.3. Batasan Masalah .....	2
1.5. Metodologi Penelitian .....	2
1.6. Sistematika Penulisan .....	3
BAB II. KERANGKA UMUM KONDISI GEOLOGI .....	5
2.1. Geologi Cekungan Fort Worth.....	5
2.1.1. Struktur Cekungan Fort Worth .....	6
2.1.2. Stratigrafi Cekungan Fort Worth .....	7
2.2. Geologi Lapangan X .....	10
2.2.1. Struktur dan Stratigrafi.....	12
2.2.2. Perkembangan Reservoir .....	13
2.2.3. Karakteristik Reservoir.....	14
BAB III. TEORI DASAR .....	16
3.1. Parameter Petrofisika .....	16

3.2. Konsep Fisika Batuan .....	18
3.3. Pemodelan Kecepatan Gelombang S .....	19
3.3.1. Hubungan Empiris .....	19
3.3.2. Persamaan Gassmann.....	20
3.3.3. Saturasi Parsial.....	21
3.3.4. Pemodelan Xu-White.....	22
3.4. Pemodelan Penggantian fluida (FRM Theory) .....	26
<b>BAB IV. PENGOLAHAN DATA.....</b>	<b>28</b>
4.1 Data .....	28
4.2 Evaluasi Dan Analisis Data Log .....	31
4.2.1. Pengkoreksian Data Sumur.....	31
4.2.2. Analisis Litologi.....	32
4.2.3. Penentuan Dan Penghitungan Parameter Petrofisika....	33
4.2.4. Korelasi Antar Sumur BY18D, BY11 dan BY9.....	33
4.3 Pemodelan Kecepatan Fisika Batuan .....	34
4.3.1. Rumus Empiris.....	35
4.3.2. Metode Gassmann.....	35
4.3.3. Pemodelan Saturasi Parsial .....	36
4.3.4. Pemodelan Kecepatan Xu-White .....	36
4.4 Pembuatan model penggantian fluida (FRM) .....	42
<b>BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>44</b>
5.1. Sifat-sifat Reservoir dari Data Log.....	44
5.2. Pemodelan Kecepatan Fisika Batuan .....	47
5.3. Pemodelan Penggantian Fluida.....	48
5.4. Identifikasi Fluida Pada Reservoir Dengan Penerapan Fisika Batuan .....	50
<b>BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>52</b>
6.1. Kesimpulan .....	52
6.2. Saran.....	52
<b>DAFTAR ACUAN .....</b>	<b>53</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>55</b>

## DAFTAR TABEL

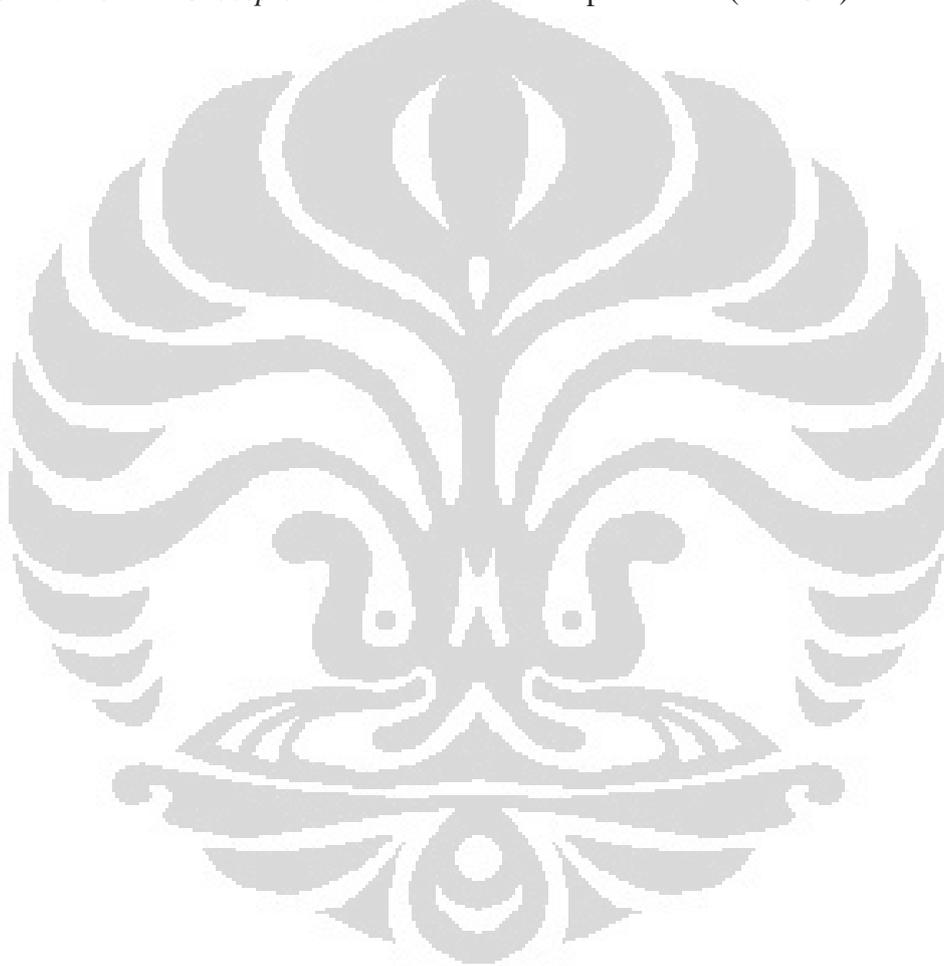
Tabel 3.1. Parameter litologi pada hubungan empiris Castagna.....	20
Tabel 4.1. Parameter awal untuk pembuatan model kecepatan .....	39



## DAFTAR GAMBAR

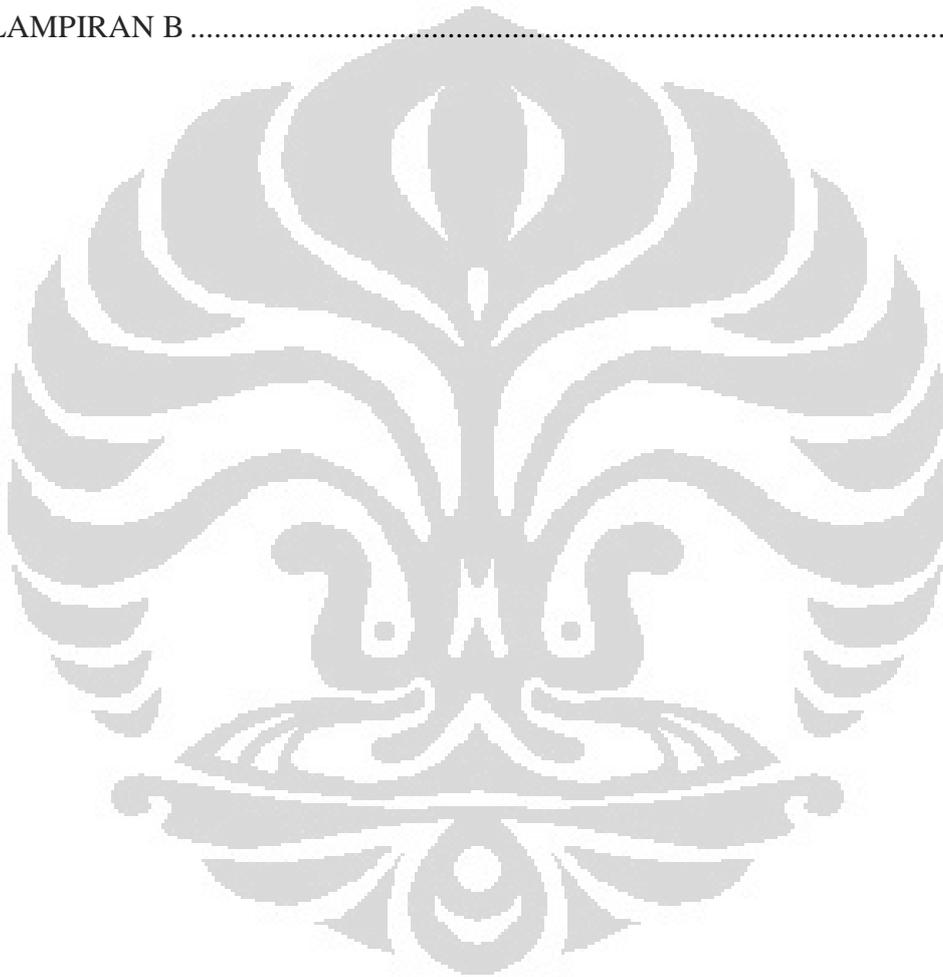
Gambar 2.1.	Peta area survei geologi U.S. (USGS) .....	5
Gambar 2.2.	Peta kontur struktur umum Ellenburger Group atas.....	6
Gambar 2.3.	Kolom stratigrafi Bend arch-Fort Worth Basin Texas.....	8
Gambar 2.4.	<i>Petroleum system events chart</i> Cekungan Fort Worth, Texas.	10
Gambar 2.5.	Peta lokasi lapangan X di kota Wise dan Jack, Texas .....	11
Gambar 2.6.	Peta paleogeografi Middle Pennsylvanian .....	12
Gambar 2.7.	Kolom stratigrafi <i>pasca</i> -Mississippian Cekungan Fort Worth	13
Gambar 2.8.	Stratigrafi nomenclature pada lapangan X.....	14
Gambar 3.1.	Sistem gerak materi saat terkena gelombang seismik.....	18
Gambar 3.2.	Diagram alir pembuatan model kecepatan Xu-White.....	22
Gambar 3.3.	Sistem pemodelan batuan.....	26
Gambar 4.1.	<i>Wireline log</i> sumur BY18D.....	28
Gambar 4.2.	<i>Wireline log</i> sumur BY11 .....	29
Gambar 4.3.	<i>Wireline log</i> sumur CY9 .....	29
Gambar 4.4.	<i>Wireline log</i> sumur BY11 ( <i>porosity</i> ).....	30
Gambar 4.5.	<i>Wireline log</i> sumur CY9 ( <i>porosity</i> ).....	31
Gambar 4.6.	<i>Crossplot porosity</i> terhadap $V_p$ (BY18D, BY11 dan CY9).....	32
Gambar 4.7.	Korelasi antar sumur BY18D, BY11 dan CY9 .....	34
Gambar 4.8.	<i>Crossplot</i> antara aspek rasio dengan kedalaman (BY18D) .....	37
Gambar 4.9.	Estimasi $V_s$ pada sumur BY18D .....	38
Gambar 4.10.	Estimasi $V_s$ pada sumur BY11 .....	39
Gambar 4.11.	Estimasi $V_s$ pada sumur CY9.....	40
Gambar 4.12.	<i>Crossplot</i> antara $V_p$ model dengan $V_p$ pada sumur BY18D ....	41
Gambar 4.13.	<i>Crossplot</i> antara <i>delta-density</i> dengan volume clay (BY18D)	41
Gambar 4.14.	Pemodelan penggantian fluida dengan $S_w$ 100% (BY18D).....	42
Gambar 4.15.	Pemodelan penggantian fluida dengan $S_w$ 100% (BY11).....	43

Gambar 4.16. Pemodelan penggantian fluida dengan $S_w$ 100% (CY9).....	43
Gambar 5.1. <i>Crossplot</i> PHI terhadap AI (BY18D, BY11 dan CY9).....	44
Gambar 5.2. <i>Crossplot</i> resistivity vs gamma ray (BY18D, BY11 dan CY9)	45
Gambar 5.3. <i>Crossover</i> antara RHOB dan NPHI pada sumur BY18D .....	46
Gambar 5.4. Estimasi kecepatan gelombang S pada sumur BY18D .....	48
Gambar 5.5. Interpretasi zona fluida pada reservoir (BY18D) .....	49
Gambar 5.6. <i>Crossplot</i> $V_s$ terhadap $V_p$ pada sumur BY18D .....	50
Gambar 5.7. <i>Crossplot</i> Lambda-Rho terhadap Mu-Rho (BY18D).....	51



## DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A .....	55
LAMPIRAN B .....	57



# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Seiring dengan berkembangnya teknologi dan kebutuhan akan energi terutama minyak dan gas bumi yang semakin meningkat, diperlukan suatu metode geofisika untuk mencari sumber energi tersebut. Dalam eksplorasi geofisika terdapat berbagai macam metode diantaranya: metode gravity, metode magnetik, metode seismik (refraksi & refleksi). Di Indonesia pada umumnya langsung menggunakan metoda seismik yang merupakan cara yang sampai saat ini dianggap paling akurat untuk penentuan perangkap migas karena sudah banyak tersedia data awal. Metode seismik sendiri digunakan untuk menentukan struktur bawah permukaan dan karakteristik reservoir.

Metode seismik merupakan salah satu metode pengukuran geofisika yang memanfaatkan gelombang seismik. Seiring dengan perkembangannya, teknologi dari metode seismik ini lebih lanjut ke arah analisis petrofisika. Untuk memperkirakan litologi atau jenis batuan dari suatu reservoir, diperlukan besaran-besaran dari sifat petrofisika. Besaran-besaran tersebut biasanya diperoleh dari hasil pengukuran log dan analisis data core di laboratorium. Pada beberapa kasus tidak semua parameter-parameter dari petrofisika tersebut didapatkan, seperti ketidakterdapatannya dari data kecepatan gelombang *Shear*. Nilai kecepatan gelombang S mempunyai peranan yang penting dalam pengevaluasian lebih lanjut studi geofisika seperti analisis impedansi elastik, *Amplitude Versus Offset* (AVO), seismik inversi, dan masih banyak lagi. Oleh karena itu perlu untuk ketersediaan data tersebut. Dalam melakukan akuisisi data kecepatan gelombang S secara ekonomis memerlukan banyak biaya. Sehingga perlu dilakukan estimasi besarnya kecepatan gelombang *Shear*. Dalam pengestimasiannya tersebut diperlukan juga analisis sifat-sifat fisika batuan. Dengan ini maka diharapkan dapat dengan mudah dalam melakukan interpretasi petrofisika serta dapat efisiensi biaya dalam memperoleh data untuk diolah lebih lanjut.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari Tugas Akhir ini adalah dapat mengestimasi harga kecepatan gelombang *Shear* dengan berbagai metode yang mana dapat digunakan untuk karakteristik reservoir lebih lanjut yang berupa identifikasi fluida yang terkandung di dalam reservoir tersebut apabila tidak tersedia data kecepatan gelombang *Shear*. Di samping itu menyelesaikan Tugas Akhir sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana.

## 1.3 Batasan Masalah

Pada studi ini dalam mencari estimasi nilai kecepatan gelombang S dilakukan dengan beberapa pembatasan masalah sebagai berikut :

1. Daerah studi kasus ini merupakan lapangan X yang berada di Cekungan Fort Worth Texas.
2. Data pengukuran log yang digunakan adalah log Gamma Ray, log Sonic, log Porositas, log Densitas dan log Resistivitas. Apabila tidak adanya salah satu pengukuran log maka dilakukan pengukuran pendekatan dari log yang tersedia.
3. *Software* yang digunakan adalah Matlab untuk estimasi kecepatan gelombang S dan melakukan pemodelan FRM serta pemodelan fisika batuan lainnya.
4. Pengkajian yang dilakukan adalah sebatas mencari harga estimasi dari kecepatan gelombang *Shear*. Serta pengaplikasiannya untuk pemodelan FRM

## 1.3 Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan dalam penyusunan tugas akhir ini adalah

1. Mengaplikasikan teori yang berkaitan dengan estimasi nilai kecepatan gelombang *Shear*.
2. Melakukan tahap pemrosesan input data log, kemudian menentukan parameter target log yang akan dianalisis (dalam hal ini adalah log Gamma Ray, log Sonic, log Porositas, log Densitas dan log Resistivitas), dari data log ditemukan parameter petrofisika yang dikorelasi lebih lanjut dengan

pemodelan Fisika Batuan yang kemudian digunakan untuk estimasi nilai kecepatan gelombang *Shear*.

5. Menentukan nilai estimasi kecepatan gelombang *Shear* dengan metode *empirical relations*, *Gassmann's equation*, *Partial Saturation* dan model Xu-White.
6. Melakukan pemodelan FRM berdasarkan kecepatan gelombang S yang telah diperoleh dari estimasi.
7. Membuat laporan tugas akhir

### 1.5 Sistematika Penulisan

Pada penulisan bab satu membahas mengenai pendahuluan yang menerangkan bagaimana latar belakang penulisan ini, batasan masalah yang akan dibahas, tujuan dari penelitian, serta sistematika penulisan.

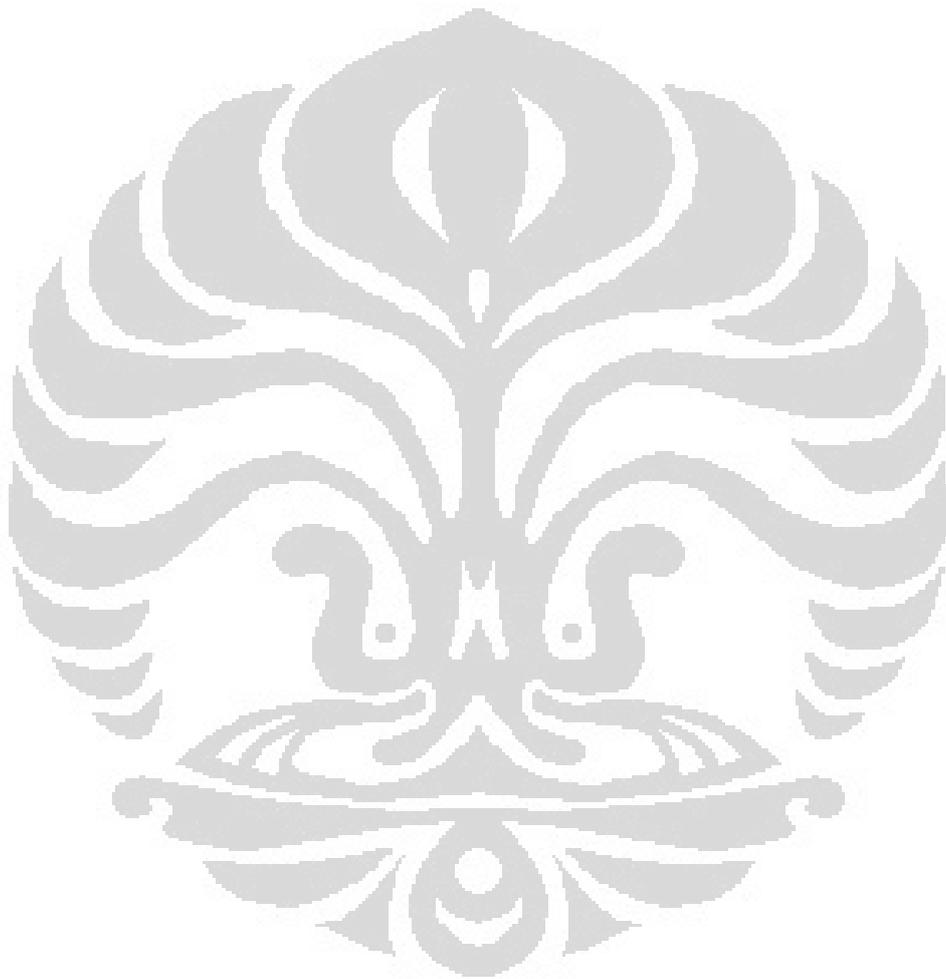
Tinjauan geologi regional dari daerah penelitian dibahas pada bab dua yang meliputi kondisi geologi regional, sejarah struktural, tinjauan stratigrafi, reservoir dan konsep *petroleum system*.

Bab tiga menerangkan mengenai teori dasar yang berhubungan dengan penelitian yang mencakup teori dasar konsep fisika batuan, metode estimasi  $V_s$ , pemodelan penggantian fluida.

Pembahasan mengenai proses pengolahan data sampai siap untuk dianalisa dijabarkan pada bab empat yaitu dengan menganalisis data sumur, estimasi kecepatan gelombang S, dan pembuatan model penggantian fluida.

Proses selanjutnya pada bab lima adalah menganalisis dan membahas semua hasil yang telah diproses yang selanjutnya menginterpretasi zona yang lebih prospek untuk karakterisasi reservoir lebih lanjut.

Sedangkan bab enam menyimpulkan semua hasil analisis dari penelitian yang telah dilakukan dan memberikan saran untuk ke depannya yang lebih baik.

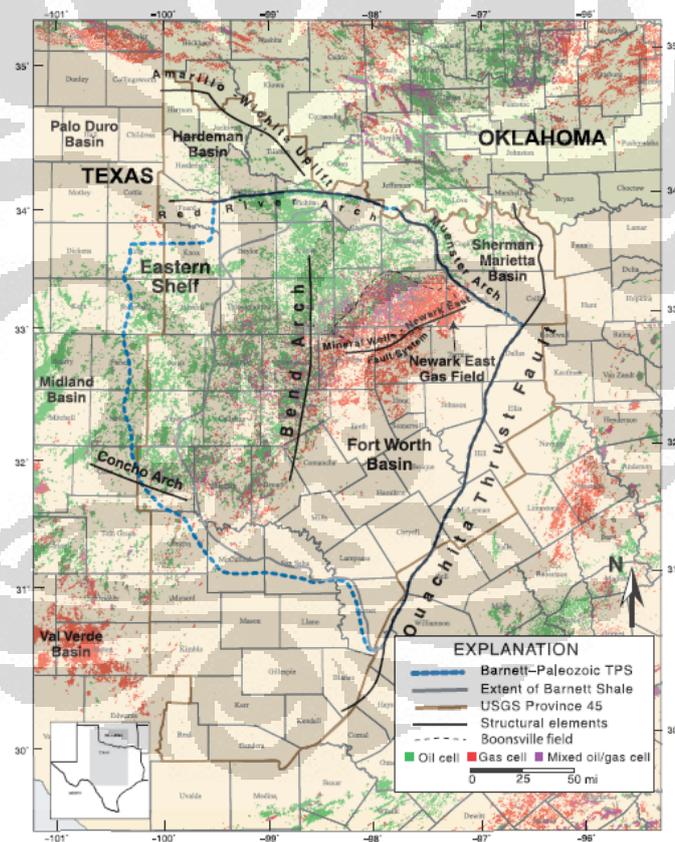


## BAB II

### KERANGKA UMUM KONDISI GEOLOGI

#### 2.1 Geologi Cekungan Fort Worth

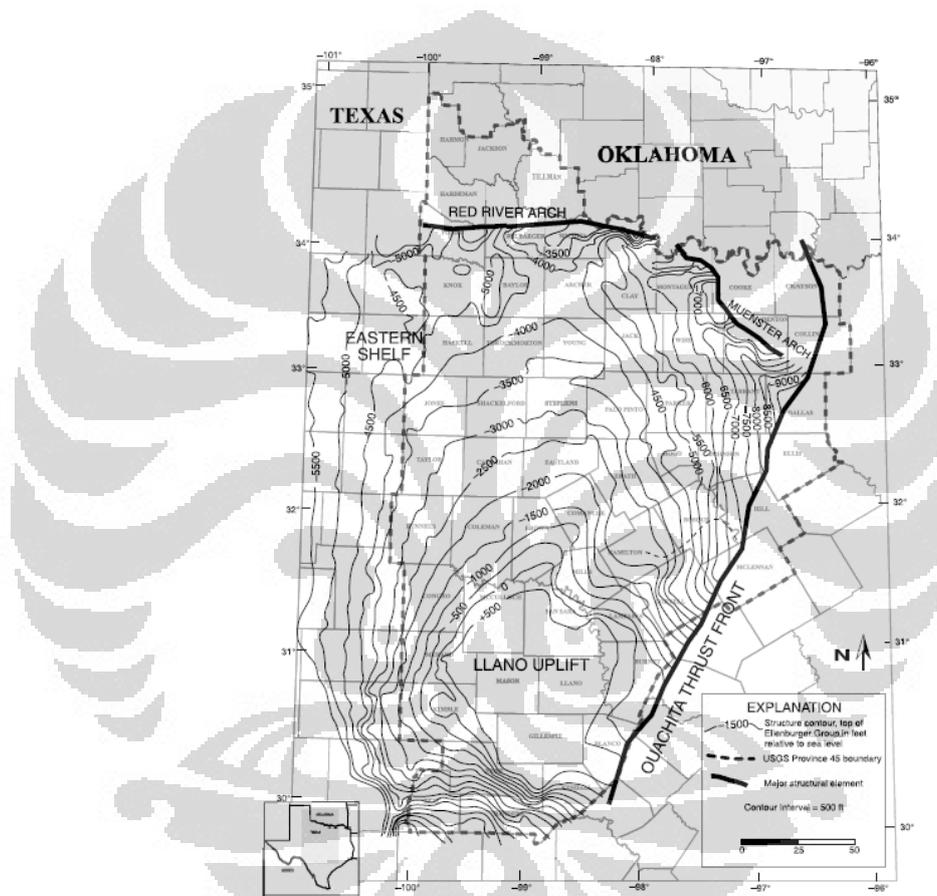
Cekungan Fort Worth terletak di sepanjang Utara-Selatan dengan luas sekitar 38.100 km<sup>2</sup> di sebelah Utara-pusat Texas (Gambar 2.1). Merupakan Cekungan yang terbentuk selama Orogeny Ouachita Paleozoikum akhir, berasal dari peristiwa tumbukan tektonik (Walper, 1982; Thompson, 1988). Cekungan lain yang terbentuk dalam tren ini adalah Black Warrior, Arkoma, Kerr, Val Verde, and Marfa basins (Flawn *et al.*, 1961).



Gambar 2.1 Peta area survei geologi U.S. (USGS) Bend arch-Fort Worth Basin province 45 Texas (IHS Energy, 2003)

### 2.1.1 Struktur Cekungan Fort Worth

Struktur umum terlihat pada peta kontur Grup Ellenburger pada Gambar 2.2. Batas Utara dari cekungan dibentuk oleh patahan yang mengangkat basement dari Sungai Merah dan Muenster arches (Gambar 2.2). Struktur lainnya di Cekungan Fort Worth meliputi: patahan, lipatan lokal, rekahan, runtuh karst dan *thrust-fold*. Batuan sedimen di Cekungan Fort Worth mencapai ketebalan maksimum hingga 3.660 m di sebelah Muenster *arch*.



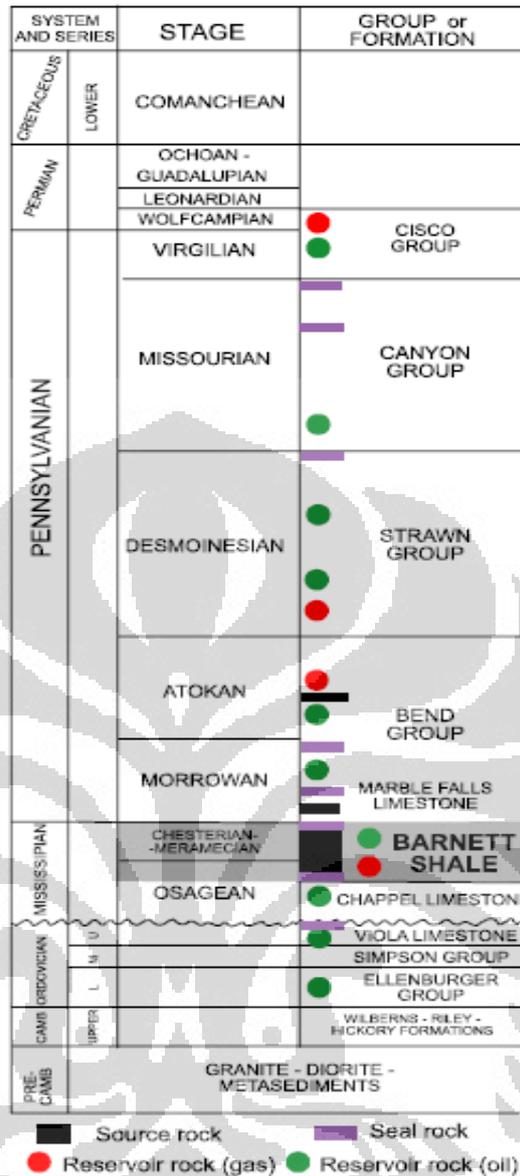
Gambar 2.2 Peta kontur struktur umum Ellenburger Group atas, area Fort Worth Basin-Bend arch Texas (IHS Energy, 2003)

### 2.1.2 Stratigrafi Cekungan Fort Worth

Stratigrafi bawah permukaan terdiri dari 4000-5000 ft (1220-1524 m) karbonat Ordovisium-Mississippian dan serpih, 6000-7000 ft (1829-2134 m) *clastics* Pennsylvanian dan karbonat. Di bagian Timur Cekungan terdapat lapisan tipis batuan Kapur (Flawn et al., 1961; Henry, 1982; Lahti dan Huber, 1982; Thompson, 1988). Lapisan dalam dari batuan sedimen berupa granit Prakambrium

dan *basement* diorit (Gambar 2.3). Dari Kambrium ke Mississippian, wilayah yang kini menjadi Cekungan Fort Worth adalah bagian dari *cratonic shelf* yang stabil yang didominasi oleh endapan karbonat (Turner, 1957; Burgess, 1976). Barnett *Shale* diendapkan selama terjadi ketidakselarasan Cekungan Fort Worth. Pennsylvanian (Morrowan) Marble Falls Limestone terletak di atas Barnett *Shale* dan mencakup kapur atas dan sebagian batu kapur yang lebih rendah disebut juga sebagai Formasi Comyn. Bagian serpih paling bawah dari Marble Falls umumnya digunakan sebagai marker tetapi juga sering terjadi kesalahan pada sumur pemboran dari Barnett *Shale*.

Batuan paling atas dari Mississippian dan paling bawah dari Pennsylvanian pada umumnya selaras tetapi terdapat ketidakselarasan di beberapa tempat (misalnya, Muenster *arch*) (Flippin, 1982; Henry, 1982). Endapan paling bawah dari Pennsylvanian terdiri dari Atokan konglomerat, batu pasir, serpih, dan batu kapur tipis (Thompson, 1982). pola pengendapan batuan di Pennsylvanian rendah (Atokan) menunjukkan bahwa Muenster *arch* adalah sumber sedimen aktif yang terangkat terlebih dahulu (Lovick *et al.*, 1982). Batuan Permian terdapat pada bagian dari Cekungan Fort Worth namun tidak teridentifikasi adanya batuan Triassic ataupun batuan Jurassic. Hal ini dimungkinkan adanya erosi saat pra-Cretaceous. Batuan ini tidak mengandung hidrokarbon tetapi sebagai lapisan akuifer hingga sekarang (Herkommer and Denke, 1982).



Gambar 2.3 Kolom stratigrafi Bend arch-Fort Worth Basin Texas (Linberg, 1987)

### 2.1.2.1 Karbonat Pre-Mississippian

Bercirikan akumulasi minyak di Kambrium-Ordovisium dengan reservoir karbonat di antiklin dan perangkap gabungan struktural/stratigrafi. Batuan ini ditemukan di seluruh area terkecuali di daerah lokal puncak-puncak Sungai Merah dan Muenster *Arches* dan di daerah regional Llano Uplift.

### 2.1.2.2 Karbonat Mississippian

Terdapat akumulasi gas dan minyak yang kecil dalam reservoir karbonat pada *Mississippian Chappel Limestone* yang terperangkap secara stratigrafi lokal,

rendahnya permukaan mencerminkan tingginya tingkat erosi pada dasar *Ordovician Ellenberger Group*. Di batasi oleh batas daerah di sekitar Barat Laut dan Tenggara dan oleh garis erosi batuan Mississippian di Barat Daya dan Utara Llano Uplift. Batuan Mississippian tidak terdapat/mulai hilang di sepanjang puncak Sungai Merah dan Muenster *Arches*.

#### **2.1.2.3 Barnett Shale Mississippian**

Mengandung batuan organik *shale* yang mana batuan reservoir merupakan batuan sumbernya (*source*) disebut sebagai *Mississippian Barnett Shale*. Kedalaman reservoir hingga mencapai 7000 ft.

#### **2.1.2.4 (Bend) Sandstone dan Konglomerat Lower Pennsylvanian**

Mempunyai karakteristik akumulasi gas dan minyak yang relatif kecil pada suatu perangkat stratigrafi dan struktur yang didominasi oleh batuan pasir dan konglomerat. Unit ini berasal dari dataran tinggi naik akibat tumbukan yang berasal dari lempeng Amerika Utara dengan Lempeng Amerika Selatan dan Afrika selama Paleozoikum akhir. Yang mana akibat tumbukan tersebut sekarang muncul struktur depan Ouachita, Pegunungan Wichita, Hollis Sherman Basin, dan Muenster dan Sungai Merah *Arches*.

#### **2.1.2.5 Strawn (Desmoinesian)**

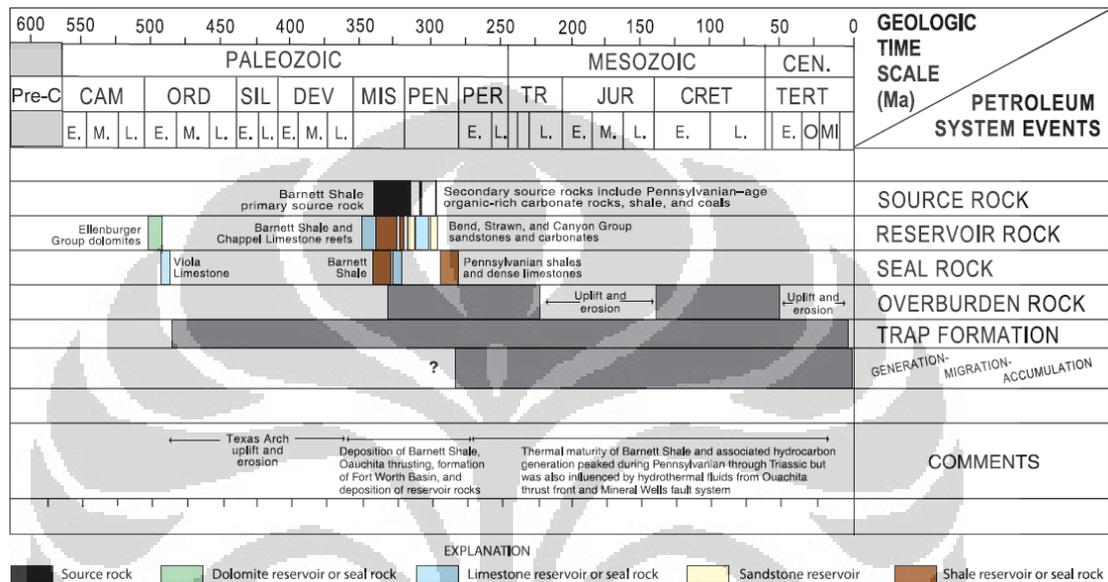
Terdiri dari akumulasi minyak dalam perangkat gabungan struktural / stratigrafi yang didominasi oleh reservoir batu pasir kuarsa Pennsylvanian (Desmoinesian). Batuan pasir tersebut diendapkan di lingkungan pengendapan *fluvial-deltaic* yang disebut sebagai *Strawn Series*; Strawn paling tebal terdapat di sebelah timur laut. Strawn terpotong di utara dan timur dan ditindih oleh batuan Kapur.

#### **2.1.2.6 Post-Desmoinesian**

Terdapat akumulasi minyak pada perangkat struktural/stratigrafi dari batu pasir Pennsylvanian (Missourian-Virgilian), batu pasir Perem (*Wolfcampian*) dan penumpukan karbonat di tepi-lokal Pennsylvanian sebelah timur Cekungan Midland.

### 2.1.2.7 Texas Ouachita Fold-Thrust Belt

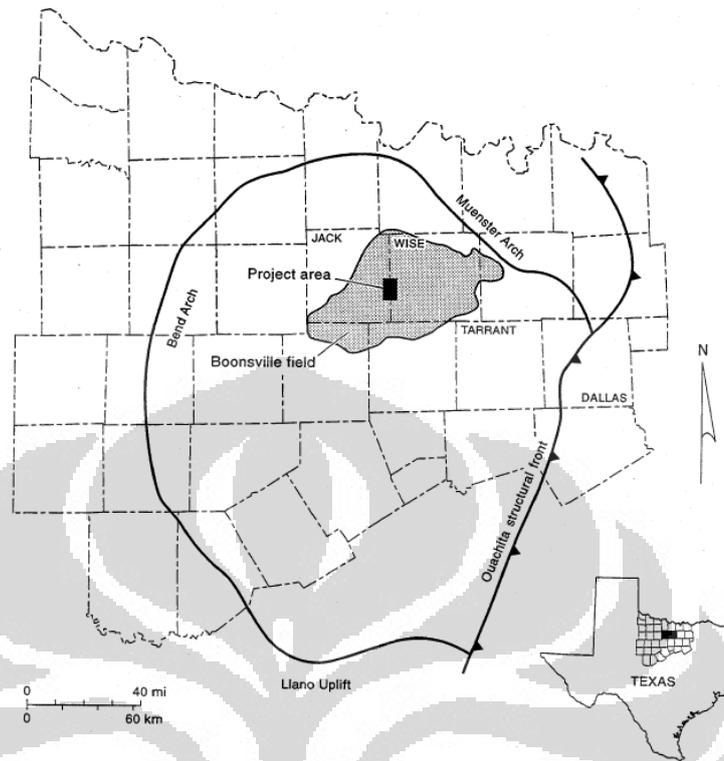
Struktural yang terdiri dari lipatan asimetris dan *imbricate thrust sheets*. membentang terus ke Selatan hingga *Marathon Fold Belt* dimana terjadi produksi kecil dalam dua ladang minyak dan salah satu lapangan gas.



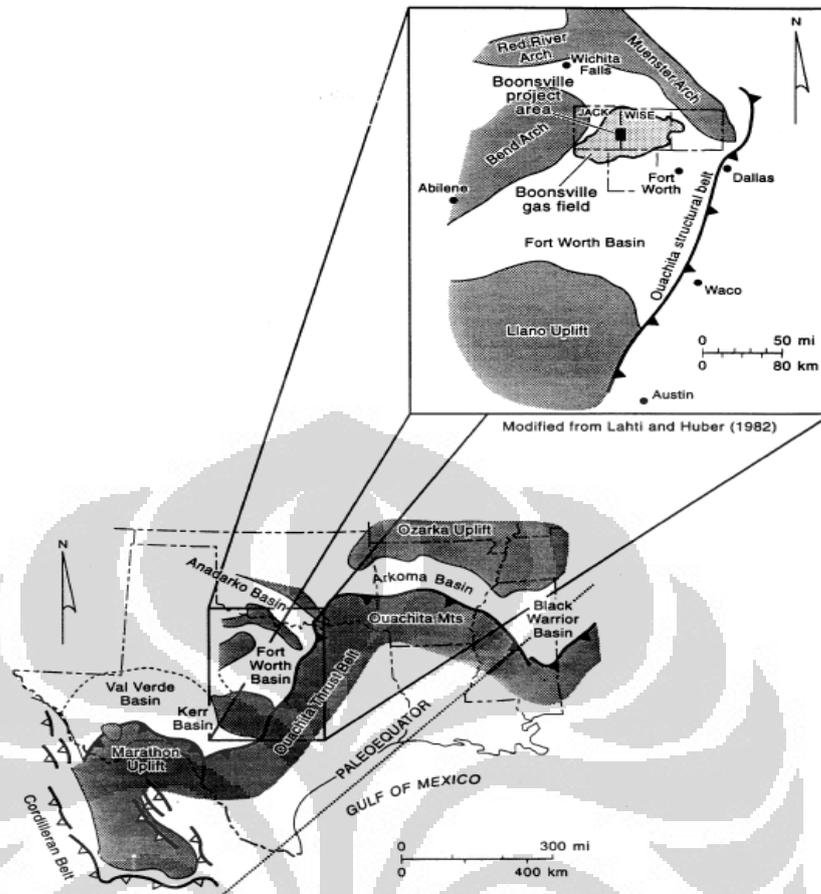
Gambar 2.4 *Petroleum system events chart* Cekungan Fort Worth, Texas

## 2.2 Geologi Lapangan X

Lapangan X terletak di kota Jack dan Wise daerah Cekungan Fort Worth Texas Utara-Tengah (Gambar 2.5). lapangan ini merupakan salah satu ladang gas alam terbesar di Amerika Serikat. Produksi hidrokarbon (sebagian besar gas) berasal dari konglomerat batu pasir yang diendapkan selama tahapan Atoka pada waktu Pennsylvanian tengah. Pada kolom stratigrafi Gambar 2.7 menunjukkan gambaran secara umum stratigrafi dari Cekungan Fort Worth setelah Mississippian. Distribusi porositas dan permeabilitas batupasir pada lapangan ini tidak menentu. Lapangan ini sulit dimanfaatkan secara efektif karena reservoir batu pasir yang tipis dan tidak kontinu. Beberapa formasi di area lapangan ini, yang membentang dari *Ellenburger* (*Ordovisium*) sampai *Strawn* (Pennsylvanian Tengah), menghasilkan hidrokarbon tetapi hanya sistem reservoir Atokan Bend konglomerat yang dijelaskan secara geologi dari data yang tersedia.



Gambar 2.5 Peta lokasi lapangan X di kota Wise dan Jack, Texas



Gambar 2.6 Peta paleogeografi Middle Pennsylvanian

### 2.2.1 Struktur dan Stratigrafi

Struktur di daerah penelitian lebih kompleks berada di dasar Atoka dan menjadi semakin sederhana ke bagian atas. Dalam skala kecil, banyak zona patahan *near-vertical* yang menjauhi pola struktur waktu yang terdapat di seluruh bagian Bend konglomerat. Kebanyakan mempunyai sudut tinggi dan perpindahan sesar yang kurang dari 100 ft (umumnya antara 20 ft sampai 30 ft). Terjadi depresi/penurunan di permukaan Caddo. Hardage dan lainnya menjelaskan bahwa terjadi runtuh goa karst pada zaman Paleozoikum. Adanya struktur runtuh ini mempengaruhi distribusi fasies reservoir batupasir dalam sekuens Atoka. Hal ini merupakan faktor penting yang perlu dipertimbangkan ketika mengevaluasi reservoir Bend konglomerat.

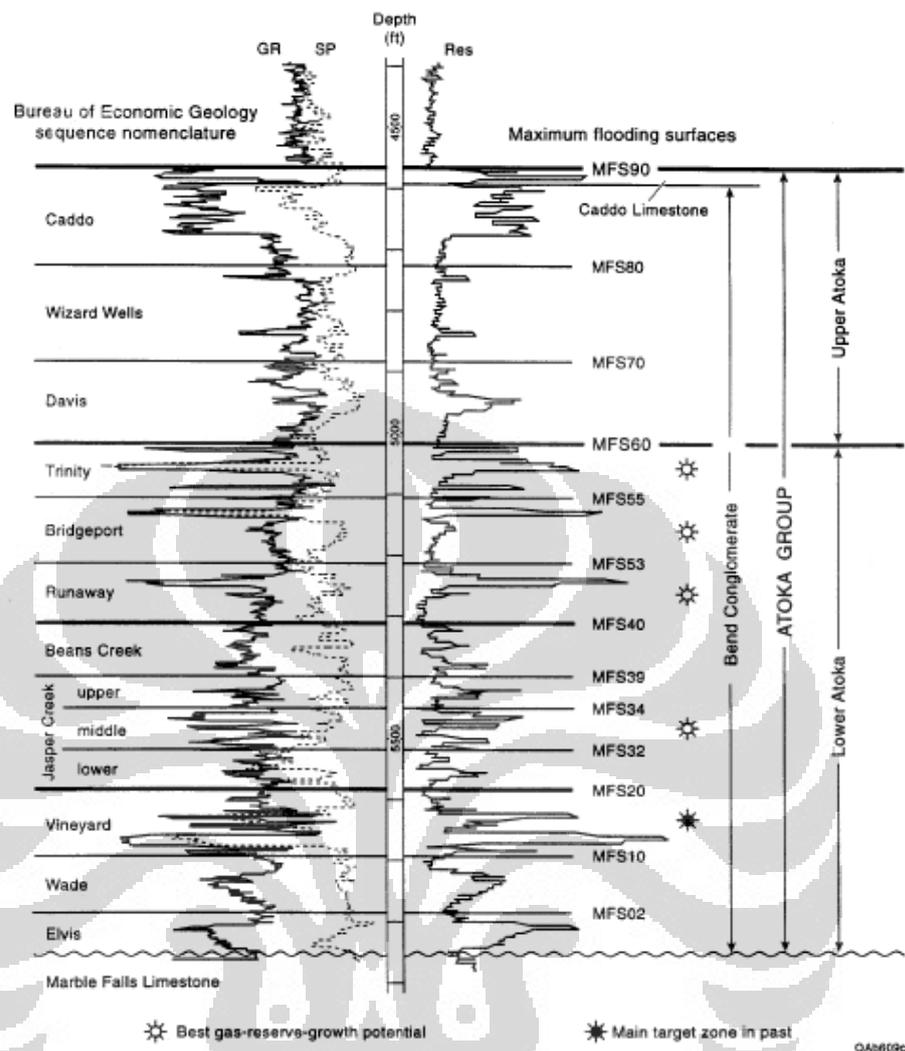
SYSTEM		SERIES	GROUP OR FORMATION
K		UNDIVIDED	
P		WOLFCAMPIAN	Cisco Group
IP	UPPER	VIRGILIAN	Canyon Group
		MISSOURIAN	
	MIDDLE	DES MOINESIAN	Strawn Group
		ATOKAN	Atoka Group
	LOWER	MORROWAN	Marble Falls and Canyon Formation
MISSISSIPPIAN			

} Gas from Bend Conglomerate

Gambar 2.7 Kolom stratigrafi pascaMississippian Cekungan Fort Worth (Thompson, 1982)

### 2.2.2 Perkembangan Reservoir

Bend konglomerat merupakan interval dari dasar Caddo Kapur sampai atas Marble Falls Kapur (Gambar 2.8). Terjadinya erosi dalam sekuens genetic Atokan memungkinkan pembentukan reservoir. Erosi tersebut menyebar dan memotong strata yang lebih tua yang mana dapat ditemukan pada *well log cross section*. Pada permukaan ini mewakili ketidakselarasan *downcutting* selama periode perubahan permukaan laut. Mekanisme jebakan/trap utama adalah fasies.

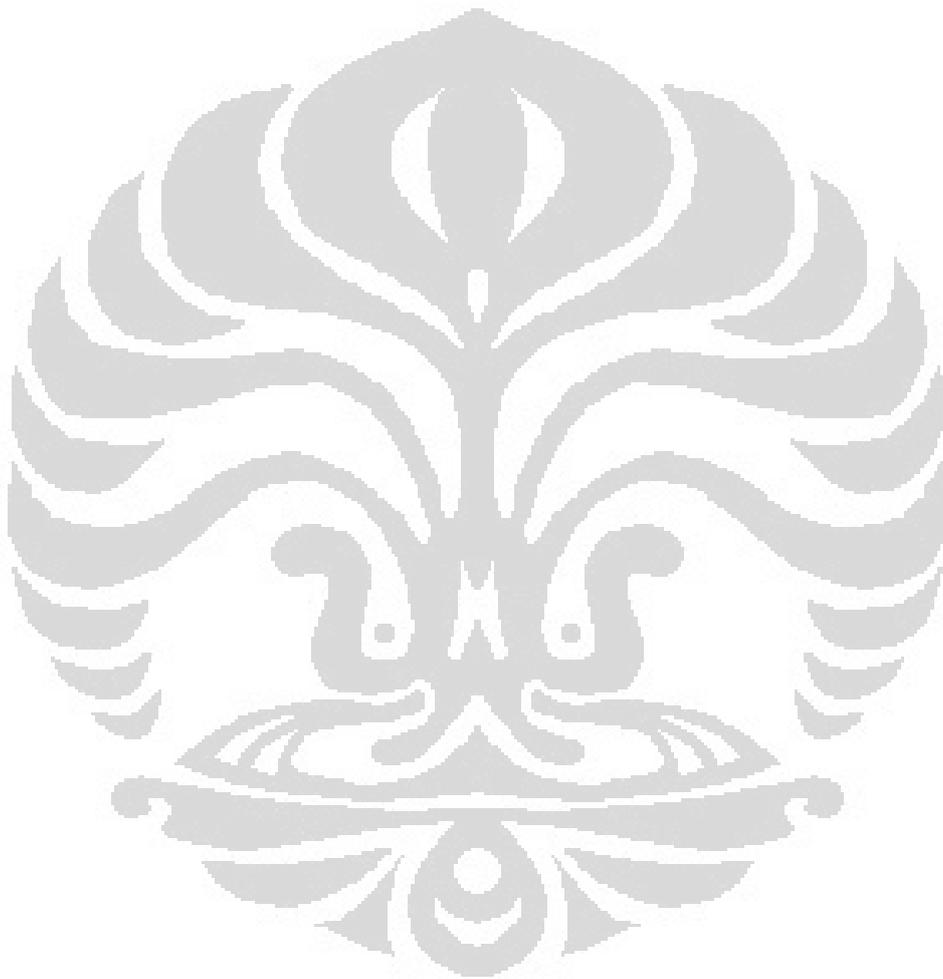


Gambar 2.8 Stratigrafi nomenclature pada lapangan X

### 2.2.3 Karakteristik Reservoir

Pada daerah penelitian, ketebalan Bend konglomerat berkisar antara 1.000 sampai 1.200 ft. Gambar 2.8 mengilustrasikan 13 sekuens genetik utama yang ada dalam selang waktu tersebut. Sekuens genetik ini terdiri dari atas-pengkasaran (*upward-coarsening*) penggantian fasies yang dibatasi oleh *shale marine impermeable* ditandai dengan *Maximum Flooding Surfaces* (MFS). Reservoir paling produktif berdasarkan pada data adalah Caddo dan Vineyard, unit-unit di bagian atas dan dekat dasar Bend konglomerat, tetapi telah selesai di semua sekuens. Sebagian besar interval gas produktif terdapat juga beberapa minyak produktif di timur laut dan bagian tenggara area proyek/lapangan. Sekuens Caddo merupakan minyak

produktif utama di area proyek. Biasanya Bend konglomerat ditemukan pada kedalaman berkisar antara 4.500 sampai 6.000 ft. Berdasarkan interval dan kedalaman, perkiraan awal untuk tekanan bervariasi antara 1.400 psi dan 2.200 psi. Suhu reservoir sekitar 150° F dan gravitasi gas antara 0,65-0,75 dengan ketebalan *net-pay* mencapai 30 ft. Reservoir ini mempunyai nilai permeabilitas bervariasi dari kurang dari 0,1 md hingga lebih besar dari 10 md.



## BAB III TEORI DASAR

### 3.1 Parameter Petrofisika

Dalam mengevaluasi karakteristik dari formasi batuan dilakukan pengukuran-pengukuran sifat petrofisika dalam sumur pemboran. Secara umum pengukuran-pengukuran yang dilakukan berupa nilai gamma ray (log Gamma Ray), *delta time* dari formasi (log *Sonic*), resistivitas batuan (log Resistivitas) dll yang kemudian digunakan sebagai input untuk mencari parameter petrofisika. Parameter petrofisika yang dicari berupa volume lempung ( $V_{clay}$ ) dan porositas batuan yang kemudian diperoleh nilai saturasi air dari suatu sumur. Dari Pengukuran log dapat dicari nilai kecepatan gelombang yang menjalar pada batuan formasi disekitar sumur pemboran.

Volume lempung ( $V_{clay}$ ) merupakan banyaknya kandungan lempung dari suatu formasi. Nilai  $V_{clay}$  dapat dicari dari persamaan log gamma ray dengan persamaan:

$$V_{clay} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.1)$$

Porositas dari suatu formasi dapat ditentukan langsung dari pengukuran log Neutron. Apabila tidak tersedianya log Neutron, porositas dapat dicari dengan menggunakan log Densitas. Karena perubahan densitas dari batuan dipengaruhi oleh perubahan kandungan fluida. Persamaan tersebut dapat dituliskan dengan pendekatan:

$$\rho_b = \rho_{ma}(1 - \phi) + \phi\rho_f \quad (3.2)$$

dimana  $\rho_b$ ,  $\rho_{ma}$  dan  $\rho_f$  densitas batuan tersaturasi, densitas matrik batuan, dan densitas fluida. Dari persamaan tersebut di atas dapat ditentukan porositas ( $\phi$ ) dengan persamaan:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.3)$$

Saturasi air ( $S_w$ ) merupakan banyaknya kandungan air dari suatu fluida yang mengisi rongga-rongga batuan. Harga  $S_w$  dapat ditentukan dari persamaan:

$$S_w = \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (3.4)$$

Dimana  $R_w$  dan  $R_t$  adalah nilai resistivitas air dan resistivitas formasi/batuan yang diperoleh dari pengukuran log Resistivitas.

Apabila tidak diketahui nilai porositas secara pasti dan adanya pengaruh faktor fluida air dan hidrokarbon maka nilai  $S_w$  dapat dicari dengan persamaan:

$$S_w = \frac{(\rho_{ma} - \rho_h) \sqrt{\frac{R_w}{R_t}}}{(\rho_{ma} - \rho_b) + (\rho_w - \rho_h) \sqrt{\frac{R_w}{R_t}}} \quad (3.5)$$

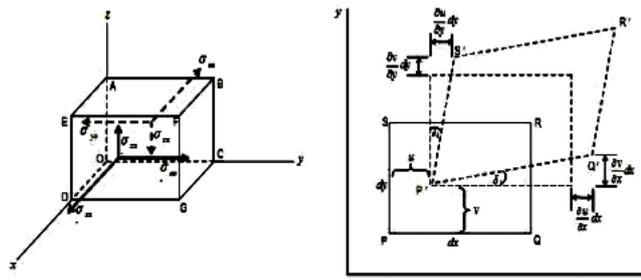
$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - [S_w \rho_w + (1 - S_w) \rho_h]} \quad (3.6)$$

Dimana  $\rho_w$  dan  $\rho_h$  merupakan massa jenis air dan hidrokarbon.

Untuk mendapatkan kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dari suatu batuan dapat diperoleh dari pengukuran log *Sonic* yang nilainya berbanding terbalik dengan nilai log *Sonic*.

### 3.2 Konsep Fisika Batuan

Konstanta elastis merupakan hubungan antara tegangan dan regangan yang mengakibatkan perubahan bentuk benda. Untuk medium yang homogen isotropik konstanta elastik meliputi modulus Young, modulus Bulk, modulus Rigiditas dan rasio Poisson.



Gambar 3.1 Sistem gerak materi saat terkena gelombang seismik

Modulus Young ( $\gamma$ ) dapat didefinisikan sebagai besarnya regangan yang dialami oleh suatu benda yang ditunjukkan oleh perubahan panjang. Semua komponen regangan yang tidak searah sumbu panjang adalah nol. Hal ini disebabkan tegangan hanya terjadi pada arah sumbu panjang tersebut, pada arah yang lain tegangannya nol. Modulus Young dirumuskan dengan:

$$\gamma = \frac{\sigma_{xx}}{\epsilon_{xx}} \quad (3.7)$$

Modulus Bulk ( $k$ ) merupakan besarnya regangan yang dialami oleh suatu benda yang ditunjukkan oleh perubahan volume. Tegangan pada modulus ini didefinisikan sebagai tekanan hidrostatis. Sehingga dapat dikatakan bahwa modulus Bulk adalah hubungan antara tegangan dan regangan pada benda yang mengalami tekanan hidrostatis. Bila tekanan hidrostatis  $P_h = F/A$  dan regangan volume  $\Delta = \Delta V/V$ , maka modulus Bulk dirumuskan:

$$k = \frac{F/A}{\Delta V/V} = \frac{P_h}{\Delta} \quad (3.8)$$

Modulus Rigiditas ( $\mu$ ) atau sering disebut dengan modulus shear ini merupakan suatu hubungan antara tegangan dan regangan yang menimbulkan pergeseran pada salah satu bidang permukaannya. Perubahan bentuk akibat pergeseran ini tidak disertai perubahan volume. Secara matematis, Modulus Rigiditas dapat dirumuskan:

$$\mu = \frac{\sigma_{xy}}{\epsilon_{xy}} \quad (3.9)$$

Rasio Poisson ( $\sigma$ ) adalah besarnya regangan pada suatu benda berupa kontraksi dalam arah transversal dan peregangan dalam arah longitudinal yang diakibatkan oleh tekanan. Apabila terdapat sebuah silinder dimana arah transversalnya dinyatakan dengan diameter silinder ( $D$ ) dan arah longitudinal dengan panjang silinder ( $L$ ), maka rasio Poisson dirumuskan dengan:

$$\sigma = \frac{\Delta D/L}{\Delta L/L} \quad (3.10)$$

### 3.3 Pemodelan Kecepatan Gelombang S

Ada beberapa metode yang digunakan untuk membuat pemodelan kecepatan fisika batuan. Dari beberapa metode tersebut dipengaruhi oleh parameter-parameter petrofisika yang didapatkan dari data log.

#### 3.3.1 Hubungan Empiris

Hubungan empiris dari polinomial  $V_p$ - $V_s$  untuk mengestimasi kecepatan kompresi dan kecepatan shear pada multimineral tersaturasi air dapat diturunkan dari parameter litologi yang diberikan oleh Castagna *et al* (1992). Kecepatan gelombang shear dari suatu litologi tersaturasi air dapat diestimasi dengan pendekatan rata-rata dari deret aritmatika dan deret harmonik dari suatu litologi kecepatan gelombang S.

$$V_{S_w} = \frac{1}{2} \left\{ \left[ \sum_{i=1}^L X_i \sum_{j=0}^{N_i} a_{ij} V_{P_w}^j \right] + \left[ \sum_{i=1}^L X_i \left( \sum_{j=0}^{N_i} a_{ij} V_{P_w}^j \right)^{-1} \right]^{-1} \right\} \quad (3.11)$$

dimana,  $L$  merupakan jumlah dari litologi batuan;  $X_i$  adalah volume fraksi dari suatu litologi;  $a_{ij}$  koefisien regresi empiris;  $N_i$  banyaknya order polinomial  $i$ ; dan  $V_{P_w}$ ,  $V_{S_w}$  merupakan kecepatan gelombang P dan S dari suatu batuan multimineral yang tersaturasi air.

Tabel 3.1 Parameter litologi pada hubungan empiris Castagna.

Lithology	$a_{i0}$	$a_{i1}$	$a_{i2}$
Sandstones	-0.85588	0.80416	0
Limestones	-1.03049	1.01677	-0.05508
Dolomite	-0.07775	0.58321	0
Shale	-0.86735	0.76969	0

#### 3.3.2 Persamaan Gassmann

Pendekatan dari persamaan Gassmann dapat digunakan untuk mengestimasi nilai dari kecepatan gelombang *shear*. Persamaan tersebut meliputi:

$$M_s = \rho V p^2 \quad (3.12)$$

$$\frac{1}{k_f} = \frac{S_w}{k_w} + \frac{1-S_w}{k_h} \quad (3.13)$$

$$\Delta k_s' = \frac{M_0(1-M_s/M_0)^2}{\phi(M_0/k_f) - 1 - \phi + (M_s/M_0)} \quad (3.14)$$

$$\Delta k_s = \Delta k_s' \{0.6248 + 0.2039(M_s/M_0) + 1.1403\phi - 1.3118\phi^2\} \quad (3.15)$$

$$M_d = M_s - \Delta k_s = k_d + 1.3333\mu_d \quad (3.16)$$

dimana modulus Bulk dan modulus *shear* dari mineral ( $k_{ma}$ ,  $\mu_{ma}$ ); porositas  $\phi$ ; modulus Bulk air  $k_w$ ; minyak atau gas  $k_h$ , saturasi air  $S_w$ , kecepatan gelombang P  $V_p$ , densitas  $\rho$  dan modulus gelombang P pada batuan kering  $M_d$ . Modulus *shear* dari batuan kering  $\mu_d$  dapat dicari dari  $M_d$  dengan persamaan empiris:

$$\mu_d = 0,0081M_d^2 - 0.8386M_d - 0.1004(Gpa) \quad (3.17)$$

Sehingga diperoleh kecepatan gelombang *shear*:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_d}{\rho}} \quad (3.18)$$

### 3.3.3 Saturasi Parsial

Metode saturasi parsial juga tergolong sebagai metode empiris yang mana digunakan pada reservoir tersaturasi sebagian. Persamaan empiris untuk menentukan kecepatan gelombang S yang tersaturasi air dan pada kerangka batuan,  $V_{s_w}$  (Han, 1986) and  $V_{s_d}$  (Castagna, 1985) dapat dirumuskan:

$$V_{s_w} = 0.7085V_p - 0.44 - 0.3454V_{clay} \quad (3.19)$$

$$V_{s_d} = 0.667V_p \quad (3.20)$$

dimana,  $V_{clay}$  merupakan volume fraksi lempung pada suatu batuan. Kecepatan gelombang S yang tersaturasi sebagian dapat dirumuskan dengan persamaan:

$$V_s = \beta V_{s_w} + (1 - \beta)V_{s_d} \quad (3.21)$$

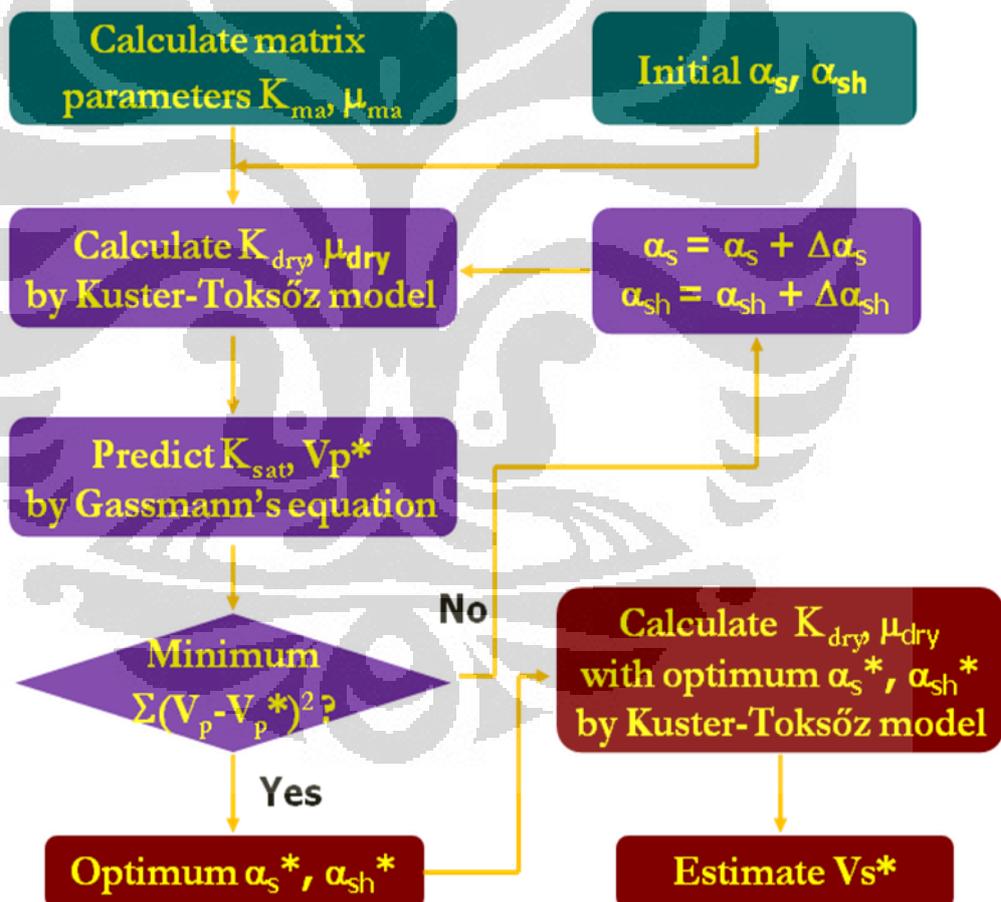
$$\beta = \frac{k_f}{k_w} - (1 - S_w) \frac{k_h}{k_w} \quad (3.22)$$

$$\frac{1}{k_f} = \frac{S_w}{k_w} + \frac{1-S_w}{k_h} \quad (3.23)$$

dengan  $k_w$  dan  $k_h$  merupakan modulus Bulk dari air dan hidrokarbon/gas; dan  $S_w$  merupakan saturasi air.

### 3.3.4 Pemodelan Xu-White

Pemodelan Xu-White digunakan untuk membuat model modulus elastis dari suatu batuan. Hasil ini digunakan untuk menggabungkan data sumur dengan parameter seismik untuk karakteristik reservoir. Pada penentuan kecepatan gelombang S dengan pemodelan kecepatan Xu-White, terdapat diagram alir yang mana pada diagram alir tersebut teriterasi. Diagram alir tersebut antara lain:



Gambar 3.2 Diagram alir pembuatan model kecepatan Xu-White

Pada pemodelan campuran pasir lempung pada Xu-White, porositas total dari suatu formasi merupakan jumlah dari porositas pasir dan lempung, dengan persamaan sebagai berikut:

$$\phi = \phi_s + \phi_c \quad (3.24)$$

Dimana nilai  $\phi_c$  dapat dicari dengan persamaan:

$$\phi_c = V_{clay} \frac{\phi}{1 - \phi} \quad (3.25)$$

$$V_s = 1 - \phi - V_{clay} \quad (3.26)$$

Penggunaan teorema Kuster-Toksoz (1974) dalam metode Xu-White (1995) bertujuan untuk mengestimasi modulus elastik *dry* ( $k_d$  dan  $\mu_d$ ). Persamaan ini sangat baik pada porositas kritis ( $\phi=0.4$ ) (Toksoz *et al.*, Jun Yan, 2003). Asumsi dasar dari persamaan ini adalah:

- ❖ Medium bersifat isotropi
- ❖ Medium terdiri dari 2 fasa yang berbeda sifat fisisnya.
- ❖ Pori saling berhubungan satu sama lain

Persamaan umum untuk menentukan modulus elastik batuan yang ditunjukkan oleh teorema Kuster-Toksoz (1974) antara lain:

$$k_d - k_{ma} = \frac{1}{3} (k_f - k_{ma}) \frac{3k_d + 4\mu_{ma}}{3k_{ma} + 4\mu_{ma}} \sum_{l=s,c} \phi_l T_{ijij}(\alpha_l) \quad (3.27)$$

dan

$$\mu_d - \mu_{ma} = \frac{6\mu_d(\mu_f - \mu_{ma})(k_{ma} + 2\mu_{ma}) + \mu_{ma}(9k_{ma} + 8\mu_{ma})}{5\mu_{ma}(3k_{ma} + 4\mu_{ma})} \sum_{l=s,c} \phi_l \left[ T_{ijij}(\alpha_l) - \frac{T_{ijij}(\alpha_l)}{3} \right] \quad (3.28)$$

Dimana  $k_d$ ,  $k_{ma}$ ,  $k_f$  merupakan modulus dari kerangka batuan, modulus matrik batuan dan modulus fluida pengisi rongga batuan.

Aspek rasio merupakan perbandingan panjang sumbu minor dan major suatu model materi atau pori sisipan dengan bentuk elipsoid. Eshelby (1975) dan Schon (1998) memberikan gambaran aspek rasio sebagai:  $\alpha=b/a$  dengan a=panjang sumbu major dan b=panjang sumbu minor.

Untuk mengestimasi kecepatan gelombang P dan S digunakan teori Gassmann dengan persamaan:

$$V_p = \left\{ \frac{1}{\rho_b} \left[ k_d + \frac{4}{3} \mu_d + \frac{(1 - C_{ma} / C_d)^2}{C_{ma} (1 - \phi) + C_f \phi - C_{ma}^2 / C_d} \right] \right\}^{1/2} \quad (3.29)$$

$$C_{ma} = \frac{1}{k_{ma}}, \quad (3.30)$$

$$C_f = \frac{1}{k_f}, \quad (3.31)$$

$$C_d = \frac{1}{k_d} \quad (3.32)$$

dan

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_d}{\rho_b}} \quad (3.33)$$

Untuk menentukan nilai modulus dari matrik suatu batuan dapat digunakan dengan persamaan rata-rata Voigt dan Reuss. Persamaan tersebut terdiri dari beberapa komponen mineral yang tercampur.

$$\overline{M}^\alpha = f_1 M_1^\alpha + f_2 M_2^\alpha + f_3 M_3^\alpha + \dots \quad (3.34)$$

Dimana:

$\overline{M}^\alpha$  = modulus elastis mineral campuran

$M_i$  = modulus mineral litologi i

$f_i$  = fraksi volume litologi i

$\alpha$  = konstanta, umumnya diantara -1 dan 1

Untuk kasus khusus adalah hubungan rata-rata Voigt (batas atas):

$$\overline{k}_V = f_1 k_1 + f_2 k_2 + f_3 k_3 \dots \quad (3.35)$$

$$\overline{\mu}_R^{-1} = f_1 \mu_1^{-1} + f_2 \mu_2^{-1} + f_3 \mu_3^{-1} \dots \quad (3.36)$$

Dan hubungan rata-rata Reuss (batas bawah):

$$\bar{k}_R^{-1} = f_1 k_1^{-1} + f_2 k_2^{-1} + f_3 k_3^{-1} \dots \quad (3.37)$$

$$\bar{\mu}_R^{-1} = f_1 \mu_1^{-1} + f_2 \mu_2^{-1} + f_3 \mu_3^{-1} \dots \quad (3.38)$$

Karena ini merupakan hubungan batas atas dan batas bawah maka untuk estimasi nilai modulus elastis batuan menggunakan hubungan rata-rata keduanya (*Voigt-Reuss-Hill Average*).

$$M_{VRH} = \frac{M_V + M_R}{2} \quad (3.39)$$

### 3.4 Pemodelan Penggantian fluida (FRM)

Hubungan antara modulus batuan yang tersaturasi dengan modulus kerangka batuan dapat dituliskan dengan persamaan Biot-Gassmann:

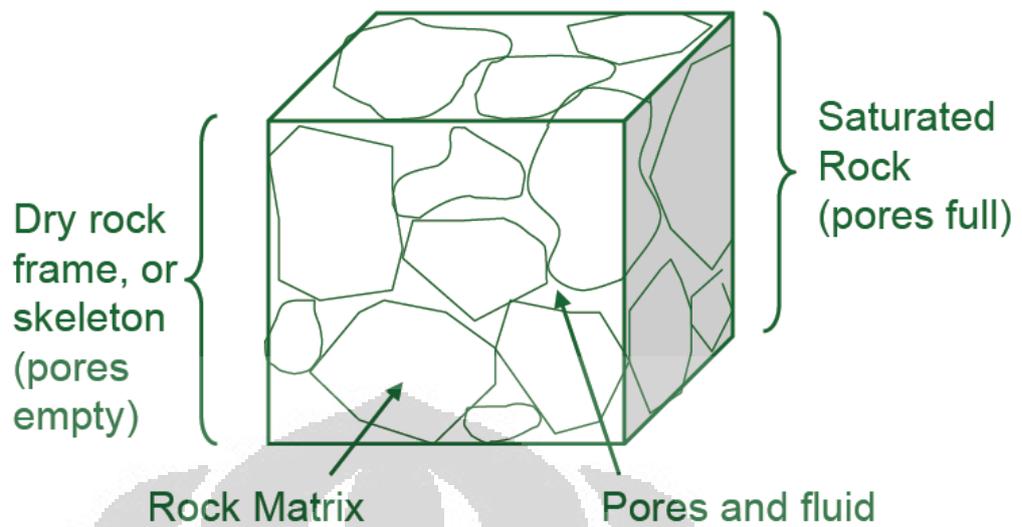
$$k_{sat} = k_d + \frac{(1 - \frac{k_d}{k_{ma}})^2}{\frac{\phi}{k_f} + \frac{1 - \phi}{k_{ma}} \frac{k_d}{k_{ma}^2}} \quad (3.40)$$

Mavko *et al* menyusun kembali persamaan di atas dengan persamaan:

$$\frac{k_{sat}}{k_{ma} - k_{sat}} = \frac{k_d}{k_{ma} - k_d} = \frac{k_f}{\phi(k_{ma} - k_f)} \quad (3.41)$$

Untuk modulus geser berdasarkan teori Biot-Gassman dapat diasumsikan

$$\frac{1}{\mu_{sat}} = \frac{1}{\mu_d} \quad (3.42)$$



Gambar 3.3 Sistem pemodelan batuan

Untuk melakukan pemodelan penggantian fluida dapat diikuti langkah-langkah (Mavko, 2005) sebagai berikut:

1. Dimulai dengan input  $V_p$ ,  $V_s$  dan  $\rho$  dari pengukuran log
2. Mencari nilai modulus dari kecepatan dengan fluida pertama:

$$k_1 = \rho \left( V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right), \quad (3.43)$$

$$\mu_1 = \rho V_s^2 \quad (3.44)$$

3. Mengganti modulus bulk dengan menggunakan persamaan Gassmann

$$\frac{k_2}{k_{ma} - k_2} - \frac{k_{f2}}{\phi(k_{ma} - k_{f2})} = \frac{k_1}{k_{ma} - k_1} - \frac{k_{f1}}{\phi(k_{ma} - k_{f1})} \quad (3.45)$$

$$4. \quad \mu_1 = \mu_2$$

$$(3.46)$$

5. Mengganti densitas dengan persamaan:

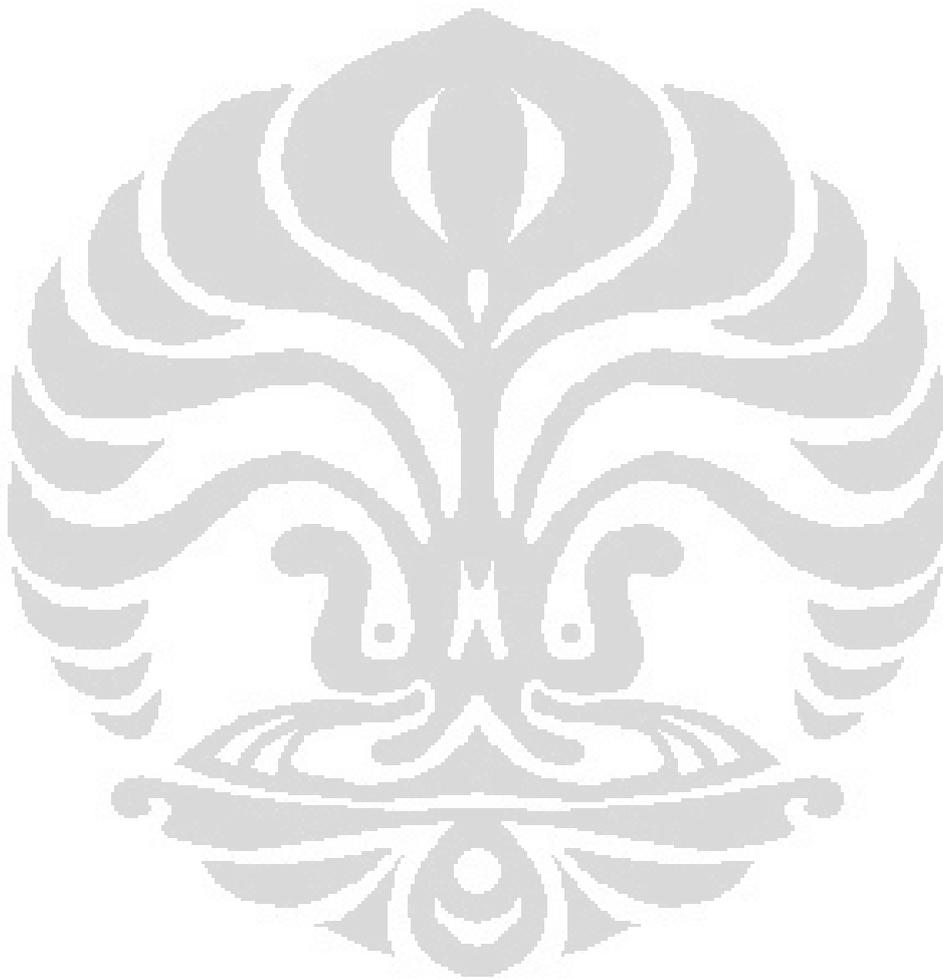
$$\rho_2 = (1 - \phi) \rho_{ma} + \phi \rho_{f2} = \rho_1 + \phi(\rho_{f2} - \rho_{f1}) \quad (3.47)$$

6. Mengganti kecepatan

$$V_p = \sqrt{\frac{K_2 + \frac{4}{3}\mu_2}{\rho_2}}, \quad (3.48)$$

dan

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_2}{\rho_2}} \quad (3.49)$$

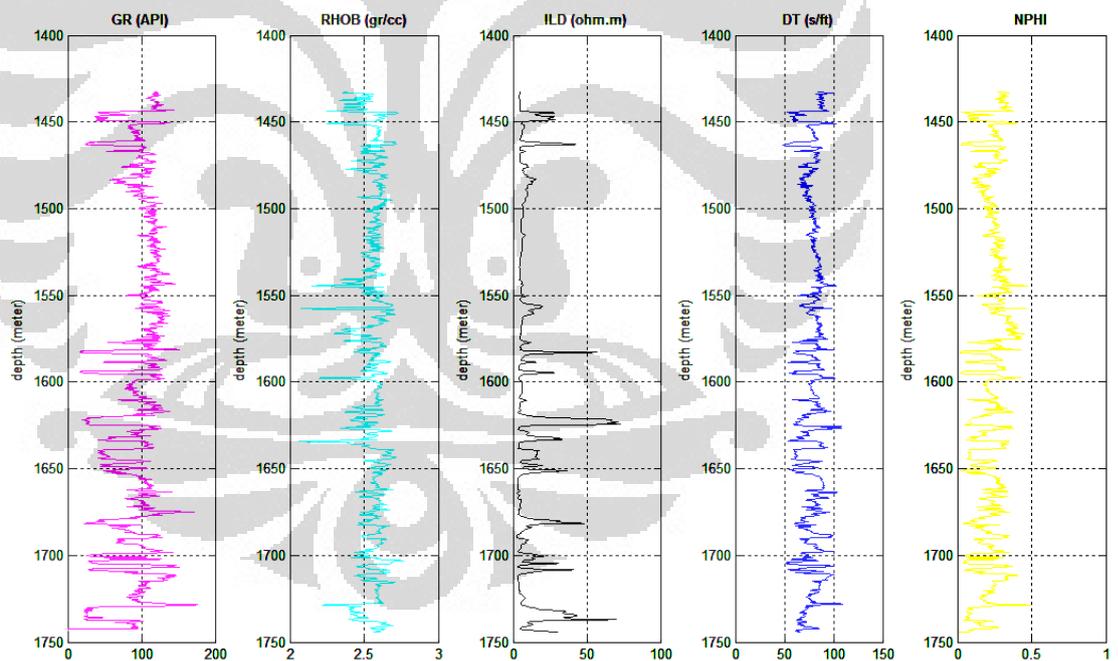


## BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

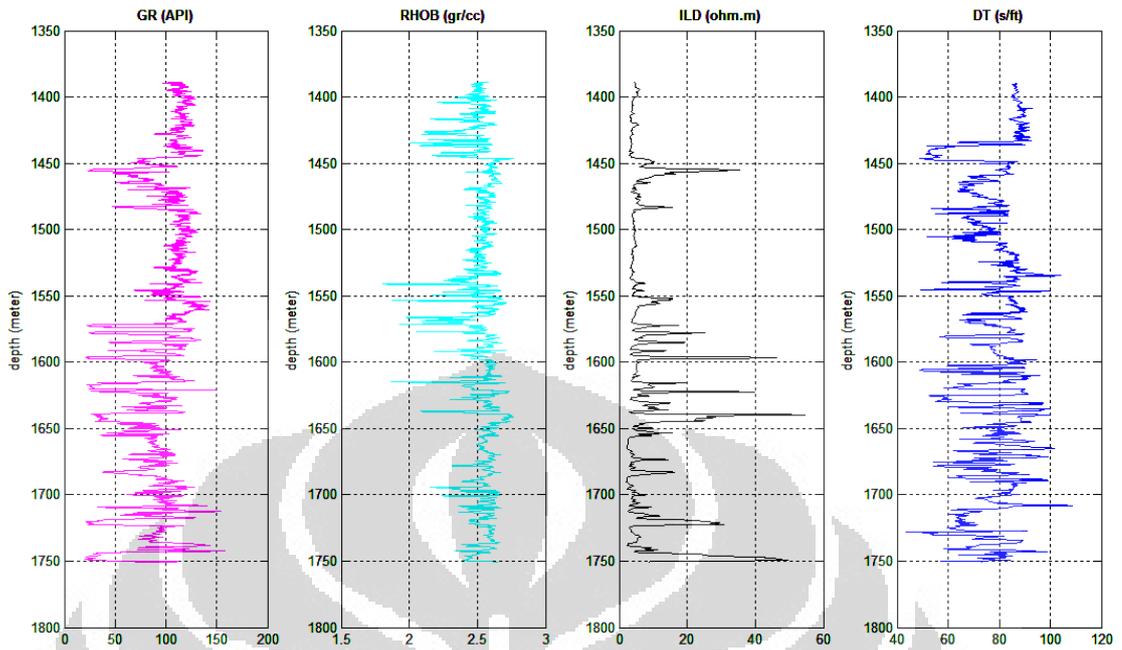
### 4.1 Data

Dalam penelitian ini, data yang digunakan adalah sebagai berikut:

- ❖ Data sumur sebanyak 3 sumur dari 39 sumur yang ada. Hal ini dikarenakan tidak tersedianya data log *sonic* pada 36 sumur yang lainnya.
- ❖ 1 data *wireline log* yaitu BY18D yang terdiri dari *gamma ray*, *density*, *resistivity*, *sonic* dan *neutron* (Gambar 4.1).
- ❖ 2 data *wireline log* yaitu BY11 dan CY9 yang terdiri dari *gamma ray*, *density*, *resistivity* dan *sonic* (Gambar 4.2 dan Gambar 4.3).
- ❖ 2 data *wireline log* buatan (hasil perhitungan) yang berupa *porosity* yang berasal dari data log BY11 dan CY9 (Gambar 4.4 dan Gambar 4.5).

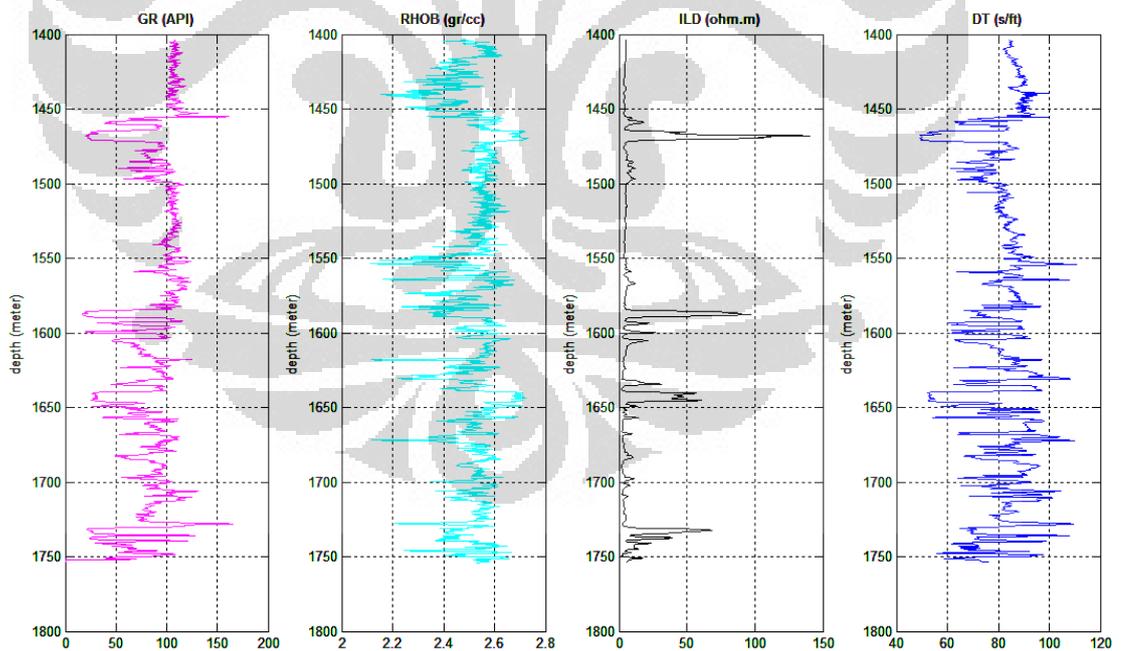


Gambar 4.1 Wireline log *gamma ray*, *density*, *resistivity* dan *sonic* pada sumur  
BY18D



Gambar 4.2 Wireline log gamma ray, density, resistivity dan sonic pada sumur

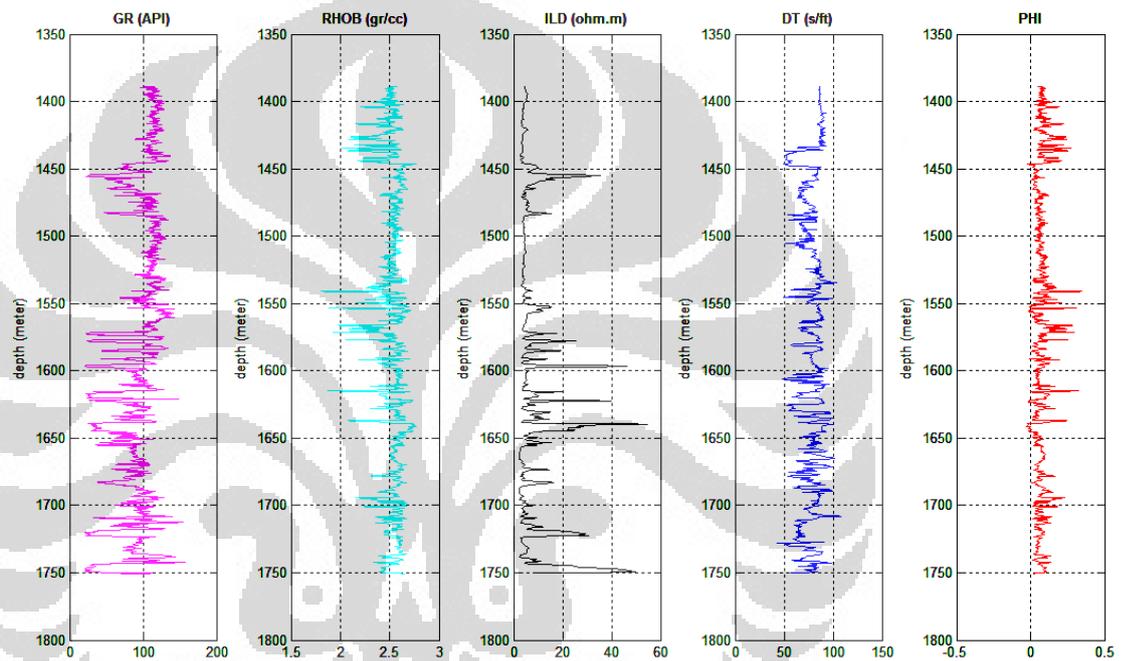
BY11



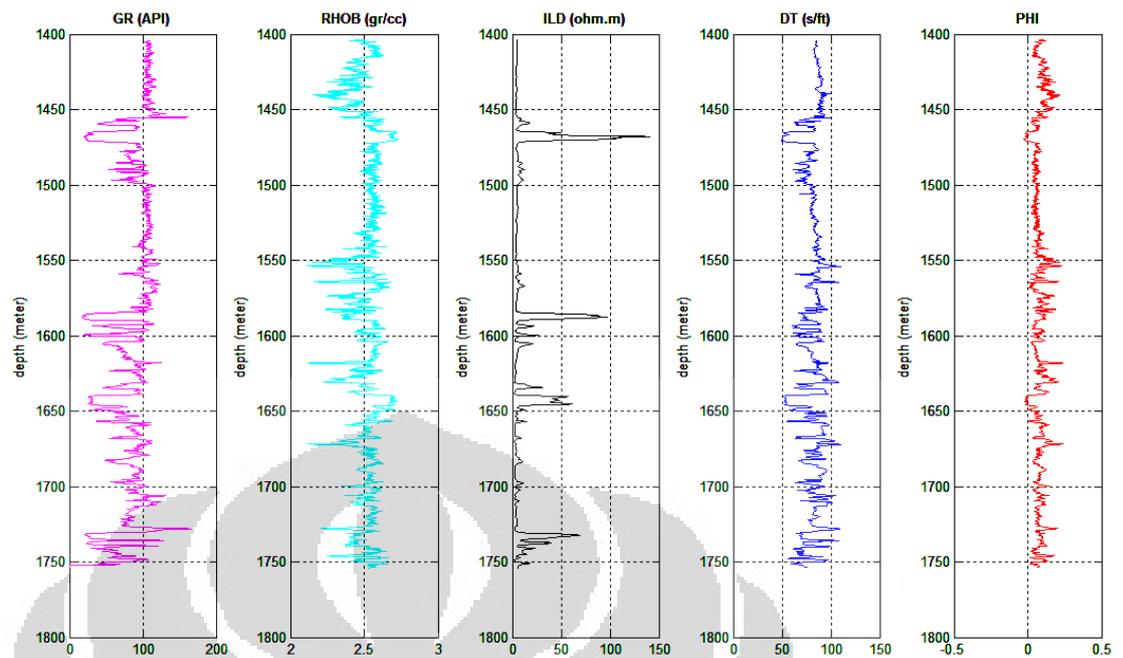
Gambar 4.3 Wireline log gamma ray, density, resistivity dan sonic pada sumur

CY9

Terdapat beberapa proses dalam mengolah data-data sumur dalam pembuatan model fisika batuan. Proses tersebut terdiri dari algoritma dalam mengestimasi kecepatan gelombang S yang meliputi Rumus Empiris, Persamaan Gassmann, model Saturasi parsial/sebagian dan pemodelan kecepatan Xu-White serta algoritma untuk pembuatan *Fluid Replacement Modeling* (FRM). Selain itu juga dilakukan *crossplot* terhadap beberapa parameter hasil seperti  $V_p/V_s$ ,  $\text{LambdaRho}/\text{MuRho}$ , dll.



Gambar 4.4 Wireline log gamma ray, density, resistivity, sonic dan porosity pada sumur BY11

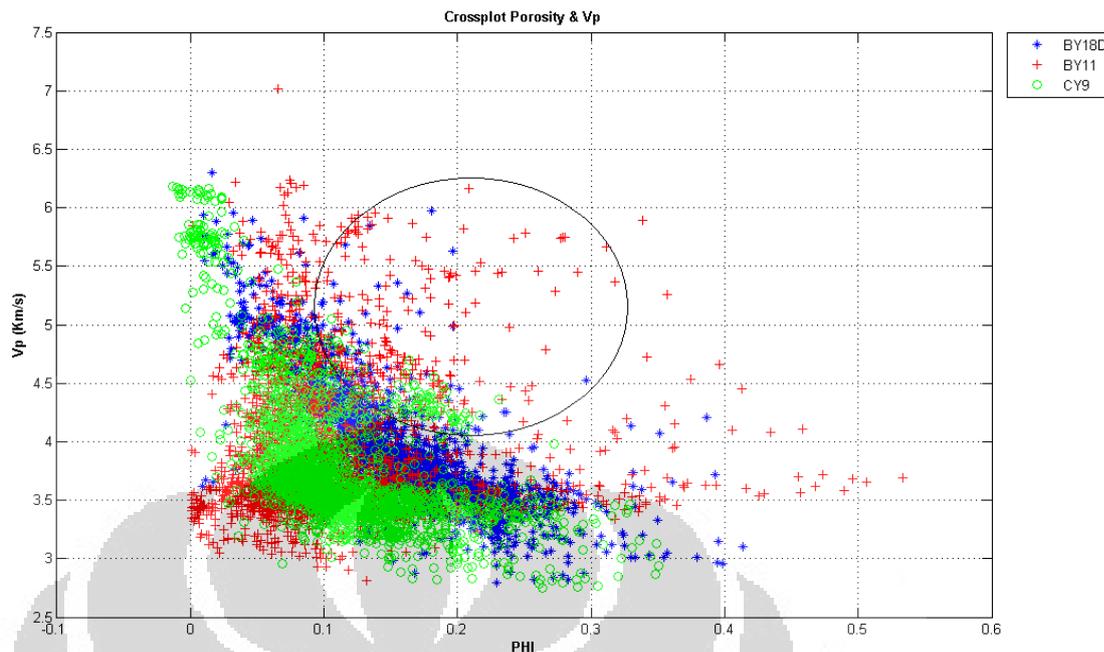


Gambar 4.5 Wireline log gamma ray, density, resistivity, sonic dan porosity pada sumur CY9

## 4.2 Evaluasi Dan Analisis Data Log

### 4.2.1 Pengkoreksian Data Sumur

Pengkoreksian data sumur sangat penting dalam proses evaluasi formasi. Hal ini dilakukan untuk meningkatkan kualitas data dan konsistensi dari hasil yang diperoleh. Terkadang terdapat data-data yang tidak sesuai dalam pengukuran sumur. Hal ini merupakan *noise* yang harus dibuang. Pada Gambar 4.4 terlihat *crossplot* antara porosity dengan  $V_p$  (sumur BY18D, BY11, dan CY9) sebagai kontrol kualitas data.



Gambar 4.6 *Crossplot* antara *porosity* terhadap *Vp* pada sumur BY18D, BY11 dan CY9

Dari informasi *crossplot* antara *porosity* dengan *Vp* terlihat bahwa sumur tersebut mempunyai kualitas data yang cukup baik yang mengindikasikan bahwa data yang diperoleh dari pengukuran log tidak terdapat masalah/kurang validnya data yang terlalu berarti. Pada gambar di atas menunjukkan kemenerusan data *crossplot* yang mana hanya beberapa data saja yang terpecar (ditandai dengan lingkaran elips) yang mungkin merupakan *noise* pada saat pengukuran. Data-data tersebut harus dipotong/*despike* untuk proses lebih lanjut.

#### 4.2.2 Analisis Litologi

Analisis litologi merupakan pengelompokan data berdasarkan litologi, yakni dengan mengetahui kandungan batuan inti yang dikombinasikan dengan data sumur. Untuk pemisahan litologi diperlukan data sumur berupa log gamma ray, *resistivity*, neutron dan *density*.

Pada pengelompokan litologi terdapat 3 litologi utama yang mempunyai sifat masing-masing seperti pada di bawah:

- ❖ *Sandstones* merupakan batuan pasir yang memiliki porositas tinggi. Sangat baik sebagai reservoir yang mana hanya mengandung sedikit kandungan *clay*.
- ❖ Konglomerat merupakan reservoir batu pasir yang memiliki densitas yang tinggi.
- ❖ *Clay* merupakan lapisan *shale* yang mana bukan reservoir karena porositas yang kecil dan tidak adanya permeabilitas.

#### 4.2.3 Penentuan Dan Penghitungan Parameter Petrofisika

Terdapat beberapa parameter petrofisika yang harus dihitung dari log sumur seperti kandungan *clay*/volume *clay*, porositas dan saturasi air. Parameter-parameter tersebut sangat menentukan/berpengaruh dalam evaluasi reservoir maupun dalam pembuatan pemodelan kecepatan fisika batuan.

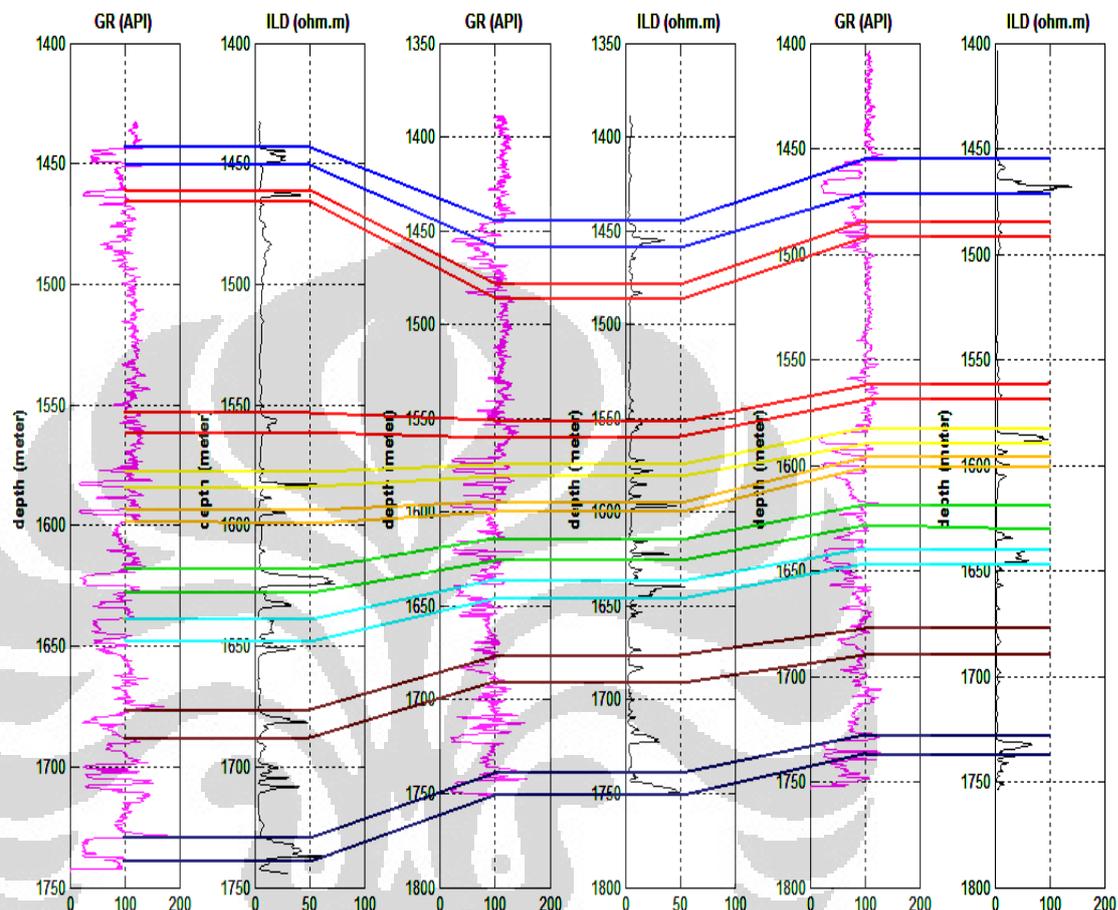
Dalam perhitungan parameter reservoir di sini kami menggunakan penghitungan standar log. Di mana volume *clay* diperoleh dari log gamma ray, porositas merupakan porositas dari log neutron dan porositas dari log densitas, dan saturasi air ( $S_w$ ) diperoleh dari persamaan Archie. Untuk menentukan resistivitas air, didapatkan dari data yang terdapat pada header log yaitu sebesar 0.0539 ohm.meter.

Tahap akhir dari proses-proses tersebut di atas adalah untuk menentukan zona reservoir dan zona non reservoir. Untuk mengetahui zona-zona tersebut dengan cara melakukan korelasi antara data-data log dengan data-data parameter reservoir.

#### 4.2.4 Korelasi Antar Sumur BY18D, BY11 dan BY9

Pada data-data log yang tersedia, sumur-sumur tersebut dapat dikorelasi dengan menghubungkan sifat-sifat/kemiripan yang ada dari kemenerusan data log. Di sini terlihat jelas pada log gamma ray yang mana menunjukkan litologi dari suatu formasi. Selain itu juga log *resistivity* yang dapat juga dikorelasi untuk

menentukan zona reservoir yang terisi fluida hidrokarbon. Dari Gambar dapat ditunjukkan adanya korelasi/hubungan antar sumur-sumur yang tersedia.



Gambar 4.7 Korelasi antar sumur BY18D, BY11 dan CY9 berdasarkan kemiripan litologi

### 4.3 Pemodelan Kecepatan Fisika Batuan

Pada pemodelan kecepatan fisika batuan digunakan parameter-parameter fisika batuan seperti shear modulus dan bulk modulus dari suatu batuan maupun fluida yang mengisi rongga batuan. Selain itu juga terdapatnya faktor aspek rasio pada batuan. Parameter-parameter fisika batuan tersebut kemudian dikombinasikan dengan parameter petrofisika yang didapatkan dari pengukuran dan penghitungan data log. Terdapat beberapa pemodelan kecepatan fisika batuan yang meliputi: Rumus Empiris, Metode Gassmann, model Saturasi Parsial/sebagian dan pemodelan kecepatan Xu-White.

### 4.3.1 Rumus Empiris

Pada perumusan empiris ini, pemodelan kecepatan gelombang S digunakan hubungan empiris antara  $V_p$  dengan  $V_s$  pada suatu batuan. Pada penghitungan digunakan dua formasi inti yaitu pemodelan kecepatan untuk *sandstones* dan pemodelan kecepatan untuk *shale/clay*. Seperti yang dirumuskan pada persamaan di bawah:

$$V_{s\_sand} = 0.80416V_p - 0.85588 \quad (4.1)$$

$$V_{s\_shale} = 0.76969V_p - 0.86735 \quad (4.2)$$

Kedua persamaan tersebut dikorelasikan dengan volume shale, sehingga diperoleh persamaan:

$$V_{s1} = Clay \times V_{s\_shale} + (1 - Clay) \times V_{s\_sand} \quad (4.3)$$

$$\frac{1}{V_{s2}} = \frac{Clay}{V_{s\_shale}} + \frac{1 - Clay}{V_{s\_sand}} \quad (4.4)$$

$$V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2} \quad (4.5)$$

Pada persamaan tersebut besaran kecepatan dalam km/s.

### 4.3.2 Metode Gassmann

Pada pemodelan kecepatan menggunakan metode Gassmann, diperlukan adanya parameter modulus elastis yang diperoleh dari  $V_p$  dan modulus marik batuan yang diperoleh dari hubungan persamaan Voigt-Reuss-Hill (VRH). Selain itu juga terdapat parameter fluida yang berupa modulus Bulk fluida yang mengisi rongga batuan yang diperoleh dari persamaan Gregory (1977). Parameter awal yang digunakan untuk masukan pada persamaan-persamaan tersebut seperti terlihat pada **Tabel 4.1**.

### 4.3.3 Pemodelan Saturasi Parsial

Pemodelan saturasi parsial merupakan metode empiris yang digunakan pada reservoir yang tersaturasi secara parsial/sebagian. Metode ini menggabungkan rumus empiris dengan memasukan parameter modulus bulk dari fluida (air dan hidrokarbon) dan saturasi air yang diperoleh dari analisis petrofisika.

### 4.3.4 Pemodelan Kecepatan Xu-White

Pada pemodelan dengan menggunakan perumusan kecepatan Xu-White digunakan metode pencampuran mineral pada awal proses yang selanjutnya diikuti dengan pencampuran porosity. Pencampuran mineral dan porosity dilakukan dengan menyisipkan pore space dari suatu campuran mineral. Pencampuran mineral dilakukan dengan menggunakan metode *Differential Effective Medium* (DEM) berdasarkan pada teori Kuster dan Toksoz.

Pada pemodelan Xu-White parameter yang sangat menentukan yaitu adanya aspek rasio dari suatu batuan serta parameter-parameter awal berupa modulus elastis dari suatu matrik batuan. Kandungan mineral penyusun formasi batuan juga sangat berpengaruh dalam pemodelan kecepatan, oleh karena itu diperlukan pengelompokan mineral penyusun batuan. Mineral tersebut dapat diperoleh dari data *core* maupun informasi yang ada pada data geologi regional yang ada. Karena keterbatasan data yang ada, pada penelitian ini hanya menggunakan klasifikasi mineral berdasarkan data dari geologi regional daerah penelitian. Pada penentuan parameter awal dalam pemodelan Kecepatan Xu-White digunakan parameter seperti pada **Tabel 4.1**.

#### 4.3.4.1 Penentuan Aspek Rasio

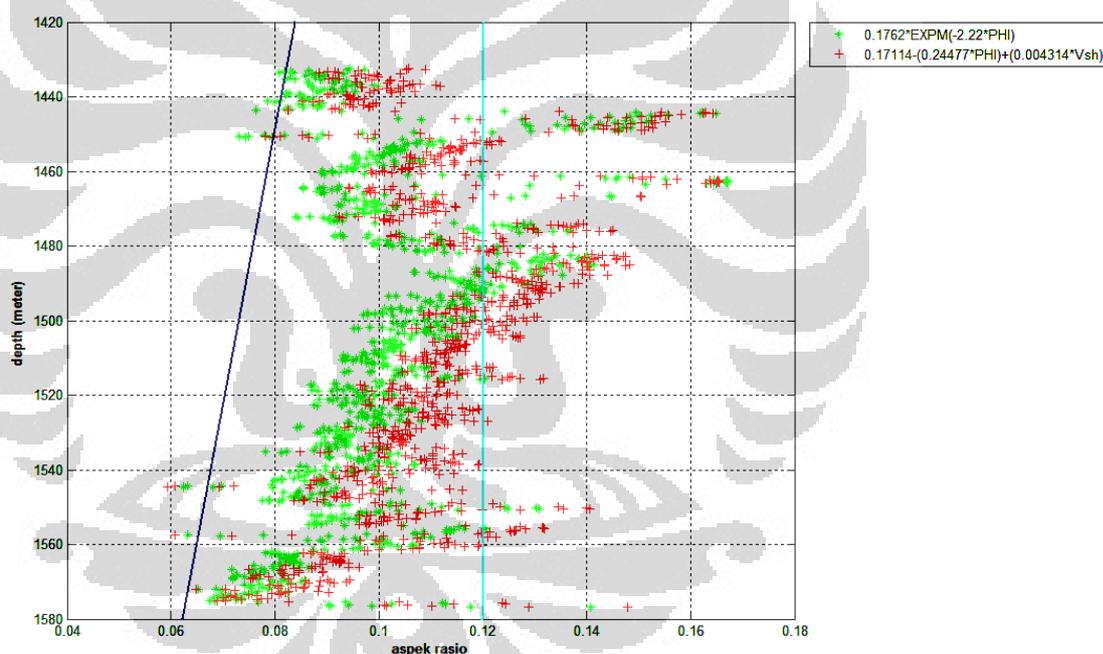
Aspek rasio dari *sand* dan *clay* dapat ditentukan dengan hubungan porositas maupun hubungan porositas dengan volume *clay*. Hubungan aspek rasio dan porositas dapat ditunjukkan pada persamaan non-linear. Sedangkan untuk korelasi

dengan efek dari volume *clay* dapat ditunjukkan pada persamaan 4.6 dan 4.7 Sams dan Andrea (2001).

$$\alpha = 0.1762e^{-2.22\phi} \quad (4.6)$$

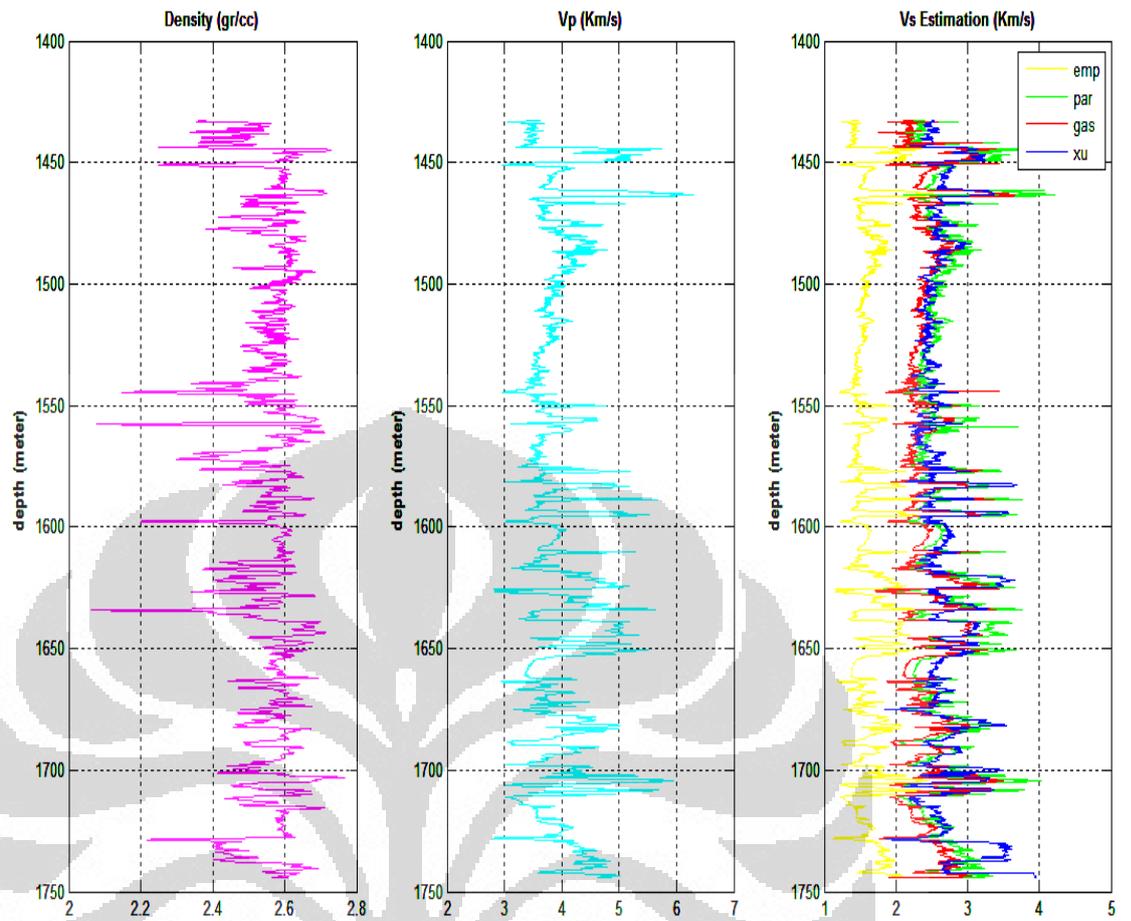
$$\alpha = 0.17114 - 0.24477\phi + 0.004314V_{sh} \quad (4.7)$$

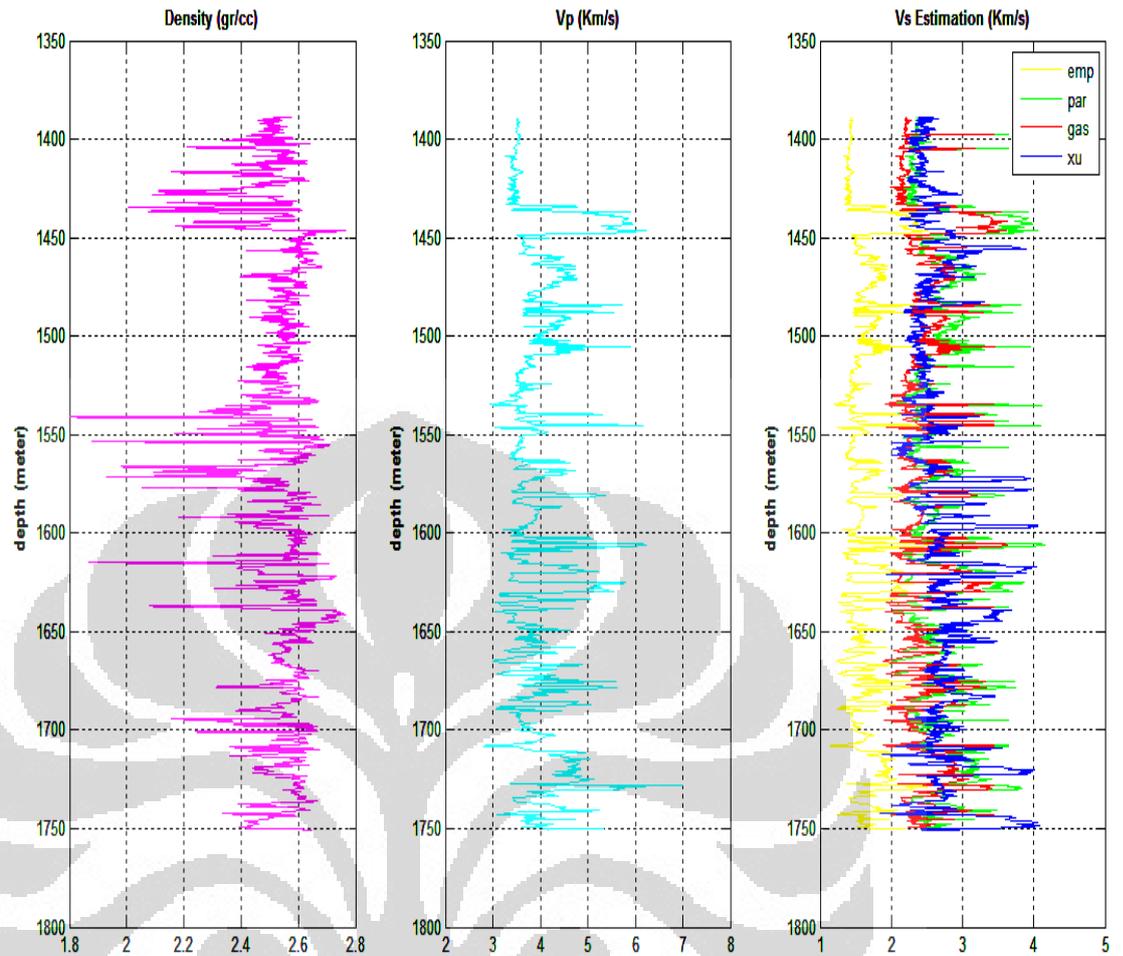
Dari aspek rasio yang diperoleh dengan persamaan tersebut kemudian dilakukan *crossplot* dengan kedalaman yang mana aspek rasio berpengaruh dengan kedalaman.



Gambar 4.8 *Crossplot* antara aspek rasio dengan kedalaman pada sumur BY18D

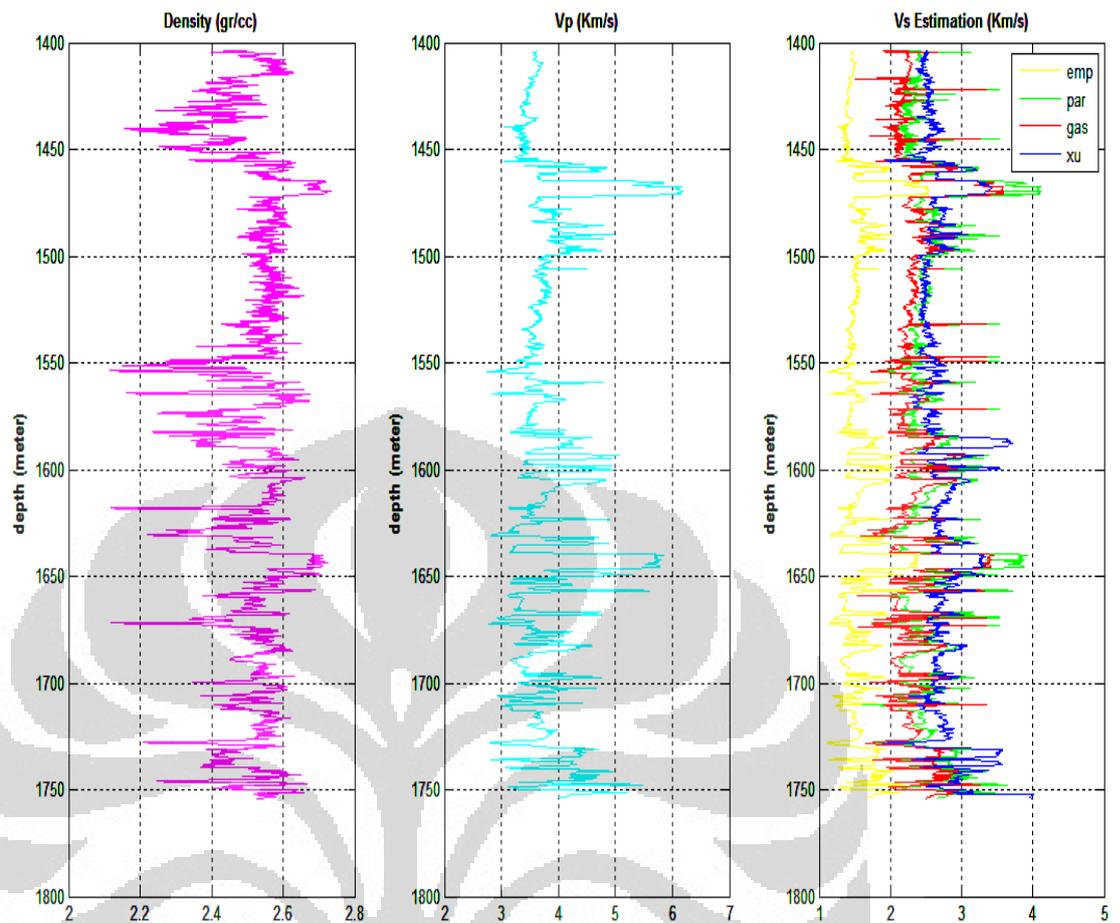
Pada Gambar terlihat bahwa aspek rasio *sand* relatif konstan pada nilai 0.12. Sedangkan nilai aspek rasio dari *clay* bervariasi terhadap kedalaman. Aspek rasio yang diperoleh dengan hubungan porositas dan volume *clay* mempunyai nilai yang lebih tinggi bila dibandingkan dengan korelasi antara aspek rasio dengan porositas saja.

Gambar 4.9 Estimasi  $V_s$  pada sumur BY18D

Gambar 4.10 Estimasi  $V_s$  pada sumur BY11

Tabel 4.1 Parameter awal untuk pembuatan model kecepatan fisika batuan

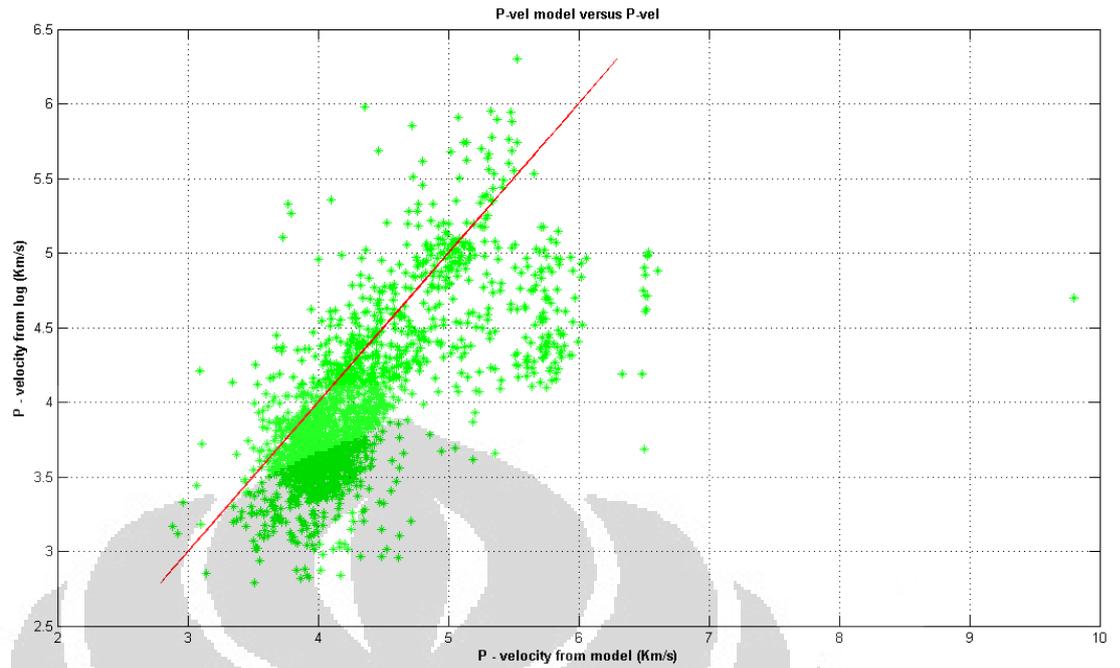
Parameter	<i>Bulk Modulus</i>	<i>Shear Modulus</i>	<i>Density</i>
<i>Sand</i>	38 GPA	44 GPA	2.65 gr/cc
<i>Clay</i>	20.9 GPA	6.85 GPA	2.58 gr/cc
<i>Gas</i>	0.0208 GPA	-	0.001 gr/cc
<i>Water</i>	2.29 GPA	-	1.01 gr/cc



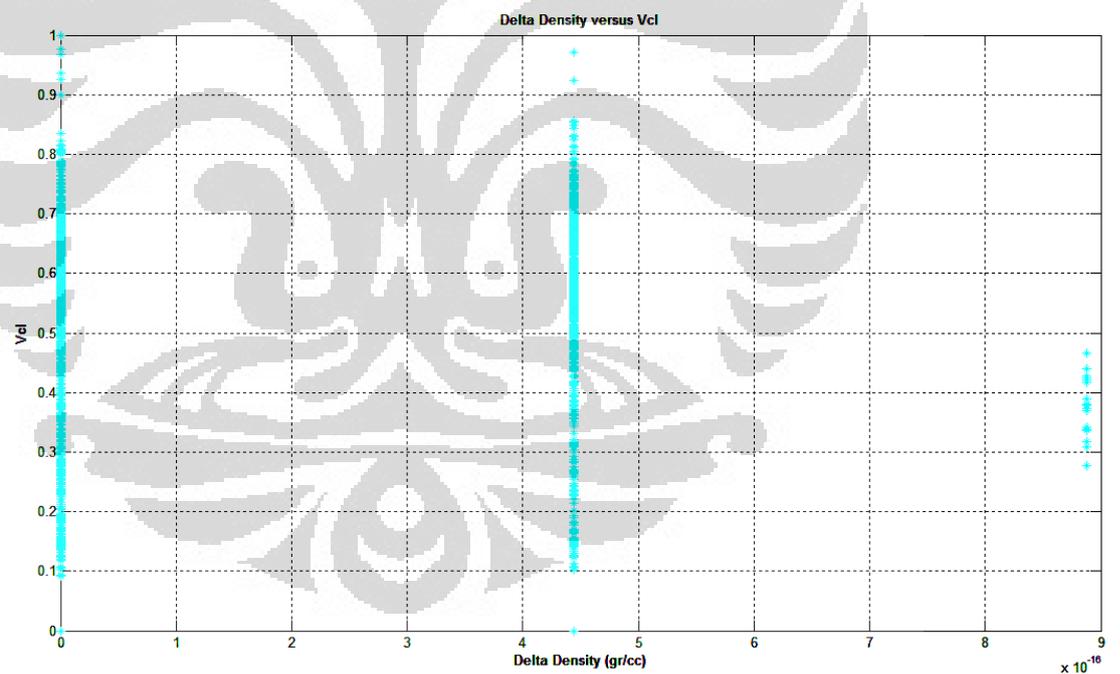
Gambar 4.11 Estimasi  $V_s$  pada sumur CY9

#### 4.3.4.2 Kontrol Kualitas Model

Kontrol kualitas dilakukan dengan cara *crossplot* antara model kecepatan dengan hasil kecepatan yang diperoleh dari pengukuran log. Yaitu *crossplot* antara  $V_p$  model/  $V_{p_{sat}}$  dari pemodelan dengan metode Xu-White dan  $V_p$  dari log *sonic*. Selain itu juga *crossplot* antara perbedaan densitas dari log dan densitas dari hasil penghitungan pada model kecepatan Xu-White dengan volume *Clay*.



Gambar 4.12 *Crossplot* antara  $V_p$  model dengan  $V_p$  pada sumur BY18D

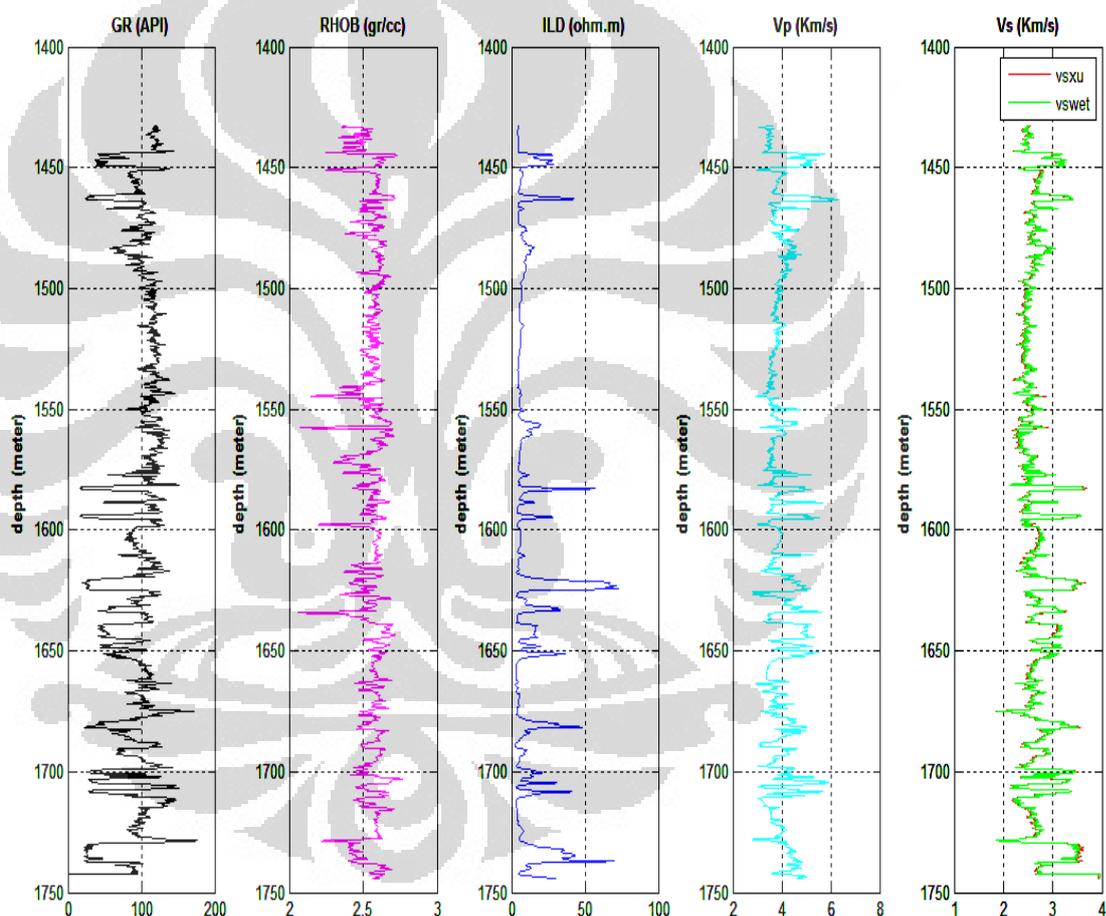


Gambar 4.13 *Crossplot* antara *delta-density* dengan *volume clay* pada sumur BY18D

#### 4.4 Pembuatan Model Penggantian Fluida (FRM)

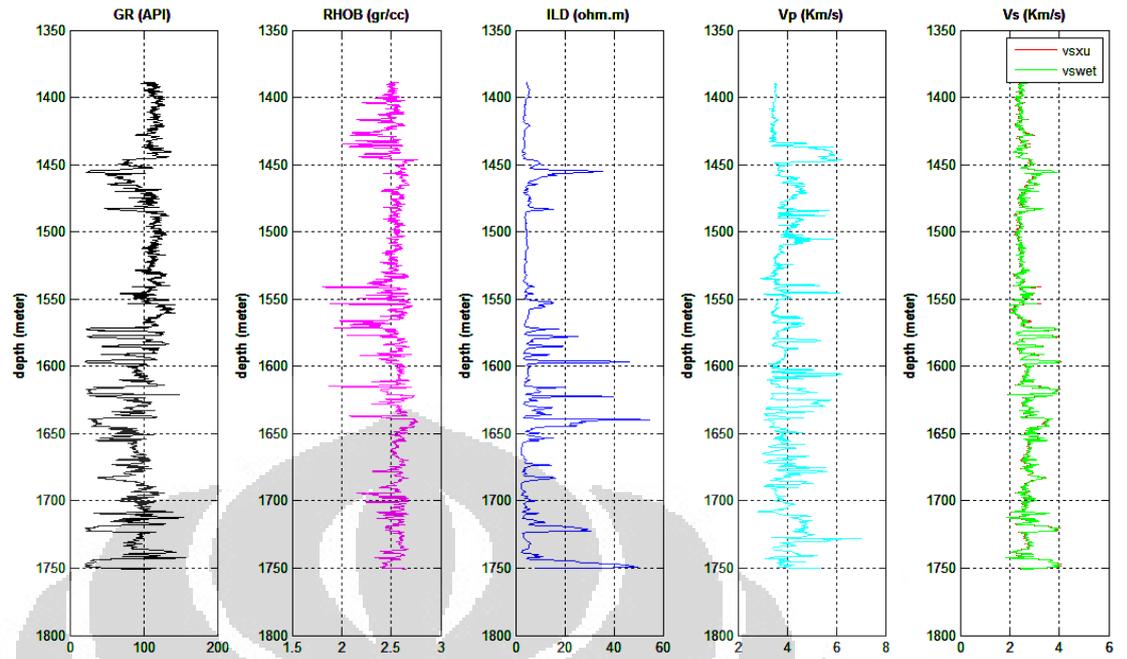
Pada pemodelan FRM, data yang dipakai adalah  $V_s$  dari pemodelan Xu-White. Dari pemodelan tersebut digunakan parameter penggantian fluida, yang mana dengan memasukan/mengganti fluida sebelumnya dengan fluida air ( $S_w$  100%).

Parameter awal pada pemodelan FRM dengan memasukan harga modulus bulk air 2.29 GPA dan modulus Bulk gas 0.0208 GPA. Sedangkan untuk densitas fluida dimasukan parameter densitas air 1.01 gr/cc.

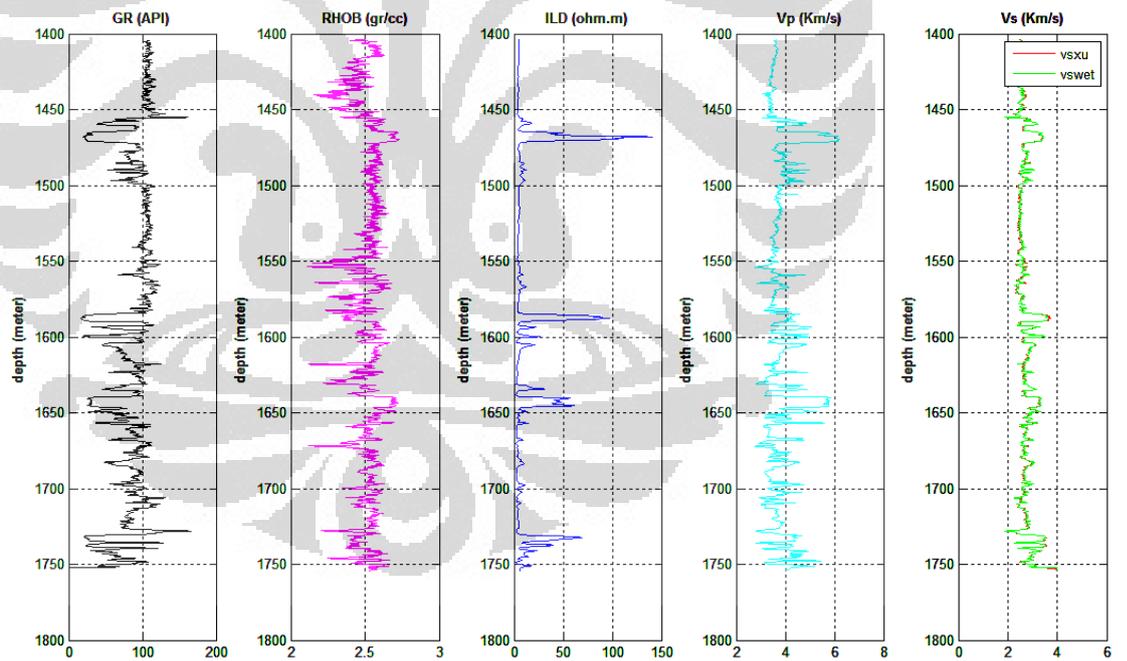


Gambar 4.14 Pemodelan penggantian fluida (FRM) dengan  $S_w$  100% pada sumur

BY18D



Gambar 4.15 Pemodelan penggantian fluida (FRM) dengan  $S_w$  100% pada sumur BY11



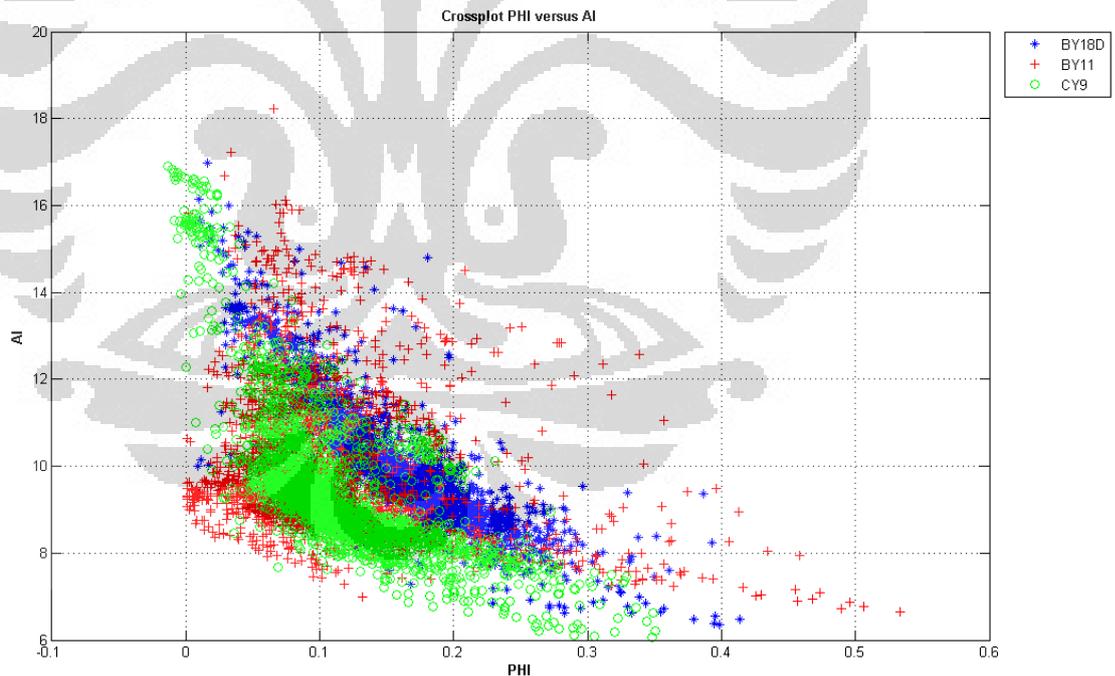
Gambar 4.16 Pemodelan penggantian fluida (FRM) dengan  $S_w$  100% pada sumur CY9

## BAB V

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 5.1 Sifat-sifat Reservoir dari Data Log

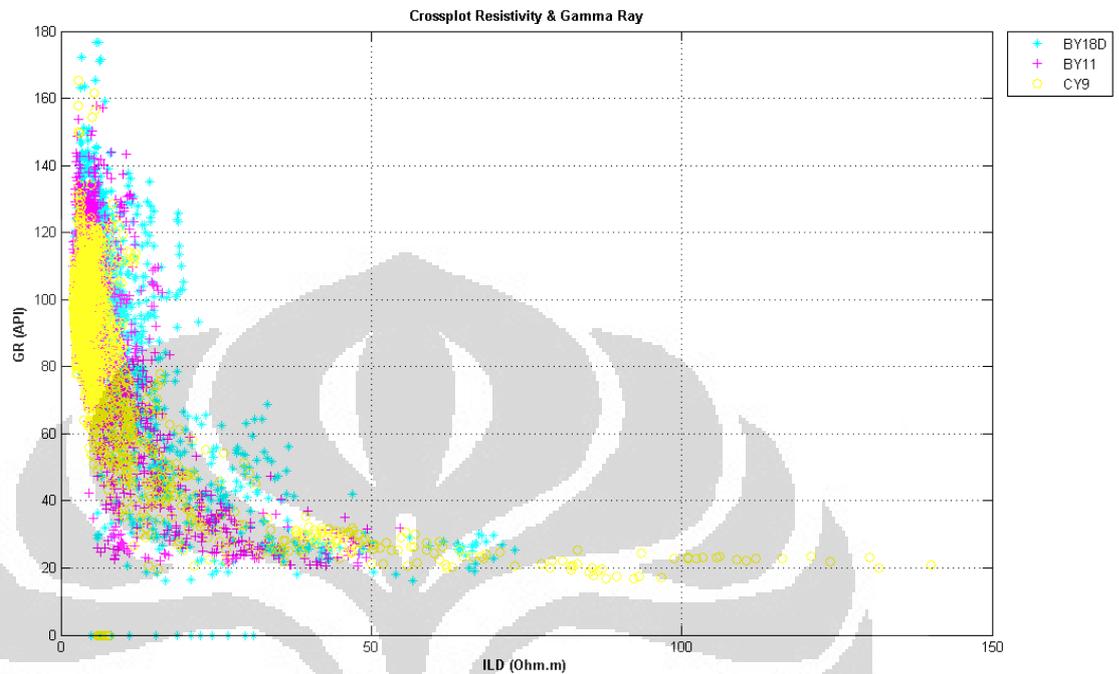
Dalam interpretasi data log, dilakukan pemisahan antara zona reservoir dengan zona non reservoir. Dalam pembacaan log secara langsung sudah dapat diketahui daerah mana yang tergolong daerah reservoir ataupun bukan. Akan tetapi, dalam pembacaan log tersebut masih perlu proses lebih lanjut untuk mengetahui kondisi dari reservoir apakah prospek atau tidak. Hal yang perlu dianalisis dalam suatu reservoir adalah kondisi litologi batuan dan kandungan fluida yang mengisi reservoir tersebut. Dalam interpretasi data log, digunakan beberapa cara untuk menganalisis sifat-sifat tersebut, yaitu dengan melakukan *crossplot* antara beberapa parameter petrofisika yang dikorelasi dengan hubungan pembacaan data log.



Gambar 5.1 *Crossplot* PHI terhadap AI pada sumur BY18D, BY11 dan CY9

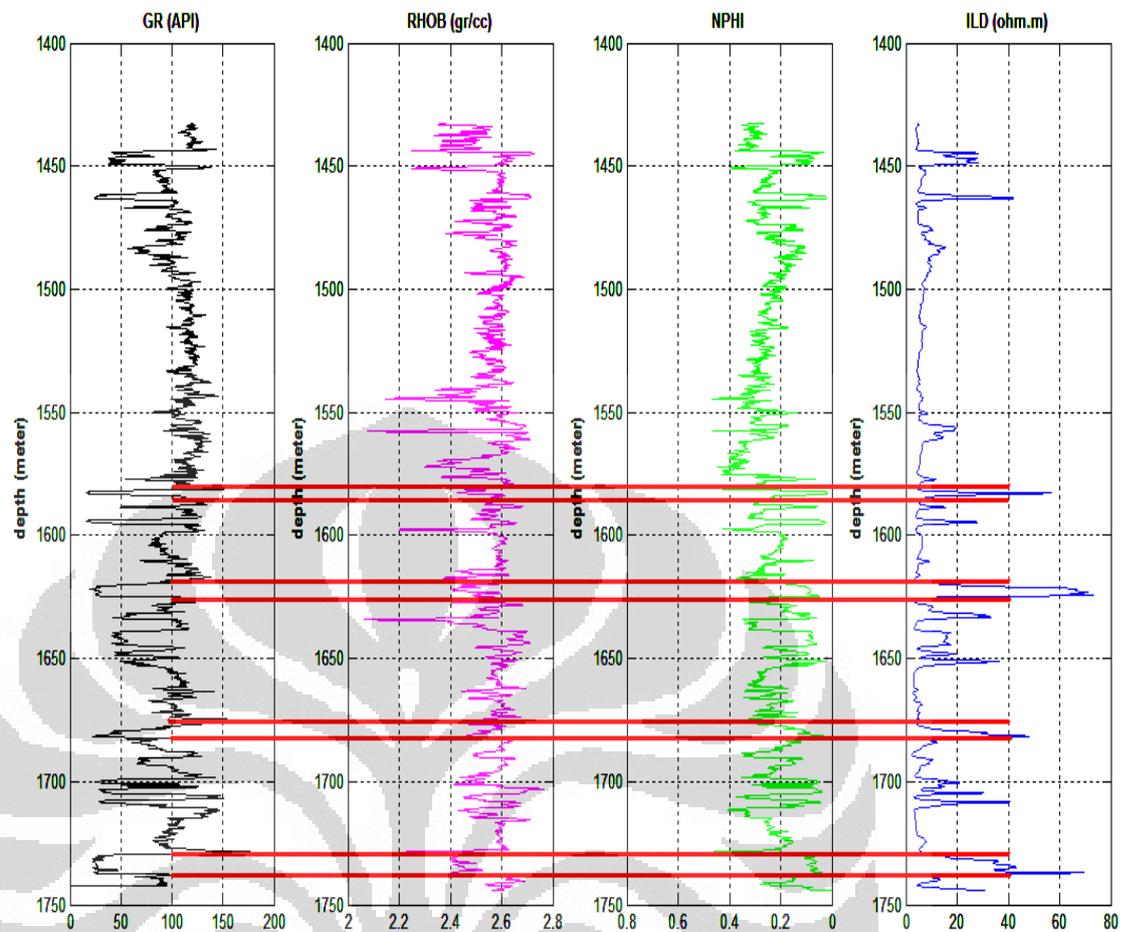
Pada Gambar 5.1 menunjukkan korelasi yang baik antara parameter porositas dengan AI, yang mana semakin besar nilai porositas semakin rendah nilai AI. Dari *crossplot* tersebut dapat diketahui bahwa parameter dengan nilai porositas yang

tinggi dan AI yang besar mengindikasikan adanya suatu batuan yang berpori yang mana merupakan indikasi keberadaan suatu reservoir.



Gambar 5.2 *Crossplot* resistivity terhadap Gamma Ray pada sumur BY18D, BY11 dan CY9

Dari Gambar 5.2 di atas dapat diketahui bahwa kandungan fluida hidrokarbon berada pada nilai Gamma Ray yang kecil dengan nilai resistivity yang besar. Hal ini menunjukkan bahwa pada reservoir terisi fluida hidrokarbon.



Gambar 5.3 *Crossover* antara RHOB dan NPHI pada sumur BY18D.

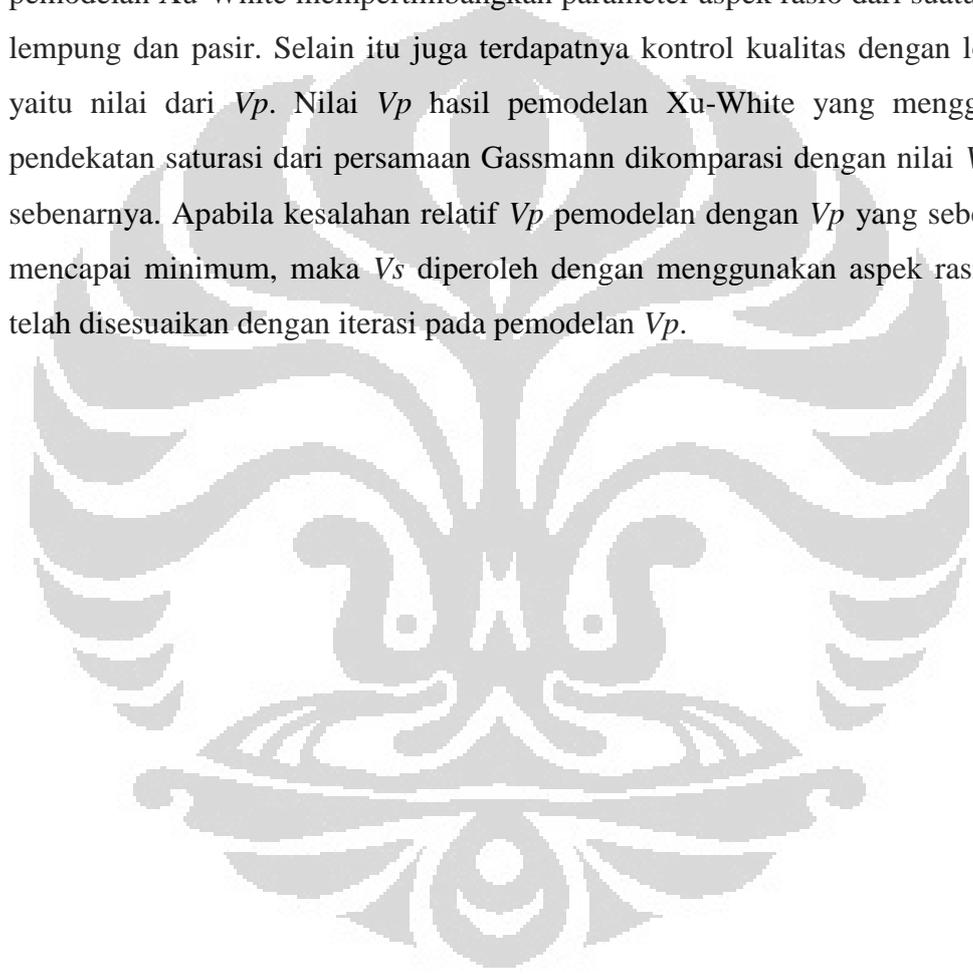
Pada Gambar 5.3 menunjukkan hubungan antara log densitas (RHOB) dengan log porositas (NPHI) dengan log Gamma Ray dan log resistivity (ILD). Dari gambar tersebut dapat dianalisis bahwa terjadi *crossover* antara RHOB dengan NPHI. Pada zona reservoir yang ditunjukkan dengan nilai Gamma Ray yang besar, terlihat nilai pada pembacaan log RHOB mengecil sedangkan nilai pembacaan log NPHI membesar. Hal ini dimungkinkan adanya pengaruh gas yang berada pada zona reservoir tersebut. *Crossover* tersebut didukung dengan tingginya nilai resistivitas dari pembacaan log ILD pada zona reservoir.

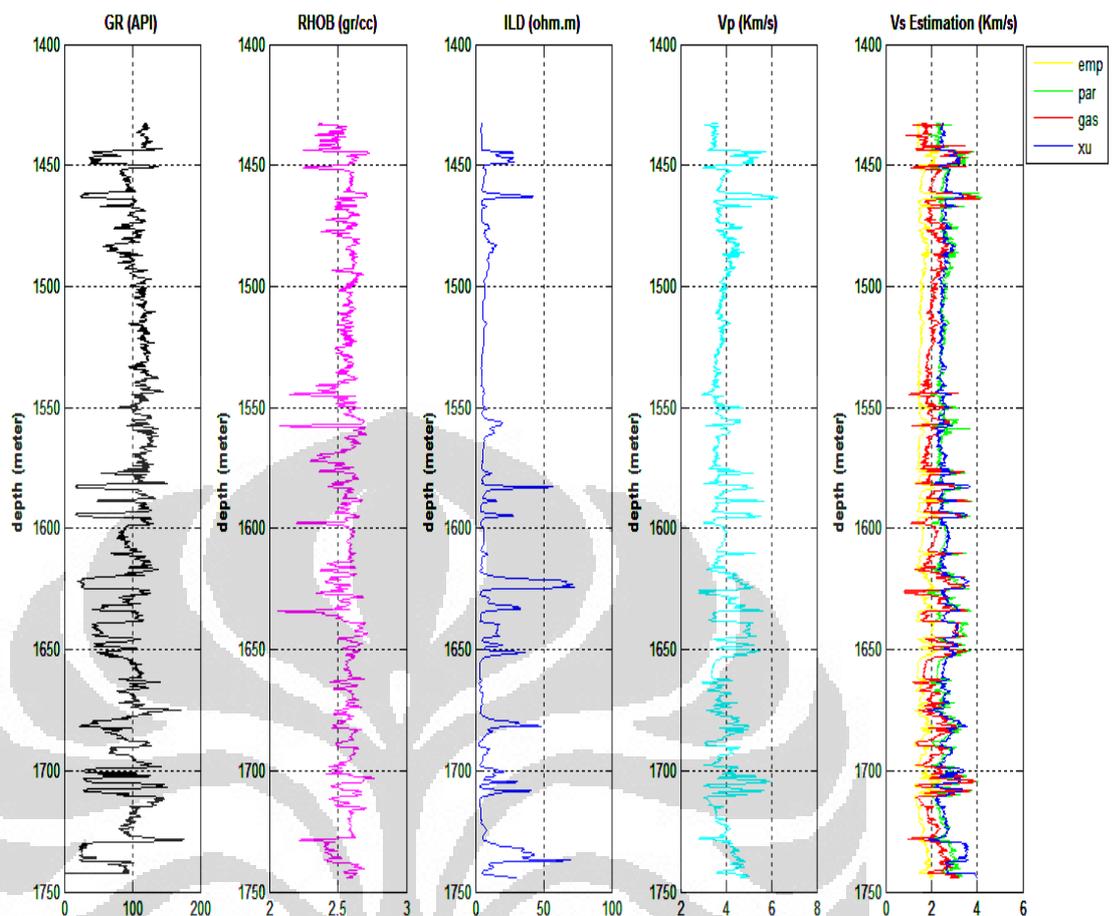
## 5.2 Pemodelan Kecepatan Fisika Batuan

Pada hasil yang tertera pada Gambar 5.4 terlihat bahwa estimasi nilai  $V_s$  dari berbagai metode saling berimpit kecuali pada metode estimasi pada pendekatan hubungan empiris. Hal ini dikarenakan pada estimasi kecepatan gelombang S

dengan menggunakan hubungan empiris hanya menggunakan parameter volume lempung dan  $V_p$ . Sedangkan untuk pemodelan yang lainnya mempertimbangkan parameter saturasi air, fluida yang memasuki rongga batuan dan matrik batuan disamping parameter volume lempung dan  $V_p$ .

Hasil estimasi kecepatan gelombang S pada pendekatan pemodelan Xu-White dinilai lebih mendekati nilai  $V_s$  yang sebenarnya. Hal ini dikarenakan pada pemodelan Xu-White mempertimbangkan parameter aspek rasio dari suatu batuan lempung dan pasir. Selain itu juga terdapatnya kontrol kualitas dengan log lain, yaitu nilai dari  $V_p$ . Nilai  $V_p$  hasil pemodelan Xu-White yang menggunakan pendekatan saturasi dari persamaan Gassmann dikomparasi dengan nilai  $V_p$  yang sebenarnya. Apabila kesalahan relatif  $V_p$  pemodelan dengan  $V_p$  yang sebenarnya mencapai minimum, maka  $V_s$  diperoleh dengan menggunakan aspek rasio yang telah disesuaikan dengan iterasi pada pemodelan  $V_p$ .





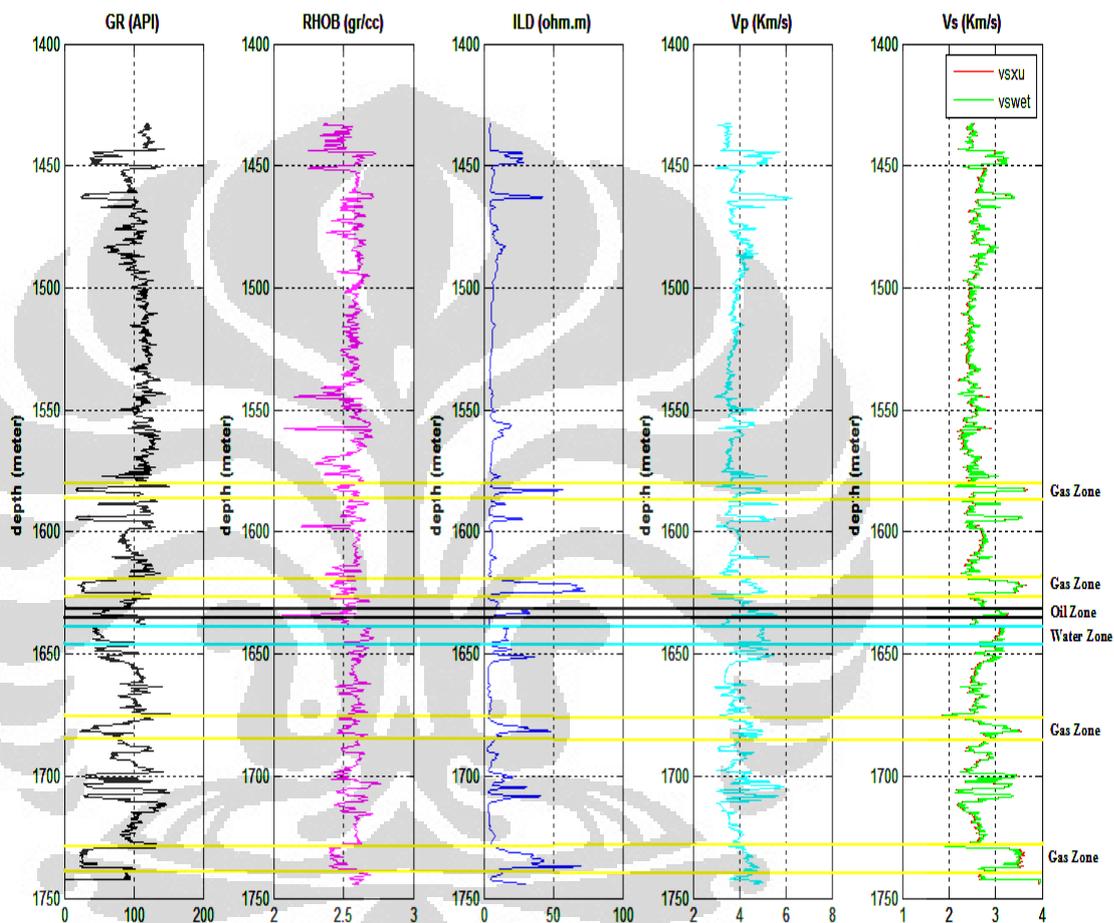
Gambar 5.4 Estimasi kecepatan gelombang S pada sumur BY18D

### 5.3 Pemodelan Penggantian Fluida

Pemodelan ini merupakan upaya untuk mengetahui hubungan antara pengaruh fluida terhadap modulus elastis. Cara yang dilakukan adalah dengan mengganti nilai saturasi air dengan fluida yang lain. Persamaan yang digunakan dalam pemodelan ini adalah persamaan Gassmann.

Dari hasil pemodelan penggantian fluida dapat terindikasi bahwa terdapatnya zona reservoir yang berisi gas. Hal ini dapat dibuktikan dengan adanya penyimpangan nilai kecepatan gelombang S pada saat diganti kandungan fluida air ( $S_w$  100%). Dimana penyimpangan nilai  $V_s$  yang lebih rendah pada reservoir saat dilakukan penggantian fluida dengan air. Hasil ini dapat dikomparasi dengan data geologi regional yang menyebutkan bahwa pada formasi grup Atoka yang mana sebagian besar kandungan batuanannya adalah bend konglomerat terkandung fluida gas di

dalam formasi tersebut. disebutkan bahwa batuan bend konglomerat berada di kedalaman sekitar 1400m-1800m di bawah permukaan. Selain itu dapat didukung dengan *cross over* antara data log Neutron dengan log RHOB/Densitas. Dari hasil FRM, terdapat beberapa zona yang mengandung fluida (gas, minyak dan air) yang ditandai seperti pada Gambar 5.5.

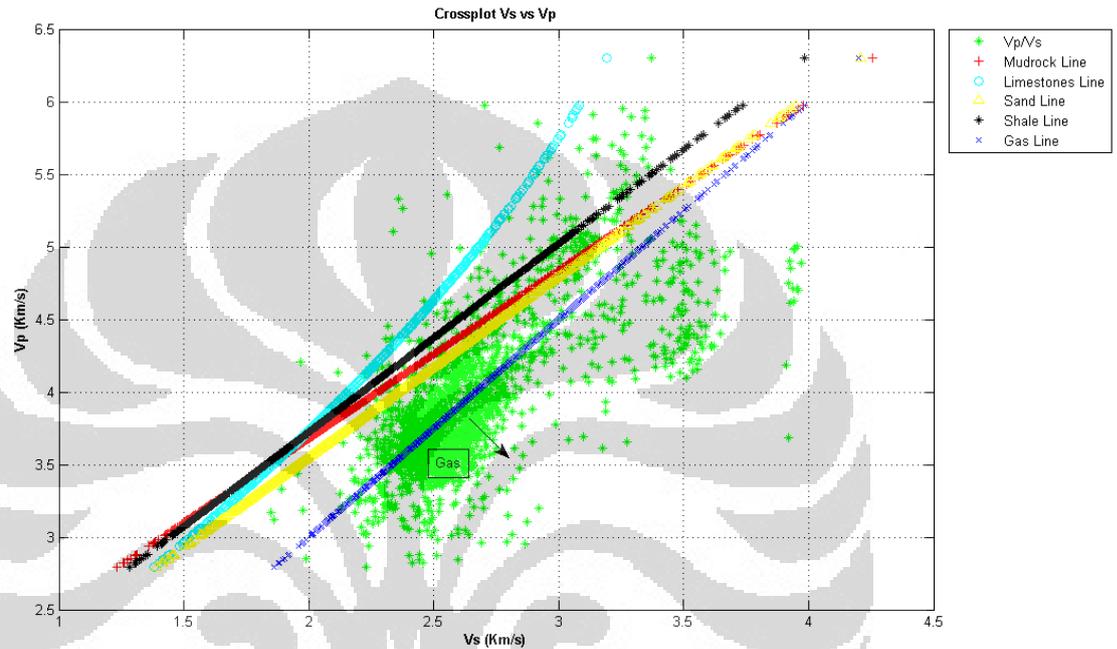


Gambar 5.5 Interpretasi zona fluida yang terkandung dalam reservoir pada sumur BY18D dengan menggunakan pemodelan penggantian fluida dengan  $S_w$  100%

#### 5.4 Identifikasi Fluida Pada Reservoir Dengan Penerapan Fisika Batuan

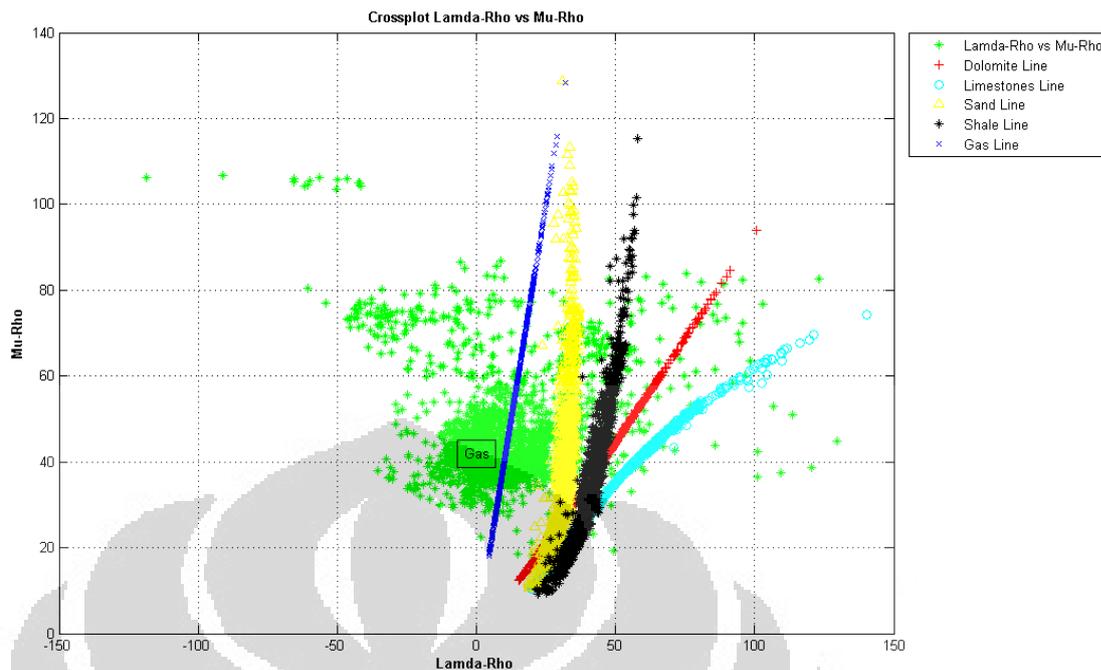
Fluida yang mengisi suatu reservoir dapat mempengaruhi perubahan sifat fisika batuan. Dengan pemodelan fisika batuan dapat membantu mengetahui jenis kandungan yang mengisi batuan reservoir. Salah satu parameter penting dalam pemodelan ini adalah parameter  $V_s$  karena seperti diketahui bahwa parameter  $V_s$  sangat sensitif dengan perubahan jenis fluida yang mengisi rongga batuan berpori.

Selain itu dari  $V_s$  tersebut dapat ditentukan/dicari nilai modulus shear/  $\mu$  ( $\mu$ ) dan parameter-parameter lain seperti rasio poisson dan Lambda ( $1^{\text{st}}$  Lamé Constant). Dengan diperoleh  $V_s$  dari estimasi, dapat dilakukan pemodelan fisika batuan dengan *crossplot* antara  $V_s$  dengan  $V_p$ , dan  $V_s$  dengan parameter-parameter lain ( $\mu$ , Lambda, Rho).



Gambar 5.6 *Crossplot*  $V_s$  terhadap  $V_p$  pada sumur BY18D

Pada Gambar 5.6 terlihat bahwa adanya indikasi fluida gas dengan mengetahui batas gas dan batas-batas litologi yang menyertai. Pada *crossplot* tersebut, batas gas ditandai dengan garis biru. Daerah yang berada di bawah garis gas, merupakan daerah yang mengandung fluida gas. Sedangkan untuk daerah di atas garis gas, yaitu daerah di antara garis gas dan beberapa garis litologi batuan, merupakan fluida bukan gas. Dalam hal ini dapat berupa fluida minyak maupun fluida air.



Gambar 5.7 *Crossplot* Lambda-Rho terhadap Mu-Rho pada sumur BY18D

Pada Gambar 5.7 terlihat bahwa reservoir pada sumur BY18D terdapat kandungan fluida gas. Hal ini terlihat pada *crossplot* Lambda-Rho terhadap Mu-Rho. Pada *crossplot* tersebut, Lambda-Rho lebih sensitif terhadap fluida sedangkan Mu-Rho lebih sensitif terhadap litologi batuan dari suatu reservoir. Dengan kata lain bahwa pada sumur BY18D terdapat reservoir batu pasir dengan kandungan fluida gas di dalamnya.

## BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

1. Estimasi kecepatan gelombang S dapat ditentukan dengan berbagai pendekatan metode seperti: metode hubungan empiris, persamaan Gassmann, pemodelan saturasi parsial dan pemodelan Xu-White. Dari berbagai metode, nilai  $V_s$  yang diestimasi dengan pemodelan Xu-White lebih mendekati nilai sebenarnya, karena terdapatnya faktor koreksi  $V_p$  dan mempertimbangkan aspek rasio dari suatu matrik batuan.
2. Interpretasi awal dapat diketahui dengan melihat nilai  $V_s$  yang dihasilkan dari rumus Xu-White dan metode-metode yang lainnya. Terlihat bahwa pada zona reservoir terdapat nilai  $V_s$  yang tinggi yang mana dapat diidentifikasi adanya fluida gas yang terkandung pada reservoir tersebut.
3. Berdasarkan pemodelan penggantian fluida, terlihat bahwa metode FRM dapat dilakukan pada zona reservoir yang prospektif untuk interpretasi lebih lanjut dalam menentukan karakteristik dari suatu reservoir. Hasil pemodelan penggantian fluida dapat ditentukan berdasarkan geologi regional dari suatu daerah penelitian serta beberapa *crossplot* dari parameter-parameter fisika batuan.
4. Hasil dari FRM ( $S_w$  100%) menunjukkan adanya fluida gas yang terkandung pada suatu reservoir.

### 6.2 Saran

Dalam upaya pengestimasi nilai kecepatan gelombang S alangkah baiknya jika tersedia data core. Hal ini diharapkan dapat menghasilkan solusi estimasi  $V_s$  yang lebih valid. Selain itu dalam penentuan estimasi kecepatan gelombang S dengan menggunakan pemodelan kecepatan Xu-White sebaiknya memperhitungkan model multi mineral yang terkandung dalam suatu formasi.

## DAFTAR ACUAN

- Andrea, M., Sams, M. S., 1997, **Predicting horizontal velocity from well data: Geophysical prospecting**, 45, 593-609.
- Ball, MM., and Perry, WJ., Jr, **Bend Arch-Fort Worth Basin Province (045)**.  
Barnett shale symposium, 2003.
- Casagna et al., 1995, **Relationship between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks: Geophysics**, 50, 571-581.
- Chen, T., Donald C. L., and Peterson F, **Physical parameter estimation for sandstone reservoirs**.
- Clawson, S., and Meng HZ., **Seismic Acoustic Impedance Inversion in Reservoir Characterization Utilizing gOcad**, 2000 gOcad Users Meeting.
- Corelab, 2003, **Rock properties and seismic**.
- Hampson Russel, **AVO Workshop Theory and Exercises**.
- Han, D., and Batzle, M., 2004, **Estimate Shear Velocity Based on Dry P-wave and Shear Modulus Relationship**, SEG Int'l Exposition 74 th Annual Meeting, Denver Colorado.
- Haris, Abd, 2007, **Analisis Data Geofisika 2**.
- Harsono, A., 1997, **Pengantar Evaluasi Log**, Schlumberger Data Services.
- Kurniawan, T. R., 2009, **Pemodelan Kecepatan Multi-mineral Untuk Karakterisasi Reservoir: Studi Kasus Reservoir LT, Struktur TK**, Thesis.

- Lee, Myung W., 2003, **Velocity Ratio and its Application to Predicting Velocities**, U.S. Geological Survey Bulletin 2197.
- Lee, Myung W., 2008, **Comparison of the Modified Biot-Gassmann Theory and the Kuster-Toksöz Theory in Predicting Elastic Velocities of Sediments**, U.S. Geological Survey, Reston, Virginia.
- Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J., 1998, **Rock Physics Handbooks**, Cambridge University Press.
- Pollastro, RM et al, 2007, **Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch-FortWorth Basin, Texas**, AAPG Bulletin, v. 91, no. 4.
- Sukmono, S., 2006, **Rock-physics basis for seismic reservoir analysis**, Lab. of reservoir geophysics Institute of Technology Bandung.
- Tanakov MY., 1997, **Integrated reservoir description for Boonsville (Texas) field using 3-D seismic, well and production data**, Dissertation at University of Tulsa.
- Xu, S., and White, R. E., 1995, **A new velocity model for clay-sand mixture: Geophysical Prospecting.**, 43, 91-118.
- Xu, S., and White, R. E., 1996, **A physical model for shear-wave velocity prediction: Geophysical Prospecting.**, 44, 687-717.
- Yan, J., Lubbe, R., and Pillar, N., 2007, **Variable Aspect Ratio Method in the Xu-White Model for AVO**, London.

## LAMPIRAN A

### A. Skalar Teori Kuster-Toksoz (1974)

$$T_{ijj} = \frac{3F_1}{F_2},$$

$$T_{ijj} - \frac{1}{3}T_{ijj} = \frac{2}{F_3} + \frac{1}{F_4} + \frac{F_4F_5 + F_6F_7 - F_8F_9}{F_2F_4},$$

dimana;

$$F_1 = 1 + A \left[ \frac{3}{2}(g + \phi) - R \left( \frac{3}{2}g + \frac{5}{2}\phi - \frac{4}{3} \right) \right],$$

$$F_2 = 1 + A \left[ 1 + \frac{3}{2}(g + \phi) - \frac{R}{2}(3g + 5\phi) \right] + B(3 - 4R) + \frac{A}{2}(A + 3B)(3 - 4R) \left[ g + \phi - R(g - \phi + 2\phi^2) \right],$$

$$F_3 = 1 + \frac{A}{2} \left[ R(2 - \phi) + \frac{1 + \alpha^2}{\alpha^2} g(R - 1) \right],$$

$$F_4 = 1 + \frac{A}{4} [3\phi + g - R(g - \phi)],$$

$$F_5 = A \left[ R \left( g + \phi - \frac{4}{3} \right) - g \right] + B\phi(3 - 4R),$$

$$F_6 = 1 + A [1 + g - R(g + \phi)] + B(1 - \phi)(3 - 4R),$$

$$F_7 = 2 + \frac{A}{4} [9\phi + 3g - R(5\phi + 3g)] + B\phi(3 - 4R),$$

$$F_8 = A \left[ 1 - 2R + \frac{g}{2}(R - 1) + \frac{\phi}{2}(5R - 3) \right] + B(1 - \phi)(3 - 4R),$$

$$F_9 = A [g(R - 1) - R\phi] + B\phi(3 - 4R),$$

$$A = \frac{\mu'}{\mu} - 1,$$

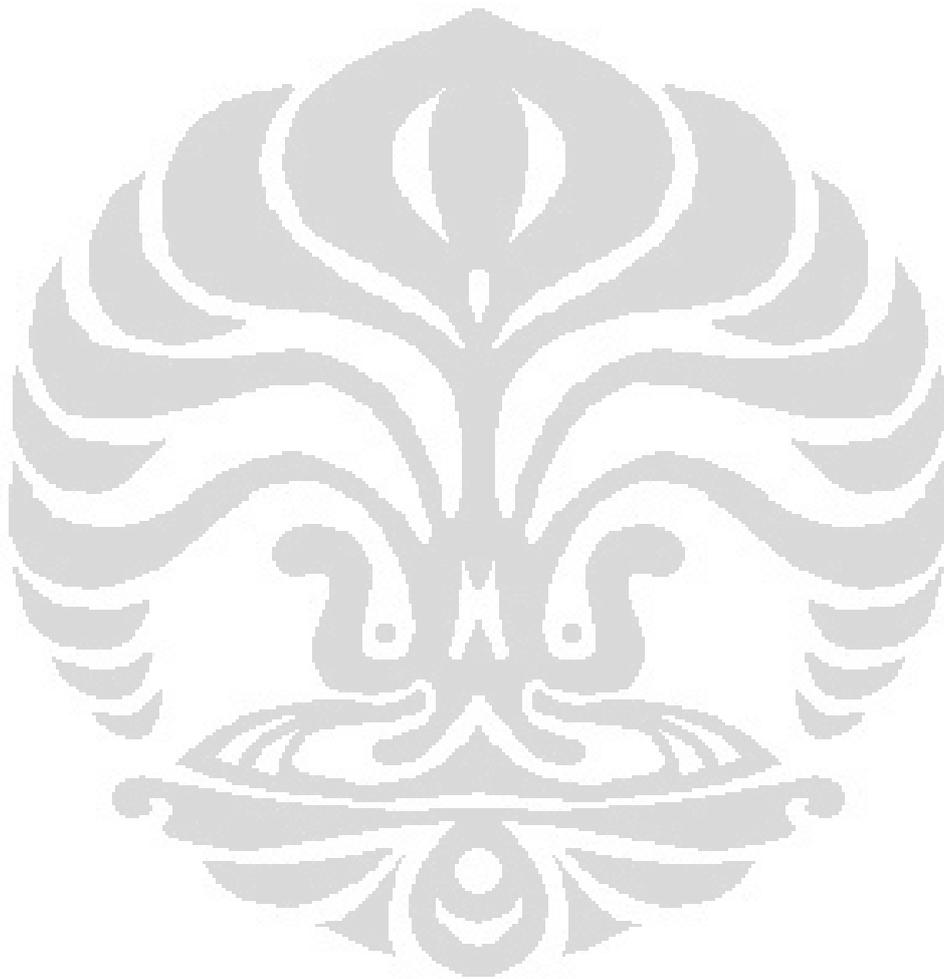
$$B = \frac{1}{3} \left( \frac{\kappa'}{\kappa} - \frac{\mu'}{\mu} \right),$$

$$R = \frac{3\mu}{3\kappa + 4\mu},$$

$$g = \frac{\alpha^2}{1 - \alpha^2} (3\phi - 2),$$

$$\phi = \frac{\alpha}{(1 - \alpha^2)^{3/2}} \left[ \cos^{-1} \alpha - \alpha(1 - \alpha^{1/2}) \right]$$

dengan  $\alpha$  merupakan aspek rasio,  $k$  dan  $\mu$  merupakan modulus Bulk dan modulus *shear* dari suatu matrik batuan;  $k'$  dan  $\mu'$  merupakan modulus Bulk dan modulus *shear* dari fluida yang mengisi rongga batuan.



## LAMPIRAN B

### B. Pemrograman MATLAB

```

clear all
clc

disp('Novia Valentina')
disp('0606028975')
disp('Estimasi Vs dan FRM')

%===Load Data Sumur===

[fname, pname] = uigetfile('*.txt');
fname=fullfile(pname, fname);
data=load(fname);
data1=(data~-999.250).*data;

depth=data1(:,1);%kedalaman (meter)
rhob=data1(:,2);%densitas (gr/cc)
dt=data1(:,3);%sonic (micro second/ft)
gr=data1(:,4);%gamma ray
rt=data1(:,5);%resistivitas formasi dalam (ohm.m)
phin=data1(:,6);%neutron porosity

n=(max(depth)-min(depth))/(depth(2,1)-depth(1,1))+1;%jumlah
data

%===Parameter Awal===

rhog=0.001;%densitas gas (gr/cc)
rhow=1.01;%densitas air
rhos=2.65;%densitas sand
rhoc=2.58;%densitas clay
rw1=0.0539;%resistivitas air
Kg=0.0208;%bulk modulus gas (gpa)
Kw=2.29;%bulk modulus air (gpa)
K1=38;%bulk modulus sand (gpa)
K2=20.9;%bulk modulus clay (gpa)
mu1=44;%shear modulus sand (gpa)
mu2=6.85;%shear modulus sand (gpa)
grmin=min(gr);%gamma ray max
grmax=max(gr);%gamma ray min

%===Create Variable==
for i=1:n+1
    vp(i,1)=304.80/dt(i);
    clay(i,1)=(gr(i)-grmin)/(grmax-grmin);
    f2(i,1)=clay(i);
    f1(i,1)=1-f2(i);
    Khs(i,1)=K1+(f2(i)/((K2-K1)^-
1)+f1(i)*((K1+((4/3)*mu1))^-1));
    muhs(i,1)=mu1+(f2(i)/(((mu2-mu1)^-
1)+((2*f1(i)*(K1+2*mu1))/(5*mu1*(K1+(4/3)*mu1)))));
    Kv(i,1)=f1(i)*K1+f2(i)*K2;

```

```

muv(i,1)=f1(i)*mu1+f2(i)*mu2;
Kr(i,1)=(K1*K2)/((f1(i)*K2)+(f2(i)*K1));
mur(i,1)=(mu1*mu2)/((f1(i)*mu2)+(f2(i)*mu1));
Kvr(i,1)=(Kv(i)+Kr(i))/2;
muvr(i,1)=(muv(i)+mur(i))/2;
Kvr(i,1)=(Kv(i)+Kr(i))/2;
muvr(i,1)=(muv(i)+mur(i))/2;
Kma(i,1)=Kvr(i);
muma(i,1)=muvr(i);
rhoma(i,1)=(f1(i)*rhos)+(f2(i)*rhoc);
sw3(i,1)=((rhoma(i)-rhog)*((rw1/rt(i))^0.5))/((rhoma(i)-
rhob(i))+((rhow-rhog)*((rw1/rt(i))^0.5)));
phid_n(i,1)=(rhoma(i)-rhob(i))/(rhoma(i)-
((sw3(i)*rhow)+((1-sw3(i))*rhog)));
sand(i)=1-phid_n(i)-clay(i);
phis(i,1)=(phid_n(i)*sand(i))/(1-phid_n(i));
phic(i,1)=(phid_n(i)*clay(i))/(1-phid_n(i));
Kf(i,1)=1/((sw3(i)/Kw)+((1-sw3(i))/Kg));
rhof(i,1)=(rhob(i)-((1-phid_n(i))*rhoma(i)))/phid_n(i);
vpma(i,1)=((Kma(i)+(4/3)*muma(i))/rhoma(i)^0.5);
rhog1(i,1)=(rhof(i)-(rhow*sw3(i)))/(1-sw3(i));
vpf(i,1)=phid_n(i)/((1/vp(i))-((1-phid_n(i))/vpma(i)));
muf(i,1)=(3/4)*((rhof(i)*(vpf(i)^2))-Kf(i));
A(i,1)=(muf(i)/muma(i))-1;
B(i,1)=(1/3)*((Kf(i)/Kma(i))-(muf(i)/muma(i)));
R(i,1)=3*muma(i)/(3*Kma(i)+4*muma(i));
ac(i,1)=0.17114-(0.24477*phid_n(i))+(0.004314*clay(i));
as(i,1)=0.1762*EXPM(-2.22*phid_n(i));
end

%==Estimasi Vs Emphiris==

for i=1:n+1
vs_sand(i,1)=vp(i)*0.80416-0.85588;
vs_sh(i,1)=vp(i)*0.76969-0.86735;
vs_1(i,1)=clay(i)*vs_sh(i)+(1-clay(i))*vs_sand(i);
vs_2(i,1)=1/((clay(i)/vs_sh(i))+(1-clay(i)/vs_sand(i)));
vsemp(i,1)=(vs_1(i)+vs_2(i))/2;
end

%==Estimasi Vs Gassman==

for i=1:n+1
ms(i,1)=rhob(i)*(vp(i)^2);
mo(i,1)=(Kma(i)+(4/3)*muma(i));
a1(i,1)=mo(i)*(1-(ms(i)/mo(i))^2);
b1(i,1)=phid_n(i)*((mo(i)/Kf(i))+(ms(i)/mo(i))-1-
phid_n(i));
dks1(i,1)=a1(i)/b1(i);

dks(i,1)=dks1(i,1)*(0.64+(0.2*(ms(i)/mo(i)))+1.14*phid_n(i))-
(1.31*(phid_n(i)^2));
md(i)=ms(i)-dks(i);
mu(i)=-0.0006*(md(i)^2)+0.4021*md(i)+0.1336;
vsgas(i,1)=(mu(i)/rhob(i))^0.5;
end

%==Estimasi Vs Partial Saturation==

```

```

for i=1:n+1
    f(i,1)=(Kf(i)/Kw)-((1-sw3(i))*(Kg/Kw));
    vsw(i,1)=(0.7085*vp(i))-0.44-(0.3454*clay(i));
    vsd(i,1)=0.667*vp(i);
    vspar(i,1)=f(i)*vsw(i)+((1-f(i))*vsd(i));
end

%===Penentuan Aspek Rasio===

figure;
plot(as,depth,'*g');
hold on;
plot(ac,depth,'+r');
hold on;
xlabel('aspek rasio','fontweight','bold');
ylabel('depth (meter)','fontweight','bold');
grid on;
flipy

legend('0.1762*EXPM(-2.22*PHI)','0.17114-
(0.24477*PHI)+(0.004314*Vsh)');
legend('0.1762*EXPM(-2.22*PHI)','0.17114-
(0.24477*PHI)+(0.004314*Vsh)','Location','NorthEastOutside')

%==Estimasi Vs Xu-White==

a1=0.12*ones(n+1,1);
a=[a1 ac];
ndat=100;
for k=1:ndat
    for j=1:2
        for i=1:n+1
            Q(i,j)=(a(i,j)/(1-a(i,j)^2)^1.5)*((acos(a(i,j)))-
a(i,j)*(1-a(i,j)^0.5));
            Q2(i,j)=(a(i,j)/(1-
a(i,j)^2)^1.5)*(((1/cos(a(i,j)*pi/180))))-a(i,j)*(1-a(i,j)^0.5));
            Q3(i,j)=(a(i,j)/(1-
a(i,j)^2)^1.5)*(((180*(1/cos(a(i,j))))/pi)-a(i,j)*(1-a(i,j)^0.5));
            Q1(i,j)=(a(i,j)/(1-
a(i,j)^2)^1.5)*(a(i,j)*cos(a(i,j)*pi/180)-a(i,j)*(1-
a(i,j)^2)^0.5);
            g(i,j)=((a(i,j)^2)/(1-a(i,j)^2))*(3*Q(i,j)-2);
            F1(i,j)=1+A(i)*((3/2)*(g(i,j)+Q(i,j))-
R(i)*((3/2)*g(i,j)+(5/2)*Q(i,j)-(4/3)));
            F21(i,j)=1+A(i)*(1+(3/2)*(g(i,j)+Q(i,j))-
(R(i)/2)*(3*g(i,j)+5*Q(i,j)))+B(i)*(3-4*R(i));
            F22(i,j)=(A(i)/2)*(A(i)+3*B(i))*(3-
4*R(i))*(g(i,j)+Q(i,j)-R(i)*(g(i,j)-Q(i,j)+2*(Q(i,j)^2)));
            F2(i,j)=F21(i,j)+F22(i,j);
            F3(i,j)=1+(A(i)/2)*(R(i)*(2-
Q(i,j)))+(1+a(i,j)^2)/a(i,j)^2*g(i,j)*(R(i)-1));
            F4(i,j)=1+(A(i)/4)*(3*Q(i,j)+g(i,j)-R(i)*(g(i,j)-
Q(i,j)));
            F5(i,j)=A(i)*(R(i)*(g(i,j)+Q(i,j)-(4/3))-
g(i,j))+B(i)*Q(i,j)*(3-4*R(i));
            F6(i,j)=1+A(i)*(1+g(i,j)-
R(i)*(g(i,j)+Q(i,j)))+B(i)*(1-Q(i,j))*(3-4*R(i));

```

```

        F7(i,j)=2+(A(i)/4)*(9*Q(i,j)+3*g(i,j)-
R(i)*(5*Q(i,j)+3*g(i,j)))+B(i)*Q(i,j)*(3-4*R(i));
        F8(i,j)=A(i)*(1-2*R(i)+(g(i,j)/2)*(R(i)-
1)+(Q(i,j)/2)*(5*R(i)-3))+B(i)*(1-Q(i,j))*(3-4*R(i));
        F9(i,j)=A(i)*(g(i,j)*(R(i)-1)-
R(i)*Q(i,j))+B(i)*Q(i,j)*(3-4*R(i));
        T1(i,j)=(3*F1(i,j))/F2(i,j);

T2(i,j)=2/F3(i,j)+1/F4(i,j)+((F4(i,j)*F5(i,j)+F6(i,j)*F7(i,j)-
F8(i,j)*F9(i,j))/F2(i,j)*F4(i,j));
    end
end
T1;
T2;
T1s=T1(:,1);
T1sh=T1(:,2);
T2s=T2(:,1);
T2sh=T2(:,2);
for i=1:n+1
    T11(i,1)=(phis(i)*T1s(i))+(phic(i)*T1sh(i));
    T22(i,1)=(phis(i)*T2s(i))+(phic(i)*T2sh(i));
end
sumT11=sum(T11,1);
sumT22=sum(T22,1);
for i=1:n+1
    fKd(i,1)=(Kf(i)-
Kma(i))/(3*(3*Kma(i)+4*muma(i)))*sumT11;
    fmud(i,1)=(muf(i)-
muma(i))/(25*muma(i)*(3*Kma(i)+4*muma(i)))*sumT22;
    Kd(i,1)=abs(Kma(i)+4*fKd(i)*muma(i)/(1-(3*fKd(i))));
    mud1(i,1)=1+fmud(i)*(9*Kma(i)+8*muma(i));
    mud2(i,1)=1-6*fmud(i)*(Kma(i)+2*muma(i));
    mud(i,1)=abs(muma(i)*(mud1(i)/mud2(i)));
    Cma(i,1)=1/Kma(i);
    Cf(i,1)=1/Kf(i);
    Cd(i,1)=1/Kd(i);
    Ksat(i,1)=Kd(i)+(((1-(Cma(i)/Cd(i)))^2)/((Cma(i)*(1-
phid_n(i)))+(Cf(i)*phid_n(i))-((Cma(i)^2)/Cd(i))));
    vpsat(i,1)=((Ksat(i)+((4*mud(i))/3))/rhob(i))^0.5;
    vsxu(i,1)=(mud(i)/rhob(i))^0.5;
end
sum1=sum(vpsat,1);
sum2=sum(vp,1);
sigma1=sum2-sum1;
ss(k,1)=abs(sigma1);
sigma=abs(sigma1);
ss;
sigma;
sigmaerror=(sigma/sum2)*100;
ss1(k,1)=sigmaerror;
if sigmaerror<=min(ss1,1)
    a=a;
else
    a=a+0.02*a;
end
end
end

%==Filtering Vs Estimation==

```

```

l=2;

av1=sum(vsgas,1)/n+1;

for j=2:l+1
    for i=1:n+1
        vsgas(i,j)=vsgas(i);
        if vsgas(i,j)==max(vsgas(:,j-1));
            vsgas(i,j)=av1;
        elseif vsgas(i,j)==min(vsgas(:,j-1));
            vsgas(i,j)=av1;
        else
            vsgas(i,j)=vsgas(i,j-1);
        end
    end
end
vsgas=vsgas(:,l+1);

av2=sum(vspar,1)/n+1;

for j=2:l+1
    for i=1:n+1
        vspar(i,j)=vspar(i);
        if vspar(i,j)==max(vspar(:,j-1));
            vspar(i,j)=av1;
        elseif vspar(i,j)==min(vspar(:,j-1));
            vspar(i,j)=av1;
        else
            vspar(i,j)=vspar(i,j-1);
        end
    end
end
vspar=vspar(:,l+1);

%==Fluid Replacement Model==

for i=1:n+1
    Kf1(i,1)=1/((sw3(i)/Kw)+((1-sw3(i))/Kg));
    rhof1(i,1)=(rhow*sw3(i))+((1-sw3(i))*rhog);
    Ks1(i,1)=rhob(i)*((vp(i)^2)-((4/3)*(vsxu(i)^2)));
    mu(i,1)=rhob(i)*(vsxu(i)^2);
    Kfr1a(i,1)=(Ks1(i)*((phid_n(i)*Kma(i)/Kf1(i))+1-
phid_n(i)))-Kma(i);
    Kfr1b(i,1)=((phid_n(i)*Kma(i))/Kf1(i))+Ks1(i)/Kma(i)-
1-phid_n(i);
    Kfr1(i,1)=Kfr1a(i)/Kfr1b(i);
    Kf2(i,1)=1/((sw3(i)/Kw)+((1-sw3(i))/Kg));
    rhof2(i,1)=(rhow);
    rhosat1(i,1)=rhob(i)+(phid_n(i)*(rhof2(i)-rhof(i)));
    Ks2a(i,1)=(1-
((Kfr1(i)/Kma(i))^2))/((phid_n(i)/Kf2(i))+((1-phid_n(i))/Kma(i))-
(Kfr1(i)/(Kma(i)^2)));
    Ks2(i,1)=Kfr1(i)+Ks2a(i);
    vp2(i,1)=abs(((Ks2(i)+((4/3)*mu(i)))/(rhosat1(i)))^0.5);
    vs2(i,1)=abs((mu(i)/rhosat1(i))^0.5);
end

%===Prameter Fisika Batuan===

```

```

for i=1:n+1
    zp(i,1)=rhob(i)*vp(i);
    zs(i,1)=rhob(i)*vsxu(i);
    murho(i,1)=(zs(i))^2;
    lamrho(i,1)=(zp(i)^2)-(2*murho(i));
    zsdol(i,1)=rhob(i)*vsdol(i);
    murhodol(i,1)=(zsdol(i))^2;
    lamrhodol(i,1)=(zp(i)^2)-(2*murhodol(i));
    zslim(i,1)=rhob(i)*vslim(i);
    murholim(i,1)=(zslim(i))^2;
    lamrholim(i,1)=(zp(i)^2)-(2*murholim(i));
    zssand(i,1)=rhob(i)*vssand(i);
    murhosand(i,1)=(zssand(i))^2;
    lamrhosand(i,1)=(zp(i)^2)-(2*murhosand(i));
    zsshale(i,1)=rhob(i)*vsshale(i);
    murhoshale(i,1)=(zsshale(i))^2;
    lamrhoshale(i,1)=(zp(i)^2)-(2*murhoshale(i));
    zsg(i,1)=rhob(i)*vsg(i);
    murhog(i,1)=(zsg(i))^2;
    lamrhog(i,1)=(zp(i)^2)-(2*murhog(i));
end

%===Penampilan Gambar Estimasi Vs===

figure;
subplot(1,3,1);plot(rhob,depth,'m');title('Density
(gr/cc)', 'fontweight', 'bold');
ylabel('depth (meter)', 'fontweight', 'bold');
grid on;
flipy
subplot(1,3,2);plot(vp,depth,'c');title('Vp
(Km/s)', 'fontweight', 'bold');
ylabel('depth (meter)', 'fontweight', 'bold');
grid on;
flipy
subplot(1,3,3);plot(vsemp,depth,'y');title('Vs Estimation
(Km/s)', 'fontweight', 'bold');
ylabel('depth (meter)', 'fontweight', 'bold');
grid on;
hold on;
subplot(1,3,3);plot(vspar,depth,'g');
grid on;
hold on;
subplot(1,3,3);plot(vsgas,depth,'r');
grid on;
hold on;
subplot(1,3,3);plot(vsxu,depth);
grid on;
flipy
legend('emp', 'par', 'gas', 'xu', 'Location', 'NorthEast')

%===Penampilan Gambar FRM===

figure;
subplot(1,5,1);plot(gr,depth,'k');title('GR
(API)', 'fontweight', 'bold');
ylabel('depth (meter)', 'fontweight', 'bold');

```

```

grid on;
flipy
subplot(1,5,2);plot(rhob,depth,'m');title('RHOB
(gr/cc)', 'fontweight', 'bold');
ylabel('depth (meter)', 'fontweight', 'bold');
grid on;
flipy
subplot(1,5,3);plot(rt,depth,'b');title('ILD
(ohm.m)', 'fontweight', 'bold');
ylabel('depth (meter)', 'fontweight', 'bold');
grid on;
flipy
subplot(1,5,4);plot(vp,depth,'c');title('Vp
(Km/s)', 'fontweight', 'bold');
ylabel('depth (meter)', 'fontweight', 'bold');
grid on;
flipy
subplot(1,5,5);plot(vsxu,depth,'r');title('Vs
(Km/s)', 'fontweight', 'bold');
ylabel('depth (meter)', 'fontweight', 'bold');
grid on;
hold on;
subplot(1,5,5);plot(vs2,depth,'g');
grid on;
legend('vsxu', 'vswet', 'Location', 'NorthEast')
flipy

%===Crossplot Vp/Vs===

figure;
plot(vsxu,vp,'*g');
hold on;
plot(vscas,vp,'+r');
hold on;
plot(vslim,vp,'oc');
hold on;
plot(vssand,vp,'^y');
hold on;
plot(vsshale,vp,'*k');
hold on;
plot(vsg,vp,'xb');
grid on;
title('Crossplot Vs vs Vp', 'fontweight', 'bold')
xlabel('Vs (Km/s)', 'fontweight', 'bold');
ylabel('Vp (Km/s)', 'fontweight', 'bold');
error=abs((sigma/sum2)*100)
legend('Vp/Vs', 'Mudrock Line', 'Limestones Line', 'Sand
Line', 'Shale Line', 'Gas Line', 'Location', 'NorthEastOutside')

%===Crossplot Lambda-Rho dan Mu-Rho===

figure;
plot(lamrho,murho,'*g');
hold on;
plot(lamrhodol,murhodol,'+r');
hold on;
plot(lamrholim,murholim,'oc');
hold on;

```

```

plot(lamrhosand,murhosand,'^y');
hold on;
plot(lamrhoshale,murhoshale,'*k');
hold on;
plot(lamrhog,murhog,'xb');
grid on;
title('Crossplot Lamda-Rho vs Mu-Rho','fontweight','bold')
xlabel('Lamda-Rho','fontweight','bold');
ylabel('Mu-Rho','fontweight','bold');
error=abs((sigma/sum2)*100)
legend('Lamda-Rho vs Mu-Rho','Dolomite Line','Limestones
Line','Sand Line','Shale Line','Gas
Line','Location','NorthEastOutside')

```

